

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ
к актуализированной схеме теплоснабжения
городского округа город Сургут
на период до 2035 года
(Актуализация на 2023 год)**



Книга 2

**Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и
потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения**

Исполнитель: ООО «ДЖИ ДИНАМИКА»

г. Санкт-Петербург, 2022 г.

Оглавление

Часть 1. Функциональная структура теплоснабжения.....	14
1.1 Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций и описание структуры договорных отношений между ними в зонах действия производственных котельных	14
1.2 Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими организациями.....	28
1.3 Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций и описание структуры договорных отношений между ними в зонах действия индивидуального теплоснабжения	31
1.4 Описание изменений, произошедших в функциональной структуре теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	32
Часть 2. Источники тепловой энергии.....	33
2.1 Структура и технические характеристики основного оборудования.....	38
2.1.1. Филиал ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1	38
2.1.2. ПАО «Юнипро» - Сургутская ГРЭС-2.....	41
2.1.3. СГМУП «Городские тепловые сети»	43
2.1.4. ПАО «Сургутнефтегаз»	53
2.1.5. ООО «Сургутские городские электрические сети»	60
2.1.6. ООО «Газпром энерго».....	61
2.1.7. АО «Аэропорт Сургут».....	63
2.1.8. СГМУП «Сургутский хлебозавод»	65
2.1.9. ООО УК «Северо-Западная Тепловая Компания».....	67
2.1.10. ООО «ТВС-сервис»	69
2.1.11. АО «Горремстрой»	71
2.1.12. ООО «Технические системы»	73
2.1.13. ООО «СКАТ-База»	75
2.2 Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки.....	77
2.2.1. Филиал ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1	77
2.2.2. ПАО «Юнипро» - Сургутская ГРЭС-2.....	77
2.2.3. СГМУП «Городские тепловые сети»	78
2.2.4. ПАО «Сургутнефтегаз»	78
2.2.5. ООО «Сургутские городские электрические сети»	80
2.2.6. ООО «Газпром энерго».....	80
2.2.7. АО «Аэропорт Сургут».....	80
2.2.8. СГМУП «Сургутский хлебозавод»	80
2.2.9. ООО УК «Северо-Западная Тепловая Компания».....	81
2.2.10. ООО «ТВС-сервис»	81
2.2.11. АО «Горремстрой»	81
2.2.12. ООО «Технические системы»	81
2.2.13. ООО «СКАТ-База»	81
2.3 Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности	81
2.3.1. Филиал ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1	81

2.3.2. ПАО «Юнипро» - Сургутская ГРЭС-2.....	83
2.3.3. СГМУП «Городские тепловые сети»	83
2.3.4. ПАО «Сургутнефтегаз»	85
2.3.5. ООО «Сургутские городские электрические сети»	86
2.3.6. ООО «Газпром энерго».....	86
2.3.7. АО «Аэропорт Сургут».....	86
2.3.8. СГМУП «Сургутский хлебозавод»	86
2.3.9. ООО УК «Северо-Западная Тепловая Компания».....	86
2.3.10. ООО «ТВС-сервис»	86
2.3.11. АО «Горремстрой»	87
2.3.12. ООО «Технические системы»	87
2.3.13. ООО «СКАТ-База»	87
2.4 Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности нетто	87
2.4.1. Филиал ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1	87
2.4.2. ПАО «Юнипро» - Сургутская ГРЭС-2.....	88
2.4.3. СГМУП «Городские тепловые сети»	88
2.4.4. ПАО «Сургутнефтегаз»	89
2.4.5. ООО «Сургутские городские электрические сети»	90
2.4.6. ООО «Газпром энерго».....	91
2.4.7. АО «Аэропорт Сургут».....	91
2.4.8. СГМУП «Сургутский хлебозавод»	92
2.4.9. ООО УК «Северо-Западная Тепловая Компания».....	92
2.4.10. ООО «ТВС-сервис»	92
2.4.11. АО «Горремстрой»	93
2.4.12. ООО «Технические системы»	93
2.4.13. ООО «СКАТ-База»	93
2.5 Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса.....	94
2.5.1. Филиал ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1	94
2.5.2. ПАО «Юнипро» - Сургутская ГРЭС-2.....	97
2.5.3. СГМУП «Городские тепловые сети»	99
2.5.4. ПАО «Сургутнефтегаз»	104
2.5.5. ООО «Сургутские городские электрические сети»	108
2.5.6. ООО «Газпром энерго».....	108
2.5.7. АО «Аэропорт Сургут».....	108
2.5.8. СГМУП «Сургутский хлебозавод»	109
2.5.9. ООО УК «Северо-Западная Тепловая Компания».....	109
2.5.10. ООО «ТВС-сервис»	109
2.5.11. АО «Горремстрой»	109
2.5.12. ООО «Технические системы»	109
2.5.13. ООО «СКАТ-База»	109
2.6 Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной	

выработки электрической и тепловой энергии)	110
2.6.1. Филиал ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1	110
2.6.2. ПАО «Юнипро» - Сургутская ГРЭС-2.....	112
2.6.3. СГМУП «Городские тепловые сети»	115
2.6.4. ПАО «Сургутнефтегаз»	141
2.6.5. ООО «Сургутские городские электрические сети»	159
2.6.6. ООО «Газпром энерго».....	161
2.6.7. АО «Аэропорт Сургут».....	164
2.6.8. СГМУП «Сургутский хлебозавод»	166
2.6.9. ООО УК «Северо-Западная Тепловая Компания».....	169
2.6.10. ООО «ТВС-сервис»	169
2.6.11. АО «Горремстрой»	171
2.6.12. ООО «Технические системы»	171
2.6.13. ООО «СКАТ-База»	171
2.7 Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха	173
2.7.1. Филиал ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1	173
2.7.2. ПАО «Юнипро» - Сургутская ГРЭС-2.....	176
2.7.3. СГМУП «Городские тепловые сети»	178
2.7.4. ПАО «Сургутнефтегаз»	190
2.7.5. ООО «Сургутские городские электрические сети»	194
2.7.6. ООО «Газпром энерго».....	197
2.7.7. АО «Аэропорт Сургут».....	199
2.7.8. СГМУП «Сургутский хлебозавод»	199
2.7.9. ООО УК «Северо-Западная Тепловая Компания».....	200
2.7.10. ООО «ТВС-сервис»	200
2.7.11. АО «Горремстрой»	201
2.7.12. ООО «Технические системы»	202
2.7.13. ООО «СКАТ-База»	202
2.8 Среднегодовая загрузка оборудования	203
2.8.1. Филиал ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1	203
2.8.2. ПАО «Юнипро» - Сургутская ГРЭС-2.....	204
2.8.3. СГМУП «Городские тепловые сети»	204
2.8.4. ПАО «Сургутнефтегаз»	205
2.8.5. ООО «Сургутские городские электрические сети»	205
2.8.6. ООО «Газпром энерго».....	205
2.8.7. АО «Аэропорт Сургут».....	206
2.8.8. СГМУП «Сургутский хлебозавод»	206
2.8.9. ООО УК «Северо-Западная Тепловая Компания».....	206
2.8.10. ООО «ТВС-сервис»	207
2.8.11. АО «Горремстрой»	207
2.8.12. ООО «Технические системы»	207
2.8.13. ООО «СКАТ-База»	208
2.9 Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети	208
2.9.1. Филиал ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1	208

2.9.2.	ПАО «Юнипро» - Сургутская ГРЭС-2.....	208
2.9.3.	СГМУП «Городские тепловые сети»	209
2.9.4.	ПАО «Сургутнефтегаз»	221
2.9.5.	ООО «Сургутские городские электрические сети»	222
2.9.6.	ООО «Газпром энерго».....	222
2.9.7.	АО «Аэропорт Сургут».....	223
2.9.8.	СГМУП «Сургутский хлебозавод»	223
2.9.9.	ООО УК «Северо-Западная Тепловая Компания».....	223
2.9.10.	ООО «ТВС-сервис»	223
2.9.11.	АО «Горремстрой»	223
2.9.12.	ООО «Технические системы»	223
2.9.13.	ООО «СКАТ-База»	223
2.10	Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии	224
2.10.1.	Филиал ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1	224
2.10.2.	ПАО «Юнипро» - Сургутская ГРЭС-2	224
2.10.3.	СГМУП «Городские тепловые сети».....	224
2.10.4.	ПАО «Сургутнефтегаз».....	224
2.10.5.	ООО «Сургутские городские электрические сети»	224
2.10.6.	ООО «Газпром энерго»	224
2.10.7.	АО «Аэропорт Сургут».....	224
2.10.8.	СГМУП «Сургутский хлебозавод»	224
2.10.9.	ООО УК «Северо-Западная Тепловая Компания»	224
2.10.10.	ООО «ТВС-сервис».....	224
2.10.11.	АО «Горремстрой».....	224
2.10.12.	ООО «Технические системы».....	224
2.10.13.	ООО «СКАТ-База».....	224
2.11	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии	225
2.11.1.	Филиал ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1	225
2.11.2.	ПАО «Юнипро» - Сургутская ГРЭС-2	225
2.11.3.	СГМУП «Городские тепловые сети».....	225
2.11.4.	ПАО «Сургутнефтегаз».....	225
2.11.5.	ООО «Сургутские городские электрические сети»	225
2.11.6.	ООО «Газпром энерго».....	225
2.11.7.	АО «Аэропорт Сургут».....	225
2.11.8.	СГМУП «Сургутский хлебозавод»	225
2.11.9.	ООО УК «Северо-Западная Тепловая Компания»	225
2.11.10.	ООО «ТВС-сервис».....	225
2.11.11.	АО «Горремстрой».....	225
2.11.12.	ООО «Технические системы».....	225
2.11.13.	ООО «СКАТ-База».....	225
2.12	Перечень источников тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется	

в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей..	226
2.12.1. Филиал ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1	226
2.12.2. ПАО «Юнипро» - Сургутская ГРЭС-2	226
2.12.3. СГМУП «Городские тепловые сети»	226
2.12.4. ПАО «Сургутнефтегаз»	226
2.12.5. ООО «Сургутские городские электрические сети»	226
2.12.6. ООО «Газпром энерго»	226
2.12.7. АО «Аэропорт Сургут»	226
2.12.8. СГМУП «Сургутский хлебозавод»	226
2.12.9. ООО УК «Северо-Западная Тепловая Компания»	226
2.12.10. ООО «ТВС-сервис»	226
2.12.11. АО «Горремстрой»	226
2.12.12. ООО «Технические системы»	226
2.12.13. ООО «СКАТ-База»	227
2.13 Описание изменений технических характеристик основного оборудования источников тепловой энергии, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	227
2.13.1. Филиал ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1	227
2.13.2. ПАО «Юнипро» - Сургутская ГРЭС-2	227
2.13.3. СГМУП «Городские тепловые сети»	227
2.13.4. ПАО «Сургутнефтегаз»	227
2.13.5. ООО «Сургутские городские электрические сети»	227
2.13.6. ООО «Газпром энерго»	227
2.13.7. АО «Аэропорт Сургут»	227
2.13.8. СГМУП «Сургутский хлебозавод»	227
2.13.9. ООО УК «Северо-Западная Тепловая Компания»	227
2.13.10. ООО «ТВС-сервис»	227
2.13.11. АО «Горремстрой»	227
2.13.12. ООО «Технические системы»	227
2.13.13. ООО «СКАТ-База»	228
Часть 3. Тепловые сети, сооружения на них	229
3.1 СГМУП «Городские тепловые сети»	229
3.1.1. Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект с выделением сетей горячего водоснабжения	229
3.1.2. Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии в электронной форме и (или) на бумажном носителе	234
3.1.3. Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надежных участков, определением их материальной характеристики и тепловой нагрузки потребителей, подключенных к таким участкам	234
3.1.4. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях	238

3.1.5. Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов	243
3.1.6. Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности	243
3.1.7. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети ..	244
3.1.8. Гидравлические режимы и пьезометрические графики тепловых сетей	267
3.1.9. Статистика отказов тепловых сетей (аварийных ситуаций) за последние 5 лет	285
3.1.10. Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет	288
3.1.11. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов	290
3.1.12. Описание периодичности и соответствия требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям процедур летнего ремонта с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей	294
3.1.13. Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности) и теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя.....	297
3.1.14. Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года....	298
3.1.15. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения.....	301
3.1.16. Описание наиболее распространенных типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям	301
3.1.17. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя.....	307
3.1.18. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи	308
3.1.19. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций	308
3.1.20. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления	319
3.1.21. Данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их наличии).	319
3.1.22. Описание изменений технических характеристик тепловых сетей и сооружений на них, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	319
3.2 ООО «Сургутские городские электрические сети»	319
3.2.1. Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые	

имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект с выделением сетей горячего водоснабжения	319
3.2.2. Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии в электронной форме и (или) на бумажном носителе.....	326
3.2.3. Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надежных участков, определением их материальной характеристики и тепловой нагрузки потребителей, подключенных к таким участкам.....	326
3.2.4. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях.....	326
3.2.5. Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов	327
3.2.6. Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности	327
3.2.7. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети ..	329
3.2.8. Гидравлические режимы и пьезометрические графики тепловых сетей.....	336
3.2.9. Статистика отказов тепловых сетей (аварийных ситуаций) за последние 5 лет	336
3.2.10. Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет	337
3.2.11. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов	337
3.2.12. Описание периодичности и соответствия требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям процедур летнего ремонта с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей.....	337
3.2.13. Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности) и теплоносителя, включаемых в расчет отпущенной тепловой энергии (мощности) и теплоносителя.....	337
3.2.14. Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года....	340
3.2.15. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения.....	340
3.2.16. Описание наиболее распространенных типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям	340
3.2.17. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя.....	340
3.2.18. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи	341

3.2.19. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций	341
3.2.20. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления	341
3.2.21. Данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их наличии).	342
3.2.22. Описание изменений в характеристиках тепловых сетей и сооружений на них, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	347
3.3 Прочие теплосетевые организации.....	347
3.3.1. Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект с выделением сетей горячего водоснабжения	347
3.3.2. Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии в электронной форме и (или) на бумажном носителе.....	354
3.3.3. Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надежных участков, определением их материальной характеристики и тепловой нагрузки потребителей, подключенных к таким участкам.....	354
3.3.4. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях.....	354
3.3.5. Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов	355
3.3.6. Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности	355
3.3.7. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети	359
3.3.8. Гидравлические режимы и пьезометрические графики тепловых сетей	373
3.3.9. Статистика отказов тепловых сетей (аварийных ситуаций) за последние 5 лет	374
3.3.10. Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет	374
3.3.11. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов.....	374
3.3.12. Описание периодичности и соответствия требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям процедур летнего ремонта с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей.....	374
3.3.13. Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности) и теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя.....	375
3.3.14. Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года....	

.....	375
3.3.15. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения.....	376
3.3.16. Описание наиболее распространенных типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям	376
3.3.17. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя.....	376
3.3.18. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи	376
3.3.19. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций	377
3.3.20. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления.....	377
3.3.21. Данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их наличии).	377
3.3.22. Описание изменений технических характеристик тепловых сетей и сооружений на них, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	377
3.4 Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию.....	377
Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии.....	390
4.1 Описание существующих зон действия источников тепловой энергии во всех системах теплоснабжения на территории поселения, городского округа, города федерального значения	390
4.2 Перечень котельных, находящихся в зоне радиуса эффективного теплоснабжения источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.....	422
Часть 5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии.....	423
5.1 Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления, в том числе значений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии.....	423
5.2 Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии	428
5.3 Описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии	438
5.4 Описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом	439
5.5 Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение	442
5.6 Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии	444
5.7 Описание изменений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, в том числе подключенных к тепловым сетям каждой системы теплоснабжения,	

зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	458
Часть 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки	466
6.1 Описание балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии	466
6.2 Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии	474
6.3 Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника тепловой энергии к потребителю	482
6.4 Описание причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения.....	502
6.5 Описание резервов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможностей расширения технологических зон действия источников тепловой энергии с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности	502
6.6 Описание изменений в балансах тепловой мощности и тепловой нагрузки каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии, введенных в эксплуатацию за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	502
Часть 7. Балансы теплоносителя	503
7.1 Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть.....	503
7.2 Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения.	525
7.3 Описание изменений в балансах водоподготовительных установок для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации этих установок, введенных в эксплуатацию в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	527
Часть 8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом	528
8.1 Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии;	528
8.2 Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями	535
8.3 Описание особенностей характеристик видов топлива в зависимости от мест поставки	540
8.4 Описание использования местных видов топлива.....	540

8.5	Описание видов топлива, их доли и значения низшей теплоты сгорания топлива, используемых для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения	540
8.6	Описание преобладающего в поселении, городском округе вида топлива, определяемого по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем поселении, городском округе	540
8.7	Описание приоритетного направления развития топливного баланса поселения, городского округа	540
8.8	Описание изменений в топливных балансах источников тепловой энергии для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	540
Часть 9. Надежность теплоснабжения		541
9.1	Описание и значения показателей, определяемых в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения, и иные сведения.....	541
9.1.1.	Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей	545
9.1.2.	Частота отключений потребителей	551
9.1.3.	Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключений	551
9.1.4.	Графические материалы (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения).....	559
9.1.5.	Результаты анализа аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора, в соответствии с Правилами расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2015 г. N 1114 "О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике" 601	
9.1.6.	Результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении....	601
9.2	Описание изменений в надежности теплоснабжения для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	601
Часть 10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций		602
10.1	Описание показателей хозяйственной деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций в соответствии с требованиями, устанавливаемыми Правительством Российской Федерации в стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями и органами регулирования	602
10.2	Описание изменений технико-экономических показателей	

теплоснабжающих и теплосетевых организаций для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	655
Часть 11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения	656
11.1 Описание динамики утвержденных цен (тарифов), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации с учетом последних 3 лет.....	656
11.2 Описание структуры цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения.....	660
11.3 Описание платы за подключение к системе теплоснабжения.....	738
11.4 Описание платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей.....	738
11.5 Описание динамики предельных уровней цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям, утверждаемых в ценовых зонах теплоснабжения с учетом последних 3 лет	739
11.6 Описание средневзвешенного уровня сложившихся за последние 3 года цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую единой теплоснабжающей организацией потребителям в ценовых зонах теплоснабжения	739
11.7 Описание изменений в утвержденных ценах (тарифах), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	739
Часть 12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения	740
12.1 Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)	740
12.2 Описание существующих проблем организации надежного теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения (перечень причин, приводящих к снижению надежности теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)	758
12.3 Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения	758
12.4 Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения.....	759
12.5 Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения	759
12.6 Описание изменений технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения, произошедших в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	759

Часть 1. Функциональная структура теплоснабжения

1.1 Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций и описание структуры договорных отношений между ними в зонах действия производственных котельных

В настоящее время централизованное теплоснабжение потребителей города Сургут осуществляется, в основном, от источников теплоснабжения следующих теплоснабжающих организаций (ТСО) для которых обоснован и установлен тариф на тепловую энергию (организации перечислены в порядке уменьшения объёмов теплоотпуска с коллекторов их источников):

- филиала ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1 (СГРЭС-1);
- ПАО «Юнипро» - Сургутской ГРЭС-2 (СГРЭС-2);
- 24 котельных СГМУП «ГТС», включая:
 - единственную в городе крупную котельную (свыше 100 Гкал/ч) – ПКТС с установленной мощностью 350 Гкал/ч (данная котельная находится в аренде у СГМУП «ГТС», собственником является – ООО «СГЭС»);
 - 15 котельных ПАО «Сургутнефтегаз»;
 - 2 котельных ООО «Сургутские городские электрические сети» (ООО «СГЭС»);
 - одной котельной ООО «Газпром энерго»;
 - одной котельной АО «Аэропорт Сургут»;
 - одной котельной СГМУП «Сургутский хлебозавод»;
 - одной котельной ООО УК «Северо-Западная Тепловая Компания» (ООО УК «СЗТК»);
 - одной котельной ООО «ТВС-сервис»;
 - одной котельной АО «Горремстрой»;
 - одной котельной ООО «Технические системы»;
 - одной котельной ООО «Скат-База».

Перечень источников тепловой энергии с указанием эксплуатирующей организации представлен в таблице 1.1.

Основным балансодержателем тепловых сетей, обеспечивающим транспортировку теплоты до потребителей, являются ООО «СГЭС» и СГМУП «ГТС». При этом ООО «СГЭС» обеспечивает передачу теплоты потребителям города от СГРЭС-1 и СГРЭС-2, а СГМУП «ГТС» - от собственных теплоисточников и от СГРЭС-1, СГРЭС-2 через тепловые сети на балансе ООО «СГЭС». Часть распределительных и внутриквартальных сетей Сургута, присоединённых к сетям ООО «СГЭС» и СГМУП «ГТС» находится в ведении теплосетевой организации ООО «Сибпромстрой №18», не имеющей собственных источников теплоснабжения.

Таблица 1.1 Перечень источников тепловой энергии с указанием ТСО Сургута

№ п/п	Наименование	Адрес	Балансовая принадлежность (источники тепловой энергии)	Эксплуатирующая организация (источники тепловой энергии)	Год ввода в эксплуатацию	Режим работы	Установленная мощность, Гкал/ч
1	СГРЭС-1	г. Сургут, ул. Электротехническая, 23/1	филиал ПАО "ОГК-2" - Сургутская ГРЭС-1	филиал ПАО "ОГК-2" - Сургутская ГРЭС-1	1972	круглогодичный	903
2	СГРЭС-2	г. Сургут, ул. Энергостроителей, 23	ПАО "Юнипро" - Сургутская ГРЭС-2	ПАО "Юнипро" - Сургутская ГРЭС-2	1985	круглогодичный	840
3	Котельная ПКТС	г. Сургут, ул. Мира, д.40	ООО "СГЭС"	СГМУП "ГТС"	1982	отопительный период, в пиковом режиме при температуре ниже - 23°С	350
4	Котельная №1	г. Сургут ул. Нефтяников, д.24 стр.6	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"	2009	круглогодичный	66
5	Котельная №2	г. Сургут ул Нефтяников, д.24 стр. 4	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"	2006	круглогодичный	90
6	Котельная №3	г. Сургут ул Майская д.10/2 стр.2	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"	2007	круглогодичный	90
7	Котельная №5	п. Дорожный	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"	2002	круглогодичный	10,32
8	Котельная №6	Заячий остров, промзона ГВК	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"	1984	отопительный период	9,56
9	Котельная №7	8-ой пром.узел, ул.Индустриальная	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"	1996	отопительный период	21,6
10	Котельная №9	8-ой пром.узел, ул.Буровая	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"	2019	отопительный период	6,02
11	Котельная №13	р-н ж/д, ул. Западная 1/1	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"	1979	межотопительный период	24
12	Котельная №14	р-н ж/д ул. Западная 1/1	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"	2007	отопительный период	90
13	Котельная №21	п. Звездный ул.Трубная	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"	2009	круглогодичный	4,52
14	Котельная №22	ГМУ СОЦ Олимпия п. Барсово	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"	2009	круглогодичный	6,45
15	Котельная №23	Ледовый дворец Югорский тракт, 40	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"	2011	круглогодичный	5,16
16	Котельная №24	г. Сургут, ул. Игоря Киртбая 12/1 (Поликлиника Нефтяник)	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"	2010	круглогодичный	5,5
17	Котельная №25 пос. Лесной	пос. Лесной	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"	2019	отопительный период	0,84
18	Котельная №26	г. Сургут, Набережный пр. 17/2	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"	2006	круглогодичный	1,24
19	Котельная №27	г. Сургут, Набережный пр. 17	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"	2008	круглогодичный	2,4
20	Котельная №28	п. Юность	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"	2004	круглогодичный	16

№ п/п	Наименование	Адрес	Балансовая принадлежность (источники тепловой энергии)	Эксплуатирующая организация (источники тепловой энергии)	Год ввода в эксплуатацию	Режим работы	Установленная мощность, Гкал/ч
21	Котельная №29	п. Таежный	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"	2000	отопительный период	5,16
22	Котельная №30	п. Лунный	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"	2009	круглогодичный	10,32
23	Котельная №31	п. Медвежий угол	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"	1982	переведена в режим ЦТП	
24	Котельная №32	п. Снежный	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"	2003	межотопительный период	1,9
25	Котельная №33	п. Снежный	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"	2005	круглогодичный	5,42
26	Котельная №34	г. Сургут, ул. Крылова, 40	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"	2008	круглогодичный	1,54
27	Котельная №35	г. Сургут, Спортивное ядро, мкр. 35А	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"	2006	консервация	1,98
28	Котельная №1	г.Сургут, аэропорт	ПАО "Сургутнефтегаз"	ПАО "Сургутнефтегаз"	2002	круглогодичный	1,38
29	Котельная №3	База производственная УТТ-6, г.Сургут, ш.Нефтеюганское, 56	ПАО "Сургутнефтегаз"	ПАО "Сургутнефтегаз"	2007	круглогодичный	5,16
30	Котельная №22	г.Сургут, ул.Заячий остров, 6, сооружение 19	ПАО "Сургутнефтегаз"	ПАО "Сургутнефтегаз"	2020	круглогодичный	1,29
31	Котельная №5	г.Сургут, заезд Андреевский, 14	ПАО "Сургутнефтегаз"	ПАО "Сургутнефтегаз"	2008	круглогодичный	10,32
32	Котельная №6	г.Сургут, ул.Буровая, 1	ПАО "Сургутнефтегаз"	ПАО "Сургутнефтегаз"	2008	круглогодичный	3,44
33	Котельная №7	г.Сургут, ул.Заячий остров, 6	ПАО "Сургутнефтегаз"	ПАО "Сургутнефтегаз"	2009	круглогодичный	4,3
34	Котельная №8	г.Сургут, заезд Андреевский, 2	ПАО "Сургутнефтегаз"	ПАО "Сургутнефтегаз"	2009	круглогодичный	4,3
35	Котельная №9	г.Сургут, ул. Индустриальная, 56	ПАО "Сургутнефтегаз"	ПАО "Сургутнефтегаз"	2016	круглогодичный	7,74
36	Котельная №10	г.Сургут, ш.Нефтеюганское. 7/1	ПАО "Сургутнефтегаз"	ПАО "Сургутнефтегаз"	2008	круглогодичный	27,52
37	Котельная №12	г.Сургут, ул. Промышленная, д. 20/1	ПАО "Сургутнефтегаз"	ПАО "Сургутнефтегаз"	2008	круглогодичный	36,46
38	Котельная №14	г.Сургут, ш.Нефтеюганское, 54	ПАО "Сургутнефтегаз"	ПАО "Сургутнефтегаз"	2007	круглогодичный	5,16
39	Котельная №15	Сургут, Югорский тракт 6/1	ПАО "Сургутнефтегаз"	ПАО "Сургутнефтегаз"	2012	круглогодичный	7,74

№ п/п	Наименование	Адрес	Балансовая принадлежность (источники тепловой энергии)	Эксплуатирующая организация (источники тепловой энергии)	Год ввода в эксплуатацию	Режим работы	Установленная мощность, Гкал/ч
40	Котельная №16	г.Сургут, ул.Промышленная, 2	ПАО "Сургутнефтегаз"	ПАО "Сургутнефтегаз"	2013	круглогодичный	1,28
41	Котельная №17	г.Сургут, заезд Андреевский, 9	ПАО "Сургутнефтегаз"	ПАО "Сургутнефтегаз"	2009	круглогодичный	4,3
42	Котельная №19	г.Сургут, ул. Автомобилистов, 16	ПАО "Сургутнефтегаз"	ПАО "Сургутнефтегаз"	2002	круглогодичный	29,43
43	Котельная К-45	г. Сургут, ул. Крылова, 55/2	ООО "СГЭС"	ООО "СГЭС"	2015	круглогодичный	60
44	Котельная «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5» (СОК)	г. Сургут, Нефтеюганское шоссе, 22, стр.5	ООО "СГЭС"	ООО "СГЭС"	2010	круглогодичный	1,94
45	Котельная ООО "Газпром энерго"	г. Сургут, ул. Производственная,17	ООО "Газпром энерго"	ООО "Газпром энерго"	1996	круглогодичный	38,69
46	Котельная ОАО «Аэропорт Сургут»	г. Сургут, ул. Аэрофлотская, д. 49/1	ОАО «Аэропорт Сургут»	ОАО «Аэропорт Сургут»	1975	круглогодичный	17,2
47	Котельная СГМУП "Сургутский Хлебозавод"	г. Сургут, Нефтеюганское шоссе д. 2 (ПРОМЗОНА)	СГМУП "Сургутский Хлебозавод"	СГМУП "Сургутский Хлебозавод"	2007	круглогодичный	10,08
48	Котельная ООО УК "СЗТК"	г. Сургут, ул. Автомобилистов, д. 3	ООО "ОРИОН"	ООО УК "СЗТК"	1983	круглогодичный	16
49	Котельная ООО «ТВС-сервис»	г. Сургут ул. Инженерная 20 стр. 2	ООО «ТВС-сервис»	ООО «ТВС-сервис»	1985	круглогодичный	2,75
50	Котельная АО «Горремстрой»	г. Сургут, Нефтеюганское шоссе д. 21 база АО «Горремстрой»	АО «Горремстрой»	АО «Горремстрой»	2006	круглогодичный	1,93
51	Котельная ООО «Технические системы»	г. Сургут, ул. Нефтеюганское шоссе, 64/1	ООО «Технические системы»	ООО «Технические системы»	1988	круглогодичный	9
52	Котельная ООО «СКАТ-Югра»	г. Сургут, ул. Монтажная 4	ООО «СКАТ-Югра»	ООО «СКАТ-Югра»	1997	круглогодичный	5,46

Котельная №31 п. Медвежий угол переведена в режим ЦТП, теплоснабжение потребителей осуществляется от котельной. К-45 ООО «СГЭС».

При этом требуется учитывать, что теплоснабжающими организациями, в соответствии с федеральным законом №190-ФЗ «О теплоснабжении» являются организации, осуществляющие продажу потребителям и (или) теплоснабжающим организациям произведенных или приобретенных тепловой энергии (мощности), теплоносителя и владеющая на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в системе теплоснабжения, посредством которой осуществляется теплоснабжение потребителей тепловой энергии, в то время, как теплосетевыми организациями являются организации, оказывающие услуги по передаче тепловой энергии.

Ключевые показатели теплоснабжающих организаций Сургута, в ведении которых находятся источники теплоснабжения приведены в таблицах ниже.

Как видно из данных таблицы 1.2 – 90 % тепловой энергии, отпускаемой ТСО в тепловые сети, производится на источниках трёх крупных ТСО – Филиал ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1, ПАО «Юнипро» - Сургутская ГРЭС-2, СГМУП «ГТС». При этом тепловая энергия от СГРЭС-1 и ГРЭС-2 транспортируется к потребителям по тепловым сетям СГМУП «ГТС» и ООО «СГЭС», которые объединяют в единую систему теплоснабжения наиболее мощные источники Сургута – СГРЭС-1, СГРЭС-2 и крупные котельные СГМУП «ГТС». СГРЭС-1 и СГРЭС-2 являются единственными источниками теплоснабжения города с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии.

Отдельное место в системе теплоснабжения города занимает ТСО ООО «Сургутские городские электрические сети». Данная организация обеспечивает транспортировку тепловой энергии от крупнейших источников теплоснабжения Сургута – СГРЭС-1 и СГРЭС-2 по собственным магистральным сетям до тепловых сетей СГМУП «ГТС» и пиковой котельной тепловых сетей (принадлежащей ООО «СГЭС» и находящейся в аренде у СГМУП «ГТС»). Одновременно в ведение ООО «СГЭС» находится одна котельная средней мощности (60 Гкал/ч), которая работает на собственную зону теплоснабжения в Западном жилом районе. Также в III квартале 2017 года ООО «СГЭС» взял в аренду «Котельную для теплоснабжения» по адресу: г. Сургут, Нефтеюганское шоссе, 22, стр.5.

Прочие ТСО Сургута обладают 1-2 источниками теплоснабжения мощностью до 50 Гкал/ч, которые работают на собственные локальные зоны теплоснабжения.

Также в Сургуте имеется теплосетевая организация, не владеющая источниками теплоснабжения, но имеющая на своём балансе тепловые сети. Это ТСО ООО «Сибпромстрой №18», осуществляющая теплоснабжение потребителей по собственным распределительным тепловым сетям в микрорайонах № 38, № 40, № 20А, № 32, № 31. Распределительные сети ООО «Сибпромстрой №18» присоединены к магистральным тепловым сетям СГМУП "ГТС" и ООО "СГЭС".

ТСО Сургута осуществляют теплоснабжение потребителей по «закрытой» схеме без отбора теплоносителя на нужды ГВС из системы. От ПС-1, 2 «открытая» схема отбора теплоносителя на нужды ГВС.

Таблица 1.2 Ключевые показатели ТСО Сургута, в ведении которых имеются источники теплоснабжения

№ п/п	Наименование теплоснабжающей организации	Количество источников теплоснабжения	Установленная тепловая мощность Гкал/ч	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности, Гкал		Объем приобретаемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности		Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности, Гкал	
					в 2020 году	в 2021 году	в 2020 году	в 2021 году	в 2020 году	в 2021 году
1.	филиал ПАО "ОГК-2" - Сургутская ГРЭС-1	1	903	569,4	1 665 644	1 900 676	0	0	1 542 848	1 758 541
2.	ПАО "Юнипро" - Сургутская ГРЭС-2*	1	840	292,2	958 296	1 149 605	0	0	798 841	934 503
3.	СГМУП "ГТС", в т.ч.:	24	826	501	646 915	786 042	1 971 117	2 273 762	2 140 180	2 573 263
3.1.	Котельная ПКТС	1	350	187,9		103 079				99 826
3.2.	Котельная №1	1	66	31,5		58 819				62 153
3.3.	Котельная №2	1	90	77,6		141 452				124 097
3.4.	Котельная №3	1	90	88,7		190 267				189 069
3.5.	Котельная №5	1	10,32	6,5		22 015				13 322
3.6.	Котельная №6	1	9,56	5,7		13 091				11 867
3.7.	Котельная №7	1	21,6	4,5		12 789				10 351
3.8.	Котельная №9	1	6,02	4,3		8 449				8 249
3.9.	Котельная №13	1	24	7,0		15 670				10 972
3.10.	Котельная №14	1	90	53,0		147 995				128 186
3.11.	Котельная №21	1	4,52	3,3		9 489				8 373
3.12.	Котельная №22	1	6,45	2,3		4 955				4 428
3.13.	Котельная №23	1	5,16	6,4		7 620				7 343
3.14.	Котельная №24	1	5,5	2,1		2 500				2 241
3.15.	Котельная №25 пос. Лесной	1	0,84	0,1		701				107
3.16.	Котельная №26	1	1,24	1,8						
3.17.	Котельная №27	1	2,4	0,8		5 913				5 115
3.18.	Котельная №28	1	16	5,3		16 320				8 838
3.19.	Котельная №29	1	5,16	2,3		6 413				4 309
3.20.	Котельная №30	1	10,32	3,3		10 993				7 568
3.21.	Котельная №32	1	1,9	1,9						
3.22.	Котельная №33	1	5,42	3,4		6 466				5 108

№ п/п	Наименование теплоснабжающей организации	Количество источников теплоснабжения	Установленная тепловая мощность Гкал/ч	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности, Гкал		Объем приобретаемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности		Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности, Гкал	
					в 2020 году	в 2021 году	в 2020 году	в 2021 году	в 2020 году	в 2021 году
3.23.	Котельная №34	1	1,54	1,1		1 046				1 067
3.24.	Котельная №35	1	1,98	0,0						
4.	ПАО "Сургутнефтегаз", в т.ч.	15	149,82	84,5	152 348	189 382			148 965	185 176
4.1.	Котельная №1	1	1,38	0,9	1 343	1 628			1 312	1 592
4.2.	Котельная №3	1	5,16	3,8	7 171	8 748			7 013	8 554
4.3.	Котельная №5	1	10,32	9,2	16 289	20 413			15 929	19 962
4.4.	Котельная №6	1	3,44	1,3	2 770	3 337			2 710	3 264
4.5.	Котельная №7	1	4,3	3,2	5 890	7 384			5 758	7 222
4.6.	Котельная №8	1	4,3	2,0	3 721	4 949			3 640	4 839
4.7.	Котельная №9	1	7,74	5,1	10 382	12 375			10 153	12 101
4.8.	Котельная №10	1	27,52	15,1	27 143	32 805			26 543	32 080
4.9.	Котельная №12	1	36,46	16,9	29 591	36 929			28 937	36 113
4.10.	Котельная №14	1	5,16	2,6	5 499	6 840			5 377	6 688
4.11.	Котельная №15	1	7,74	7,7	11 421	13 280			11 168	12 988
4.12.	Котельная №16	1	1,28	0,7	1 284	1 632			1 256	1 596
4.13.	Котельная №17	1	4,3	3,0	4 935	6 612			4 825	6 466
4.14.	Котельная №19	1	29,43	12,5	24 181	28 397			23 633	27 752
4.15.	Котельная №22	1	1,29	0,4	728	4 053			711	3 959
5.	ООО "СГЭС"	2	61,94	77,0	118 106	155 520	2 337 908	2 548 203	2 320 745	2 696 339
	Котельная К-45	1	60	65,5		153 145				145 853
	Котельная «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5» (СОК)	1	1,94	2,3		2 375				2 284
6.	ООО "Газпром энерго"	1	38,69	21,592	36 017	44 369			30 438	39 238
7.	АО «Аэропорт Сургут»	1	17,2	9,0	15 291	16 743			14 934	16 033
8.	СГМУП "Сургутский Хлебозавод"	1	10,08	5,9	16 332	18 593			15 062	16 160
9.	ООО УК "СЗТК"	1	16	3,8	8 576	9 959			8 217	9 507
10.	ООО «ТВС-сервис»	1	2,75	2,1	5 053	6 051			5 021	5 936
11.	АО «Горремстрой»	1	1,927	1,6	1 865	2 455			1 636	2 150

№ п/п	Наименование теплоснабжающей организации	Количество источников теплоснабжения	Установленная тепловая мощность Гкал/ч	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности, Гкал		Объем приобретаемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности		Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности, Гкал	
					в 2020 году	в 2021 году	в 2020 году	в 2021 году	в 2020 году	в 2021 году
12.	ООО «Технические системы»	1	9	2,0	2 182	2 225			2 090	2 131
13.	ООО «Скат-База»	1	5,46	1,7	4 790	5 556			4 790	5 276
Итого по ТСО Сургута		51	2882	1573	3 631 415	4 287 176				

* Объем отпущенной тепловой энергии с коллекторов Сургутской ГРЭС-2 в 2020 году составил 809 289 Гкал, в 2021 году – 948 186 Гкал.

Помимо источников централизованного теплоснабжения ТСО в Сургуте имеется 104 индивидуальных котельных, которые не снабжают тепловой энергией сторонних потребителей. Совокупный теплоотпуск данных котельных находится на уровне 270,5 тыс. Гкал, что составляет порядка 6% от отпуска всех источников теплоснабжения города, а совокупная договорная тепловая нагрузка – 88,1 Гкал/ч (также 6% - соответственно).

Индивидуальные котельные территориально расположены во всех районах города. Наибольшее количество индивидуальных котельных расположено в Северном промышленном и Северо-Восточном жилом районах. Подробная информация по источникам теплоснабжения приведена в таблице 1.3.

Таблица 1.3 Основные показатели работы индивидуальных котельных

Наименование котельной	Адрес	Вид топлива	Установленная мощность, Гкал/ч	Средний годовой расход топлива, тыс. т у. т	Средняя годовая выработка тыс. Гкал в год	Расчётная нагрузка Гкал/ч
Центральный жилой район						
Филиал ОСАО "РЕСО- Гарантия", страховая компания	ул. Безверхова Сергея, 27	Газ попутный	0,052	2,970	0,081	0,027
СГМУ СП "Северное"	ул. Маяковского, 14	газ попутный		1,250	7,860	2,620
ЗАО "ЮНИТЕРРОС"	пр. Набережный, 7/1	газ попутный		0,370	2,320	0,773
ООО "УЗ ЛДЦ "Наджа-Мед"	ул. Сергея Безверхова, 3/7	газ попутный		0,010	0,061	0,020
МРО "Церковь" ХРИСТА- СПАСИТ"	пр. Набережный, 9	газ попутный		0,070	0,448	0,149
ООО "СтройФинанс", Котельная многофункционального торгово - офисного комплекса	ул. 30 лет Победы, 46	газ		0,050	0,289	1,042
6 котельных			0,052	4,720	11,059	4,631
Жилой район нефтяников						
ОАО "СПАТО"	ул. Кукуевицкого, 13	газ попутный		1,480	9,250	3,080
ООО "АНКОР"	ул. Кукуевицкого, 15	газ попутный		0,100	0,607	0,202
2 котельные				1,580	9,857	3,282
Северный жилой район						
ООО "Вавилон", развлекательный комплекс	ул. Профсоюзов, 55	газ попутный		0,170	1,074	0,358
ООО "Стройтранзит"	Нефтеюганское шоссе, 16	газ попутный		0,060	0,381	0,127
2 котельные				0,230	1,455	0,485
Северный промышленный район						
ИП Пшеничный Н.М., Котельная СТО	ул. Промышленная, 11	газ		0,080	0,489	0,126
СГМУ КП, Котельная базы	ул. Производственная, 14	газ		0,200	1,255	0,511
ФКУ ЛИУ-17 УФСИН России по ХМАО - Югре	Нефтеюганское шоссе, 8	газ		1,700	10,630	2,670
ФКУ ИК-11 УФСИН России по ХМАО - Югре	ул. Трудовая, 2	газ		1,790	11,240	2,720
ОАО "Северавтосервис"	Нефтеюганское шоссе, 26	газ попутный		0,940	5,860	1,950
Котельная ООО "САНТЕХНИКА"	ул. Аэрофлотская, 10/1	газ попутный	1,548	0,390	2,430	0,810
ОАО "ЗПСД"	ул. Промышленная, 12	газ попутный		1,040	6,500	2,170
ООО "СК"	ул. Индустриальная, Звездный пос., база СУ-28	газ попутный		0,070	0,440	0,150
ЗАО Пивоваренный завод "Сургутский"	Нефтеюганское шоссе, 8	газ попутный		0,880	5,480	1,830
ОАО "Нефтемонтаж"	ул. Индустриальная, 6/2	газ попутный		0,440	2,770	0,923

Наименование котельной	Адрес	Вид топлива	Установленная мощность, Гкал/ч	Средний годовой расход топлива, тыс. т у. т	Средняя годовая выработка тыс. Гкал в год	Расчётная нагрузка Гкал/ч
ООО "Техпромсервис"	ул. Индустриальная, 38	газ попутный		0,080	0,474	0,158
ООО "ПОЛОМА"	ул. Аэрофлотская, 5А	газ попутный		0,170	1,054	0,351
ООО Мясокомбинат "Сургутский"	Нефтеюганское шоссе, 6	газ попутный	3,120	0,480	3,018	1,006
ОАО"ЗАПСИБЭЛЕКТРОСЕТЬСТРОЙ"	ул. Индустриальная, 1	газ попутный		0,480	3,030	1,010
ГП "Северавтодор" филиал №8, пос. Звездный	пос. Звездный, Промзона	газ попутный		2,970	18,620	6,210
ЗАО "МИПТУС"	ул. Индустриальная, 5	газ попутный		0,070	0,413	0,138
ЗАО "Карифлекс"	пос. Звездный СУ-904	газ попутный		0,290	1,811	0,604
ООО"Дорожно-строительный трест №1"	ул. Промышленная 8	газ попутный	0,880	0,290	1,832	0,611
ИП Аглямов Миндар Агзамович	ул. Индустриальная, 14	газ попутный		0,180	1,152	0,384
ЗАО "ТЕХАРТ-М"	ул. Промышленная, 11	газ попутный		0,100	0,606	0,202
ООО "МКУ"	ул. Электротехническая, 6	газ попутный		0,030	0,171	0,057
ОАО Сургутский завод электрокабельной продукции	Андреевский заезд, 5	газ попутный		0,610	3,810	1,270
ЗАО "УМС-6"	ул. Домостроителей, 13, корп. 2	газ попутный		0,200	1,236	0,412
ООО "НОРТЛЭНД"	ул. Аэрофлотская, 8	газ попутный		0,200	1,233	0,411
ООО "Дизель"	Нефтеюганское шоссе, 24/2, сооружение 6	газ попутный		0,070	0,461	0,154
ЗАО "Эл-Техника"	ул. Производственная, 15	газ попутный			0,009	0,003
ЗАО "ЗАСК", Котельная производственной базы	ул. Монтажная, 8	газ		0,090	0,540	0,176
ЗАО "Поляны", Котельная базы	ул. Промышленная, 11	газ		0,020	0,130	0,053
ООО "Стройгор", Котельная промбазы	ул. Аэрофлотская, 5	газ		0,260	1,620	0,629
ООО "ТСС", Котельная промбазы	ул. Аэрофлотская, 5	газ		0,280	1,726	0,528
ЗАО "Регионспецстрой", Производственный цех РММ	ул. Аэрофлотская, 5	газ		0,090	0,571	0,339
ЗАО "АВТОДОРОСТРОЙ", АБЗ №2	п. Звёздный	газ		1,050	6,589	2,026
ООО "ФСК Принципал Финанс", газовая котельная - 1,0 МВт	ул. Ленина, 76	газ		0,010		
33 котельных			5,548	15,550	97,200	30,592
Северо-Восточный жилой район						
ЗАО "Астрадан", мкр-н 31, котельная многоэтажного гаража-стоянки	ул. 30 лет Победы	газ		0,230	1,458	0,779
ТСЖ "Каскад", Крышная котельная	пр-кт Пролетарский, 11	газ		0,540	3,410	1,611
ООО "КИА Центр Сургут"	Нефтеюганское шоссе 62/2	газ попутный		0,120	0,735	0,245

Наименование котельной	Адрес	Вид топлива	Установленная мощность, Гкал/ч	Средний годовой расход топлива, тыс. т у. т	Средняя годовая выработка тыс. Гкал в год	Расчётная нагрузка Гкал/ч
ООО "Пульс"	шоссе Нефтеюганское, 62/1	газ попутный		0,080	0,470	0,157
ООО "Технические системы"	шоссе Нефтеюганское, 64/1	газ попутный		0,550	3,466	1,155
ОАО "Стройиндустрия-2"	ул. Быстринская, 13	газ попутный		0,100	0,644	0,215
ИП Кожуркин Сергей Влад.	Нефтеюганское шоссе, 38	газ попутный		0,050	0,306	0,102
ОАО НТЦ "ЭВРИКА-ТРЕЙД"	ул. Профсоюзов, 62	газ попутный		0,250	1,551	0,517
ООО "Авто-Моторс"	ул. 30 лет Победы, 47/2	газ попутный		0,110	0,699	0,233
ЗАО "Фирма Валдим"	Нефтеюганское шоссе 62	газ попутный		0,050	0,311	0,104
ООО "СОФТЭК"	ул. 30 лет Победы, 47	газ попутный		0,070	0,461	0,154
ООО "АДЕЛАИДА"	Нефтеюганское шоссе, 38/1	газ попутный		0,050	0,323	0,108
ИП Вдовенко А.А.	ул.Профсоюзов, 53	газ попутный		0,130	0,801	0,267
ООО "Атлант", Котельная "Термаль-500"	ул. 30 лет Победы, 53	газ		0,230	1,443	0,634
14 котельных				2,560	16,078	6,281
Восточный промышленный район						
ООО "СПЕЦГЛАВСНАБ", Котельная промбазы	ул. Инженерная, 18	газ		1,020	6,396	2,810
ООО "Газстройсервис"	ул. Пионерная, 7	газ попутный		0,180	1,127	0,376
ООО "СК-Моторс"	Кедровый, Промзона СГРЭС-1	газ попутный		0,220	1,404	0,468
ООО "Сибирский проект"	пос. Кедровый, 1-й проезд	газ попутный		0,020	0,153	0,051
ООО "Созидатель"	Нижевартовское шоссе, 3/2	газ попутный		0,030	0,171	0,057
ИП Гусейнов Г.Ю-о.	ул. Базовая, 18	газ попутный		0,130	0,822	0,274
ООО "Промсиб", база	ул. Гидростроителей, 7, соор. 8	газ попутный		0,020	0,104	0,035
ООО "ЗапсибИнтерстрой", Котельная базы	ул. Базовая, 42	газ		0,040	0,243	0,076
ООО "Авторемонтное предприятие"	ГРЭС-2 р-н, пр-д 4ПР	газ попутный		0,240	1,498	0,499
ООО "ЗапсибИнтерстрой", Котельная гаража	ул. Базовая, 42	газ попутный		0,060	0,354	0,129
10 котельных				1,960	12,272	4,775
Западный жилой район						
ООО "УК ЖилСервис", мкр-н 41	ул.Есенина,10	газ попутный		0,020	0,125	0,030
ООО "УК ЖилСервис", мкр-н 41	ул.Есенина,12	газ попутный		0,020	0,125	0,030
ООО "УК ЖилСервис", мкр-н 41	ул.Есенина,14	газ попутный		0,020	0,125	0,030

Наименование котельной	Адрес	Вид топлива	Установленная мощность, Гкал/ч	Средний годовой расход топлива, тыс. т у. т	Средняя годовая выработка тыс. Гкал в год	Расчётная нагрузка Гкал/ч
ООО "УК ЖилСервис", мкр-н 41	ул.Есенина,16	газ попутный		0,020	0,125	0,030
ООО "УК ЖилСервис", мкр-н 41	Вербный пер.,2	газ попутный		0,040	0,250	0,060
ООО "Автоэкспресс"	ул. Аэрофлотская, д. 5 проезд 6 П	газ попутный		0,440	2,726	0,909
ЗАО "СНТС"	ул. Аэрофлотская, 5	газ попутный		0,830	5,190	1,730
ЗАО СЭУ Спецгазификация	ул Высоковольтная, 4	газ попутный		0,090	0,539	0,180
ООО "ТСО"	ул. Аэрофлотская, 5	газ попутный		4,750	29,740	9,910
ООО "НордМИК"	ул. Аэрофлотская, 7, стр. 1	газ попутный		0,010	0,071	0,024
10 котельных				6,240	39,016	12,933
Западный промышленный район						
ГОУ ДПО "УЦ ФПС по ХМАО- Югре	ул. Автомобилистов, 11	газ попутный		0,270	1,682	0,561
ЗАО"Сургутпромжелдортранс"	ул. Западная, 13	газ попутный		0,030	0,169	0,056
СГМУП "Горводоканал	АМГКУ 9А промузел	газ попутный		0,250	1,563	0,521
3 котельные				0,550	3,414	1,138
Посёлок Юность						
ОАО "СМП №584"	пос. Юность, ул. Шушенская, 18	газ попутный		0,200	1,261	0,420
Котельная Рябов С. В.	ул. Саянская, 46/1 сооружение 2	газ попутный	2,838			
ЗАО "Дорстройиндустрия"	ул. Саянская, 16	газ попутный		0,610	3,800	1,270
3 котельные			2,838	0,810	5,061	1,690
Посёлок Снежный						
ООО"КЕШКА-СЛАДКОЕЖКА"	ул. Гайдара, 27	газ попутный		0,020	0,116	0,039
ООО "Крузиз"	пер. Петровского, 1	газ попутный		0,020	0,095	0,032
2 котельные				0,040	0,211	0,071
Посёлок Дорожный						
Спец.образ.школазакр. типа	проезд Макаренко, 2	газ попутный		0,400	2,482	0,827
1 котельная				0,400	2,482	0,827
Прочие						
ООО "УКСибпроектстройсервис"		газ попутный		0,650	4,045	1,618
ЗАО "Компания "САБ"	ул. Аэрофлотская, 30	газ попутный		0,100	0,633	0,211
ИП Грачев А.В.		газ попутный		0,060	0,359	0,120
ИП Мансуров С.П.		газ попутный		0,090	0,562	0,187
ИП АглямовФазылАгзамович		газ попутный		0,010	0,074	0,025
ОАО "СКНГС"		газ попутный		0,420	2,648	0,883
ООО "ОМИЦ"		газ попутный		0,010	0,094	0,031
ООО "Доломит"		газ попутный		0,160	0,991	0,330

Наименование котельной	Адрес	Вид топлива	Установленная мощность, Гкал/ч	Средний годовой расход топлива, тыс. т у. т	Средняя годовая выработка тыс. Гкал в год	Расчётная нагрузка Гкал/ч
ООО "Импортовтосервис"		газ попутный		0,020	0,098	0,033
ООО "СКУ", Асфальтобетонный завод		газ		0,730	4,557	0,039
ООО "СНМК", Котельная промбазы		газ		0,710	4,439	2,204
ООО "Автошинторг", Котельная производственноторгового объекта	Нефтеюганское шоссе	газ		0,130	0,802	0,303
ОАО "Сургутгазстрой", Котельная базы		газ		0,210	1,316	1,086
ЗАО "АВТОДОРСТРОИ", Котельная №2		газ		1,270	7,944	1,791
ООО "Братья", Котельная базы		газ		0,240	1,478	0,734
АО "Завод промстройдеталей", Котельная ЖБИ		газ	21,920	3,140	19,645	6,408
ТФ "Мостоотряд-80" ОАО "Мостострой-11", Котельная промбазы		газ		1,750	10,975	3,121
АО "Завод промстройдеталей", Термообработка		газ	10,320	0,980	6,105	2,234
18 котельных			32,240	10,680	66,765	21,358
Всего по г. Сургут 104 котельных			40,677	45,320	264,870	88,063

1.2 Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими организациями

В соответствии с ФЗ «О теплоснабжении» от 27.07.2010 г. №190-ФЗ, Постановлением Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012 года № 154 и утвержденной схемой теплоснабжения г Сургута до 2035 года по состоянию на 2016 год теплоснабжающими организациями в г. Сургуте являются 14 Единых теплоснабжающих организаций (ЕТО), которые объединяют функции производства, передачи и сбыта тепловой энергии в границах зон своей деятельности.

В соответствии с ч. 2 ст. 13, ст. 15 ФЗ «О теплоснабжении» от 27.07.2010 г. №190-ФЗ поставка тепловой энергии осуществляется в соответствии с заключаемыми договорами энергоснабжения. Договорные отношения в системе централизованного теплоснабжения в г. Сургуте выстроены следующим образом:

1. Договоры теплоснабжения с потребителями заключают соответствующие службы сбыта ЕТО, т.е. потребители, находящиеся в границах зоны деятельности ЕТО независимо от точки подключения и источника теплоснабжения, заключают договоры с ЕТО. При этом условия договора должны соответствовать техническим условиям.

2. ЕТО заключает договоры поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя на объемы тепловой нагрузки, распределенной в соответствии со схемой теплоснабжения с иным теплоснабжающим организациям, осуществляющими свою деятельность в границах зоны ЕТО;

3. Для реализации комплекса организационных и технологически связанных действий, обеспечивающих передачу тепловой энергии и теплоносителя через тепловые сети и устройства, ЕТО заключает договоры оказания услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя в объеме, необходимом для обеспечения и теплоснабжения потребителей тепловой энергии с учетом потерь тепловой энергии, теплоносителя при их передаче с теплосетевыми компаниями ведущих свою деятельность в границах зоны ЕТО.

На основании договоров на оказание услуг по передаче тепловой энергии и теплоносителя сетевые предприятия оказывают услуги ЕТО по передаче тепловой энергии и теплоносителя до конечного потребителя.

4. Отношения между теплоснабжающими организациями в рамках зоны деятельности ЕТО осуществляются на основе соглашения об управлении системой теплоснабжения в соответствии с правилами организации теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации. Это соглашение теплоснабжающие организации и теплосетевые организации, осуществляющие свою деятельность в границах зоны деятельности ЕТО, обязаны заключать между собой ежегодно до начала отопительного периода.

Предметом указанного соглашения является порядок взаимных действий по обеспечению функционирования системы теплоснабжения в соответствии с требованиями Федерального закона. Обязательными условиями указанного соглашения являются:

- определение соподчиненности диспетчерских служб теплоснабжающих организаций и теплосетевых организаций, порядок их взаимодействия;
- порядок организации наладки тепловых сетей и регулирования работы системы теплоснабжения;
- порядок обеспечения доступа сторон соглашения или, по взаимной договоренности сторон соглашения, другой организации к тепловым сетям для осуществления наладки тепловых сетей и регулирования работы системы теплоснабжения;
- порядок взаимодействия теплоснабжающих организаций и теплосетевых организаций в чрезвычайных ситуациях и аварийных ситуациях.

Тариф на тепловую энергию для всех потребителей в зоне деятельности ЕТО устанавливается единым с дифференциацией по параметрам теплоносителя и точке подключения потребителя (потребитель на коллекторах источника, потребитель на

тепловых сетях). Тарифы для конечных потребителей определяются как средневзвешенная стоимость производства и средневзвешенная стоимость транспортировки в зоне деятельности ЕТО, средневзвешенная стоимость теплоносителя.

Схема организации производства и передачи тепловой энергии в городе Сургуте представлена на рисунке 1.1.1.

ООО «СГЭС» предоставляет тепловую энергию СГМУП «ГТС», ООО «Сибпромстрой №18», которую получает от источников комбинированной выработки тепловой энергии СГРЭС-1 и СГРЭС-2. ООО «Сибпромстрой №18» эксплуатирует тепловые сети от магистральных тепловых сетей СГМУП «ГТС» и ООО «СГЭС».

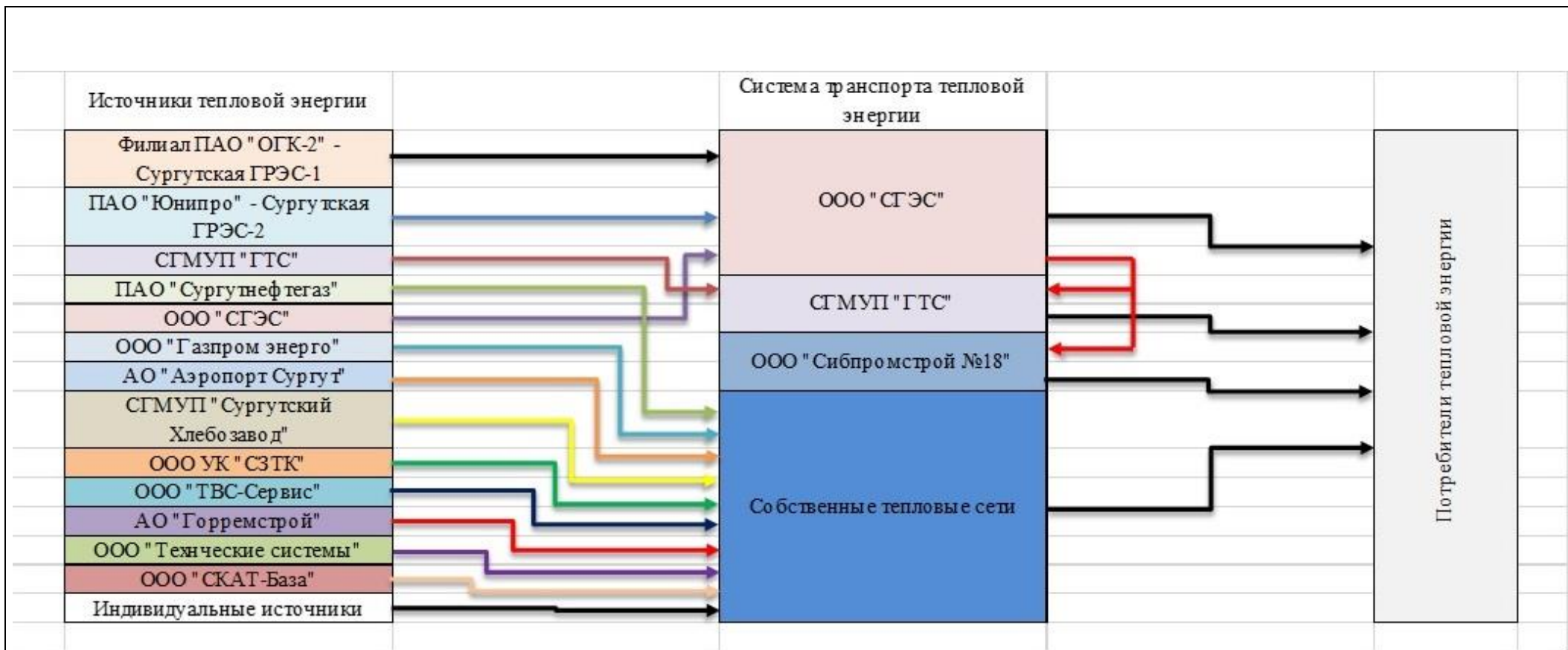


Рисунок 1.2.1 Функциональная структура теплоснабжения города Сургут.

1.3 Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций и описание структуры договорных отношений между ними в зонах действия индивидуального теплоснабжения

Индивидуальные жилые дома расположены во многих районах города. Такие здания (одно-, двухэтажные, в основном деревянные), как правило, не присоединены к системе централизованного теплоснабжения. В настоящее время для их теплоснабжения применяются индивидуальные теплогенераторы (ИТГ) – отопительные печи, газовые котлы.

Кроме индивидуальных жилых домов индивидуальное теплоснабжение, в том числе электроотопление, применяется в некоторых многоквартирных домах.

В целом по городу от ИТГ обеспечивается тепловая нагрузка в размере 11,2 Гкал/ч или около 0,7% от суммарной тепловой нагрузки в городе.

В многоквартирных жилых домах от ИТГ обеспечивается нагрузка отопления и горячего водоснабжения. Тепловая нагрузка таких домов, расположенных в Центральном, Северо-Восточном и Восточном жилых районах, составила 6,3 Гкал/ч или 0,4% от суммарной тепловой нагрузки в городе.

Тепловая нагрузка потребителей города, обеспечиваемая индивидуальными теплогенераторами по районам, представлена в таблице 1.4.

Таблица 1.4 Тепловая нагрузка потребителей, обеспечиваемая от ИТГ

Наименование	Тепловая нагрузка потребителей ИТГ, Гкал/ч		
	отопление	ГВС	всего
Центральный жилой район, всего,	2,36	0,26	2,63
в т.ч.:			
многоквартирные дома	1,74	0,26	2,01
жилые дома	0,62	-	0,62
Северный промышленный район, всего,	0,13	-	0,13
в т.ч.:			
жилые дома	0,13	-	0,13
Северо-Восточный жилой район, всего,	2,11	0,32	2,43
в т.ч.:			
многоквартирные дома	1,99	0,32	2,31
жилые дома	0,12	-	0,12
Восточный жилой район, всего,	3,53	0,27	3,80
в т.ч.:			
многоквартирные дома	1,69	0,27	1,96
жилые дома	1,84	-	1,84
Восточный промышленный район, всего,	0,21	-	0,21
в т.ч.:			
жилые дома	0,21	-	0,21
Западный жилой район, всего,	0,84	-	0,84
в т.ч.:			
жилые дома	0,84	-	0,84
Южный район, всего,	0,18	-	0,18
в т.ч.:			
жилые дома	0,18	-	0,18
Поселки, всего,	1,02	-	1,02
в т.ч.:			
жилые дома	1,02	-	1,02
Всего по городу,	10,38	0,86	11,23
в т.ч.:			

1.4 Описание изменений, произошедших в функциональной структуре теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

За период актуализации схемы теплоснабжения произошли следующие изменения в функциональной структуре:

С 2021г. в управлении СГМУП «ГТС» была передана котельная Котельная №35 Спортивное ядро (Принята на баланс 01.10.2021 Приказ 186-01 находится на консервации).

Котельная №19 СГМУП «ГТС» выведена из эксплуатации.

С 2021г. в эксплуатации ПАО «Сургутнефтегаз» находится Котельная №22, расположенная по адресу: г.Сургут, ул. Заячий остров,6, сооружение 19. Эта паровая котельная работает на нужды собственного производства вместо выведенной из эксплуатации котельной № 4.

Часть 2. Источники тепловой энергии

В соответствии с требованиями п.22 «Требований к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения», утвержденных Постановлением Правительства Российской Федерации № 154 от 22.02.2012 г. описание источников тепловой энергии основывается на данных, передаваемых разработчику схемы теплоснабжения по запросам заказчика схемы теплоснабжения в адрес теплоснабжающих организаций, действующих на территории поселения. Сведения, представленные в схеме, получены от теплоснабжающих организаций города.

В соответствии с приказом Министерства энергетики РФ от 5 марта 2019 г. №212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения» описание источников тепловой энергии будет выполнено отдельно по каждой ЕТО.

По состоянию на 01.01.2022г в теплоснабжающих организациях г. Сургут имеется 51 источник централизованного теплоснабжения (1 на консервации), общие сведения по которым представлены в таблице 2.1. Все источники централизованного теплоснабжения Сургута газифицированы (за исключением Котельной №25 пос. Лесной СГМУП «ГТС», использующей в качестве топлива электричество).

Ни один источник теплоснабжения в Сургуте не является перегруженным по соотношению присоединенной тепловой нагрузки и установленной мощности. В совокупности по ТСО Сургута установленная тепловая мощность почти вдвое превосходит совокупные нагрузки, присоединённые к их системам централизованного теплоснабжения.

Общая установленная тепловая мощность источников ТСО составляет 2885 Гкал/ч, при совокупной нагрузке в 1578 Гкал/ч. В основном на источниках централизованного теплоснабжения Сургута имеется значительный резерв мощности.

В Сургуте имеется три крупных источника теплоснабжения с установленной тепловой мощностью свыше 100 Гкал/ч. Это Сургутские ГРЭС-1 и ГРЭС-2, а также пиковая котельная тепловых сетей (ПКТС). В 2021 году совокупный отпуск тепловой энергии в сети от крупных источников составил порядка 80% от совокупного отпуска тепловой энергии ТСО Сургута. Более 76% отпущенной тепловой энергии в Сургуте было произведено на комбинированных источниках теплоснабжения (СГРЭС-1 и СГРЭС-2) в теплофикационном цикле, что является исключительно высоким показателем для схем теплоснабжения городов России.

На начало 2022 года в Сургуте имеется пять источников тепловой энергии средней мощности с установленной тепловой мощностью свыше 50 Гкал/ч. Это котельные №1, №2, №3, №14 СГМУП «ГТС» и котельная ООО «Сургутские городские электрические сети» (ООО «СГЭС»).

Таблица 2.1 Общие сведения об источниках теплоснабжения ТСО г. Сургута

№ п/п	Наименование	Адрес	Балансовая принадлежность (источники тепловой энергии)	Эксплуатирующая организация (источники тепловой энергии)	Установленная мощность, Гкал/ч	Присоединенная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Температурный график, °С	Рабочее давление в теплосети в отопительном режиме Р1/Р2, кгс/см2
1	Комплекс СГРЭС-1 – ПКТС, в том числе:				1253	757,3		
1.1	СГРЭС-1	г. Сургут, ул. Электротехническая, 23/1	филиал ПАО "ОГК-2" - Сургутская ГРЭС-1	филиал ПАО "ОГК-2" - Сургутская ГРЭС-1	903	569,4	150/70 с верхней срезкой на 112°С и нижними срезками на 82°С и 75°С	16,0/2,0 (СГРЭС-1 – ПКТС) 8,0/2,0 (ПКТС (пиковая))
1.2	Котельная ПКТС	г. Сургут, ул. Мира, д.40	ООО "СГЭС"	СГМУП "ГТС"	350	187,9	150/70 с верхней срезкой на 142°С	8,0/2,0
3	СГРЭС-2	г. Сургут, ул. Энергостроителей, 23	ПАО "Юнипро" - Сургутская ГРЭС-2	ПАО "Юнипро" - Сургутская ГРЭС-2	840	292,2	150/70 с верхней срезкой на 142°С и нижней срезкой на 75°С	10,5/2,8 ВЖР 5,4/2,3Промзона
4	Котельная №1	г. Сургут ул. Нефтяников, д.24 стр.6	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"	66	31,5	150/70 с верхней срезкой на 142°С	7,0/3,0
5	Котельная №2	г. Сургут ул Нефтяников, д.24 стр. 4	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"	90	77,6	150/70 с верхней срезкой на 140°С	7,0/3,5
6	Котельная №3	г. Сургут ул Майская д.10/2 стр.2	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"	90	88,7	150/70 с верхней срезкой на 140°С	6,9/3,2
7	Котельная №5	п. Дорожный	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"	10,32	6,5	95/70	4,7/3,0
8	Котельная №6	Заячий остров	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"	9,56	5,7	95/70	3,3/2,6
9	Котельная №7	8-ой пром.узел, ул.Индустриальная	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"	21,6	4,5	95/70	5,0/3,0
10	Котельная №9	8-ой пром.узел, ул.Буровая	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"	6,02	4,3	95/70	4,0/2,2
11	Котельная №13	р-н ж/д,ул.Западная 1/1	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"	24	7,0	95/70	4,0/2,5

№ п/п	Наименование	Адрес	Балансовая принадлежность (источники тепловой энергии)	Эксплуатирующая организация (источники тепловой энергии)	Установленная мощность, Гкал/ч	Присоединенная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Температурный график, °С	Рабочее давление в теплосети в отопительном режиме P1/P2, кгс/см2
12	Котельная №14	р-н ж/д ул. Западная 1/1	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"	90	53,0	130/70 со срезкой на 115/70°С	8,3/2,7
13	Котельная №21	п. Звездный ул.Трубная	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"	4,515	3,3	95/70	5,4/3,1
14	Котельная №22	ГМУ СОЦ Олимпия п. Барсово	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"	6,45	2,3	95/70	3,5/2,1
15	Котельная №23	Ледовый дворец Югорский тракт, 40	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"	5,16	6,4	100/80	2,8/2,4
16	Котельная №24	г. Сургут, ул. Игоря Киртбая 12/1 (Поликлиника Нефтяник)	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"	5,5	2,1	95/70	4,1/3,5
17	Котельная №25 пос. Лесной	пос. Лесной	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"	0,84	0,1	95/70	3,2/2,0
18	Котельная №26	г. Сургут, Набережный пр. 17/2	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"	1,24	1,8	95/70	4,5/4,0
19	Котельная №27	г. Сургут, Набережный пр. 17	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"	2,4	0,8	95/70	4,5/4,0
20	Котельная №28	п. Юность	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"	16	5,3	95/70	4,5/2,8
21	Котельная №29	п. Таежный	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"	5,16	2,3	95/70	4,5/2,8
22	Котельная №30	п. Лунный	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"	10,32	3,3	95/70	4,5/2,8
23	Котельная №31 (переведена в режим ЦТП)	п. Медвежий угол	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"	5,4	0,0	95/70	4,5/2,8
24	Котельная №32	п. Снежный	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"	1,9	1,9	95/70	4,5/2,8
25	Котельная №33	п. Снежный	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"	5,42	3,4	95/70	4,5/2,8
26	Котельная №34	г. Сургут, ул. Крылова, 40	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"	1,54	1,1	95/70	4,5/2,8
27	Котельная №35 Спортивное	г.Сургут Спортивное ядро,	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"	1,976	-	95/70	-
28	Котельная №1	г.Сургут, аэропорт	ПАО "Сургутнефтегаз"	ПАО "Сургутнефтегаз"	1,38	0,9	95/70	6,0/3,0

№ п/п	Наименование	Адрес	Балансовая принадлежность (источники тепловой энергии)	Эксплуатирующая организация (источники тепловой энергии)	Установленная мощность, Гкал/ч	Присоединенная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Температурный график, °С	Рабочее давление в теплосети в отопительном режиме P1/P2, кгс/см2
29	Котельная №3	База производственная УТТ-6, г.Сургут, ш.Нефтеюганское, 56	ПАО "Сургутнефтегаз"	ПАО "Сургутнефтегаз"	5,16	3,8	95/70	6,0/3,0
30	Котельная №5	г.Сургут, заезд Андреевский, 14	ПАО "Сургутнефтегаз"	ПАО "Сургутнефтегаз"	10,32	9,2	95/70	6,0/3,0
31	Котельная №6	г.Сургут, ул.Буровая, 1	ПАО "Сургутнефтегаз"	ПАО "Сургутнефтегаз"	3,44	1,3	95/70	6,0/3,0
32	Котельная №7	г.Сургут, ул.Заячий остров, 6	ПАО "Сургутнефтегаз"	ПАО "Сургутнефтегаз"	4,3	3,2	95/70	6,0/3,0
33	Котельная №8	г.Сургут, заезд Андреевский, 2	ПАО "Сургутнефтегаз"	ПАО "Сургутнефтегаз"	4,3	2,0	95/70	6,0/3,0
34	Котельная №9	г.Сургут, ул. Индустриальная, 56	ПАО "Сургутнефтегаз"	ПАО "Сургутнефтегаз"	7,74	5,1	95/70	6,0/3,0
35	Котельная №10	г.Сургут, ш.Нефтеюганское, 7/1	ПАО "Сургутнефтегаз"	ПАО "Сургутнефтегаз"	27,52	15,1	110/70	6,0/3,0
36	Котельная №12	г.Сургут, ул. Промышленная, д. 20/1	ПАО "Сургутнефтегаз"	ПАО "Сургутнефтегаз"	36,46	16,9	95/70	6,0/3,0
37	Котельная №14	г.Сургут, ш.Нефтеюганское, 54	ПАО "Сургутнефтегаз"	ПАО "Сургутнефтегаз"	5,16	2,6	95/70	6,0/3,0
38	Котельная №15	Сургут, Югорский тракт 6/1	ПАО "Сургутнефтегаз"	ПАО "Сургутнефтегаз"	7,74	7,7	110/70	6,0/3,0
39	Котельная №16	г.Сургут, ул.Промышленная, 2	ПАО "Сургутнефтегаз"	ПАО "Сургутнефтегаз"	1,28	0,7	95/70	6,0/3,0
40	Котельная №17	г.Сургут, заезд Андреевский, 9	ПАО "Сургутнефтегаз"	ПАО "Сургутнефтегаз"	4,3	3,0	95/70	6,0/3,0
41	Котельная №19	г.Сургут, ул. Автомобилистов, 16	ПАО "Сургутнефтегаз"	ПАО "Сургутнефтегаз"	29,43	12,5	110/70	6,0/3,0
42	Котельная №22	г.Сургут, ул.Заячий остров,6, сооружение 19	ПАО "Сургутнефтегаз"	ПАО "Сургутнефтегаз"	1,29	0,4	-	3
43	Котельная К-45	г. Сургут, ул. Крылова, 55/2	ООО "СГЭС"	ООО "СГЭС"	60	65,5	150/70	9,0/3,0

№ п/п	Наименование	Адрес	Балансовая принадлежность (источники тепловой энергии)	Эксплуатирующая организация (источники тепловой энергии)	Установленная мощность, Гкал/ч	Присоединенная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Температурный график, °С	Рабочее давление в теплосети в отопительном режиме P1/P2, кгс/см2
44	Котельная «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5» (СОК)	г. Сургут, Нефтеюганское шоссе, 22, стр.5	ООО "СГЭС"	ООО "СГЭС"	1,94	2,3	95/70	4,2/2,4
45	Котельная ООО "Газпром энерго"	г. Сургут, ул. Производственная,17	ООО "Газпром энерго"	ООО "Газпром энерго"	38,69	21,592	95/70	5,0/2,0
46	Котельная АО «Аэропорт Сургут»	г. Сургут, ул. Аэрофлотская, д. 49/1	АО «Аэропорт Сургут»	АО «Аэропорт Сургут»	17,2	9,0	95/70	6,0/3,0
47	Котельная СГМУП "Сургутский Хлебозавод"	г. Сургут, Нефтеюганское шоссе д. 2 (ПРОМЗОНА)	СГМУП "Сургутский Хлебозавод"	СГМУП "Сургутский Хлебозавод"	10,08	5,9	95/70	3,4/2,0 Пар 0,6 Мпа 159 °С
48	Котельная ООО УК "СЗТК"	г. Сургут, ул. Автомобилистов, д. 3	ООО "ОРИОН"	ООО УК "СЗТК"	16	3,8	95/70	4,6/2,0
49	Котельная ООО «ТВС-сервис»	г. Сургут ул. Инженерная 20 стр. 2	ООО «ТВС-сервис»	ООО «ТВС-сервис»	2,75	2,1	95/70	4,5/2,5
50	Котельная АО «Горремстрой»	г. Сургут, Нефтеюганское шоссе д. 21 база АО «Горремстрой»	АО «Горремстрой»	АО «Горремстрой»	1,927	1,6	95/70	4,0/2,0
51	Котельная ООО «Технические системы»	г. Сургут, ул. Нефтеюганское шоссе, 64/1	ООО «Технические системы»	ООО «Технические системы»	9	2,0	95/70	3,2/2,0
52	Котельная ООО «СКАТ-База»	г. Сургут, ул. Монтажная 4	ООО «СКАТ-База»	ООО «СКАТ-База»	5,46	1,7	95/70	4,5/2,1

Котельная №31 п. Медвежий угол переведена в режим ЦТП, теплоснабжение потребителей осуществляется от котельной. К-45 ООО "СГЭС"
Котельная №35 Спортивное находится на консервации

2.1 Структура и технические характеристики основного оборудования

2.1.1. Филиал ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1

СГРЭС-1 – филиал ПАО «ОГК-2» является крупнейшим в Сургуте источником теплоснабжения как по установленной тепловой мощности, так и по присоединённой тепловой нагрузке. Данный источник теплоснабжения покрывает порядка 45% всех тепловых нагрузок города. Это также крупнейший в городе источник с теплофикационной выработкой электрической и тепловой энергии.

СГРЭС-1 является единственным источником теплоснабжения СТО ПАО «ОГК-2» в Сургуте.

Теплофикационные мощности СГРЭС-1 состоят из отборов паровых турбин, паром из которых производится нагрев воды из системы теплоснабжения до температуры 112 °С. Подогрев до более высоких температур осуществляется на пиковой котельной тепловых сетей (в собственности ООО «СГЭС», арендуется СГМУП «ГТС»). ПКТС расположена в городской части Сургута, включается при прохождении отопительного максимума.

СГРЭС-1 – электростанция блочного типа, на которой установлено 13 энергоблоков с конденсационными турбоустановками и 3 блока с теплофикационными. Блоки работают на паре с давлением 13,8 МПа (140 кгс/см²) и температурой 545 °С.

Котельный агрегат Еп-670-13,8-545Г (Еп-640/13,8) - однобарабанный, однокорпусный, с естественной циркуляцией, на высокие параметры пара с промперегревом. Имеет П-образную компоновку. Номинальная паропроизводительность составляет 670 т/ч, давление свежего пара - 13,8 МПа (140 кгс/см²), температура свежего пара – 545°С.

Паротурбинная установка К-210-12,8-3 ПО ЛМЗ (установлено 13 шт.- ст. №1-11, 13, 16) – конденсационная, номинальной мощностью 210 МВт с промежуточным перегревом пара, без регулируемых отборов, одновальная, трехцилиндровая, начальные параметры пара 12,8 МПа (130 кгс/см²) и 540°С, температура промежуточного перегрева 540°С. Турбина имеет семь нерегулируемых отборов пара, предназначенных для подогрева питательной воды и основного конденсата. Паротурбинная установка Т-178/210-12,8-3 ПО ЛМЗ (ст.№ 12) отличается от К-210-12,8-3 наличием теплофикационного отбора пара мощностью 183 Гкал/ч.

Паротурбинная установка Т-180/210-12,8-1 ПО ЛМЗ (ст.№14,15) имеет параметры острого пара аналогичные турбине К-210-12,8-3. Турбоустановка имеет два отопительных отбора пара - верхний и нижний, предназначенные для ступенчатого подогрева сетевой воды. Регулирование давления в отопительных отборах поддерживается: в верхнем - при включенных двух отопительных отборах; в нижнем - при включенном одном нижнем отборе. Расход отбираемого пара на теплофикацию составляет 460 т/ч. Тепловая нагрузка - 260 Гкал/ч. Пределы регулирования пара:

- верхнего 0,059 - 0,196 МПа;
- нижнего 0,049 - 0,147 МПа.

Блоки К-210-12,8-3 №4-9,13,16 с располагаемой суммарной тепловой мощностью 160 Гкал/ч имеют нерегулируемые отборы тепла, работают по электрическому графику нагрузок и могут быть использованы в качестве аварийного резерва в схеме выдачи тепла на город.

Технические характеристики энергетических котлоагрегатов и теплофикационных турбоагрегатов источника тепловой энергии Сургутская ГРЭС-1 представлены в таблицах ниже.

Таблица 2.1.1 Технические характеристики теплофикационных турбоагрегатов источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии на 2021 год ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1

Ст. №	Завод-изготовитель	Год	УЭМ, МВт	УТМ, Гкал/час			Давление острого пара, кгс/см ²	Температура острого пара, °С
				УТМ всего, Гкал/час	Отопительных отборов	Промышленных отборов		
4	ЛМЗ	1974	215	20	20	-	130	540
5	ЛМЗ	1975	215	20	20	-	130	540
6	ЛМЗ	1975	215	20	20	-	130	540
7	ЛМЗ	1977	215	20	20	-	130	540
8	ЛМЗ	1978	215	20	20	-	130	540
9	ЛМЗ	1978	215	20	20	-	130	540
10	ЛМЗ	1979	215	20	20	-	130	540
11	ЛМЗ	1979	215	20	20	-	130	540
12	ЛМЗ	1980	178	183	183	-	130	540
13	ЛМЗ	1981	215	20	20	-	130	540
14	ЛМЗ	1982	180	260	260	-	130	540
15	ЛМЗ	1982	180	260	260	-	130	540
16	ЛМЗ	1983	215	20	20	-	130	540

Таблица 2.1.2 Технические характеристики энергетических котлоагрегатов источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии на 2021 год ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1

Марка котла	Ст. №	Год ввода	Паропроизводительность, т/ч	Параметры острого пара		Вид сжигаемого топлива	
				Давление острого пара, кгс/см ²	Температура острого пара, °С	Основное	резервное
ТГ -104	1	1972	670	140	545	Природный газ	Природный газ
ТГ -104	2	1973	670	140	545	Природный газ	Природный газ
ТГ -104	3	1973	670	140	545	Природный газ	Природный газ
ТГ -104	4	1974	670	140	545	Природный газ	Природный газ
ТГ -104	5	1975	670	140	545	Природный газ	Природный газ
ТГ -104	6	1975	670	140	545	Природный газ	Природный газ
ТГ -104	7	1977	670	140	545	Природный газ	Природный газ
ТГ -104	8	1978	670	140	545	Природный газ	Природный газ
ТГ -104	9	1978	670	140	545	Природный газ	Природный газ
ТГ -104	10	1979	670	140	545	Природный газ	Природный газ
ТГ -104	11	1979	670	140	545	Природный газ	Природный газ
ТГ -104	12	1980	670	140	545	Природный газ	Природный газ

Марка котла	Ст. №	Год ввода	Паропроизводительность, т/ч	Параметры острого пара		Вид сжигаемого топлива	
				Давление острого пара, кгс/см ²	Температура острого пара, °С	Основное	резервное
ТГ -104	13	1981	670	140	545	Природный газ	Природный газ
ТГ -104	14	1982	670	140	545	Природный газ	Природный газ
ТГ -104	15	1982	670	140	545	Природный газ	Природный газ
ТГ -104	16	1983	670	140	545	Природный газ	Природный газ

2.1.2. ПАО «Юнипро» - Сургутская ГРЭС-2

Теплофикационные мощности ГРЭС-2 состоят из блочных бойлерных установок ББУ, на которых производится, нагрев воды системы теплоснабжения паром из нерегулируемых отборов ТГ до требуемой температуры.

Сургутская ГРЭС-2 имеет 8 энергоблоков: 6 энергоблоков по 810 МВт с конденсационными паровыми турбоустановками К-810-240-5 и 2 энергоблока по 400 МВт - с парогазовыми установками. Установленная электрическая мощность составляет 5657,1 МВт. В таблице 2.1.3 приведены данные по основному оборудованию электростанции.

Таблица 2.1.3 Основное оборудование Сургутской ГРЭС-2

Энергоблоки	Котлы	Турбины	Генераторы
6x810 МВт (конденсационные энергоблоки);	6xпрямоточные котлы ТГМП-204ХЛ	6x К-810-240-5	6xТВВ-800-ЕУЗ
2x400 МВт (парогазовые установки ПГУ-400)	2xИ-27-барабанные котлы	2xPG935FA-газовыетурбины 2x109D-10-паровые турбины	2x390H

Котельный агрегат Пп-2650-25-ГМ (ТГМП-204ХЛ) - прямоточный, сверхкритического давления, с промежуточным перегревом, однокорпусный, газоплотный. Номинальная паропроизводительность составляет 2650 т/ч, давление свежего пара - 240 кгс/см², температура свежего пара - 545 °С.

Паротурбинная установка К-810-240-5 ПО ЛМЗ – конденсационная, номинальной мощностью 810 МВт с промежуточным перегревом пара, без регулируемых отборов, одновальная, пятицилиндровая, начальные параметры пара 23,5 МПа и 540 °С, температура промежуточного перегрева 540 °С. Турбина имеет восемь нерегулируемых отборов пара, предназначенных для подогрева питательной воды и основного конденсата.

В июле 2011 года введены в эксплуатацию парогазовые установки типа STAG109FA. Их технические характеристики приведены в таблице 2.1.4. Блоки ПГУ отпускают только электрическую энергию.

Таблица 2.1.4 Характеристики ПГУ-400 Сургутской ГРЭС-2

Параметр	Величина
<i>ПГУ-400 типа STAG 109FA</i>	
Установленная мощность энергоблока ст.№7	396,9 МВт
Установленная мощность энергоблока ст.№8	400,2 МВт
Коэффициент полезного действия	57,1 %
<i>Газотурбинная установка PG935FA (производитель GENERALELECTRIC)</i>	
Установленная мощность	270 МВт
Частота вращения турбины	3000 об/мин
Потребляемое количество газа	52,7 т/ч
Выхлопная температура	600°С
<i>Котел-утилизатор HRSG горизонтального типа 3-х контуров давления (производитель GENERALELECTRIC)</i>	
Паропроизводительность (высокое давление)	281,1 т/ч
Паропроизводительность(среднее давление)	315,6 т/ч
Паропроизводительность (низкое давление)	484 т/ч
<i>Паровая турбина 109D10 (производитель GENERALELECTRIC)</i>	
Установленная мощность	130 МВт
	Электрогенератор 390 H

Таблица 2.1.5 Технические характеристики теплофикационных турбоагрегатов источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии на 2021 год ПАО «Юнипро» - Сургутская ГРЭС-2

Турбоагрегат	Ст. N	Завод изготовитель	Год ввода	УЭМ, МВт	УТМ, Гкал/ч			Давление острого пара,	Температура острого пара, град. °С
					УТМ всего, Гкал/час	Отопительных отборов	Промышленных отборов		
К-810-240-5	ТГ-1	ЛМЗ	1985	810				240	540
К-810-240-5	ТГ-2	ЛМЗ	1985	810				240	540
К-810-240-5	ТГ-3	ЛМЗ	1986	810				240	540
К-810-240-5	ТГ-4	ЛМЗ	1987	810				240	540
К-810-240-5	ТГ-5	ЛМЗ	1987	810				240	540
К-810-240-5	ТГ-6	ЛМЗ	1988	810				240	540
Итого:				4860					

Таблица 2.1.6 Технические характеристики энергетических котлоагрегатов источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии на 2021 год ПАО «Юнипро» - Сургутская ГРЭС-2

Марка котла	Ст. N	Год ввода	Производительность, т/ч	Параметры острого пара		Вид сжигаемого топлива	
				давление, кгс/см ²	температура, °С	основное	резервное
ПП-2650-255-ГМ (ТГМП-204ХЛ)	К-1	1985	2650	245	545	Природный газ	Природный газ
ПП-2650-255-ГМ (ТГМП-204ХЛ)	К-2	1985	2650	245	545	Природный газ	Природный газ
ПП-2650-255-ГМ (ТГМП-204ХЛ)	К-3	1986	2650	245	545	Природный газ	Природный газ
ПП-2650-255-ГМ (ТГМП-204ХЛ)	К-4	1985	2650	245	545	Природный газ	Природный газ
ПП-2650-255-ГМ (ТГМП-204ХЛ)	К-5	1985	2650	245	545	Природный газ	Природный газ
ПП-2650-255-ГМ (ТГМП-204ХЛ)	К-6	1986	2650	245	545	Природный газ	Природный газ
ИТОГО				-	-	-	-

2.1.3. СГМУП «Городские тепловые сети»

Теплоснабжающая организация СГМУП «ГТС» эксплуатирует 24 котельных совокупной тепловой мощностью 829 Гкал/ч с присоединённой нагрузкой в 489 Гкал/ч. Это третья по объёму производства тепловой энергии ТСО Сургута. При этом котельная ПКТС находится в аренде у СГМУП «ГТС».

СГМУП «ГТС» эксплуатирует пять котельных с мощностью свыше 50 Гкал/ч - №1, №2, №3, №14 и ПКТС. Данные источники теплоснабжения в рамках данной работы рассматриваются индивидуально, прочие котельные рассматриваются группой (при этом требуемые показатели указываются по каждому из источников).

Котельные СГМУП «Тепловик» с 10.01.2020 переданы на баланс СГМУП «ГТС».

В декабре 2020 года котельная №31 п. Медвежий угол переведена в режим ЦТП.

С 2021г. в управлении СГМУП «ГТС» была передана котельная Котельная №35 Спортивное ядро.

Котельная №19 СГМУП «ГТС» выведена из эксплуатации.

Пиковая котельная тепловых сетей (ПКТС)

На ПКТС установлено 3 водогрейных котла типа КВГМ-50 и 2 водогрейных котла типа КВГМ-100, установленной единичной мощностью 50 и 100 Гкал/ч соответственно, суммарной установленной мощностью 350 Гкал/ч. Котлы производства ОАО "Дорогобужкотломаш", Россия.

Котельная работает по одноконтурной схеме. Обратная сетевая вода прокачивается непосредственно через трубную систему котлов.

Котельная №1

На котельной №1 установлено 4 водогрейных котла типа Logano S825M (производитель Buderus, Германия), единичной мощностью 19,2 МВт (16,5 Гкал/ч), суммарной установленной мощностью 65,6 Гкал/ч. Котлы производства ООО «Bosch Thermotechnik» D-35576 Ветцлар, Германия. Договорная нагрузка котельной составляет 31,5 Гкал/ч (расчетная нагрузка с учетом среднечасовой нагрузкой на ГВС - 30,4 Гкал/ч).

Котельная работает по двухконтурной схеме – внешний контур и котловой контур. Контурные связаны между собой через 5 водо-водяных теплообменника фирмы «Funke».

Котельная №2

На котельной №2 установлено 3 водогрейных котла типа ПТВМ-№30М, установленной единичной мощностью 30 Гкал/ч, суммарной установленной мощностью 90 Гкал/ч. Котлы производства ОАО "Дорогобужкотломаш", Россия.

Договорная нагрузка котельной составляет 77,6 Гкал/ч (расчетная нагрузка с учетом среднечасовой нагрузкой на ГВС – 74,1 Гкал/ч).

Котельная работает по одноконтурной схеме. Обратная сетевая вода прокачивается непосредственно через трубную систему котлов.

Котельная №3

На котельной №3 установлено 3 водогрейных котла типа ПТВМ-30М, установленной единичной мощностью 30 Гкал/ч, суммарной установленной мощностью 90 Гкал/ч. Котлы производства ОАО "Дорогобужкотломаш", Россия.

Договорная нагрузка котельной составляет 88,7 Гкал/ч (расчетная нагрузка с учетом среднечасовой нагрузкой на ГВС – 83,3 Гкал/ч).

Котельная работает по одноконтурной схеме. Обратная сетевая вода прокачивается непосредственно через трубную систему котлов.

Котельная №14

На котельной №14 установлено 3 водогрейных котла типа ПТВМ-№30М, установленной единичной мощностью 30 Гкал/ч, суммарной установленной мощностью 90 Гкал/ч. Котлы производства ОАО "Дорогобужкотломаш", Россия.

Договорная нагрузка котельной составляет 53,0 Гкал/ч (расчетная нагрузка с учетом среднечасовой нагрузкой на ГВС – 51,3 Гкал/ч).

Котельная работает по одноконтурной схеме. Обратная сетевая вода прокачивается непосредственно через трубную систему котлов.

Котельные СГМУП "ГТС" тепловой мощностью менее 50 Гкал/ч

Всего СГМУП "ГТС" эксплуатирует 19 котельных тепловой мощностью до 50 Гкал/ч, на которых в совокупности установлено 59 водогрейных котла, установленной единичной мощностью от 0,21 до 12 Гкал/ч, суммарной установленной мощностью 138 Гкал/ч; четыре электродкотла общей установленной мощностью 0,84 Гкал/час.

Котельные № 7, №13, №23 работают по одноконтурной схеме. Обратная сетевая вода прокачивается непосредственно через трубную систему котлов.

Котельные №5, №6, №9, №21, №22, №24, №25, № 26, №27, №28, №29, №30, №32, №33, №34 работают по двухконтурной схеме, внешний контур и котловой контур, разделен теплообменниками сетевыми и ГВС. На котельной №34 по двухконтурной схеме подается ГВС потребителю.

Котельная №35 находится в консервации, на которой установлено 2 водогрейных котла с суммарной установленной тепловой мощностью 1,95 Гкал/ч.

Котельная №31 в декабре 2020 года переведена в режим работы ЦТП.

Таблица 2.1.7 Технические характеристики основного котельного оборудования котельных СГМУП «ГТС»

№ п/п	Адрес котельной	Тип котла	Кол-во котлов	Год установки котла	Мощность котла, Гкал/ч	Располагаемая мощность котельной, Гкал/ч	Установленная мощность, Гкал/час	УРУТ по котлам, кг у.т./Гкал	КПД котлов, %	УРУТ по котельной, кг у.т./Гкал	Дата обследования котлов
Основное топливо - природный газ											
1.	Котельная № 1 (ул.Нефтяников, 24)	Logano S825M № 1 водогрейный	4	2009	16,45	65,6	66,0	156,18	91,47	156,43	28.12.2021г.
2.		Logano S825M № 2 водогрейный		2009	16,341			156,16	91,48		28.12.2021г.
3.		Logano S825M № 3 водогрейный		2009	16,412			156,88	91,06		28.12.2021г.
4.		Logano S825M № 4 водогрейный		2009	16,438			156,5	91,28		28.12.2021г.
5.	Котельная № 2 (ул.Нефтяников, 24)	ПТВМ-30М № 1 водогрейный	3	2008	29,66	87,7	90,0	156,1	91,5	156,07	30.12.2020г.
6.		ПТВМ-30М № 2 водогрейный		2006	28,8			156,57	91,24		28.12.2021г.
7.		ПТВМ-30М № 3 водогрейный		2006	29,28			155,55	91,84		28.12.2021г.
8.	Котельная № 3 (ул.Майская 10/2)	ПТВМ-30М № 1 водогрейный	3	2007	29,95	89,6	90,0	157,44	90,74	156,12	25.12.2019г.
9.		ПТВМ-30М № 2 водогрейный		2007	29,76			155,41	91,92		28.12.2021г.
10.		ПТВМ-30М № 3 водогрейный		2008	29,9			155,5	91,9		30.12.2020г.
11.	Котельная № 5 (П.Дорожный)	КВ-ГМ-1-115Н № 1 водогрейный	2	2012	0,86	10,3	10,3	153,38	93,14	154,74	25.12.2019г.
12.		КВ-ГМ-1-115Н № 2 водогрейный		2012	0,81			154,48	92,48		25.12.2019г.

№ п/п	Адрес котельной	Тип котла	Кол-во котлов	Год установки котла	Мощность котла, Гкал/ч	Располагаемая мощность котельной, Гкал/ч	Установленная мощность, Гкал/час	УРУТ по котлам, кг у.т./Гкал	КПД котлов, %	УРУТ по котельной, кг у.т./Гкал	Дата обследования котлов
13.		КВЖ-5-115-Г № 3 водогрейный	2	2002	4,3			156,2	92		16.11.2021г.
14.		КВЖ-5-115-Г № 4 водогрейный		.2002	4,3			154,9	92,5		16.11.2021г.
15.	Котельная № 6 (Заячий остров)	ВКГМ-4 № 1 водогрейный	2	1984	3,91	9,0	9,6	155,44	91,91	154,77	21.12.2019
16.		ВКГМ-4 № 2 водогрейный		1984	3,64			155,38	91,94		21.12.2019
17.		Vitoplex 100LS №3 водогрейный	2	2018	0,731			154,06	92,73	28.12.2021г.	
18.		Vitoplex 100LS №4 водогрейный		2018	0,745			154,2	92,64	28.12.2021г.	
19.	Котельная № 7 (8-ой пром.узел, ул.Индустриальная)	ВВД-1,8 № 1 водогрейный	12	1996	0,842	10,5	21,6	163,95	87,13	166,22	28.12.2021г.
20.		ВВД-1,8 № 2 водогрейный		1997	0,99			168,19	84,94		25.12.2019г.
21.		ВВД-1,8 № 3 водогрейный		1997	0,839			164,47	86,86		28.12.2021г.
22.		ВВД-1,8 № 4 водогрейный		1997	0,783			176,24	81,06		28.12.2021г.
23.		ВВД-1,8 № 5 водогрейный		1997	0,934			164,8	86,69		28.12.2021г.
24.		ВВД-1,8 № 6 водогрейный		1997	0,836			170,64	85,15		25.12.2019г.
25.		ВВД-1,8 № 7 водогрейный		1997	1,05			169,2	84,13		11.11.2020г.

№ п/п	Адрес котельной	Тип котла	Кол-во котлов	Год установки котла	Мощность котла, Гкал/ч	Располагаемая мощность котельной, Гкал/ч	Установленная мощность, Гкал/час	УРУТ по котлам, кг у.т./Гкал	КПД котлов, %	УРУТ по котельной, кг у.т./Гкал	Дата обследования котлов
26.		ВВД-1,8 № 8 водогрейный		1996	0,96			168,4	83,72		11.11.2020г.
27.		ВВД-1,8 № 9 водогрейный		1997	0,8			170,81	84,5		28.12.2021г.
28.		ВВД-1,8 № 10 водогрейный		1997	0,9			166	84,8		11.11.2020
29.		ВВД-1,8 № 11 водогрейный		1997	0,74			155,58	83,64		28.12.2021г.
30.		ВВД-1,8 № 12 водогрейный		1996	0,85			156,41	86,1		28.12.2021г.
31.		Котельная № 9 (8-ой пром.узел, ул.Буровая) в экспл. с 11.04.2019		Термотехник ТТ100 № 1 водогрейный	3			2019	1,535		5,5
32.	Термотехник ТТ100 № 2 водогрейный		2019	1,946		156,41	91,34	28.12.2021г.			
33.	Термотехник ТТ100 № 3 водогрейный		2019	2,053		157,28	90,83	28.12.2021г.			
34.	Котельная № 13 (р-н ж/д, ул.Западная 1/1)	ДКВР 20/13 № 1 водогрейный	2	1979	10,3	20,9	24,0	150	95,2	149,7	30.12.2020г.
35.		ДКВР 20/13 № 2 водогрейный		1979	10,6			149,4	95,6		30.12.2020г.
36.	Котельная № 14(р-н ж/д ул.Западная 1/1)	ПТВМ-30М № 1 водогрейный	3	2007	29,46	89,3	90,0	158,28	90,26	158,25	25.12.2019г.
37.		ПТВМ-30М № 2 водогрейный		2007	30			157,59	90,65		28.12.2021г.

№ п/п	Адрес котельной	Тип котла	Кол-во котлов	Год установки котла	Мощность котла, Гкал/ч	Располагаемая мощность котельной, Гкал/ч	Установленная мощность, Гкал/час	УРУТ по котлам, кг у.т./Гкал	КПД котлов, %	УРУТ по котельной, кг у.т./Гкал	Дата обследования котлов
38.		ПТВМ-30М № 3 водогрейный		2014	29,8			158,9	89,9		30.12.2020г.
39.	котельная № 21 п. Звездный ул.Трубная	Vitoplex 100 SX10125 № 1 водогрейный	3	2009	1,48	4,5	4,5	155,83	91,68	156,02	25.12.2019г.
40.		Vitoplex 100 SX10125 № 2 водогрейный		2009	1,51			155,96	91,6		25.12.2019г.
41.		Vitoplex 100 SX10125 № 3 водогрейный		2009	1,48			156,26	91,42		25.12.2019г.
42.	Котельная № 22 (ГМУ СОЦ Олимпия п. Барсово)	Ygnis FBG 2500 № 1 водогрейный	3	2009	1,692	5,2	6,5	156,22	91,45	156,37	28.12.2021г.
43.		Ygnis FBG 2500 № 2 водогрейный		2009	1,723			157,44	90,74		28.12.2021г.
44.		Ygnis FBG 2500 № 3 водогрейный		2009	1,752			155,45	91,9		28.12.2021г.
45.	Котельная № 23 (Ледовый дворец Югорский тракт, 40)	КСВ-2,5 № 1 водогрейный	3	2011	1,87	4,7	5,2	153,67	92,97	156,04	28.12.2021г.
46.		КСВ-2,5 № 2 водогрейный		2011	2,014			155,8	91,7		28.12.2021г.
47.		КСВ-1,0 № 3 водогрейный		2011	0,782			158,65	90,04		28.12.2021г.
48.	Котельная № 24 (Поликлиника Нефтяник) ул.Киртбая,12/1	Vitomax 200 № 1 водогрейный	2	2010	2,402	5,0	5,5	155,53	91,85	155,57	28.12.2021г.

№ п/п	Адрес котельной	Тип котла	Кол-во котлов	Год установки котла	Мощность котла, Гкал/ч	Располагаемая мощность котельной, Гкал/ч	Установленная мощность, Гкал/час	УРУТ по котлам, кг у.т./Гкал	КПД котлов, %	УРУТ по котельной, кг у.т./Гкал	Дата обследования котлов
49.		Vitomax 200 № 2 водогрейный		2010	2,548			155,61	91,8		28.12.2021г.
50.	Пиковая котельная тепловых сетей ул.Мира,41	КВ-ГМ-50М № 1 водогрейный	5	1999	46	296,7	350,0	154,4	92,5	154,24	30.12.2020г.
51.		КВ-ГМ-50М № 2 водогрейный		1982	38,77			154,17	92,66		28.12.2021г.
52.		КВ-ГМ-50М № 3 водогрейный		1998	46,365			153,71	92,94		28.12.2021г.
53.		КВ-ГМ-100М № 4 водогрейный		1998	88,6			152,7	93,5		30.12.2020г.
54.		КВ-ГМ-100М № 5 водогрейный		1989	76,924			156,24	91,43		28.12.2021г.
55.	Котельная № 26 (1,44МВт) пр.Набережный д.17/2	Vitoplex 100 SX1 № 1 водогрейный	2	2008	0,6	1,2	1,2	158,5	90,1	159,6	11.11.2020г.
56.		Vitoplex 100 SX1 № 2 водогрейный		2008	0,6			160,7	88,9		11.11.2020г.
57.	Котельная № 27 (2,8МВт) пр.Набережный д.17	Vitoplex 100 SX1 № 1 водогрейный	2	2006	1,2	2,4	2,4	157,9	90,5	158,35	11.11.2020г.
58.		Vitoplex 100 SX1 № 2 водогрейный		2006	1,15			158,8	90		11.11.2020г.
59.	Котельная № 28 п. Юность	КВЗГ-4,64 № 5 водогрейный	4	2004	3,5	14,1	16,0	158,9	89,9	158,27	06.11.2020г.
60.		КВЗГ-4,64 № 6 водогрейный		2004	3,8			158,2	90,3		06.11.2020г.

№ п/п	Адрес котельной	Тип котла	Кол-во котлов	Год установки котла	Мощность котла, Гкал/ч	Располагаемая мощность котельной, Гкал/ч	Установленная мощность, Гкал/час	УРУТ по котлам, кг у.т./Гкал	КПД котлов, %	УРУТ по котельной, кг у.т./Гкал	Дата обследования котлов
61.		КВЗГ-4,64 № 7 водогрейный		2006	3,5			158,1	90,4		06.11.2020г.
62.		КВЗГ-4,64 № 8 водогрейный		2006	3,3			157,9	90,5		06.11.2020г.
63.	Котельная №29 п. Таёжный	Unicon 2,0 № 1 водогрейный	3	2000	1,608	4,8	5,2	155,27	92,01	155,27	28.12.2021г.
64.		Unicon 2,0 № 2 водогрейный		2000	1,602			154,89	92,23		28.12.2021г.
65.		Unicon 2,0 № 3 водогрейный		2000	1,579			155,67	91,77		28.12.2021г.
66.	Котельная № 30 п. Лунный	Vitoplex 100 PV1 № 1 водогрейный	6	2009	1,458	7,7	10,3	154,85	92,26	154,17	28.12.2021г.
67.		Vitoplex 100 PV1 № 2 водогрейный		2009	1,326			156,29	91,4		28.12.2021г.
68.		Vitoplex 100 PV1 № 3 водогрейный		2009	1,235			152,86	93,46		28.12.2021г.
69.		Vitoplex 100 PV1 № 4 водогрейный		2009	1,104			153,52	93,05		28.12.2021г.
70.		Vitoplex 100 PV1 № 5 водогрейный		2009	1,28			153,52	93,05		28.12.2021г.
71.		Vitoplex 100 PV1 № 6 водогрейный		2009	1,256			153,97	92,78		28.12.2021г.
72.	Котельная № 31 п. Медвежий угол консервация с 12.12.2020г. Переведена в режим ЦТП										06.11.2020г.
73.											06.11.2020г.
74.											06.11.2020г.

№ п/п	Адрес котельной	Тип котла	Кол-во котлов	Год установки котла	Мощность котла, Гкал/ч	Располагаемая мощность котельной, Гкал/ч	Установленная мощность, Гкал/час	УРУТ по котлам, кг у.т./Гкал	КПД котлов, %	УРУТ по котельной, кг у.т./Гкал	Дата обследования котлов
72.	Котельная № 32 п. Снежный	Турботерм 1100 № 1 водогрейный	2	2003	0,95	1,9	1,9	161,3	87,9	162,05	06.10.2020г.
73.		Турботерм 1100 № 2 водогрейный		2003	0,95			162,8	87,7		06.10.2020г.
74.	Котельная № 33 п. Снежный	Турботерм 3150 № 1 водогрейный	2	2005	2,326	4,8	5,4	153,2	93,25	153,59	28.12.2021г.
75.		Турботерм 3150 № 2 водогрейный		2005	2,434			151,99	93,99		28.12.2021г.
76.	Котельная № 34 ул.Крылова ПЧ-49	Vitoplex 100 SX1 № 1 водогрейный	2	2008	0,564	1,1	1,5	155,64	91,79	155,72	28.12.2021г.
77.		Vitoplex 100 SX1 № 2 водогрейный		2008	0,519			155,8	91,69		28.12.2021г.
78.	Котельная №35 Спортивное ядро, принято на баланс 01.10.2021г. Приказ № 186-01 консервация	Vitoplex 200 SX2 № 1 водогрейный	2*	2011	0,601						
79.		Vitoplex 200 SX2 № 2 водогрейный		2011	1,353						
Электронагрев											
78.	Котельная № 25 пос. Лесной на электронагреве в экспл.с 09.04.2019	электронагреватель Эдисон № 1	4	2019	0,21	0,84	0,84		98		Не требуется
79.		электронагреватель Эдисон № 2		2019	0,21				98		Не требуется
80.		электронагреватель Эдисон № 3		2019	0,21				98		Не требуется
81.		электронагреватель ИКН-250		2019	0,21				98		Не требуется

№ п/п	Адрес котельной	Тип котла	Кол-во котлов	Год установки котла	Мощность котла, Гкал/ч	Располагаемая мощность котельной, Гкал/ч	Установленная мощность, Гкал/час	УРУТ по котлам, кг у.т./Гкал	КПД котлов, %	УРУТ по котельной, кг у.т./Гкал	Дата обследования котлов
	Всего		83			743			91,6		

2.1.4. ПАО «Сургутнефтегаз»

ПАО «Сургутнефтегаз» осуществляет производство тепловой энергии на пятнадцати котельных, совокупной тепловой мощностью 150 Гкал/ч с присоединённой нагрузкой в 84,5 Гкал/ч. Котельные не имеют присоединённых нагрузок жилищно-коммунального сектора. Все потребители ПАО «Сургутнефтегаз» расположены в промышленных районах это объекты производственной и деловой застройки. Это четвёртая по объёму производства тепловой энергии ТСО Сургута. Все источники теплоснабжения работают на собственные локальные зоны теплоснабжения. В ведении ПАО «Сургутнефтегаз» не находятся котельные с установленной мощностью свыше 50 Гкал/ч. Котельные предприятия, это как правило современные газовые котельные относительно небольшой мощности, характеристики которых имеет смысл рассматривать единым блоком.

Технические характеристики котельного оборудования приведены в таблице 2.1.8.

Таблица 2.1.8 Технические характеристики котельного оборудования котельных энергии ПАО «Сургутнефтегаз»

№ п/п	Наименование котельной, место расположения	Марка котлов	Автомат /не	Ста ц. №	Зав. № котла	Мощность котла, Г кал/час (паспорт)	Производительность котельной, Г кал/час	Тех.ограничения тепловой мощности	Год ввода в эксплуатацию ИЮ	Срок службы котла по паспорту	Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети	Год проведения последнего		Наработка котлов	Вид	Теплоноситель		
			автомат.	котла								капитал.	режим. наладки		топлива			
																	ремонт а	
1	2	3	4	5	6	7	8	10	12	13	14	15	16	17	18	19		
1	Котельная №1, г.Сургут, Аэропорт	WESSE X-400	Автоматизированная	1	2DO2-5104	0,344	1,38	отсутствуют	2002	15	Узел учета тепловой энергии	Не проводился	2019	63840	газ	вода		
		WESSE X-400		2	2DO2-5105	0,344						2002	15	Не проводился			2019	63840
		WESSE X-400		3	2DO2-5106	0,344						2002	15	Не проводился			2019	63840
		WESSE X-400		4	2DO2-5107	0,344						2002	15	Не проводился			2019	63840
2	Котельная N83, г.Сургут промзона, ш.Нефтеюганское ,56 СООР.19	KCB-2	Автоматизированная	1	2143	1,72	5,16	отсутствуют	2007	15	Узел учета тепловой энергии	Не проводился	2019	47328	газ	вода		
		KCB-2		2	2148	1,72						2007	15	Не проводился			2019	47328
		KCB-2		3	2148	1,72						2007	15	Не проводился			2019	47328
3	Котельная №5, г.Сургут, Андреевский заезд, 14, СООР.8	KCB-3	Автоматизированная	1	386	2,58	10,32	отсутствуют	2008	15	Узел учета тепловой энергии	Не проводился	2020	44040	газ	вода		
		KCB-3		2	387	2,58						2008	15	Не проводился			2020	44040

№ п/п	Наименование котельной, место расположения	Марка котлов	Автомат./не	Стап. №	Зав. № котла	Мощность котла, Г кал/час (паспорт)	Производительность котельной, Г кал/час	Тех.ограничения тепловой мощности	Год ввода в эксплуатацию ИЮ	Срок службы котла по паспорту	Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети	Год проведения последнего		Наработка котлов	Вид	Теплоноситель
			автомат.	котла								капитал.	режим. наладки		топлива	
		КСВ-3		3	389	2,58			2008	15		Не проводился	2020	44040		
		КСВ-3		4	390	2,58			2008	15		Не проводился	2020	44040		
4	Котельная №6, г.Сургут, ул.Буровая,1,	КСВ-2	Автоматизированная	1	2158	1,72	3,44	отсутствуют	2008	15	Узел учета тепловой энергии	Не проводился	2020	43668	газ	вода
	СООР. 15	КСВ-2		2	2162	1,72			2008	15		Не проводился	2020	43668		
5	Котельная №7, г.Сургут,	КСВ-2,5	Автоматизированная	1	25009	2,15	4,3	отсутствуют	2009	15	Узел учета тепловой энергии	Не проводился	2021	41556	газ	вода
	Заячий остров,6	КСВ-2,5		2	25013	2,15			2009	15		Не проводился	2021	41556		
6	Котельная №8, г.Сургут, Андреевский заезд,2, СООР.4	КСВ-2,5	Автоматизированная	1	25012	2,15	4,3	отсутствуют	2009	15	Узел учета тепловой энергии	Не проводился	2021	39984	газ	вода
		КСВ-2,5		2	25011	2,15			2009	15		Не проводился	2021	39984		
7	Котельная №9, г.Сургут, Северный промрайон, Индустриальная,56, СООР.19	КСВ-3	Автоматизированная	1	3131	2,58	7,74	отсутствуют	2016	15	Узел учета тепловой энергии	Не проводился	2019	17616	газ	вода
		КСВ-3		2	3132	2,58			2016	15		Не проводился	2019	17616		

№ п/п	Наименование котельной, место расположения	Марка котлов	Автомат /не	Стап. №	Зав. № котла	Мощность котла, Г кал/час (паспорт)	Производительность котельной, Г кал/час	Тех.ограничения тепловой мощности	Год ввода в эксплуатацию ИЮ	Срок службы котла по паспорту	Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети	Год проведения последнего		Наработка котлов	Вид	Теплоноситель
			автомат.	котла								капитал.	режим. наладки		топлива	
8	Котельная №10, г.Сургут, промзона, ш.Нефтеюганское, 7/1, СООР.4	КВ-8	Не	1	080.08.007	6,879	27,52	отсутствуют	2008	15	Узел учета тепловой энергии	Не проводился	2020	46776	газ	вода
		КВ-8		2	080.08.008	6,879			2008	15		Не проводился	2020	46776		
		КВ-8	автоматизированная	3	080.08.009	6,879			2008	15		Не проводился	2020	46776		
		КВ-8		4	080.08.010	6,879			2008	15		Не проводился	2020	46776		
9	Котельная №12, г.Сургут, ул.Промышленная, 20/1	КСВ-5	Не автоматизированная	1	16001	4,299	36,46	отсутствуют	2016	15	Узел учета тепловой энергии	Не проводился	2019	17616	газ	вода
		КСВ-5		2	16002	4,299			2016	15		Не проводился	2019	17616		
		КСВ-5		3	16003	4,299			2016	15		Не проводился	2019	17616		
		КСВ-5		4	16004	4,299			2016	15		Не проводился	2019	17616		
		Логано	5	31016150-00-103909	9,63	2008	15	2013	2019	46776						

№ п/п	Наименование котельной, место расположения	Марка котлов	Автомат /не	Ста ц. №	Зав. № котла	Мощность котла, Г кал/час (паспорт)	Производительность котельной, Г кал/час	Тех.ограничения тепловой мощности	Год ввода в эксплуатацию ИЮ	Срок службы котла по паспорту	Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети	Год проведения последнего		Наработка котлов	Вид	Теплоноситель		
			автомат.	котла								капитал.	режим. наладки		топлива			
																	ремонта	
10	Котельная №14, г.Сургут, ш.Нефтеюганское, 54, СООР. 1	КСВ-2	Автоматизированная	1	2141	1,72	5,16	отсутствуют	2007	15	Узел учета тепловой энергии	Не проводился	2019	47328	газ	вода		
		КСВ-2		2	2142	1,72						2007	15	Не проводился			2019	47328
		КСВ-2		3	2144	1,72						2007	15	Не проводился			2019	47328
11	Котельная №15, г.Сургут, Югорский тракт, 6/1	VITOM AX-2,5	Автоматизированная	1	71888802100001.1	2,15	7,74	отсутствуют	2012	20	Узел учета тепловой энергии	Не проводился	2021	30444	газ	вода		
		1			71888804100002.1							2,15					2012	20
		VITOM AX-2,5		2	71888804100001.1	2,15						2012	20	Не проводился				
		5			71888804100003.1												1,29	2012
		VITOM AX-2,5		4	9	1,29						2012	20	Не проводился				
		VITOM AX-1,5																
12	Котельная №16, г.Сургут, ул.Промышленная, 2, СООР. 9	ASC-300		1	297	0,258	1,29	отсутствуют	2013	15	Узел учета тепловой энергии	Не проводился	2020	27144	газ	вода		
		ASC-300		2	300	0,258						2013					15	Не проводился

№ п/п	Наименование котельной, место расположения	Марка котлов	Автомат /не	Ста ц. №	Зав. № котла	Мощность котла, Г кал/час (паспорт)	Производительность котельной, Г кал/час	Тех.ограничения тепловой мощности	Год ввода в эксплуатацию ИЮ	Срок службы котла по паспорту	Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети	Год проведения последнего		Наработка котлов	Вид	Теплоноситель
			автомат.	котла								капитал.	режим. наладки		топлива	
	Котельная №17, г.Сургут,	ASC-300	Автоматизированная	3	301	0,258			2013	15		Не проводился	2020	27144		
		ASC-300		4	302	0,258			2013	15		Не проводился	2020	27144		
		ASC-300		5	303	0,258			2013	15		Не проводился	2020	27144		
13	Котельная №17, г.Сургут,	КСВ-2,5	Автоматизированная	1	25014	2,15	4,3	отсутствуют	2009	15	Узел учета тепловой энергии	Не проводился	2021	43944	газ	вода
	Андреевский заезд, 9	КСВ-2,5		2	25015	2,15			2009	15		Не проводился	2021	43932		
14	Котельная №19, г.Сургут, ул. Автомобилистов, 16	ДЕ-4/14	Не	1	32115	2,264	29,43	отсутствуют	2002	20	Узел учета тепловой энергии	Не проводился	2020	66780	газ	пар-вода
		ДЕ-16/14		2	31418	9,056			2002	20		Не проводился	2020	66780		
		ДЕ-16/14	автоматизированная	3	32254	9,056			2002	20		Не проводился	2020	66780		
		ДЕ-16/14	ованная	4	32251	9,056			2002	20		Не проводился	2020	66780		
15	Котельная №22 г.Сургут, ул.Заячий	Booster BSS-1000G	Автоматизированная	1	29560170	0,6	1,29	отсутствуют	2020	10	Узел учета теплово	Не проводился	2020	4380	газ	пар

№ п/ п	Наименование котельной, место расположения	Марка котлов	Автомат /не	Ста ц. №	Зав. № котла	Мощн ость котла, Г кал/ча с (паспо рт)	Произво дите льность котельн ой, Г кал/час	Тех.огран ичени я тепловой мощности	Годвво да в эксплу атац ИЮ	Срок служ бы котла по паспо рту	Способ ы учета тепла, отпущен ного в тепловы е сети й энергии	Год проведения последнего		Нараб отка котлов	Вид	Теп ло- нос и- тель
			автомат.	кот ла								капита л.	режи мн. нала дки		топл ива	
												ремонт а				
	остров, 6, сооружение 19	Booster BSS- 1000G		2	29560171	0,6			2020	10		Не провод ился	2020	4380		
	<i>Итого:</i>			50			149,82									

2.1.5. ООО «Сургутские городские электрические сети»

ООО «Сургутские городские электрические сети» (ООО «СГЭС») осуществляют передачу тепловой энергии по магистральным тепловым сетям от СГРЭС-1 и СГРЭС-2.

В эксплуатации у ООО «СГЭС» находится две котельные:

- котельная средней мощности «Котельная для теплоснабжения микрорайонов № 38 и № 39» (согласно свидетельству о гос. регистрации), далее по тексту - котельная К-45 (диспетчерское наименование по номеру микрорайона). Котельная располагается по адресу ул. Крылова 55/2.

- «Котельная для теплоснабжения», далее по тексту - котельная «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5», по адресу: г. Сургут, Нефтеюганское шоссе, 22, стр.5 (СОК), взятая в аренду в 3 квартале 2017 года.

Котельные ООО «СГЭС» вырабатывают и отпускают тепловую энергию только в горячей воде.

На котельной К-45 установлено 4 водогрейных котла типа Eurotherm-17, установленной единичной мощностью 15 Гкал/ч, суммарной установленной мощностью 60 Гкал/ч. Котлы производства ОАО «Вольф Энерджи Солюшен», Россия.

Котельная работает по двухконтурной схеме. Обратная сетевая вода прокачивается через пластинчатые водо-водяные подогреватели «Funke». Технические характеристики котельного оборудования приведены в таблице 2.5.1.

На котельной «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5» установлены 2 водогрейных котла REX 130 и REX 95 суммарной установленной мощностью 1,94 Гкал/ч.

Технические характеристики котельного оборудования приведены в таблице 2.1.9.

Таблица 2.1.9 Технические характеристики котельного оборудования ООО «СГЭС»

N п/п	Адрес котельной	Тип котла	Кол-во котлов	Год установки котла	Мощность котла, Гкал/ч	Мощность котельной, Гкал/ч	УРУ	КПД котлов, %	УРУТ по котельной, кг у.т./Гкал	Дата обследования котлов
							Т по котлам, кг у.т./Гкал			
Основное топливо - природный газ										
1.	Котельная К-45 (ул.Крылова, 55/2)	Eurotherm-17/150	4	2015	15	60	-	93	-	2019
2.		Eurotherm-17/150		2015	15		-	93		2019
3.		Eurotherm-17/150		2015	15		-	93		2019
4.		Eurotherm-17/150		2015	15		-	93		2019
5.	Котельная «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5»	REX 130	2	2010	1,12	1,92	-	93	-	2018
6.		REX 95		2010	0,82		-	93		2018

№	Марка и тип котла	Год ввода в эксплуатацию	Последняя режимная наладка	КПД (%)	Установленная мощность, Гкал/ч
1	REX 130	01.01.2010	2018	93	1,12
2	REX 95	01.01.2010	2018	93	0,82

2.1.6. ООО «Газпром энерго»

На основании договора от 22.11.2019 №53-03/129/19-з/В60-S50119 ООО «Газпром трансгаз Сургут» передало в аренду ООО «Газпром энерго» основные средства, расположенные в г. Сургуте. ООО «Газпром энерго» осуществляет производство и отпуск тепловой энергии от единственного источника теплоснабжения – котельной по адресу ул. Производственная,17. Данная котельная работает на собственную зону теплоснабжения и не связана с другими источниками. Так же ООО «Газпром энерго» осуществляет передачу тепловой энергии от СГМУП «ГТС».

На котельной ООО «Газпром энерго» установлено 10 водогрейных котлов, один КВЗГМ-6,5 (не эксплуатируется) установленной единичной мощностью 6,5 Гкал/ч. и девять котлов ТТ-100, единичной мощностью 4,3 Гкал/ч. Суммарная установленная мощность котельного оборудования – 38,69 Гкал/ч. Функционирующие котлы производства ООО «ЭНТРОРОС», Россия.

Котельная работает по двухконтурной схеме. Обратная сетевая вода прокачивается через пластинчатые водо-водяные подогреватели. Технические характеристики котельного оборудования приведены в таблице 2.1.10.

Таблица 2.1.10 Технические характеристики котельного оборудования котельной ООО «Газпром энерго»

N п/п	Адрес котельной	Тип котла	Кол-во котлов	Год установки котла	Мощность котла, Гкал/ч	Мощность котельной, Гкал/ч	УРУТ по котлам, кг у.т./Гкал	КПД котлов, %	УРУТ по котельной, кг у.т./Гкал	Дата обследования котлов
Основное топливо - природный газ										
1.	Котельная, г.Сургут, ул.Производственная, 17, строение 1	КВЗГМ-6,5 №1	1 (выведен из эксплуатации)	1996-2015	6,5 (выведен из эксплуатации)	38,69	-	-	153,27	
		ТТ-100 №2	1	2014	4,3		153,80	92,88		
		ТТ-100 №3	1	2014	4,3		153,68	92,96		
		ТТ-100 №4	1	2013	4,3		153,23	93,24		
		ТТ-100 №5	1	2013	4,3		152,94	93,41		
		ТТ-100 №6	1	2013	4,3		152,63	93,61		
		ТТ-100 №7	1	2013	4,3		154,24	92,63		
		ТТ-100 №8	1	2012	4,3		153,27	93,21		
		ТТ-100 №9	1	2012	4,3		152,76	93,52		
		ТТ-100 №10	1	2012	4,3		152,89	93,44		
ВСЕГО:			10							

2.1.7. АО «Аэропорт Сургут»

Котельная АО «Аэропорт Сургут» осуществляет теплоснабжение собственных и сторонних потребителей, расположенных в районе аэропорта г. Сургута.

В эксплуатации у «Аэропорт Сургут» находится одна котельная установленной мощностью 17,2 Гкал/ч и присоединённой нагрузкой – 9,0 Гкал/ч. Котельная располагается по адресу ул. Аэрофлотская, дом 49/1.

На котельной АО «Аэропорт Сургут» установлено два водогрейных котла типа ДКВр-6,5-13 и два ДКВр-10-13 (переоборудованы из паровых с производительностью 6,5 т/ч пара и 10 т/ч пара соответственно) с температурой воды до 115 °С. Котлы произведены на Бийском котельном заводе. На момент актуализации Схемы теплоснабжения два котла находятся в резерве.

Котельная работает по одноконтурной схеме по горячей воде (сетевая вода прокачивается через трубные системы котлов).

Технические характеристики котельного оборудования приведены в таблице 2.1.11.

Таблица 2.1.11 Технические характеристики котельного оборудования котельной АО «Аэропорт Сургут»

№ п/п	Адрес котельной	Тип котла	Кол-во котлов	Год установки котла	Располагаемая мощность котла, Гкал/ч	Располагаемая мощность котельной, Гкал/ч	Установленная мощность котельной, Гкал/ч	УРУТ по котлам, кг у.т./Гкал	КПД котлов, %	УРУТ по котельной, кг у.т./Гкал	Дата обследования котлов
Основное топливо - природный газ											
1	ул-Аэрофлотская, 49/1, г.Сургут, ХМАО-Югра, АО «Аэропорт Сургут»	ДКВР 6,5/13	1	1975	2,47	14,65	17,2	163,54	0,92	156,5	2019
		ДКВР 6,5/13	1	1975	2,37			161,71	0,91		2019
		ДКВР 10/13	1	1981	4,36			140,48	0,92		2019
		ДКВР 10/13	1	1981	5,45			160,48	0,87		2019
ВСЕГО:			4								

2.1.8. СГМУП «Сургутский хлебозавод»

СГМУП «Сургутский хлебозавод» осуществляет теплоснабжение собственных производственных мощностей и соседних предприятий пищевой промышленности в Северном промышленном районе Сургута. В эксплуатации у СГМУП «Сургутский хлебозавод» находится одна котельная установленной мощностью 10,08 Гкал/ч и присоединённой нагрузкой 5,925 Гкал/ч. Котельная располагается по адресу Нефтеюганское шоссе д. 2 (ПРОМЗОНА). Котельная СГМУП «Сургутский хлебозавод» осуществляет отпуск тепловой энергии как в горячей воде, так и с насыщенным паром давлением 0,6 МПа.

На котельной СГМУП «Сургутский хлебозавод» установлено три водогрейных котла типа VITOPLEX 100, установленной единичной мощностью 1,2 Гкал/ч с температурой воды до 115°C, и три паровых котла VITOMAX 200 HS паропроизводительностью 4,0 т/час каждый с давлением пара до 0,6 МПа. Котлы произведены в Германии на заводе Viessmann Werke.

Котельная работает по двухконтурной схеме по горячей воде. Обратная сетевая вода прокачивается через пластинчатые водо-водяные подогреватели. Пар от котельной подаётся в технологические теплопотребляющие установки. Возврат конденсата от потребителей в пределах 30%.

Технические характеристики котельного оборудования приведены в таблицах 2.1.12-2.1.13.

Таблица 2.1.12 Технические характеристики котельного оборудования котельной СГМУП «Сургутский хлебозавод»

№ п/п	Марка и тип котла	Установленная мощность, Гкал/ч	Год ввода в эксплуатацию	КПД (%)
1	VITOPLEX 100	1,2	2007	91,97
2	VITOPLEX 100	1,2	2007	91,97
3	VITOPLEX 100	1,2	2007	91,97
4	VITOMAX 200 HS	2,16	2007	89,91
5	VITOMAX 200 HS	2,16	2007	89,91
6	VITOMAX 200 HS	2,16	2007	89,91

Таблица 2.1.13 Технические характеристики котельной СГМУП «Сургутский хлебозавод»

N п/п	Адрес котельной	Тип котла	Кол-во котлов	Год установки котла	Мощность котла, Гкал/ч	Мощность котельной, Гкал/ч	УРУТ по котлам, кг у.т./Гкал	КПД котлов, %	УРУТ по котельной, кг у.т./Гкал	Дата обследования котлов
Основное топливо - природный газ										
	Паро-водогрейная котельная на газовом топливе тепловой мощностью 10,08 Гкал/час (628404, Россия, Ханты – Мансийский автономный округ – Югра, город Сургут, Нефтеюганское шоссе д.2,)	Паровой	3	2007	2,5		157,68	90,88		10.06.2021 год
		Водогрейный	3	2007	1,2	10,08	157,19	90,57	172,039	12.06.2018 год

2.1.9. ООО УК «Северо-Западная Тепловая Компания»

ООО УК «Северо-Западная Тепловая Компания» (ООО УК «СЗТК») осуществляет теплоснабжение организаций в Северном жилом районе Сургута.

В эксплуатации у ООО УК «СЗТК» находится одна котельная установленной мощностью 16 Гкал/ч и присоединённой нагрузкой 3,84 Гкал/ч. Котельная располагается по адресу ул. Автомобилистов, д. 3. Котельная арендуется эксплуатирующей организацией ООО УК «СЗТК» у владельца – ООО «ОРИОН».

На котельной ООО УК «СЗТК» первоначально было установлено два паровых котла ДЕ-25-14 (давление пара 1,4 МПа, единичная паропроизводительность 25 т/ч, теплопроизводительность – 14,1 Гкал/ч) производства Бийского котельного завода, один из которых в последствии был реконструирован в водогрейный с перемаркировкой в ДЕВ-25-14. В настоящее время паровой котёл не используется.

Котельная вырабатывает и отпускает тепловую энергию только в горячей воде. Технические характеристики котельного оборудования по данным ООО УК «СЗТК» приведены в таблице 2.1.14.

Таблица 2.1.14 Технические характеристики котельного оборудования котельной ООО УК «СЗТК»

N п/п	Адрес котельной	Тип котла	Кол-во котлов	Год установки котла	Мощность котла, Гкал/ч	Мощность котельной, Гкал/ч	УРУТ	КПД котлов, %	УРУТ по котельной, кг у.т./Гкал	Дата обследования котлов
							по котлам, кг у.т./Гкал			
Основное топливо - природный газ										
1	Котельная ООО УК «СЗТК»(ул. Автомобилистов, д. 3)	ДЕВ-25-14	2	1983	16	32	-	88	-	-
2		ДЕ-25-14 (не используется)		1983	16		-	88		-

2.1.10. ООО «ТВС-сервис»

ООО «ТВС-сервис» осуществляет теплоснабжение потребителей в промышленной зоне Восточного района Сургута вдоль Инженерной улицы. В эксплуатации у ООО «ТВС-сервис» находится одна котельная установленной мощностью 2,75 Гкал/ч и присоединённой нагрузкой 2,07 Гкал/ч. Котельная располагается по адресу г. Сургут ул. Инженерная 20 строение 2.

На котельной ООО «ТВС-сервис» установлено четыре водогрейных чугунных секционных котла типа НР-18, установленной единичной мощностью 0,675 Гкал/ч (все котлы отечественного производства).

Котельная работает по одноконтурной схеме с циркуляцией сетевой воды через котлы. Технические характеристики котельного оборудования приведены в таблице 2.1.15.

Таблица 2.1.25 Технические характеристики котельного оборудования котельной ООО «ТВС-сервис»

N п/п	Адрес котельной	Тип котла	Кол-во котлов	Год установки котла	Располагаемая мощность котла, Гкал/ч	Располагаемая мощность котельной, Гкал/ч	Установленная мощность котельной, Гкал/ч	УРУТ	КПД котлов, %	УРУТ по котельной, кг у.т./Гкал	Дата обследования котлов
								по котлам, кг у.т./Гкал			
Основное топливо - природный газ											
1	Котельная ООО «ТВС-сервис» (ул. Инженерная 20 строение 2)	НР-18	4	1985	0,55	2,64	2,75	-	84,9	-	-
2		НР-18		1985	0,54			-	84,9		-
3		НР-18		1985	0,77			-	84,9		-
4		НР-18		1985	0,78			-	84,9		-

2.1.11. АО «Горремстрой»

АО «Горремстрой» осуществляет теплоснабжение потребителей в Северном промышленном районе Сургута. В эксплуатации находится одна котельная установленной мощностью 1,927 Гкал/ч и присоединённой нагрузкой 1,614 Гкал/ч. Котельная располагается по адресу Нефтеюганское шоссе д. 21 база АО «Горремстрой».

На котельной АО «Горремстрой» установлено два водогрейных котла типа VITOPLEX 100, установленной единичной мощностью 0,963 Гкал/ч с температурой воды до 110 °С. Котлы произведены в Германии на заводе ViessmannWerke.

Котельная работает по двухконтурной схеме по горячей воде. Обратная сетевая вода прокачивается через пластинчатые водо-водяные подогреватели. Технические характеристики котельного оборудования приведены в таблице 2.1.16.

Таблица 2.1.16 Технические характеристики котельного оборудования котельной АО «Горремстрой»

№ п/п	Адрес котельной	Тип котла	Кол-во котлов	Год установки котла	Мощность котла, Гкал/ч	Мощность котельной, Гкал/ч	УРУТ по котлам, кг.т./Гкал	КПД котлов, %	УРУТ по котельной, кг.т./Гкал	Дата обследования котлов
Основное топливо - природный газ										
1.	г. Сургут, Нефтеюганское шоссе, 21	Vitoplex 100PV1, (1120кВт) (производство Viessmann, Германия)	2	2006	0,963	1,927	155,49	94		2020

2.1.12. ООО «Технические системы»

ООО «Технические системы» осуществляет теплоснабжение потребителей в промышленной зоне Сургута. В эксплуатации у ООО «Технические системы» находится одна котельная установленной мощностью 9 Гкал/ч и присоединённой нагрузкой 1.992 Гкал/ч. Котельная располагается по адресу г. Сургут, ул. Нефтеюганское шоссе, 64/1.

На котельной ООО «Технические системы» установлено 6 стальных водогрейных котлов ВВД-1,8 установленной единичной мощностью 1,8 Гкал/ч с температурой воды до 95°C (все котлы отечественного производства), один котел выведен из эксплуатации. Котельная работает по одноконтурной схеме с циркуляцией сетевой воды через котлы. Технические характеристики котельного оборудования приведены в таблице 2.1.17.

Таблица 2.1.17 Технические характеристики котельного оборудования котельной ООО «Технические системы»

№ п/п	Марка и тип котла	Кол-во	Установленная мощность, Гкал/ч	Год ввода в эксплуатацию	Располагаемая мощность, Гкал/ч	КПД (%)
1	ВВД-1,8	5	9,0	1988	7,2	80

2.1.13. ООО «СКАТ-База»

ООО «СКАТ-База» осуществляет теплоснабжение потребителей в промышленной зоне Сургута. В эксплуатации находится одна котельная установленной мощностью 5,46 Гкал/ч и присоединённой нагрузкой 1,7 Гкал/ч. Котельная располагается по адресу г. Сургут, ул. Монтажная 4.

На котельной ООО «СКАТ-База» установлено 2 стальных водогрейных котлов ТФ-16 установленной единичной мощностью 2,73 Гкал/ч с температурой воды до 95 °С.

Котельная работает по одноконтурной схеме с циркуляцией сетевой воды через котлы. Технические характеристики котельного оборудования приведены в таблице 2.1.18.

Таблица 2.1.18 Технические характеристики котельного оборудования котельной ООО «СКАТ-База»

№ п/п	Адрес котельной	Тип котла	Кол-во котлов	Год установки котла	Мощность котла, Гкал/ч	Мощность котельной, Гкал/ч	УРУТ по котлам, кг у.т./Гкал	КПД котлов, %	УРУТ по котельной, кг у.т./Гкал	Дата обследования котлов
Основное топливо - природный газ										
1	Котельная ООО «СКАТ-База»(г. Сургут, ул. Монтажная 4)	Водогрейный котёл ТФ-16	2	1997	2,73	5,46		90		

2.2 Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

2.2.1. Филиал ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1

По состоянию на 2022 год установленная электрическая мощность СГРЭС-1 составляет 3333 МВт, располагаемая электрическая мощность СГРЭС-1 составляет 3295 МВт, установленная тепловая мощность – 903 Гкал/ч.

Мощность установленного оборудования представлена в таблице 2.2.1.

Таблица 2.2.1 Установленная тепловая мощность основного оборудования СГРЭС-1

Ст. № блока	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	ГРЭС
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	20	20	20	20	20	20	20	20	183	20	260	260	20	903

2.2.2. ПАО «Юнипро» - Сургутская ГРЭС-2

Сургутская ГРЭС-2 имеет 8 энергоблоков: 6 моноблоков по 810 МВт с конденсационными паровыми турбоустановками К-810-240-5 и 2 энергоблока по 400 МВт - с парогазовыми установками. Установленная электрическая мощность составляет 5657,1 МВт. В таблице 1 приведены данные по основному оборудованию электростанции.

Таблица 2.2.2 Основное оборудование Сургутской ГРЭС-2

Энергоблоки	Котлы	Турбины	Генераторы
6x810 МВт (конденсационные моноблоки);	6хпрямоточные котлы ТГМП-204ХЛ	6х К-810-240-5	6хТВВ-800-ЕУЗ
2x400 МВт (парогазовые установки ПГУ-400)	2хИ-27-барабанные котлы	2хPG935FA-газовые турбины 2х109D-10-паровые турбины	2х390Н

Котельный агрегат Пп-2650-25-ГМ (ТГМП-204ХЛ) - прямоточный, сверхкритического давления, с промежуточным перегревом, однокорпусный, газоплотный. Номинальная паропроизводительность составляет 2650 т/ч, давление свежего пара - 240 кгс/см², температура свежего пара - 545 °С.

Паротурбинная установка К-810-240-5 ПО ЛМЗ – конденсационная, номинальной мощностью 810 МВт с промежуточным перегревом пара, без регулируемых отборов, одновальная, пятицилиндровая, начальные параметры пара 23,5 МПа и 540 °С, температура промежуточного перегрева 540 °С. Турбина имеет восемь нерегулируемых отборов пара, предназначенных для подогрева питательной воды и основного конденсата.

В июле 2011 года введены в эксплуатацию парогазовые установки типа STAG109FA. Их технические характеристики приведены в таблице 2. Блоки ПГУ отпускают только электрическую энергию.

Таблица 2.2.3 Характеристики ПГУ-400 Сургутской ГРЭС-2

Параметр	Величина
<i>ПГУ-400 типа STAG 109FA</i>	
Установленная мощность энергоблока ст.№7	396,9 МВт
Установленная мощность энергоблока ст.№8	400,2 МВт
Коэффициент полезного действия	57,1 %
<i>Газотурбинная установка PG935FA (производитель GENERALELECTRIC)</i>	
Установленная мощность	270 МВт
Частота вращения турбины	3000 об/мин
Потребляемое количество газа	52,7 т/ч
Выхлопная температура	600°С
<i>Котел-утилизатор HRSG горизонтального типа 3-х контуров давления (производитель GENERALELECTRIC)</i>	
Паропроизводительность (высокое давление)	281,1 т/ч
Паропроизводительность(среднее давление)	315,6 т/ч
Паропроизводительность (низкое давление)	484 т/ч
<i>Паровая турбина 109D10 (производитель GENERALELECTRIC)</i>	

Установленная мощность	130 МВт
	Электрогенератор 390 Н

2.2.3. СГМУП «Городские тепловые сети»

Установленная тепловая мощность котельных СГМУП «ГТС» представлена в таблице 2.2.4. Все котельные СГМУП «ГТС» выдают тепловую мощность в горячей воде.

Таблица 2.3.4 Установленная тепловая мощность котельных СГМУП «ГТС»

Наименование источника	Установленная мощность, Гкал/ч		
	Всего	в горячей воде	в паре
Котельная ПКТС	350	350	0
Котельная №1	66	66	0
Котельная №2	90	90	0
Котельная №3	90	90	0
Котельная №5	10,32	10,32	0
Котельная №6	9,56	9,56	0
Котельная №7	21,6	21,6	0
Котельная №9	6,02	6,02	0
Котельная №13	24	24	0
Котельная №14	90	90	0
Котельная №21	4,52	4,52	0
Котельная №22	6,45	6,45	0
Котельная №23	5,16	5,16	0
Котельная №24	5,5	5,5	0
Котельная №25 пос. Лесной	0,84	0,84	0
Котельная №26	1,24	1,24	0
Котельная №27	2,4	2,4	0
Котельная №28	16	16	0
Котельная №29	5,16	5,16	0
Котельная №30	10,32	10,32	0
Котельная №32	1,9	1,9	0
Котельная №33	5,42	5,42	0
Котельная №34	1,54	1,54	0
Котельная №35	1,98	1,98	0
Всего	826	826	0

2.2.4. ПАО «Сургутнефтегаз»

На 15 котельных ПАО «Сургутнефтегаз» установлено 50 котлов, совокупной теплопроизводительностью 149,82 Гкал/ч. Установленная тепловая мощность каждой котельной указана в таблице ниже.

Таблица 2.4.5 Установленная тепловая мощность котельных ПАО «Сургутнефтегаз»

№ п/п	Наименование котельной, место расположения	Марка котлов	Мощность котла, Г кал/час (паспорт)	Производительность котельной, Г кал/час
1	Котельная №1, г.Сургут, Аэропорт	WESSEX-400	0,344	1,38
		WESSEX-400	0,344	
		WESSEX-400	0,344	
		WESSEX-400	0,344	
2	Котельная №83, г.Сургут промзона, ш.Нефтеюганское ,56 СООР.19	KCB-2	1,72	5,16
		KCB-2	1,72	
		KCB-2	1,72	
3	Котельная №5, г.Сургут, Андреевский заезд, 14, СООР.8	KCB-3	2,58	10,32
		KCB-3	2,58	
		KCB-3	2,58	
		KCB-3	2,58	
4	Котельная №6, г.Сургут, ул.Буровая,1, СООР. 15	KCB-2	1,72	3,44
		KCB-2	1,72	
5	Котельная №7, г.Сургут, Заячий остров,6	KCB-2,5	2,15	4,3
		KCB-2,5	2,15	
6	Котельная №8. г.Сургут, Андреевский заезд,2, СООР.4	KCB-2,5	2,15	4,3
		KCB-2,5	2,15	
7	Котельная №9, г.Сургут, Северный промрайон, Индустриальная,56, СООР.19	KCB-3	2,58	7,74
		KCB-3	2,58	
		KCB-3	2,58	
8	Котельная №10, г.Сургут, промзона, ш.Нефтеюганское,7/1, СООР.4	KB-8	6,879	27,52
		KB-8	6,879	
		KB-8	6,879	
		KB-8	6,879	
9	Котельная №12, г.Сургут, ул.Промышленная,20/1	KCB-5	4,299	36,46
		KCB-5	4,299	
		KCB-5	4,299	
		KCB-5	4,299	
		Логано	9,63	
		Логано	9,63	
10	Котельная №14, г.Сургут, ш.Нефтеюганское, 54, СООР. 1	KCB-2	1,72	5,16
		KCB-2	1,72	
		KCB-2	1,72	
11	Котельная №15, г.Сургут, Югорский тракт, 6/1	VITOMAX-2,5	2,15	7,74
		VITOMAX-2,5	2,15	
		VITOMAX-2,5	2,15	
		VITOMAX-1,5	1,29	

№ п/п	Наименование котельной, место расположения	Марка котлов	Мощность котла, Г кал/час (паспорт)	Производительность котельной, Г кал/час
12	Котельная №16, г.Сургут, ул.Промышленная, 2, СООР. 9	ASC-300	0,258	1,29
		ASC-300	0,258	
		ASC-300	0,258	
		ASC-300	0,258	
		ASC-300	0,258	
13	Котельная №17, г.Сургут, Андреевский заезд, 9	KCB-2,5	2,15	4,3
		KCB-2,5	2,15	
14	Котельная №19, г.Сургут, ул. Автомобилистов, 16	ДЕ-4/14	2,264	29,43
		ДЕ-16/14	9,056	
		ДЕ-16/14	9,056	
		ДЕ-16/14	9,056	
15	Котельная №22 г.Сургут, ул.Заячий остров, 6, сооружение 19	Booster BSS-1000G	0,6	1,29
		Booster BSS-1000G	0,6	
		Booster BSS-1000G	0,6	
Итого:				149,82

2.2.5. ООО «Сургутские городские электрические сети»

На котельной К-45 установлено 4 водогрейных котла типа Eurotherm-17, единичной мощностью 17,22 МВт (15 Гкал/ч). Установленная мощность котельной составляет 60 Гкал/ч.

Установленная мощность котельной «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5» составляет 1,94 Гкал/ч.

2.2.6. ООО «Газпром энерго»

На котельной ООО «Газпром энерго» установлено 10 водогрейных котлов: один КВЗГМ-6,5 установленной единичной мощностью 6,5 Гкал/ч и девять котлов ТТ-100, единичной мощностью 4,3 Гкал/ч. Суммарная установленная мощность котельного оборудования – 38,69 Гкал/ч.

2.2.7. АО «Аэропорт Сургут»

На котельной АО «Аэропорт Сургут» установлено два водогрейных котла типа ДКВр-6,5-13 и два ДКВр-10-13 (переоборудованы из паровых с производительностью 6,5 т/ч пара и 10 т/ч пара соответственно).

Установленная мощность котельной составляет 17,2 Гкал/ч.

2.2.8. СГМУП «Сургутский хлебозавод»

На котельной СГМУП «Сургутский хлебозавод» установлено три водогрейных котла типа VITOPLEX 100, установленной единичной мощностью 1,2 Гкал/ч и три паровых котла VITOMAX 200 HS единичной мощностью 2,16 Гкал/ч.

Таблица 2.5.6 Параметры установленной мощности котельной СГМУП «Сургутский Хлебозавод»

№ п/п	Марка и тип котла	Установленная мощность, Гкал/ч	Установленная мощность (теплоноситель горячая вода)	Установленная мощность (теплоноситель пар)
1	VITOPLEX 100	1,2	1,2	
2	VITOPLEX 100	1,2	1,2	
3	VITOPLEX 100	1,2	1,2	
4	VITOMAX 200 HS	2,16		2,16
5	VITOMAX 200 HS	2,16		2,16
6	VITOMAX 200 HS	2,16		2,16
	Всего	10,08	3,6	6,48

2.2.9. ООО УК «Северо-Западная Тепловая Компания»

На котельной УК «СЗТК» установлен один водогрейный котел ДЕВ-25-14 и один паровой ДЕ-25-14. Паровой котел на момент актуализации Схемы - не используется.

Установленная мощность котельной составляет 16,0 Гкал/ч.

2.2.10. ООО «ТВС-сервис»

На котельной ООО «ТВС-сервис» установлено четыре водогрейных чугунных секционных котла типа НР-18, установленной единичной мощностью 0,675 Гкал/ч. Установленная мощность котельной составляет 2,75 Гкал/ч.

2.2.11. АО «Горремстрой»

На котельной АО «Горремстрой» установлено два водогрейных котла типа VITOPLEX 100, установленной единичной мощностью 0,963 Гкал/ч. Установленная мощность котельной составляет 1,927 Гкал/ч.

2.2.12. ООО «Технические системы»

На котельной ООО «Технические системы» имеется пять рабочих стальных водогрейных котлов ВВД-1,8 установленной единичной мощностью 1,8 Гкал/ч. Установленная мощность котельной составляет 9 Гкал/ч.

2.2.13. ООО «СКАТ-База»

На котельной ООО «СКАТ-База» имеется два рабочих стальных водогрейных котлов ТФ-16 установленной единичной мощностью 2,73 Гкал/ч. Установленная мощность котельной составляет 5,46 Гкал/ч.

2.3 Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности

2.3.1. Филиал ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1

Установленная и располагаемая электрическая и тепловая мощности приведены в таблицах 2.3.1 и 2.3.2 соответственно.

Таблица 2.3.1 Установленная и располагаемая электрическая мощность СГРЭС-1

№ блока	Установленная / располагаемая мощность электрическая, МВт по годам				
	2017	2018	2019	2020	2021
1	210/210	210/210	210,84/210,84	215/212,07	215/212,07
2	210/210	210/210	210,84/210,84	215/212,07	215/212,07
3	210/210	210/210	210,84/210,84	215/212,07	215/212,07
4	210/210	210/210	210,84/210,84	215/212,07	215/212,07
5	210/210	210/210	210,84/210,84	215/212,07	215/212,07

6	210/210	210/210	210,84/210,84	215/212,07	215/212,07
7	210/210	210/210	210,84/210,84	215/212,07	215/212,07
8	210/210	210/210	210,84/210,84	215/212,07	215/212,07
9	210/210	210/210	210,84/210,84	215/212,07	215/212,07
10	210/210	210/210	210,84/210,84	215/212,07	215/212,07
11	210/210	210/210	210,84/210,84	215/212,07	215/212,07
12	178/178	178/178	178/178	178/178	178/178
13	210/210	210/210	210,84/210,84	215/212,07	215/212,07
14	180/180	180/180	180/180	180/180	180/180
15	180/180	180/180	180/180	180/180	180/180
16	210/210	210/210	210,84/210,84	215/212,07	215/212,07
ГРЭС	3268/ 3268	3268/ 3268	3279/ 3279	3333/ 3295	3333/ 3295

Таблица 2.3.2 Установленная и располагаемая тепловая мощность СГРЭС-1

№ блока	Установленная / располагаемая мощность тепловая, Гкал/ч по годам				
	2017	2018	2019	2020	2021
4	20/20	20/20	20/20	20/20	20/20
5	20/20	20/20	20/20	20/20	20/20
6	20/20	20/20	20/20	20/20	20/20
7	20/20	20/20	20/20	20/20	20/20
8	20/20	20/20	20/20	20/20	20/20
9	20/20	20/20	20/20	20/20	20/20
10	20/20	20/20	20/20	20/20	20/20
11	20/20	20/20	20/20	20/20	20/20
12	183/183	183/183	183/183	183/183	183/183
13	20/20	20/20	20/20	20/20	20/20
14	260/260	260/260	260/260	260/260	260/260
15	260/260	260/260	260/260	260/260	260/260
16	20/20	20/20	20/20	20/20	20/20
ГРЭС	903/903	903/903	903/903	903/903	903/903

Существующая схема трубопроводов внутреннего тракта сетевой воды СГРЭС-1 (после реконструкции с расшивкой внутреннего тракта) имеет максимальную пропускную способность равную 11000 т/ч. При данном расходе циркуляции максимальный отпуск тепловой энергии от СГРЭС-1 на город составляет 600 Гкал/ч. Дополнительные 103 Гкал/ч, возможно отпустить по 3-му тепловыводу с проведением дополнительных мероприятий по реконструкции теплофикационного комплекса СГРЭС-1.

2.3.2. ПАО «Юнипро» - Сургутская ГРЭС-2

Располагаемая мощность станции СГРЭС-2 составляет 840 Гкал/ч:

- $Q_{уст}=840$ Гкал/ч
- $Q_{расп}=840$ Гкал/ч.
- $Q_{расп_нетто}=503$ Гкал/ч.

2.3.3. СГМУП «Городские тепловые сети»

Принципиальные технологические ограничения тепловой мощности отсутствуют. Располагаемая мощность (после режимной наладки) каждой из котельных приведена в таблице 2.3.3.

Таблица 2.3.3 Значения располагаемой мощности котельных СГМУП «ГТС»

№ п/п	Наименование	Установленная мощность, Гкал/ч	Располагаемая мощность, Гкал/ч	Собственные нужды, Гкал/ч	Мощность нетто, Гкал/ч
1	ПКТС договор аренды с 01.01.2013	350	296,66	3,66	293
2	Котельная №1	66	65,64	0,28	65,36
3	Котельная №2	90	87,74	0,6	87,14
4	Котельная №3	90	89,61	0,66	88,95
5	Котельная №5	10,32	10,27	0,16	10,11
6	Котельная №6	9,56	9,03	0,14	8,88
7	Котельная №7	21,6	10,52	0,09	10,43
8	Котельная №9	6,02	5,53	0,01	5,53
9	Котельная №13	24	20,9	0,06	20,84
10	Котельная №14	90	89,26	0,71	88,55
12	Котельная №21	4,52	4,47	0,02	4,45
12	Котельная №22	6,45	5,17	0,03	5,14
13	Котельная №23	5,16	4,67	0,02	4,65
14	Котельная №24	5,5	4,95	0,21	4,74
15	Котельная №25 пос. Лесной	0,84	0,84	0	0,84
16	Котельная № 26 пр.Набережный д.17/2	1,24	1,2	0	1,2
17	Котельная № 27 р.Набережный д.17	2,4	2,35	0	2,35
18	Котельная № 28 п. Юность	16	14,1	0,48	13,62
19	Котельная № 29 п. Таёжный	5,16	4,79	0,2	4,59
20	Котельная № 30 пос. Лунный	10,32	7,66	0,32	7,34
21	Котельная № 32 п. Снежный	1,9	1,9	0,02	1,88
22	Котельная № 33 п. Снежный	5,42	4,76	0,02	4,74
23	Котельная № 34 ул.Крылова,40 ПЧ- 49	1,54	1,08	0,01	1,08
24	Котельная №35 Спортивное	1,98	1,98		
Итого по СГМУП «ГТС»		825,9	745,1	7,7	735,4

2.3.4. ПАО «Сургутнефтегаз»

Принципиальные технологические ограничения тепловой мощности отсутствуют. Располагаемая мощность каждой из котельных приведена в таблице 2.3.4.

По результатам наладки на котельных №5 и №19 располагаемая мощность оборудования превышает установленную мощность. В дальнейших расчётах располагаемая мощность принимается равной установленной мощности.

Таблица 2.3.4 Значения располагаемой мощности котельных ПАО «Сургутнефтегаз»

№ п/п	Адрес или наименование котельной	Тепловая мощность котлов установленная	Ограничения установленной тепловой мощности	Тепловая мощность котлов располагаемая	Затраты тепловой мощности на собственные нужды	Тепловая мощность котельной нетто
1	Котельная №1	1,38	0,16	1,22	0,0135	1,2065
2	Котельная №3	5,16	0,18	4,98	0,0729	4,9071
3	Котельная №5	10,32	-0,02	10,34	0,01694	10,32306
4	Котельная №6	3,44	0,02	3,42	0,0274	3,3926
5	Котельная №7	4,3	0,11	4,19	0,0608	4,1292
6	Котельная №8	4,3	0,29	4,01	0,0413	3,9687
7	Котельная №9	7,74	0,44	7,3	0,1029	7,1971
8	Котельная №10	27,52	0,86	26,66	0,2723	26,3877
9	Котельная №12	36,46	-0,37	36,83	0,3065	36,5235
10	Котельная №14	5,16	0,07	5,09	0,0583	5,0317
11	Котельная №15	7,74	0,3	7,44	0,1097	7,3303
12	Котельная №16	1,28	0,01	1,27	0,0138	1,2562
13	Котельная №17	4,3	0,1	4,2	0,056	4,144
14	Котельная №22	1,29	0	1,29	0,012	1,278

2.3.5. ООО «Сургутские городские электрические сети»

Ограничения тепловой мощности на котельной К-45 ООО «СГЭС» отсутствуют. Располагаемая тепловая мощность Котельной К-45 принимается равной установленной и составляет 60 Гкал/ч.

На котельной «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5» по данным режимных карт располагаемая мощность составляет 1,43 Гкал/ч.

2.3.6. ООО «Газпром энерго»

Ограничения тепловой мощности котельной связано с выводом из эксплуатации водогрейного котла КВЗГМ-6,5. Располагаемая тепловая мощность котельной, с учётом вывода из эксплуатации данного оборудования составляет 36,88 Гкал/ч.

2.3.7. АО «Аэропорт Сургут»

Ограничения тепловой мощности котельной вызваны как реконструкцией котлов (переоборудованием из паровых в водогрейные), так и результатами последней наладки (максимальные нагрузки котлов по режимной наладке сориентированы на присоединённые нагрузки котельной, а не на достижение максимальной технически достижимой нагрузки). Располагаемая тепловая мощность котельной, по результатам последней наладки котлов, составляет 14,65 Гкал/ч.

Таблица 2.3.5 Располагаемая мощность котельной АО «Аэропорт Сургут»

№	Марка и тип котла	Установленная мощность, Гкал/ч	Располагаемая мощность, Гкал/ч
1	ДКВр-6,5-13	17,2	2,47
2	ДКВр-6,5-13		2,37
3	ДКВр-10-13		4,36
4	ДКВр-10-13		5,45
Всего			14,65

2.3.8. СГМУП «Сургутский хлебозавод»

Ограничения тепловой мощности отсутствуют. Располагаемая тепловая мощность котельной, по результатам последней наладки котлов, составляет 10,08 Гкал/ч. Данные по располагаемой мощности котельной указаны в таблице 2.3.6.

Таблица 2.3.6 Параметры располагаемой мощности котельной СГМУП «Сургутский Хлебозавод»

Наименование источника	Установленная мощность, Гкал/ч			Располагаемая мощность, Гкал/ч		
	Всего	в горячей воде	в паре	Всего	в горячей воде	в паре
Котельная СГМУП «Сургутский хлебозавод», г. Сургут, ш Нефтеюганское 2	10,08	3,600	6,48	10,08	3,600	6,48

2.3.9. ООО УК «Северо-Западная Тепловая Компания»

Ограничения тепловой мощности котельной связаны с реконструкцией и износом основного оборудования. Располагаемая тепловая мощность котельной, по результатам последней наладки котлов, составляет 13,0 Гкал/ч.

2.3.10. ООО «ТВС-сервис»

Ограничения тепловой мощности присутствуют в связи с длительной эксплуатацией котлов и составляют 0,5 Гкал/ч. Располагаемая тепловая мощность котельной, по результатам последней наладки котлов, составляет 2,25 Гкал/ч.

2.3.11. АО «Горремстрой»

На котельной присутствуют ограничения тепловой мощности. Располагаемая тепловая мощность котельной, по результатам последней наладки котлов, составляет 1,811 Гкал/ч.

2.3.12. ООО «Технические системы»

Потери располагаемой тепловой мощности составляют 40%. Располагаемая тепловая мощность котельной, по результатам последней наладки котлов, составляет 5,4 Гкал/ч.

2.3.13. ООО «СКАТ-База»

Ограничения тепловой мощности отсутствуют. Располагаемая тепловая мощность котельной, по результатам последней наладки котлов, составляет 2,7 Гкал/ч.

2.4 Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности нетто

2.4.1. Филиал ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1

Потребление тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды может осуществляться как из нерегулируемых отборов пара конденсационных установок, так и от регулируемых отборов теплофикационных блоков. В связи с подачей тепла на собственные и хозяйственные нужды от БУ К-блоков, они не учитываются в мощности нетто.

Нагрузка собственных и хозяйственных нужд станции на отопление вентиляцию и ГВС составляет 29,036 Гкал/ч. Располагаемая мощность нетто с учетом собственных нужд составляет 673,964 Гкал/ч.

Объем потребления тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды представлен в таблице 2.4.1. Значения располагаемой мощности нетто ГРЭС-1 представлены в таблице 2.4.2.

Таблица 2.4.1 Объем потребления на собственные и хозяйственные нужды СГРЭС-1

Показатель	2019	2020	2021
Выработка тепловой энергии, Гкал	1 773 409,00	1 665 644,00	1 900 676,00
Выработка тепловой энергии (горячая вода), Гкал	1 773 409,00	1 665 644,00	1 900 676,00
Выработка тепловой энергии (пар), Гкал			
Собственные нужды, Гкал	47 425,00	108 303,00	
Отпуск тепловой энергии с коллекторов, Гкал	1 725 984,00	1 557 341,00	
Отпуск тепловой энергии с коллекторов (горячая вода), Гкал	1 725 984,00	1 557 341,00	
Отпуск тепловой энергии с коллекторов (пар), Гкал			
Хозяйственные нужды, Гкал	16 060,00	14 493,00	
Отпуск в сеть, Гкал	1 709 924,00	1 542 848,00	1 758 541,00
Отпуск в сеть (горячая вода), Гкал	1 709 924,00	1 542 848,00	1 758 541,00

Таблица 2.4.2 Значения располагаемой мощности нетто СГРЭС-1

Показатель	2019	2020	2021
Установленная мощность, Гкал/ч	903,000	903,000	903,000
Располагаемая мощность, Гкал/ч	903,000	903,000	903,000
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	29,036	29,036	29,036
Располагаемая мощность нетто, Гкал/ч	600*	600*	600*

* - Существующая схема трубопроводов внутреннего тракта сетевой воды СГРЭС-1 (после реконструкции с расшивкой внутреннего тракта) имеет максимальную пропускную способность равную 11000 т/ч. При данном расходе циркуляции максимальный отпуск тепловой энергии от СГРЭС-1 на город составляет 600 Гкал/ч.

2.4.2. ПАО «Юнипро» - Сургутская ГРЭС-2

Проектная нагрузка собственных и хозяйственных нужд ГРЭС-2 составляет 337,0 Гкал/ч. Таким образом тепловая мощность нетто ГРЭС-2 составляет 503,0 Гкал/ч. Максимально возможная тепловая нагрузка внешних потребителей по тепломагистрали «СГРЭС-2-ВЖР» 410 Гкал/ч, обусловлена режимом работы ПНС (пропускной способностью).

Объем потребления тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды представлен в таблице 2.4.3. Значения располагаемой мощности нетто ГРЭС-2 представлены в таблице 2.4.4.

Таблица 2.4.3 Объем потребления на собственные и хозяйственные нужды СГРЭС-2

Показатель	2019	2020	2021
Выработка тепловой энергии, Гкал	1076834	958296	1149605
Выработка тепловой энергии (горячая вода), Гкал	1076834	958296	1149605
Выработка тепловой энергии (пар), Гкал	0	0	0
Собственные нужды, Гкал	163390	149007	201419
Отпуск тепловой энергии с коллекторов, Гкал	913444	809289	948186
Отпуск тепловой энергии с коллекторов (горячая вода), Гкал	913444	809289	948186
Отпуск тепловой энергии с коллекторов (пар), Гкал	0	0	0
Хозяйственные нужды, Гкал	12562	10448	13683
Отпуск в сеть, Гкал	900882	798841	934503
Отпуск в сеть (горячая вода), Гкал	900882	798841	934503

Таблица 2.4.4 Значения располагаемой мощности нетто СГРЭС-2

Показатель	2019	2020	2021
Установленная мощность, Гкал/ч	840	840	840
Располагаемая мощность, Гкал/ч	840	840	840
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	337	337	337
Располагаемая мощность нетто, Гкал/ч	503	503	503

2.4.3. СГМУП «Городские тепловые сети»

Объем потребления тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды представлен в таблице 2.4.5. Значения располагаемой мощности нетто котельной представлены в таблице 2.4.6.

Таблица 2.4.5 Значения располагаемой мощности нетто источников тепловой энергии СГМУП «ГТС»

№ п/п	Наименование	Установленная мощность, Гкал/ч	Располагаемая мощность, Гкал/ч	Собственные нужды, Гкал/ч	Мощность нетто, Гкал/ч
1	ПКТС договор аренды с 01.01.2013	350	296,66	3,66	293
2	Котельная №1	66	65,64	0,28	65,36
3	Котельная №2	90	87,74	0,6	87,14
4	Котельная №3	90	89,61	0,66	88,95
5	Котельная №5	10,32	10,27	0,16	10,11
6	Котельная №6	9,56	9,03	0,14	8,88
7	Котельная №7	21,6	10,52	0,09	10,43
8	Котельная №9	6,02	5,53	0,01	5,53
9	Котельная №13	24	20,9	0,06	20,84
10	Котельная №14	90	89,26	0,71	88,55
12	Котельная №21	4,52	4,47	0,02	4,45
12	Котельная №22	6,45	5,17	0,03	5,14
13	Котельная №23	5,16	4,67	0,02	4,65
14	Котельная №24	5,5	4,95	0,21	4,74
15	Котельная №25 пос. Лесной	0,84	0,84	0	0,84

№ п/п	Наименование	Установленная мощность, Гкал/ч	Располагаемая мощность, Гкал/ч	Собственные нужды, Гкал/ч	Мощность нетто, Гкал/ч
16	Котельная № 26 пр.Набережный д.17/2	1,24	1,2	0	1,2
17	Котельная № 27 р.Набережный д.17	2,4	2,35	0	2,35
18	Котельная № 28 п. Юность	16	14,1	0,48	13,62
19	Котельная № 29 п. Таёжный	5,16	4,79	0,2	4,59
20	Котельная № 30 пос. Лунный	10,32	7,66	0,32	7,34
21	Котельная № 32 п. Снежный	1,9	1,9	0,02	1,88
22	Котельная № 33 п. Снежный	5,42	4,76	0,02	4,74
23	Котельная № 34 ул.Крылова,40 ПЧ- 49	1,54	1,08	0,01	1,08
24	Котельная №35 Спортивное	1,98	1,98		
Итого по ООО "СГТС"		825,9	745,1	7,7	735,4

Таблица 2.4.6 Объем потребления тепловой энергии на собственные и хозяйственные нужды источников тепловой энергии СГМУП «ГТС» за 2021 год

№ п/п	Наименование	Выработка, Гкал	Собственные нужды, Гкал	Отпуск в сеть, Гкал
1	Котельная ПКТС	103 079	3 253	99 826
2	Котельная №1	58 819	1 346	57 473
3	Котельная №2	141 452	2 922	138 531
4	Котельная №3	190 267	4 158	186 109
5	Котельная №5	22 015	1 368	20 647
6	Котельная №6	13 091	809	12 283
7	Котельная №7	12 789	537	12 252
8	Котельная №9	8 449	54	8 395
9	Котельная №13	15 670	171	15 500
10	Котельная №14	147 995	4 144	143 852
12	Котельная №21	9 489	150	9 339
12	Котельная №22	4 955	217	4 738
13	Котельная №23	7 620	177	7 443
14	Котельная №24	2 500	179	2 320
15	Котельная №25 пос. Лесной	701	1	700
16	Котельная №26	5 913	36	5 877
17	Котельная №27			
18	Котельная №28	16 320	402	15 919
19	Котельная №29	6 413	114	6 299
20	Котельная №30	10 993	268	10 725
21	Котельная №32	6 466	170	6 296
22	Котельная №33			
23	Котельная №34	1 046	36	1 009
24	Котельная №35	0	0	0
Итого по СГМУП «ГТС»"		786042	20 512	765 533

2.4.4. ПАО «Сургутнефтегаз»

Максимальное потребление тепловой мощности котельных ПАО «Сургутнефтегаз» на собственные нужды и хозяйственные нужды, за исключением Котельной №22, составляет 1,386 Гкал/ч. Котельная №22 работает на собственные нужды (собственное

производство). Общая установленная мощность нетто источников теплоснабжения составляет 147.15 Гкал/ч.

Объем потребления тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды представлен в таблице 2.4.7. Значения располагаемой мощности нетто котельных представлены в таблице 2.4.8.

Таблица 2.4.7 Объем потребления на собственные и хозяйственные нужды котельных ПАО "Сургутнефтегаз"

№ п/п	Наименование	Выработка, Гкал	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал	Отпуск в сеть, Гкал
1	Котельная №1	1 628	36	1 592
2	Котельная №3	8 748	194	8 554
3	Котельная №5	20 413	451	19 962
4	Котельная №6	3 337	73	3 264
5	Котельная №7	7 384	162	7 222
6	Котельная №8	4 949	110	4 839
7	Котельная №9	12 375	274	12 101
8	Котельная №10	32 805	725	32 080
9	Котельная №12	36 929	816	36 113
10	Котельная №14	6 840	152	6 688
11	Котельная №15	13 280	292	12 988
12	Котельная №16	1 632	36	1 596
13	Котельная №17	6 612	146	6 466
14	Котельная №19	28 397	645	27 752
15	Котельная №22	4 053	94	3 959

Таблица 2.4.8 Значения располагаемой мощности нетто котельных ПАО "Сургутнефтегаз"

№ п/п	Наименование	Установленная мощность, Гкал/ч	Располагаемая мощность, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	Мощность нетто, Гкал/ч
1	Котельная №1	1,38	1,22	0,0135	1,208
2	Котельная №3	5,16	4,98	0,0729	4,918
3	Котельная №5	10,32	10,34	0,01694	10,198
4	Котельная №6	3,44	3,42	0,0274	3,396
5	Котельная №7	4,3	4,19	0,0608	4,138
6	Котельная №8	4,3	4,01	0,0413	3,978
7	Котельная №9	7,74	7,3	0,1029	7,21
8	Котельная №10	27,52	26,66	0,2723	26,423
9	Котельная №12	36,46	36,83	0,3065	36,572
10	Котельная №14	5,16	5,09	0,0583	4,873
11	Котельная №15	7,74	7,44	0,1097	7,34
12	Котельная №16	1,28	1,27	0,0138	1,222
13	Котельная №17	4,3	4,2	0,056	4,189
14	Котельная №19	29,43	28,67	0,2474	28,627
15	Котельная №22	1,29	1,29	0,012	1,278

2.4.5. ООО «Сургутские городские электрические сети»

Объем потребления тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды представлен в таблице 2.4.9. Значения располагаемой мощности нетто котельной представлены в таблице 2.4.10.

Таблица 2.4.9 Объем потребления тепловой энергии на собственные нужды котельных ООО "СГЭС"

Наименование котельной	Выработка, Гкал	Собственные нужды, Гкал	Отпуск в сеть, Гкал
Котельная К-45	153 145	1 458	151 688
Котельная «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5»	2 375	-	2 375

Таблица 2.4.10 Значения располагаемой мощности нетто котельных ООО "СГЭС"

Наименование котельной	Установленная мощность, Гкал/ч	Располагаемая мощность, Гкал/ч	Собственные нужды, Гкал/ч	Располагаемая мощность нетто, Гкал/ч
Котельная К-45	60,000	60,000	0,951	59,049
Котельная «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5»	1,940	1,430	0,000	1,430

2.4.6. ООО «Газпром энерго»

Объем потребления тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды представлен в таблице 2.4.11. Значения располагаемой мощности нетто котельной представлены в таблице 2.4.12.

Таблица 2.4.11 Объем потребления тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды котельной ООО «Газпром энерго»

Наименование котельной	Выработка, Гкал	Собственные нужды, Гкал	Отпуск в сеть, Гкал
Котельная ООО "Газпром энерго"	44368,79	1344,37	43024,42

Таблица 2.4.12 Значения располагаемой мощности нетто котельной ООО "Газпром энерго"

Наименование котельной	Установленная мощность, Гкал/ч	Располагаемая мощность, Гкал/ч	Собственные нужды, Гкал/ч	Располагаемая мощность нетто, Гкал/ч
Котельная ООО "Газпром энерго"	38,693	36,880	1,292	35,588

2.4.7. АО «Аэропорт Сургут»

Объем потребления тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды представлен в таблице 2.4.13. Значения располагаемой мощности нетто котельной представлены в таблице 2.4.14.

Таблица 2.4.13 Объем потребления тепловой мощности на собственные нужды котельной АО «Аэропорт Сургут»

Наименование котельной	Выработка, Гкал	Собственные нужды, Гкал	Отпуск в сеть, Гкал
Котельная АО «Аэропорт Сургут»	16743,211	710,210	16033,001

Таблица 2.4.14 Значения располагаемой мощности нетто котельной АО «Аэропорт Сургут»

Наименование котельной	Установленная мощность, Гкал/ч	Располагаемая мощность, Гкал/ч	Собственные нужды, Гкал/ч	Располагаемая мощность нетто, Гкал/ч
Котельная АО «Аэропорт Сургут»	17,200	14,650	0,250	14,400

2.4.8. СГМУП «Сургутский хлебозавод»

Объем потребления тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды представлен в таблице 2.4.15. Значения располагаемой мощности нетто котельной представлены в таблице 2.4.16.

Таблица 2.4.15 Объем потребления тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды котельной СГМУП «Сургутский хлебозавод»

Наименование котельной	Выработка, Гкал	Собственные нужды, Гкал	Отпуск в сеть, Гкал
Котельная СГМУП «Сургутский хлебозавод»	18592,500	561,447	17095,30848

Таблица 2.4.16 Значения располагаемой мощности нетто котельной СГМУП «Сургутский хлебозавод»

Наименование котельной	Установленная мощность, Гкал/ч	Располагаемая мощность, Гкал/ч	Собственные нужды, Гкал/ч	Располагаемая мощность нетто, Гкал/ч
Котельная СГМУП «Сургутский хлебозавод»	10,08	10,08	0,753	9,327
Котельная СГМУП «Сургутский хлебозавод» (в горячей воде)	3,600	3,600	0,269	3,331
Котельная СГМУП «Сургутский хлебозавод» (паре)	6,48	6,48	0,484	5,996

2.4.9. ООО УК «Северо-Западная Тепловая Компания»

Объем потребления тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды представлен в таблице 2.4.17. Значения располагаемой мощности нетто котельной представлены в таблице 2.4.18.

Таблица 2.4.17 Объем потребления тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды котельной ООО УК «СЗТК»

Наименование котельной	Выработка, Гкал	Собственные нужды, Гкал	Отпуск в сеть, Гкал
Котельная ООО УК «СЗТК»	9959,230	452,200	9507,030

Таблица 2.4.18 Значения располагаемой мощности нетто котельной ООО УК «СЗТК»

Наименование котельной	Установленная мощность, Гкал/ч	Располагаемая мощность, Гкал/ч	Собственные нужды, Гкал/ч	Располагаемая мощность нетто, Гкал/ч
Котельная ООО УК «СЗТК»	16,000	13,000	0,430	12,570

2.4.10. ООО «ТВС-сервис»

Объем потребления тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды представлен в таблице 2.4.19. Значения располагаемой мощности нетто котельной представлены в таблице 2.4.20.

Таблица 2.4.19 Объем потребления тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды котельной ООО «ТВС-сервис»

Наименование котельной	Выработка, Гкал	Собственные нужды, Гкал	Отпуск в сеть, Гкал
Котельная ООО «ТВС-сервис»	6051,000	115	5936,000

Таблица 2.4.20 Значения располагаемой мощности нетто котельной ООО «ТВС-сервис»

Наименование котельной	Установленная мощность, Гкал/ч	Располагаемая мощность, Гкал/ч	Собственные нужды, Гкал/ч	Располагаемая мощность нетто, Гкал/ч
Котельная ООО «ТВС-сервис»	2,750	2,250	0,074	2,176

2.4.11. АО «Горремстрой»

Объем потребления тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды представлен в таблице 2.4.21. Значения располагаемой мощности нетто котельной представлены в таблице 2.4.22.

Таблица 2.4.21 Объем потребления тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды котельной АО «Горремстрой»

Наименование котельной	Выработка, Гкал	Собственные нужды, Гкал	Отпуск в сеть, Гкал
Котельная АО «Горремстрой»	2455,000	55	2400,000

Таблица 2.4.22 Значения располагаемой мощности нетто котельной АО «Горремстрой»

Наименование котельной	Установленная мощность, Гкал/ч	Располагаемая мощность, Гкал/ч	Собственные нужды, Гкал/ч	Располагаемая мощность нетто, Гкал/ч
Котельная АО «Горремстрой»	1,927	1,811	0,025	1,786

2.4.12. ООО «Технические системы»

Объем потребления тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды представлен в таблице 2.4.23. Значения располагаемой мощности нетто котельной представлены в таблице 2.4.24.

Таблица 2.4.23 Объем потребления тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды котельной ООО «Технические системы»

Наименование котельной	Выработка, Гкал	Собственные нужды, Гкал	Отпуск в сеть, Гкал
Котельная ООО «Технические системы»	2225,000	6,000	2220,000

Таблица 2.4.24 Значения располагаемой мощности нетто котельной ООО «Технические системы»

Наименование котельной	Установленная мощность, Гкал/ч	Располагаемая мощность, Гкал/ч	Собственные нужды, Гкал/ч	Располагаемая мощность нетто, Гкал/ч
Котельная ООО «Технические системы»	9,000	7,600	0,090	7,510

2.4.13. ООО «СКАТ-База»

Объем потребления тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды представлен в таблице 2.4.25. Значения располагаемой мощности нетто котельной представлены в таблице 2.4.26.

Таблица 2.4.25 Объем потребления тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды котельной ООО «СКАТ-База»

Наименование котельной	Выработка, Гкал	Собственные нужды, Гкал	Отпуск в сеть, Гкал
Котельная ООО «СКАТ-База»	5555,710	263,893	5291,817

Таблица 2.4.26 Значения располагаемой мощности нетто котельной ООО «СКАТ-База»

Наименование котельной	Установленная мощность, Гкал/ч	Располагаемая мощность, Гкал/ч	Собственные нужды, Гкал/ч	Располагаемая мощность нетто, Гкал/ч
Котельная ООО «СКАТ-База»	5,460	2,700	0,000	2,700

2.5 Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса

2.5.1. Филиал ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1

В таблицах 2.5.1-2.5.2 приведено основное оборудование электростанции и его техническое состояние.

Таблица 2.5.1 Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса паровых турбин в 2021 году.

Ст. №	Тип турбоагрегата	Год ввода в эксплуатацию	Наработка на 01.01.2022, ч	Парковый ресурс		Назначенный ресурс			Количество пусков	
				расчетный срок службы, ч	год достижения	назначенный ресурс, ч	год достижения назначенного ресурса	количество продлений	нормативное	фактическое
<i>Турбоагрегаты</i>										
1	К-200-130-3(ЛМЗ)	1972	358210	220 000	2001	377954	2023	3	205	345
2	К-200-130-3(ЛМЗ)	1973	368053	220 000	2002	384027	2023	4	206	320
3	К-200-130-3(ЛМЗ)	1973	368134	220 000	2001	409272	2027	6	214	326
4	К-200-130-3(ЛМЗ)	1974	361116	220 000	2002	386000	2026	5	213	336
5	К-200-130-3(ЛМЗ)	1975	338086	220 000	2004	370454	2027	4	226	353
6	К-200-130-3(ЛМЗ)	1975	339552	220 000	2004	350000	2022	4	216	310
7	К-200-130-3(ЛМЗ)	1977	326167	220 000	2007	352000	2026	3	190	329
8	К-200-130-3(ЛМЗ)	1978	311581	220 000	2007	330748	2024	3	240	375
9	К-200-130-3(ЛМЗ)	1978	312494	220 000	2007	329688	2024	3	237	361
10	К-210-130-3(ЛМЗ)	1979	305290	220 000	2008	344387	2027	3	223	354
11	К-210-130-3(ЛМЗ)	1979	297908	220 000	2010	316988	2023	2	243	399
12	Т-178/210-130(ЛМЗ)	1980	296596	220 000	2010	346 181	2027	3	208	337
13	К-210-130-3(ЛМЗ)	1981	287379	220 000	2011	334393	2027	3	225	345
14	Т-180/210-130(ЛМЗ)	1982	284224	220 000	2012	325087	2027	3	212	329
15	Т-180/210-130(ЛМЗ)	1982	294154	220 000	2011	301000	2022	3	174	282
16	К-210-130-3(ЛМЗ)	1983	278786	220 000	2012	291462	2023	2	188	282

Таблица 2.5.2 Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса энергетических котлов в 2021 году.

Ст. №	Тип котлоагрегата	Год ввода в эксплуатацию	Наработка на конец года, ч	Парковый ресурс		Назначенный ресурс		
				парковый ресурс, час	год достижения	назначенный ресурс, час	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
1	ТГ-104	1972	358210	200 000	1998	380 000	5	2023
2	ТГ-104	1973	368053	200 000	2000	384027	5	2023
3	ТГ-104	1973	368134	200 000	1998	409272	6	2027
4	ТГ-104	1974	361116	200 000	2000	386000	5	2026
5	ТГ-104	1975	338086	200 000	2001	370454	6	2027
6	ТГ-104	1975	339552	200 000	2001	360000	5	2022
7	ТГ-104	1977	326167	200 000	2004	352000	3	2026
8	ТГ-104	1978	311581	200 000	2005	350000	4	2025
9	ТГ-104	1978	312494	200 000	2005	329688	3	2024
10	ТГ-104	1979	305290	200 000	2006	344387	4	2027
11	ТГ-104	1979	297908	200 000	2007	322000	4	2025
12	ТГ-104	1980	296596	200 000	2007	346 181	3	2027
13	ТГ-104	1981	287379	200 000	2008	315000	4	2023
14	ТГ-104	1982	284224	200 000	2009	325087	4	2027
15	ТГ-104	1982	294154	200 000	2009	301000	3	2022
16	ТГ-104	1983	278786	200 000	2010	30000	3	2024

В настоящее время основное оборудование выработало парковый ресурс и работает на назначенном по результатам обследования индивидуальном ресурсе. В настоящее время вывод основного оборудования главного корпуса СГРЭС-1 из эксплуатации не планируется.

Для обеспечения надежной работы энергетического оборудования, а также продления срока его эксплуатации на СГРЭС производятся ремонтные работы. Программа ремонтов формируется на основе предварительной диагностики производственных фондов, требований нормативной документации, а также на основе многолетнего опыта эксплуатации оборудования.

Возможность дальнейшей эксплуатации оборудования по окончании назначенного ресурса устанавливается исследованием состояния и диагностики металла энергоустановок.

СГРЭС-1 на город составляет 600 Гкал/ч.

2.5.2. ПАО «Юнипро» - Сургутская ГРЭС-2

В таблице 2.5.3 приведено основное оборудование электростанции, задействованное в теплоснабжении и его техническое состояние.

Таблица 2.5.3 Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса энергетических котлов в 2021 году.

Ст. N	Тип котлоагрегата	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Наработка На конец года А час.	Год достижения паркового ресурса	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
1	ПП-2650-255-ГМ (ТГМП-204ХЛ)	1985	350 640	246 645	2043	-	-	-
2	ПП-2650-255-ГМ (ТГМП-204ХЛ)	1985	350 640	243 943	2043	-	-	-
3	ПП-2650-255-ГМ (ТГМП-204ХЛ)	1986	350 640	238 243	2044	-	-	-
4	ПП-2650-255-ГМ (ТГМП-204ХЛ)	1987	350 640	239 899	2042	-	-	-
5	ПП-2650-255-ГМ (ТГМП-204ХЛ)	1987	350 640	236 368	2042	-	-	-
6	ПП-2650-255-ГМ (ТГМП-204ХЛ)	1988	350 640	235 641	2028	-	-	-

Таблица 2.5.4 Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса паровых турбин источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в 2021 году.

Ст. N	Тип турбоагрегата	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Наработка на 01.01.2022, час.	Год достижения паркового ресурса	Нормативное количество пусков	Количество пусков	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
1	К-810-240-5	1985	100000	242135	2000	203	381	260000	4	2022-2023
2	К-810-240-5	1985	100000	236970	2000	198	346	260000	4	2040
3	К-810-240-5	1986	100000	233736	2001	198	344	262548	4	2027
4	К-810-240-5	1987	100000	233538	2001	189	316	263000	4	2026
5	К-810-240-5	1987	100000	231511	2001	152	258	267922	4	2026
6	К-810-240-5	1988	100000	230284	2002	155	260	263196	4	2026

2.5.3. СГМУП «Городские тепловые сети»

Годы ввода котлов в эксплуатацию сроки последнего освидетельствования и сроки планируемого следующего освидетельствования основного оборудования приведены в таблице 2.5.5.

Таблица 2.5.5 Годы ввода в эксплуатацию и год последнего освидетельствования основного оборудования котельных СГМУП «ГТС»

№	марка и тип котла	дата разрешения на эксплуатацию	Наработка на 01.01.2021г.	Парковый ресурс		индивидуальный ресурс		Дата и документ, разрешающий дальнейшую эксплуатацию
				Расчетный срок службы, ч	Год достижения	Индивидуальный ресурс, ч	Год достижения (разреш.срок)	
Водогрейные котлы								
Котельная № 1 (ул.Нефтяников , 24)								
1	"Buderus Logano S825M" № 1	25.02.2009	32239			175 200	2029	
2	"Buderus Logano S825M" № 2	25.02.2009	34433			175 200	2029	
3	"Buderus Logano S825M" № 3	25.02.2009	29232			175 200	2029	
4	"Buderus Logano S825M" № 4	25.02.2009	30360			175 200	2029	
Котельная № 2 (ул.Нефтяников, 24)								
5	ПТВМ-30М № 1	09.09.2008	10135			175 200	2028	
6	ПТВМ-30М № 2	12.09.2006	60042			175 200	2025	
7	ПТВМ-30М № 3	12.09.2006	70408			175 200	2025	
Котельная № 3 (ул.Майская 10/2)								
8	ПТВМ-30М № 1	08.10.2007	55624			175 200	2027	
9	ПТВМ-30М № 2	14.03.2007	53555			175 200	2026	
10	ПТВМ-30М № 3	09.09.2008	47074			175 200	2028	
Котельная № 5 (П.Дорожный)								
11	КВ-ГМ-1-115Н № 1	25.12.2012	21 721			87 600	2022	
12	КВ-ГМ-1-115Н № 2	25.12.2012	13 224			87 600	2022	
13	КВЖ-5-115-Г № 3	23.10.2002	44 596			100 000	2025	ЭПБ №133/21 от 19.07.2021г
14	КВЖ-5-115-Г № 4	23.10.2002	48 500			100 000	2025	ЭПБ №134/21от 19.07.2021г
Котельная № 6 (Заячий остров)								
15	ВКГМ-4 № 1	10.1984	более 150 000			131 400	2025	ЭПБ №131/21 от 19.07.2021г
16	ВКГМ-4 № 2	10.1984	более 150 000			131 400	2025	ЭПБ №132/21 от 19.07.2021г
17	Vitoplex 100LS №3	29.09.2018	2714			131 400	2025	ЭПБ № 126/21от19.07.2021г.
18	Vitoplex 100LS №4	29.09.2018	2648			131 400	2025	ЭПБ № 127/21от19.07.2021г.
Котельная № 7 (8-ой пром.узел, ул.Индустриальная)								
19	ВВД-1,8 № 1	20.09.1996	более 150 000			131 400	2022	ЭПБ99/У-ТД/18 от 16.08.2018
20	ВВД-1,8 № 2	24.01.1997	более 150 000			131 400	2022	ЭПБ100/У-ТД/18 от16.08.2018
21	ВВД-1,8 № 3	30.12.1997	более 150 000			131 400	2022	ЭПБ101/У-ТД/18 от 16.08.2018

№	марка и тип котла	дата разрешения на эксплуатацию	Наработка на 01.01.2021г.	Парковый ресурс		индивидуальный ресурс		Дата и документ, разрешающий дальнейшую эксплуатацию
				Расчетный срок службы, ч	Год достижения	Индивидуальный ресурс, ч	Год достижения (разреш.срок)	
22	ВВД-1,8 № 4	29.01.1997	более 150 000			131 400	2022	ЭПБ102/У-ТД/18 от 16.08.2018
23	ВВД-1,8 № 5	18.02.1997	более 150 000			131 400	2022	ЭПБ103/У-ТД/18 от 16.08.2018
24	ВВД-1,8 № 6	20.03.1997	более 150 000			131 400	2022	ЭПБ104/У-ТД/18 от 16.08.2018
25	ВВД-1,8 № 7	28.08.1997	более 150 000			131 400	2022	ЭПБ105/У-ТД/18 от 16.08.2018
26	ВВД-1,8 № 8	20.09.1996	более 150 000			131 400	2022	ЭПБ106/У-ТД/18от 16.08.2018
27	ВВД-1,8 № 9	12.08.1997	более 150 000			131 400	2022	ЭПБ107/У-ТД/18 от 16.08.2018
28	ВВД-1,8 № 10	12.08.1997	более 150 000			131 400	2025	ЭПБ №128/21от 19.07.2021г.
29	ВВД-1,8 № 11	10.09.1997	более 150 000			131 400	2025	ЭПБ №129/21от 19.07.2021г.
30	ВВД-1,8 № 12	12.07.1996	более 150 000			131 400	2025	ЭПБ №130/21от 19.07.2021г.
Котельная № 9 (8-ой пром.узел, ул.Буровая) в экспл. с 11.04.2019								
31	Термотехник ТТ100 № 1	11.04.2019	4871			175 200	2036	
32	Термотехник ТТ100 № 2	11.04.2019	6428			175 200	2036	
33	Термотехник ТТ100 № 3	11.04.2019	3913			175 200	2036	
Котельная № 13 (р-н ж/д,ул.Западная 1/1) работа в летний период								
34	ДКВР 20/13 № 1	09.10.1979	более 200 000			131 400	2025	ЭПБ №181/21от 19.07.2021г.
35	ДКВР 20/13 № 2	09.10.1979	более 200 000			131 400	2025	ЭПБ №142/21от 19.07.2021г.
Котельная № 14(р-н ж/д ул.Западная 1/1)								
36	ПТВМ-30М № 1	27.11.2007	41556			175 200	2027	
37	ПТВМ-30М № 2	14.03.2007	52832			175 200	2026	
38	ПТВМ-30М № 3	29.08.2014	14833			131 400	2029	
котельная № 21 п. Звездный ул.Трубная								
	VITOPLEX 100 № 1	27.08.2009	68611			131 400	2022	
	VITOPLEX 100 № 2	27.08.2009	70397			131 400	2022	
	VITOPLEX 100 № 3	28.08.2009	35580			131 400	2022	
Котельная № 22 (ГМУ СОЦ Олимпия п. Барсово)								
	Ygnis FBG 2500 № 1	02.06.2009	38755			131 400	2024	
	Ygnis FBG 2500 № 2	02.06.2009	42124			131 400	2024	
	Ygnis FBG 2500 № 3	02.06.2009	33388			131 400	2024	

№	марка и тип котла	дата разрешения на эксплуатацию	Наработка на 01.01.2021г.	Парковый ресурс		индивидуальный ресурс		Дата и документ, разрешающий дальнейшую эксплуатацию
				Расчетный срок службы, ч	Год достижения	Индивидуальный ресурс, ч	Год достижения (разреш.срок)	
Котельная № 23 (Ледовый дворец Югорский тракт, 40)								
	КСВ-2,5 № 1	23.06.2011	22885			100 000	2024	
	КСВ-2,5 № 2	26.03.2011	30670			100 000	2024	
	КСВ-1,0 № 3	23.06.2011	31017			100 000	2024	
Котельная № 24 (Поликлиника Нефтяник) ул.Киргбая,12/1								
	Viessmann Vitomax 200 № 1	2010	22876			131 400	2023	
	Viessmann Vitomax 200 № 2	2010	23664			131 400	2023	
ПКТС ул.Мира,41		договор аренды с 01.01.2013						
	КВ-ГМ-50М № 1	21.01.1999	более 200 000			175 200	2026	ЭПБ92/У-ТД/18 от 15.08.2018
	КВ-ГМ-50М № 2	06.02.1982	более 200 000			175 200	2024	ЭПБ № 178/21 от 19.07.21
	КВ-ГМ-50М № 3	10.03.1998	более 200 000			175 200	2026	ЭПБ94/У-ТД/18 от 15.08.2018
	КВ-ГМ-100М № 4	10.03.1998	более 200 000			175 200	2026	ЭПБ95/У-ТД/18 от 15.08.2018
	КВ-ГМ-100М № 5	01.11.1989	более 200 000			175 200	2024	ЭПБ № 179/21 от 19.07.21
Котельная № 25 пос.Лесной (на электронагреве) в экпл.с 09.04.2019								
	электронагреватель Эдисон № 1	09.04.2019	8268			100 000		
	электронагреватель Эдисон № 2	09.04.2019	4851			100 000		
	электронагреватель Эдисон № 3	11.2019	6673			100 000		
	электронагреватель ИКН-250	12.2019	72			100 000		
Котельная № 26 (мощностью 1,44МВт) пр.Набережный д.17/2 в эксплуатации в СГМУП "ГТС" с 01.01.2020г.								
	Viessmann Vitoplex100 № 1	2008	62551			131 400	2025	ЭПБ №122/21 от 19.07.2021г.
	Viessmann Vitoplex 100 № 2	2008	59785			131 400	2025	ЭПБ №123/21 от 19.07.2021г.
Котельная № 27 (мощностью 2,8МВт) пр.Набережный д.17 в эксплуатации в СГМУП "ГТС" с 01.01.2020г.								
	Viessmann Vitoplex 100 № 1	2006	76439			131 400	2025	ЭПБ№124/2 от 19.07.2021г.
	Viessmann Vitoplex 100 № 2	2006	73768			131 400	2025	ЭПБ№125/21 от 19.07.2021г.
Котельная № 28 п. Юность в эксплуатации в СГМУП "ГТС" с 10.01.2020г.								
	КВЗГ-4,64 № 5	2004	более 90 000			87 600	2025	ЭПБ№ 137/21от 19.07.2021г.
	КВЗГ-4,64 № 6	2004	более 90 000			87 600	2025	ЭПБ№ 138/21от 19.07.2021г.
	КВЗГ-4,64 № 7	2006	более 90 000			87 600	2025	ЭПБ№ 135/21 от 19.07.2021г.
	КВЗГ-4,64 № 8	2006	более 90 000			87 600	2025	ЭПБ№ 136/21 от 19.07.2021г.
Котельная № 29 п. Таёжный в эксплуатации в СГМУП "ГТС" с 10.01.2020г.								
	Unicon 2,0 (КВ ГМ-2,0-115) № 1	2000	более 120 000			131 400	2025	ЭПБ№ 119/21от 19.07.2021г.

№	марка и тип котла	дата разрешения на эксплуатацию	Наработка на 01.01.2021г.	Парковый ресурс		индивидуальный ресурс		Дата и документ, разрешающий дальнейшую эксплуатацию
				Расчетный срок службы, ч	Год достижения	Индивидуальный ресурс, ч	Год достижения (разреш.срок)	
	Unicon 2,0 (КВ ГМ-2,0-115) № 2	2000	более 120 000			131 400	2025	ЭПБ№ 120/21 от 19.07.2021г.
	Unicon 2,0 (КВ ГМ-2,0-115) № 3	2000	более 120 000			131 400	2025	ЭПБ№ 121/21 от 19.07.2021г.
Котельная № 30 пос. Лунный в эксплуатации в СГМУП "ГТС" с 10.01.2020г.								
	Viessmann Vitoplex100 PV1 № 1	2009	33518			131 400	2023	
	Viessmann Vitoplex100 PV1 № 2	2009	41327			131 400	2023	
	Viessmann Vitoplex100 PV1 № 3	2009	34878			131 400	2023	
	Viessmann Vitoplex100 PV1 № 4	2009	39350			131 400	2023	
	Viessmann Vitoplex100 PV1 № 5	2009	34168			131 400	2023	
	Viessmann Vitoplex100 PV1 № 6	2009	33474			131 400	2023	
Котельная № 31 п. Медвежий угол консервация переведена в режим ЦТП с 12.12.2020г.								
	ВВД-1,8 №2	1999	более 150 000			131 400	2025	ЭПБ 0432-ТУ-2020 от 29.07.2020
	ВВД-1,8 №3	1999	более 150 000			131 400	2025	ЭПБ 0433-ТУ-2020 от 29.07.2020
	ВВД-1,8 №4	1999	более 150 000			131 400	2025	ЭПБ 0434-ТУ-2020 от 29.07.2020
Котельная № 32 п. Снежный в эксплуатации в СГМУП "ГТС" с 10.01.2020г.								
81	Турботерм -1100 № 1	2003	33308			131 400	2024	ЭПБ 0456-ТУ-2020 от 29.07.2020
82	Турботерм -110 -№ 2	2003	32171			131 400	2024	ЭПБ 0457-ТУ-2020 от 29.07.2020
Котельная № 33 п. Снежный в эксплуатации в СГМУП "ГТС" с 10.01.2020г.								
83	Турботерм -3150 № 1	2005	более 90 000			131 400	2025	ЭПБ№ 139/21 от 19.07.2021г.
84	Турботерм -3150 № 2	2005	более 90 000			131 400	2025	ЭПБ№ 140/21 от 19.07.2021г.
Котельная № 34 ул.Крылова,40 ПЧ- 49 в эксплуатации в СГМУП "ГТС" с 10.01.2020г.								
85	Viessmann Vitoplex100 № 1	2008	42396			131 400	2022	
86	Viessmann Vitoplex100 № 2	2008	31602			131 400	2022	
Котельная №35 Спортивное ядро, принято на баланс 01.10.2021г. Приказ № 186-01 консервация								
	Vitoplex 200 SX2 № 1 водогрейный	2011	0					
	Vitoplex 200 SX2 № 2 водогрейный	2011	0					

2.5.4. ПАО «Сургутнефтегаз»

Основной массив котельного оборудования имеет незначительные сроки эксплуатации, по причине чего мероприятия по продлению ресурса на них не проводились. Сведения о сроках ввода в эксплуатацию оборудования котельных ПАО «Сургутнефтегаз», годах проведения освидетельствований и мероприятий по продлению ресурса оборудования представлены в таблице 2.5.6.

Таблица 2.5.6 Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, даты проведения диагностических и ремонтных мероприятий

№ п/п	Наименование котельной, место расположения	Марка котлов	Автомат./не автомат.	Стац. № котла	Зав. № котла	Мощность котла, Г кал/час (паспорт)	Производительность котельной, Г кал/час	Тех.ограничения тепловой мощности	Год ввода в эксплуатацию ИЮ	Срок службы котла по паспорту	Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети	Год проведения последнего		Наработка котлов	Вид топлива	Теплоноситель
												капитал.ремонта	режимн.наладки			
1	2	3	4	5	6	7	8	10	12	13	14	15	16	17	18	19
1	Котельная №1, г.Сургут, Аэропорт	WESSEX-400	Автоматизированная	1	2DO2-5104	0,344	1,38	отсутствуют	2002	15	Узел учета тепловой энергии	Не проводился	2019	63840	газ	вода
		WESSEX-400		2	2DO2-5105	0,344			2002	15		Не проводился	2019	63840		
		WESSEX-400		3	2DO2-5106	0,344			2002	15		Не проводился	2019	63840		
		WESSEX-400		4	2DO2-5107	0,344			2002	15		Не проводился	2019	63840		
2	Котельная №83, г.Сургут промзона, ш.Нефтеюганское, 56 СООР.19	KCB-2	Автоматизированная	1	2143	1,720	5,16	отсутствуют	2007	15	Узел учета тепловой энергии	Не проводился	2019	47328	газ	вода
		KCB-2		2	2148	1,720			2007	15		Не проводился	2019	47328		
		KCB-2		3	2148	1,720			2007	15		Не проводился	2019	47328		
3	Котельная №5, г.Сургут, Андреевский заезд, 14, СООР.8	KCB-3	Автоматизированная	1	386	2,580	10,32	отсутствуют	2008	15	Узел учета тепловой энергии	Не проводился	2020	44040	газ	вода
		KCB-3		2	387	2,580			2008	15		Не проводился	2020	44040		
		KCB-3		3	389	2,580			2008	15		Не проводился	2020	44040		
		KCB-3		4	390	2,580			2008	15		Не проводился	2020	44040		
4	Котельная №6, г.Сургут, ул.Буровая,1, СООР. 15	KCB-2	Автоматизированная	1	2158	1,720	3,44	отсутствуют	2008	15	Узел учета тепловой энергии	Не проводился	2020	43668	газ	вода
		KCB-2		2	2162	1,720			2008	15		Не проводился	2020	43668		
5	Котельная №7, г.Сургут, Заячий остров,6	KCB-2,5	Автоматизированная	1	25009	2,150	4,30	отсутствуют	2009	15	Узел учета тепловой энергии	Не проводился	2021	41556	газ	вода
		KCB-2,5		2	25013	2,150			2009	15		Не проводился	2021	41556		
6	Котельная №8, г.Сургут, Андреевский заезд,2, СООР.4	KCB-2,5	Автоматизированная	1	25012	2,150	4,30	отсутствуют	2009	15	Узел учета тепловой энергии	Не проводился	2021	39984	газ	вода
		KCB-2,5		2	25011	2,150			2009	15		Не проводился	2021	39984		
7	Котельная №9, г.Сургут, Северный промрайон, Индустриальная,56, СООР.19	KCB-3	Автоматизированная	1	3131	2,580	7,74	отсутствуют	2016	15	Узел учета тепловой энергии	Не проводился	2019	17616	газ	вода
		KCB-3		2	3132	2,580			2016	15		Не проводился	2019	17616		
		KCB-3		3	3133	2,580			2016	15		Не проводился	2019	17616		
8	Котельная №10, г.Сургут, промзона, ш.Нефтеюганское,7/1, СООР.4	KB-8	Не	1	080.08.007	6,879	27,52	отсутствуют	2008	15	Узел учета тепловой энергии	Не проводился	2020	46776	газ	вода
		KB-8		2	080.08.008	6,879			2008	15		Не проводился	2020	46776		
		KB-8	автоматизированная	3	080.08.009	6,879			2008	15		Не проводился	2020	46776		
		KB-8		4	080.08.010	6,879			2008	15		Не проводился	2020	46776		
9	Котельная №12, г.Сургут, ул.Промышленная,20/1	KCB-5	Не автоматизир	1	16001	4,299	36,46	отсутствуют	2016	15	Узел учета тепловой	Не проводился	2019	17616	газ	вода
		KCB-5		2	16002	4,299			2016	15		Не проводился	2019	17616		

№ п/п	Наименование котельной, место расположения	Марка котлов	Автомат./не автомат.	Стац. № котла	Зав. № котла	Мощность котла, Г кал/час (паспорт)	Производительность котельной, Г кал/час	Тех.ограничения тепловой мощности	Год ввода в эксплуатацию ИЮ	Срок службы котла по паспорту	Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети	Год проведения последнего		Наработка котлов	Вид топлива	Теплоноситель
												капитал.ремонта	режимн.наладки			
1	2	3	4	5	6	7	8	10	12	13	14	15	16	17	18	19
		КСВ-5	ованная	3	16003	4,299			2016	15	энергии	Не проводился	2019	17616		
		КСВ-5		4	16004	4,299			2016	15		Не проводился	2019	17616		
		Логано		5	31016150-00-103909	9,630			2008	15		2013	2019	46776		
		Логано		6	31016150-00-103910	9,630			2008	15		2012	2019	46776		

№ п/п	Наименование котельной, место расположения	Марка котлов	Автомат./не автомат.	Стац. № котла	Зав. № котла	Мощность котла, Г кал/час (паспорт)	Производительность котельной, Г кал/час	Тех.ограничения тепловой мощности	Год ввода в эксплуатацию ИЮ	Срок службы котла по паспорту	Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети	Год проведения последнего		Наработка котлов	Вид топлива	Теплоноситель
												капитал.ремонта	Режимн.наладки			
10	Котельная №14, г.Сургут, ш.Нефтеюганское, 54, СООР. 1	КСВ-2	Автоматизированная	1	2141	1,720	5,16	отсутствуют	2007	15	Узел учета тепловой энергии	Не проводился	2019	47328	газ	вода
		КСВ-2		2	2142	1,720			2007	15		Не проводился	2019	47328		
		КСВ-2		3	2144	1,720			2007	15		Не проводился	2019	47328		
11	Котельная №15, г.Сургут, Югорский тракт, 6/1	VITOMAX-2,5	Автоматизированная	1	71888802100001.101	2,150	7,74	отсутствуют	2012	20	Узел учета тепловой энергии	Не проводился	2021	30444	газ	вода
		VITOMAX-2,5		2	71888804100002.102	2,150			2012	20		Не проводился	2021	30444		
		VITOMAX-2,5		3	71888804100001.105	2,150			2012	20		Не проводился	2021	30444		
		VITOMAX-1,5		4	71888804100003.109	1,290			2012	20		Не проводился	2021	30444		
12	Котельная №16, г.Сургут, ул.Промышленная, 2, СООР. 9	ASC-300	Автоматизированная	1	297	0,258	1,29	отсутствуют	2013	15	Узел учета тепловой энергии	Не проводился	2020	27144	газ	вода
		ASC-300		2	300	0,258			2013	15		Не проводился	2020	27144		
		ASC-300		3	301	0,258			2013	15		Не проводился	2020	27144		
		ASC-300		4	302	0,258			2013	15		Не проводился	2020	27144		
		ASC-300		5	303	0,258			2013	15		Не проводился	2020	27144		
13	Котельная №17, г.Сургут, Андреевский заезд, 9	КСВ-2,5	Автоматизированная	1	25014	2,150	4,30	отсутствуют	2009	15	Узел учета тепловой энергии	Не проводился	2021	43944	газ	вода
		КСВ-2,5		2	25015	2,150			2009	15		Не проводился	2021	43932		

№ п/п	Наименование котельной, место расположения	Марка котлов	Автомат./не автомат.	Стац. № котла	Зав. № котла	Мощность котла, Г кал/час (паспорт)	Производитель котельной, Г кал/час	Тех.ограничения тепловой мощности	Год ввода в эксплуатацию ИЮ	Срок службы котла по паспорту	Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети	Год проведения последнего		Наработка котлов	Вид топлива	Тепло-носитель
												капитал.ремонта	Режимнн.наладки			
14	Котельная №19, г.Сургут, ул. Автомобилистов, 16	ДЕ-4/14	Не автоматизированная	1	32115	2,264	29,43	отсутствуют	2002	20	Узел учета тепловой энергии	Не проводился	2020	66780	газ	пар-вода
		ДЕ-16/14		2	31418	9,056			2002	20		Не проводился	2020	66780		
		ДЕ-16/14		3	32254	9,056			2002	20		Не проводился	2020	66780		
		ДЕ-16/14		4	32251	9,056			2002	20		Не проводился	2020	66780		
15	Котельная №22 г.Сургут, ул.Заячий остров, 6, сооружение 19	Booster BSS-1000G	Автоматизированная	1	29560170	0,6	1,29	отсутствуют	2020	10	Узел учета тепловой энергии	Не проводился	2020	4380	газ	пар
		Booster BSS-1000G		2	29560171	0,6			2020	10		Не проводился	2020	4380		
Итого:				50			149,82									

2.5.5. ООО «Сургутские городские электрические сети»

Котельная К-45 была введена в эксплуатацию в 2015 году с использованием нового оборудования, разрешение на ввод в эксплуатацию № 86310000-50-2015 г.

Срок последнего технического освидетельствования трубопроводов в пределах котельной был произведен 30.10.2017 года.

Котельная «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5» была введена в эксплуатацию в 2010 году. Последняя режимная наладка работы котлов была произведена в декабре 2021 года.

Таблица 2.5.7 Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов ООО «Сургутские городские электрические сети»

№ п/п	Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	2017	2018	2019	2020	2021
1	"Котельная для теплоснабжения мкр.№38 и №39" Сургут, ул. Крылова 55/2	21	20	19	18	17
2	"Котельная для теплоснабжения " Сургут, Нефтеюганское шоссе, д.22 стр5	6	5	4	3	2

2.5.6. ООО «Газпром энерго»

Существующие мощности котельной введены в эксплуатацию в 2012-2014 гг. в эти же сроки было произведено предпусковое освидетельствование оборудования. Плановый капитальный ремонт котлов с целью продления их эксплуатационного ресурса планируется произвести после их 10-ти летней эксплуатации. Более точные данные по срокам ввода котельного оборудования приведены в таблице 2.5.8.

Таблица 2.5.8 Сроки ввода котельного оборудования котельной ООО «Газпром энерго»

№ п/п	Наименование оборудования	Тип, марка	Номер		Год		Срок планового капремонта
			Ст.	Зав.	Выпуска	Ввода в экспл.	
1	Котел водогрейный 6,5 Гкал/ч	КВЗГМ	1	28	1995	1996	Выведен
2	Котел водогрейный 4,3 Гкал/ч	ТТ-100	2	10	2013	2014	2024
3	Котел водогрейный 4,3 Гкал/ч	ТТ-100	3	29	2013	2014	2024
4	Котел водогрейный 4,3 Гкал/ч	ТТ-100	4	26	2012	2013	2023
5	Котел водогрейный 4,3 Гкал/ч	ТТ-100	5	25	2012	2013	2023
6	Котел водогрейный 4,3 Гкал/ч	ТТ-100	6	20А	2012	2013	2023
7	Котел водогрейный 4,3 Гкал/ч	ТТ-100	7	23	2012	2013	2023
8	Котел водогрейный 4,3 Гкал/ч	ТТ-100	8	685	2011	2012	2022
9	Котел водогрейный 4,3 Гкал/ч	ТТ-100	9	689	2011	2012	2022
10	Котел водогрейный 4,3 Гкал/ч	ТТ-100	10	686	2011	2012	2022

Информация о годах ввода в эксплуатацию котлов и наработка котлов котельной ООО «Газпром энерго» на 01.01.2021, представлены в таблице 2.5.8.

2.5.7. АО «Аэропорт Сургут»

Котлы ДКВр-6,5-13 ст. №1 и ст. №2 введены в эксплуатацию в 1975 году.

В 2013 г. на котле №1 был проведён капитальный ремонт с последующим техническим освидетельствованием. В 2012 году на котле №2 был проведён капитальный ремонт с последующим техническим освидетельствованием.

Котел ДКВр-10-13 ст. №4 введены эксплуатацию в 1981 году и не проходили капитального ремонта. Котел ДКВр-10-13 ст. №3 введены эксплуатацию в 1981 году, в июле 2017 завершен капитальный ремонт.

2.5.8. СГМУП «Сургутский хлебозавод»

Котельная была введена в эксплуатацию в 2007 году с использованием нового оборудования. Все теплофикационное оборудование котельной эксплуатируется с 2007 года. Разрешение на ввод №86-2 от 17.01.2007.

Сроки последнего технического освидетельствования паровых и водогрейных котлов – 2018 год.

Таблица 2.5.9 Год ввода в эксплуатацию, наработка с начала эксплуатации, остаточный ресурс

Ст. №	Наименование	Год ввода в эксплуатацию	Наработка на 01.01.2021, ч	Парковый ресурс	
				расчетный срок службы, ч	год достижения
1	Котел водогрейный VITOPLEX 100	2007			
2	Котел водогрейный VITOPLEX 100	2007			
3	Котел водогрейный VITOPLEX 100	2007			
4	Котёл паровой VITOMAX 200 HS	2007	57046	175200	2027
5	Котёл паровой VITOMAX 200 HS	2007	63362	175200	2027
6	Котёл паровой VITOMAX 200 HS	2007	55181	175200	2027

2.5.9. ООО УК «Северо-Западная Тепловая Компания»

Котельная была введена в эксплуатацию в 1983 году в составе двух паровых котлов ДЕ-25-14. Все теплофикационное оборудование котельной эксплуатируется с 1982 года. Последнее освидетельствование котлов производилось в 2013 году после капитального ремонта.

Основное оборудование котельной практически исчерпало назначенный эксплуатационный ресурс. Нуждается в капитальном ремонте, сроки которого на сегодняшний день не установлены или замены.

2.5.10. ООО «ТВС-сервис»

Котельная была введена в эксплуатацию в 1985 году в составе четырех водогрейных котлов. Все теплофикационное оборудование котельной (котлы НР-18) эксплуатируются с 1991 года.

2.5.11. АО «Горремстрой»

Котельная была введена в эксплуатацию в 2006 году с использованием нового оборудования. Все теплофикационное оборудование котельной эксплуатируется с 2007 года.

2.5.12. ООО «Технические системы»

Котельная была введена в эксплуатацию в 1988 году в составе пяти водогрейных котлов. Все теплофикационное оборудование котельной (котлы ВВД-1,8) эксплуатируются с 1988 года.

2.5.13. ООО «СКАТ-База»

Котельная была введена в эксплуатацию в 1997 году в составе двух водогрейных котлов. Все теплофикационное оборудование котельной (котлы ТФ-16) эксплуатируются с 1997 года.

2.6 Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)

2.6.1. Филиал ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1

Выдачу тепловой мощности СГРЭС-1 осуществляет от теплофикационных блоков ст. №№ 12, 14, 15.

Энергоблок № 12 оснащен одним подогревателем ПСГ-4600-3,5-12-2. Энергоблок ст. № 14 оснащен двумя подогревателями ПСГ-5000-3,5-8 и одним подогревателем ПСВ-90-7-15, включенным параллельно двум предыдущим. Блок ст. № 15 идентичен блоку ст. № 14.

Перед подогревателями установлено 7 сетевых насосов 6-СЭ-2500-60 и 1-СЭ-1250-70, после подогревателей – 6 повысительных сетевых насосов СЭ-2500-180.

Восполнение потерь теплоносителя в тепловых сетях потребителей в пределах нормативной утечки производится насосами подпитки теплосети, сверх нормативной (аварийная подпитка) – через регулятор насосами осветленной воды.

В схеме теплоснабжения города предусмотрена подача тепловой мощности по резервному тепловыводу от СГРЭС-2. Однако в настоящее время схема резервирования не работоспособна, так как не испытана и её использование не регламентировано какими-либо документами.

Отпуск тепловой энергии от теплофикационных установок СГРЭС-1 производится по тепловому выводу 2Ду 1200 мм.

Схема теплофикационной установки СГРЭС-1 приведена на рисунке 2.1.1.

Насосное оборудование системы теплоснабжения в пределах СГРЭС-1 приведено в таблице 2.6.1, технические характеристики подогревателей сетевой воды - в таблице 2.6.2.

Таблица 2.6.1 Насосы теплофикационных установок

Наименование механизма	Типоразмер	количество	Мощность эл. двигателя, кВт
Насос сетевой зимний	СЭ-2500-180	6	1380
Насос сетевой летний	СЭ-2500-60	6	422
Насос сетевой летний	СЭ-1250-70	1	255
Насос конденсатный	КсВ-320-160	4 на блок № 14, 15, 2 на бл. № 12	250
Насос подпитки теплосети	Д 320-50	3	75
Насосы подачи осветленной воды	ЦН-400-105	4	200

Таблица 2.6.2 Техническая характеристика сетевых подогревателей блоков ст. №№ 14,15

Наименование параметра	Тип подогревателя	
	ПСГ 5000-3,5-8	ПСВ 90-7-15
Поверхность нагрева, м ²	5000	90
Рабочее давление в пространстве, МПа (кгс/см ²):		
паровом	0,35 (3,5)	0,7 (7,0)
водяном	0,8(8,0)	1,5(15,0)
Расчетные параметры пара:		
давление, МПа (кгс/см ²) абс	0,06-0,2 (0,6-2,0)	0,8 (8,0)
максимальная температура греющего пара на входе, °С	300	400
расход, т/ч:		
номинальный	295	30
максимальный	590	-
Расчетные параметры воды:		
давление, МПа (кгс/см ²) абс	0,9 (9,0)	1,6 (16,0)
максимальная температура воды на входе, °С		110
Температура воды на выходе, °С	115	
расход, т/ч:		

Наименование параметра	Тип подогревателя	
	ПСГ 5000-3,5-8	ПСВ 90-7-15
номинальный	6000	350
максимальный	8000	-
Максимальная разность температур на входе и выходе, °С	50	40
Расчетный тепловой поток, 10 МВт (Гкал/ч):		
номинальный	191,9 (165,0)	16,28 (14,0)
максимальный	383,8 (330,0)	-
Скорость воды в трубах поверхности теплообмена, м/с:		
номинальная	2,22	1,95
максимальная	2,90	-
Расчетное гидравлическое сопротивление водяного пространства, МПа (м вод.ст.), не более:		
номинальная	0,097 (9,7)	0,025 (2,5)
максимальная	0,165 (16,5)	-

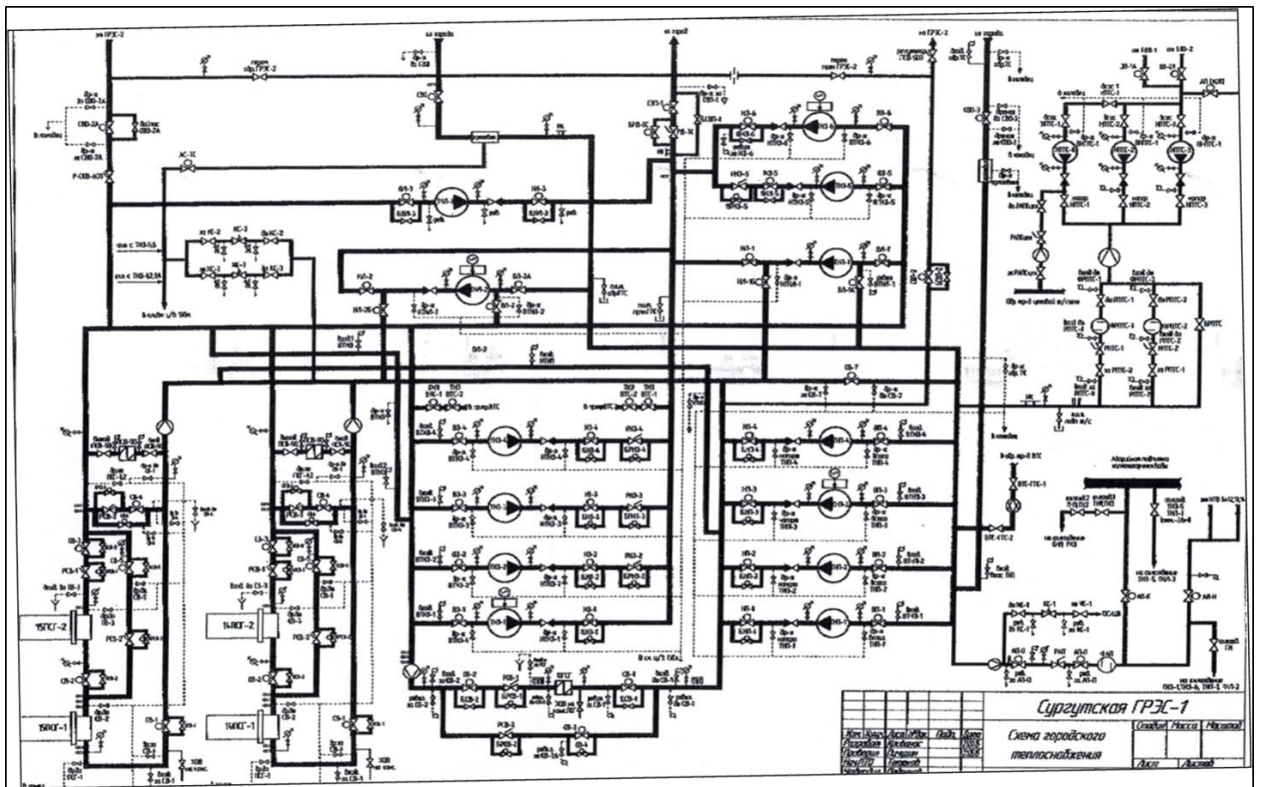


Рисунок 2.66.1 Тепловая схема СГРЭС-1

2.6.2. ПАО «Юнипро» - Сургутская ГРЭС-2

Выдачу тепловой мощности СГРЭС-2 осуществляет от отборов паросиловых блоков ст. № 1-6. На каждом энергоблоке ст. № 1-6 имеется бойлерная установка мощностью 140 Гкал/ч, которая включает в себя два основных сетевых подогревателя типа ПСВ-500-3-23 и один пиковый - типа ПСВ-500-14-23-1.

Принципиальная схема теплофикационной установки энергоблоков ст. №№ 1-6 приведена на рисунке 2.2.1.

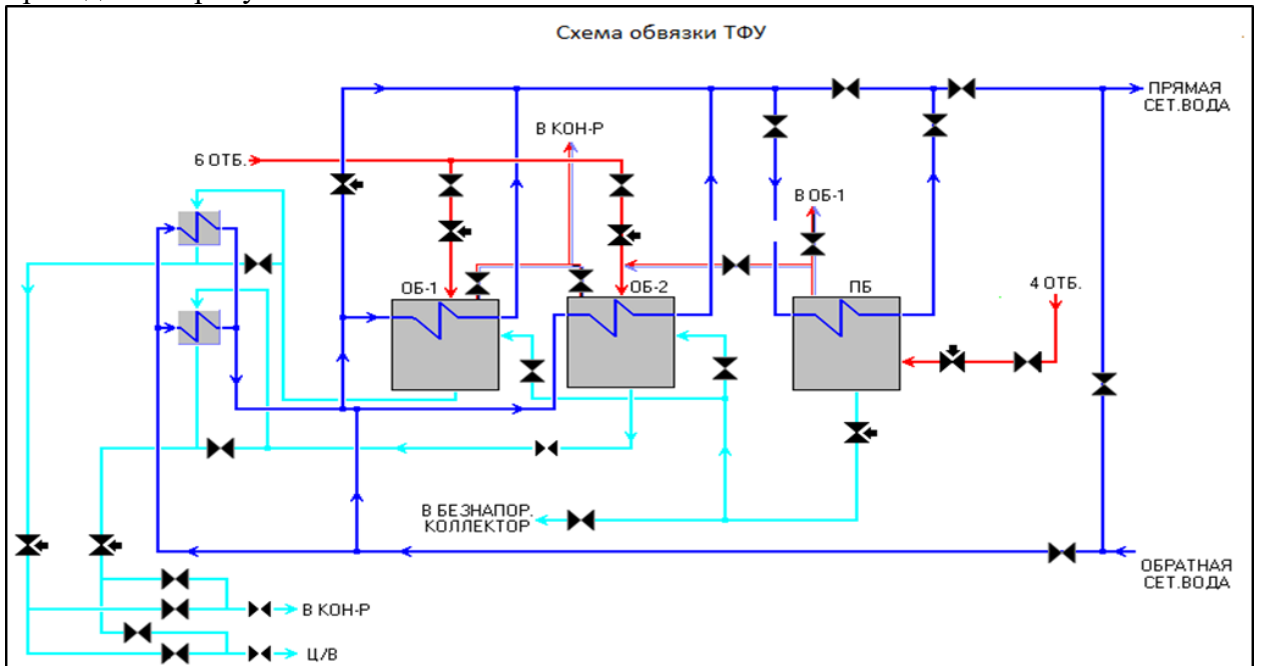


Рисунок 2.6 Принципиальная схема теплофикационной установки энергоблоков ст. №№ 1-6

Оборудование СГРЭС-2, задействованное в системе подготовки теплоносителя приведено в таблицах 2.6.3 – 2.6.4.

Таблица 2.6.3 Основное оборудование установки предварительной очистки воды ХВО 2

№	Наименование оборудования	Характеристики	Количество
1	Осветлитель типа ВТИ-400	Q-400 м ³ /ч V-650 м ³	2
2	Бак коагулированной воды (БКВ-4, БКВ-5)	V-400 м ³	2
3	Бак промывочных вод (БПВ-2)	V-400 м ³	1
4	Бак шламовых вод (БШВ-4, БШВ-5)	V-63 м ³	2
5	Бак шламовых вод (БШВ-6)	V-25 м ³	1
6	Бак переливов	V-63 м ³	1
7	Бак-мерник коагулянта (БМКГ-4, БМКГ-5)	V-25 м ³	2
8	Бак-мерник полиакриламида (БМПА-4, БМПА-5)	V-25 м ³	2
9	Бак-мерник щелочи (БМЩ-5, БМЩ-6)	V-25 м ³	2
10	Двухкамерный осветлительный фильтр (2ФО № 1-4)	Q-180 м ³ /ч	4
11	Насос коагулированной воды (НКВ-4, НКВ-5, НКВ-6) типа X-200-150-500K-СД	Q-315 м ³ /ч H-80 м в.ст.	3
12	Насос промывки осветлительных фильтров (НПОФ-3, НПОФ-4) типа AX-200/150-400	Q-315 м ³ /ч H-50 м в.ст.	2
13	Насос откачки промывочных вод (НОПВ-3, НОПВ-4) типа AX-100-65-315K-СД	Q-50 м ³ /ч H-32 м в.ст.	2
14	Насос шламовых вод (НШВ-4, НШВ-5) типа CM-100-65-200/26	Q-100 м ³ /ч H-31 м в.ст.	2
15	Насос шламовых вод (НШВ-6) типа K 20/30-Y2	Q-20 м ³ /ч H-30 м в.ст.	1
16	Насос переливов НП-4, НП-5 типа KM-80-50-200	Q-50 м ³ /ч H-50 м в.ст.	2
17	Насос дренажный (НДВ № 17- НДВ №24) типа ТХИ-45/31-14	Q-45 м ³ /ч H-31 м в.ст.	8
18	Насос дренажный НДВ-25 типа АНС-60	Q-60 м ³ /ч H-13 м в.ст.	1
19	Насос дренажный НДВ-26 типа АНС-130	Q-130 м ³ /ч H-11,5 м в.ст.	1
20	Насос-дозатор щелочи НДЩ-9 типа НД 2,5-400/16K-14A	Q-400 л/ч H-16 кгс/см ²	1
21	Насос-дозатор щелочи НДЩ-10 типа НД 1,0-1000/20A	Q-1000 л/ч H-20 кгс/см ²	1
22	Насос-дозатор коагулянта (НДКГ-7, 8, 9, 10) типа НД 1,0-1000/2011	Q-1000 л/ч H-20 кгс/см ²	4
23	Насос-дозатор полиакриламида (НДПА-7, 8, 9, 10) типа НД 1,0-1000/20A	Q-1000 л/ч H-20 кгс/см ²	4

Таблица 2.6.4 Основное оборудование установки двухступенчатого натрийкатионирования

№	Наименование	характеристики	количество
1	Натрий-катионитный фильтр I ступени ФИПа-I-3,4-0,6	Q-225 м ³ /ч	4
2	Натрий-катионитный фильтр II ступени ФИПа-II-3,0-0,6	Q-350 м ³ /ч	2
3	Декарбонизатор струйный ДКСБ	Q-250 м ³ /ч	4
4	Бак подпитки теплосети (БПТС)	V-400 м ³	1
5	Бак сбора отмывочных вод (БСОВ-2)	V-160 м ³	1
6	Бак щелочных стоков	V-40 м ³	2
7	Бак мерник соли (БМС-3, 4)	V-25 м ³	2
8	Бак жестких стоков (БЖС)	V-250 м ³	2
9	Насос подпитки теплосети №1-4 (НПТС) Тип K-100-65-200	Q-100 м ³ /ч H-50м.в.ст.	4
10	Насос подпитки теплосети №5,7 (НПТС) тип X-200-150-500K-СД	Q-315 м ³ /ч H-8.0 кгс/см ²	2
11	Насос подпитки теплосети №6 (НПТС)	Q-100 м ³ /ч	1

№	Наименование	характеристики	количество
	тип X-100-65-250	H-8.0 кгс/см ²	
12	Насос щелочных стоков (НЩС) X-100-80-160ДС	Q-100 м ³ /ч H-3.2 кгс/см ²	2
13	Насос взрыхляющих вод (НВВ) тип K-160-30	Q-160 м ³ /ч H-3.0 кгс/см ²	2
14	Насос мягких стоков (НМС) тип X-80-50-200Д-С	Q-50 м ³ /ч H-5.0 кгс/см ²	2
15	Насос жестких стоков (НЖС) тип X-100-65-250К	Q-100 м ³ /ч H-8.0 кгс/см ²	3
16	Насос-дозатор щелочи (НДЩ-11) типа НД 2,5 400/16К-14А	Q-400 л/ч H-16 кгс/см ²	1
17	Насос-дозатор щелочи (НДЩ-12) типа НД 1,0 1000/20-14А	Q-1000 л/ч H-20 кгс/см ²	1

Система подпитки теплосети включает:

- насосы подпитки К-90-55 с подачей 90 м³/ч и напором 55 м. вод. ст. – 4 шт.;
- водоводяные теплообменники 600 ТНГ-25-М1 - 2 шт.;
- 2 деаэрационные колонки ДСА-300 с производительностью 300 т/ч каждая и рабочим давлением 0,2 кгс/см² (Д №0 и Д №1);
- 2 деаэрационных бака, полезной емкостью 75 м³, рабочим давлением 0,2 кгс/см²;
- баки-аккумуляторы, объемом 630 м³ 2 шт.;
- регуляторы впрыска в паропроводы на ДПТС № 1 от промступени ПТН бл. 1,2.
- автоматический регулятор расхода подпитки, поддерживающий давление в обратной магистрали на заданном уровне.

КИП, автоматику, защиты и блокировки.

В состав деаэрационной установки входит:

- деаэрационная колонка типа ДСА-300;
- деаэрационный бак (V=75 м³);
- предохранительное устройство;
- трубопроводы обвязки и арматура.

Технические характеристики деаэрационной колонки типа ДСА-300:

- производительность – 300 т/ч;
- рабочее давление – 0,2 кгс/см²;
- температура деаэрированной воды – 104, 2 °С;
- среда – пар/вода;
- объем – 5,5 м³;
- диапазон изменения производительности – (30-120) % от номинальной;
- величина давления срабатывания защитного устройства – 0,7 кгс/см²;
- максимальный подогрев воды в ДПТС – 40 °С;
- минимальный подогрев воды в ДПТС – 10 °С;
- концентрация кислорода в деаэрированной воде не более 50 мкг/кг (при его содержании в исходной воде, соответствующей насыщению 30 мг/кг);
- удельный расход выпара при номинальной нагрузке – 2 кг/т;
- диаметр колонки – 1,6 м;
- высота колонки – 2,625 м;
- масса колонки – 1110 кг.

В деаэрационной колонке типа ДСА-300 применена двухступенчатая схема деаэрации: 1 ступень – струйная, 2 ступень – барботажная. Технические характеристики деаэрационного бака (ОУРЗОВ002):

- рабочее давление – 0,2 кгс/см²;
- температура рабочей среды – 105 С;
- емкость бака геометрическая – 82,5 м³;

- емкость бака полезная – 75 м³;
- давление пробное (при гидроиспытаниях) – 1,34 кгс/см²;
- давление срабатывания защитного устройства – 0,7 кгс/см²;
- плотность рабочей среды – 1000 кг/м³;
- масса бака – 12970 кг.

Выдача тепловой энергии внешним потребителям осуществляется следующим образом:

- по двум тепловыводам Ду 800 мм с последующим присоединением к магистральной сети 2 Ду 1000мм «СГРЭС-2 - ВЖР» для теплоснабжения Восточного жилого района города;
- по тепловыводу Ду 800 мм тепломагистраль «СГРЭС-2 - Промзона» для теплоснабжения промышленного района города.

2.6.3. СГМУП «Городские тепловые сети»

Схемы выдачи тепловой мощности ПКТС – двухтрубная, с общим контуром отопления и ГВС.

Котельная работает по одноконтурной схеме с пропуском сетевой воды непосредственно через трубную систему котлов.

Циркуляция воды осуществляется 6-ю сетевыми насосами типа СЭ 2500-60-11 с подачей Q=2500 м³/ч и напором H=60 м.

На котельной также установлено 6 перекачивающих насоса типа СЭ 2500-60-11 с подачей Q=2500 м³/ч и напором H=60 м.

ПКТС работает в пиковом режиме совместно с СГРЭС-1 через магистраль Ду 1000 мм.

Выдача тепловой энергии потребителям осуществляется через 3-и вывода Ду 800 мм.

Схемы выдачи тепловой мощности котельной №1 – двухтрубная, с общим контуром отопления и ГВС.

Котельная работает по двухконтурной системе (внешний контур теплоснабжения и котловой контур).

Для разделения контуров в котельной установлена группа из 5 водо-водяных теплообменника фирмы «Funke» мощностью 16,51 Гкал/ч. Рабочие параметры среды составляет P_{раб.} =10 кгс/см², t_{max.} =195°С.

Циркуляция воды в котловом контуре осуществляется 4-я циркуляционными насосами типа Willo IL200/320-45/4, производительность Q=458 м³/ч и напором H=25 м.

Подпитка внешнего контура теплоснабжения котельной осуществляется в обычном режиме из бака запаса хим. очищенной воды, объемом 250 м³, от 3-х Na-катионитовых фильтров, установленных на котельной или от котельной №2. В аварийном режиме от СГРЭС или сырой водой. Выдача тепловой энергии потребителям осуществляется по двум выводам. Вывод Ду 400 мм «в город» и вывод Ду 125 мм на промзону.

Схемы выдачи тепловой мощности котельной №2 – двухтрубная, с общим контуром отопления и ГВС.

Котельная работает по одно контурной системе с пропуском сетевой воды непосредственно через трубную систему котлов.

Циркуляция воды осуществляется сетевыми насосами.

Подпитка внешнего контура теплоснабжения котельной осуществляется в обычном режиме из аккумуляторного бака, объемом 250 м³ или от СГРЭС-1. В аварийном режиме от линии сырой водой.

Выдача тепловой энергии потребителям осуществляется через 1-н вывод Ду 500 мм.

Схемы выдачи тепловой мощности котельной №3 – двухтрубная, с общим контуром отопления и ГВС.

Котельная работает по одноконтурной системе с пропуском сетевой воды непосредственно через трубную систему котлов.

Циркуляция воды осуществляется сетевыми насосами.

На котельной также установлено 3-и повысительно-подкачивающих насоса типа NK 125-315 с подачей $Q=250$ м³/ч и напором $H=27,3$ м. Данная группа насосов позволяет прокачивать обратную сетевую воду через пиковую водогрейную котельную.

Подпитка внешнего контура теплоснабжения котельной осуществляется в обычном режиме из двух баков запаса деаэрированной воды объемом 185 м³.

Выдача тепловой энергии потребителям осуществляется через 1-н вывод Ду 600 мм.

Схемы выдачи тепловой мощности котельной №13 – двухтрубная, с общим контуром отопления и ГВС.

Котельная работает по одноконтурной системе с пропуском сетевой воды непосредственно через трубную систему котлов.

Циркуляция воды осуществляется 3-мя сетевыми насосами типа 1Д 630/90 с подачей $Q=630$ м³/ч и напором $H=90$ м.

Котельная №13 работает в межотопительный сезон на централизованное ГВС

Схемы выдачи тепловой мощности котельной №14 – двухтрубная, с общим контуром отопления и ГВС.

Котельная работает по одноконтурной системе с пропуском сетевой воды непосредственно через трубную систему котлов.

Циркуляция воды осуществляется сетевыми насосами.

Подпитка внешнего контура теплоснабжения котельной осуществляется в обычном режиме из 2-х аккумуляторных баков, объемом 22 м³ каждый, умягченной деаэрированной водой.

Выдача тепловой энергии потребителям осуществляется через 1-н вывод Ду 500 мм.

На тепловых сетях котельной №14 устроены переключки с котельной №13: две по прямой линии и одна по обратной, что позволяет обеспечивать резервирование тепловой мощности.

Схема выдачи тепловой мощности котельной №5 – четырех трубная, с разделенными контурами отопления и ГВС.

Котельная работает по двухконтурной системе (внешний контур теплоснабжения и котловой контур).

Для разделения контуров в котельной установлена группа из водо-водяных теплообменников.

Схемы выдачи тепловой мощности котельных № 6, 9 – Котельные работают по двухконтурной схеме (внешний контур теплоснабжения и котловой контур).

Для разделения контуров в котельной установлена группа из водо-водяных теплообменников.

Схема выдачи тепловой мощности котельной №7 – четырех трубная. В настоящее время котельная работает по одноконтурной схеме. Нагрузка ГВС отсутствует.

Схема выдачи тепловой мощности котельной №21 – двухтрубная, с общим контуром отопления и ГВС.

Котельная работает по двухконтурной системе (внешний контур теплоснабжения и котловой контур).

Для разделения контуров в котельной установлена группа из водо-водяных теплообменника.

Схема выдачи тепловой мощности котельных №22, 24 – четырехтрубная с разделенными контурами отопления и ГВС.

Котельные работают по двухконтурной системе (внешний контур теплоснабжения и котловой контур). Для разделения контуров в котельной установлена группа из водоводяных теплообменников.

Схема выдачи тепловой мощности котельной №23 – двухтрубная с общим контуром отопления и ГВС. Котельная работает по одноконтурной схеме.

Схемы выдачи тепловой мощности котельной №25 пос. Лесной – Котельная работает по двухконтурной системе (внешний контур теплоснабжения и котловой контур).

Для разделения контуров в котельной установлена группа из водо-водяных пластинчатых теплообменников. Котельная работает на электронагреве"

Схемы выдачи тепловой мощности котельных №26, №27, №32, №33 – четырёхтрубная.

Котельные работают по двухконтурной схеме (внешний контур теплоснабжения и котловой контур). Для разделения контуров в котельной установлена группа из водо-водяных теплообменников.

На котельных №26 и №27 подпитка осуществляется химочищенной водой от установки умягчения воды непрерывного действия DUPLEX 1354.

Схемы выдачи тепловой мощности котельных №28, № 30 - четырехтрубная с разделенными контурами отопления и ГВС.

Котельные работают по двухконтурной системе (внешний контур теплоснабжения и котловой контур). Для разделения контуров в котельной установлена группа из водоводяных теплообменников.

Схемы выдачи тепловой мощности котельной № 29 - двухтрубная с общим контуром отопления. Централизованное ГВС по зоне действия источников не предусмотрено.

Котельная работает по двухконтурной системе (внешний контур теплоснабжения и котловой контур).

Для разделения контуров в котельной установлена группа из водоводяных теплообменников.

Схемы выдачи тепловой мощности котельной № 31 – Котельная переведена в режим ЦТП.

Схемы выдачи тепловой мощности котельной № 34 – четырёхтрубная.

Котельная работает по одноконтурной схеме теплоснабжения и двухконтурной схеме подачи ГВС. Для разделения контуров в котельной установлена группа из водо-водяных теплообменников ГВС. Подпитка осуществляется химочищенной водой от установки умягчения воды непрерывного действия DUPLEX 1354.

Тепловые схемы котельных представлены на рисунках 2.6.3 – 2.6.25.

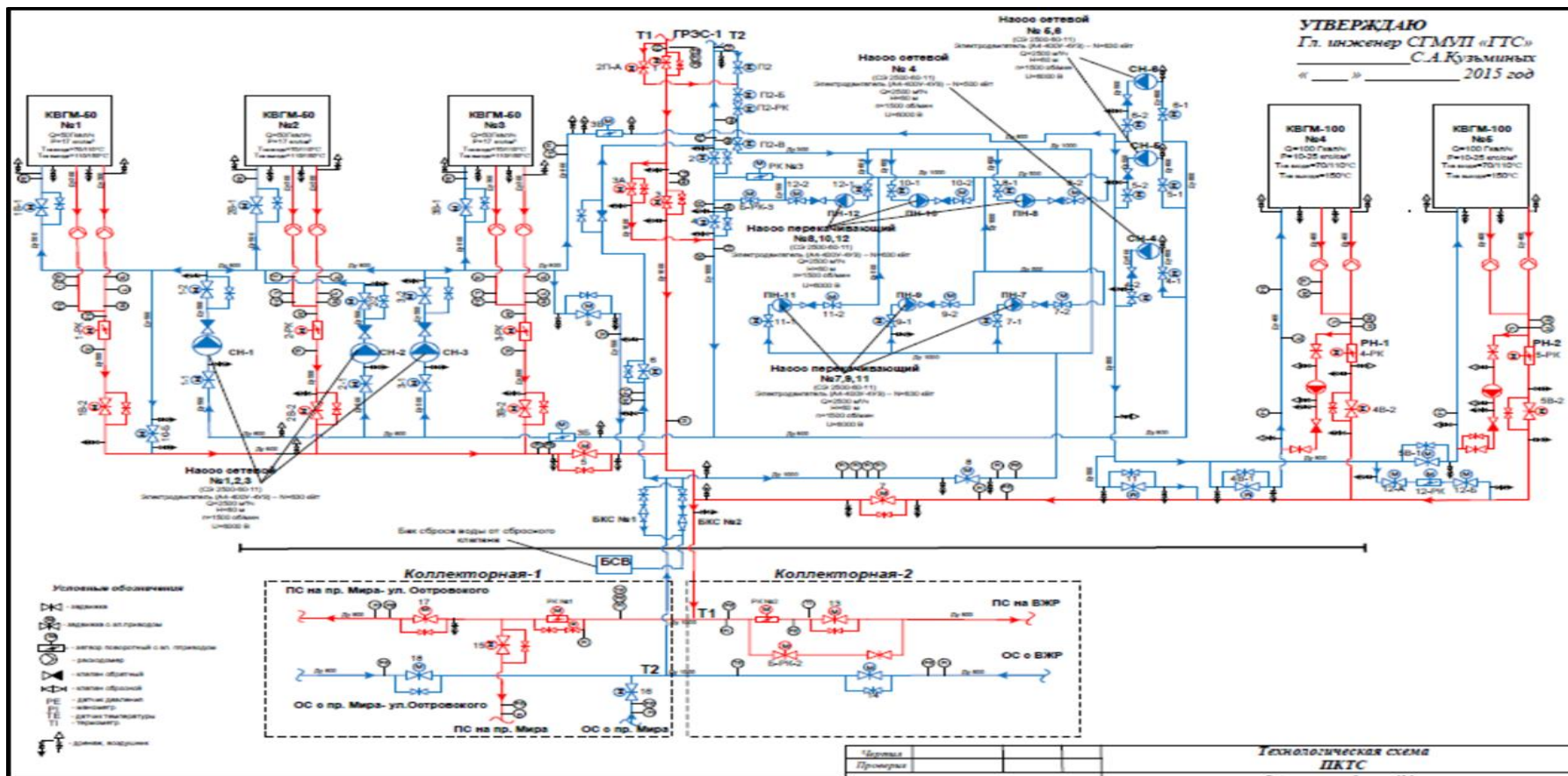


Рисунок 2.6 Тепловая схема котельной ПКТС СГМУП «ГТС»

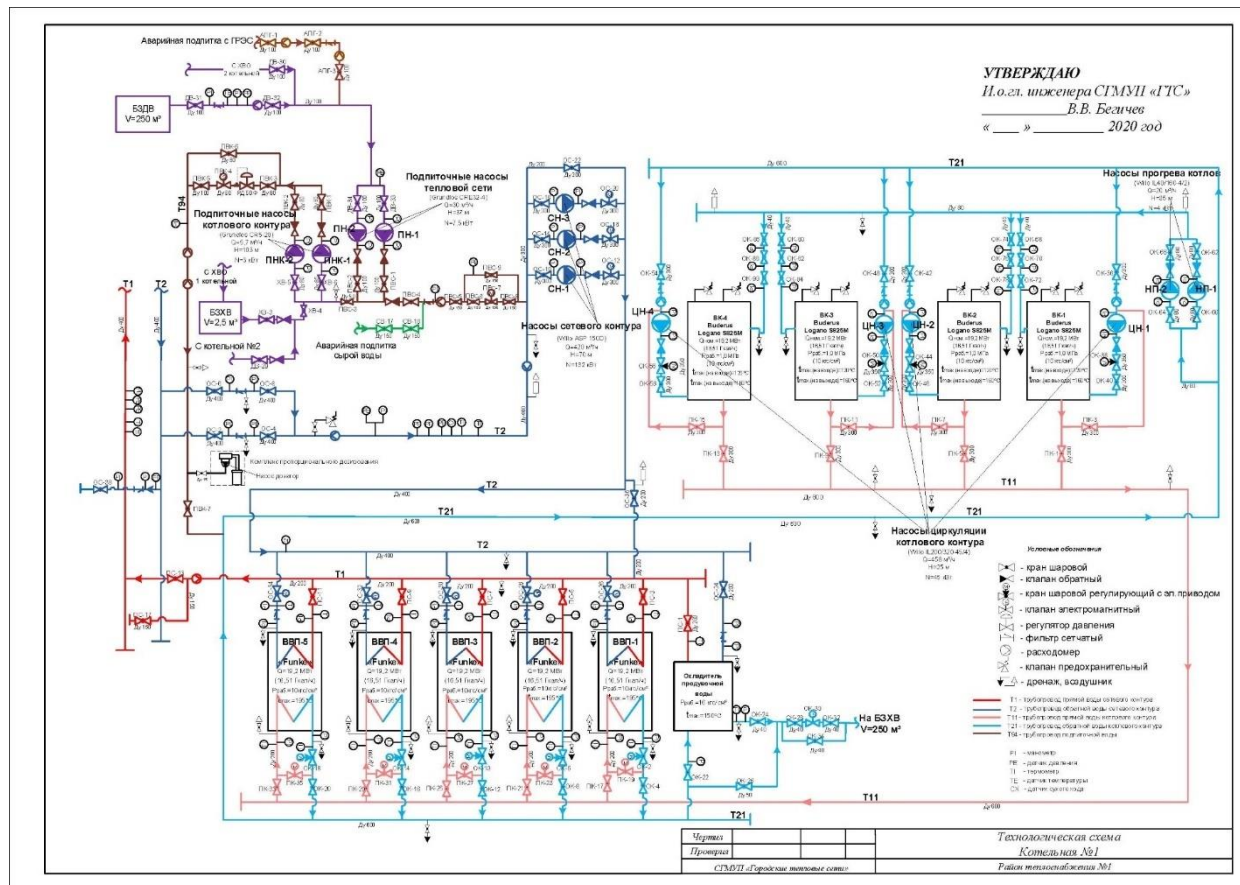


Рисунок 2.6.4 Тепловая схема котельной №1 СГМУП «ГТС»

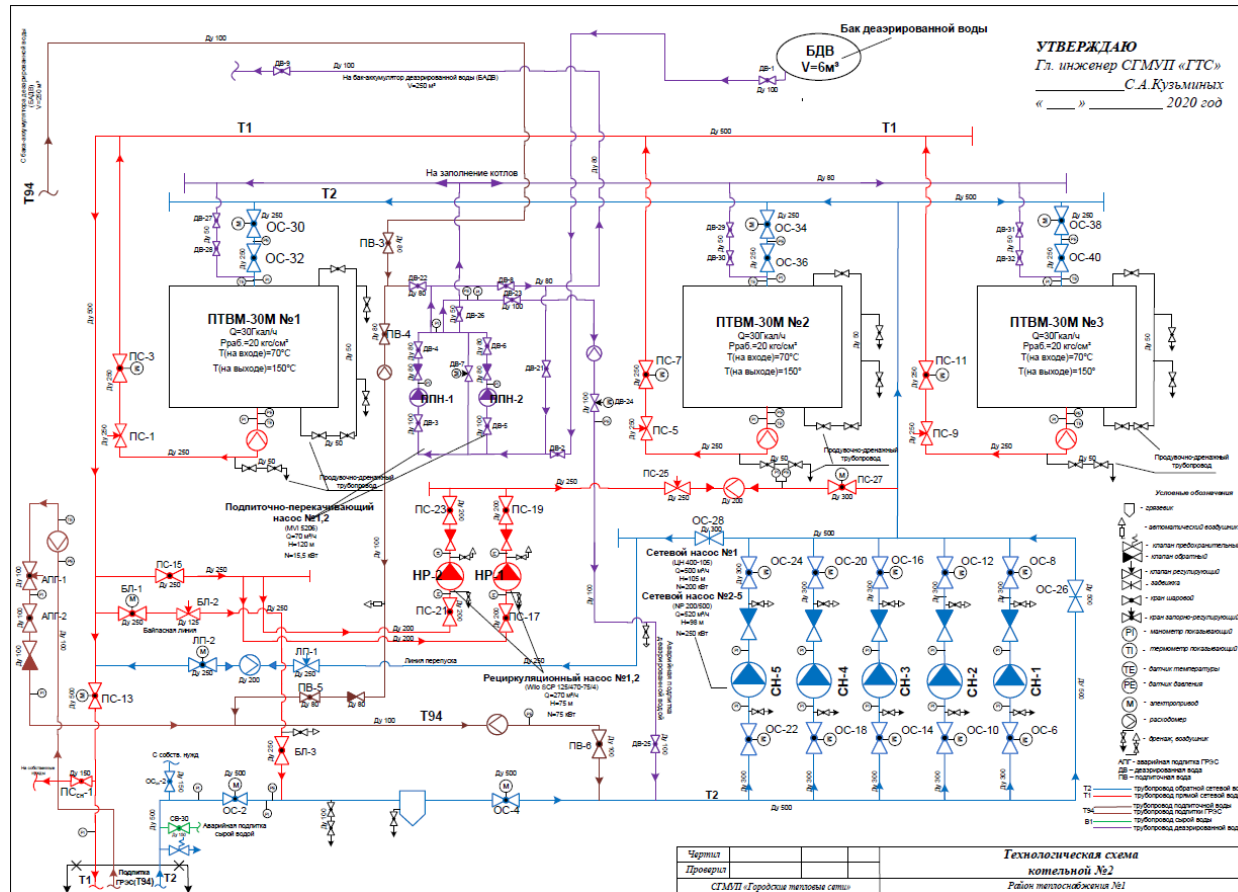


Рисунок 2.6.5 Тепловая схема котельной №2 СГМУП «ГТС»

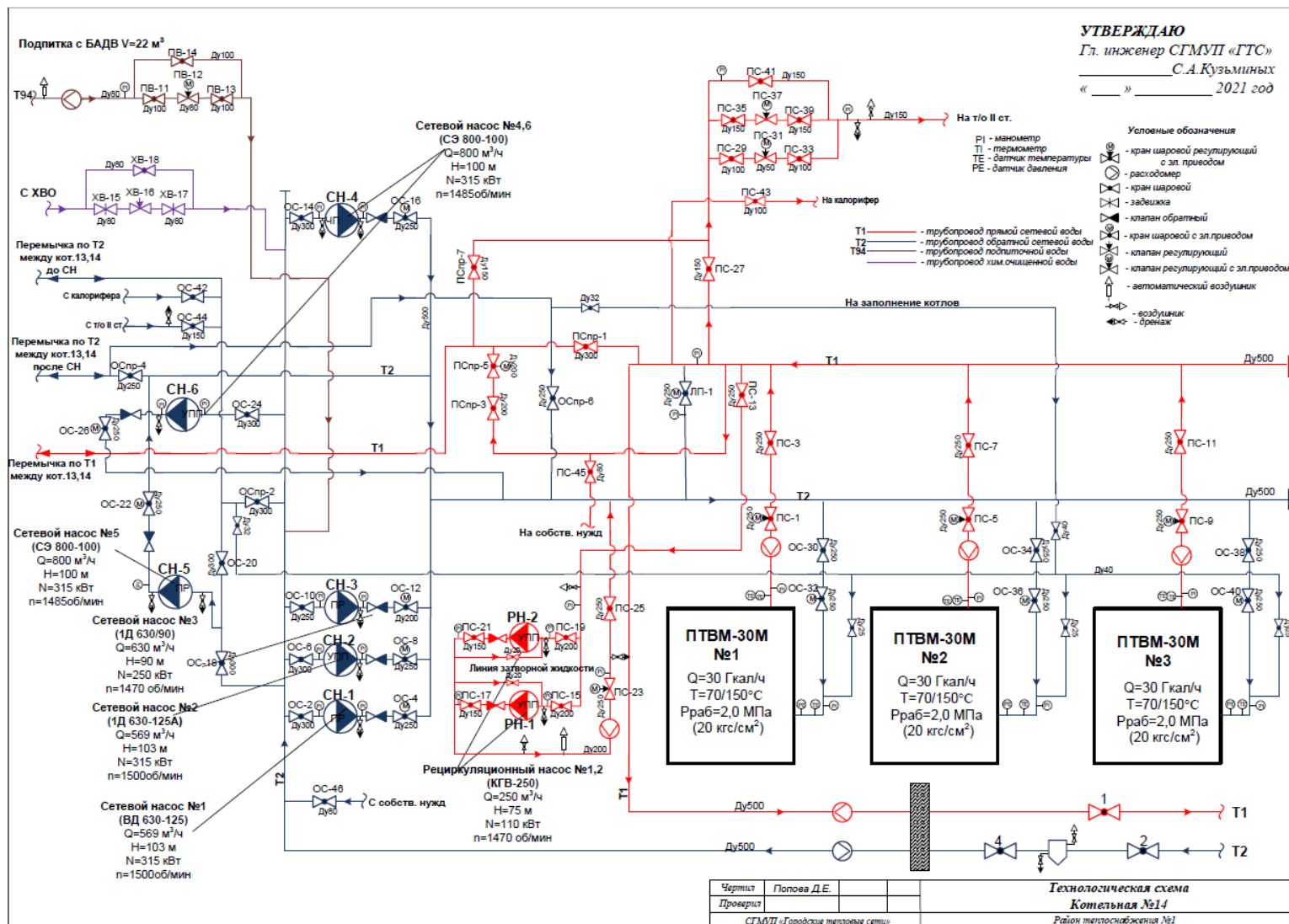


Рисунок 2.6.7 Тепловая схема котельной №14 СГМУП «ГТС»

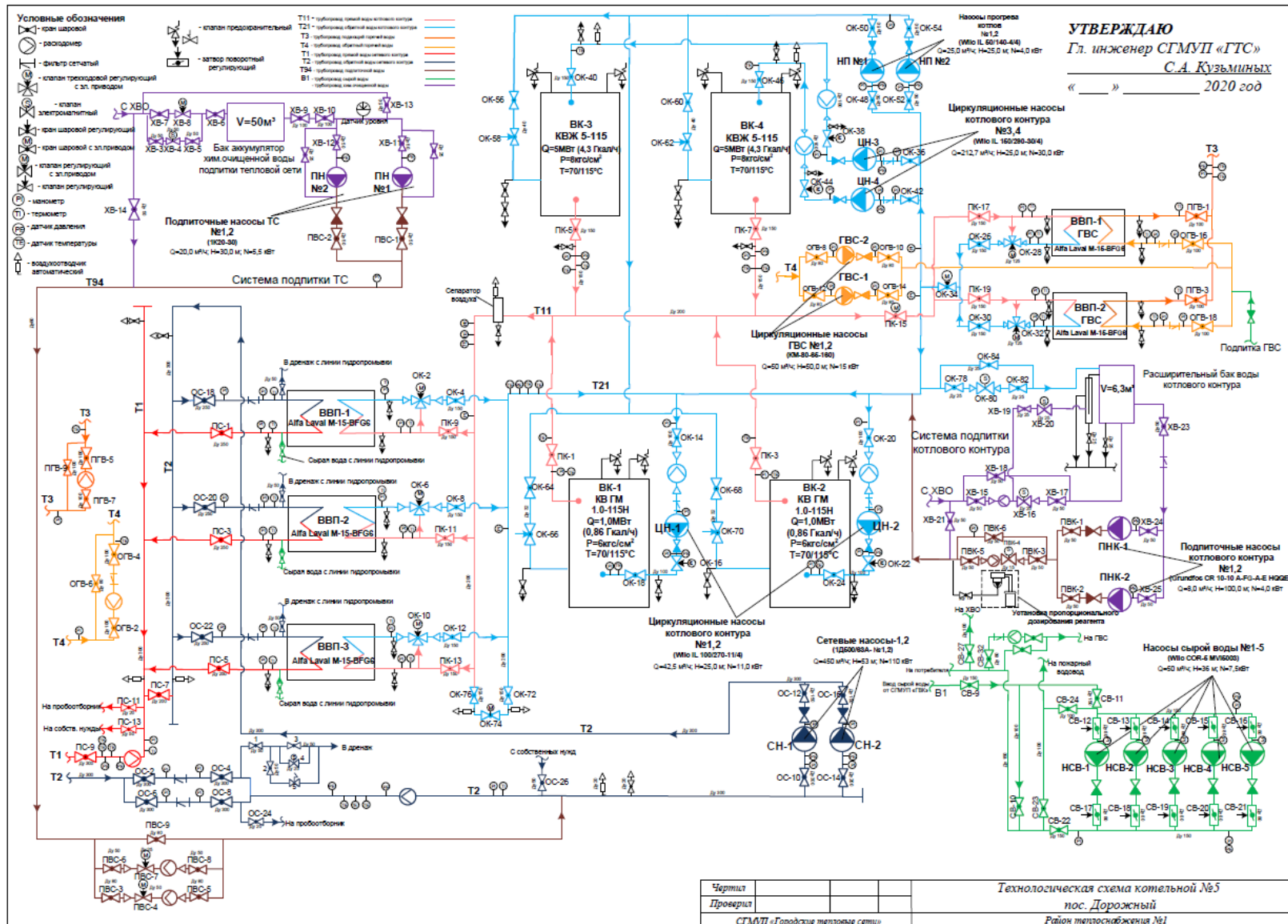


Рисунок 2.6.8 Тепловая схема котельной №5 СГМУП «ГТС»

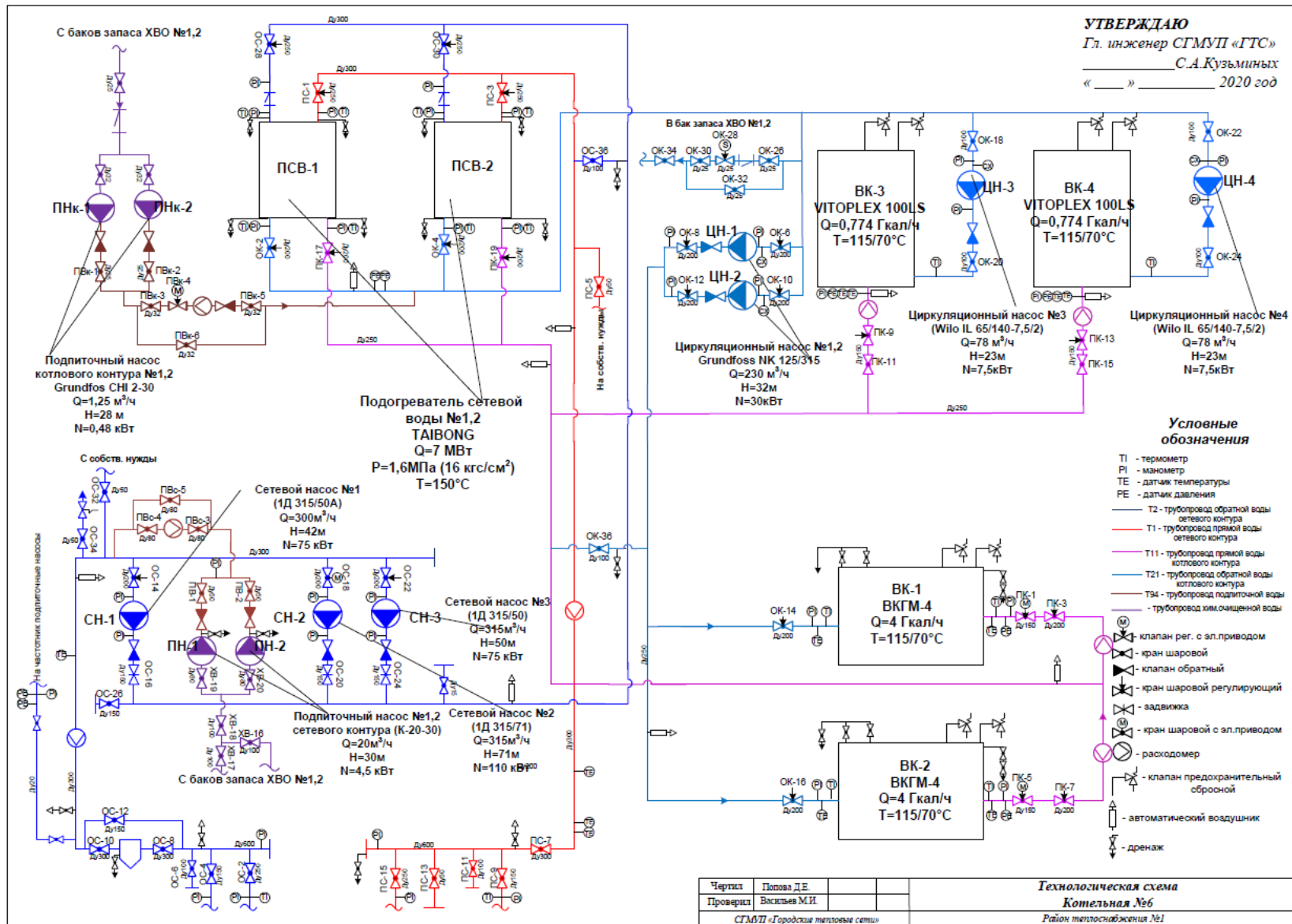


Рисунок 2.6.9 Тепловая схема котельной №6 СГМУП «ГТС»

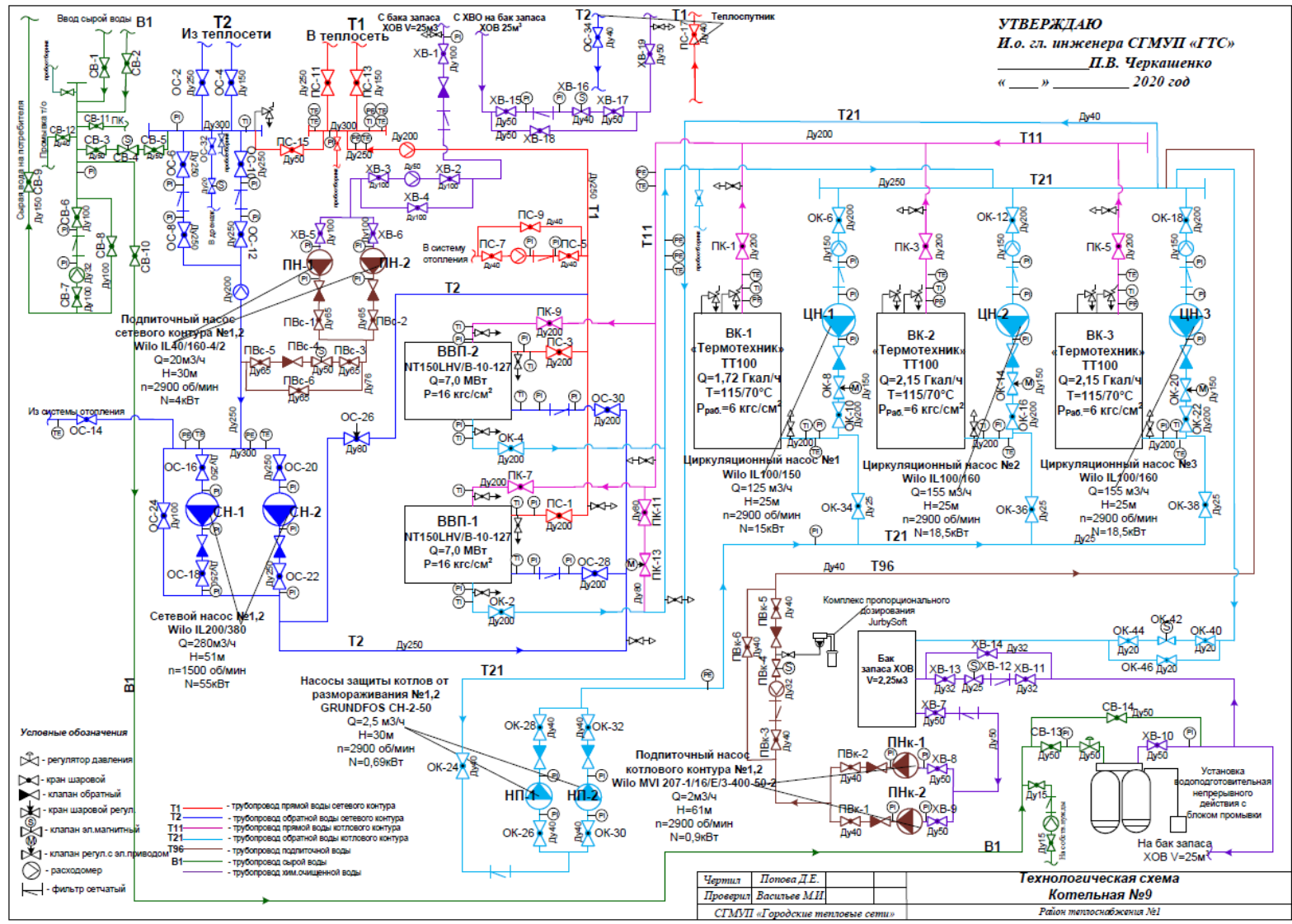


Рисунок 2.6.10 Тепловая схема котельной №9 СГМУП «ГТС»

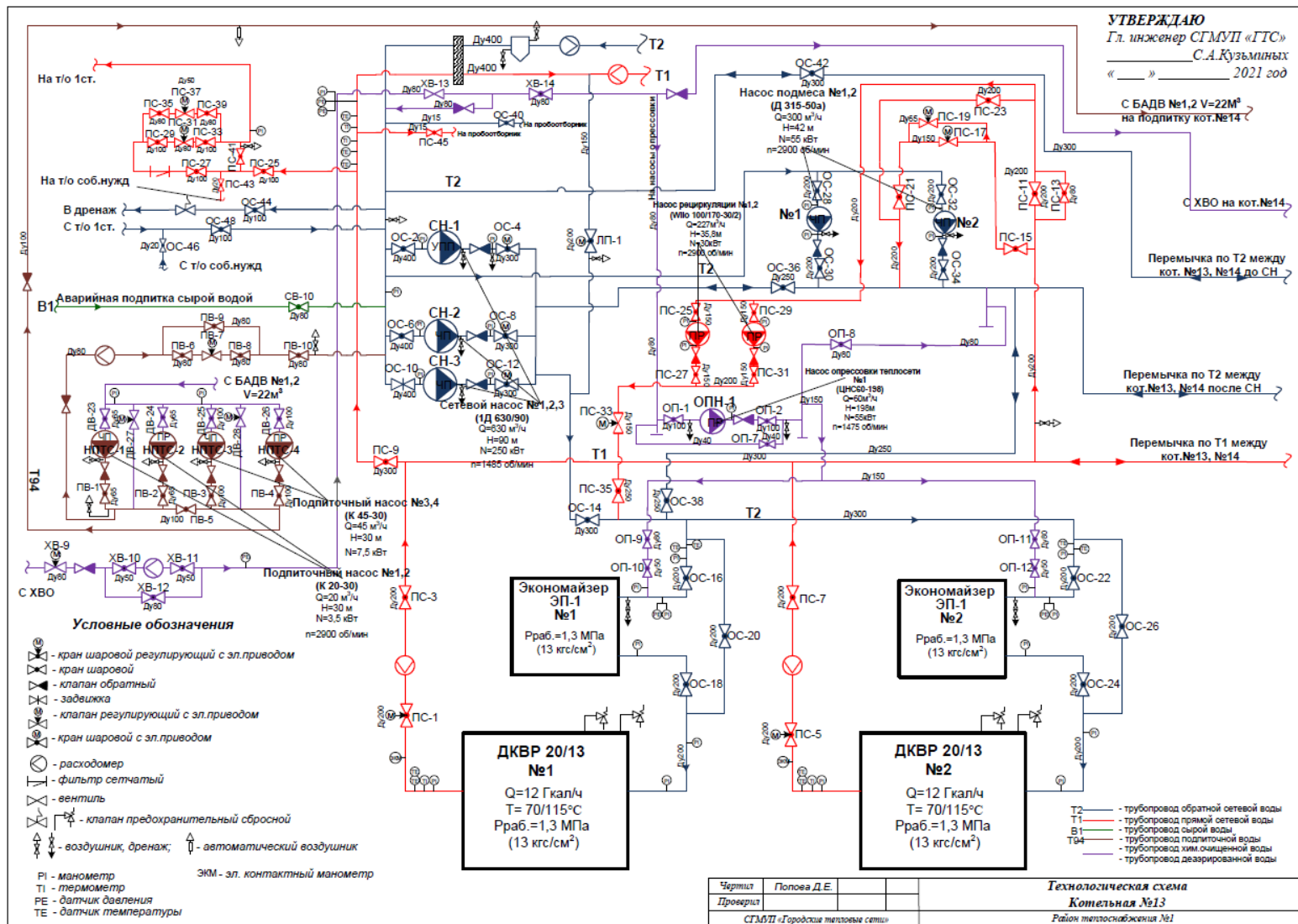


Рисунок 2.6.11 Тепловая схема котельной №13 СГМУП «ГТС»

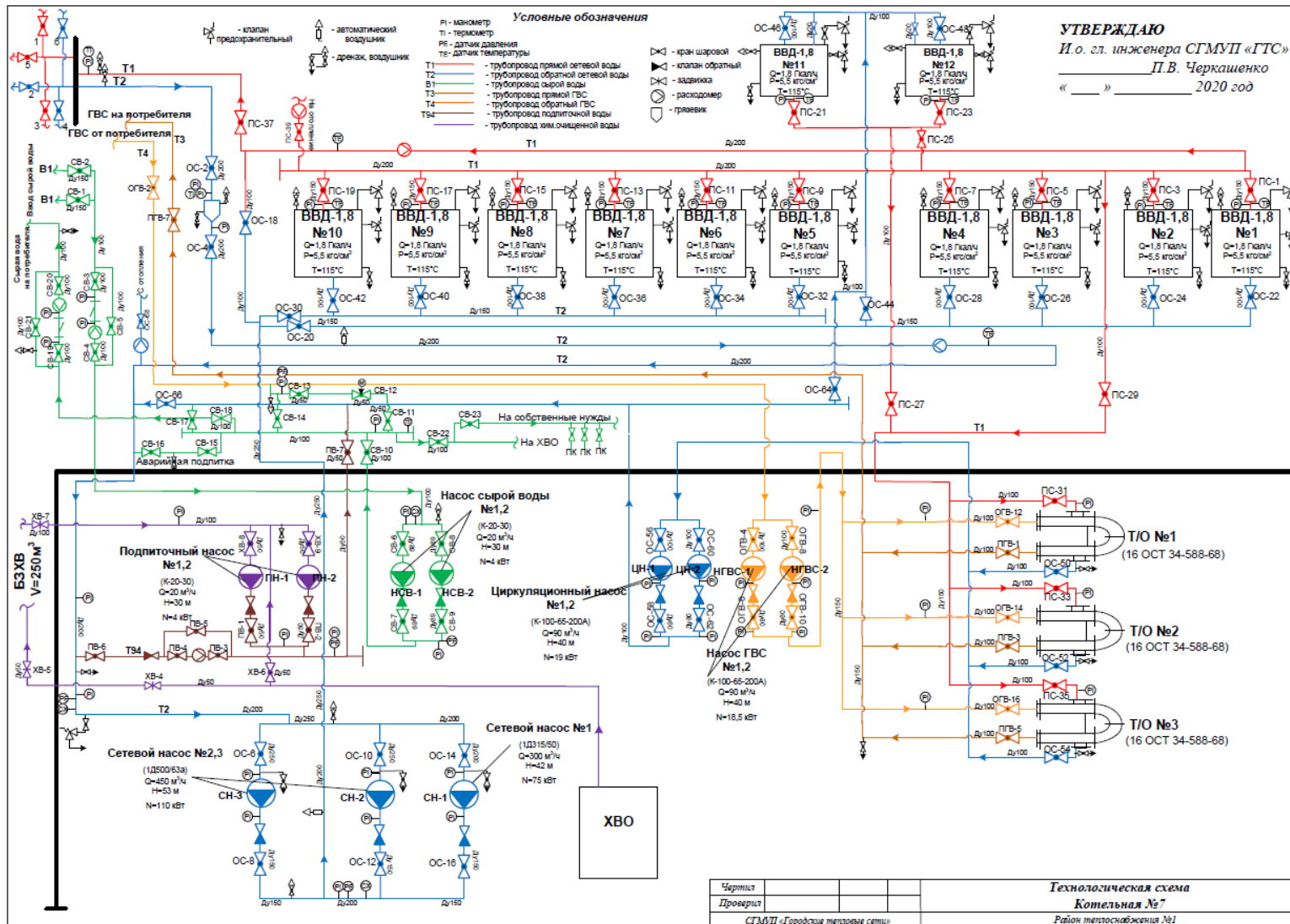


Рисунок 2.6.12 Тепловая схема котельной №7 СГМУП «ГТС»

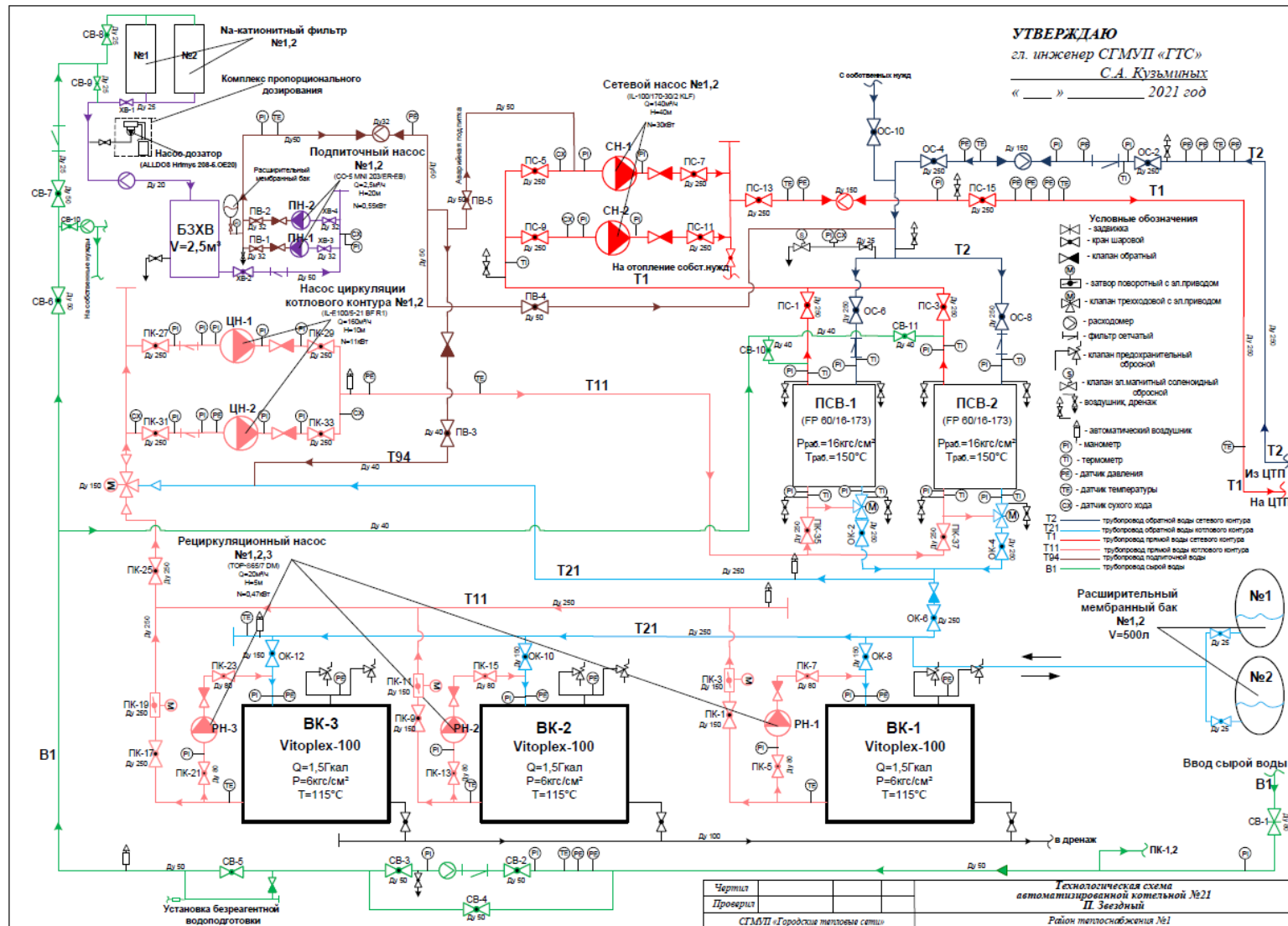


Рисунок 2.6.13 Тепловая схема котельной №21 СГМУП «ГТС»

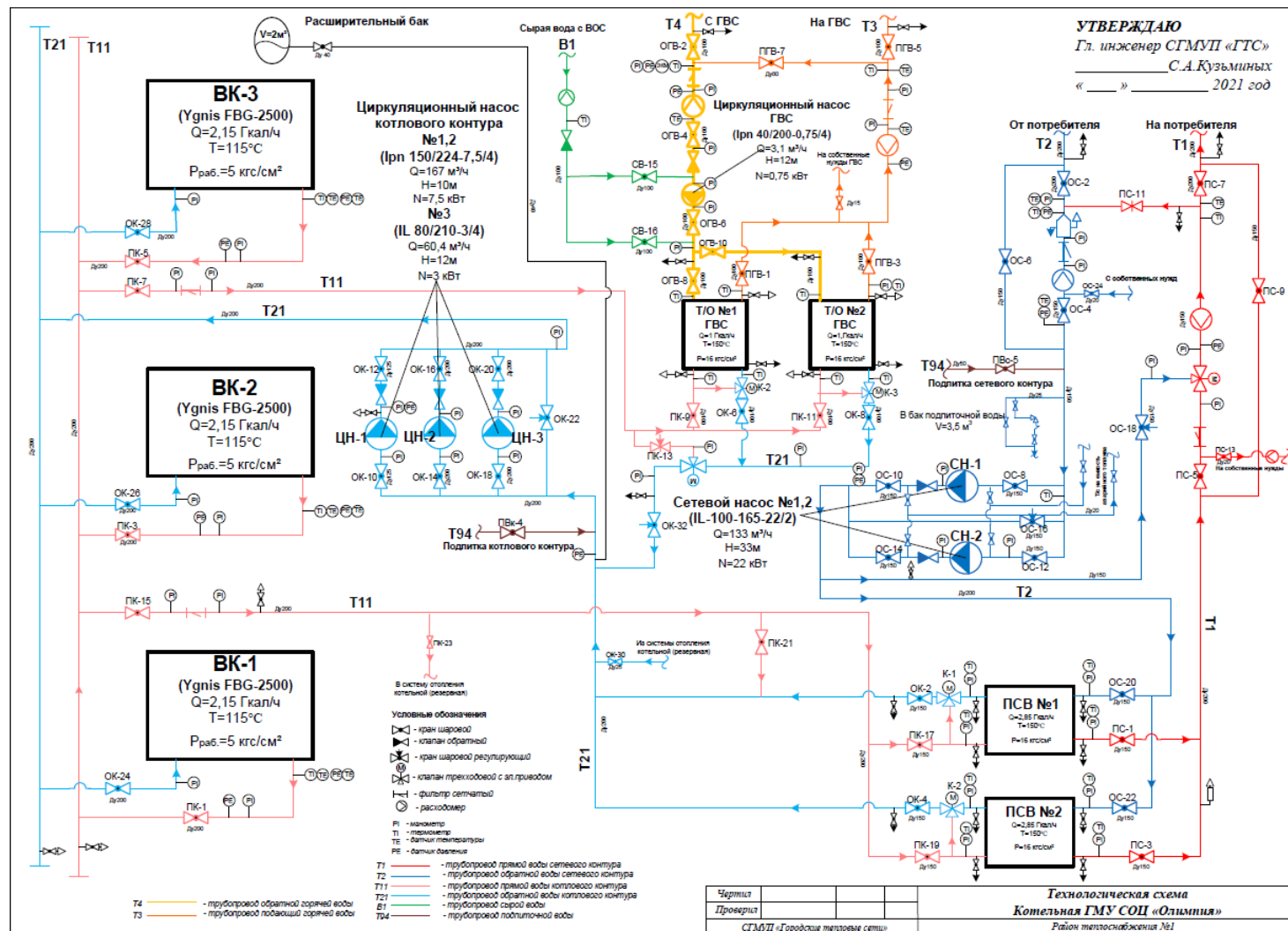


Рисунок 2.6.14 Тепловая схема котельной №22 «Олимпия» СГМУП «ГТС»

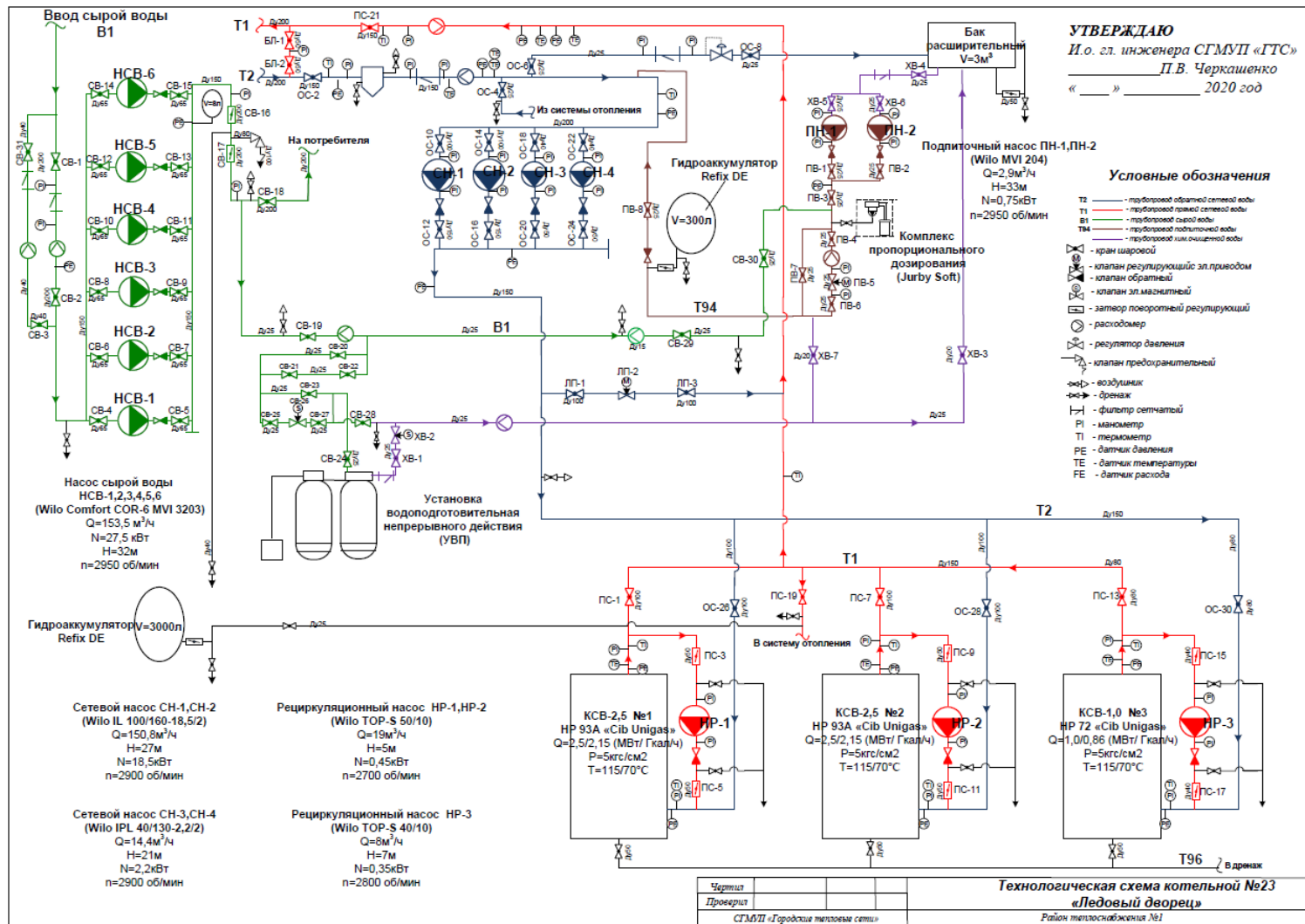


Рисунок 2.6.15 Тепловая схема котельной №23 «Ледовый дворец» СГМУП «ГТС»

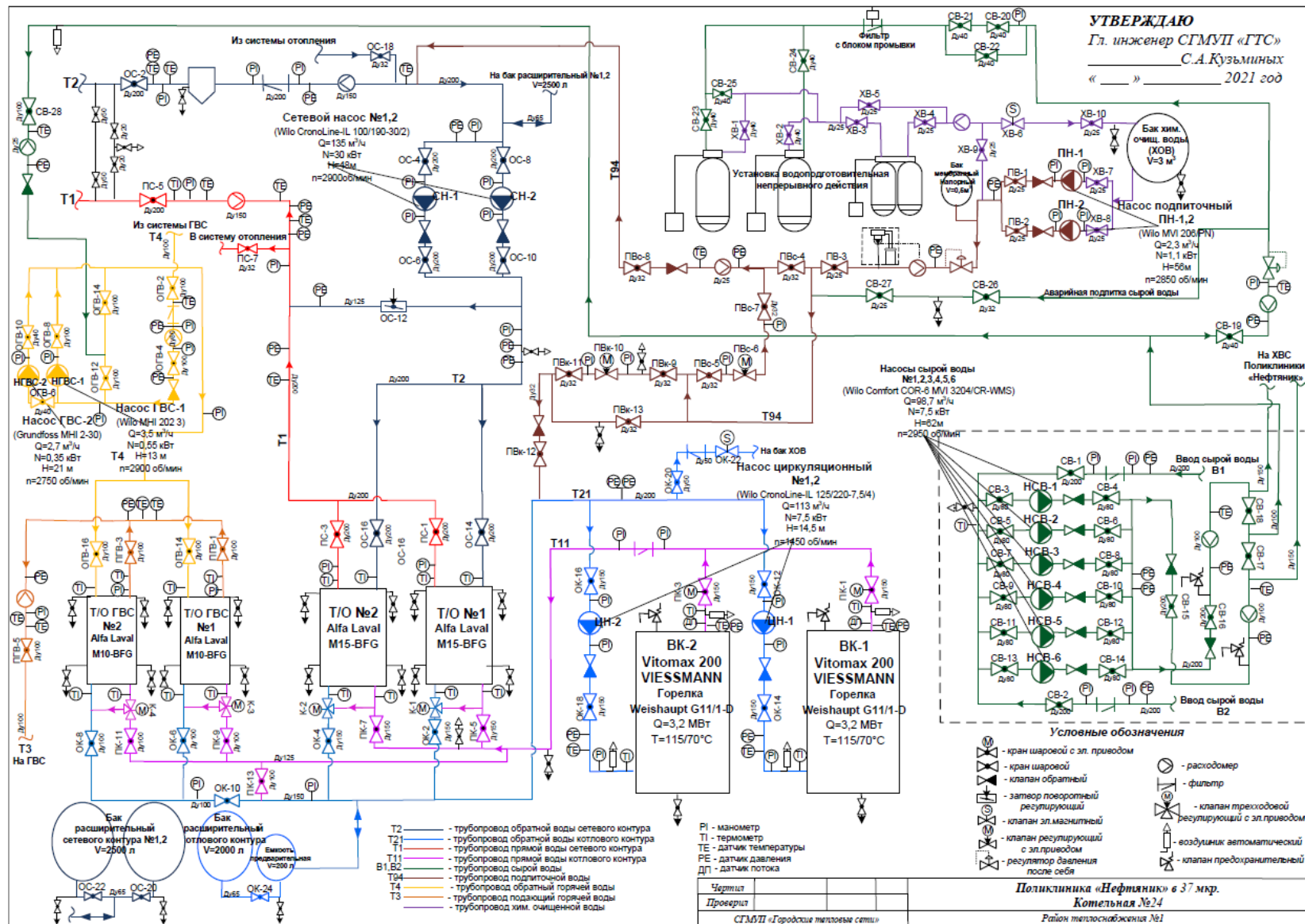


Рисунок 2.6.16 Тепловая схема котельной №24 «Поликлиника Нефтяники» СГМУП «ГТС»

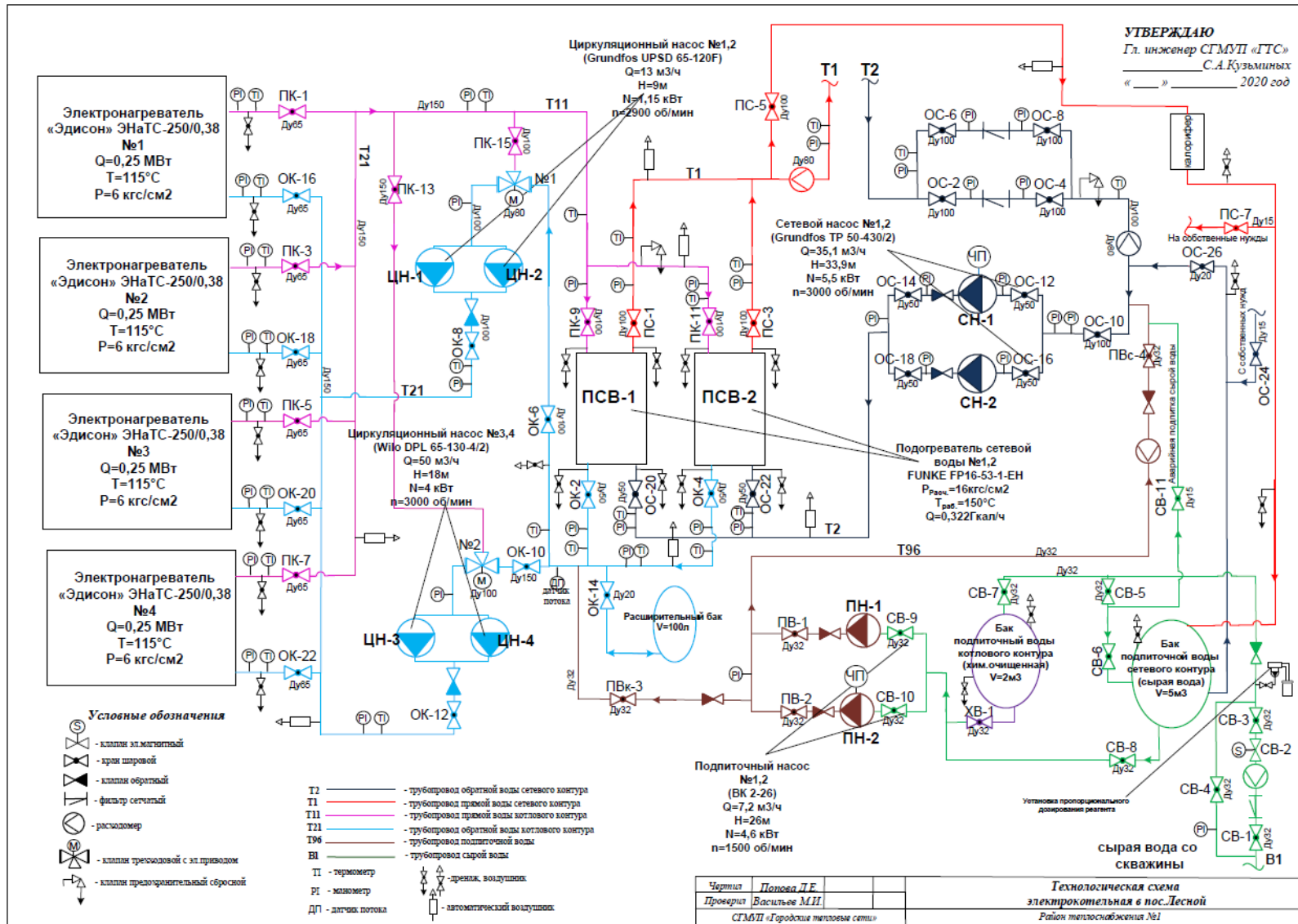


Рисунок 2.6.17 Тепловая схема котельной №25 пос. Лесной СГМУП «ГТС»

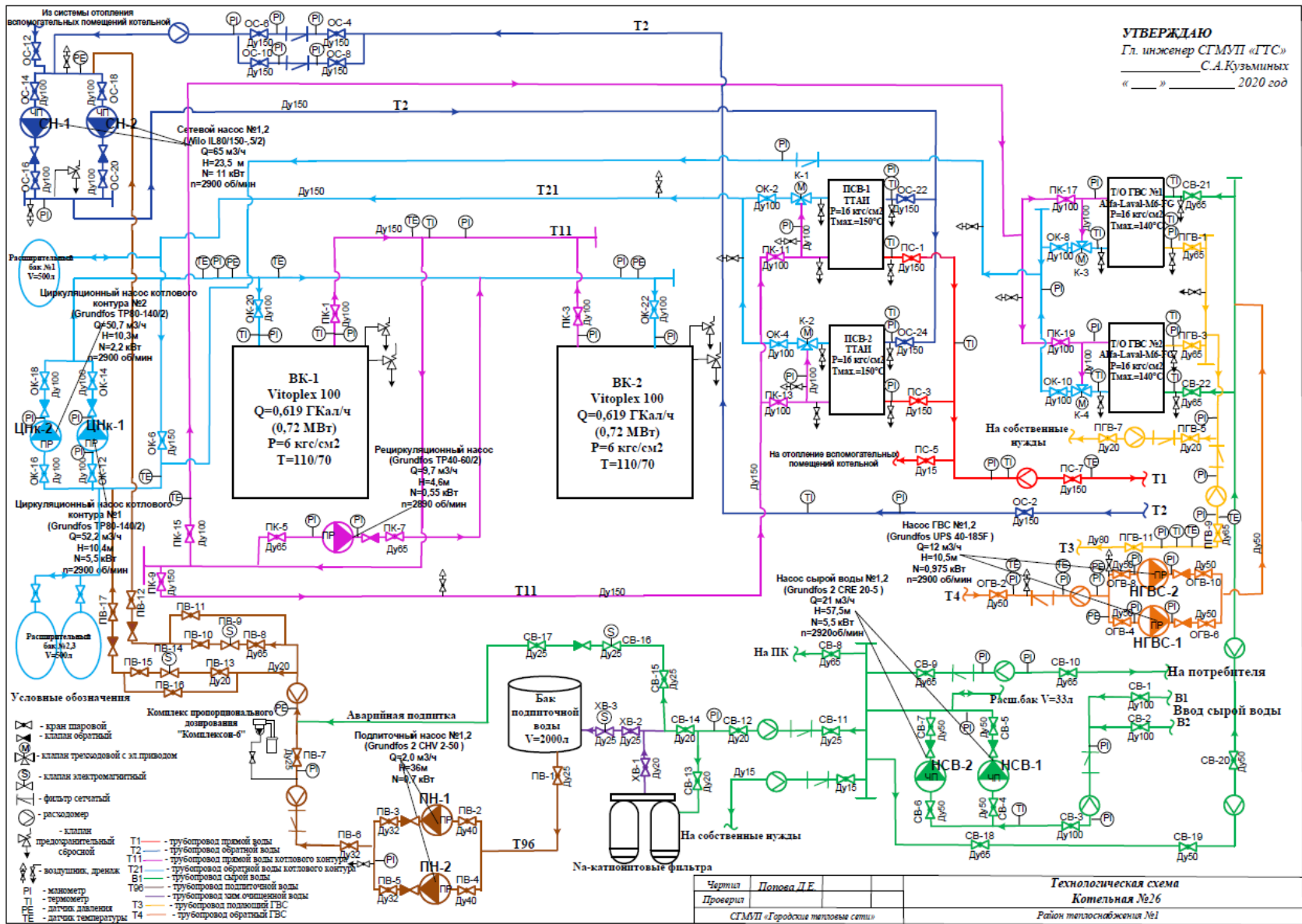


Рисунок 2.6.18 Тепловая схема котельной №26 СГМУП «ГТС»

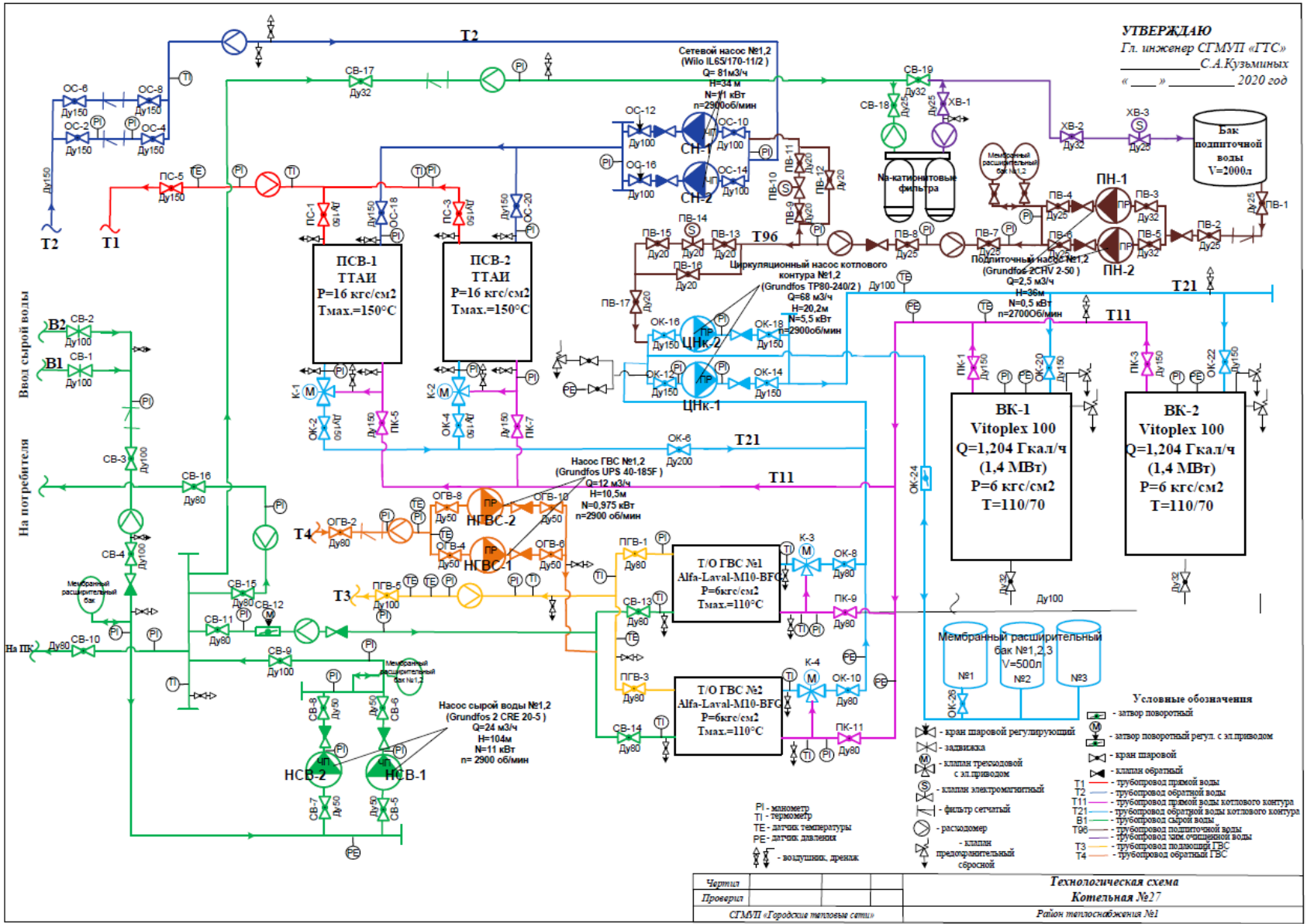


Рисунок 2.6.19 Тепловая схема котельной №27 СГМУП «ГТС»

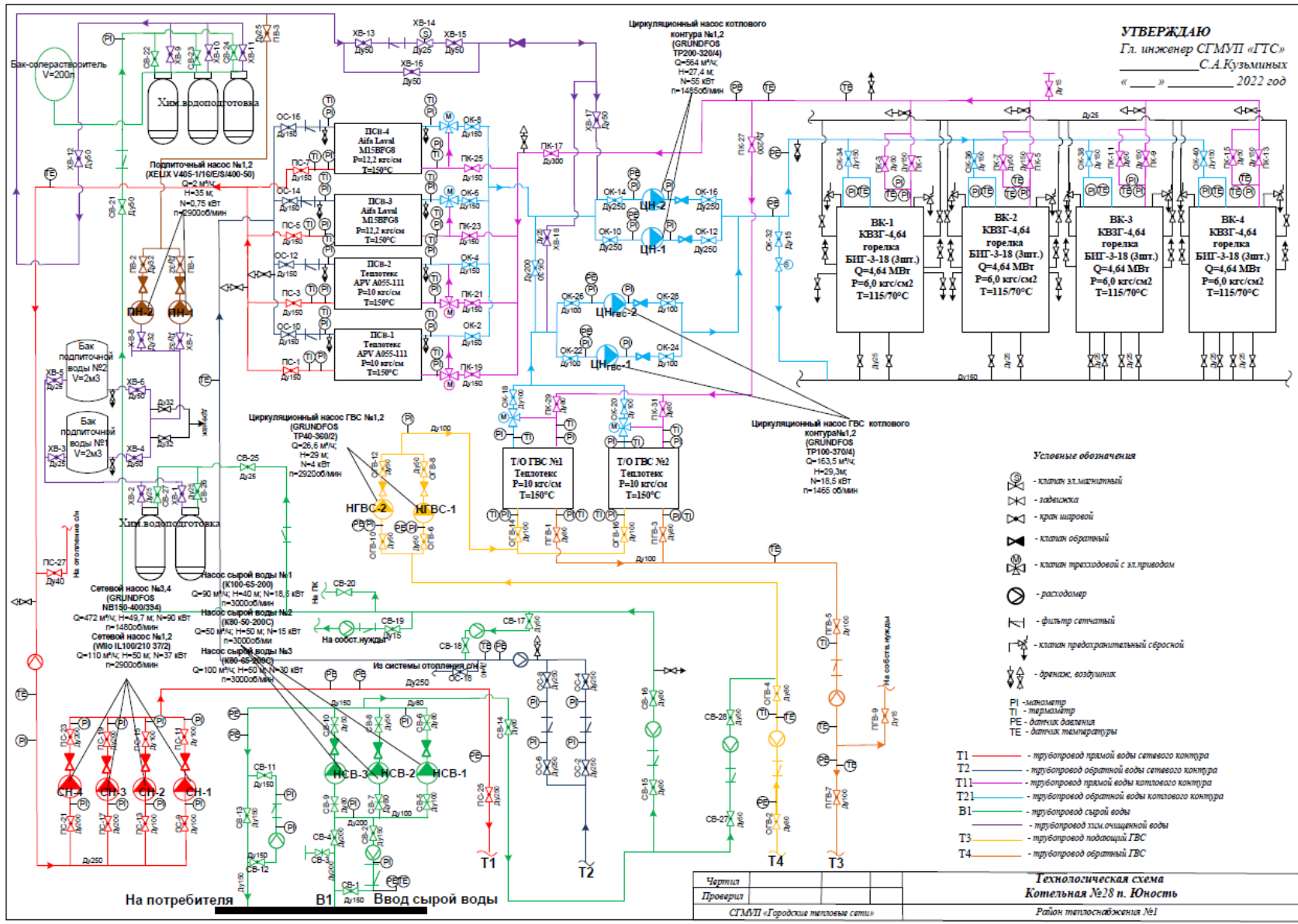


Рисунок 2.6.20 Тепловая схема котельной №28 п. Юность СГМУП «ГТС».

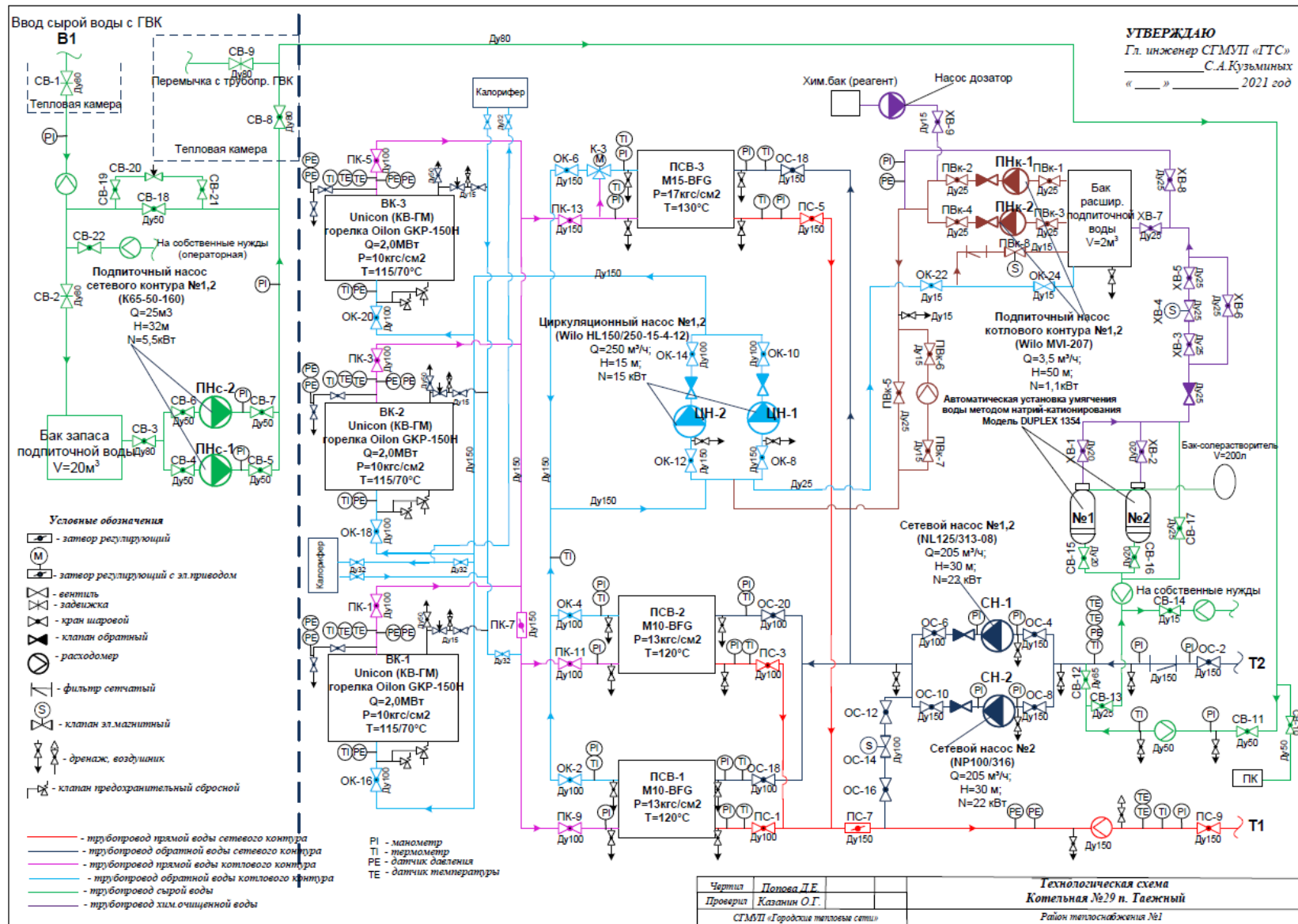


Рисунок 2.6.21 Тепловая схема котельной №29 п. Таежный СГМУП «ГТС».

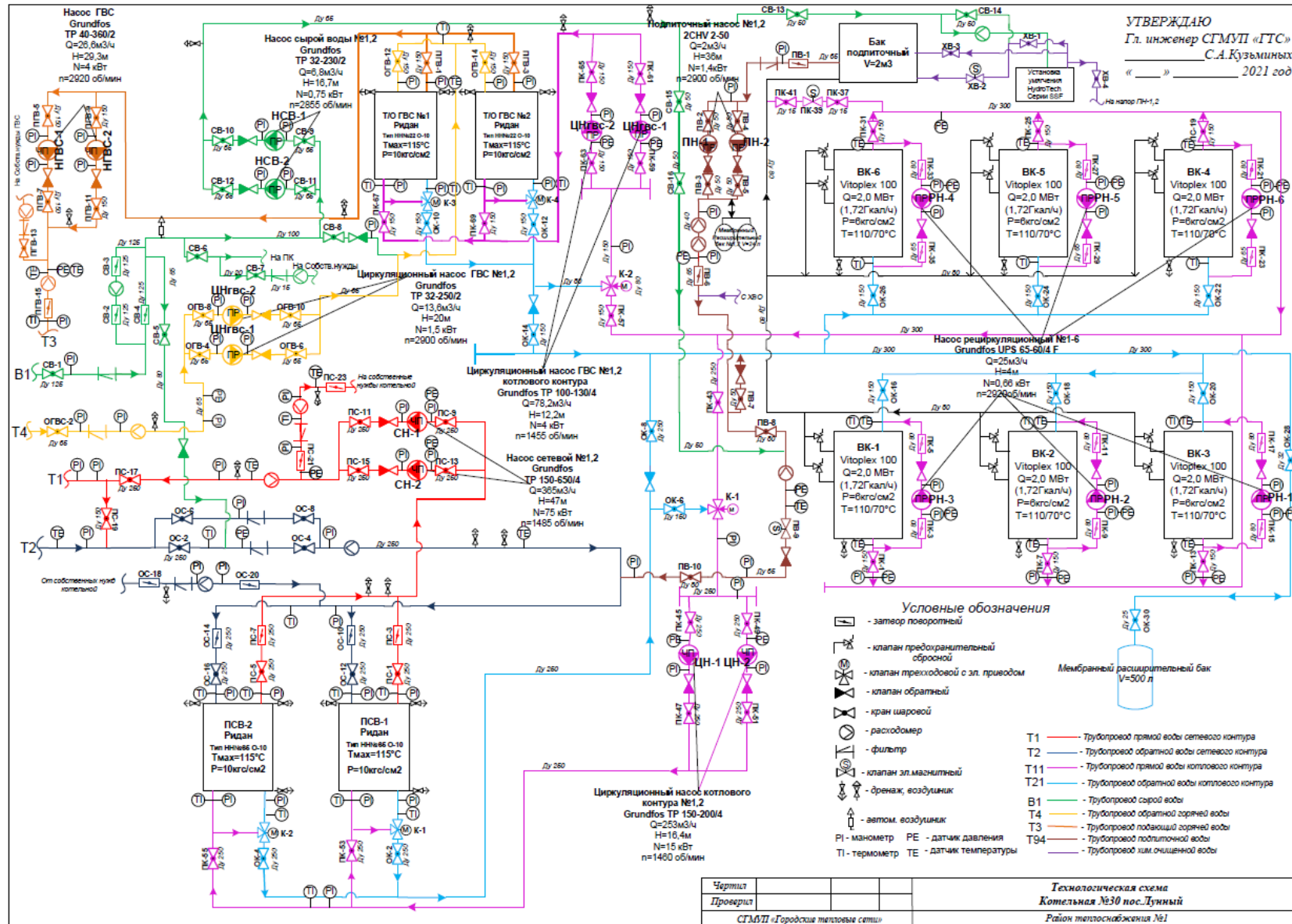


Рисунок 2.6.22 Тепловая схема котельной №30 п. Луный СГМУП «ГТС».

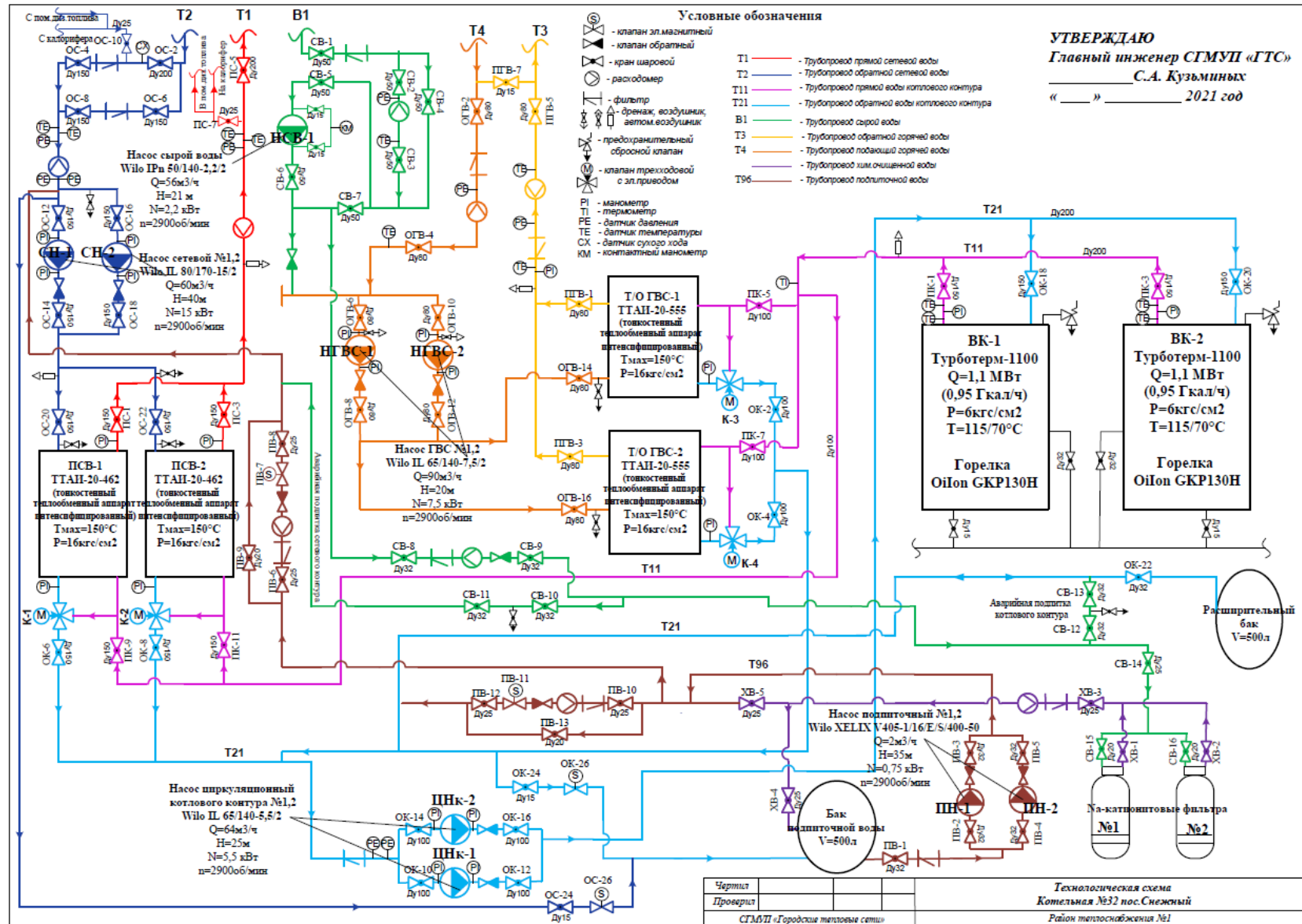


Рисунок 2.6.23 Тепловая схема котельной №32 п. Снежный СГМУП «ГТС».

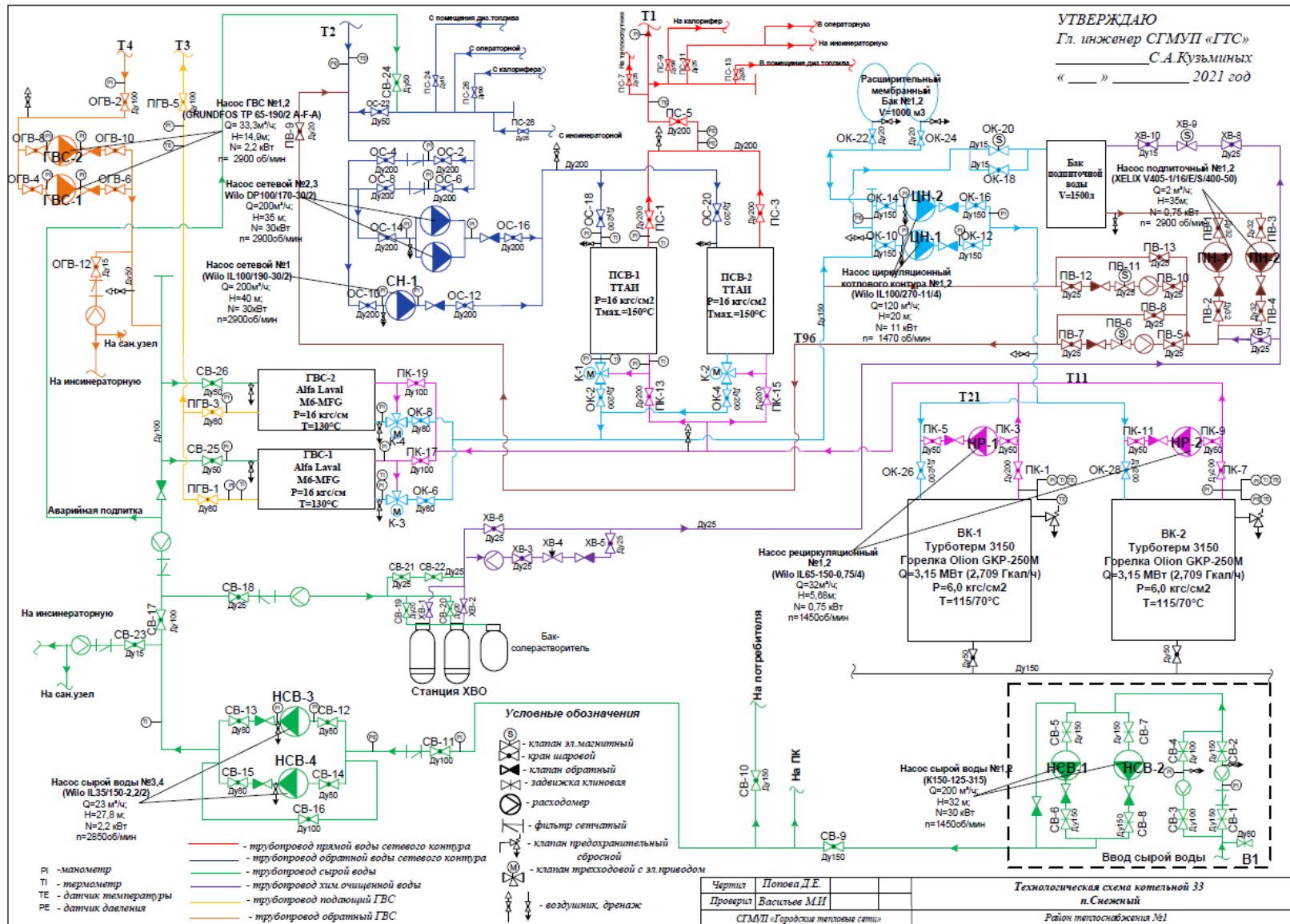


Рисунок 2.6.24 Тепловая схема котельной №33 п. Снежный СГМУП «ГТС».

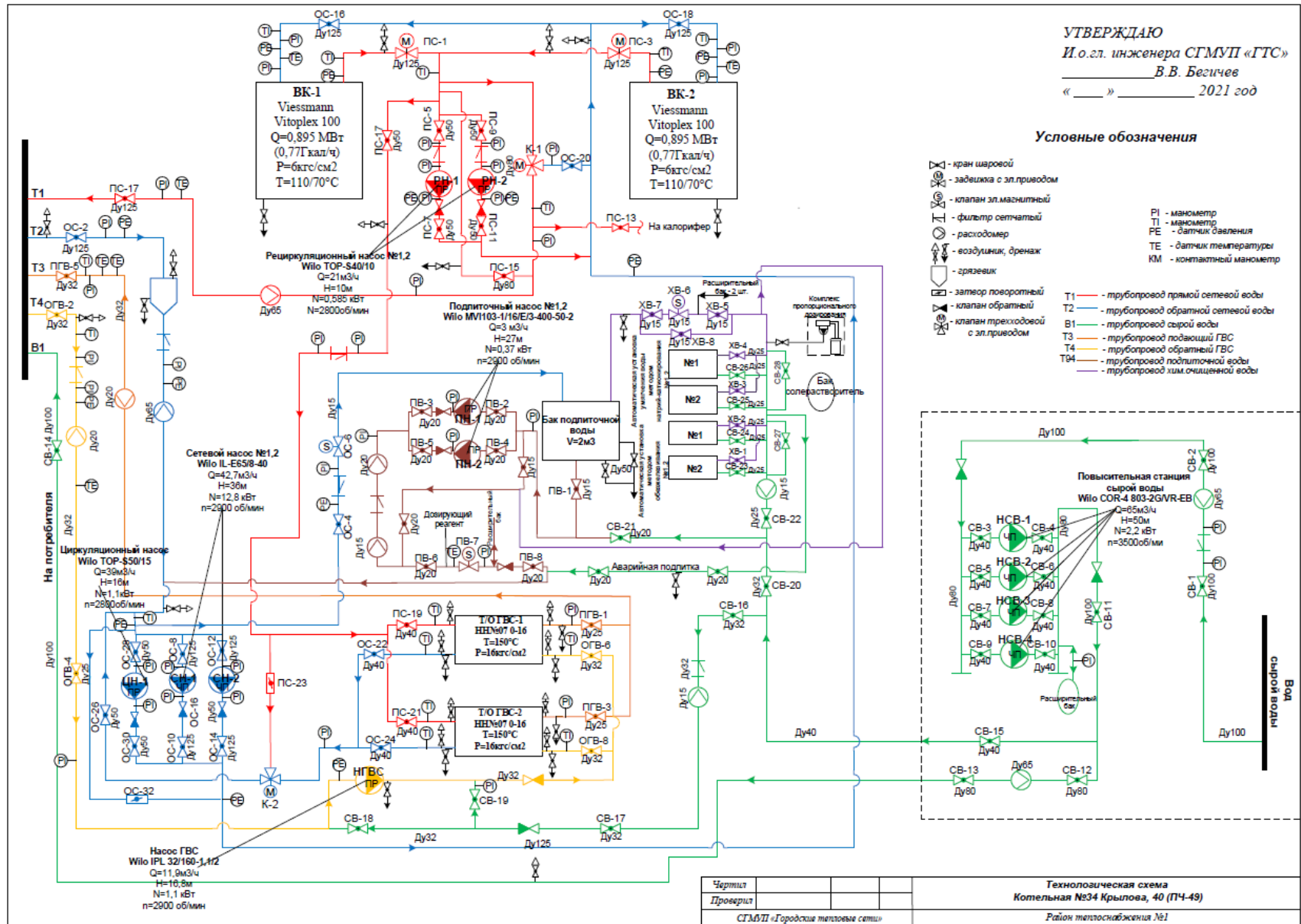


Рисунок 2.6.25 Тепловая схема котельной №34 Крылова, 40 (ПЧ-49) СГМУП «ГТС».

2.6.4. ПАО «Сургутнефтегаз»

Все котельные ПАО «Сургутнефтегаз», за исключением котельной №4 осуществляют выдачу тепловой энергии с теплоносителем в горячей воде. Котельная №4 осуществляет выдачу тепловой энергии с паровым теплоносителем и работает на собственные нужды.

Все водогрейные котельные за исключением котельной №10 имеют разделение тепловых водяных контуров – контур котлов и контур тепловой сети разделён с помощью водо-водяных пластинчатых теплообменников. Котельная №10 не имеет разделения контуров, в схемах этой котельной сетевая вода прокачивается непосредственно через водогрейные котлы.

Перечень вспомогательного оборудования котельных ПАО «Сургутнефтегаз» приведён в таблице 2.6.5.

Таблица 2.6.5 Вспомогательное оборудование котельных ПАО «Сургутнефтегаз»

№ п/п	Номер котельной	Вид оборудования	Марка	Кол-во единиц оборуд.
1	Котельная № 1	Насос сетевой	ГРУНДФОС LM-80-200/210	2
		Насос циркуляционный	ГРУНДФОС LP-80-160/164	2
		Насос подпиточный	ГРУНДФОС СНГ-30	2
		Фильтр ХВО	Комплексон-6	1
		Горелка Wessex-200	Wessex-200	8
		Теплообменник	Swep GX-42P	2
		Вентилятор	BO-06-300-4	1
2	Котельная № 3	Насос подпиточный	"WILO" Muiltivert-MVI 403 DM Rp1/4" PN16 1,5кВт	2
		Насос циркуляционный	"WILO" CronoLine-IL80/130-5,2/2	3
		Насос сетевой	"WILO" VeroNorm-NP100/400V-37/4-05	2
		Теплообменник	M15-BFM	2
		Бак подпиточный	V - 4 м ³	1
		Емкости	Мембранные расширительные емкости ZILMET	2
		Вентилятор	BO-06-300-4	1
		Горелка UniGazP 91A	P 91A	3
3	Котельная №22	Установка ХВО	"Комплексон - 6"	1
		Насос сырой воды	ВКС2/26	2
		Насос питательный	АН2/16	2
		Горелка БИГ - 8	БИГ - 9	2
4	Котельная №5	Фильтры ХВО		4
		Насос сетевой	"WILO" NP 150/400V 90/4-12	3
		Насос циркуляционный	"WILO" CronoLine-IL100/270-11/4	4
		Насос подпиточный	MVI-803-1/16/E/3-400-50-2	2
		Бак подпиточный	V - 5 м ³	1
		Емкости	Мембранные расширительные емкости ZILMET	2
		Установка ХВО	"Комплексон - 6"	1
		Насос аварийной подпитки	« WiloCronoLine » IL 65/140-5,5/2	1
5	Котельная №6	Горелка UniGazP 93A	P 93A	4
		Теплообменник	M15-BFG	2
		Насос сетевой	"WILO" CronoLine-IL100/190-30/2	2
		Насос циркуляционный	"WILO" CronoLine-IL 65/150-5,5/2	2
		Насос подпиточный	MVI-203/PN16	2
		Бак подпиточный	V - 4 м ³	1
		Емкости	Мембранные расширительные емкости ZILMET	2
		Установка ХВО	"Комплексон - 6"	1
6	Котельная №7	Горелка UniGaz P91A	P91A	2
		Теплообменник	M15-BFG	2
6	Котельная №7	Насос сетевой	WILO CRONOLINE NP100/400-37	2
		Насос циркуляционный	WILO IL100/250-7,5/4	2

№ п/п	Номер котельной	Вид оборудования	Марка	Кол-во единиц оборуд.
		Насос подпиточный	Wilо MVI 203/PN16	2
		Бак подпиточный	V - 4 м3	1
		Емкости	Мембранные расширительные емкости ZILMET	2
		Установка ХВО	"Комлексон - 6"	1
		Насос аварийной подпитки	«WilоCronoLine » IL 65/140-5,5/2	1
		Горелка UniGazP 93A	P 93A	2
		Теплообменник	M15-BFG	2
7	Котельная №8	Насос сетевой	WILO NP 100/400V-30/4-12	2
		Насос циркуляционный	WilоCronoLine IL 100/250-7,5/4	2
		Насос подпиточный	Wilо MVI 203/PN16	2
		Бак подпиточный	V - 4 м3	1
		Емкости	Мембранные расширительные емкости ZILMET	2
		Теплообменник	M15-BFG	2
		Установка ХВО	"Комлексон - 6"	1
8	Котельная №9	Горелка UniGazP 93A	P 93A	2
		Насос сетевой	Wilо NL 125/400-45-4-12 D395	2
		Насос сетевой	Wilо NL 125/315-30-4-12	1
		Насос подпиточный	NVI 403/PN16 3	2
		Насос циркуляционный	IL 100/250-7.5'	3
		Насос аварийной подпитки	Wilо Hellix V 36-02	1
		Горелка Uni Gaz P 93A	P93A	3
		Бак подпиточный	V - 6 м3	1
		Бак мембранный	Reflex (200 л)	1
		Бак мембранный	Reflex (1500 л)	2
9	Котельная №10	Установка ХВО	"Комлексон - 6"	1
		Теплообменник	Росвеп Р=7000	2
		Насос сетевой	WILO NL125/400-45-4-12 D395	4
		Насос рециркуляции	"WILO NL125/315-30-4-12	4
		Насос опрессовочный	ЦНС13/245	1
		Насос подпиточный	MVA-400/PN16	2
		Насос сырой воды	BK 5/24 A	2
		Солевой насос	X50-31-125	2
10	Котельная №12	Горелка UniGaz P1030M	P1030M	4
		Фильтра ХВО	ВПУ-10	1
		Насос сетевой	Д630/90	3
		Насос опрессовочный	ЦНС13/245	1
		Насос подпиточный	K20/30	3
		Насос сырой воды	2KM20/30	2
		Насос рециркуляции	"WILO"CronoLine-IL100/170-3/4	2
		Насос канализационный	HB50/50	1
		Насос канализационный	CM 80-50	1
		Емкости	Мембранные расширительные емкости REFLEX	2
		Вентилятор	GBJ 107120 E4 RD	2
		Горелка UniGaz	P520A	4
11	Котельная № 14	Горелка Riello	Riello	2
		Фильтра ХВО	Сова-80	1
		Насос подпиточный	"WILO"Multivert-MVI 403 DM Rp1/4" PN16 1,5кВт	2
		Насос циркуляционный	"WILO"CronoLine-IL80/130-5,5/2	3
		Насос сетевой	"WILO" VeroNorm-NP100/400-37/4	2
		Теплообменник	M15-BFM	2
		Бак подпиточный	V - 4 м3	1
		Емкости	Мембранные расширительные емкости ZILMET	2
12		Вентилятор	BO-13-284 3/30-4	1
		Горелка UniGazP 91	P 91	3
		Установка ХВО	"Комлексон - 6"	1
		Насос подпиточный	MVIE 403-1/25/E/3-2-2G/B	2

№ п/п	Номер котельной	Вид оборудования	Марка	Кол-во единиц оборуд.
	Котельная №15	Насос циркуляционный	WILO IL65/170-11/2	4
		Станция насосная	FWJ 203EM2	1
		Насос опрессовочный	MVI 414	1
		Насос аварийной подпитки	«WiloCronoLine » IL 65/160-5,5/2	1
		Насос сетевой	WILO CRONOLINE NL125/315-30-4-12	3
		Теплообменник	T20-PFG площ.наг.98,79, p=16кгс/см2	3
		Бак подпиточный	емкость запаса воды v=5м ³	1
		Емкости	Мембранные расширительные емкости	1
		Вентилятор		
		Горелка UniGaz P93A	P93A	3
		Горелка UniGaz P91A	P91A	1
		Установка ХВО	"Комлексон - 6"	1
13	Котельная №16	Насос подпиточный	Wilo MVI 203/1,4301	2
		Насос циркуляционный	WILO IL100/220-5,5/4	2
		Насос сетевой	WILO IL80/200-18,5/2	2
		Теплообменник	M10-BFG	2
		Бак подпиточный	V - 4 м3	1
		Емкости	Мембранные расширительные емкости Reflex	2
		Вентилятор	AW 650D6-2-EX Systemair	1
		Горелка БКГН.0310200.000	БКГН.0310200.000	5
		Установка ХВО	"Комлексон - 6"	1
14	Котельная №17	Насос подпиточный	Wilo MVI 203-1/16/E/3-400-50-2	2
		Насос циркуляционный	WILO IL100/250-7,5/4	2
		Насос сетевой	WILO NL 100/400-37-4-12	2
		Теплообменник	FP 40-107-1-ЕН	2
		Бак подпиточный	V - 4 м3	1
		Емкости	Мембранные расширительные емкости Reflex	2
		Вентилятор	AW /AR 450 Systemair	1
		Агрегат воздушного отопления	АВО-К52В1	2
		Горелка UniGazP 93A	P 93A	2
		Установка ХВО	"Комлексон - 6"	1
15	Котельная №19	Насос сетевой	Д630/90	3
		Насос питательный	ЦНСГ60/198	3
		Насос опрессовочный	ЦНС13/245	1
		Насос сырой воды	К65/50/160	2
		Насос подпиточный	К20/30	2
		Солевой насос	Х32/50	3
		Насос сезонный	К100/80/260	2
		Насос канализационный	Флюгт	2
		Дымосос	ДН-11,2	3
		Дымосос	ДН-11,2	1
		Вентилятор	ВДН-9	4
		Теплообменник	ВВ12-219-4	16
		Теплообменник	ПП1-32-07-IV	8
		Теплообменник охладитель выпара	ОВА2F2М	2
		Теплообменник подогр.х/оч.воды	ПП50	1
		Теплообменник сыр.воды	ПП2-9-011-01	1
		Теплообменник подогр.гор.воды	ПП2-9-011-02	1
		Деаратор	ДЩ-10	1
		Деаратор	ДЩ-50	1
		Фильтра ХВО		4

Технологические схемы котельных ПАО «Сургутнефтегаз» представлены на рисунках 2.6.26– 2.6.40.

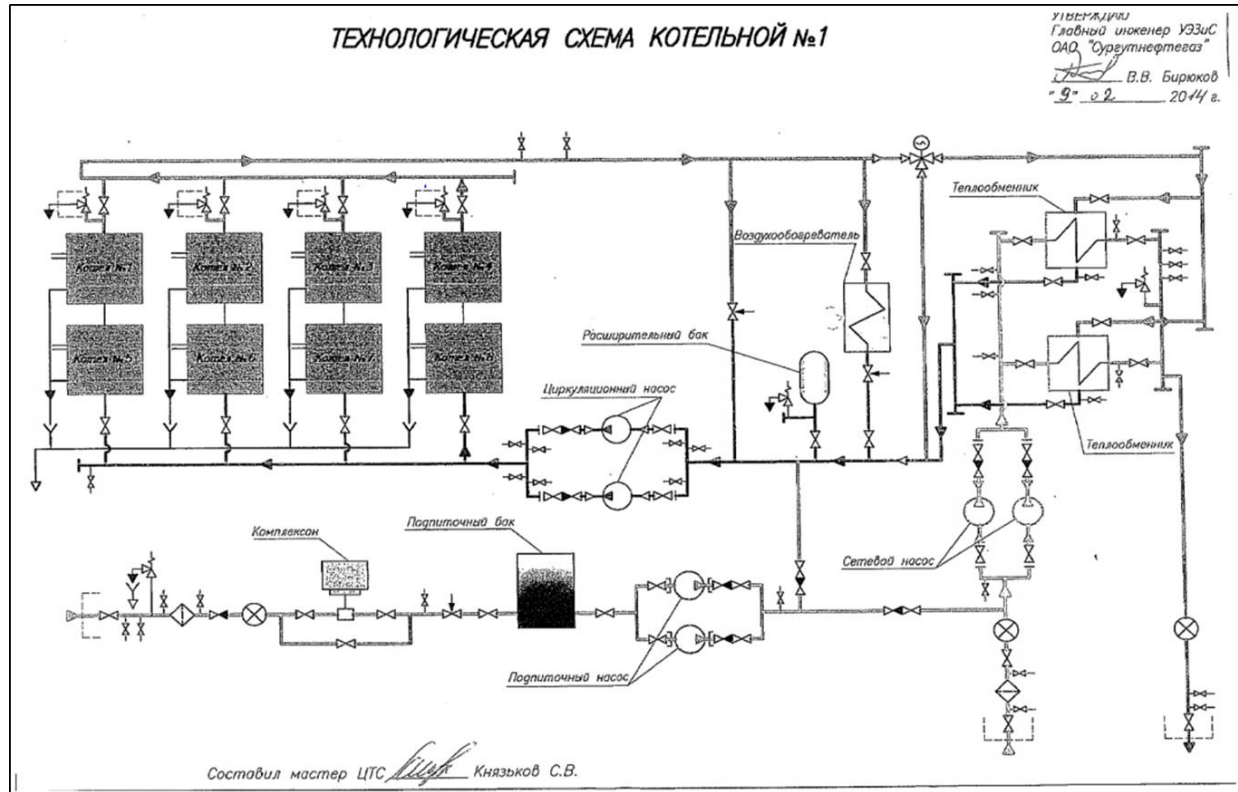


Рисунок 2.6.26 Тепловая схема котельной №1 ПАО «Сургутнефтегаз»

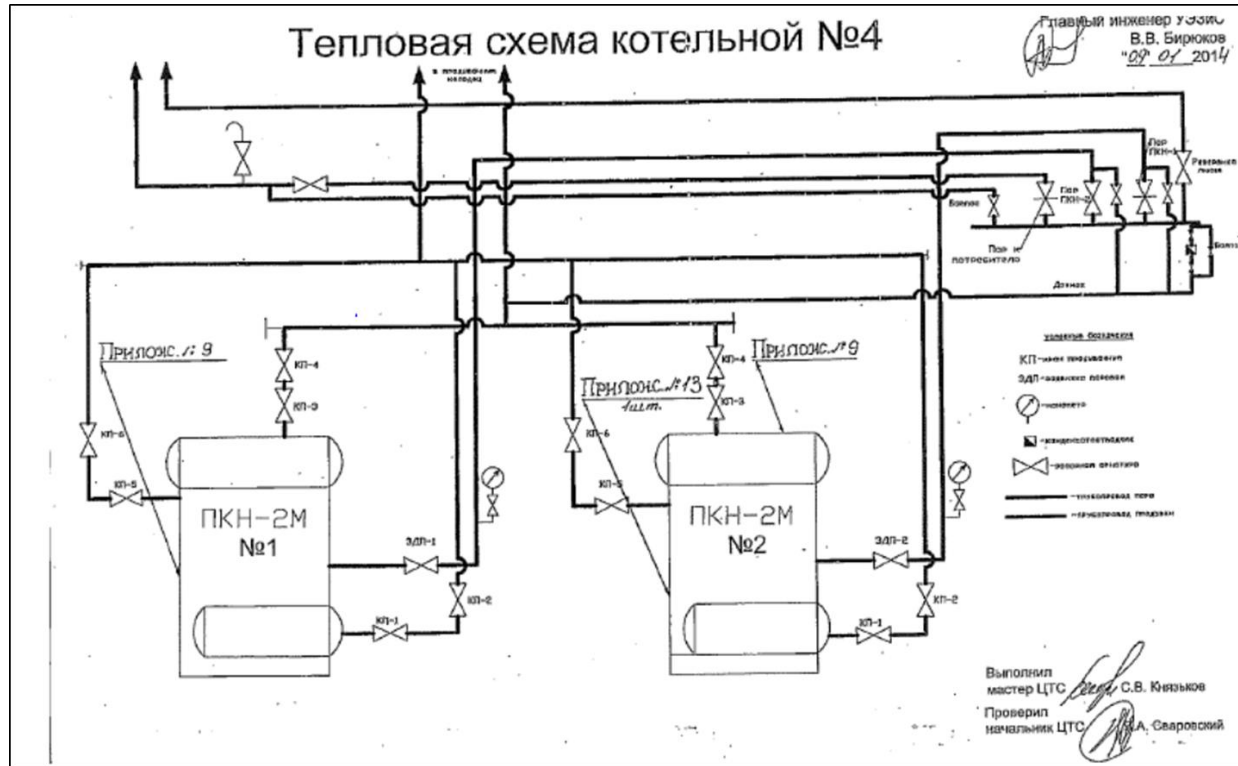


Рисунок 2.6.28 Тепловая схема котельной №4 ПАО «Сургутнефтегаз»

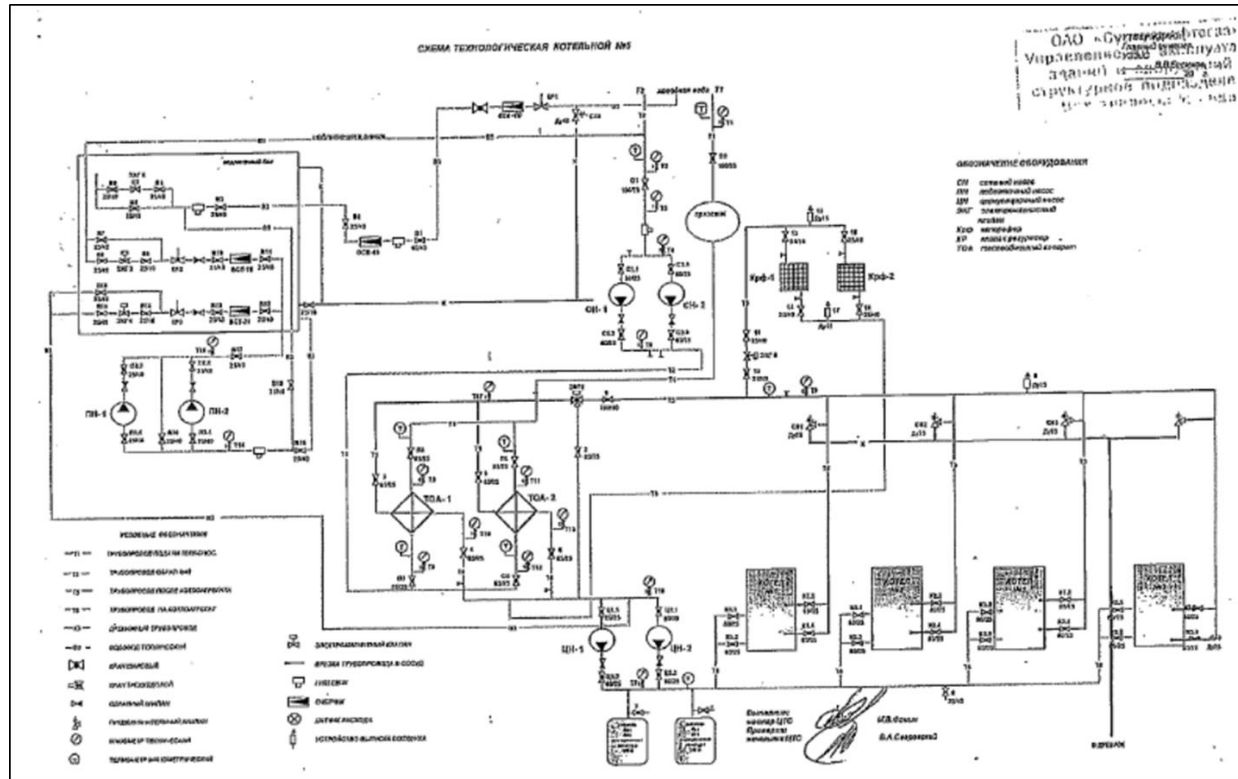


Рисунок 2.6.29 Тепловая схема котельной №5 ПАО «Сургутнефтегаз»

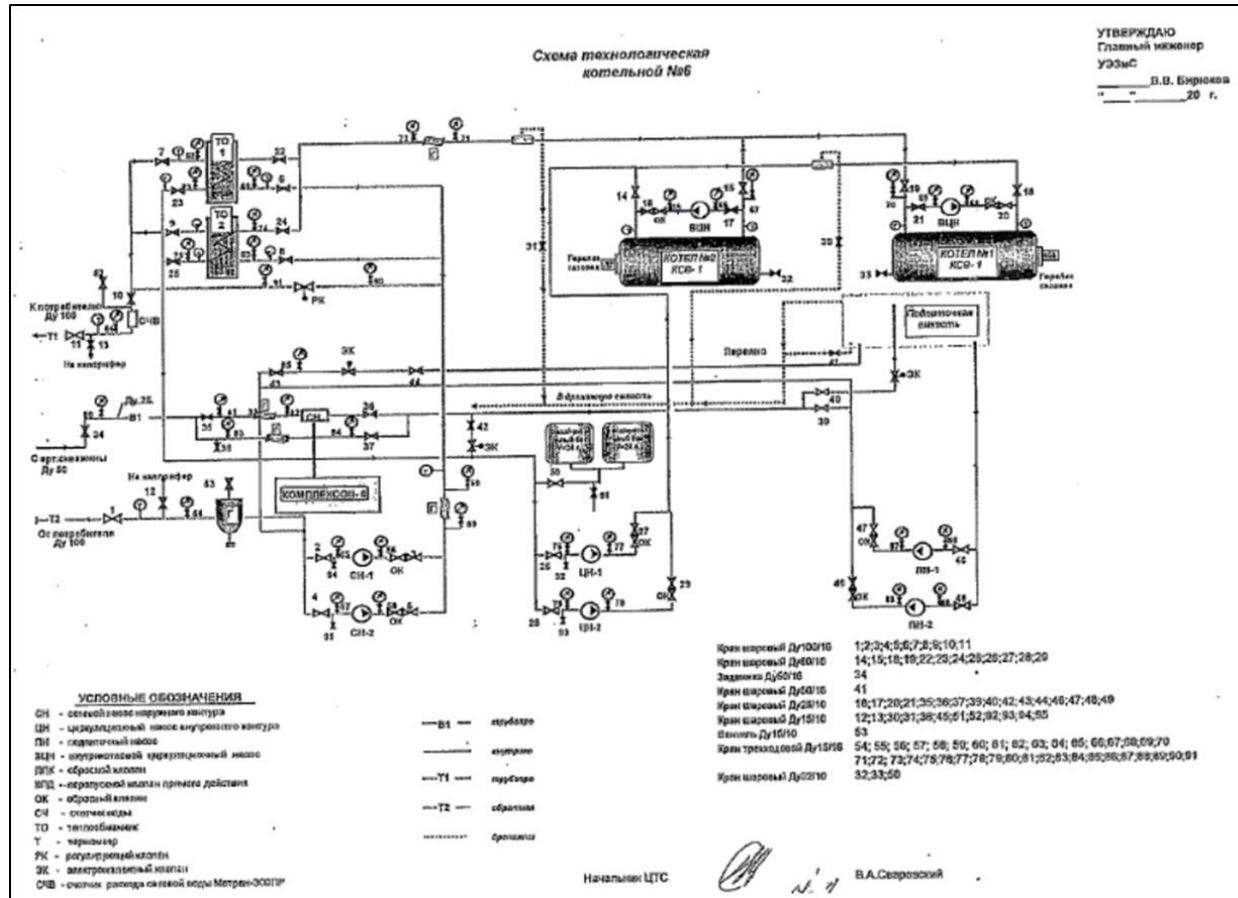


Рисунок 2.6.30 Тепловая схема котельной №6 ПАО «Сургутнефтегаз»

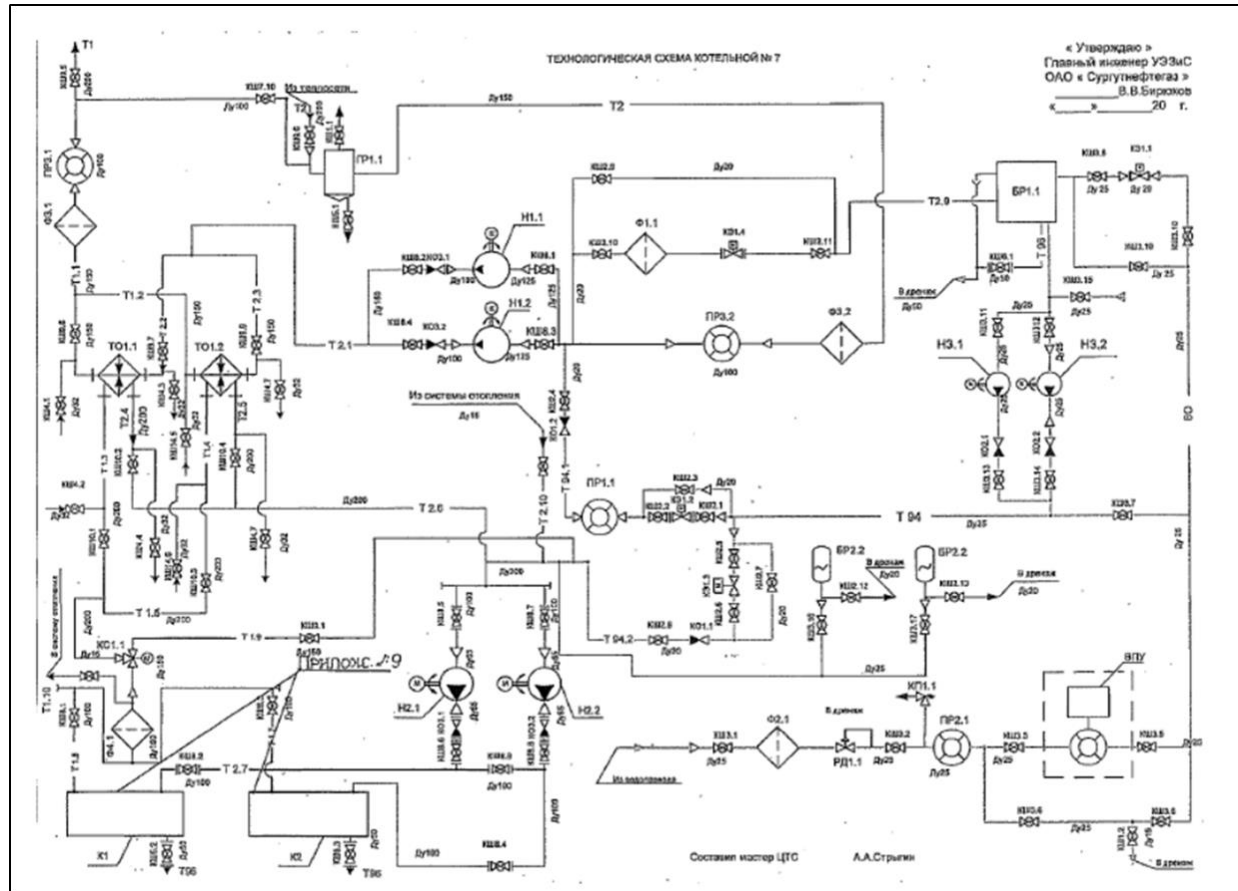


Рисунок 2.6.31 Тепловая схема котельной №7 ПАО «Сургутнефтегаз»

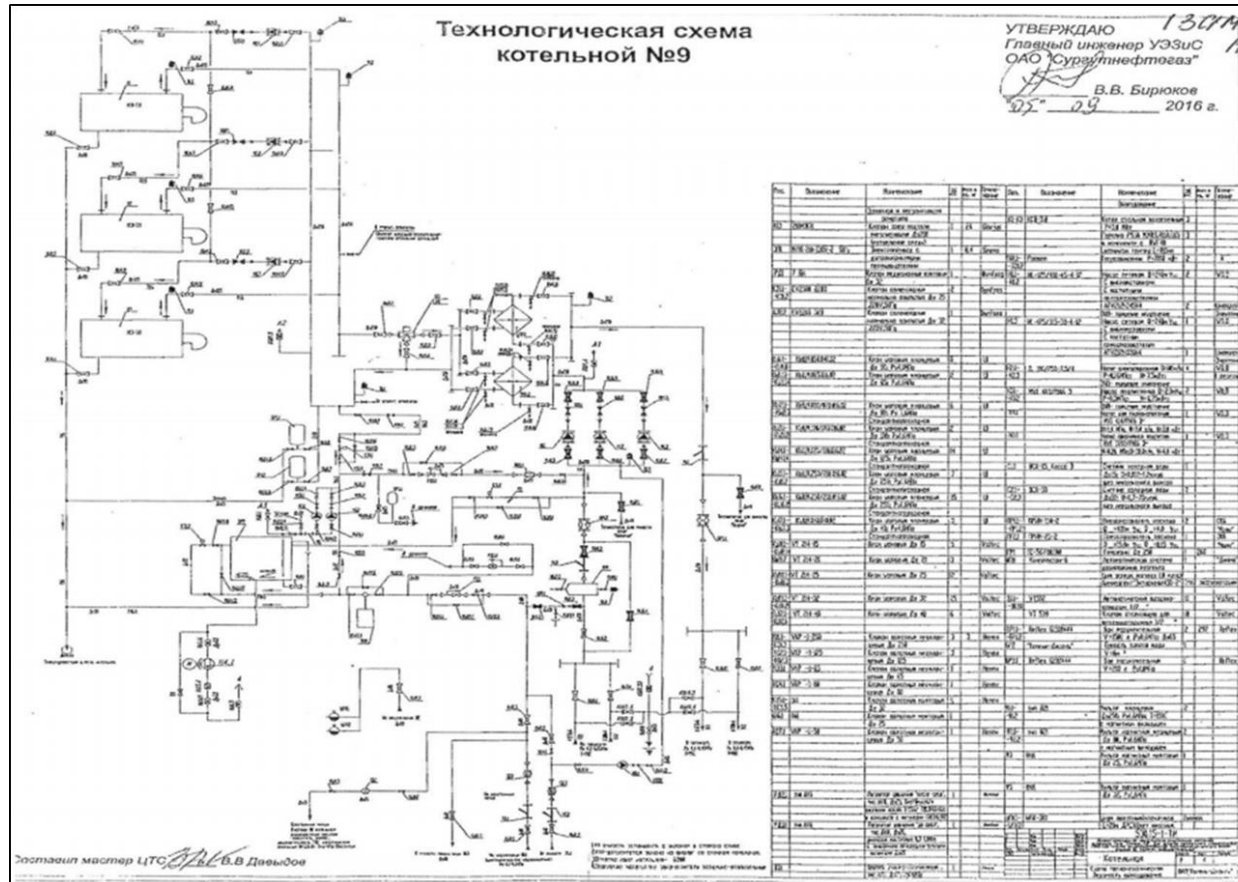


Рисунок 2.6.33 Тепловая схема котельной №9 ПАО «Сургутнефтегаз»

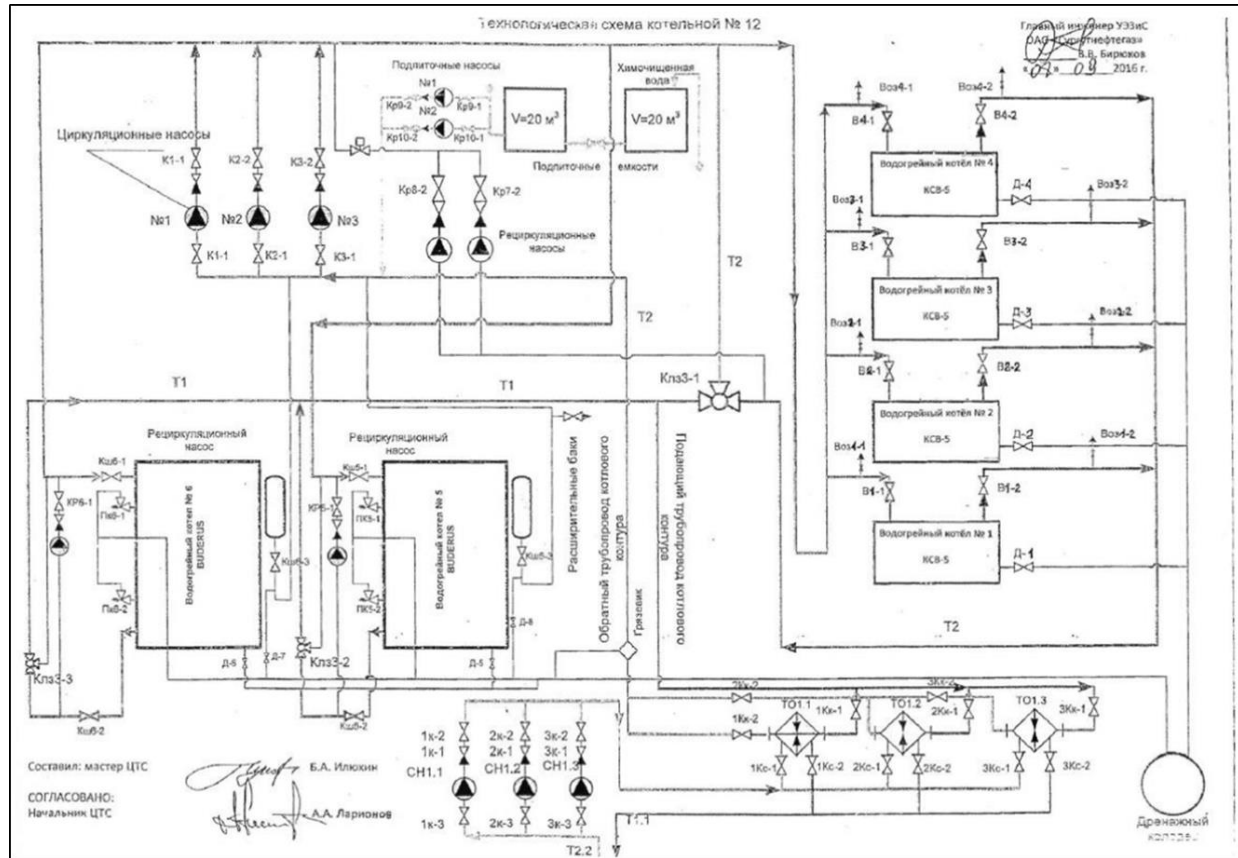


Рисунок 2.6.35 Тепловая схема котельной №12 ПАО «Сургутнефтегаз»

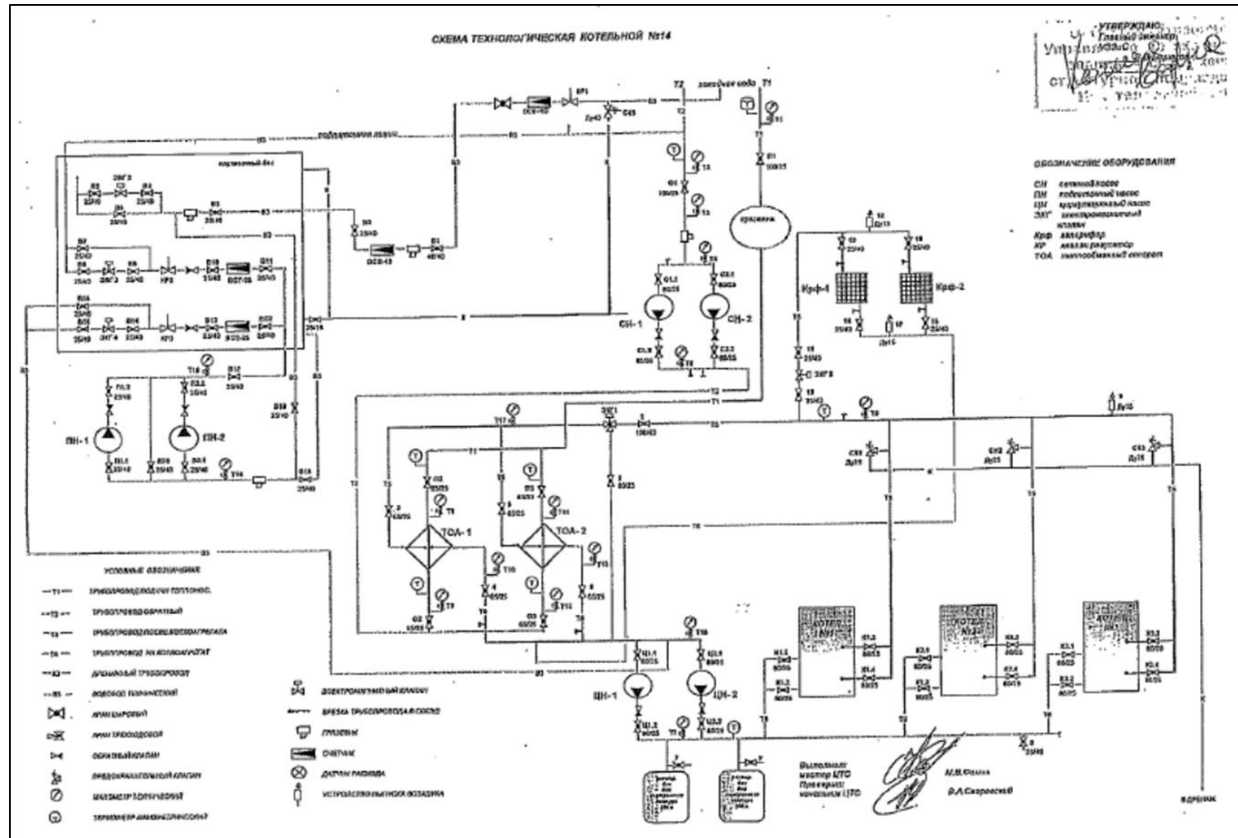


Рисунок 2.6.36 Тепловая схема котельной №14 ПАО «Сургутнефтегаз»

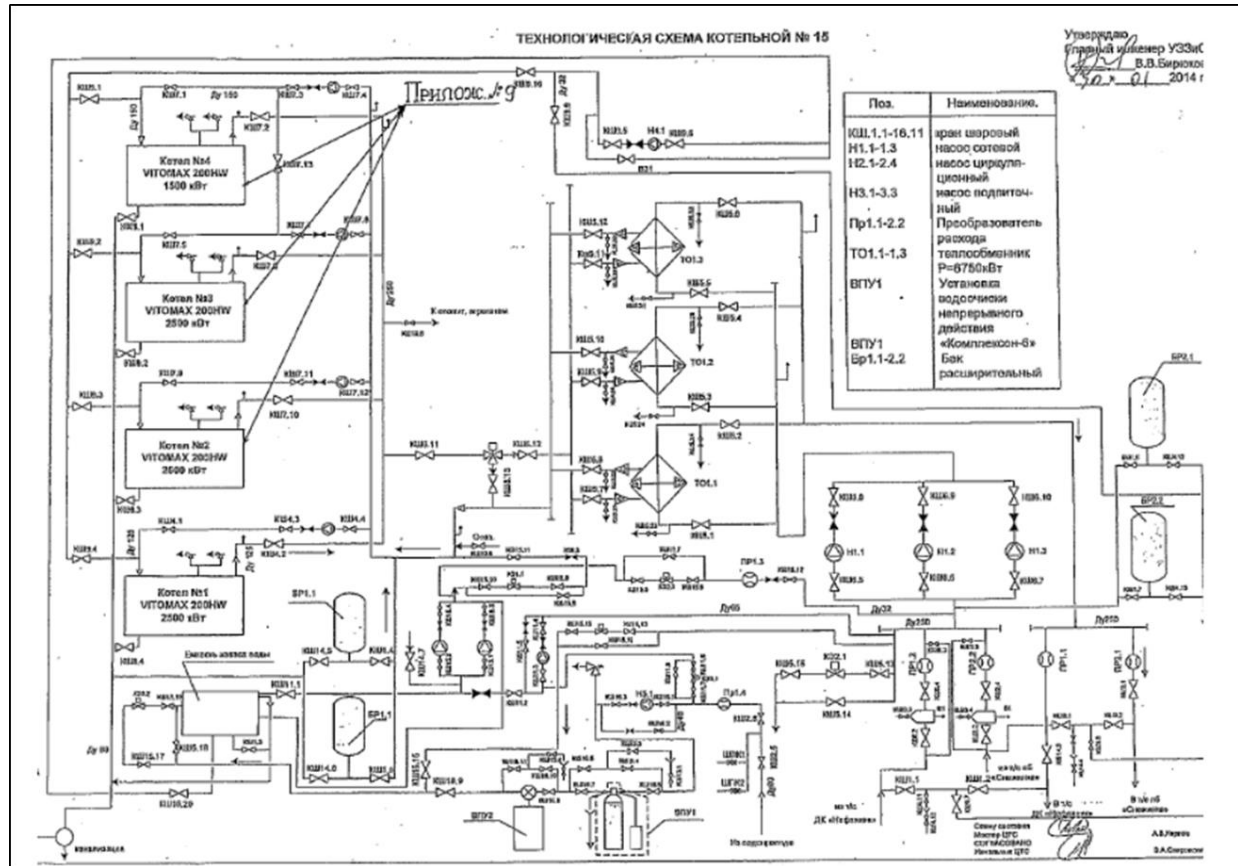


Рисунок 2.6.37 Тепловая схема котельной №15 ПАО «Сургутнефтегаз»

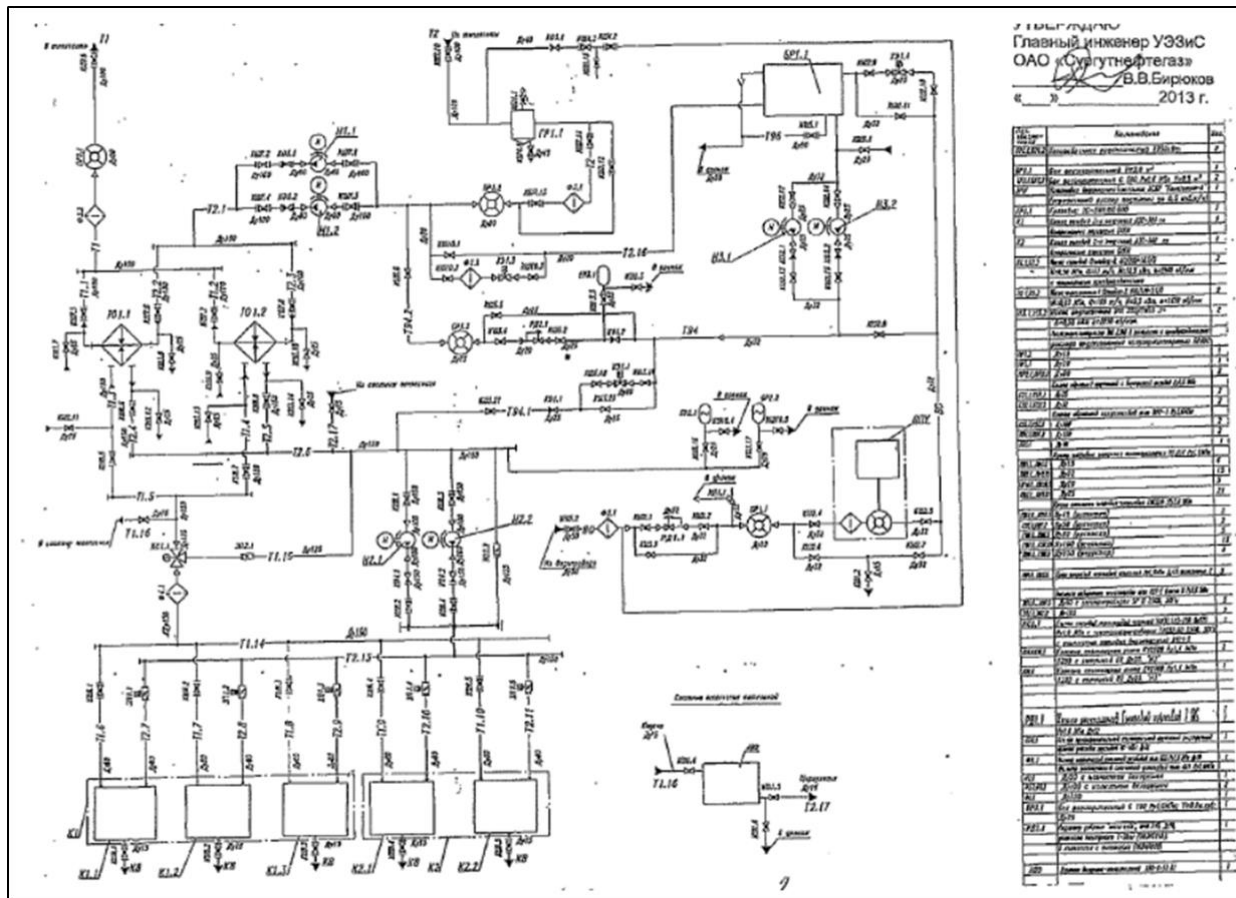


Рисунок 2.6.38 Тепловая схема котельной №16 ПАО «Сургутнефтегаз»

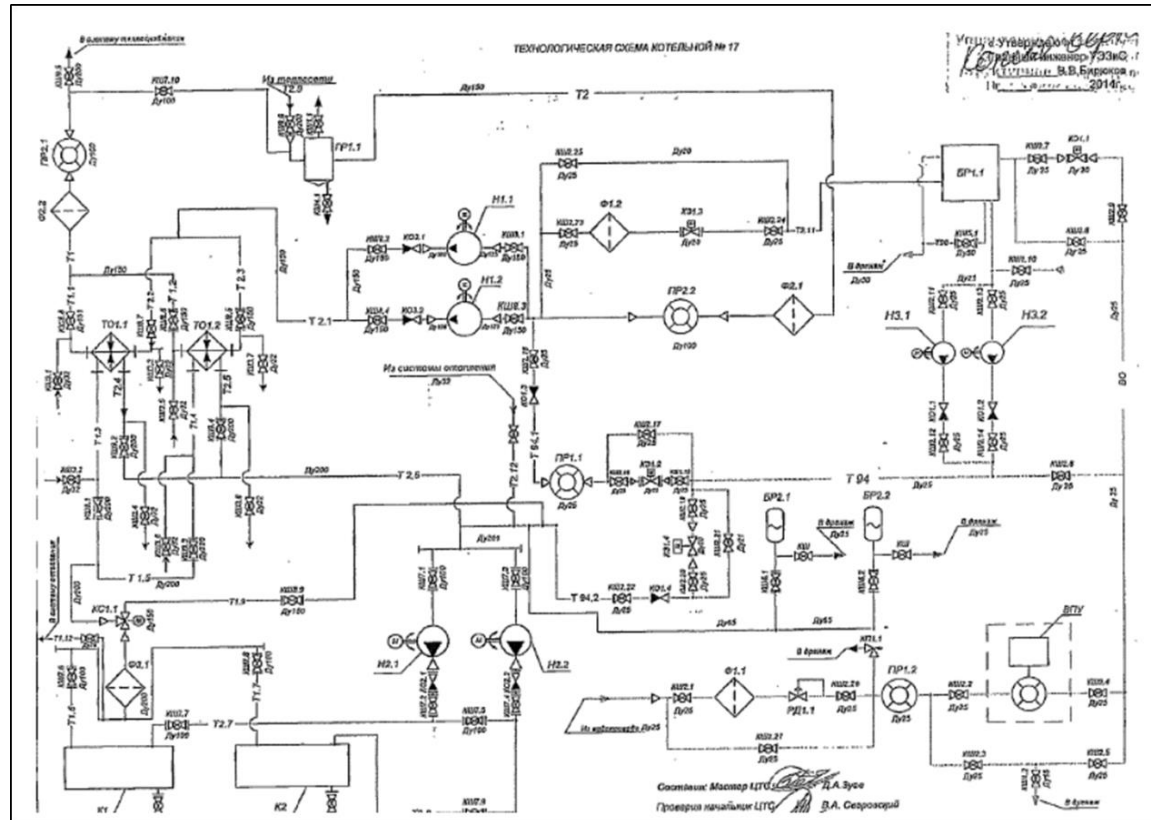


Рисунок 2.6.39 Тепловая схема котельной №17 ПАО «Сургутнефтегаз»

2.6.5. ООО «Сургутские городские электрические сети»

Схемы выдачи тепловой мощности котельной К-45 ООО «СГЭС» – двухтрубная, с общим контуром отопления и ГВС. Котельная осуществляет теплоснабжение потребителей Западного района.

Котельная работает по двухконтурной системе (внешний контур теплоснабжения и котловой контур).

Для разделения контуров в котельной установлена группа из 5 водо-водяных теплообменника фирмы «Funke» мощностью 25 Гкал/ч каждый.

Циркуляция воды в котловом контуре осуществляется 4-мя циркуляционными насосами типа ESPAFNF 2P80-200, производительность $Q=190$ м³/ч и напором $H=55$ м.

Подпитка внешнего контура теплоснабжения котельной осуществляется в обычном режиме из бака запаса хим. очищенной воды, объемом 100 м³ или от котельной № 14. В аварийном режиме - сырой водой.

Выдача тепловой энергии потребителям осуществляется по двум выводам:

- Вывод Ду500 тепловая сеть на микрорайоны №38 и №39;
- Вывод Ду500 тепловая сеть на мкр.43, 44, 45.

Тепловая схема котельной представлена на рисунке 2.6.40.

2.6.6. ООО «Газпром энерго»

Схемы выдачи тепловой мощности котельной ООО «Газпром энерго» – двухтрубная (нагрузка ГВС отсутствует). Котельная осуществляет теплоснабжение потребителей в Северном промышленном районе.

Котельная работает по двухконтурной системе (внешний контур теплоснабжения и котловой контур). Для разделения контуров в котельной установлена группа из 10 водяных теплообменника.

Циркуляция воды в котловом контуре осуществляется четырьмя циркуляционными насосами, а в контуре теплосети восемью сетевыми насосами. Перечень насосного оборудования и прочего вспомогательного оборудования котельной ООО «Газпром энерго» приведён в таблице 2.6.6.

Подпитка внешнего контура теплоснабжения котельной осуществляется из баков запаса хим. очищенной воды, объемом 300 м³ каждый. Выдача тепловой энергии потребителям осуществляется по одному выводу Ду 400.

Таблица 2.6.6 Вспомогательное оборудование котельной ООО "Газпром энерго"

Наименование оборудования	Ед. изм.	Кол-во	Тип, марка	Номер		Год	
				Инв.	Зав.	выпуска	ввода в экспл
Фильтр N-кат. Ду2000	шт	1	ФОВ-2.6-6	1	30345	1991	1996
Фильтр N-кат. Ду2000	шт	1	ФОВ-2.6-6	2	32925	1992	1996
Фильтр N-кат. Ду2000	шт	Н1	ФОВ-2.6-6	3	б/н	1992	1996
Бак подпиточной воды внутреннего контура Ду 2000	шт	И1	-	-	-	1991	1996
Фильтр мех-кий Ду2000	шт	11	ФОВ-2.6-6	1	30346	1991	1996
Фильтр мех-кий Ду2000	шт	И1	ФОВ-2.6-6	2	218	1991	1996
Фильтр мех-кий Ду2000	шт	Н1	ФОВ-2.6-6	3	30266	1991	1996
Фильтр мех-кий Ду2000	шт	И1	ФОВ-2.6-6	4	228	1991	1996
Солерастворитель	шт	Н1		1	б/н	1996	1996
Аэратор	шт	11		1	б/н	1996	1996
Бункер соли	шт	Н1		1	б/н	1996	1996
Т/обменник ЭТ-047с-16-73	шт	Н1	2МВт	1	1	2015	2015
Т/обменник ЭТ-047с-16-73	шт	Н1	2МВт	2	3	2015	2015
Т/обменник ЭТ-047с-16-73	шт	Н1	2МВт	3	5	2015	2015
Т/обменник ЭТ-047с-16-73	шт	Н1	2МВт	4	7	2015	2015
Т/обменник ЭТ-047с-16-73	шт	Н1	2МВт	5	9	2015	2015
Т/обменник ЭТ-047с-16-73	шт	Н1	2МВт	6	2	2012	2012
Т/обменник ЭТ-047с-16-73	шт	Н1	2МВт	7	4	2012	2012
Т/обменник ЭТ-047с-16-73	шт	Н1	2МВт	8	6	2012	2012
Т/обменник ЭТ-047с-16-73	шт	Н1	2МВт	9	8	2012	2012
Т/обменник ЭТ-047с-16-73	шт	Н1	2МВт	10	10	2012	2012
Т/обменник ПВ-8-14162,4 м ²	шт	Н1	ПВ-8-14	11	б/н	1992	1996
Т/обменник ПВ-8-12 96 м ²	шт	Н1	ПВ-8-12	12	б/н	1992	1996
Т/обменник ПВ-8-12 96 м ²	шт	Н1	ПВ-8-12	13	б/н	1992	1996
Насос сырой воды	шт	1	ВКМ 65-50	1	45	1986	1996
Насос сырой воды	шт	1	ВКМ 65-50	2	33	1986	1996
Насос подпиточнв контура	шт	1	ВКМ 65-50	1	21	1970	1996
Насос подпиточнв контура	шт	1	ВКМ 65-50	2	17	1970	1996
Насос ХВО	шт	1	ВКМ 65-50	1	42	1986	1996
Насос ХВО	шт	1	ВКМ 65-50	2	49	1986	1996
Насос раствора соли	шт	1	пр12.5/12.5	1	124	1995	1996
Насос раствора соли	шт	1	пр12.5/12.5	2	28	1993	1996
Насос подпит наружнконт	шт	1	ВКМ 65-50	1	45	1986	1996
Насос подпит наружнконт	шт	1	ВКМ 65-50	2	33	1986	1996
Насос подпит наружнконт	шт	1	К 125/360	3	42094	1994	1996
Насос сетевой вн контура	шт	1	Wilо IL 250/380-75/4	1	44483	1996	1996

Наименование оборудования	Ед. изм.	Кол- во	Тип, марка	Номер		Год	
				Инв.	Зав.	выпуска	ввода в экспл
Насос сетевой вн контура	шт	1	Wilo IL 250/380-75/4	2	41024	1994	1996
Насос сетевой вн контура	шт	1	Wilo IL 250/380-75/4	3	40854	1994	1996
Насос сетевой вн контура	шт	1	Wilo IL 250/380-75/4	4	41025	1994	1996
Насос сетевой наружнконт	шт	1	K 150/500	1	43457	1996	1996
Насос сетевой наружнконт	шт	1	K 150/500	2	44421	1999	1996
Насос сетевой наружнконт	шт	1	K 150/500	3	40851	1994	1996
Насос сетевой наружнконт	шт	1	K 150/500	4	40849	1994	1996
Насос сетевой наружнконт	шт	1	Wilo IL 250/460-160/4	5	40848	1994	1996
Насос сетевой наружнконт	шт	1	Wilo IL 250/460-160/4	6	43852	1994	1996
Насос сетевой наружнконт	шт	1	Wilo IL 250/460-160/4	7	43484	1995	1996
Насос сетевой наружнконт	шт	1	Wilo IL 250/460-160/4	8	43485	1995	1996
Расходный бак	шт	1	V=300 м3	1			1996
Расходный бак	шт	1	V=300 м3	2			1996

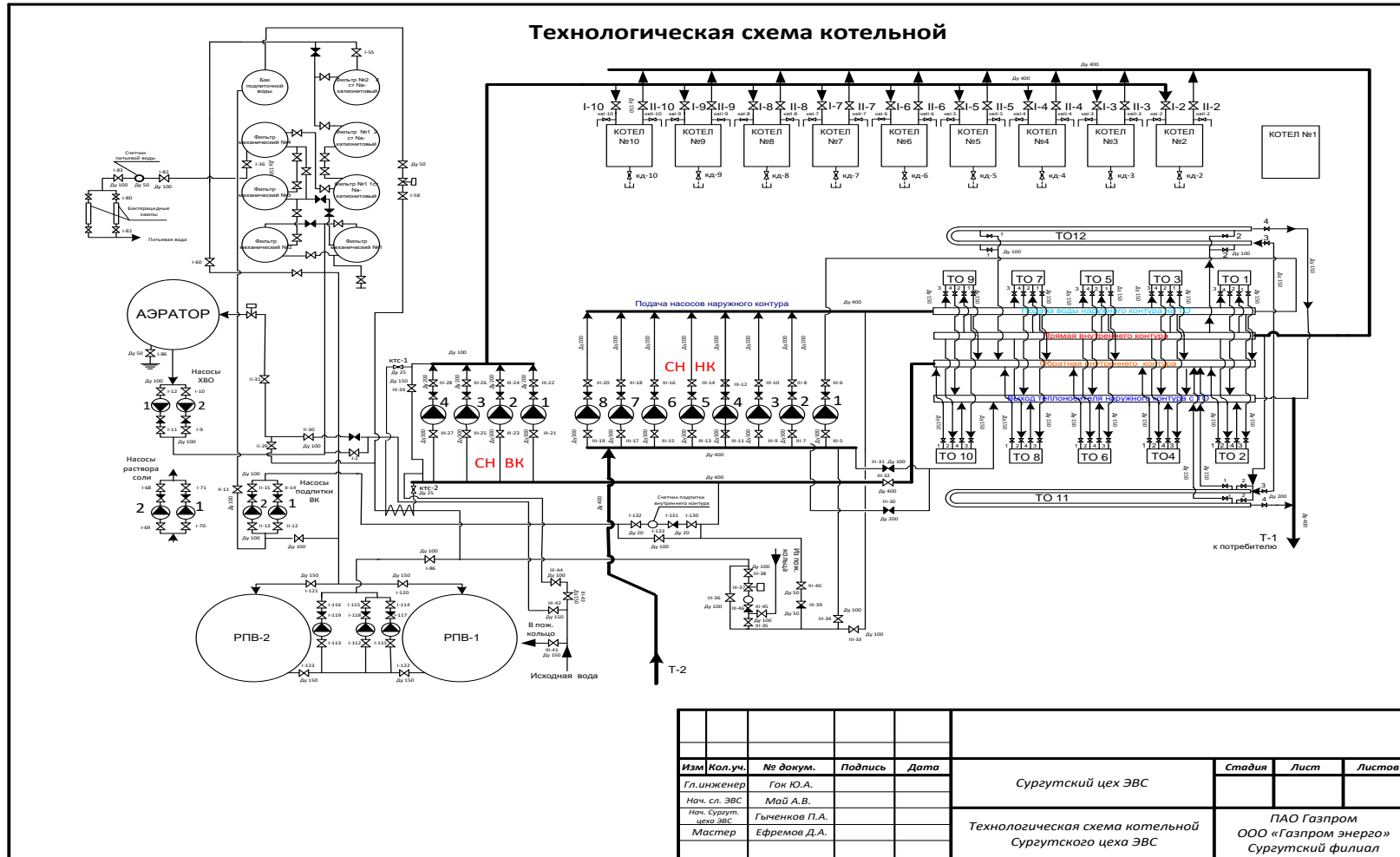


Рисунок 2.6.41 Тепловая схема котельной ООО «Газпром энерго»

2.6.7. АО «Аэропорт Сургут»

Схемы выдачи тепловой мощности котельной АО «Аэропорт Сургут» по горячей воде – двухтрубная, с отопительной нагрузкой. Котельная осуществляет теплоснабжение организаций, расположенных в непосредственной близости от аэропорта.

Котельная по горячей воде работает по одноконтурной схеме с прокачкой сетевой воды через котельное оборудование.

Циркуляция воды в теплосети осуществляется четырьмя циркуляционными насосами типа Д-315-71 (подача 315 м³/час, напор 71 м.в.ст.).

Подпитка теплосети осуществляется химочищенной водой. В качестве ХВО используется двухступенчатая система умягчения воды с фильтрами ФИПа 1-1,4-0,6 и ФОВ 1,4-06.

Выдача тепловой энергии потребителям осуществляется по двухтрубному водяному выводу теплосети Ду 400.

Тепловая схема котельной представлена на рисунке 2.6.42.

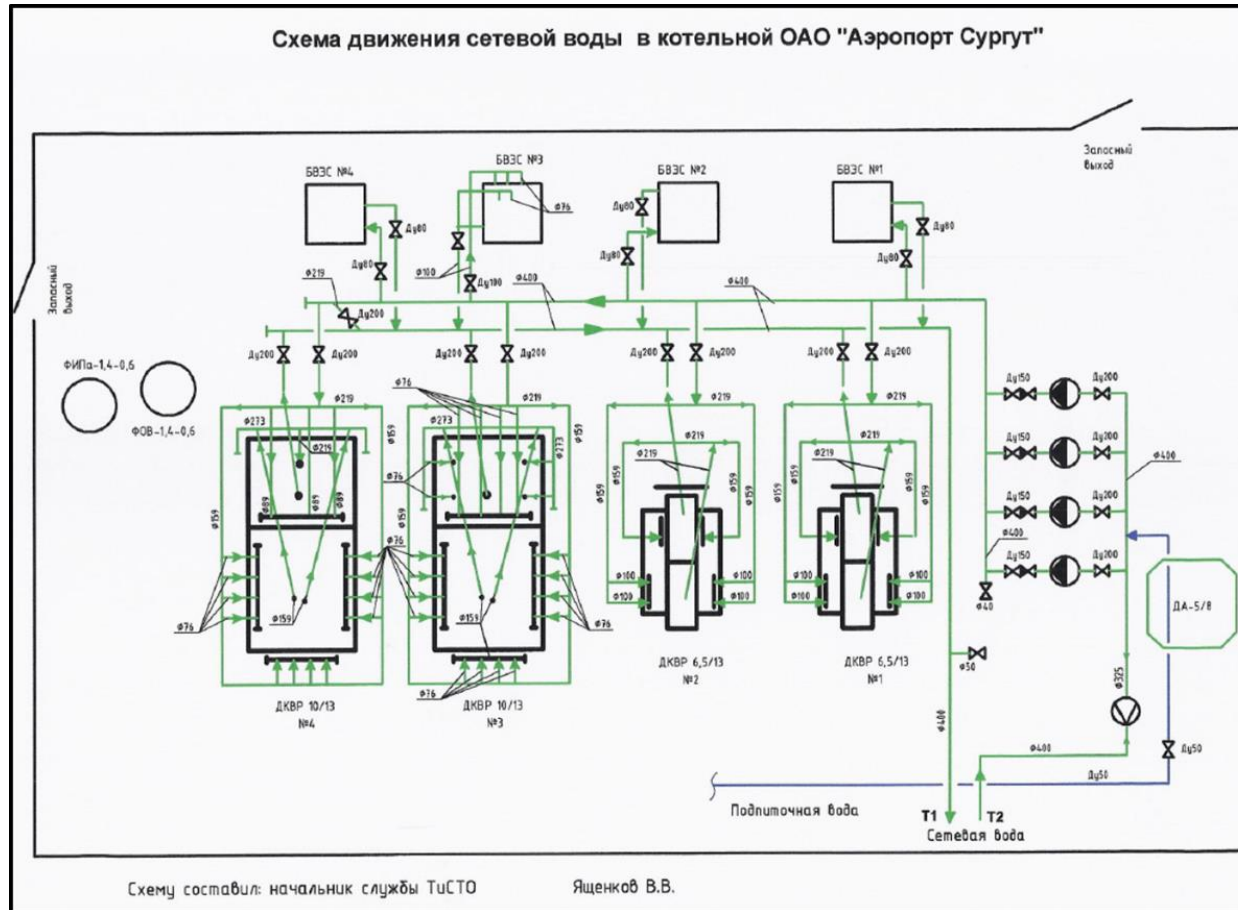


Рисунок 2.6.42 Тепловая схема котельной АО «Аэропорт Сургут»

2.6.8. СГМУП «Сургутский хлебозавод»

Схемы выдачи тепловой мощности котельной СГМУП «Сургутский хлебозавод» по горячей воде – двухтрубная, с отопительной нагрузкой, по пару - однотрубная с линией возврата конденсата (паром покрывается технологическая нагрузка и нагрузка ГВС). Котельная осуществляет теплоснабжение промышленных потребителей Северного промышленного района.

Котельная по горячей воде работает по двухконтурной системе (внешний контур теплоснабжения и котловой контур).

Для разделения контуров в котельной установлена группа из двух водо-водяных теплообменников фирмы Альфа Лаваль на систему отопления и двух на систему вентиляции.

Циркуляция воды в контуре котлов осуществляется двумя циркуляционными насосами типа ГР-100-250/2, производительность $Q=103 \text{ м}^3/\text{ч}$ и напором $H=22 \text{ м.в.ст.}$. В контуре внешнего отопления (теплосети) циркуляция осуществляется четырьмя насосами ТРЕ-100-360/2, производительность $Q=144 \text{ м}^3/\text{ч}$ и напором $H=32 \text{ м.в.ст.}$

Для группы паровых котлов в котельной установлено шесть питательных насосов Грундфос с подачей $5,1 \text{ м}^3/\text{ч}$ и напором $H=90 \text{ м.в.ст.}$ Для подготовки питательной воды паровых котлов используется двухступенчатая ХВО ФИП-0,4-0,6-5,0 и питательный деаэратор щелевого типа ДЩ (А-С-ОВС) с охладителем выпара и деаэраторным баком объемом 5 м^2 .

Подпитка внешнего контура теплоснабжения котельной производится из бака запаса хим. очищенной воды, объемом 12 м^3 .

Выдача тепловой энергии потребителям осуществляется по двухтрубному водяному выводу теплосети (Ду 150 с разделением линий на выходе из котельной – на хлебозавод и молокозавод) и четырём паровым линиям: Ду 200, Ду 150, Ду 125 и Ду 150 (на потребителей хлебозавода и молокозавода) с возвратом конденсата от потребителей по двум линиям Ду 32.

Тепловая схема котельной представлена на рисунках 2.6.43 – 2.6.44.

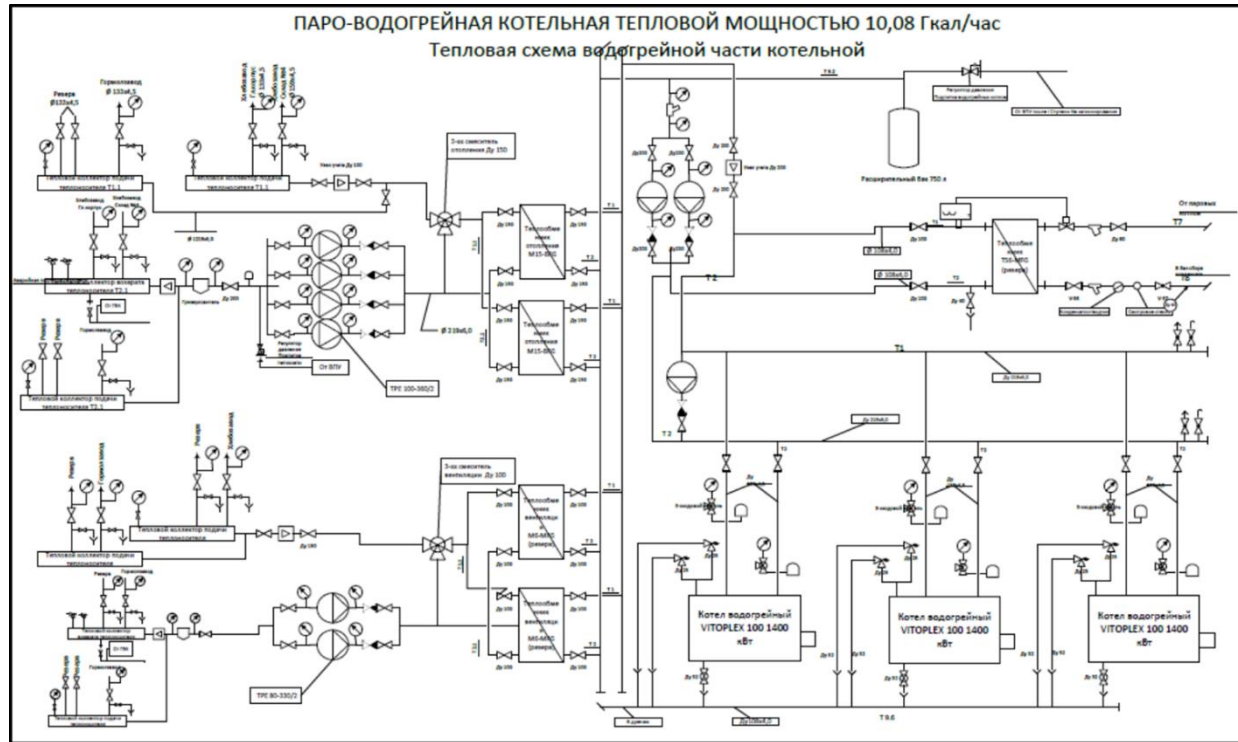


Рисунок 2.6.43 Тепловая схема водогрейной части котельной СГМУП «Сургутский Хлебозавод»

**ПАРО-ВОДОГРЕЙНАЯ КОТЕЛЬНАЯ
ТЕПЛОЙ МОЩНОСТЬЮ 10.08 Гкал/час**

**ТЕПЛОВАЯ СХЕМА
ПАРОВОЙ ЧАСТИ КОТЕЛЬНОЙ**

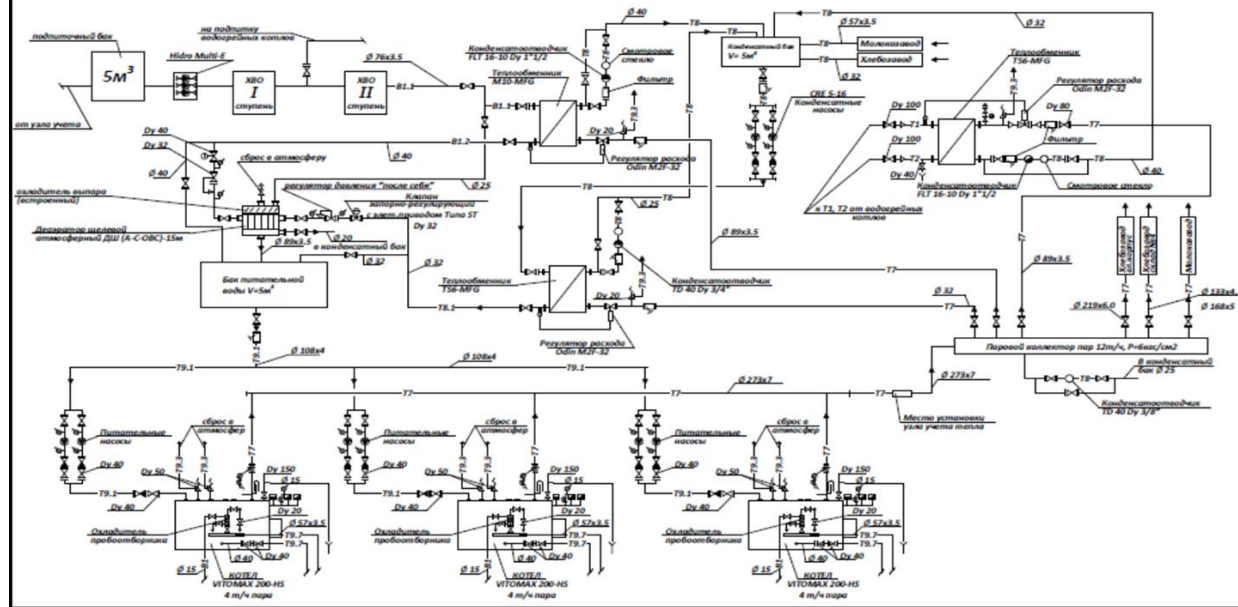


Рисунок 2.6.44 Тепловая схема паровой части котельной СГМУП «Сургутский Хлебозавод»

2.6.9. ООО УК «Северо-Западная Тепловая Компания»

Схемы выдачи тепловой мощности котельной ООО УК «СЗТК» по горячей воде – двухтрубная, с отопительной нагрузкой. Котельная осуществляет теплоснабжение транспортных организаций Северного жилого района.

Котельная по горячей воде работает по одноконтурной схеме с прокачкой сетевой воды через водогрейный котёл ДЕВ-25-14.

Циркуляция воды в контуре котлов осуществляется двумя сетевыми насосами WILO с мощностью приводов 37 кВт.

Подпитка внешнего контура теплоснабжения котельной производится из бака запаса хим. очищенной воды.

Выдача тепловой энергии потребителям осуществляется по одному выводу тепловой сети Ду 300.

2.6.10. ООО «ТВС-сервис»

Схемы выдачи тепловой мощности котельной ООО «ТВС-сервис» по горячей воде – двухтрубная, с отопительной нагрузкой. Котельная осуществляет теплоснабжение организаций по Инженерной улице в Восточном районе Сургута.

Котельная по горячей воде работает по одноконтурной схеме с циркуляцией сетевой воды через водяной объём водогрейных котлов. Вспомогательное оборудование котельной приведено в таблице 2.6.7.

Таблица 2.6.7 Вспомогательное оборудование котельной ООО «ТВС-сервис»

№ п/п	Назначение	Тип насоса	Марка электродвигателя	Характеристика насоса	Кол-во
СН1, СН2	циркуляционный	Л150-125-250А	АИР160 М4	Q=160 м3/ч H=26 м.в.ст.	2
СН3,СН4	циркуляционный	К150-125-315А	АИР180 S4	Q=180 м3/ч H=26 м.в.ст.	2
ПН1,ПН2	подпиточный	К65-50-160	АИР100 L2	Q=25м3/ч H=20 м.в.ст.	2
ХВ	хозяйственный	WILO-Jet-WJ	---	Q=4,5м3/ч H=43 м.в.ст.	1
ППН	противопожарный	К80-65-160	АИР112 М2	Q=50 м3/ч H=32 м.в.ст.	1

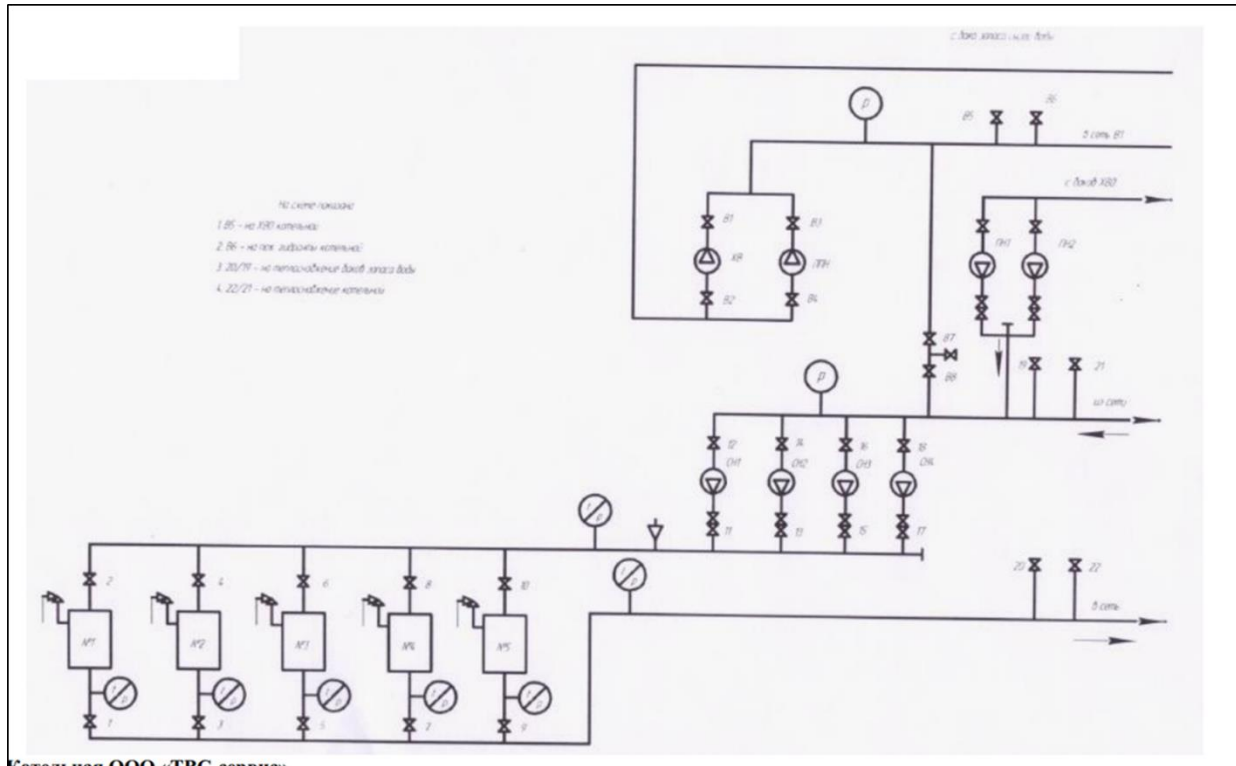


Рисунок 2.6.45 Тепловая схема котельной ООО «ТВС-Сервис»

2.6.11. АО «Горремстрой»

Схемы выдачи тепловой мощности котельной АО «Горремстрой» по горячей воде – двухтрубная, с отопительной нагрузкой. Котельная осуществляет теплоснабжение организаций Северного промышленного района.

Котельная по горячей воде работает по двухконтурной системе (внешний контур теплоснабжения и котловой контур). Циркуляция воды в контуре котлов осуществляется двумя циркуляционными насосами типа ТР-80-240/2. В контуре внешнего отопления (теплосети) циркуляция осуществляется двумя насосами ТР-80-250/2.

Подпитка внешнего контура теплоснабжения котельной производится из бака запаса водопроводной воды, объемом 3 м³. В качестве ХВО используется Комплексон (реагентная обработка подпиточной воды теплосети). Выдача тепловой энергии потребителям осуществляется по двухтрубному водяному выводу теплосети Ду 200.

2.6.12. ООО «Технические системы»

Схемы выдачи тепловой мощности котельной ООО «Технические системы» по горячей воде – двухтрубная, с отопительной нагрузкой. Котельная осуществляет теплоснабжение организаций по ул. 30 лет победы 57 и Нефтеюганское шоссе 64.

Котельная по горячей воде работает по одноконтурной схеме с циркуляцией сетевой воды через водяной объем водогрейных котлов.

2.6.13. ООО «СКАТ-База»

Схемы выдачи тепловой мощности котельной ООО «СКАТ-База» по горячей воде – двухтрубная, с отопительной нагрузкой. Котельная осуществляет теплоснабжение организаций по ул. Монтажная 4.

Котельная по горячей воде работает по одноконтурной схеме с циркуляцией сетевой воды через водяной объем водогрейных котлов.

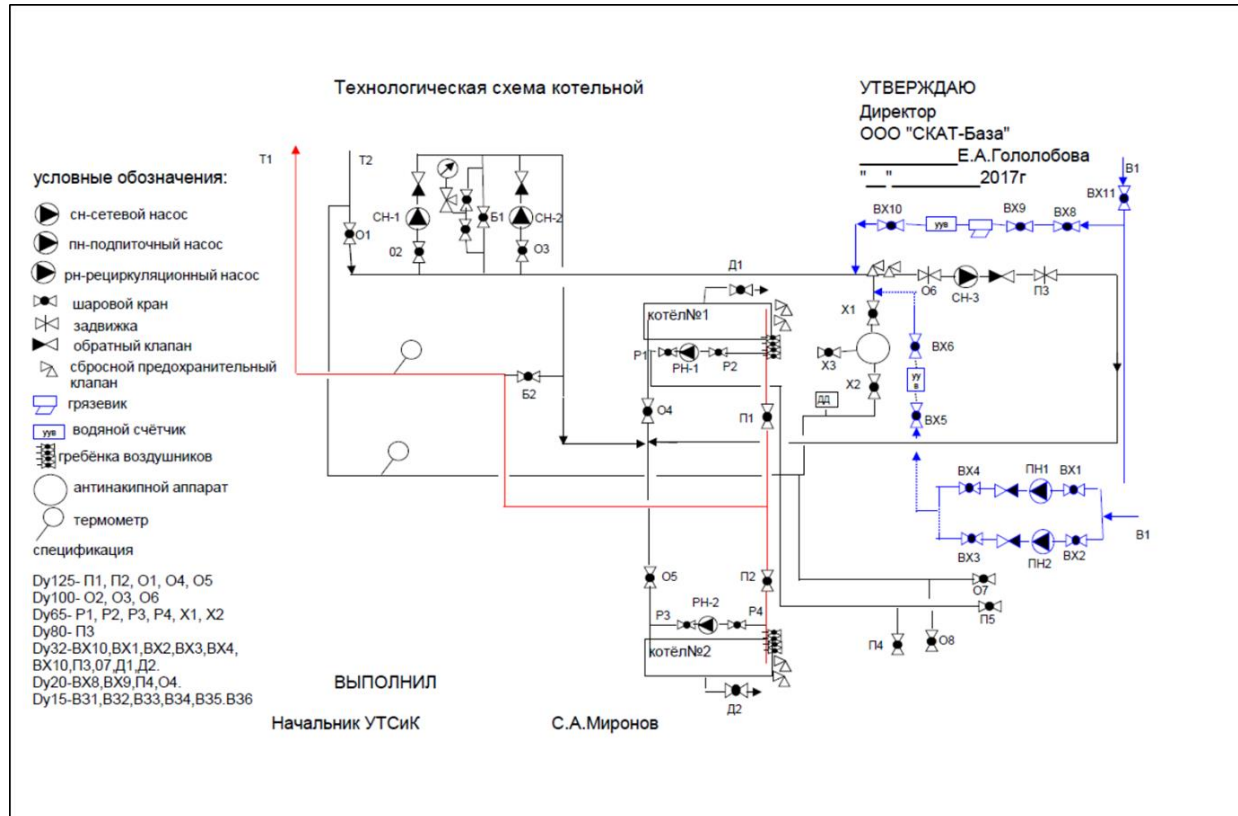


Рисунок 2.6.46 Тепловая схема котельной ООО «СКАТ-База»

2.7 Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха

2.7.1. Филиал ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1

Регулирование отпуска тепловой энергии с СГРЭС-1 производится согласно диспетчерского графика в соответствии с «Инструкцией по гидравлическому и температурному режимам системы централизованного теплоснабжения г. Сургута от теплоисточника СГРЭС-1 по тепломагистралям «СГРЭС-1-ПКТС» и «СГРЭС-1 - ВЖР», согласованный с СГМУП «ГТС».

В инструкции определены режимы работы тепловых сетей в различные периоды года: отопительный, летний и переходный.

Регулирование отпуска тепла осуществляется качественно-количественным способом.

Регулирование отпуска теплоты от СГРЭС-1 производится по отопительному температурному графику 150-70°C с верхней срезкой на 112°C и двумя нижними срезками на 82°C и 75°C. Максимальная температура для верхней срезки равная 112°C обусловлена конструктивными особенностями горизонтального подогревателя типа ПСГ-5000-3,5-8-1 с параметрами $R_{\text{пара рабоче}} = 3,0 \text{ кгс/см}^2$ (абс.) и $T_{\text{макс.на выходе}} = 115^\circ\text{C}$.

Подогрев сетевой воды, при температурах наружного воздуха ниже минус 23 С, производится в пиковой котельной тепловых сетей (ПКТС) ООО «СГЭС»

Обоснованность выбранного температурного графика с нижней срезкой на 82°C подтверждается проведенными в феврале - марте 2017 года испытаниями по определению максимальной пропускной способности тепломагистрали «СГРЭС-1 – ПКТС» и внутреннего тракта сетевой воды ПКТС до выхода из коллекторных №1 и №2, а также тепломагистрали «СГРЭС-2 – Восточный жилой район» и внутреннего тракта сетевой воды перекачивающей насосной станции ПНС-1, которые наглядно продемонстрировали, что понижение температуры теплоносителя T_1 СГРЭС-1 и T_1 СГРЭС-2 менее 82°C на выходе с СГРЭС-1 и СГРЭС-2 в диапазоне температур наружного воздуха $T_{\text{н.в.}} = -7,66...0,0^\circ\text{C}$ недопустимо, т.к. это однозначно приводит к полному «обвалу» гидравлического режима тепломагистралей и СЦТ Центрального жилого района и Восточного жилого района города Сургута и превышению давлений P_4 в обратных трубопроводах местных отопительных систем более максимально допустимого по условиям механической прочности отопительных приборов ($P_{4_макс} \leq 6,0 \text{ кгс/см}^2$) у значительной части потребителей. Однако, вынужденная корректировка температурного графика центрального качественного регулирования СГРЭС-1 и СГРЭС-2 с 75°C до 82°C (соответствует $t_{\text{н.в.}}$ - минус 7,66°C), что приводит к «перетоку» потребителей, подключенных через элеваторные узлы.

Температурный график отпуска тепловой энергии СГРЭС-1 приведён на рисунке 2.7.1.

УТВЕРЖДАЮ

Зам. главного инженера
ООО "СГРЭС"

А.Е.Марченков

" 07 " 07 2021г.

ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК №1
центрального качественно-количественного регулирования отпуска тепла
от ГРЭС-1 на отопительный сезон 2021 -2022гг.

Температура наружного воздуха $t_{\text{н}}$, °С	Температура сетевой воды °С				Температура наружного воздуха $t_{\text{н}}$, °С	Температура сетевой воды °С			
	T1	T1	T2	T2		T1	T1	T2	T2
	от СГРЭС-1	от ПКТС	на ПКТС	на СГРЭС-1		от СГРЭС-1	от ПКТС	на ПКТС	на СГРЭС-1
8	75	75	36,9	52	-17	101,5	100,5	53,9	55,4
7	75	75	37,6	51	-18	102,4	102,4	54,6	56
6	75	75	38,3	52	-19	104,4	104,4	55,3	56,5
5	75	75	39	51	-20	106,3	106,3	55,9	57
4	75	75	39,6	50	-21	108,3	108,3	56,6	57,2
3	75	75	40,3	49	-22	110,2	110,2	57,3	58,3
2	76,2	76,2	40,9	48,5	-23	112,0	112,1	57,9	57,9
1	77,3	77,3	41,5	48	-24	112,0	114,0	58,6	58,6
0	78,5	78,5	42,8	49	-25	112	116,0	59,2	59,2
-1	79,7	79,7	43,4	49	-26	112,0	117,9	59,9	59,9
-2	80,8	80,8	44	48,5	-27	112,0	119,8	60,5	60,5
-3	82	82	44,6	48	-28	112,0	121,7	61,2	61,2
-4	82	82	45,2	47,5	-29	112,0	123,6	61,8	61,8
-4,2	82	82	49	50	-30	112,0	125,5	62,4	62,4
-5	82	82	48,6	50,5	-31	112,0	127,4	63,1	63,1
-6	82	82	48,1	49,5	-32	112,0	129,3	63,7	63,7
-7	82	82	47,6	49	-33	112,0	131,2	64,3	64,3
-7,66	82	82	47,3	49	-34	112,0	133,1	64,9	64,9
-8	82,7	82,7	47,5	49,1	-35	112,0	135,0	65,6	65,6
-9	84,7	84,7	48,3	49,8	-36	112,0	136,9	66,2	66,2
-10	86,7	86,7	49	50,5	-37	112,0	138,8	66,8	66,8
-11	88,7	88,7	49,7	51,5	-38	112,0	140,6	67,4	67,4
-12	90,6	90,6	50,4	51,9	-39	112,0	142,0	67,7	67,7
-13	92,6	92,6	51,1	52,6	-40	112,0	142,0	67,2	67,2
-14	94,6	94,6	51,8	53,3	-41	112,0	142,0	66,7	66,7
-15	96,6	96,6	52,5	54	-42	112,0	142,0	66,2	66,2
-16	98,5	98,5	53,2	54,7	-43	112,0	142,0	65,7	65,7

ПТС

Рисунок 2.7.1 Температурный график отпуска тепла от СГРЭС-1

УТВЕРЖДАЮ:
 Заместитель директора -
 главный инженер филиала
 ПАО «ОГК-2»-Сургутская ГРЭС-1


 А.А. Тетюков
 « _____ » _____ 2020 г.

Температурный график
 тепловых сетей промплощадки филиала ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1
 на отопительный сезон 2020-2021 г.

Температура наружного воздуха, °С	Температура воды в теплосети, °С		Температура наружного воздуха, °С	Температура воды в теплосети, °С	
	прямая	обратная		прямая	обратная
8	75	52,0	-17	102	55,0
7	75	51,0	-18	102	56,0
6	75	52,0	-19	104	57,0
5	75	51,0	-20	106	57,0
4	75	50,0	-21	108	57,0
3	75	49,0	-22	110	58,0
2	76	49,0	-23	112	58,0
1	77	48,0	-24	112	58,0
0	79	49,0	-25	112	58,0
-1	80	49,0	-26	112	58,0
-2	81	49,0	-27	112	58,0
-3	82	48,0	-28	112	58,0
-4	82	48,0	-29	112	58,0
-4,2	82	50,0	-30	112	58,0
-5	82	51,0	-31	112	58,0
-6	82	50,0	-32	112	58,0
-7	82	49,0	-33	112	58,0
-7,66	82	49,0	-34	112	58,0
-8	83	49,0	-35	112	58,0
-9	85	50,0	-36	112	58,0
-10	87	51,0	-37	112	58,0
-11	89	52,0	-38	112	58,0
-12	91	52,0	-39	112	58,0
-13	93	53,0	-40	112	58,0
-14	95	53,0	-41	112	58,0
-15	97	54,0	-42	112	58,0
-16	99	55,0	-43	112	58,0

Начальник ПТО  Р.А. Криницын

Начальник КТЦ-1  О.В. Ломоносов

Начальник КТЦ-2  А.Н. Борисов

Начальник ЦОР  Д.Н. Морозов

Рисунок 2.7.2 Температурный график тепловых сетей промплощадки филиала ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1 на отопительный сезон 2020-2021 гг.

Расчетные параметры давлений сетевой воды в подающем и обратном трубопроводе на выводах из СГРЭС-1:

- в режиме отопления – 1,6/0,2 МПа (16/2 кгс/см²);
- в режиме ГВС (летний период) – 0,85/0,235 МПа (8,55/2,35 кгс/см²).

Расчетный расход сетевой воды в отопительный сезон 2019/2020 г.г. – 10400±200 т/ч.

Расчетный расход в летний период (сезон ГВС) – 2850±110 т/ч.

2.7.2. ПАО «Юнипро» - Сургутская ГРЭС-2

Для Восточного жилого района регулирование отпуска тепловой энергии осуществляется качественно-количественным способом. По тепломагистрали «СГРЭС-2 - Промзона» регулирование отпуска тепловой энергии осуществляется качественным способом. Для осуществления количественного регулирования шесть сетевых насосов оснащены гидромурфтами.

Системы теплоснабжения, подключенные к тепловым сетям СГРЭС-2, проектировались на центральное качественное регулирование отпуска тепловой энергии. Проектный температурный график 150/70⁰С выбран во время развития систем централизованного теплоснабжения города в 80-х годах прошлого века и действует до настоящего времени. На этот график выполнены проекты тепловых сетей и наладка зависимых систем отопления.

В настоящее время отпуск тепла осуществляется по температурному графику 150/70⁰С с вынужденной верхней срезкой по температуре теплоносителя в подающем трубопроводе на уровне 142⁰С.

Максимальное значение температуры в подающем трубопроводе 142⁰С обусловлено неравномерностью распределения сетевой воды между бойлерными установками, а также из условия невоскипания теплоносителя в верхних точках тепломагистрали при более высоких температурах. В летний период температура в подающем трубопроводе составляет 75⁰С. Данная температура также является нижней срезкой температурного графика.

Регулирование отпуска тепловой энергии на СГРЭС-2 производится согласно диспетчерского графика в соответствии с «Инструкцией по гидравлическому и температурному режимам системы централизованного теплоснабжения г. Сургута от теплоисточника СГРЭС-2 по тепломагистралям «СГРЭС-2 - ВЖР» и «СГРЭС-2 - промзона», согласованной с СГМУП «ГТС».

В инструкции определены режимы работы тепловых сетей в различные периоды года: отопительный, летний и переходный.

Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии приведен в рисунке ниже.

СОГЛАСОВАНО

Главный инженер
филиала ПАО "Юнипро"
Сургутская ГРЭС-2

Ф.А.Палкин
17.09
2021г.

УТВЕРЖДАЮ

Зам. главного инженера
ООО "СГЭС"

А.Е.Марченков
07
2021г.

ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК №2

центрального качественно-количественного регулирования отпуска тепла
от ГРЭС-2 на отопительный сезон 2021-2022гг.

Температура наружного воздуха $t_{вн}, ^\circ\text{C}$	Температура сетевой воды $^\circ\text{C}$		Температура наружного воздуха $t_{вн}, ^\circ\text{C}$	Температура сетевой воды $^\circ\text{C}$	
	T1	T2		T1	T2
	от СГРЭС-2	на СГРЭС-2		от СГРЭС-2	на СГРЭС-2
8	75	50,3	-17	100,5	53,5
7	75	48,9	-18	102,4	54,2
6	75	48,5	-19	104,4	54,8
5	75	48	-20	106,3	55,5
4	75	47,6	-21	108,3	56,2
3	76	47,3	-22	110,2	56,9
2	76,2	46,9	-23	112,1	57,5
1	77,3	46,4	-24	114	58,2
0	78,5	46	-25	116	58,8
-1	79,7	45,5	-26	117,9	59,5
-2	80,8	45,2	-27	119,8	60,1
-3	82	44,8	-28	121,7	60,8
-4	82	45,6	-29	123,6	61,4
-4,2	82	45,7	-30	125,5	62
-5	82	44,8	-31	127,4	62,7
-6	82	45,6	-32	129,3	63,3
-7	82	46	-33	131,2	63,9
-7,66	82	46,3	-34	133,1	64,5
-8	82,7	47,1	-35	135	65,2
-9	84,7	47,8	-36	136,9	65,8
-10	86,7	48,6	-37	138,8	66,4
-11	88,7	49,3	-38	140,6	67
-12	90,6	50	-39	142	67,3
-13	92,6	50,7	-40	142	66,8
-14	94,6	51,4	-41	142	66,3
-15	96,6	52,1	-42	142	65,8
-16	98,5	52,8	-43	142	65,3

Рисунок 2.7.3 Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии от ГРЭС-2

Режимы работы т/м «СГРЭС-2-ВЖР» с подкачивающей насосной станцией (ПНС) и т/м «СГРЭС-2 - Промзона» на 2022 год приведены ниже.

Летний режим.

Для тепломагистрали «СГРЭС-2- ВЖР»:

- расход, $G_{п} - 890 \pm 200$ т/ч
- давление на подаче, $R_{п} - 5,5 \pm 0,5$ кгс/см²
- давление на обратке, $R_{о} - 2,4 \pm 0,2$ кгс/см².

Для тепломагистрали «СГРЭС-2 – Промзона»:

- расход, $G_{п} - 300$ т/ч
- давление на подаче, $R_{п} - 4,5 \pm 0,3$ кгс/см²
- давление на обратке, $R_{о} - 2,5 \pm 0,2$ кгс/см².

Отопительный режим.

Для тепломагистрали «СГРЭС-2 – ВЖР»:

- расход, $G_{п} - 2690 \pm 200$ т/ч
- давление на подаче, $R_{п} - 10,5 \pm 0,5$ кгс/см²
- давление на обратке, $R_{о} - 2,8 \pm 0,2$ кгс/см².

Для тепломагистрали «СГРЭС-2 – Промзона»:

- расход, $G_{п} - 1100 \pm 200$ т/ч
- давление на подаче, $R_{п} - 5,4 \pm 0,3$ кгс/см²
- давление на обратке, $R_{о} - 2,3 \pm 0,2$ кгс/см².

Переходный режим (до включения корректирующих насосов).

Для тепломагистрали «СГРЭС-2 – ВЖР»:

- расход, $G_{п} - 2900 \pm 200$ т/ч
- давление на подаче, $R_{п} - 10,5 \pm 0,5$ кгс/см²
- давление на обратке, $R_{о} - 3,0 \pm 0,2$ кгс/см².

В часы максимального водоразбора ГВС возможно увеличение расхода до 3100 т/ч, давления в обратном трубопроводе П-11; П-12 до 3,6 кгс/см².

Регулирование отпуска тепловой энергии пот/м «СГРЭС-2 – ВЖР» осуществляется в качественно – количественном режиме. По тепломагистрали «СГРЭС-2 – Промзона» регулирование отпуска тепловой энергии осуществляется качественным способом.

2.7.3. СГМУП «Городские тепловые сети»

Система теплоснабжения ПКТС - двухтрубная. Способ регулирования отпуска тепловой энергии – качественно-количественный, согласно утвержденному температурному графику. Теплоснабжение потребителей от ПКТС осуществляется по температурному графику 150/70°C со срезкой 142°C. График рассчитан для скорости ветра до 5 м/с. При отклонении скорости ветра вводится поправка согласно номограмме.

Система теплоснабжения котельной №1 – двухтрубная. Способ регулирования отпуска тепловой энергии – качественно-количественный. Теплоснабжение потребителей от котельной №1 осуществляется по температурному графику 150/70°C со срезкой на 142°C.

Система теплоснабжения котельной №2 - двухтрубная. Способ регулирования отпуска тепловой энергии – качественно-количественный, согласно утвержденному температурному графику. Теплоснабжение потребителей от котельной №2 осуществляется по температурному графику 150/70°C со срезкой на 140°C.

Система теплоснабжения котельной №3 - двухтрубная. Способ регулирования отпуска тепловой энергии – качественно-количественный, согласно утвержденному температурному графику. Теплоснабжение потребителей от котельной №3 осуществляется по температурному графику 150/70°C со срезкой на 140°C. При отклонении скорости ветра вводится поправка согласно номограмме.

Система теплоснабжения котельной №14 - двухтрубная. Способ регулирования отпуска тепловой энергии – качественно-количественный, согласно утвержденному температурному графику. Теплоснабжение потребителей от котельной №14 осуществляется по температурному графику 130/70°C со срезкой на 115/70°C. При отклонении скорости ветра вводится поправка согласно номограмме.

Система теплоснабжения от котельных №28, 30, 32, 33, 34 – четырехтрубная. Способ регулирования отпуска тепловой энергии – качественный, согласно утвержденному температурному графику. Теплоснабжение потребителей от котельных тепловой мощностью менее 50 Гкал/ч осуществляется по температурному графику 95/70°С, за исключением котельной №23, которая работает по графику 100/80°С (рисунок 2.7.12).

Водяная система теплоснабжения Котельной №25 - двухтрубная. Способ регулирования отпуска тепловой энергии - качественный. Теплоснабжение потребителей от котельной в горячей воде осуществляется по температурному графику 95/70°С. Ввиду отсутствия нагрузки ГВС, срезки температурного графика отсутствуют. Гидравлический режим работы тепловых сетей в отопительном сезоне соответствует давлениям в подающей и обратной магистралях теплосети – 3,2 кгс/см²/2,0 кгс/см².

Система теплоснабжения от котельных №26 и №27 - четырехтрубная. Способ регулирования отпуска тепловой энергии - качественный. Теплоснабжение потребителей от котельной №26 и №27 в горячей воде осуществляется по температурному графику 95/70°С. Температурные графики регулирования отпуска тепловой энергии от котельных №26, №27 пр.

Система теплоснабжения от котельных № 6, 7, 9, 13, 21, 23- двухтрубная. Способ регулирования отпуска тепловой энергии – качественный, согласно утвержденному температурному графику. Централизованное ГВС по зоне действия источников не предусмотрено. Теплоснабжение потребителей от котельных тепловой мощностью менее 50 Гкал/ч осуществляется по температурному графику 95/70°С, за исключением котельной №23, которая работает по графику 100/80°С. Температурные графики регулирования отпуска тепловой энергии от котельных тепловой мощностью менее 50 Гкал/ч представлены на рисунках ниже.

УТВЕРЖДАЮ

Зам. главного инженера

ООО "СГЭС"

А.Е.Марченко

2021г.

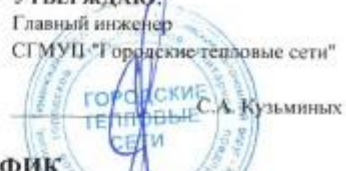
ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК №1
центрального качественно-количественного регулирования отпуска тепла
от ГРЭС-1 на отопительный сезон 2021 -2022гг.

Температура внешнего воздуха $t_{вн}, ^\circ\text{C}$	Температура сетевой воды $^\circ\text{C}$				Температура внешнего воздуха $t_{вн}, ^\circ\text{C}$	Температура сетевой воды $^\circ\text{C}$			
	Т1		Т2			Т1		Т2	
	от СГРЭС-1	от ПКТС	на ПКТС	на СГРЭС-1		от СГРЭС-1	от ПКТС	на ПКТС	на СГРЭС-1
8	75	75	36,9	52	-17	101,5	100,5	53,9	55,4
7	75	75	37,6	51	-18	102,4	102,4	54,6	56
6	75	75	38,3	52	-19	104,4	104,4	55,3	56,5
5	75	75	39	51	-20	106,3	106,3	55,9	57
4	75	75	39,6	50	-21	108,3	108,3	56,6	57,2
3	75	75	40,3	49	-22	110,2	110,2	57,3	58,3
2	76,2	76,2	40,9	48,5	-23	112,0	112,1	57,9	57,9
1	77,3	77,3	41,5	48	-24	112,0	114,0	58,6	58,6
0	78,5	78,5	42,8	49	-25	112	116,0	59,2	59,2
-1	79,7	79,7	43,4	49	-26	112,0	117,9	59,9	59,9
-2	80,8	80,8	44	48,5	-27	112,0	119,8	60,5	60,5
-3	82	82	44,6	48	-28	112,0	121,7	61,2	61,2
-4	82	82	45,2	47,5	-29	112,0	123,6	61,8	61,8
-4,2	82	82	49	50	-30	112,0	125,5	62,4	62,4
-5	82	82	48,6	50,5	-31	112,0	127,4	63,1	63,1
-6	82	82	48,1	49,5	-32	112,0	129,3	63,7	63,7
-7	82	82	47,6	49	-33	112,0	131,2	64,3	64,3
-7,66	82	82	47,3	49	-34	112,0	133,1	64,9	64,9
-8	82,7	82,7	47,5	49,1	-35	112,0	135,0	65,6	65,6
-9	84,7	84,7	48,3	49,8	-36	112,0	136,9	66,2	66,2
-10	86,7	86,7	49	50,5	-37	112,0	138,8	66,8	66,8
-11	88,7	88,7	49,7	51,5	-38	112,0	140,6	67,4	67,4
-12	90,6	90,6	50,4	51,9	-39	112,0	142,0	67,7	67,7
-13	92,6	92,6	51,1	52,6	-40	112,0	142,0	67,2	67,2
-14	94,6	94,6	51,8	53,3	-41	112,0	142,0	66,7	66,7
-15	96,6	96,6	52,5	54	-42	112,0	142,0	66,2	66,2
-16	98,5	98,5	53,2	54,7	-43	112,0	142,0	65,7	65,7

лтс

Рисунок 2.7.4 Температурный график регулирования отпуска тепла от ГРЭС-1-ПКТС на 2021-2022гг.

УТВЕРЖДАЮ:
 Главный инженер
 СГМУП "Городские тепловые сети"



ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК
 качественного регулирования отпуска тепла от котельной №1 СГМУП "ГТС"
 до потребителя при расчетных температурах сетевой воды $T_1 - T_2 = 150 - 70 \text{ }^\circ\text{C}$
 на отопительный сезон 2021-2022 г.г.

Температура наружного воздуха $t_{\text{н}}, \text{ }^\circ\text{C}$	Температура воды в подподем трубопроводе $T_1, \text{ }^\circ\text{C}$	Температура воды в обратном трубопроводе $T_2, \text{ }^\circ\text{C}$	Примечание
8	75	50	1. График рассчитан для скорости ветра до 5 м/сек. При отклонении скорости ветра - вводится поправка согласно номограмме.
7	75	50	
6	75	49	
5	75	49	
4	75	49	
3	75	49	
2	75	48,5	
1	75	47	
0	75	46	
-1	75	46	
-2	75	45,5	
-3	75	45,5	
-4	75	44	
-5	76,6	45	
-6	78,6	45,5	
-7	80,7	46	
-8	82,7	47	
-9	84,7	48	
-10	86,7	48,5	
-11	88,7	49	
-12	90,6	50	
-13	92,6	51	
-14	94,6	51,5	
-15	96,6	52	
-16	98,5	52	
-17	100,5	53	
-18	102,4	54	
-19	104,4	55	
-20	106,3	55,5	
-21	108,3	56	
-22	110,2	57	
-23	112,1	57,5	
-24	114	58	
-25	116	59	
-26	118	59,5	
-27	120	60	
-28	121,7	61	
-29	123,6	61,5	
-30	125,5	62	
-31	127,4	62,5	
-32	129,3	63	
-33	131,2	64	
-34	133,1	64,5	
-35	135	65	
-36	136,9	66	
-37	138,8	66,5	
-38	140,7	67	
-39	142	67,5	
-40	142	68	
-41	142	69	
-42	142	69,5	
-43	142	70	

Рисунок 2.7.5 Температурный график регулирования отпуска тепла от Котельной №1 на 2021-2022гг.

УТВЕРЖДАЮ:
 Главный инженер
 СГМУП "Городские тепловые сети"



С.А. Кузьминых

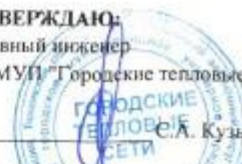
ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК

качественного регулирования отпуска тепла от котельных №2, 3 СГМУП "ГТС"
 до потребителя при расчетных температурах сетевой воды $T_1 - T_2 = 150 - 70$ °С
 на отопительный сезон 2021-2022 г.г.

Температура наружного воздуха $t_{вн}$, °С	Температура воды в подающем трубопроводе T_1 , °С	Температура воды в обратном трубопроводе T_2 , °С	Примечание
8	75	50	1.График рассчитан для скорости ветра до 5 м/сек. При отклонении скорости ветра - вводится поправка согласно номограмме.
7	75	50	
6	75	49	
5	75	49	
4	75	49	
3	75	49	
2	75	48,5	
1	75	47	
0	75	46	
-1	75	46	
-2	75	45,5	
-3	75	45,5	
-4	75	44	
-5	76,6	45	
-6	78,6	45,5	
-7	80,7	46	
-8	82,7	47	
-9	84,7	48	
-10	86,7	48,5	
-11	88,7	49	
-12	90,6	50	
-13	92,6	51	
-14	94,6	51,5	
-15	96,6	52	
-16	98,5	52	
-17	100,5	53	
-18	102,4	54	
-19	104,4	55	
-20	106,3	55,5	
-21	108,3	56	
-22	110,2	57	
-23	112,1	57,5	
-24	114	58	
-25	116	59	
-26	118	59,5	
-27	120	60	
-28	121,7	61	
-29	123,6	61,5	
-30	125,5	62	
-31	127,4	62,5	
-32	129,3	63	
-33	131,2	64	
-34	133,1	64,5	
-35	135	65	
-36	136,9	66	
-37	138,8	66,5	
-38	140	67	
-39	140	67,3	
-40	140	66,9	
-41	140	66,5	
-42	140	66	
-43	140	65,6	

Рисунок 2.7.6 Температурный график регулирования отпуска тепла от Котельной №2 и Котельной №3 на 2021-2022гг.

УТВЕРЖДАЮ:
 Главный инженер
 СГМУП "Городские тепловые сети"
 Е.А. Кузьминых



ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК
 качественного регулирования отпуска тепла от котельной №14 СГМУП "ГТС"
 до потребителя при расчетных температурах сетевой воды 130-70°C
 (со срезкой на 115°C и 75°C) на отопительный сезон 2021-2022 гг.

Температура наружного воздуха, °С	Температура воды в подающем трубопроводе от котельной №14, °С	Температура воды после смешения, °С	Расчетная температура сетевой воды в обратном трубопроводе, °С	№ ЦТП	Микрорайон	Примечание
T _{н.в.}	T1	T3	T2			
8	75,0	39	37,2		Котельная 14	1.График рассчитан для скорости ветра до 5 м/сек. При отклонении скорости ветра - вводится поправка согласно номограмме.
7	75,0	40,3	38,0	т/м	мкр. ж/д	
6	75,0	41,5	38,9	т/м	мкр. ПИКС	
5	75,0	42,8	39,7	т/м	мкр.40	
4	75,0	44,1	40,5			
3	75,0	45,3	41,3			
2	75,0	46,5	42,1			
1	75,0	47,7	42,9			
0	75,0	48,9	43,6			
-1	75,0	50,1	44,4			
-2	75,0	51,3	45,1			
-3	75,0	52,5	45,9			
-4	75,0	53,6	46,6			
-5	75,0	54,8	47,3			
-6	75,0	55,9	48,0			
-7	75,0	57,1	48,7			
-8	75,0	58,2	49,4			
-9	75,5	59,4	50,2			
-10	77,1	60,5	51,0			
-11	78,8	61,6	51,8			
-12	80,5	62,7	52,5			
-13	82,1	63,8	53,3			
-14	83,8	64,9	54,1			
-15	85,4	66	54,9			
-16	87,1	67,1	55,7			
-17	88,7	68,2	56,4			
-18	90,4	69,2	57,2			
-19	92,0	70,3	57,9			
-20	93,6	71,4	58,7			
-21	95,2	72,5	59,4			
-22	96,9	73,5	60,2			
-23	98,5	74,6	60,9			
-24	100,1	75,6	61,7			
-25	101,7	76,7	62,4			
-26	103,3	77,7	63,1			
-27	104,9	78,8	63,9			
-28	106,5	79,8	64,6			
-29	108,1	80,8	65,3			
-30	109,6	81,9	66,0			
-31	111,2	82,9	66,7			
-32	112,8	83,9	67,4			
-33	114,4	84,9	68,1			
-34	115,0	86	68,7			
-35	115,0	87	69,3			
-36	115,0	88	69,8			
-37	115,0	89	70,4			
-38	115,0	90	70,9			
-39	115,0	91	71,4			
-40	115,0	92	72,0			
-41	115,0	93	72,5			
-42	115,0	94	73,0			
-43	115,0	95	73,6			

Рисунок 2.7.7 Температурный график регулирования отпуска тепла от Котельной №14 на 2021-2022 гг.

УТВЕРЖДАЮ:
 Главный инженер
 СГМУП "Городские тепловые сети"
 С.А. Кулиных



ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК

качественного регулирования отпуска тепла от котельной "Ледовый дворец спорта"
 до потребителя при расчетных температурах сетевой воды $T_1 - T_2 = 100 - 80$ 0С
 на отопительный сезон 2021-2022 г.г.

Температура наружного воздуха $t_{вн}$ °С	Температура воды в подающем трубопроводе T_1 , °С	Температура воды в обратном трубопроводе T_2 , °С	Примечание
8	70	55	1. График рассчитан для скорости ветра до 5 м/сек. При отклонении скорости ветра - вводится поправка согласно номограмме.
7	70	55	
6	70	55	
5	70	55	
4	70	55	
3	71	55	
2	71,5	55,5	
1	72	56	
0	72,5	56,5	
-1	73	57	
-2	73,5	57,5	
-3	74	58	
-4	74,5	58,5	
-5	75	59	
-6	76	60	
-7	76,5	60,5	
-8	77	61	
-9	77,5	61,5	
-10	78	62	
-11	78,5	62,5	
-12	80	63	
-13	80,5	63,5	
-14	81	64	
-15	81,5	64,5	
-16	82	65	
-17	82,5	65,5	
-18	83	66	
-19	83,5	66,5	
-20	84	67	
-21	84,5	67,5	
-22	86	68	
-23	86,5	68,5	
-24	87	69	
-25	87,5	69,5	
-26	88	70	
-27	88,5	71,5	
-28	89	72	
-29	89,5	72,5	
-30	90	73	
-31	90,5	73,5	
-32	92	74	
-33	93,5	74,5	
-34	94	75	
-35	95,5	75,5	
-36	96	76	
-37	96,5	76,5	
-38	97	77	
-39	97,5	77,5	
-40	98	78	
-41	98,5	78,5	
-42	99	79	
-43	100	80	

Рисунок 2.7.8 Температурный график регулирования отпуска тепла от Котельной №23 (Ледовый дворец) на 2021-2022 гг.

УТВЕРЖДАЮ:
 Главный инженер
 СГМУП "Городские тепловые сети"



ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК

качественного регулирования отпуска тепла от ЦТП- 47 котельной №21 СГМУП "ГТС"
 до потребителя при расчетных температурах сетевой воды $T_1 - T_2 = 95 - 70$ °С
 на отопительный сезон 2021-2022 г.г.

Температура наружного воздуха $t_{вн}$, °С	Температура воды в подающем трубопроводе T_1 от котельной, °С	Температура воды после смешения ТЗ, °С (после ЦТП)	Температура воды в обратном трубопроводе T_2 , °С	№№ ЦТП	Примечание
8	70	39	34,2	ЦТП- 47 п. Звездный	1.График рассчитан для скорости ветра до 5 м/сек. При отклонении скорости ветра - вводится поправка согласно номограмме. 2.На ЦТП работают корректирующие насосы отопления от точки излома температурного графика.
7	70	40,3	35,1		
6	70	41,5	36		
5	70	42,8	36,9		
4	70	44,1	37,7		
3	70	45,3	38,5		
2	70	46,5	39,4		
1	70	47,7	40,2		
0	70	48,9	41		
-1	70	50,1	41,8		
-2	70	51,3	42,6		
-3	70	52,5	43,3		
-4	70	53,6	44,1		
-5	70	54,8	44,9		
-6	70	55,9	45,6		
-7	70	57,1	46,4		
-8	70	58,2	47,1		
-9	70	59,4	47,8		
-10	70	60,5	48,6		
-11	70	61,6	49,3		
-12	70	62,7	50		
-13	70	63,8	50,7		
-14	70	64,9	51,4		
-15	70	66	52,1		
-16	70	67,1	52,8		
-17	70	68,2	53,5		
-18	70	69,2	54,2		
-19	70,5	70,3	54,8		
-20	71,5	71,4	55,5		
-21	72,5	72,5	56,2		
-22	74	73,5	56,9		
-23	75,5	74,6	57,5		
-24	77	75,6	58,2		
-25	77,5	76,7	58,8		
-26	78	77,7	59,5		
-27	79	78,8	60,1		
-28	80	79,8	60,8		
-29	81	80,8	61,4		
-30	82	81,9	62		
-31	83	82,9	62,7		
-32	84	83,9	63,3		
-33	85,5	84,9	63,9		
-34	86,5	86	64,5		
-35	88	87	65,2		
-36	89	88	65,8		
-37	89,5	89	66,4		
-38	90	90	67		
-39	91	91	67,6		
-40	92	92	68,2		
-41	93	93	68,8		
-42	94	94	69,4		
-43	95	95	70		

Рисунок 2.7.9 Температурный график регулирования отпуска тепла от Котельной №21 на 2021-2022гг.

УТВЕРЖДАЮ:
 Главный инженер
 СГМУП "Городские тепловые сети"



ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК

качественного регулирования отпуска тепла от ЦТП и котельных 5, 6, 7, 9, 13, 22, 24
 СГМУП "ГТС" до потребителя при расчетных температурах сетевой воды $T_1 - T_2 = 95 - 70$ °С
 на отопительный сезон 2021-2022 г.г.

Температура наружного воздуха $t_{\text{н.к}}$, °С	Температура воды в подающем трубопроводе T_1 , °С	Температура воды в обратном трубопроводе T_2 , °С	№№ ЦТП		Примечание
8	50	43,5	ГРЭС-1		1. График рассчитан для скорости ветра до 5 м/сек. При отклонении скорости ветра - вводится поправка согласно номограмме.
7	50	43,5		Независимое присоединение систем отопления	
6	50	43		п. Госнаб	
5	50	43	БПТП-Госнаб		
4	50	42,5			
3	50	42,5			
2	50	42,5			
1	50	42			
0	50	42			
-1	50	42		ГРЭС-2	
-2	51,3	42,6		Независимое присоединение систем отопления	
-3	52,5	43,3		ЦТП-86 мкр.23 (котельная 17) ЦТП-87 мкр.28 ЦТП-88 Речпорт ЦТП-89 пос. Гидромеханизаторов ЦТП-90 Черный Мыс (котельная 6) ЦТП-101 п. ПСО-34 БПТП-25 мкр.30	
-4	53,6	44,1			
-5	54,8	44,9			
-6	55,9	45,6			
-7	57,1	46,4			
-8	58,2	47,1			
-9	59,4	47,8			
-10	60,5	48,6			
-11	61,6	49,3			
-12	62,7	50			
-13	63,8	50,7			
-14	64,9	51,4			
-15	66	52,1			
-16	67,1	52,8			
-17	68,2	53,5			
-18	69,2	54,2			
-19	70,3	54,8			
-20	71,4	55,5			
-21	72,5	56,2			
-22	73,5	56,9			
-23	74,5	57,5			
-24	74,6	58,2			
-25	76,5	58,8			
-26	77,7	59,5			
-27	78,8	60,1			
-28	79,8	60,8			
-29	80,8	61,4			
-30	81,9	62			
-31	82,9	62,7			
-32	83,9	63,3			
-33	84,9	63,9			
-34	86	64,5			
-35	87	65,2			
-36	88	65,8			
-37	89	66,4			
-38	90	67			
-39	91	67,6			
-40	92	68,2			
-41	93	68,8			
-42	94	69,4			
-43	95	70			

Рисунок 2.7.10 Температурный график регулирования отпуска тепла от Котельных 5, 6, 7, 9, 13, 22, 24 на 2021-2022гг.

УТВЕРЖДАЮ:
 Главный инженер
 СГМУП "Городские тепловые сети"
 С.А. Кузьминых



ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК

качественного регулирования отпуска тепла от БПТП и котельной ц. Лесной СГМУП "ГТС"
 до потребителя при расчетных температурах сетевой воды $T_1 - T_2 = 95 - 70$ 0С
 на отопительный сезон 2021-2022 г.г.

Температура наружного воздуха $t_{н}$, °С	Температура воды после смешения ТЗ, °С (после ЦТП)	Температура воды в обратном трубопроводе Т2, °С	№№ ЦТП	Примечание
8	39	34,2	ГРЭС-1 БПТП	1. График рассчитан для скорости ветра до 5 м/сек. При отклонении скорости ветра - вводится поправка согласно номограмме. 2. На ЦТП работают корректирующие насосы отопления от точки излома температурного графика.
7	40,3	35,1		
6	41,5	36		
5	42,8	36,9		
4	44,1	37,7		
3	45,3	38,5		
2	46,5	39,4		
1	47,7	40,2		
0	48,9	41		
-1	50,1	41,8		
-2	51,3	42,6		
-3	52,5	43,3		
-4	53,6	44,1		
-5	54,8	44,9		
-6	55,9	45,6		
-7	57,1	46,4		
-8	58,2	47,1		
-9	59,4	47,8		
-10	60,5	48,6		
-11	61,6	49,3		
-12	62,7	50		
-13	63,8	50,7		
-14	64,9	51,4		
-15	66	52,1		
-16	67,1	52,8		
-17	68,2	53,5		
-18	69,2	54,2		
-19	70,3	54,8		
-20	71,4	55,5		
-21	72,5	56,2		
-22	73,5	56,9		
-23	74,6	57,5		
-24	75,6	58,2		
-25	76,7	58,8		
-26	77,7	59,5		
-27	78,8	60,1		
-28	79,8	60,8		
-29	80,8	61,4		
-30	81,9	62		
-31	82,9	62,7		
-32	83,9	63,3		
-33	84,9	63,9		
-34	86	64,5		
-35	87	65,2		
-36	88	65,8		
-37	89	66,4		
-38	90	67		
-39	91	67,6		
-40	92	68,2		
-41	93	68,8		
-42	94	69,4		
-43	95	70		

Рисунок 2.7.11 Температурный график регулирования отпуска тепла от Котельной №25 пос. Лесной и БПТП на 2021-2022гг.

УТВЕРЖДАЮ:
 Главный инженер
 СГМУП "Городские тепловые сети"
 С.А. Кузьминых



ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК

качественного регулирования отпуска тепла от котельных №26, 27 по пр.Набережный
 до потребителя при расчетных температурах сетевой воды $T_1 - T_2 = 95 - 70$ 0С
 на отопительный сезон 2021-2022 г.г.

Температура наружного воздуха $t_{\text{вн}}$, °С	Температура воды в подающем трубопроводе T_1 , °С	Температура воды в обратном трубопроводе T_2 , °С	Примечание
8	38	34	1. График рассчитан для скорости ветра до 5 м/сек. При отклонении скорости ветра - вводится поправка согласно номограмме.
7	39	35	
6	41	36,5	
5	42	37	
4	43	37,5	
3	44	38	
2	45	39	
1	46	40	
0	47,5	41	
-1	49	41,5	
-2	50	42	
-3	51,5	43	
-4	53	44	
-5	54,5	45	
-6	56	45,5	
-7	57	46,5	
-8	58	47	
-9	59	48	
-10	60,5	48,5	
-11	61,5	49	
-12	63	50	
-13	64	51	
-14	65	51,5	
-15	66	52	
-16	67	52,5	
-17	68	53	
-18	69	54	
-19	70,5	55	
-20	71,5	55,5	
-21	72,5	56	
-22	74	57	
-23	75,5	57,5	
-24	77	58	
-25	77,5	59	
-26	78	59,5	
-27	79	60	
-28	80	61	
-29	81	61,5	
-30	82	62	
-31	83	62,5	
-32	84	63	
-33	85,5	64	
-34	86,5	64,5	
-35	88	65	
-36	89	66	
-37	89,5	66,5	
-38	90	67	
-39	91	67,5	
-40	92	68	
-41	93	68,5	
-42	94	69	
-43	95	70	

Рисунок 2.7.12 Температурный график регулирования отпуска тепла от Котельных №26, 27 пр. Набережный на 2021-2022гг.

УТВЕРЖДАЮ:
 Главный инженер
 СГМУП "Городские тепловые сети"
 С.А. Кузьминых



ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК

качественного регулирования отпуска тепла от котельных №28, 29, 30, 32, 33, 34
 до потребителя при расчетных температурах сетевой воды $T_1 - T_2 = 95 - 70$ °C
 на отопительный сезон 2021-2022 гг.

Температура наружного воздуха $t_{\text{н}}$ °C	Температура воды в подающем трубопроводе T_1 , °C	Температура воды в обратном трубопроводе T_2 , °C	Примечание
8	41,9	36,8	1. График рассчитан для скорости ветра до 5 м/сек. При отклонении скорости ветра - вводится поправка согласно номограмме.
7	43,1	37,6	
6	44,3	38,5	
5	45,6	39,3	
4	46,8	40,1	
3	48	40,9	
2	49,1	41,7	
1	50,3	42,5	
0	51,5	43,3	
-1	52,6	44	
-2	53,7	44,8	
-3	54,9	45,5	
-4	56	46,2	
-5	57,1	46,9	
-6	58,2	47,6	
-7	59,3	48,3	
-8	60,4	49	
-9	61,4	49,7	
-10	62,5	50,4	
-11	63,6	51,1	
-12	64,6	51,7	
-13	65,7	52,4	
-14	66,7	53	
-15	67,7	53,7	
-16	68,8	54,3	
-17	69,8	55	
-18	70,8	55,6	
-19	71,8	56,2	
-20	72,9	56,8	
-21	73,9	57,4	
-22	74,9	58,1	
-23	75,9	58,7	
-24	76,8	59,3	
-25	77,8	59,9	
-26	78,8	60,5	
-27	79,8	61	
-28	80,8	61,6	
-29	81,7	62,2	
-30	82,7	62,8	
-31	83,7	63,4	
-32	84,6	63,9	
-33	85,6	64,5	
-34	86,6	65,1	
-35	87,5	65,6	
-36	88,5	66,2	
-37	89,4	66,7	
-38	90,3	67,3	
-39	91,3	67,8	
-40	92,2	68,4	
-41	93,1	68,9	
-42	94,1	69,5	
-43	95	70	

Рисунок 2.7.13 Температурный график регулирования отпуска тепла от Котельных №28, 29, 30, 32, 33, 34 на 2021-2022гг.

2.7.4. ПАО «Сургутнефтегаз»

Система теплоснабжения от всех котельных ПАО «Сургутнефтегаз», отпускающих тепловую энергию с горячей водой - двухтрубная. Способ регулирования отпуска тепловой энергии - качественный. Теплоснабжение потребителей от котельной №4 осуществляется с насыщенным паром 0,6 МПа, возврат конденсата от потребителей отсутствует.

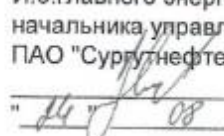
Температурные графики регулирования отпуска тепловой энергии от котельных ПАО «Сургутнефтегаз» и давления в выводах теплосети от котельных представлены в таблице 2.7.1 и на рисунках 2.7.14 – 2.7.16.

Таблица 2.7.1 Температурные графики и давления в коллекторах теплосети котельных ПАО «Сургутнефтегаз»

№ п/п	Номер котельной	Температурный график, °С	Давление в трубопроводах водяной тепловой сети, МПа
1	Котельная №1	95 / 70	0,6 / 0,3
2	Котельная №3	95 / 70	0,6 / 0,3
3	Котельная №5	95 / 70	0,6 / 0,3
4	Котельная №6	95 / 70	0,6 / 0,3
5	Котельная №7	95 / 70	0,6 / 0,3
6	Котельная №8	95 / 70	0,6 / 0,3
7	Котельная №9	95 / 70	0,6 / 0,3
8	Котельная №10	110 / 70	0,6 / 0,3
9	Котельная №12	95 / 70	0,6 / 0,3
10	Котельная №14	95 / 70	0,6 / 0,3
11	Котельная №15	110 / 70	0,6 / 0,3
12	Котельная №16	95 / 70	0,6 / 0,3
13	Котельная №17	95 / 70	0,6 / 0,3
14	Котельная №19	110 / 70	0,6 / 0,3
15	Котельная №22		пар 0,3 МПа 150°С

УТВЕРЖДАЮ

И.о. главного энергетика -
начальника управления энергетики
ПАО "Сургутнефтегаз"

 Э.В. Сидорук
2021г.

Стандартный температурный график
качественного регулирования отпуска теплоты
котельными ПАО "Сургутнефтегаз", расположенными в Западной Сибири

Температура наружного воздуха, Т _{нв} , °С	Температурный график 95/70		Расчетный отопитель- ный коэф- фициент, Кот	Температура наружного воздуха, Т _{нв} , °С	Температурный график 95/70		Расчетный отопитель- ный коэф- фициент, Кот
	Температура сетевой воды в подающем трубопроводе, Т1, °С	Температура сетевой воды в обратном трубопроводе, Т2, °С			Температура сетевой воды в подающем трубопроводе, Т1, °С	Температура сетевой воды в обратном трубопроводе, Т2, °С	
8	35,21	31,11	0,164	-18	67,69	52,94	0,59
7	36,63	32,13	0,18	-19	68,87	53,7	0,607
6	38,07	33,15	0,197	-20	69,97	54,4	0,623
5	39,37	34,05	0,213	-21	71,07	55,1	0,639
4	40,81	35,06	0,23	-22	72,25	55,85	0,656
3	42,1	35,95	0,246	-23	73,36	56,56	0,672
2	43,33	36,78	0,262	-24	74,47	57,25	0,689
1	44,71	37,74	0,279	-25	75,57	57,95	0,705
0	46	38,63	0,295	-26	76,68	58,66	0,721
-1	47,24	39,47	0,311	-27	77,79	59,34	0,738
-2	48,55	40,35	0,328	-28	78,9	60,05	0,754
-3	49,78	41,18	0,344	-29	79,93	60,68	0,77
-4	51,09	42,07	0,361	-30	81,11	61,44	0,787
-5	52,25	42,83	0,377	-31	82,15	62,08	0,803
-6	53,49	43,67	0,393	-32	83,27	62,77	0,82
-7	54,73	44,48	0,41	-33	84,31	63,41	0,836
-8	55,9	45,25	0,426	-34	85,41	64,11	0,852
-9	57,14	46,07	0,443	-35	86,53	64,81	0,869
-10	58,31	46,84	0,459	-36	87,56	65,44	0,885
-11	59,48	47,61	0,475	-37	88,68	66,13	0,902
-12	60,72	48,42	0,492	-38	89,72	66,77	0,918
-13	61,89	49,19	0,508	-39	90,76	67,41	0,934
-14	63,07	49,95	0,525	-40	91,87	68,1	0,951
-15	64,24	50,72	0,541	-41	92,91	68,74	0,967
-16	65,34	51,42	0,557	-42	93,96	69,36	0,984
-17	66,52	52,17	0,574	-43	95	70	1

Примечание: Расчет температурного графика выполнен на расчетную температуру воздуха в помещениях +18 °С на основании справочного пособия "Наладка водяных систем централизованного теплоснабжения" М.М.Аларцев

Заместитель начальника
управления энергетики
ПАО "Сургутнефтегаз"



Г.М.Девякович

Рисунок 2.7.14 Температурный график 95/70 °С котельных ПАО «Сургутнефтегаз»

УТВЕРЖДАЮ
И.о.главного энергетика -
начальника управления энергетики
ПАО "Сургутнефтегаз"

Э.В.Сидорук
" 24 " 08 2021г.

Стандартный температурный график
качественного регулирования отпуска теплоты
котельными ПАО "Сургутнефтегаз", расположенными в Западной Сибири

Температура наружного воздуха, Тнв, °С	Температурный график 105/70			Температура наружного воздуха, Тнв, °С	Температурный график 105/70		
	Температура сетевой воды в подающем трубопроводе, Т1, °С	Температура сетевой воды в обратном трубопроводе, Т2, °С	Расчетный отопитель- ный коэф- фициент, Кот		Температура сетевой воды в подающем трубопроводе, Т1, °С	Температура сетевой воды в обратном трубопроводе, Т2, °С	Расчетный отопитель- ный коэф- фициент, Кот
8	36,85	31,11	0,164	-18	73,59	52,94	0,59
7	38,43	32,13	0,18	-19	74,94	53,7	0,607
6	40,04	33,15	0,197	-20	76,2	54,4	0,623
5	41,5	34,05	0,213	-21	77,46	55,1	0,639
4	43,11	35,06	0,23	-22	78,81	55,85	0,656
3	44,56	35,95	0,246	-23	80,08	56,56	0,672
2	45,95	36,78	0,262	-24	81,36	57,25	0,689
1	47,5	37,74	0,279	-25	82,62	57,95	0,705
0	48,95	38,63	0,295	-26	83,89	58,66	0,721
-1	50,35	39,47	0,311	-27	85,17	59,34	0,738
-2	51,83	40,35	0,328	-28	86,44	60,05	0,754
-3	53,22	41,18	0,344	-29	87,63	60,68	0,77
-4	54,7	42,07	0,361	-30	88,98	61,44	0,787
-5	56,02	42,83	0,377	-31	90,18	62,08	0,803
-6	57,42	43,67	0,393	-32	91,47	62,77	0,82
-7	58,83	44,48	0,41	-33	92,67	63,41	0,836
-8	60,16	45,25	0,426	-34	93,93	64,11	0,852
-9	61,57	46,07	0,443	-35	95,22	64,81	0,869
-10	62,9	46,84	0,459	-36	96,41	65,44	0,885
-11	64,23	47,61	0,475	-37	97,7	66,13	0,902
-12	65,64	48,42	0,492	-38	98,9	66,77	0,918
-13	66,97	49,19	0,508	-39	100,1	67,41	0,934
-14	68,32	49,95	0,525	-40	101,38	68,1	0,951
-15	69,65	50,72	0,541	-41	102,58	68,74	0,967
-16	70,91	51,42	0,557	-42	103,8	69,36	0,984
-17	72,28	52,17	0,574	-43	105	70	1

Примечание: Расчет температурного графика выполнен на расчетную температуру воздуха в помещениях +18 °С на основании справочного пособия "Наладка водяных систем централизованного теплоснабжения" М.М.Аларцев

Заместитель начальника
управления энергетики
ПАО "Сургутнефтегаз"



Г.М.Девякович

Рисунок 2.7.15 Температурный график 105/70 °С котельных ПАО «Сургутнефтегаз»

УТВЕРЖДАЮ
 И.о. главного энергетика -
 начальника управления энергетики
 ПАО "Сургутнефтегаз"
 Э.В. Сидорук
 " 24 " 08 2021г.

Стандартный температурный график
 качественного регулирования отпуска теплоты
 котельными ПАО "Сургутнефтегаз", расположенными в Западной Сибири

Температура наружного воздуха, Т _{нв} , °С	Температурный график 110/70		Расчетный отопитель- ный коэф- фициент, Кот	Температура наружного воздуха, Т _{нв} , °С	Температурный график 110/70		Расчетный отопитель- ный коэф- фициент, Кот
	Температура сетевой воды в подающем трубопроводе, Т1, °С	Температура сетевой воды в обратном трубопроводе, Т2, °С			Температура сетевой воды в подающем трубопроводе, Т1, °С	Температура сетевой воды в обратном трубопроводе, Т2, °С	
8	37,67	31,11	0,164	-18	76,54	52,94	0,59
7	39,33	32,13	0,18	-19	77,98	53,7	0,607
6	41,03	33,15	0,197	-20	79,32	54,4	0,623
5	42,57	34,05	0,213	-21	80,66	55,1	0,639
4	44,26	35,06	0,23	-22	82,09	55,85	0,656
3	45,79	35,95	0,246	-23	83,44	56,56	0,672
2	47,26	36,78	0,262	-24	84,81	57,25	0,689
1	48,9	37,74	0,279	-25	86,15	57,95	0,705
0	50,43	38,63	0,295	-26	87,5	58,66	0,721
-1	51,91	39,47	0,311	-27	88,86	59,34	0,738
-2	53,47	40,35	0,328	-28	90,21	60,05	0,754
-3	54,94	41,18	0,344	-29	91,48	60,68	0,77
-4	56,51	42,07	0,361	-30	92,92	61,44	0,787
-5	57,91	42,83	0,377	-31	94,2	62,08	0,803
-6	59,39	43,67	0,393	-32	95,57	62,77	0,82
-7	60,88	44,48	0,41	-33	96,85	63,41	0,836
-8	62,29	45,25	0,426	-34	98,19	64,11	0,852
-9	63,79	46,07	0,443	-35	99,57	64,81	0,869
-10	65,2	46,84	0,459	-36	100,84	65,44	0,885
-11	66,61	47,61	0,475	-37	102,21	66,13	0,902
-12	68,1	48,42	0,492	-38	103,49	66,77	0,918
-13	69,51	49,19	0,508	-39	104,77	67,41	0,934
-14	70,95	49,95	0,525	-40	106,14	68,1	0,951
-15	72,36	50,72	0,541	-41	107,42	68,74	0,967
-16	73,7	51,42	0,557	-42	108,72	69,36	0,984
-17	75,13	52,17	0,574	-43	110	70	1

Примечание: Расчет температурного графика выполнен на расчетную температуру воздуха в помещениях +18 °С на основании справочного пособия "Наладка водяных систем централизованного теплоснабжения" М.М.Аларцев

Заместитель начальника
 управления энергетики
 ПАО "Сургутнефтегаз"



Г.М.Девякович

Рисунок 2.7.16 Температурный график 110/70 °С котельных ПАО «Сургутнефтегаз»

2.7.5. ООО «Сургутские городские электрические сети»

Система теплоснабжения котельной К-45 ООО «СГЭС» - двухтрубная. Способ регулирования отпуска тепловой энергии – качественно-количественный.

Теплоснабжение потребителей от котельной К-45 осуществляется по температурному графику 150/70°C. Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии от котельной К-45 представлен на рисунке 2.7.17.

Гидравлический режим работы тепловых сетей в отопительном сезоне соответствует давлениям в подающей и обратной магистралях теплосети - 9,0 кгс/см²/3,0 кгс/см².

Отпуск тепловой энергии от котельной «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5» ООО «СГЭС» осуществляется по температурному графику 95/70 °С. Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии от котельной «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5» представлен на рисунке 2.7.18.

УТВЕРЖДАЮ

Зам. главного инженера

ООО "СРЭС"

А.Е. Марченко

"01" 07 2021.

ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК

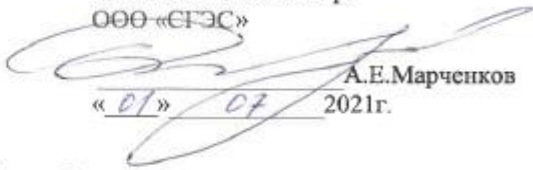
центрального качественно-количественного регулирования отпуска тепла от котельной К-45 на отопительный сезон 2021-2022 гг.

Температура наружного воздуха $t_{вн}$, °C	Температура сетевой воды °C		Температура наружного воздуха $t_{вн}$, °C	Температура сетевой воды °C	
	T1	T2		T1	T2
	от котельной	на котельную		от котельной	на котельную
8	75,00	50,37	-18	102,42	54,17
7	75,00	49,84	-19	104,37	54,85
6	75,00	49,32	-20	106,31	55,52
5	75,00	48,80	-21	108,25	56,19
4	75,00	48,30	-22	110,19	56,85
3	75,00	47,79	-23	112,12	57,51
2	75,00	47,30	-24	114,04	58,17
1	75,00	46,80	-25	115,96	58,82
0	75,00	46,31	-26	117,88	59,47
-1	75,00	45,82	-27	119,80	60,12
-2	75,00	45,33	-28	121,71	60,76
-3	75,00	44,85	-29	123,62	61,39
-4	75,00	44,37	-30	125,52	62,03
-5	76,62	44,88	-31	127,42	62,66
-6	78,65	45,63	-32	129,32	63,29
-7	80,66	46,37	-33	131,21	63,91
-8	82,67	47,11	-34	133,11	64,53
-9	84,67	47,85	-35	134,99	65,15
-10	86,67	48,57	-36	136,88	65,77
-11	88,65	49,29	-37	138,76	66,38
-12	90,64	50,00	-38	140,64	66,99
-13	92,62	50,71	-39	142,00	67,30
-14	94,59	51,41	-40	142,00	66,80
-15	96,55	52,11	-41	142,00	66,30
-16	98,52	52,80	-42	142,00	65,80
-17	100,47	53,49	-43	142,00	65,30

ЛТС

Рисунок 2.7.18 Температурный график отпуска тепла котельной К-45

УТВЕРЖДАЮ
Зам. главного инженера
ООО «СГЭС»


А.Е.Марченков
« 01 » 07 2021г.

Температурный график

центрального качественного регулирования отпуска тепловой энергии от котельной
(Нефтеюганское шоссе 22, строение 5)
на отопительный сезон 2021-2022гг.

Температура наружного воздуха, $T_{\text{вн}}$, °С	Температура сетевой воды, °С		Температура наружного воздуха, $T_{\text{вн}}$, °С	Температура сетевой воды, °С	
	T_1 от котельной	T_2 на котельную		T_1 от котельной	T_2 на котельную
10	36,3	32,4	-17	68,1	53,3
9	37,5	33,3	-18	69,2	54
8	38,5	34,2	-19	70,3	54,7
7	39,7	35	-20	71,4	55,5
6	41	36	-21	72,5	56,2
5	42,8	36,9	-22	73,5	56,8
4	43,7	37,8	-23	74,5	57,5
3	44,9	38,5	-24	75,6	58,1
2	46,2	39,2	-25	76,7	58,8
1	47,5	40	-26	77,7	59,4
0	48,9	41	-27	78,8	60
-1	50	41,8	-28	79,8	60,7
-2	51,3	42,5	-29	80,9	61,4
-3	52,5	43,3	-30	81,9	62
-4	53,7	44,1	-31	82,9	62,6
-5	54,8	44,9	-32	83,9	63,3
-6	56	45,6	-33	84,9	63,9
-7	57	46,4	-34	86	64,5
-8	58,2	47,1	-35	87	65,2
-9	59,4	47,9	-36	88	65,8
-10	60,5	48,6	-37	89	66,4
-11	61,6	49,3	-38	90	67
-12	62,7	50	-39	91	67,6
-13	63,8	50,7	-40	92	68,2
-14	64,9	51,4	-41	93	69
-15	66	52,1	-42	94	69,5
-16	67	52,7	-43	95	70

ПТС



Рисунок 2.7.19 Температурный график отпуска тепла котельной «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5»

2.7.6. ООО «Газпром энерго»

Система теплоснабжения котельной ООО «Газпром энерго» - двухтрубная. Способ регулирования отпуска тепловой энергии - качественный. Теплоснабжение потребителей от котельной осуществляется по температурному графику 95/70°C. Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии от котельной представлен в рисунке 2.7.20.

Поскольку котельная не имеет нагрузки ГВС, её температурный график не имеет нижней срезки.

Гидравлический режим работы тепловых сетей в отопительном сезоне соответствует давлениям в подающей и обратной магистралях теплосети - 5,0 кгс/см²/2,0 кгс/см²

УТВЕРЖДАЮ
 Главный инженер
 Сургутского филиала
 ООО «Газпром энерго»

«01»  Ю.А. Гок
 2020 г.

Температурный график работы тепловой сети 95-70°C
 котельной Сургутского цеха энерговодоснабжения
 Сургутского филиала ООО «Газпром энерго»

Тн.в., °С	график 95-70		Тн.в., °С	график 95-70	
	T1, °С	T2, °С		T1, °С	T2, °С
+8	38,9	34,2	-18	69,2	54,1
+7	40,2	35,1	-19	70,3	54,8
+6	41,5	36	-20	71,4	55,5
+5	42,8	36,9	-21	72,5	56,2
+4	44	37,7	-22	73,5	56,8
+3	45,2	38,5	-23	74,6	57,5
+2	46,5	39,4	-24	75,6	58,1
+1	47,7	40,2	-25	76,7	58,8
0	48,9	41	-26	77,7	59,4
-1	50,1	41,8	-27	78,8	60,1
-2	51,3	42,6	-28	79,8	60,7
-3	52,4	43,3	-29	80,9	61,4
-4	53,6	44,1	-30	81,9	62
-5	54,8	44,9	-31	82,9	62,6
-6	55,9	45,6	-32	83,9	63,3
-7	57,1	46,4	-33	85	63,9
-8	58,2	47,1	-34	86,0	64,6
-9	59,4	47,9	-35	87	65,2
-10	60,5	48,6	-36	88	65,8
-11	61,6	49,3	-37	89	66,4
-12	62,7	50	-38	90	67
-13	63,8	50,7	-39	91	67,6
-14	64,9	51,4	-40	92	68,2
-15	66	52,1	-41	93	68,8
-16	67,1	52,8	-42	94	69,4
-17	68,2	53,5	-43	95	70

Заместитель начальника Сургутского цеха ЭВС



А.В. Каллас

Согласованно:

Начальник службы ЭВС



А.В. Май

Начальник Сургутского цеха ЭВС



П.А. Гыченков

Рисунок 2.7.20 Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии от котельной ООО «Газпром энерго» на отопительный период 2021-2022 гг.

2.7.7. АО «Аэропорт Сургут»

Водяная система теплоснабжения от котельной - двухтрубная. Способ регулирования отпуска тепловой энергии - качественный. Теплоснабжение потребителей от котельной в горячей воде осуществляется по температурному графику 95/70°C.

Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии от котельной представлен в таблице 2.7.2.

Таблица 2.7.2 Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии котельной ОАО «Аэропорт-Сургут»

Температура наружного воздуха, $T_{нв}$, °С	Температура сетевой воды, °С		Температура наружного воздуха, $T_{нв}$, °С	Температура сетевой воды, °С	
	T_1 от котельной	T_2 на котельную		T_1 от котельной	T_2 на котельную
8	38	34	-18	69	54
7	39	35	-19	70,5	55
6	41	36,5	-20	71,5	55,5
5	42	37	-21	72,5	56
4	43	37,5	-22	73,5	57
3	44	38	-23	74,5	57,5
2	45	39	-24	75,5	58
1	46	40	-25	76,5	59
0	47,5	41	-26	77,5	59,5
-1	49	41,5	-27	79	60
-2	50	42	-28	80	60,5
-3	51	43	-29	81	61,5
-4	53	44	-30	82	62
-5	54,5	45	-31	83	62,5
-6	56	45,5	-32	84	63,5
-7	57	46,5	-33	85	64
-8	58	47	-34	86	64,5
-9	59,5	48	-35	87	65
-10	60,5	48,5	-36	88	66
-11	61,5	49,5	-37	89	66,5
-12	62,5	50	-38	90	67
-13	64	50,5	-39	91	67,5
-14	65	51,5	-40	92	68
-15	66	52	-41	93	69
-16	67	52,5	-42	94	69,5
-17	68	53	-43	95	70

Гидравлический режим работы тепловых сетей в отопительном сезоне соответствует давлениям в подающей и обратной магистралях теплосети – 5,69 кгс/см²/2,36 кгс/см².

2.7.8. СГМУП «Сургутский хлебозавод»

Водяная система теплоснабжения котельной СГМУП «Сургутский хлебозавод» - двухтрубная. Способ регулирования отпуска тепловой энергии – качественный. Теплоснабжение потребителей от котельной в горячей воде осуществляется по температурному графику 95/70°C. Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии от котельной представлен в таблице 2.7.3.

Таблица 2.7.3 Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии котельной СГМУП «Сургутский хлебозавод»

Температура наружного воздуха, $T_{нв}$, °С	Температура сетевой воды, °С		Температура наружного воздуха, $T_{нв}$, °С	Температура сетевой воды, °С	
	T_1 от котельной	T_2 на котельную		T_1 от котельной	T_2 на котельную
+5	43	40	-22	74	67
0	46	41	-23	75	67
-1	47	44	-24	76	69
-2	48	44	-25	77	70

Температура наружного воздуха, $T_{нв}$, °С	Температура сетевой воды, °С		Температура наружного воздуха, $T_{нв}$, °С	Температура сетевой воды, °С	
	T_1 от котельной	T_2 на котельную		T_1 от котельной	T_2 на котельную
-3	49	47	-26	78	70
-4	50	45	-27	79	71
-5	51	47	-28	80	72
-6	52	49	-29	81	72
-7	53	50	-30	82	73
-8	54	51	-31	83	74
-9	55	51	-32	84	74
-10	60	53	-33	85	75
-11	61	54	-34	86	75
-12	62	54	-35	87	76
-13	63	55	-36	88	76
-14	64	55	-37	89	77
-15	66	56	-38	90	77
-16	65	57	-39	91	78
-17	66	61	-40	92	78
-18	68	63	-41	93	78
-19	70	64	-42	94	79
-20	72	65	-43	95	
-21	73	66			

Примечание: график рассчитан для скорости ветра – до 5 м/с.

Гидравлический режим работы тепловых сетей в отопительном сезоне соответствует давлениям в подающей и обратной магистралях теплосети - 3,2 кгс/см²/2,0 кгс/см².

Паровая система теплоснабжения от котельной – однетрубная с одной линией возврата конденсата (доля возврата порядка 30%). Давление пара, поступающего к потребителям, поддерживается в среднем на уровне 0,5 МПа.

2.7.9. ООО УК «Северо-Западная Тепловая Компания»

Водяная система теплоснабжения котельной УК «СЗТК»- двухтрубная. Способ регулирования отпуска тепловой энергии – качественный. Теплоснабжение потребителей от котельной в горячей воде осуществляется по температурному графику 95/70°С.

Гидравлический режим работы тепловых сетей в отопительном сезоне соответствует давлениям в подающей и обратной магистралях теплосети –4,6 кгс/см²/2,0 кгс/см².

2.7.10. ООО «ТВС-сервис»

Водяная система теплоснабжения котельной ООО «ТВС-сервис» - двухтрубная. Способ регулирования отпуска тепловой энергии - качественный. Теплоснабжение потребителей от котельной в горячей воде осуществляется по температурному графику 95/70°С. Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии от котельной представлен в таблице 2.7.4.

Таблица 2.7.4 Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии

Температура наружного воздуха	T_1 сет. воды в под. трубы	T_2 сет. воды в обрат. труб.	Температура наружного воздуха	T_1 сет. воды в под. трубы	T_2 сет. воды в обрат. труб.
10	36,3	32,4	-17	68,1	53,3
9	37,5	33,3	-18	69,2	54
8	38,5	34,2	-19	70,3	54,7
7	39,7	35,0	-20	71,4	55,5
6	41	36	-21	72,5	56,2
5	42,8	36,9	-22	73,5	56,8
4	43,7	37,8	-23	74,6	57,5
3	44,9	38,5	-24	75,6	58,1
2	46,2	39,2	-25	76,7	58,8
1	47,5	40	-26	77,7	59,4
0	48,9	41	-27	78,8	60
-1	50	41,8	-28	79,8	60,7
-2	51,3	42,5	-29	80,9	61,4

Температура наружного воздуха	T1 сет. воды в под. трубы	T2 сет. воды в обрат. труб.	Температура наружного воздуха	T1 сет. воды в под. трубы	T2 сет. воды в обрат. труб.
-3	52,5	43,3	-30	81,9	62
-4	53,7	44,1	-31	82,9	62,6
-5	54,8	44,9	-32	83,9	63,3
-6	56	45,6	-33	84,9	63,9
-7	57	46,4	-34	86	64,5
-8	58,2	47,1	-35	87	65,2
-9	59,4	47,9	-36	88	65,8
-10	60,5	48,6	-37	89	66,4
-11	61,6	49,3	-38	90	67
-12	62,7	50	-39	91	67,6
-13	63,8	50,7	-40	92	68,2
-14	64,9	51,4	-41	93	69
-15	66	52,1	-42	94	69,5
-16	67	52,7	-43	95	70

2.7.11. АО «Горремстрой»

Водяная система теплоснабжения котельной АО «Горремстрой» - двухтрубная. Способ регулирования отпуска тепловой энергии - качественный. Теплоснабжение потребителей от котельной в горячей воде осуществляется по температурному графику 95/70°C. Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии от котельной представлен в таблице 2.7.5.

Таблица 2.7.5 Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии котельной АО «Горремстрой»

Температура наружного воздуха, Т _{нв} , °С	Температура сетевой воды, °С		Температура наружного воздуха, Т _{нв} , °С	Температура сетевой воды, °С	
	T1 от котельной	T2 на котельную		T1 от котельной	T2 на котельную
8	50	43,5	-18	69	54
7	50	43,5	-19	70,5	55
6	50	43	-20	71,5	55,5
5	50	43	-21	72,5	56
4	50	42,5	-22	73,5	57
3	50	42,5	-23	74,5	57,5
2	50	42,5	-24	75,5	58
1	50	42	-25	76,5	59
0	50	42	-26	77,5	59,5
-1	50	42	-27	79	60
-2	51,5	42,5	-28	80	60,5
-3	52,5	42,5	-29	81	61,5
-4	53,5	44	-30	82	62
-5	55	45	-31	83	62,5
-6	56	45,5	-32	84	63,5
-7	57	46,5	-33	85	64
-8	58	47	-34	86	64,5
-9	59,5	48	-35	87	65
-10	60,5	48,5	-36	88	66
-11	61,5	49,5	-37	89	66,5
-12	62,5	50	-38	90	67
-13	64	50,5	-39	91	67,5
-14	65	51,5	-40	92	68
-15	66	52	-41	93	69
-16	67	52,5	-42	94	69,5
-17	68	53	-43	95	70

Гидравлический режим работы тепловых сетей в отопительном сезоне соответствует давлениям в подающей и обратной магистралях теплосети –4,0 кгс/см²/2,0 кгс/см².

2.7.12. ООО «Технические системы»

Водяная система теплоснабжения котельной ООО «Технические системы» - двухтрубная. Способ регулирования отпуска тепловой энергии – качественный. Теплоснабжение потребителей от котельной в горячей воде осуществляется по температурному графику 95/70 °С. Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии от котельной представлен в таблице 2.7.6.

Таблица 2.7.6 Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии котельной ООО «Технические системы»

Температура наружного воздуха, Т _{нв} , °С	Температура сетевой воды, °С		Температура наружного воздуха, Т _{нв} , °С	Температура сетевой воды, °С	
	T1 от котельной	T2 на котельную		T1 от котельной	T2 на котельную
10	36,3	32,4	-17	68,1	53,3
9	37,5	33,3	-18	69,2	54
8	38,5	34,2	-19	70,3	54,7
7	39,7	35	-20	71,4	55,5
6	41	36	-21	72,5	56,2
5	42,8	36,9	-22	73,5	56,8
4	43,7	37,8	-23	74,5	57,5
3	44,9	38,5	-24	75,6	58,1
2	46,2	39,2	-25	76,7	58,8
1	47,5	40	-26	77,7	59,4
0	48,9	41	-27	78,8	60
-1	50	41,8	-28	79,8	60,7
-2	51,3	42,5	-29	80,9	61,4
-3	52,5	43,3	-30	81,9	62
-4	53,7	44,1	-31	82,9	62,6
-5	54,8	44,9	-32	83,9	63,3
-6	56	45,6	-33	84,9	63,9
-7	57	46,4	-34	86	64,5
-8	58,2	47,1	-35	87	65,2
-9	59,4	47,9	-36	88	65,8
-10	60,5	48,6	-37	89	66,4
-11	61,6	49,3	-38	90	67
-12	62,7	50	-39	91	67,6
-13	63,8	50,7	-40	92	68,2
-14	64,9	51,4	-41	93	69
-15	66	52,1	-42	94	69,5
-16	67	52,7	-43	95	70

2.7.13. ООО «СКАТ-База»

Водяная система теплоснабжения котельной ООО «СКАТ-База» – двухтрубная. Способ регулирования отпуска тепловой энергии – качественный. Теплоснабжение потребителей от котельной в горячей воде осуществляется по температурному графику 95/70 °С. Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии от котельной представлен в таблице 2.7.7.

Таблица 2.7.7 Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии котельной ООО «СКАТ-База»

Температура наружного воздуха, Т _{нв} , °С	Температура сетевой воды, °С		Температура наружного воздуха, Т _{нв} , °С	Температура сетевой воды, °С	
	T ₁ от котельной	T ₂ на котельную		T ₁ от котельной	T ₂ на котельную
10	36,3	32,4	-17	68,1	53,3
9	37,5	33,3	-18	69,2	54
8	38,5	34,2	-19	70,3	54,7
7	39,7	35	-20	71,4	55,5
6	41	36	-21	72,5	56,2
5	42,8	36,9	-22	73,5	56,8
4	43,7	37,8	-23	74,5	57,5
3	44,9	38,5	-24	75,6	58,1

Температура наружного воздуха, $T_{нв}$, °С	Температура сетевой воды, °С		Температура наружного воздуха, $T_{нв}$, °С	Температура сетевой воды, °С	
	T_1 от котельной	T_2 на котельную		T_1 от котельной	T_2 на котельную
2	46,2	39,2	-25	76,7	58,8
1	47,5	40	-26	77,7	59,4
0	48,9	41	-27	78,8	60
-1	50	41,8	-28	79,8	60,7
-2	51,3	42,5	-29	80,9	61,4
-3	52,5	43,3	-30	81,9	62
-4	53,7	44,1	-31	82,9	62,6
-5	54,8	44,9	-32	83,9	63,3
-6	56	45,6	-33	84,9	63,9
-7	57	46,4	-34	86	64,5
-8	58,2	47,1	-35	87	65,2
-9	59,4	47,9	-36	88	65,8
-10	60,5	48,6	-37	89	66,4
-11	61,6	49,3	-38	90	67
-12	62,7	50	-39	91	67,6
-13	63,8	50,7	-40	92	68,2
-14	64,9	51,4	-41	93	69
-15	66	52,1	-42	94	69,5
-16	67	52,7	-43	95	70

2.8 Среднегодовая загрузка оборудования

2.8.1. Филиал ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1

Согласно предоставленным данным Филиал ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1 о выработке тепловой энергии за 2021 год (с учетом выработки тепловой энергии на собственное производство), средний коэффициент использования установленной мощности (далее - КИУМ) по обслуживаемым источникам тепловой энергии является низким и составляет 24,4%.

Величина КИУМ Сургутской ГРЭС-1 представлена в таблице 2.8.1.

Таблица 2.8.1 Сведения о величине КИУМ по источникам тепловой энергии Филиал ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1

Показатель	2019	2020	2021
Установленная мощность источника, Гкал/ч	903,000	903,000	903,000
Выработка тепловой энергии	1 773 409	1665644	1900676
Коэффициент использования установленной мощности, %	21,8%	21,06%	24,4%
Число часов использования установленной мощности, час/год	1964	1845	2105

2.8.2. ПАО «Юнипро» - Сургутская ГРЭС-2

Согласно предоставленным данным ПАО «Юнипро» - Сургутская ГРЭС-2 о выработке тепловой энергии за 2021 год (с учетом выработки тепловой энергии на собственное производство), средний коэффициент использования установленной тепловой мощности по обслуживаемым источникам тепловой энергии является низким и составляет 12,18%.

Величина КИУМ Сургутской ГРЭС-2 представлена в таблице 2.8.2.

Таблица 2.8.2 Сведения о величине КИУМ по источникам тепловой энергии ПАО «Юнипро» - Сургутская ГРЭС-2

Показатель	2019	2020	2021
Установленная мощность источника, Гкал/ч	840	840	840
Выработка тепловой энергии	1076834	958296	1149605
Коэффициент использования установленной мощности, %	14,6%	13,0%	15,6%
Число часов использования установленной мощности, час/год	1 282	1 141	1 369

2.8.3. СГМУП «Городские тепловые сети»

Согласно предоставленным данным СГМУП «ГТС» о выработке тепловой энергии за 2021 год (с учетом выработки тепловой энергии на собственное производство), средний коэффициент использования установленной мощности по обслуживаемым источникам тепловой энергии является низким и составляет 10,9%.

Величина КИУМ котельных СГМУП «ГТС» представлена в таблице 2.8.3.

Таблица 2.8.3 Сведения о величине КИУМ по источникам тепловой энергии СГМУП «ГТС»

№ п/п	Наименование	Установленная мощность, Гкал/ч	Выработка, Гкал	Коэффициент использования установленной мощности, %	Число часов использования установленной мощности, час/год
1	Котельная ПКТС	350,0	103 079	3,4%	295
2	Котельная №1	66,0	58 819	10,2%	891
3	Котельная №2	90,0	141 452	17,9%	1 572
4	Котельная №3	90,0	190 267	24,1%	2 114
5	Котельная №5	10,3	22 015	24,3%	2 133
6	Котельная №6	9,6	13 091	15,6%	1 369
7	Котельная №7	21,6	12 789	6,8%	592
8	Котельная №9	6,0	8 449	16,0%	1 404
9	Котельная №13	24,0	15 670	7,4%	653
10	Котельная №14	90,0	147 995	18,8%	1 644
12	Котельная №21	4,5	9 489	23,9%	2 099
12	Котельная №22	6,5	4 955	8,8%	768
13	Котельная №23	5,2	7 620	16,8%	1 477
14	Котельная №24	5,5	2 500	5,2%	454
15	Котельная №25 пос. Лесной	0,8	701	9,5%	835
16	Котельная №26	1,2	5 913	54,4%	4 769
17	Котельная №27	2,4		0,0%	0
18	Котельная №28	16,0	16 320	11,6%	1 020
19	Котельная №29	5,2	6 413	14,2%	1 243
20	Котельная №30	10,3	10 993	12,2%	1 065
21	Котельная №32	1,9	6 466	38,8%	3 403
22	Котельная №33	5,4		0,0%	0
23	Котельная №34	1,5	1 046	7,7%	679
24	Котельная №35	2,0	-	-	-
Итого по ООО "СГТС"		825,9	786042	10,9%	952

2.8.4. ПАО «Сургутнефтегаз»

Согласно предоставленным данным ПАО «Сургутнефтегаз» о выработке тепловой энергии за 2021 год (с учетом выработки тепловой энергии на собственное производство), средний коэффициент использования установленной мощности по обслуживаемым источникам тепловой энергии является низким и составляет 14,4%.

Величина КИУМ котельных ПАО «Сургутнефтегаз» представлена в таблице 2.8.4.

Таблица 2.8.4 Сведения о величине КИУМ по источникам тепловой энергии ПАО «Сургутнефтегаз»

№ п/п	Наименование	Установленная мощность, Гкал/ч	Выработка, Гкал	Коэффициент использования установленной мощности, %	Число часов использования установленной мощности, час/год
1	Котельная №1	1,4	1 628	13,5%	1 180
2	Котельная №3	5,2	8 748	19,3%	1 695
3	Котельная №22	1,3	4 053	35,8%	3 142
4	Котельная №5	10,3	20 413	22,6%	1 978
5	Котельная №6	3,4	3 337	11,1%	970
6	Котельная №7	4,3	7 384	19,6%	1 717
7	Котельная №8	4,3	4 949	13,1%	1 151
8	Котельная №9	7,7	12 375	18,2%	1 599
9	Котельная №10	27,5	32 805	13,6%	1 192
10	Котельная №12	36,5	36 929	11,6%	1 013
11	Котельная №14	5,2	6 840	15,1%	1 326
12	Котельная №15	7,7	13 280	19,6%	1 716
13	Котельная №16	1,3	1 632	14,5%	1 275
14	Котельная №17	4,3	6 612	17,5%	1 538
15	Котельная №19	29,4	28 397	11,0%	965
Итого по ПАО «Сургутнефтегаз»		149,8	189 382	14,4%	1 264

2.8.5. ООО «Сургутские городские электрические сети»

Согласно предоставленным данным ООО «СГЭС» о выработке тепловой энергии за 2021 год (с учетом выработки тепловой энергии на собственное производство), средний коэффициент использования установленной мощности по обслуживаемым источникам тепловой энергии составляет 29,1% для котельной К-45 и 14,0% для котельной СОК.

Величина КИУМ котельных ООО «СГЭС» представлена в таблице 2.8.5.

Таблица 2.8.5 Сведения о величине КИУМ по источникам тепловой энергии ООО «СГЭС»

Наименование котельной	Установленная мощность, Гкал/ч	Выработка, Гкал	Коэффициент использования установленной мощности, %	Число часов использования установленной мощности, час/год
Котельная К-45	60,0	153 145	29,1%	2 552
Котельная. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5 (СОК)	1,9	2 375	14,0%	1 224

2.8.6. ООО «Газпром энерго»

Согласно предоставленным данным ООО "Газпром энерго" о выработке тепловой энергии за 2021 год (с учетом выработки тепловой энергии на собственное производство), средний коэффициент использования установленной мощности по обслуживаемым источникам тепловой энергии является низким и составляет 13,1%.

Величина КИУМ котельных ООО "Газпром энерго" представлена в таблице 2.8.6.

Таблица 2.8.6 Сведения о величине КИУМ по источникам тепловой энергии ООО "Газпром энерго"

Наименование котельной	Установленная мощность, Гкал/ч	Выработка, Гкал	Коэффициент использования установленной мощности, %	Число часов использования установленной мощности, час/год
Котельная ООО "Газпром энерго"	38,690	44369,000	13,09%	1147

2.8.7. АО «Аэропорт Сургут»

Согласно предоставленным данным АО «Аэропорт Сургут» о выработке тепловой энергии за 2021 год (с учетом выработки тепловой энергии на собственное производство), средний коэффициент использования установленной мощности по обслуживаемым источникам тепловой энергии является низким и составляет 11,1%.

Величина КИУМ котельных АО «Аэропорт Сургут» представлена в таблице 2.8.7.

Таблица 2.8.7 Сведения о величине КИУМ по источникам тепловой энергии АО «Аэропорт Сургут»

Наименование котельной	Установленная мощность, Гкал/ч	Выработка, Гкал	Коэффициент использования установленной мощности, %	Число часов использования установленной мощности, час/год
Котельная АО «Аэропорт Сургут»	17,200	16743,211	11,11%	973

Число часов использования установленной мощности Котельной АО «Аэропорт Сургут» составляет 973 ч.

2.8.8. СГМУП «Сургутский хлебозавод»

Согласно предоставленным данным СГМУП "Сургутский Хлебозавод" о выработке тепловой энергии за 2021 год (с учетом выработки тепловой энергии на собственное производство), средний коэффициент использования установленной мощности по обслуживаемым источникам тепловой энергии является низким и составляет 21,06%.

Величина КИУМ котельных СГМУП "Сургутский Хлебозавод" представлена в таблице 2.8.8.

Таблица 2.8.8 Сведения о величине КИУМ по источникам тепловой энергии СГМУП "Сургутский Хлебозавод"

Наименование котельной	Установленная мощность, Гкал/ч	Выработка, Гкал	Коэффициент использования установленной мощности, %	Число часов использования установленной мощности, час/год
Котельная СГМУП «Сургутский хлебозавод»	10,08	16 332,00	21,06%	1844

Число часов использования установленной мощности Котельной СГМУП "Сургутский Хлебозавод" составляет 1844 ч.

2.8.9. ООО УК «Северо-Западная Тепловая Компания»

Согласно предоставленным данным ООО УК "СЗТК" о выработке тепловой энергии за 2021 год (с учетом выработки тепловой энергии на собственное производство), средний коэффициент использования установленной мощности по обслуживаемым источникам тепловой энергии является низким и составляет 7,11%.

Величина КИУМ котельных ООО УК "СЗТК" представлена в таблице 2.8.9.

Таблица 2.8.9 Сведения о величине КИУМ по источникам тепловой энергии ООО УК "СЗТК"

Наименование котельной	Установленная мощность, Гкал/ч	Выработка, Гкал	Коэффициент использования установленной мощности, %	Число часов использования установленной мощности, час/год
Котельная ООО УК «СЗТК»	16,000	9959,230	7,11%	622

Число часов использования установленной мощности Котельной ООО УК "СЗТК" составляет 622 ч.

2.8.10. ООО «ТВС-сервис»

Согласно предоставленным данным ООО «ТВС-сервис» о выработке тепловой энергии за 2021 год (с учетом выработки тепловой энергии на собственное производство), средний коэффициент использования установленной мощности по обслуживаемым источникам тепловой энергии составляет 25,12%.

Величина КИУМ котельных ООО «ТВС-сервис» представлена в таблице 2.8.10.

Таблица 2.8.10 Сведения о величине КИУМ по источникам тепловой энергии ООО «ТВС-сервис»

Наименование котельной	Установленная мощность, Гкал/ч	Выработка, Гкал	Коэффициент использования установленной мощности, %	Число часов использования установленной мощности, час/год
Котельная ООО «ТВС-сервис»	2,750	6051,000	25,12%	2200

Число часов использования установленной мощности Котельной ООО «ТВС-сервис» составляет 2200 ч.

2.8.11. АО «Горремстрой»

Согласно предоставленным данным АО «Горремстрой» о выработке тепловой энергии за 2021 год (с учетом выработки тепловой энергии на собственное производство), средний коэффициент использования установленной мощности по обслуживаемым источникам тепловой энергии является низким и составляет 14,54%.

Величина КИУМ котельных АО «Горремстрой» представлена в таблице 2.8.11.

Таблица 2.8.11 Сведения о величине КИУМ по источникам тепловой энергии АО «Горремстрой»

Наименование котельной	Установленная мощность, Гкал/ч	Выработка, Гкал	Коэффициент использования установленной мощности, %	Число часов использования установленной мощности, час/год
Котельная АО «Горремстрой»	1,927	2455,000	14,54%	1274

Число часов использования установленной мощности Котельной АО «Горремстрой» составляет 1274 ч.

2.8.12. ООО «Технические системы»

Согласно предоставленным данным ООО «Технические системы» о выработке тепловой энергии за 2021 год (с учетом выработки тепловой энергии на собственное производство), средний коэффициент использования установленной мощности по обслуживаемым источникам тепловой энергии является низким и составляет 2,82%.

Величина КИУМ котельных ООО «Технические системы» представлена в таблице 2.8.12.

Таблица 2.8.12 Сведения о величине КИУМ по источникам тепловой энергии ООО «Технические системы»

Наименование котельной	Установленная мощность, Гкал/ч	Выработка, Гкал	Коэффициент использования установленной мощности, %	Число часов использования установленной мощности, час/год
Котельная ООО «Технические системы»	9,000	2225,000	2,82%	247

Число часов использования установленной мощности Котельной ООО «Технические системы» составляет 247 ч.

2.8.13. ООО «СКАТ-База»

Согласно предоставленным данным ООО «СКАТ-База» о выработке тепловой энергии за 2021 год (с учетом выработки тепловой энергии на собственное производство), средний коэффициент использования установленной мощности по обслуживаемым источникам тепловой энергии является низким и составляет 11,62%.

Величина КИУМ котельных ООО «СКАТ-База» представлена в таблице 2.8.13.

Таблица 2.8.13 Сведения о величине КИУМ по источникам тепловой энергии ООО «СКАТ-База»

Наименование котельной	Установленная мощность, Гкал/ч	Выработка, Гкал	Коэффициент использования установленной мощности, %	Число часов использования установленной мощности, час/год
Котельная ООО «СКАТ-База»	5,460	5555,710	11,62%	1018

Число часов использования установленной мощности Котельной ООО «СКАТ-База» составляет 1018 ч.

2.9 Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

2.9.1. Филиал ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1

Коммерческий учет тепловой энергии, отпускаемой внешним потребителям, осуществляется с помощью узла учёта тепловой энергии, состоящего из комплекса приборов и устройств, обеспечивающих учет тепловой энергии, контроль и регистрацию параметров теплоносителя, расположенном на расстоянии 200м от границы балансовой принадлежности. Конструктивно он представляет собой набор модулей, которые врезаются в трубопроводы.

Узел учета тепловой энергии включает в себя:

- тепловычислитель СПТ-961.2;
- счетчики ультразвуковые ДРК-4 (на трубопроводах прямой и обратной сетевой воды)

Класс точности +-2%;

- преобразователи давления Сапфир 22М-ДИ, Метран-100-ДИ (на трубопроводах прямой и обратной сетевой воды);
- преобразователи температуры КТСПр001;
- приборы регистрации температуры и давления.

2.9.2. ПАО «Юнипро» - Сургутская ГРЭС-2

Для учета тепловой энергии, поступающей в систему централизованного теплоснабжения города и теплосеть Промзоны, установлены на границах балансовой принадлежности в полном соответствии с требованиями «Правил коммерческого учета тепловой энергии, теплоносителя», утвержденных постановлением Правительства от 18.11.2013г. №1034, узлы учета тепловой энергии и контроля параметров теплоносителя, включающие в себя:

Теплосчетчик «Взлёт» ТСП-043 в составе:

- измерительные участки ИУ-082, Ду1000, приварной, Ру 2,5 Мпа и Ду500, приварной, Ру 2,5 Мпа

- ультразвуковые расходомеры-счетчики ВЗЛЕТ МР исп. УРСВ-544ц (модуль универсальных выходов 4-х канальный, количество контролируемых трубопроводов -1 в составе с преобразователями электроакустическими, врезными Z- схема установки «по хордам»).

Класс точности $\pm 1\%$.

- комплекты термопреобразователей сопротивления КТСП -1088/1 ООО НПП «Элемер», диапазон измеряемых разностей температур от 3 до 1800С, НСХ Pt500/0,00385;

- датчики давления СДВ-ВТ2-И-2,5-4-20мА АО «НПК ВИП».

Также автоматизированной системой контроля и учета (АС-КУТ) на базе приборов серии ТЭЖОН-20 производства ЗАО «ИВП КРЕИТ», г. Екатеринбург осуществляется контрольный учет параметров теплоносителя и количества отпускаемой тепловой энергии.

2.9.3. СГМУП «Городские тепловые сети»

Учет тепловой энергии, отпускаемой в город от ПКТС, осуществляется с помощью узла учёта тепловой энергии, состоящего из комплекса приборов и устройств, обеспечивающих учет тепловой энергии, контроль и регистрацию параметров теплоносителя. Конструктивно он представляет собой набор модулей, которые врезаются в трубопроводы.

Для учета отпущенной тепловой энергии с ПКТС используется комплекс УРЖК-2-КМ, который находится в эксплуатационном ведении ООО «СГЭС».

Узлы учета тепловой энергии на остальных источниках СГМУП «ГТС» представлены в таблице 2.9.1.

Таблица 2.9.1 Узлы учета тепла на источниках тепловой энергии СГМУП «ГТС»

Муниципальное образование	Адрес установки	Место установки	Наименование прибора учёта	Марка	Заводской номер	Дата последней поверки	Дата очередной поверки		
СГМУП "ГТС" Котельная №1	ул. Нефтяников, №24 строение 6	Узел учёта газа	Вычислитель	УВП-280А.01	102816	23.06.2021г.	22.06.2025г.		
			Датчик давления	метран -22 ДД	38618	25.06.2019г.	25.06.2022г.		
			Датчик давления	метран -100 ДД	458038	25.06.2019г.	25.06.2022г.		
			Датчик давления	метран-55 ДИ	430176	30.07.2020г.	29.07.2022г.		
			Термопреобразователь	ТСПУ метран 276 Ех	729037	15.07.2022г.	14.07.2022г.		
		Узел учёта тепловой энергии	Вычислитель	УВП-280Б	211020	03.06.2020г.	02.06.2024г.		
			Преобразователь расхода	метран 300ПР-250	3046567	19.06.2020г.	18.06.2024г.		
			Преобразователь расхода	метран 300ПР-250	692672	15.08.2019г.	14.08.2023г.		
			Датчик давления	метран 55ДИ	323884	08.07.2021г.	07.07.2023г.		
			Датчик давления	метран 55ДИ	4904	08.07.2021г.	07.07.2023г.		
			комплект термометр. сопротивления	КТСП Метран 206-03	728611 г/х	08.07.2021г.	07.07.2023г.		
		узел учёта подпитки и общей	Вычислитель	УВП-280Б	211020	03.06.2020г.	02.06.2024г.		
			Преобразователь расхода	метран 300ПР 100	692642	16.07.2020г.	15.07.2024г.		
			Датчик давления	метран 55ДИ	430189	08.07.2021г.	07.07.2023г.		
		узел учёта подпитки и от ГРЭС	Вычислитель	УВП-280Б	211020	03.06.2020г.	02.06.2024г.		
			Преобразователь расхода	метран 300ПР 80	692737	15.07.2020г.	14.07.2024г.		
		ХВС ввод 1	Вычислитель	УВП-280Б	211020	03.06.2020г.	02.06.2024г.		
			Преобразователь расхода	метран 300ПР 100	692644	24.07.2020г.	23.07.2024г.		
		ХВС ввод 2	Вычислитель	УВП-280Б	211020	03.06.2020г.	02.06.2024г.		
			Преобразователь расхода	метран 300ПР 100	692643	13.07.2020г.	12.07.2024г.		
		СГМУП "ГТС" Котельная №2	ул. Нефтяников, №24 строение 4	Узел учёта газа	Вычислитель	УВП-280Б.01	102037	03.06.2020г.	02.06.2024г.
					Датчик давления	метран -150 СД	1127488	20.08.2019г.	19.08.2023г.
					Датчик давления	метран -150 СД	1127498	20.08.2019г.	19.08.2023г.
					Датчик давления	метран-100 ДД	239026	20.08.2019г.	19.08.2022г.
Датчик давления	метран 55ДИ				834320	23.07.2020г.	22.07.2022г.		
Термопреобразователь	ТСПУ метран 276 Ех				2043461	23.07.2020г.	22.07.2024г.		

Муниципальное образование	Адрес установки	Место установки	Наименование прибора учёта	Марка	Заводской номер	Дата последней поверки	Дата очередной поверки		
		Узел учёта тепловой энергии	Вычислитель	УВП-280Б.01	102130	03.06.2020г.	02.06.2024г.		
			Датчик давления	метран 150 СД	1127505	06.09.2018г.	05.09.2023г.		
			Датчик давления	метран 150 СД	1127499	30.12.2020г.	29.12.2025г.		
			Датчик давления	метран 55ДИ	1083068	20.08.2019г.	19.08.2022г.		
			Датчик давления	метран 55ДИ	1232082	20.08.2019г.	19.08.2022г.		
			комплект термометр. сопротивления	КТПТР-01	7577/7577 А	07.08.2019г.	06.08.2022г.		
		узел учёта подпитки и общей	Вычислитель	УВП-280Б.01	102130	03.06.2020г.	02.06.2024г.		
			Преобразователь расхода	метран 300ПР 100	6616	16.07.2020г.	15.07.2024г.		
			Датчик давления	метран 55ДИ	159211	23.07.2020г.	22.07.2022г.		
		узел учёта подпитки и от ГРЭС	Вычислитель	УВП-280Б	210919	25.07.2021г.	25.07.2023г.		
			Датчик давления	метран 22ДД	13043	20.08.2019г.	19.08.2022г.		
			Датчик давления	метран 100ДД	239029	14.07.2021г.	13.07.2024г.		
			Датчик давления	метран 55ДИ	454648	23.07.2020г.	22.07.2022г.		
			Термопреобразователь	ТСПУ метран 276-02	2320745	23.07.2020г.	22.07.2024г.		
		ХВС ввод 1	Вычислитель	УВП-280Б.01	102130	03.06.2020г.	02.06.2024г.		
			счётчик холодной воды	ВСХд-100	114	16.08.2018г.	15.08.2022г.		
		ХВС ввод 2	Вычислитель	УВП-280Б.01	102130	03.06.2020г.	02.06.2024г.		
			счётчик холодной воды	DUAL-100/20	251	23.07.2018г.	23.06.2024г.		
		СГМУП "ГТС" Котельная №3	ул. Майская, 10/2 строение 2	Узел учёта газа	Вычислитель	УВП-280А.01	102818	23.06.2021г.	22.06.2025г.
					Датчик давления	метран -100 ДД	399097	25.06.2019г.	25.06.2022г.
					Датчик давления	метран -100 ДД	399132	25.06.2019г.	25.06.2022г.
Датчик давления	метран-100 ДД				399134	18.06.2020г.	17.06.2023г.		
Датчик давления	метран 55ДИ				826786	18.06.2020г.	17.06.2022г.		
Термопреобразователь	ТСПУ метран 276 Ех				2043462	28.06.2021г.	27.06.2022г.		
Узел учёта тепловой энергии	Вычислитель			УВП-280Б	251162	27.08.2019г.	26.08.2023г.		
	Датчик давления			метран 100ДД	399133	18.06.2020г.	17.06.2023г.		
	Датчик давления			метран 100ДД	458040	25.06.2019г.	25.06.2022г.		

Муниципальное образование	Адрес установки	Место установки	Наименование прибора учёта	Марка	Заводской номер	Дата последней поверки	Дата очередной поверки		
			Датчик давления	метран 55ДИ	131309	18.06.2020г.	17.06.2022г.		
			Датчик давления	метран 55ДИ	6017869	11.08.2020г.	10.08.2023г.		
			комплект термометр. сопротивления	КТСП Метран 206-02	605040 г/х	16.06.2020г.	15.06.2022г.		
		узел учёта подпитки и общей	Вычислитель	УВП-280	251162	27.08.2019г.	26.08.2023г.		
			Преобразователь расхода	метран 300ПР 100	1415	19.06.2019г.	18.06.2022г.		
			Датчик давления	метран 55ДИ	61585	18.06.2020г.	17.06.2022г.		
			Термопреобразователь	ТСМУ-205	9000	16.06.2020г.	15.06.2022г.		
		узел учёта подпитки и от ГРЭС	Вычислитель	УВП-280Б	251162	27.08.2019г.	26.08.2023г.		
			Датчик давления	метран 22 ДД	13044	30.12.2020г.	29.12.2022г.		
			Датчик давления	метран 100ДД	239028	18.06.2020г.	17.06.2023г.		
			Датчик давления	метран 55ДИ	628	18.06.2020г.	17.06.2022г.		
			Термопреобразователь	Овен ДТС035М-РТ100	302152	16.06.2020г.	15.06.2022г.		
		ХВС	Вычислитель	УВП-280Б	251162	27.08.2019г.	26.08.2023г.		
			счётчик холодной воды	DUAL-100/20	253	23.07.2018г.	23.06.2024г.		
		СГМУП "ГТС" Котельная №5	п. Дорожный	Узел учёта газа	Вычислитель	УВП-280А.01	102876	14.07.2021г.	13.07.2025г.
					Датчик давления	метран -150 СД	1127483	19.06.2019г.	18.06.2023г.
					Датчик давления	метран -150 СД	1127501	23.07.2018г.	23.07.2022г.
					Датчик давления	метран -100 ДД	458039	25.07.2019г.	25.07.2022г.
					Датчик давления	метран-55 ДИ	834527	15.07.2020г.	14.07.2022г.
					Термопреобразователь	ТСПУ метран 276 Ех	772361	20.07.2020г.	19.07.2024г.
				Узел учёта тепловой энергии	Вычислитель	УВП-280Б	100839	21.07.2020г.	20.07.2024г.
					Преобразователь расхода	метран 300ПР-250	3034904	15.07.2020г.	14.07.2024г.
					Преобразователь расхода	метран 300ПР-250	3016338	04.08.2021г.	03.08.2025г.
Датчик давления	метран 55ДИ				863712	30.06.2021г.	29.06.2023г.		
Датчик давления	метран 55ДИ				820594	30.06.2021г.	29.06.2023г.		
комплект термометр. сопротивления	ТСМ 0193				17 /17А	28.06.2021г.	27.06.2024г.		
узел учёта	Вычислитель			УВП-280Б	100839	21.07.2020г.	20.07.2024г.		

Муниципальное образование	Адрес установки	Место установки	Наименование прибора учёта	Марка	Заводской номер	Дата последней поверки	Дата очередной поверки		
		подпитки и общей	Преобразователь расхода	метран 300ПР 50	3011411	29.07.2021г.	28.07.2025г.		
			Преобразователь расхода	метран 300ПР 25	3011412	29.07.2021г.	28.07.2025г.		
		ХВС	счётчик холодной воды	ВСХ-100	937	18.07.2019г.	17.07.2023г.		
СГМУП "ГТС" Котельная №6	п. Заячий остров	Узел учёта газа	Вычислитель	УВП-280А.01	102820	23.06.2021г.	22.06.2025г.		
			Датчик давления	метран -150 СД	1127484	25.06.2019г.	25.06.2023г.		
			Датчик давления	метран -150 СД	1127496	25.06.2019г.	25.06.2023г.		
			Датчик давления	метран-55 ДИ	834283	03.09.2020г.	02.09.2022г.		
			Термопреобразователь	ТСПУ метран 276 Ех	2045852	25.06.2019г.	25.06.2023г.		
		Узел учёта тепловой энергии	Вычислитель	УВП-280Б	100831	20.08.2019г.	19.08.2023г.		
			Датчик давления	метран 150 СД	1127504	03.09.2020г.	02.09.2024г.		
			Датчик давления	метран 150 СД	1127503	03.09.2020г.	02.09.2024г.		
			Датчик давления	метран 55ДИ	61577	03.09.2020г.	02.09.2022г.		
			Датчик давления	метран 55ДИ	454652	26.08.2021г.	25.08.2023г.		
			комплект термометр. сопротивления	ТСМ 0193	28/28А	13.09.2021г.	12.09.2022г.		
		узел учёта подпитки и общей	Вычислитель	УВП-280Б	100831	20.08.2019г.	19.08.2023г.		
			счётчик воды	ВСТ-40	3339613	26.05.2020г.	25.05.2026г.		
			Датчик давления	метран 55 ДИ	131291	03.09.2020г.	02.09.2022г.		
			Термопреобразователь	Венгерский 3331-0-424-0	917/90	01.09.2021г.	31.08.2022г.		
		ХВС	Вычислитель	УВП-280Б	100831	20.08.2019г.	19.08.2023г.		
			счётчик холодной воды	ВСХд-50	1426	22.03.2019г.	21.03.2023г.		
		СГМУП "ГТС" Котельная №7	8-ой пром.узел ул. Индустриальная	Узел учёта газа	Вычислитель	УВП-280А.01	104596	11.08.2020г.	10.08.2024г.
					Датчик давления	метран -150 СД	1127486	20.08.2019г.	19.08.2023г.
					Датчик давления	метран -150 СД	1127497	20.08.2019г.	19.08.2023г.
Датчик давления	метран -150 СД				1087015	20.08.2019г.	19.08.2023г.		
Датчик давления	метран-55 ДИ				834293	11.08.2020г.	10.08.2022г.		
Термопреобразователь	ТСПУ метран 276 Ех				2043459	11.08.2020г.	10.08.2024г.		
Узел учёта	Вычислитель			УВП-280Б	220116	20.08.2019г.	19.08.2023г.		

Муниципальное образование	Адрес установки	Место установки	Наименование прибора учёта	Марка	Заводской номер	Дата последней поверки	Дата очередной поверки
		тепловой энергии	Датчик давления	метран 22 ДД	40376	11.08.2020г.	10.08.2022г.
			Датчик давления	метран 150 СД	1127482	11.08.2020г.	10.08.2024г.
			Датчик давления	метран 55ДИ	269796	11.08.2020г.	10.08.2022г.
			Датчик давления	метран 55ДИ	323972	11.08.2020г.	10.08.2022г.
			комплект термометр. сопротивления	КТСП Метран 206-02	527980г/х	11.08.2020г.	10.08.2022г.
		ХВС	Вычислитель	УВП-280Б	220116	20.08.2019г.	19.08.2023г.
			счётчик воды	ВСТН-50	15314797	05.04.2019г.	04.04.2025г.
СГМУП "ГТС" Котельная №9	п.Звёздный ул. Буровая Тепличный комплекс	Узел учёта газа	Вычислитель	УВП-280А.01	106279	23.10.2018г.	22.10.2022г.
			Датчик давления	метран -150 СД	6089827	10.10.2018г.	10.10.2023г.
			Датчик давления	метран -150 СД	6089828	10.10.2018г.	10.10.2023г.
			Датчик давления	метран-55 ДА	6089842		
			Термопреобразователь	Метран 2000	2454969	10.10.2018г.	10.10.2023г.
		Узел учёта тепловой энергии	Вычислитель	УВП-280Б.01	106381	07.11.2018г.	06.11.2022г.
			Расходомер электромагнитный	метран 370	13159208	21.07.2021г.	20.07.2023г.
			Расходомер электромагнитный	метран 370	13159207	21.07.2021г.	20.07.2023г.
			Датчик давления	метран 55 ДИ	6089837	14.07.2021г.	13.07.2023г.
			Датчик давления	метран 55ДИ	6089830	14.07.2021г.	13.07.2023г.
			комплект термометр. сопротивления	КТПТР-01	9614/9614 А	27.09.2018г.	26.09.2022г.
			узел учёта подпитки и общей	счётчик воды	СТВХ-50	318322391	19.09.2019г.
		СГМУП "ГТС" Котельная №13	р-н ж/д ул. Западная 1/1	Узел учёта газа	Вычислитель	УВП-280А.01	102874
Датчик давления	метран -150 СД				1127493	15.04.2020г.	14.04.2024г.
Датчик давления	метран -150 СД				1151578	15.04.2020г.	14.04.2024г.
Датчик давления	метран-55 ДИ				862379	15.04.2022г.	14.04.2022г.
Термопреобразователь	ТСПУ метран 276 Ех				2043460	21.12.2021г.	20.12.2022г.
Узел учёта	Вычислитель			УВП-280Б.01	106833	19.03.2019г.	18.03.2023г.

Муниципальное образование	Адрес установки	Место установки	Наименование прибора учёта	Марка	Заводской номер	Дата последней поверки	Дата очередной поверки		
		тепловой энергии	Датчик давления	метран 100 ДД	399099	28.12.2020г.	27.12.2023г.		
			Датчик давления	метран 22 ДД	10255	25.06.2019г.	25.06.2022г.		
			Датчик давления	метран 55ДИ	1082268	25.06.2019г.	25.06.2022г.		
			Датчик давления	метран 55ДИ	6161329	29.07.2020г.	28.07.2023г.		
			комплект термометр. сопротивления	КТСП Метран 206-02	606792 г/х	21.07.2020г.	20.07.2022г.		
		узел учёта подпитки и общей	Вычислитель	УВП-280Б.01	106833	19.03.2019г.	18.03.2023г.		
			Преобразователь расхода	метран 300ПР- 50	3016809	29.06.2021г.	28.06.2025г.		
			Преобразователь расхода	метран 300ПР- 32	692581	03.07.2019г.	02.07.2023г.		
			Датчик давления	метран 55 ДИ	402553	15.07.2020г.	14.07.2022г.		
			Термопреобразователь	ТСПУ метран 276 Ех	2320746	21.07.2020г.	20.07.2024г.		
		ХВС	Вычислитель	УВП-280Б.01	106833	19.03.2019г.	18.03.2023г.		
			счётчик холодной воды	DUAL-100/20	254	23.07.2018г.	23.06.2024г.		
		СГМУП "ГТС" Котельная №14	р-н ж/д ул. Западная 1/1	Узел учёта газа	Вычислитель	УВП-280А.01	102330	23.06.2021г.	22.06.2025г.
					Датчик давления	метран -100 ДД	458394	08.07.2019г.	07.07.2022г.
					Датчик давления	метран -100 ДД	458035	30.06.2021г.	29.06.2024г.
Датчик давления	метран-55 ДИ				454651	30.06.2021г.	29.06.2023г.		
Термопреобразователь	ТСПУ метран 276 Ех				2043466	11.08.2020г.	10.08.2024г.		
Узел учёта тепловой энергии	Вычислитель			УВП-280Б.01	104636	16.09.2020г.	15.09.2024г.		
	Датчик давления			метран 100 ДД	399102	08.07.2019г.	07.07.2022г.		
	Датчик давления			метран 150 СД	1127491	11.08.2020г.	10.08.2024г.		
	Датчик давления			метран 55ДИ	644	11.08.2020г.	10.08.2022г.		
	Датчик давления			метран 55ДИ	1499341	20.09.2019г.	19.09.2022г.		
	комплект термометр. сопротивления			КТСП Метран 206-02	605039 г/х	21.07.2021г.	20.07.2023г.		
узел учёта подпитки и общей	Вычислитель			УВП-280Б.01	104636	16.09.2020г.	15.09.2024г.		
	Преобразователь расхода			метран 300ПР- 80	3016810	08.07.2021г.	07.07.2025г.		
	Датчик давления			метран 55 ДИ	826779	11.08.2020г.	10.08.2022г.		

Муниципальное образование	Адрес установки	Место установки	Наименование прибора учёта	Марка	Заводской номер	Дата последней поверки	Дата очередной поверки		
			Термопреобразователь	ТСПУ метран 276 Ех	2320747	11.08.2020г.	10.08.2024г.		
СГМУП "ГТС" Котельная №21	п. Звёздный, ул. Грубная	Узел учёта газа	Вычислитель	УВП-280А.01	102817	23.06.2021г.	22.06.2025г.		
			Датчик давления	метран -150 СД	1127490	25.06.2019г.	25.06.2023г.		
			Датчик давления	метран -150 СД	1151577	25.06.2019г.	25.06.2023г.		
			Датчик давления	метран-55 ДИ	1323715	25.06.2019г.	25.06.2022г.		
			Термопреобразователь	ТСПУ метран 276 Ех	2043465	25.06.2019г.	25.06.2023г.		
		Узел учёта тепловой энергии	Вычислитель	УВП-280Б	270108	25.06.2019г.	24.06.2023г.		
			Преобразователь расхода	метран 300ПР- 150	680447	19.06.2019г.	18.06.2023г.		
			Преобразователь расхода	метран 300ПР- 150	680446	19.06.2019г.	18.06.2023г.		
			Датчик давления	метран 55ДИ	370111	15.07.2020г.	14.07.2022г.		
			Датчик давления	метран 55ДИ	370115	15.07.2020г.	14.07.2022г.		
			комплект термометр. сопротивления	КТСП Метран 206-02	562889 г/х	21.07.2020г.	20.07.2022г.		
		узел учёта подпитки и общей	Вычислитель	УВП-280Б	270108	25.06.2019г.	24.06.2023г.		
			Преобразователь расхода	метран 300ПР- 32	7402	24.06.2021г.	23.06.2025г.		
			Датчик давления	метран 55 ДИ	269782	15.07.2020г.	14.07.2022г.		
		ХВС	Вычислитель	УВП-280Б	270108	25.06.2019г.	24.06.2023г.		
			счётчик воды	ВСТ-25	7540352	19.06.2019г.	18.06.2025г.		
		СГМУП "ГТС" Котельная №22	СОЦ "Олимпия" п. Барсово	Узел учёта газа	Вычислитель	УВП-280А.01	102875	25.05.2021г.	24.05.2025г.
					Датчик давления	метран -100 ДД	458139	28.05.2019г.	27.05.2022г.
					Датчик давления	метран -150 СД	1151575	22.05.2020г.	21.05.2024г.
					Датчик давления	метран-55 ДИ	323278	25.12.2020г.	24.12.2022г.
					Термопреобразователь	ТСПУ метран 276 Ех	2045851	28.05.2019г.	27.05.2023г.
				Узел учёта тепловой энергии	Вычислитель	УВП-280Б.01	106822	19.03.2019г.	18.03.2023г.
					Преобразователь расхода	метран 300ПР- 150	5534	04.06.2020г.	03.06.2024г.
Преобразователь расхода	метран 300ПР- 150				679115	04.06.2020г.	03.06.2024г.		
Датчик давления	метран 55ДИ				454650	03.06.2020г.	02.06.2022г.		
Датчик давления	метран 55ДИ				195469	03.06.2020г.	02.06.2022г.		

Муниципальное образование	Адрес установки	Место установки	Наименование прибора учёта	Марка	Заводской номер	Дата последней поверки	Дата очередной поверки		
			комплект термометр. сопротивления						
		узел учёта подпитки и общей	Вычислитель	УВП-280Б.01	106822	19.03.2019г	18.03.2023г		
			Преобразователь расхода	метран 300ПР- 25	5701	26.05.2020г.	25.05.2024г.		
			Датчик давления	метран 55 ДИ	131294	07.06.2021г.	06.06.2023г.		
		ХВС	Вычислитель	УВП-280Б.01	106822	19.03.2019г	18.03.2023г		
			Преобразователь расхода	метран 300ПР- 50	7576	04.06.2020г.	03.06.2024г.		
		СГМУП "ГТС" Котельная №2 3 Ледовый дворец	Югорский тракт,40	Узел учёта газа	Вычислитель	УВП-280А.01	102398	22.05.2020г.	22.05.2024г.
					Датчик давления	метран -150 СД	1127492	08.07.2019г	07.07.2023г
					Датчик давления	метран -150 СД	1151579	08.07.2019г	07.07.2023г
Датчик давления	метран-55 ДИ				1323708	26.05.2020г.	25.05.2023г.		
Термопреобразователь	ТСПУ метран 274				2140879	21.05.2020г.	20.05.2024г.		
Узел учёта тепловой энергии	Вычислитель			УВП-280Б.01	105805	20.07.2018г.	19.07.2022г		
	Преобразователь расхода			ПРЭМ- 150	643623	08.07.2019г	07.07.2023г		
	Преобразователь расхода			ПРЭМ- 150	643610	08.07.2019г	07.07.2023г		
	Датчик давления			метран 55ДИ	323254	25.12.2020г.	24.12.2022г.		
	Датчик давления			метран 55ДИ	1232085	24.12.2020г.	23.12.2022г.		
	комплект термометр. сопротивления			КТПТР-01	6785/6785а	07.06.2021г.	06.06.2025г.		
ХВС	Счётчик воды			ВСХНд - 150	15323371	21.05.2020г.	20.05.2026г.		
СГМУП "ГТС" Котельная №24 Поликлиника "Нефтяник"	мкр-н 37			Узел учёта газа	Вычислитель	ИМ2300	AD616	16.07.2018г	16.07.2022г.
					Датчик расхода газа	ДРГ.М-160	18110	13.09.2019г.	12.09.2022г.
		Датчик давления	МИДА-13П ДА		14210934	15.07.2020г.	14.07.2023г.		
		Термопреобразователь	ДТС065-50М		104 544	20.07.2020г.	19.07.2022г.		
СГМУП "ГТС" Котельная №25 (электро)	п. Лесной	Узел учёта тепловой энергии	Вычислитель	УВП-280А.01	102821	13.11.2018г	12.11.2022г		
			Преобразователь расхода	метран 300ПР- 80	9167	02.11.2018г	01.11.2022г		
			Преобразователь расхода	метран 300ПР- 80	3040346	14.11.2018г	13.11.2022г		
			Датчик давления	метран 55ДИ	6019753	07.08.2019г	06.08.2022г		
			Датчик давления	метран 55ДИ	6019776	07.08.2019г	06.08.2022г		

Муниципальное образование	Адрес установки	Место установки	Наименование прибора учёта	Марка	Заводской номер	Дата последней поверки	Дата очередной поверки
			комплект термометр. сопротивления				
		Узел учёта общей подпитки	Преобразователь расхода	метран 300ПР- 25	5711	09.06.2021г.	08.06.2025г.
			ХВС	счётчик воды	ВСХН-50	108114169	17.01.2019г.
		СГМУП "ГТС" ГРП	пр.Набережный	Узел учёта газа	Комплекс для измерения количества газа	СГ-ЭК	1520320001
Счётчик газа	СГ16МТ-250				9122672	17.04.2020г.	17.04.2028г.
Корректор объёма газа	ЕК270				1120320001	05.08.2020г.	05.08.2025г.
СГМУП "ГТС" Котельная №26	пр.Набережный	Узел учёта газа	Вычислитель	ИМ2300Н	KN204	30.05.2020г.	29.05.2024г.
			Счётчик газа	СГ16М-200-40-С	3010209	19.06.2020г.	18.06.2023г.
			Датчик давления	Метран 43 Ф-ДД	Ф5242М	21.05.2020г.	20.05.2022г.
			Термопреобразователь	КТПТР-05	2463	21.05.2020г.	20.05.2024г.
		Узел учёта тепловой энергии	Вычислитель	УВП-280Б.01	106824	19.03.2019г.	18.03.2023г.
			Преобразователь расхода	Метран 300ПР-50	3047005	28.08.2020г.	27.08.2024г.
			Преобразователь расхода	Метран 300ПР-50	3047008	28.08.2020г.	27.08.2024г.
			Датчик давления	Метран 55ДИ	6161359	29.07.2020г.	28.07.2023г.
			Датчик давления	Метран 55ДИ	6161339	29.07.2020г.	28.07.2023г.
			комплект термометр. сопротивления	Метран 2000 КТС	2550419г/х	02.09.2020г.	01.09.2025г.
			подпитка ТС	Преобразователь расхода	Метран 300ПР-25	3046987	27.08.2020г.
		ХВС	Вычислитель	УВП-280Б.01	106824	19.03.2019г.	18.03.2023г.
			Преобразователь расхода	Метран 300ПР-50	3047004	28.08.2020г.	27.08.2024г.
СГМУП "ГТС" Котельная №27	пр.Набережный	Узел учёта газа	Комплекс для измерения количества газа	СГ-ЭК	2609368	19.06.2020г.	18.06.2025г.
			Счётчик газа	СГ16МТ-400	5115552	19.06.2020г.	18.06.2025г.
			Корректор объёма газа	ЕК260	60311875	19.06.2020г.	18.06.2025г.
	Узел учёта тепловой энергии	Вычислитель	УВП-280Б.01	106823	19.03.2019г.	18.03.2023г.	
		Преобразователь расхода	Метран 300ПР-80	3047074	02.09.2020г.	01.09.2024г.	
		Преобразователь расхода	Метран 300ПР-80	3047070	02.09.2020г.	01.09.2024г.	

Муниципальное образование	Адрес установки	Место установки	Наименование прибора учёта	Марка	Заводской номер	Дата последней поверки	Дата очередной поверки		
			Датчик давления	Метран 55ДИ	6161354	29.07.2020г.	28.07.2023г.		
			Датчик давления	Метран 55ДИ	6161365	29.07.2020г.	28.07.2023г.		
			комплект термометр. сопротивления	Метран 2000 КТС	2550421г/х	02.09.2020г.	01.09.2025г.		
		ХВС	подпитка ТС	Преобразователь расхода	Метран 300ПР-32	3046992	27.08.2020г.	26.08.2024г.	
			Вычислитель	УВП-280Б.01	106823	19.03.2019г.	18.03.2023г.		
		Преобразователь расхода	ВЗЛЕТ ЭР-65	2002615	18.06.2020г.	17.06.2024г.			
		СГМУП "ГТС" Котельная №28	п. Юность	Узел учёта газа	Расходомер счётчик вихревой	ИРВИС-РС4М	17411	10.06.2021г.	09.06.2024г.
Датчик давления	ППД				15517	10.06.2021г.	09.06.2024г.		
Термопреобразователь	ТПТ-17-2				6632	10.06.2021г.	09.06.2025г.		
Узел учёта тепловой энергии	Вычислитель			УВП-280Б.01	106825	19.03.2019г.	18.03.2023г.		
	Преобразователь расхода			Метран 300ПР-250	3047150	15.09.2020г.	14.09.2024г.		
	Преобразователь расхода			Метран 300ПР-250	3047151	15.09.2020г.	14.09.2024г.		
	Датчик давления			Метран 55 ДИ	6161756	05.08.2020г.	04.08.2023г.		
	Датчик давления			Метран 55 ДИ	6161751	05.08.2020г.	04.08.2023г.		
	комплект термометр. сопротивления			КТПТР-01	6680/6680 А	09.06.2021г.	08.06.2025г.		
подпитка ТС	Счётчик воды			Метран 300ПР-50	3047079	03.09.2020г.	02.09.2024г.		
ХВС	Счётчик воды			СТВК 2-150/40	330308574	08.10.2020г.	07.10.2026г.		
	Счётчик воды			СТВК 2-150/41	330308575	08.10.2020г.	07.10.2026г.		
СГМУП "ГТС" Котельная №29	п. Таёжный			Узел учёта газа	Вычислитель	ИМ2300	LB105	04.07.2019г.	03.07.2023г.
					Датчик расхода газа	ДРГ.М-160	48689	08.10.2019г.	07.10.2022г.
					Датчик давления	Метран-55 ДА	6110459	02.08.2021г.	01.08.2023г.
		Термопреобразователь	ТПТ-15		6894	02.08.2021г.	01.08.2025г.		
		Узел учёта ТС	Вычислитель	УВП-280Б.01	107968	18.08.2020г.	17.08.2024г.		
			Преобразователь расхода	Метран 300ПР-150	3047088	04.09.2020г.	03.09.2024г.		
			Преобразователь расхода	Метран 300ПР-150	3047086	07.09.2020г.	06.09.2024г.		
		подпитка ТС	Преобразователь расхода	Метран 300ПР-50	3047081	04.09.2020г.	03.09.2024г.		
		ХВС	Счётчик воды	Метран 300ПР-50	3047003	28.08.2020г.	27.08.2024г.		

Муниципальное образование	Адрес установки	Место установки	Наименование прибора учёта	Марка	Заводской номер	Дата последней поверки	Дата очередной поверки		
СГМУП "ГТС" Котельная №30	п. Лунный	Узел учёта газа	Корректор объёма газа электронный	ЕК260	80322575	23.07.2020г.	22.07.2025г.		
			Счётчик газа	СГ16МТ	8073307	23.07.2020г.	22.07.2025г.		
			Датчик давления		8207785	23.07.2020г.	22.07.2025г.		
			Датчик температуры		16567	23.07.2020г.	22.07.2025г.		
		Узел учёта ТС	Вычислитель	УВП-280Б.01	106834	19.03.2019г.	18.03.2023г.		
			Преобразователь расхода	метран 300ПР-150	693040	21.07.2021г.	20.07.2025г.		
			Преобразователь расхода	метран 300ПР-150	693041	21.07.2021г.	20.07.2025г.		
			Датчик давления	Метран 55 ДИ	6161747	05.08.2020г.	04.08.2023г.		
			Датчик давления	Метран 55 ДИ	6161768	05.08.2020г.	04.08.2023г.		
			комплект термометр. сопротивления	КТСП-Н	82 г/х	06.07.2021г.	05.07.2025г.		
		ХВС	Счётчик воды	Метран 300ПР-50	3047080	03.09.2020г.	02.09.2024г.		
		СГМУП "ГТС" Котельная №3 2-33	п. Снежный	Узел учёта газа	Расходомер счётчик вихревой	ИРВИС-РС4М	16387	06.08.2020г.	05.08.2022г.
					Датчик давления	ППД	16387	06.08.2020г.	05.08.2022г.
Термопреобразователь	ТПТ-17-2				6758	31.07.2020г.	30.07.2024г.		
Узел учёта тепловой энергии котельная №32	Вычислитель			УВП-280 Б	107966	18.08.2020г.	17.08.2024г.		
	Преобразователь расхода			ПРЭМ-150	745544	01.06.2020г.	31.05.2024г.		
	Преобразователь расхода			ПРЭМ-150	748474	22.06.2020г.	21.06.2024г.		
	Датчик давления			Метран 55 ДИ	6161319	29.07.2020г.	28.07.2023г.		
	Датчик давления			Метран 55 ДИ	6162474	10.08.2020г.	09.08.2023г.		
	комплект термометр. сопротивления			Метран-2000-КТС	2550145 г/х	01.09.2020г.	31.08.2025г.		
Узел учёта тепловой энергии котельная №33	Вычислитель			УВП-280 Б	106821	23.08.2019г.	22.08.2023г.		
	Преобразователь расхода			Метран 300ПР -200	3047136	09.09.2020г.	08.09.2024г.		
	Преобразователь расхода			Метран 300ПР -200	3047138	09.09.2020г.	08.09.2024г.		
	Датчик давления			Метран 55 ДИ	6161344	29.07.2020г.	28.07.2023г.		
	Датчик давления			Метран 55 ДИ	6161343	29.07.2020г.	28.07.2023г.		
	комплект термометр. сопротивления			Метран-2000-КТС	2550107 г/х	01.09.2020г.	31.08.2025г.		

Муниципальное образование	Адрес установки	Место установки	Наименование прибора учёта	Марка	Заводской номер	Дата последней поверки	Дата очередной поверки		
								подпитка ТС	Счётчик воды
СГМУП "ГТС" Котельная №34	ПЧ-49	Узел учёта газа	Вычислитель	УВП-280А.01	102819	31.01.2020г.	30.01.2024г.		
			Датчик давления	метран -150 СД	1086777	14.02.2020г.	13.02.2024г.		
			Датчик давления	метран -150 СД	1087016	14.02.2020г.	13.02.2024г.		
			Датчик давления	метран-55 ДА	6110458	06.07.2021г.	05.07.2023г.		
			Термопреобразователь	ТПТ-15-2	2662	30.05.2019г.	29.05.2023г.		
		Узел учёта тепловой энергии	Вычислитель	УВП 280Б	220119	31.01.2020г.	30.01.2024г.		
			Расходомер-счётчик	"ВЗЛЁТ-ЭР"-65	725106	15.07.2021г.	14.07.2025г.		
			Преобразователь расхода	"ВЗЛЁТ-ЭР"-65	1929429	18.05.2020г.	17.05.2024г.		
			Датчик давления	метран 55ДИ	6161769	05.08.2020г.	04.08.2023г.		
			Датчик давления	метран 55ДИ	5025	25.06.2020г.	24.06.2022г.		
			комплект термометр. сопротивления	"ВЗЛЁТ ТПС"-	1708574/178568	06.07.2021г.	05.07.2025г.		
		подпитка ТС	Счётчик воды	ВСТ -15	40232394	06.02.2020г.	05.02.2026г.		
		ХВС	Преобразователь расхода	Питерфлоу-32	217107	07.06.2021г.	06.06.2025г.		
		СГМУП "ГТС" ГРП ПКТС	пр. Мира, 41	Узел учёта газа	Вычислитель	УВП 280А	102326	07.09.2021г.	06.09.2025г.
					Датчик расхода газа	ДРГ.М-10000	37592	03.07.2020г.	02.07.2023г.
					Датчик давления	Метран 55 ДА	6161309	29.07.2020г.	28.07.2023г.
					Термопреобразователь	ТСП 0193-02	35	30.07.2020г.	29.07.2023г.

2.9.4. ПАО «Сургутнефтегаз»

Все котельные ПАО «Сургутнефтегаз» оснащены узлами учёта тепловой энергии. Перечень приборов учёта тепловой энергии приведён в таблице 2.9.2

Таблица 2.9.2 Приборы учёта тепловой энергии на источниках ПАО «Сургутнефтегаз»

№ п/п	Наименование котельной	Способ учета	Марка прибора учета тепла
1	Котельная № 1	Автоматизированная	ИМ-2300, КТПТР, ВСТ-100
2	Котельная № 3	Автоматизированная	ИМ-2300, КТПТР, ПРИМ-150
3	Котельная № 5	Автоматизированная	ИМ-2300, КТПТР, ВЭПС-200
4	Котельная № 6	Автоматизированная	ИМ-2300, КТПТР, ПРИМ-100
5	Котельная № 7	Автоматизированная	ИМ-2300, КТПТР, ПРИМ-100
6	Котельная № 8	Автоматизированная	ИМ-2300, КТПТР, ПРИМ-100
7	Котельная № 9	Автоматизированная	ИМ-2300, КТПТР, ПРИМ-150
8	Котельная № 10	Не автоматизированная	ИМ-2300, КТПТР, ВЭПС-

№ п/п	Наименование котельной	Способ учета	Марка прибора учета тепла
			250ПБ-1-01
9	Котельная № 12	Автоматизированная	ИМ-2300, КТПР, ВЗЛЕТ ЭР-300
10	Котельная № 14	Автоматизированная	ИМ-2300, КТПТР, ПРИМ-150
11	Котельная № 15	Автоматизированная	ИМ-2300, КТПР, ПРИМ-50, ПРИМ-150
12	Котельная № 16	Автоматизированная	ИМ-2300, КТПТР, ПРИМ-80
13	Котельная № 17	Автоматизированная	ИМ-2300, КТПТР, ПРИМ-100
14	Котельная № 19	Не автоматизированная	ИМ-2300, КТПР, ПРИМ-50, ВЭПС ПБ1-300
15	Котельная № 22	Автоматизированная	ИМ-2300, КТПР, ДРГМ-1600

2.9.5. ООО «Сургутские городские электрические сети»

На котельной К-45 учет тепловой энергии, отпускаемой в город, осуществляется с помощью узла учёта тепловой энергии, состоящего из комплекса приборов и устройств, обеспечивающих учет тепловой энергии, контроль и регистрацию параметров теплоносителя. Конструктивно он представляет собой набор модулей, которые врезаются в трубопроводы.

Таблица 2.9.3 Приборы учёта тепловой энергии на источнике ООО «Сургутские городские электрические сети»

Марка/модель	Зав. №	Дата поверки	Следующая поверка	Интервал поверки
Тепловычислитель СТУ-1	2373	09.07.2021	09.07.2025	4 года
Расходомер – счетчик УРЖ-2КМ	2065	09.07.2021	09.07.2025	4 года
Расходомер – счетчик УРЖ-2КМ	2067	09.07.2021	09.07.2025	4 года
Расходомер – счетчик УРЖ-2КМ	2066	09.07.2021	09.07.2025	4 года
Расходомер – счетчик УРЖ-2КМ	2064	09.07.2021	09.07.2025	4 года
Термопреобразователь сопротивления КТПТР-01	8717/8717А	05.09.2018	05.09.2022	4 года
Термопреобразователь сопротивления КТПТР-01	8710/8710А	05.09.2018	05.09.2022	4 года
Преобразователь давления СДВ-И	86788	18.07.2019	18.07.2024	5 лет
Преобразователь давления СДВ-И	А546416	18.09.2018	18.09.2023	5 лет
Преобразователь давления СДВ-И	86771	18.07.2019	18.07.2024	5 лет
Преобразователь давления СДВ-И	86773	18.07.2019	18.07.2024	5 лет

2.9.6. ООО «Газпром энерго»

Учет тепловой энергии, отпускаемой в город, осуществляется с помощью узла учёта тепловой энергии, состоящего из комплекса приборов и устройств, обеспечивающих учет тепловой энергии, контроль и регистрацию параметров теплоносителя.

Перечень приборов учёта тепловой энергии, топлива и воды котельной приведён ниже в таблице 2.9.4.

Таблица 2.9.4 Перечень приборов учета энергоресурсов котельной ООО «Газпром энерго»

№ п/п	Наименование и адрес котельной	Учитываемый продукт (теплоснабжение, ГВС, ХВС, стоки)	Вычисли тель	Расход омер	Термосопроти вление	Датчи к давлен ия	Диапаз он измере ний	Погрешн ость узла измере ний	Примеч ание
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Котельная, г.Сургут, ул.Производст венная, 17, строение 1	трубопрово д подачи (теплоснаб жение)	СПТ-961	ДРК-3	КТПТР-05 100П (0÷200°С)	Метра н-55 ДИ (0÷1М Па)	500..12 000 Гкал/м ес	4,0%	узел учета находится в нерабоч

№ п/п	Наименование и адрес котельной	Учитываемый продукт (теплоснабжение, ГВС, ХВС, стоки)	Вычислитель	Расходомер	Термосопротивление	Датчик давления	Диапазон измерений	Погрешность узла измерений	Примечание
		трубопровод обратной (теплоснабжение)		ДРК-3	КТПТР-05 100П (0÷200°С)	Метран-55 ДИ (0÷1МПа)			ем состоянии

2.9.7. АО «Аэропорт Сургут»

Котельная оснащена узлом учёта тепловой энергии на базе тепловычислителя ИМ-2300Т.

2.9.8. СГМУП «Сургутский хлебозавод»

В котельной функционируют узлы учёта тепловой энергии:

- по отпуску тепловой энергии в горячей воде - ИМ 2300, ПРЭМ-2 Ду 100;
- по отпуску тепловой энергии с паровым теплоносителем - ИМ 2300, ДРГ.М-5000Ду 150, Dymetic-5131.

2.9.9. ООО УК «Северо-Западная Тепловая Компания»

В котельной отсутствует приборный учёт тепловой энергии, отпускаемой в тепловые сети. Учёт тепловой энергии имеется только у потребителей.

2.9.10. ООО «ГВС-сервис»

Котельная оснащена узлом учёта тепловой энергии в составе тепловычислителя ИМ 2300 с расходомерами Stream Lux, датчиками температуры - КТПТР-05 и давления – БД ПД-Р.

2.9.11. АО «Горремстрой»

Котельная оснащена узлом учёта тепловой энергии на базе тепловычислителя Комбик.

2.9.12. ООО «Технические системы»

Таблица 2.9.5 Перечень приборов учета энергоресурсов котельной ООО «Технические системы»

№ котельной, адрес	Марка/модель	Зав. №	Дата поверки	Следующая поверка	Интервал поверки
Котельная ООО "Технические системы" адрес г.Сургут, ул.Нефтеюганское шоссе,64/1	Система газоснабжения				
	Тепловычислитель им2300н КН066		12.07.2018г.	12.07.2021г.	3 года
	Расходомер метран22ДД	9672	16.07.2019г.	15.07.2021	2 года
	Термопреобразователь сопротивления ТПТ-15-2	11039	13.09.2018г.	13.09.2022г.	4 года
	Преобразователь давления БД ПД-Р	121211633	17.09.2020г.	16.09.2022	2 года
	Система теплоснабжения				
	Датчик расхода ВЭПС-200	200700	01.09.2018г.	01.09.2021г.	3 года
	Термометр КТПТР-05	4348	01.09.2018г.	01.09.2021г.	3 года
	Вторичный прибор ИМ-2300		12.07.2018г.	12.07.2021г.	3 года
	Счётчик эл. Энергии	36017303	16.09.2018г.	16.09.2023г.	5 лет

2.9.13. ООО «СКАТ-База»

Котельная оснащена узлом учёта тепловой энергии на базе тепловычислителя ИМ-2300.

2.10 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

2.10.1. Филиал ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1

По предоставленным данным Сургутской ГРЭС-1, отказов, приведших к нарушению отпуска тепла, за период 2017-2021 гг. не наблюдалось.

2.10.2. ПАО «Юнипро» - Сургутская ГРЭС-2

По предоставленным данным Сургутской ГРЭС-2, в 2017÷2021 гг. отказов оборудования, приведших к нарушению отпуска тепла в тепловые сети, не происходило.

2.10.3. СГМУП «Городские тепловые сети»

По предоставленным данным СГМУП «ГТС», отказов, приведших к нарушению отпуска тепла, за период 2017-2021 гг. не наблюдалось.

2.10.4. ПАО «Сургутнефтегаз»

По предоставленным данным ПАО «Сургутнефтегаз», отказов, приведших к нарушению отпуска тепла, за период 2017-2021 гг. не наблюдалось.

2.10.5. ООО «Сургутские городские электрические сети»

По предоставленным данным ООО «СГЭС» отказов, приведших к нарушению отпуска тепла, за период 2017-2021 гг. не наблюдалось.

2.10.6. ООО «Газпром энерго»

По предоставленным данным ООО «Газпром энерго», отказов, приведших к нарушению отпуска тепла, за период 2017-2021 гг. не наблюдалось.

2.10.7. АО «Аэропорт Сургут»

По предоставленным данным эксплуатации АО «Аэропорт Сургут», отказов, приведших к нарушению отпуска тепла, за период 2017-2021 гг. не наблюдалось.

2.10.8. СГМУП «Сургутский хлебозавод»

По предоставленным данным эксплуатации СГМУП «Сургутский хлебозавод», отказов, приведших к нарушению отпуска тепла, за период 2017-2021 гг. не наблюдалось.

2.10.9. ООО УК «Северо-Западная Тепловая Компания»

По предоставленным данным эксплуатации ООО УК «СЗТК», отказов, приведших к нарушению отпуска тепла, за период 2017-2021 гг. не наблюдалось.

2.10.10. ООО «ТВС-сервис»

По предоставленным данным эксплуатации ООО «ТВС-сервис», отказов, приведших к нарушению отпуска тепла, за период 2017-2021 гг. не наблюдалось.

2.10.11. АО «Горремстрой»

За период эксплуатации котельной АО «Горремстрой» с 2017г. по 2021г. отказов оборудования, приведших к нарушению теплоснабжения потребителей, не зафиксировано.

2.10.12. ООО «Технические системы»

За период эксплуатации котельной ООО «Технические системы» с 2017 г. по 2021г. отказов оборудования, приведших к нарушению теплоснабжения потребителей, не зафиксировано.

2.10.13. ООО «СКАТ-База»

За период эксплуатации котельной ООО «СКАТ-База» с 2017г. по 2021 г. отказов оборудования, приведших к нарушению теплоснабжения потребителей, не зафиксировано.

2.11 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

2.11.1. Филиал ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии, эксплуатируемых Филиалом ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1 отсутствуют.

2.11.2. ПАО «Юнипро» - Сургутская ГРЭС-2

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии, эксплуатируемых ПАО «Юнипро» - Сургутская ГРЭС-2 отсутствуют.

2.11.3. СГМУП «Городские тепловые сети»

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии, эксплуатируемых СГМУП «ГТС» - отсутствуют.

2.11.4. ПАО «Сургутнефтегаз»

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии, эксплуатируемых ПАО «Сургутнефтегаз» - отсутствуют.

2.11.5. ООО «Сургутские городские электрические сети»

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии, эксплуатируемых ООО «СГЭС» - отсутствуют.

2.11.6. ООО «Газпром энерго»

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии, эксплуатируемых ООО «Газпром энерго» - отсутствуют.

2.11.7. АО «Аэропорт Сургут»

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии, эксплуатируемых АО «Аэропорт Сургут» - отсутствуют.

2.11.8. СГМУП «Сургутский хлебозавод»

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии, эксплуатируемых СГМУП «Сургутский хлебозавод» - отсутствуют.

2.11.9. ООО УК «Северо-Западная Тепловая Компания»

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии, эксплуатируемых ООО УК «СЗТК» - отсутствуют.

2.11.10. ООО «ТВС-сервис»

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии, эксплуатируемых ООО «ТВС-сервис» - отсутствуют.

2.11.11. АО «Горремстрой»

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии, эксплуатируемых АО «Горремстрой» - отсутствуют.

2.11.12. ООО «Технические системы»

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии, эксплуатируемых ООО «Технические системы» - отсутствуют.

2.11.13. ООО «СКАТ-База»

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии, эксплуатируемых ООО «СКАТ-База» - отсутствуют.

2.12 Перечень источников тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей

2.12.1. Филиал ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1

СГРЭС-1 не относится к источникам тепловой энергии, отнесенным к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей.

2.12.2. ПАО «Юнипро» - Сургутская ГРЭС-2

В зимнее время СГРЭС-2 задействует минимум 4 энергоблока для поддержания температуры теплоносителя для обеспечения надежного теплоснабжения.

2.12.3. СГМУП «Городские тепловые сети»

В эксплуатации СГМУП «ГТС» отсутствуют источники с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии.

2.12.4. ПАО «Сургутнефтегаз»

В эксплуатации ПАО «Сургутнефтегаз» отсутствуют источники с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии.

2.12.5. ООО «Сургутские городские электрические сети»

В эксплуатации ООО «СГЭС» отсутствуют источники с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии.

2.12.6. ООО «Газпром энерго»

В эксплуатации ООО «Газпром энерго» отсутствуют источники с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии.

2.12.7. АО «Аэропорт Сургут»

В эксплуатации АО «Аэропорт Сургут» отсутствуют источники с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии.

2.12.8. СГМУП «Сургутский хлебозавод»

В эксплуатации СГМУП «Сургутский Хлебозавод» отсутствуют источники с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии.

2.12.9. ООО УК «Северо-Западная Тепловая Компания»

В эксплуатации ООО УК «СЗТК» отсутствуют источники с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии.

2.12.10. ООО «ТВС-сервис»

В эксплуатации ООО «ТВС-сервис» отсутствуют источники с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии.

2.12.11. АО «Горремстрой»

В эксплуатации АО «Горремстрой» отсутствуют источники с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии.

2.12.12. ООО «Технические системы»

В эксплуатации ООО «Технические системы» отсутствуют источники с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии.

2.12.13. ООО «СКАТ-База»

В эксплуатации ООО «СКАТ-База» отсутствуют источники с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии.

2.13 Описание изменений технических характеристик основного оборудования источников тепловой энергии, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

2.13.1. Филиал ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1

Изменений технических характеристик основного оборудования СГРЭС-1 за период актуализации схемы теплоснабжения не происходило.

2.13.2. ПАО «Юнипро» - Сургутская ГРЭС-2

Изменений технических характеристик основного оборудования СГРЭС-2 за период актуализации схемы теплоснабжения не происходило.

2.13.3. СГМУП «Городские тепловые сети»

С 2021г. в управлении СГМУП «ГТС» была передана котельная Котельная №35 Спортивное ядро, находится в консервации.

Котельная №19 СГМУП «ГТС» выведена из эксплуатации.

2.13.4. ПАО «Сургутнефтегаз»

С 2021г. в эксплуатации ПАО «Сургутнефтегаз» находится котельная Котельная №22, расположенная по адресу: г.Сургут, ул. Заячий остров,6, сооружение 19.

Эта паровая котельная работает на нужды собственного производства вместо выведенной из эксплуатации котельной № 4.

2.13.5. ООО «Сургутские городские электрические сети»

Изменений в оборудовании котельных ООО «СГЭС» за период актуализации схемы теплоснабжения не зафиксировано.

2.13.6. ООО «Газпром энерго»

Изменений в оборудовании котельной ООО «Газпром энерго» за период актуализации схемы теплоснабжения не зафиксировано.

2.13.7. АО «Аэропорт Сургут»

Изменений в оборудовании котельной АО «Аэропорт Сургут» за период актуализации схемы теплоснабжения не зафиксировано.

2.13.8. СГМУП «Сургутский хлебозавод»

Изменений в оборудовании котельной СГМУП «Сургутский Хлебозавод» за период актуализации схемы теплоснабжения не зафиксировано.

2.13.9. ООО УК «Северо-Западная Тепловая Компания»

Изменений в оборудовании котельной ООО УК «СЗТК» за период актуализации схемы теплоснабжения не зафиксировано.

2.13.10. ООО «ТВС-сервис»

Изменений в оборудовании котельной ООО «ТВС-сервис» за период актуализации схемы теплоснабжения не зафиксировано.

2.13.11. АО «Горремстрой»

Изменений в оборудовании котельной АО «Горремстрой» за период актуализации схемы теплоснабжения не зафиксировано.

2.13.12. ООО «Технические системы»

Изменений в оборудовании котельной ООО «Технические системы» за период актуализации схемы теплоснабжения не зафиксировано.

2.13.13. ООО «СКАТ-База»

Изменений в оборудовании котельной ООО «СКАТ-База» за период актуализации схемы теплоснабжения не зафиксировано.

Часть 3. Тепловые сети, сооружения на них

В городе Сургуте основными теплоснабжающими организациями являются ООО «Сургутские городские электрические сети» и СГМУП «ГТС» Указанные организации снабжают тепловой энергией более 80% всех потребителей г. Сургут. Остальные 20% подключены к тепловым сетям: ООО «Газпром энерго», ООО «Скат-База», СГМУП «Сургутский хлебозавод», АО «Горремстрой», ООО УК «Северо-Западная Тепловая Компания», АО «Аэропорт Сургут», ООО «Скат-База», ООО «Технические системы», ПАО «Сургутнефтегаз», ООО «ГВС-Сервис».

На основании полученных данных о величине договорных тепловых нагрузок города по состоянию на 2021 г., схем и характеристик тепловых сетей теплоснабжающих организаций в рамках настоящей работы разработана электронная модель системы теплоснабжения г. Сургута с использованием графической геоинформационной системы «ГИС ZULU».

Анализ структуры тепловых сетей, а также их гидравлические расчеты выполнены с использованием электронной модели.

Подробные данные о гидравлических режимах, структуре, характеристиках тепловых сетей и нагрузках потребителей представлены в разработанной электронной модели, являющейся неотъемлемой частью настоящей Схемы.

3.1 СГМУП «Городские тепловые сети»

3.1.1. Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект с выделением сетей горячего водоснабжения

На балансе СГМУП «ГТС» находятся тепловые сети в зоне действия следующих источников: Филиал ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1; Филиал «Сургутская ГРЭС-2» ПАО «Юнипро», котельные СГМУП «ГТС»: №№1-3,5,6,7,9,13,14,21-30, 32-35, котельная ПКТС, а также в зоне действия котельной К-45 ООО «СГЭС».

В соответствии с предоставленными данными суммарная протяженность тепловых сетей в однотрубном исчислении на 01.03.2021г. составляет 865759 м, в том числе:

- Магистральные сети – 150375 м;
- Распределительные сети отопления – 440263 м;
- Сети ГВС – 275121 м;

Максимальный условный диаметр трубопровода Ду800, средний по материальной характеристике диаметр составляет 160 мм.

Структура тепловых сетей по источникам приведена на рисунках и в таблице ниже.

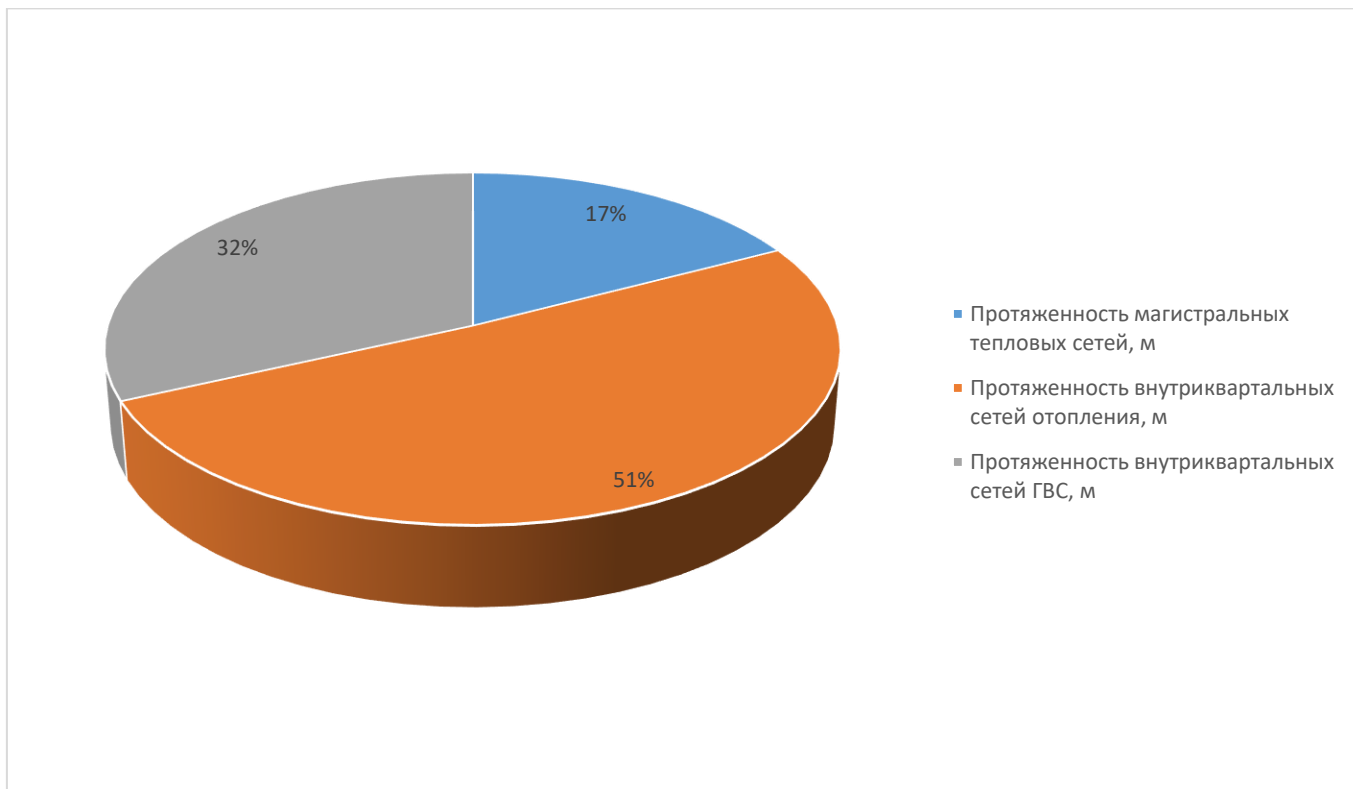


Рисунок 3.1.1 Структура тепловых сетей СГМУП «ГТС» по длине

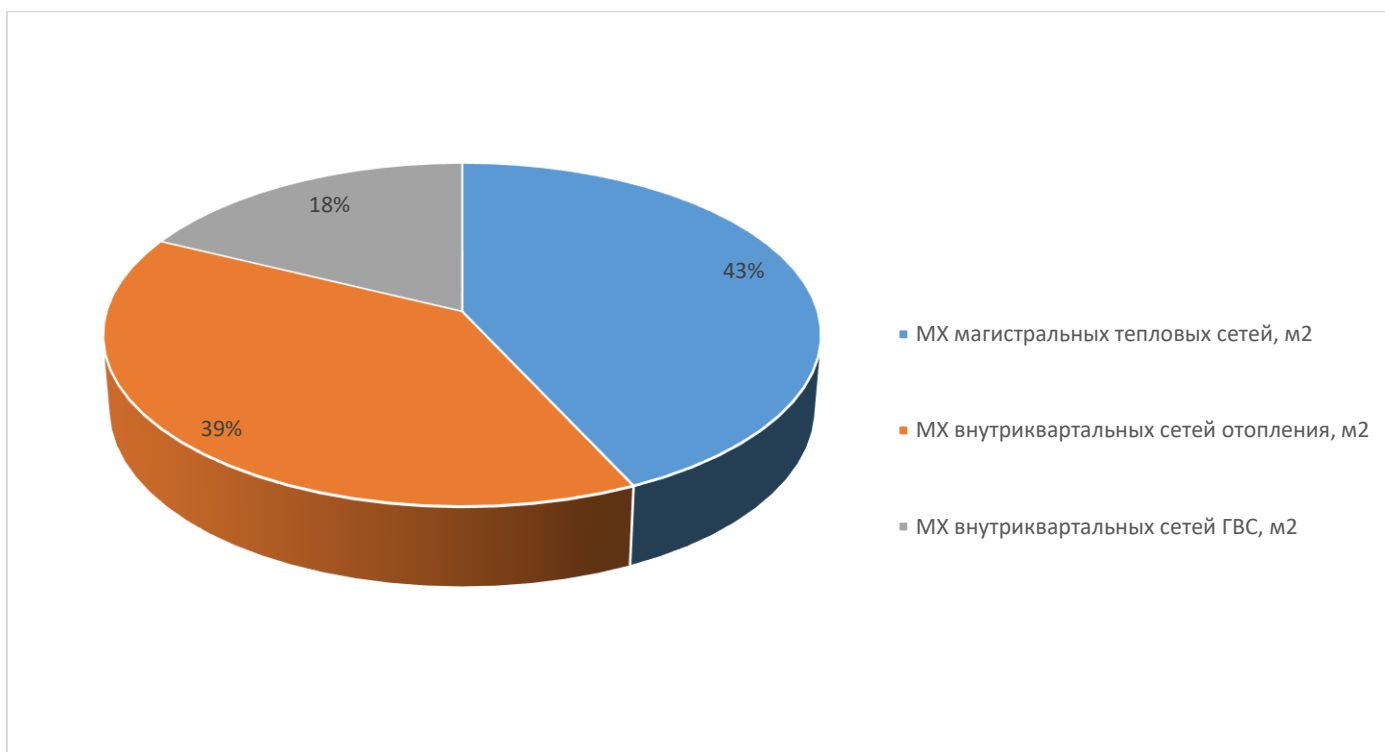


Рисунок 3.1.2 Структура тепловых сетей СГМУП «ГТС» по мат. характеристике

Таблица 3.1.1 Структура тепловых сетей СГМУП «ГТС» в однотрубном исчислении.

Условный диаметр, мм	Протяженность тепловых сетей, м												
	Всего тепловых сетей, м	Протяженность магистральных тепловых сетей, м				Протяженность внутриквартальных тепловых сетей, м							
						Всего внутриквартальных сетей, м	Протяженность внутриквартальных сетей отопления, м				Протяженность внутриквартальных сетей ГВС, м		
		Всего	Подземная прокладка	Надземная прокладка	по техподполью		Всего	Подземная прокладка	Надземная прокладка	по техподполью	Всего	Подземная прокладка	Надземная прокладка
15	1033	0	0	0	0	1033	260	245	16	0	772		772
20	1555	0	0	0	0	1555	635	306	329	0	920	131	789
25	6312	0	0	0	0	6312	5615	3348	2266	0	698	130	568
32	5786	0	0	0	0	5786	4242	1362	2880	0	1544	1134	410
40	3688	0	0	0	0	3688	2133	1013	938	183	1555	1021	534
50	115299	204	144	60	0	115095	43547	18587	8665	16295	71548	65391	6157
65	85353	0	0	0	0	85353	49907	17842	3185	28881	35445	32688	2757
80	108717	60	60	0	0	108657	59731	25581	6487	27662	48926	48097	829
90	13568	0	0	0	0	13568	736	736	0	0	12832	12832	
100	146064	626	407	220	0	145438	89958	44427	16715	28817	55479	52304	3176
125	6032	0	0	0	0	6032	2308	644	1003	661	3723	3723	
140	944	0	0	0	0	944	0	0	0	0	944	944	
150	144020	4842	4019	388	435	139177	105777	64456	15672	25649	33401	33180	220
200	84712	21585	12675	8861	49	63127	55801	34936	14309	6556	7326	7189	137
250	37100	26290	25045	1079	167	10809	10802	8912	1833	58	7	7	
300	23354	15902	12586	3316	0	7451	7451	3819	3628	4	0		
350	602	134	134	0	0	468	468	0	468	0	0		
400	27448	26556	22651	3905	0	892	892	690	202	0	0		
500	35965	35965	29157	6808	0	0	0	0	0	0	0		
600	5835	5835	5720	116	0	0	0	0	0	0	0		
700	9036	9036	8890	146	0	0	0	0	0	0	0		
800	3339	3339	3329	10	0	0	0	0	0	0	0		

Условный диаметр, мм	Протяженность тепловых сетей, м												
	Всего тепловых сетей, м	Протяженность магистральных тепловых сетей, м				Протяженность внутриквартальных тепловых сетей, м							
		Всего	Подземная прокладка	Надземная прокладка	по техподполью	Всего внутриквартальных сетей, м	Протяженность внутриквартальных сетей отопления, м				Протяженность внутриквартальных сетей ГВС, м		
							Всего	Подземная прокладка	Надземная прокладка	по техподполью	Всего	Подземная прокладка	Надземная прокладка
Итого	865759	150375	124816	24908	651	715384	440263	226903	78595	134766	275121	258771	16350

Таблица 3.1.2 Структура тепловых сетей СГМУП «ГТС» по мат. характеристике.

Условный диаметр, мм	Мат. характеристика тепловых сетей, м2												
	Всего тепловых сетей, м	МХ магистральных тепловых сетей, м2				Протяженность внутриквартальных тепловых сетей, м							
		Всего	Подземная прокладка	Надземная прокладка	по техподполью	Всего внутриквартальных сетей, м	МХ внутриквартальных сетей отопления, м2				МХ внутриквартальных сетей ГВС, м2		
							Всего	Подземная прокладка	Надземная прокладка	по техподполью	Всего	Подземная прокладка	Надземная прокладка
15	15	0	0	0	0	15	4	4	0	0	12	0	12
20	31	0	0	0	0	31	13	6	7	0	18	3	16
25	158	0	0	0	0	158	140	84	57	0	17	3	14
32	185	0	0	0	0	185	136	44	92	0	49	36	13
40	148	0	0	0	0	148	85	41	38	7	62	41	21
50	5765	10	7	3	0	5755	2177	929	433	815	3577	3270	308
65	5548	0	0	0	0	5548	3244	1160	207	1877	2304	2125	179
80	8697	5	5	0	0	8693	4778	2047	519	2213	3914	3848	66
90	1221	0	0	0	0	1221	66	66	0	0	1155	1155	0
100	14606	63	41	22	0	14544	8996	4443	1672	2882	5548	5230	318
125	754	0	0	0	0	754	289	81	125	83	465	465	0
140	132	0	0	0	0	132	0	0	0	0	132	132	0
150	21603	726	603	58	65	20877	15867	9668	2351	3847	5010	4977	33

Условный диаметр, мм	Мат. характеристика тепловых сетей, м2													
	Всего тепловых сетей, м	МХ магистральных тепловых сетей, м2				Протяженность внутриквартальных тепловых сетей, м								
		Всего	Подземная прокладка	Надземная прокладка	по техподполью	Всего внутриквартальных сетей, м	МХ внутриквартальных сетей отопления, м2				МХ внутриквартальных сетей ГВС, м2			
							Всего	Подземная прокладка	Надземная прокладка	по техподполью	Всего	Подземная прокладка	Надземная прокладка	
200	16942	4317	2535	1772	10	12625	11160	6987	2862	1311	1465	1438	27	
250	9275	6573	6261	270	42	2702	2701	2228	458	15	2	2	0	
300	7006	4771	3776	995	0	2235	2235	1146	1088	1	0	0	0	
350	211	47	47	0	0	164	164	0	164	0	0	0	0	
400	10979	10622	9061	1562	0	357	357	276	81	0	0	0	0	
500	17982	17982	14578	3404	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
600	3501	3501	3432	69	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
700	6325	6325	6223	102	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
800	2671	2671	2663	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Итого	133757	57613	49231	8265	117	76144	52412	29208	10153	13051	23732	22724	1007	

3.1.2. Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии в электронной форме и (или) на бумажном носителе

Электронная схема систем теплоснабжения города Сургута разработана в ГИС Zulu с использованием расширения ZuluThermo и прилагается на электронном носителе. Формат электронной карты соответствует техническому заданию.

Разработчиком данного комплекса является ООО «Политерм» г. Санкт-Петербург, сайт разработчика <http://politerm.com.ru/>. Электронная модель выполнена с учетом привязки к топографической основе и схеме расположения инженерных коммуникаций.

В качестве исходных данных для ее разработки использовались:

- проектная и исполнительная документация по источникам тепла, тепловым сетям, ЦТП и ИТП, данные по вводам к потребителям;
- эксплуатационная документация (фактические температурные графики, гидравлические режимы, данные по присоединенным тепловым нагрузкам и их видам и т.п.);
- данные по видам прокладки и типам применяемых теплоизоляционных конструкций, сроки эксплуатации тепловых сетей.

Электронная модель предназначена для формирования программно-информационной среды, с целью создания электронной схемы существующих тепловых сетей и объектов системы теплоснабжения, привязанных к топографической основе.

3.1.3. Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надежных участков, определением их материальной характеристики и тепловой нагрузки потребителей, подключенных к таким участкам

Универсальным показателем, позволяющим сравнивать системы транспорта теплоносителя, отличающиеся масштабом теплофицируемого района, является удельная материальная характеристика сети, равная сумме произведений протяженности участков тепловой сети на их диаметр в метрах.

Суммарная материальная характеристика зоны действия тепловых сетей СГМУП «ГТС» на 01.03.2021 равна 133757 м², в том числе:

- Магистральные сети – 57613 м²;
- Распределительные (внутриквартальные) сети отопления – 52412 м²;
- Сети ГВС – 23732 м².

В соответствии с СП124.13330.2012 Тепловые сети Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003, расчетный срок службы тепловых сетей из металлических и неметаллических труб должен составлять не менее 30 лет. Распределение внутриквартальных и магистральных тепловых сетей СГМУП «ГТС» по периодам проектирования представлено ниже.

На тепловых сетях СГМУП «ГТС» преимущественно используются 4 типа изоляции: минераловатные маты, ППМ, ППУ и жидко-керамическое теплоизоляционное покрытие (применяется для тепловой изоляции транзитов и трубопроводов в пределах тепловых камер).

В качестве компенсирующих устройств применяются сильфонные компенсаторы, П-образные, Г-образные и Z-образные компенсаторы и один сальниковый компенсатор Ду500.

Параметры тепловых сетей по типу прокладки приведены в таблицах ниже.

Таблица 3.1.3 Распределение протяженности магистральных и квартальных тепловых сетей СГМУП «ГТС» по типам прокладки и периодам проектирования

Диаметр мм	Всего внутриквартальных магистральных т/с	Протяженность, м																		
		Всего внутриквартальных т/с по графику у 150-70	внутриквартальные, магистральные сети																	
			150-70																	
			период проектирования 1959-1989				период проектирования 1990-1997				период проектирования 1998-2003				период проектирования с 2004г					
Всего	подземная	надземная	по техподполью	Всего	подземная бесканальная	подземная канальная	надземная	по техподполью	Всего	подземная	надземная	по техподполью	Всего	подземная бесканальная	подземная канальная	надземная	по техподполью			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Ду15	260	260	135	135	0	0	85	69	0	16	0	0	0	0	0	41	41	0	0	0
Ду20	635	635	222	206	16	0	373	60	0	313	0	40	40	0	0	0	0	0	0	0
Ду25	5615	5615	2781	2233	548	0	1881	688	0	1192	0	526	0	526	0	427	427	0	0	0
Ду32	4242	4242	1459	440	1018	0	1333	198	0	1135	0	829	132	697	0	621	592	0	29	0
Ду40	2133	2133	571	557	0	14	1130	180	0	846	104	148	0	92	56	284	275	0	0	9
Ду50	42393	42393	11653	3137	2157	6359	16073	4998	0	4169	6906	7744	4249	1622	1873	6923	4989	0	777	1157
Ду63	1358	1358	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1358	1358	0	0	0
Ду70	49907	49907	15559	2331	1205	12023	16786	3038	0	1652	12097	6872	3274	242	3357	10689	8904	296	86	1404
Ду80	59791	59791	14499	1160	2498	10840	17060	2742	293	2782	11243	10643	6276	542	3825	17589	14568	602	664	1755
Ду90	736	736	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	736	736	0	0	0
Ду100	90159	90159	18523	1431	7576	9516	24088	7177	352	4113	12446	14535	8757	3052	2726	33013	25232	1458	2193	4129
Ду110	426	426	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	426	426	0	0	0
Ду125	2308	2308	356	0	0	356	367	48	14	0	305	0	0	0	0	1586	471	112	1003	0
Ду150	110619	110619	17968	3374	5704	8890	24708	7341	1412	3983	11972	21114	17222	1161	2731	46830	37340	1786	5212	2491
Ду200	77386	77386	12441	1356	9271	1814	9478	4874	292	1450	2862	13043	8986	2627	1431	42424	29381	2723	9823	498
Ду250	37093	37093	2098	2026	0	72	4692	3203	264	1219	6	6844	5955	889	0	23458	18741	3767	804	147
Ду300	23354	23354	1457	787	670	0	2820	348	0	2472	0	8689	5198	3492	0	10387	8732	1340	310	4
Ду350	602	602	0	0	0	0	602	0	134	468	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ду400	27448	27448	3942	620	3322	0	953	827	0	126	0	5495	4982	513	0	17058	16740	173	145	0
Ду500	35965	35965	7282	2379	4904	0	1289	0	1289	0	0	5740	5740	0	0	21653	17838	1911	1904	0
Ду600	5835	5835	0	0	0	0	10	0	10	0	0	116	0	116	0	5710	4743	967	0	0

Диаметр мм	Всего внутриквартальных магистральных т/с	Протяженность, м																			
		Всего внутриквартальных т/с по графику у 150-70	внутриквартальные, магистральные сети																		
			150-70																		
			период проектирования 1959-1989				период проектирования 1990-1997				период проектирования 1998-2003				период проектирования с 2004г						
Всего	подземная	надземная	по техподполью	Всего	подземная бесканальная	подземная канальная	надземная	по техподполью	Всего	подземная	надземная	по техподполью	Всего	подземная бесканальная	подземная канальная	надземная	по техподполью				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
Ду700	9036	9036	124	0	124	0	131	0	131	0	0	2994	2994	0	0	5787	5658	108	22	0	
Ду800	3339	3339	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1899	1899	0	0	1439	1429	0	10	0	
Итого	590638	590638	111070	22173	39013	49884	123857	35790	4191	25936	57941	107272	75703	15571	15999	248438	198620	15242	22984	11592	

Таблица 3.1.4 Распределение протяженности магистральных и квартальных тепловых сетей СГМУП «ГТС» по типам прокладки и периодам проектирования

Диаметр мм	Всего внутриквартальных магистральных т/с	МХ, м2																			
		Всего внутриквартальных т/с по графику у 150-70	внутриквартальные, магистральные сети																		
			150-70																		
			период проектирования 1959-1989				период проектирования 1990-1997				период проектирования 1998-2003				период проектирования с 2004г						
Всего	подземная	надземная	по техподполью	Всего	подземная бесканальная	подземная канальная	надземная	по техподполью	Всего	подземная	надземная	по техподполью	Всего	подземная бесканальная	подземная канальная	надземная	по техподполью				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
Ду15	4	4	2	2	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	
Ду20	13	13	4	4	0	0	7	1	0	6	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	
Ду25	140	140	70	56	14	0	47	17	0	30	0	13	0	13	0	11	11	0	0	0	
Ду32	136	136	47	14	33	0	43	6	0	36	0	27	4	22	0	20	19	0	1	0	
Ду40	85	85	23	22	0	1	45	7	0	34	4	6	0	4	2	11	11	0	0	0	
Ду50	2120	2120	583	157	108	318	804	250	0	208	345	387	212	81	94	346	249	0	39	58	
Ду63	86	86	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	86	86	0	0	0	
Ду70	3494	3494	1089	163	84	842	1175	213	0	116	847	481	229	17	235	748	623	21	6	98	
Ду80	4783	4783	1160	93	200	867	1365	219	23	223	899	851	502	43	306	1407	1165	48	53	140	
Ду90	66	66	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	66	66	0	0	0	

Диаметр мм	Всего внутрикварт. магистралей т/с	Всего внутрикварт. т/с по графику 150-70	МХ, м2																	
			внутриквартальные, магистральные сети																	
			150-70																	
			период проектирования 1959-1989				период проектирования 1990-1997				период проектирования 1998-2003				период проектирования с 2004г					
			Все го	подземная	надземная	по техподполью	Все го	подземная бесканальная	подземная канальная	надземная	по техподполью	Все го	подземная	надземная	по техподполью	Все го	подземная бесканальная	подземная канальная	надземная	по техподполью
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Ду100	8975	8975	1844	142	754	947	2398	714	35	409	1239	1447	872	304	271	3286	2512	145	218	411
Ду110	46	46	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	46	46	0	0	0
Ду125	284	284	44	0	0	44	45	6	2	0	37	0	0	0	0	195	58	14	123	0
Ду150	16482	16482	2677	503	850	1325	3681	1094	210	593	1784	3146	2566	173	407	6978	5564	266	777	371
Ду200	15400	15400	2476	270	1845	361	1886	970	58	289	570	2596	1788	523	285	8442	5847	542	1955	99
Ду250	9236	9236	522	505	0	18	1168	798	66	303	1	1704	1483	221	0	5841	4666	938	200	37
Ду300	7006	7006	437	236	201	0	846	104	0	742	0	2607	1559	1048	0	3116	2620	402	93	1
Ду350	211	211	0	0	0	0	211	0	47	164	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ду400	10979	10979	1577	248	1329	0	381	331	0	51	0	2198	1993	205	0	6823	6696	69	58	0
Ду500	17982	17982	3641	1189	2452	0	644	0	644	0	0	2870	2870	0	0	10827	8919	955	952	0
Ду600	3501	3501	0	0	0	0	6	0	6	0	0	69	0	69	0	3426	2846	580	0	0
Ду700	6325	6325	87	0	87	0	92	0	92	0	0	2096	2096	0	0	4051	3960	75	15	0
Ду800	2671	2671	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1520	1520	0	0	1151	1143	0	8	0
Итого	110025	110025	16282	3604	7956	4722	14846	4732	1183	3204	5727	22018	17695	2724	1600	56879	47108	4056	4499	1216

3.1.4. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях

В качестве секционирующей арматуры на тепловых сетях СГМУП «ГТС» используются шаровые краны. Секционирующие задвижки находятся в тепловых камерах. На отводах к потребителям установлена отключающая арматура.

Таблица 3.1.5 Количество арматуры на магистральных сетях СГМУП «ГТС»

Диаметр	Секущая арматура, отпайки		Дренажная арматура		Воздушники			Перекрышки		Байпас	
	задвижка кол. шт.	кран шар кол. шт.	задвижка кол. шт.	кран шар кол. шт.	задвижка кол. шт.	кран шар кол. шт.	вентиль кол. шт.	задвижка кол. шт.	кран шар кол. шт.	задвижка кол. шт.	кран шар кол. шт.
15				29		616	122		15		
20				32		68	42		4		
25				73		221	27		8		2
32		2		23		85	21		1		2
40		2		120		70	21		10		
50	18	45	33	154	8	49	13	10	38	11	119
65		4		9							
80		108	20	198	3	7		2	38		
100	32	118	26	152	1			8	37	2	
125		2									
150	26	141	16	89	5	3		15	202		4
200	15	90	2	32		2		1	42	1	
250	12	172		4					22		
300	25	89						5			
350	4										
400	51	94						2	6		
500	13	108							2		
600		26									
700		8									
800		2									
Всего	196	1011	97	915	17	1121	246	43	425	14	127

Таблица 3.1.6 Количество арматуры на распределительных сетях СГМУП «ГТС»

Условный диаметр, мм	Задвижка	Шаровый кран	Балансировочный клапан	Дренажная арматура	Арматура для выпуска воздуха	Перекрышки
15	5	52		371	2618	46
20	27	166	44	868	501	41
25	11	170	94	1926	210	26
32	15	168	49	339	57	3
40	26	97	76	310	26	1
50	620	2140	34	394	40	20
65		219	2	5	4	
80	361	2028	1	74	3	4
100	265	1471	2	41		11
125		7				
150	95	1149		4		23
200	47	342				2
250	12	49				
300	7	11				
35		2				
400	14	12				
500	2	14				
800		1				
Всего	1507	8098	302	4332	3459	177

Таблица 3.1.7 Запорно-регулирующая арматура ЦТП СГМУП «ГТС»

№ № п.п.	№ ЦТП	Место установки электроприво да	Количество однотипных электроприво дов, (шт.)	Установленна я мощность электроприво да, (кВт)	КПД электроприво да	Годовое число часов работы электроприво да, (ч.)
1	1	СО	1	0,012	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
2	2	ГВС	4	0,015	0,8	8424
3	4	СО	1	0,26	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
4	5	СО	1	0,012	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
5	6	СО	1	0,012	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
6	7	ГВС	4	0,015	0,8	8424
		СО	2	0,012	0,8	6552
7	8	ГВС	4	0,015	0,8	8424
		СО	2	0,012	0,8	6552
8	9	СО	1	0,012	0,8	6552
		СО	1	0,015	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
9	10	СО	1	0,0105	0,8	6552
		ГВС	2	0,015	0,8	8424
10	11	СО	1	0,012	0,8	6552
		ГВС	4	0,012	0,8	8424
11	12	ГВС	1	0,26	0,8	8424
		СО	2	0,43	0,8	6552
12	13	СО	2	0,012	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
13	14	СО	1	0,012	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
		СО	1	0,015	0,8	6552
14	15	СО	1	0,012	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
15	16	ГВС	4	0,015	0,8	8424
		СО	2	0,012	0,8	6552
16	17	СО	2	0,012	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
17	18	СО	2	0,012	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
18	19	ГВС	4	0,015	0,8	8424
		СО	1	0,012	0,8	6552
19	20	СО	1	0,012	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
20	21	ГВС	4	0,015	0,8	8424
		СО	1	0,012	0,8	6552
21	22	ГВС	4	0,015	0,8	8424
		СО	2	0,012	0,8	6552
22	23	ГВС	4	0,015	0,8	8424
		СО	2	0,012	0,8	6552
23	24	СО	1	0,019	0,8	6552
		СО	1	0,0195	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
24	25	ГВС	1	0,26	0,8	8424
25	26	СО	1	0,012	0,8	6552
		СО	1	0,26	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
26	27	СО	1	0,019	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
27	28	СО	2	0,012	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
28	29	СО	2	0,43	0,8	6552

№ № п.п.	№ ЦТП	Место установки электроприво да	Количество однотипных электроприво ов, (шт.)	Установленна я мощность электроприво да, (кВт)	КПД электроприво да	Годовое число часов работы электроприво да, (ч.)
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
29	30	СО	1	0,012	0,8	6552
		ГВС	1	0,26	0,8	8424
30	31	СО	1	0,012	0,8	6552
		СО	1	0,26	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
31	32	СО	1	0,019	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
32	33	СО	2	0,012	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
33	34	СО	1	0,019	0,8	6552
		СО	1	0,012	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
34	35	СО	1	0,019	0,8	6552
		СО	1	0,012	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
35	36	СО	1	0,019	0,8	6552
		СО	1	0,012	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
36	37	СО	1	0,012	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
		СО	1	0,012	0,8	6552
37	38	СО	1	0,012	0,8	6552
		СО	1	0,26	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
38	39	СО	1	0,012	0,8	6552
		СО	1	0,26	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
39	40	СО	1	0,26	0,8	6552
		СО	1	0,015	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
40	41	СО	1	0,012	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
41	42	СО	1	0,012	0,8	6552
		СО	1	0,015	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
42	43	СО	1	0,019	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
43	45	СО	1	0,012	0,8	6552
		СО	1	0,012	0,8	6552
		ГВС	2	0,015	0,8	8424
44	46	СО	1	0,019	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
45	47	СО	1	0,015	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
46	48	СО	1	0,012	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
		СО	1	0,015	0,8	6552
47	49	ГВС	4	0,015	0,8	6552
		СО	2	0,012	0,8	6552
48	50	СО	1	0,019	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
49	51	СО	1	0,012	0,8	6552
		СО	1	0,0195	0,8	6552
		ГВС	4	0,012	0,8	8424
50	52	СО	1	0,019	0,8	6552
		СО	1	0,012	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424

№ № п.п.	№ ЦТП	Место установки электроприво да	Количество однотипных электроприво дов, (шт.)	Установленна я мощность электроприво да, (кВт)	КПД электроприво да	Годовое число часов работы электроприво да, (ч.)
51	53	СО	1	0,019	0,8	6552
		СО	1	0,012	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
52	54	СО	1	0,012	0,8	6552
		СО	1	0,0195	0,8	6552
		ГВС	4	0,012	0,8	8424
53	55	СО	1	0,012	0,8	6552
		СО	1	0,0195	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
54	56	СО	1	0,015	0,8	6552
		СО	1	0,0195	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
55	57	ГВС	4	0,015	0,8	8424
		СО	2	0,015	0,8	6552
56	58	СО	1	0,012	0,8	6552
		ГВС	4	0,012	0,8	8424
		СО	1	0,012	0,8	6552
57	59	СО	1	0,012	0,8	6552
		СО	1	0,0195	0,8	6552
		ГВС	4	0,012	0,8	8424
58	60	СО	1	0,012	0,8	6552
		СО	1	0,0195	0,8	6552
		ГВС	4	0,012	0,8	8424
59	61	СО	1	0,012	0,8	6552
		СО	1	0,012	0,8	6552
		ГВС	4	0,012	0,8	8424
60	62	СО	1	0,012	0,8	6552
		СО	1	0,012	0,8	6552
		ГВС	4	0,012	0,8	8424
61	63	СО	1	0,012	0,8	6552
		СО	1	0,0195	0,8	6552
		ГВС	4	0,012	0,8	8424
62	64	СО	1	0,012	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
63	65	СО	1	0,015	0,8	6552
		СО	1	0,012	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
64	66	СО	1	0,015	0,8	6552
		СО	1	0,0195	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
65	67	СО	1	0,015	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
66	68	СО	1	0,015	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
67	69	СО	1	0,015	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
68	70	СО	1	0,015	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
69	71	СО	1	0,015	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
70	72	СО	1	0,015	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
71	73	ГВС	1	0,16	0,8	8424
72	74	ГВС	4	0,015	0,8	8424
73	75	СО	2	0,012	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424
74	76	СО	2	0,012	0,8	6552
		ГВС	4	0,015	0,8	8424

№ № п.п.	№ ЦТП	Место установки электроприво да	Количество однотипных электроприво дов, (шт.)	Установленна я мощность электроприво да, (кВт)	КПД электроприво да	Годовое число часов работы электроприво да, (ч.)
75	77	СО ГВС	2 4	0,012 0,015	0,8 0,8	6552 8424
76	78	СО ГВС	1 4	0,019 0,015	0,8 0,8	6552 8424
77	79	СО СО ГВС	1 1 4	0,015 0,26 0,015	0,8 0,8 0,8	6552 6552 8424
78	80	ГВС СО	4 1	0,015 0,012	0,8 0,8	8424 6552
79	81	ГВС СО	4 2	0,015 0,012	0,8 0,8	8424 6552
80	82	СО ГВС	2 1	0,012 0,26	0,8 0,8	6552 8424
81	83	СО ГВС	2 4	0,012 0,015	0,8 0,8	6552 8424
82	84	подпитка	1	0,43	0,8	6192
83	85	ГВС СО СО	4 2 1	0,015 0,43 0,012	0,8 0,8 0,8	8424 6552 6552
84	86	подпитка	1	0,43	0,8	6552
85	87	подпитка	1	0,43	0,8	6552
86	88	подпитка СО	1 4	0,012 0,012	0,8 0,8	6552 6552
87	89	подпитка	1	0,43	0,8	6552
88	90	подпитка СО	1 6	0,43 0,26	0,8 0,8	6552 6552
89	91	подпитка	1	0,43	0,8	6192
90	92	подпитка	1	0,43	0,8	6192
91	93	ГВС	1	0,015	0,8	8424
92	94	СО ГВС	1 4	0,012 0,015	0,8 0,8	6552 8424
93	95	СО ГВС	1 2	0,012 0,012	0,8 0,8	6552 8424
94	96	СО СО ГВС	1 1 4	0,0105 0,0195 0,015	0,8 0,8 0,8	6552 6552 8424
95	97	СО СО ГВС	1 1 4	0,015 0,0195 0,012	0,8 0,8 0,8	6552 6552 8424
96	100	СО ГВС	1 4	0,015 0,015	0,8 0,8	6192 8424
97	Госнаб	СО	3	0,015	0,8	6192
98	99	СО ГВС СО	1 4 1	0,012 0,012 0,015	0,8 0,8 0,8	6552 8424 6552
99	98	СО СО ГВС	1 1 2	0,012 0,26 0,012	0,8 0,8 0,8	6552 6552 8424
100	ПС-1	СО	1	0,012	0,8	6552
101	ПС-2	СО	1	0,012	0,8	6552
102	ПС-3					
103	ПС-4					
104	ПС-5					
106	ПС-7	СО	1	0,43	0,8	6552
107	ПС-КСК	СО	1	0,012	0,8	6192
108	КРП-1					
109	КРП-2					

№ № п.п.	№ ЦТП	Место установки электропривода	Количество однотипных электроприводов, (шт.)	Установленная мощность электропривода, (кВт)	КПД электропривода	Годовое число часов работы электропривода, (ч.)
110	102	ГВС СО	4 1	0,012 0,012	0,8 0,8	8424 6552
111	101	ГВС СО	4 2	0,015 0,015	0,8 0,8	8424 6192
112	ИТП Майская,10	СО ГВС	1 1	0,00215 0,00215	0,8 0,8	6552 8424
113	ИТП Республики ,83	СО ГВС	1 1	0,00215 0,007	0,8 0,8	6552 8424
114	ИТП Энергетиков, 31	СО ГВС	1 2	0,00215 0,007	0,8 0,8	6552 8424
115	ИТП Ленина, 26	СО	2	0,007	0,8	6552
116	ЦТП-103	ГВС СО	4 2	0,015	0,8	8424 6552
117	ЦТП-104	СО ГВС	1 1	0,012	0,8	6552 8424
118	ПС-4	СО	1	0,027	0,8	6552
119	КРП-3	нет				
120	КРП-4	нет				
121	ПС-9	нет				
122	ПС-10	нет				

3.1.5. Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов

Для обслуживания отключающей арматуры при подземной прокладке на сетях установлены тепловые камеры.

Тепловые камеры на магистральных и внутриквартальных тепловых сетях выполнены, в основном, в подземном исполнении и имеют следующие конструктивное исполнение:

- монолитные;
- из блоков ФБС;
- необслуживаемые колодцы (коверы) вместе с предизолированными шаровыми кранами с удлиненным штоком

Конструкции смотровых колодцев выполнены по соответствующим чертежам и отвечают требованиям ГОСТ 8020-90 и ТУ 5855-057-03984346-2006.

3.1.6. Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности

Регулирование отпуска тепловой энергии от источников Филиал ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1; Филиал «Сургутская ГРЭС-2» ПАО «Юнипро», котельные СГМУП «ГТС»: №№1-3,5,6,7,9,13,14,21-30, 32-35, котельная ПКТС, а также в зоне действия котельной К-45 ООО «СГЭС» производится согласно диспетчерскому графику в соответствии с инструкцией. В инструкции определены режимы работы тепловых сетей в различные периоды года: отопительный, летний и переходный.

На тепловых сетях СГМУП «ГТС» осуществляется комбинированное центральное качественное и групповое (индивидуальное) качественно-количественное регулирование отпуска тепловой энергии.

Теплоснабжение потребителей от котельной №1 осуществляется по температурному графику 150/70°C со срезкой на 142°C.

Теплоснабжение потребителей от котельной №2 и №3 осуществляется по температурному графику 150/70°C со срезкой на 140 °С.

Теплоснабжение потребителей от котельной №14 осуществляется по температурному графику 130/70 °С с верхней срезкой на 115/70 °С и нижней срезкой 75 °С в подающем трубопроводе. График рассчитан для скорости ветра до 5 м/сек. При отклонении скорости ветра вводится поправка согласно номограмме.

Теплоснабжение потребителей от котельных №№ 5, 6, 7, 9, 12, 13, 19, 22 («Олимпия»), 24 (Поликлиника Нефтяник) осуществляется по температурному графику 95/70°C с нижней срезкой 50°C. График рассчитан для скорости ветра до 5 м/сек. При отклонении скорости ветра вводится поправка согласно номограмме.

Для теплоснабжения потребителя от котельной № 23 «Ледовый дворец» осуществляется качественное регулирование по температурному графику 100/80°C. График рассчитан для скорости ветра до 5 м/сек. При отклонении скорости ветра вводится поправка согласно номограмме.

Для теплоснабжения потребителя от котельной № 21 п. Звездный осуществляется качественное регулирование по температурному графику 95/70°C. График рассчитан для скорости ветра до 5 м/сек. При отклонении скорости ветра вводится поправка согласно номограмме.

Для теплоснабжения потребителя от котельной пос. Лесной осуществляется качественное регулирование по температурному графику 95/70°C. График рассчитан для скорости ветра до 5 м/сек.

Температурные графики регулирования отпуска тепловой энергии представлены в п.п. 2.7.1. – 2.7.3.

3.1.7. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети

Анализ фактических температурных режимов отпуска тепла в тепловые сети показал, что имеют место выборочные отклонения температуры теплоносителя относительно утвержденных температурных графиков, как в подающем, так и в обратном трубопроводах.

Допустимые отклонения температуры теплоносителя на выходе из источника утверждены Приказом Минэнерго РФ от 24.03.2003 N 115 "Об утверждении Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок" и составляют: (± 3 %) в подающем трубопроводе и (± 5 %) в обратном.

Таблица 3.1.8 Результаты сравнительного анализа температурных графиков СГМУП «ГТС»

Котельная	График	Кол-во анализируемых дней	Кол-во дней, с отклонением $\pm 3\%$ по прямому тр-ду	Кол-во дней, с отклонением $\pm 5\%$ по обратному тр-ду	Среднее значение отклонения температуры по прямому тр-ду, °С	Среднее значение отклонения температуры по обратному тр-ду, °С
Котельная № 1	150-70	213	57	102	2,01	2,78
Котельная № 2	150-70	202	59	95	2,46	2,6
Котельная № 3	150-70	213	56	95	2,28	2,46
Котельная № 5	95-70	213	71	87	1,56	2,37
Котельная № 6	95-70	213	66	27	1,65	1,33
Котельная № 7	95-70	213	72	117	1,61	2,92
Котельная № 9.1	95-70	213	76	189	1,64	4,33
Котельная № 13	95-70	213	96	98	2,01	2,6

Котельная	График	Кол-во анализируемых дней	Кол-во дней, с отклонением $\pm 3\%$ по прямому тр-ду	Кол-во дней, с отклонением $\pm 5\%$ по обратному тр-ду	Среднее значение отклонения температуры по прямому тр-ду, °С	Среднее значение отклонения температуры по обратному тр-ду, °С
Котельная № 14	130-70	213	73	133	2,25	4,42
Котельная № 21	95-70	213	12	96	0,75	3,04
Котельная №22 Олимпия	95-70	213	158	212	2,4	6,97
Котельная №23 Ледовый дворец	100-80	213	75	113	2,22	3,83
Котельная № 24	95-70	213	60	212	1,39	6,54
Котельная №25 п. Лесной	95-70	213	96	179	2,08	4,48
Котельная №26	95-70	182	118	114	3,3	3,48
Котельная №27	95-70	185	137	123	4,54	4,43
Котельная №28	95-70	187	97	96	2,24	3,23
Котельная №29	95-70	210	1,05	1,52	2,61	4,1
Котельная №30	95-70	213	90	144	1,91	3,74
Котельная №31	95-70	152	103	95	3,82	3,68
Котельная №33	95-70	187	130	153	3,75	5,15
Котельная №34	95-70	172	129	106	5,29	5,17

Сравнение фактических и договорных температурных графиков. Котельная №1

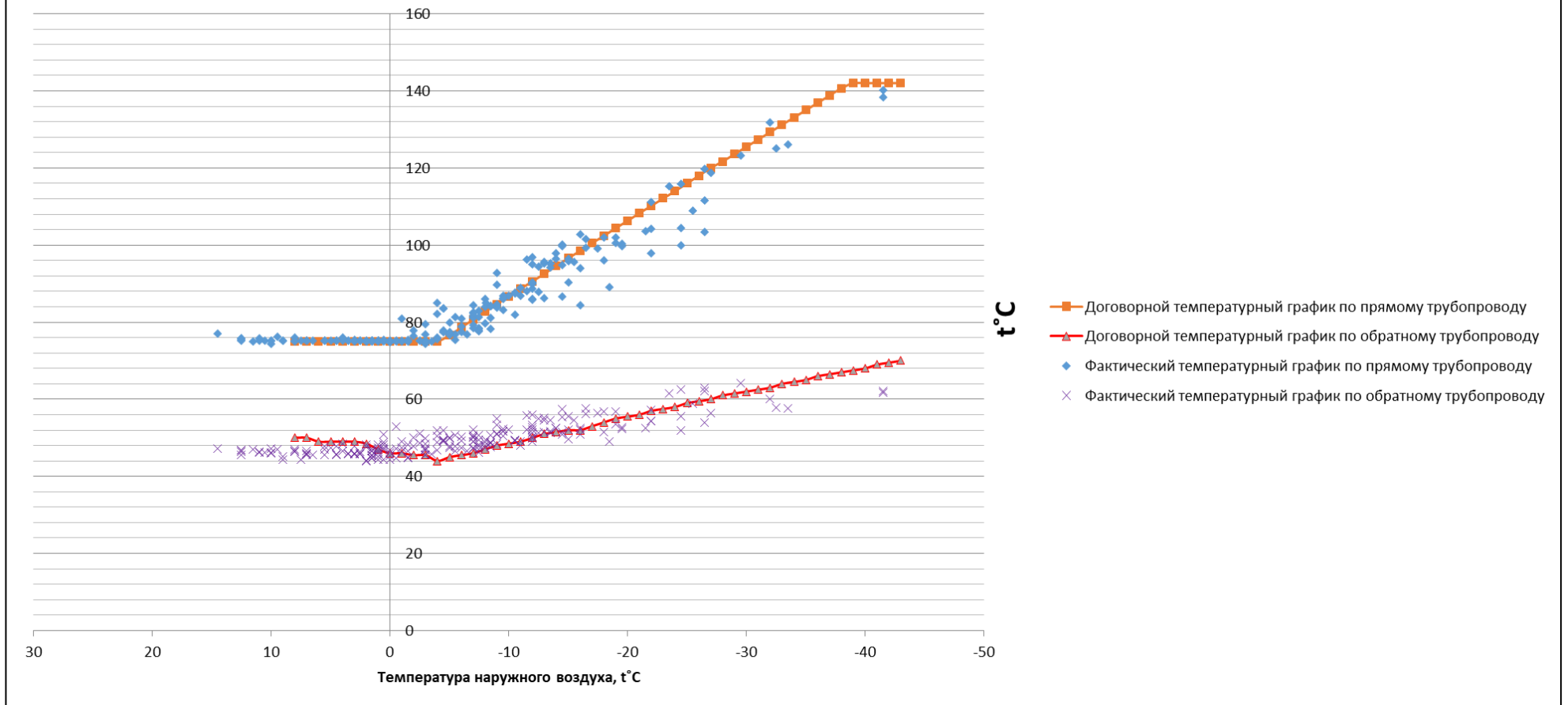


Рисунок 3.1.3 Сравнение фактических и договорных температурных графиков Котельной №1 СГМУП «ГТС».

Сравнение фактических и договорных температурных графиков. Котельная №2

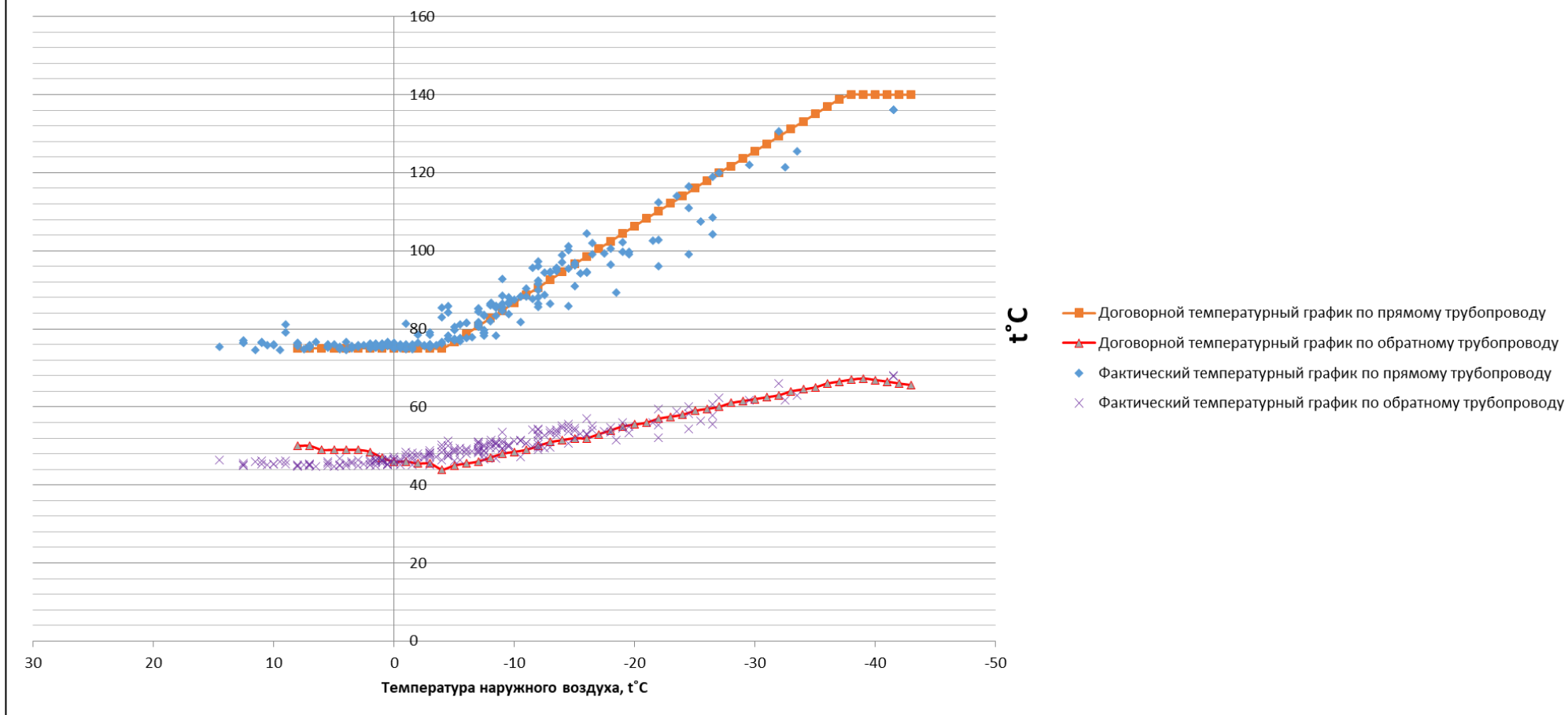


Рисунок 3.1.4 Сравнение фактических и договорных температурных графиков Котельной №2 СГМУП «ГТС».

Сравнение фактических и договорных температурных графиков. Котельная №3

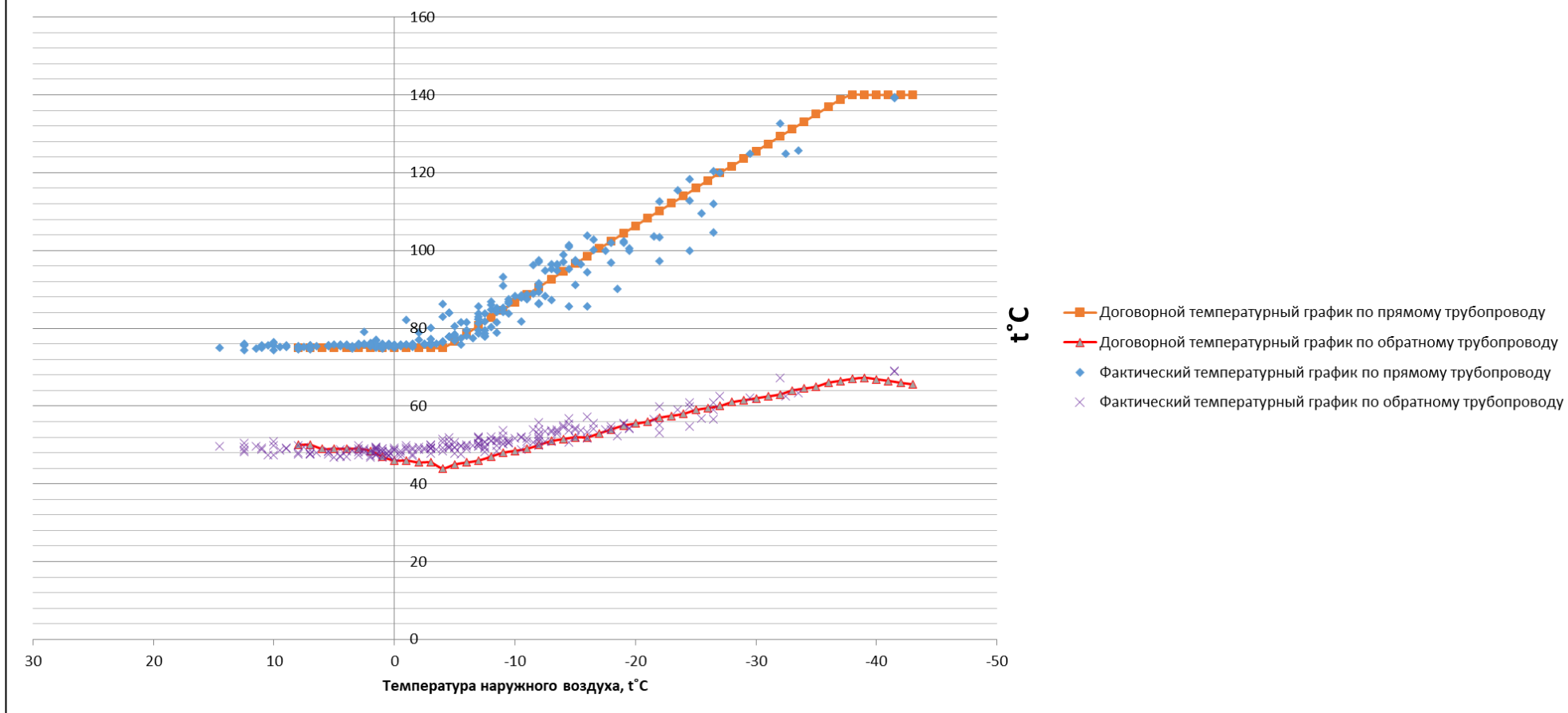


Рисунок 3.1.5 Сравнение фактических и договорных температурных графиков Котельной №3 СГМУП «ГТС».

Сравнение фактических и договорных температурных графиков. Котельная №5

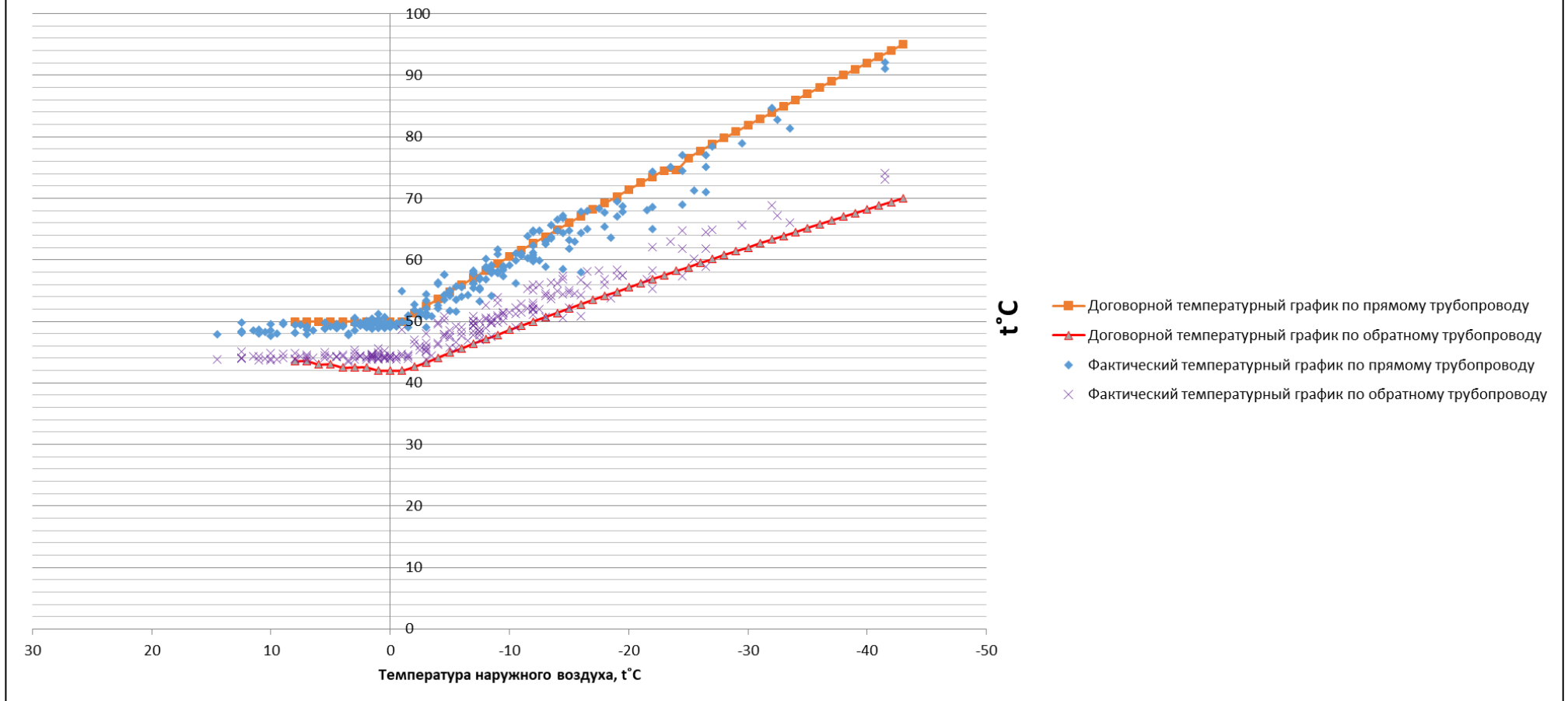


Рисунок 3.1.6 Сравнение фактических и договорных температурных графиков Котельной №5 СГМУП «ГТС».

Сравнение фактических и договорных температурных графиков. Котельная №6

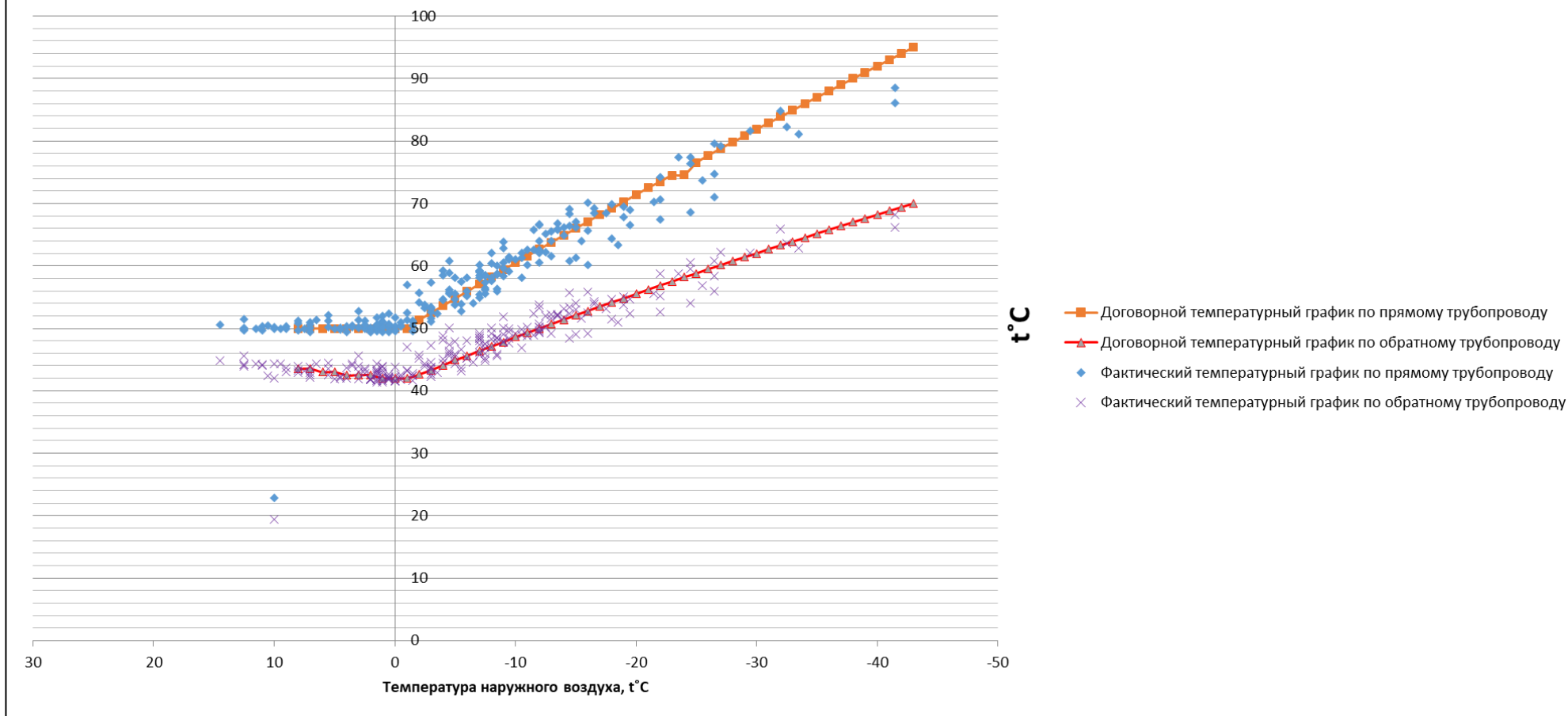


Рисунок 3.1.7 Сравнение фактических и договорных температурных графиков Котельной №6 СГМУП «ГТС».

Сравнение фактических и договорных температурных графиков. Котельная №7

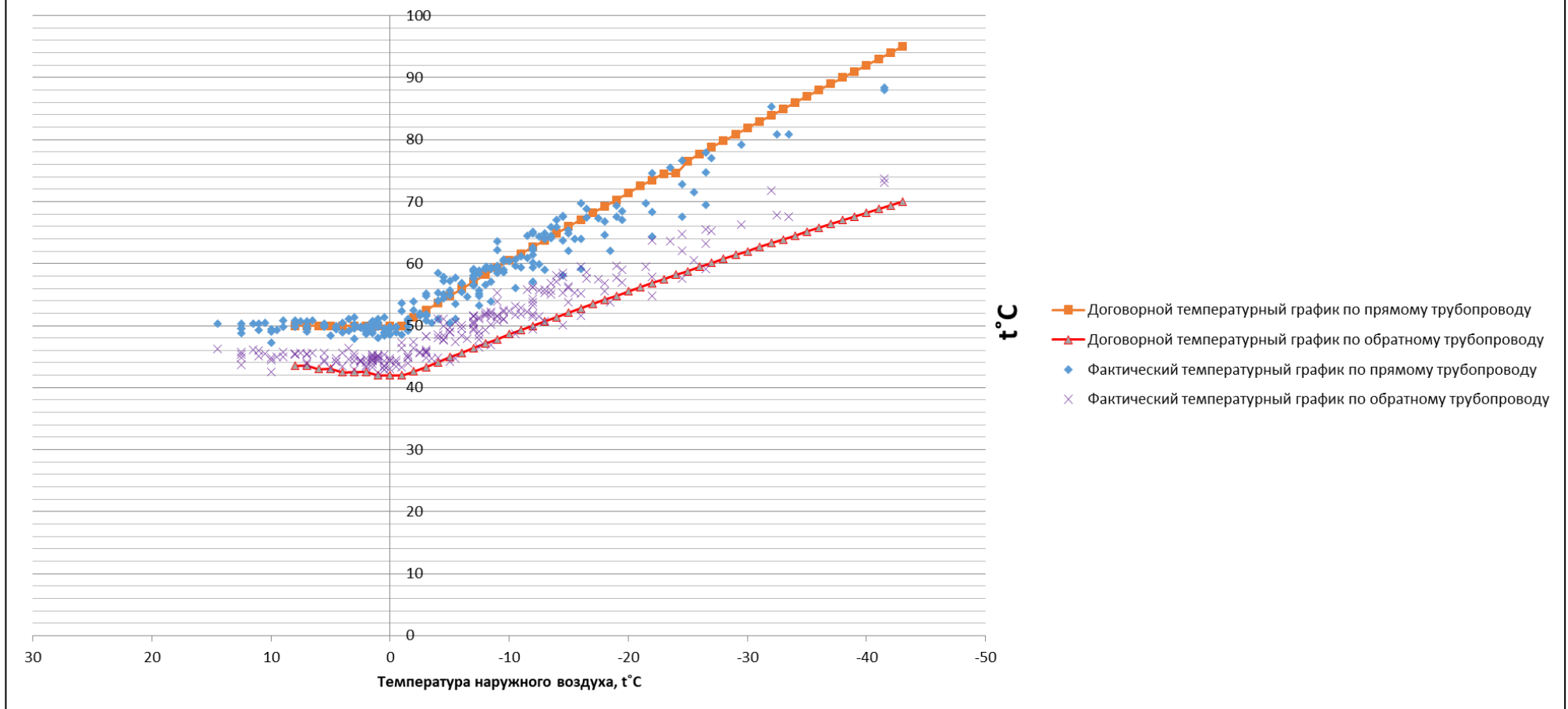


Рисунок 3.1.8 Сравнение фактических и договорных температурных графиков Котельной №7 СГМУП «ГТС».

Сравнение фактических и договорных температурных графиков. Котельная №9.1

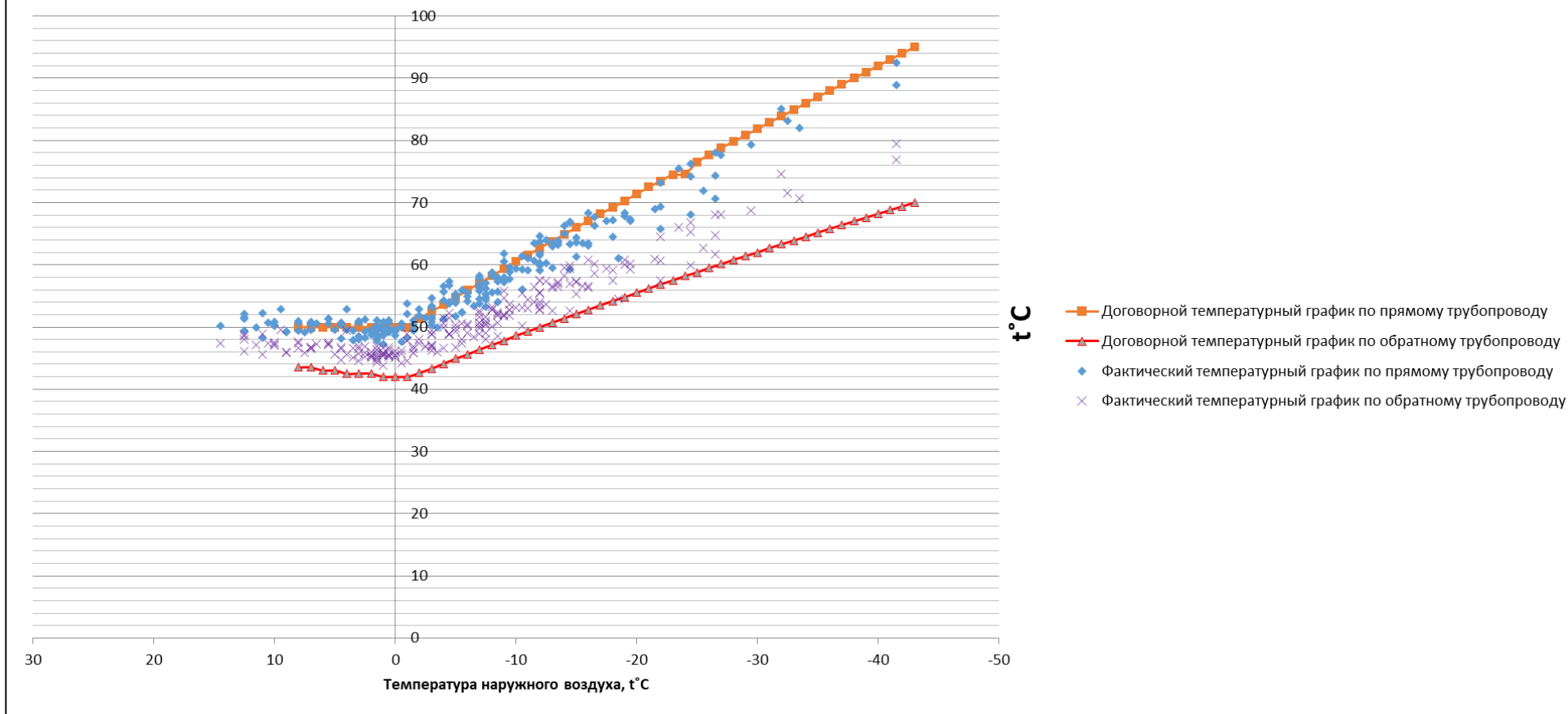


Рисунок 3.1.9 Сравнение фактических и договорных температурных графиков Котельной №9.1 СГМУП «ГТС».

Сравнение фактических и договорных температурных графиков. Котельная №13

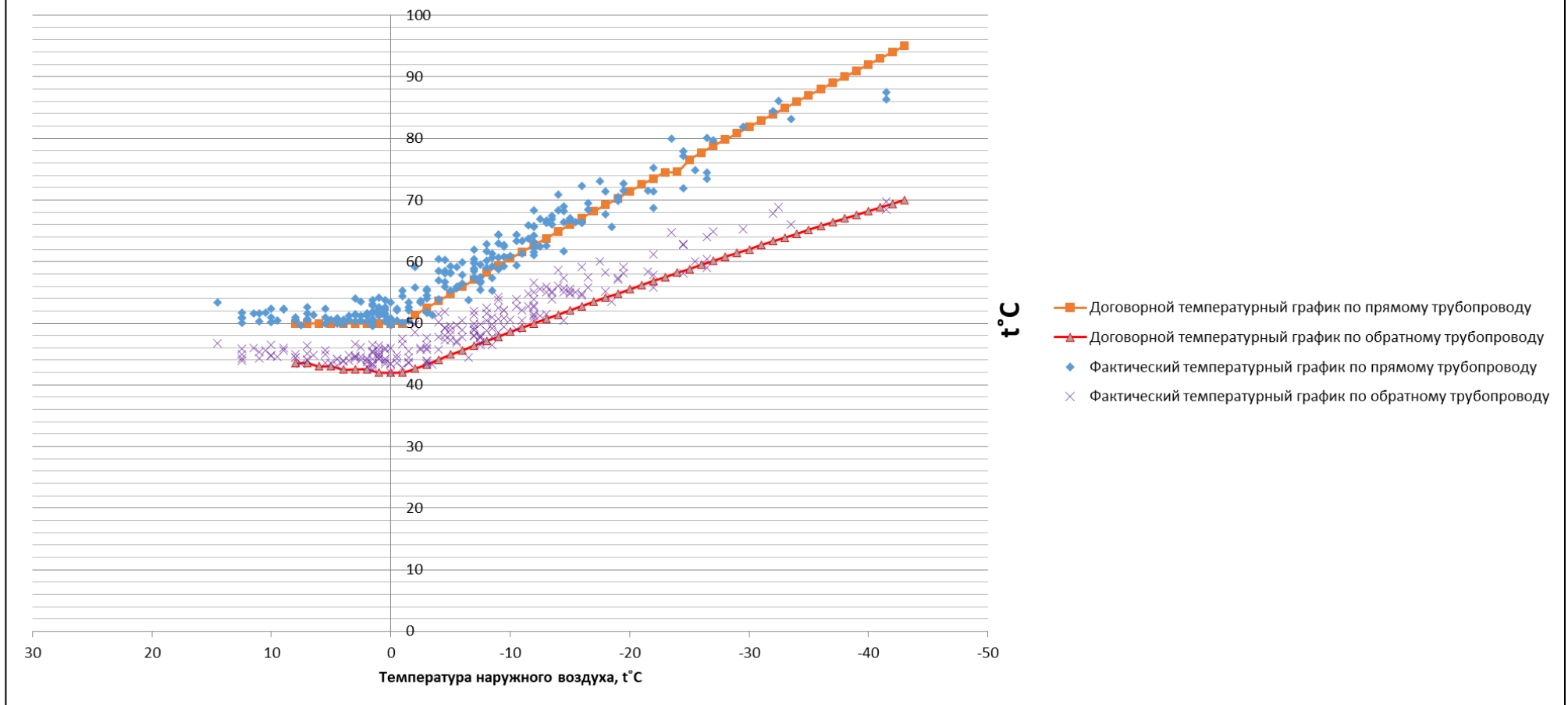


Рисунок 3.1.10 Сравнение фактических и договорных температурных графиков Котельной №13 СГМУП «ГТС».

Сравнение фактических и договорных температурных графиков. Котельная №14

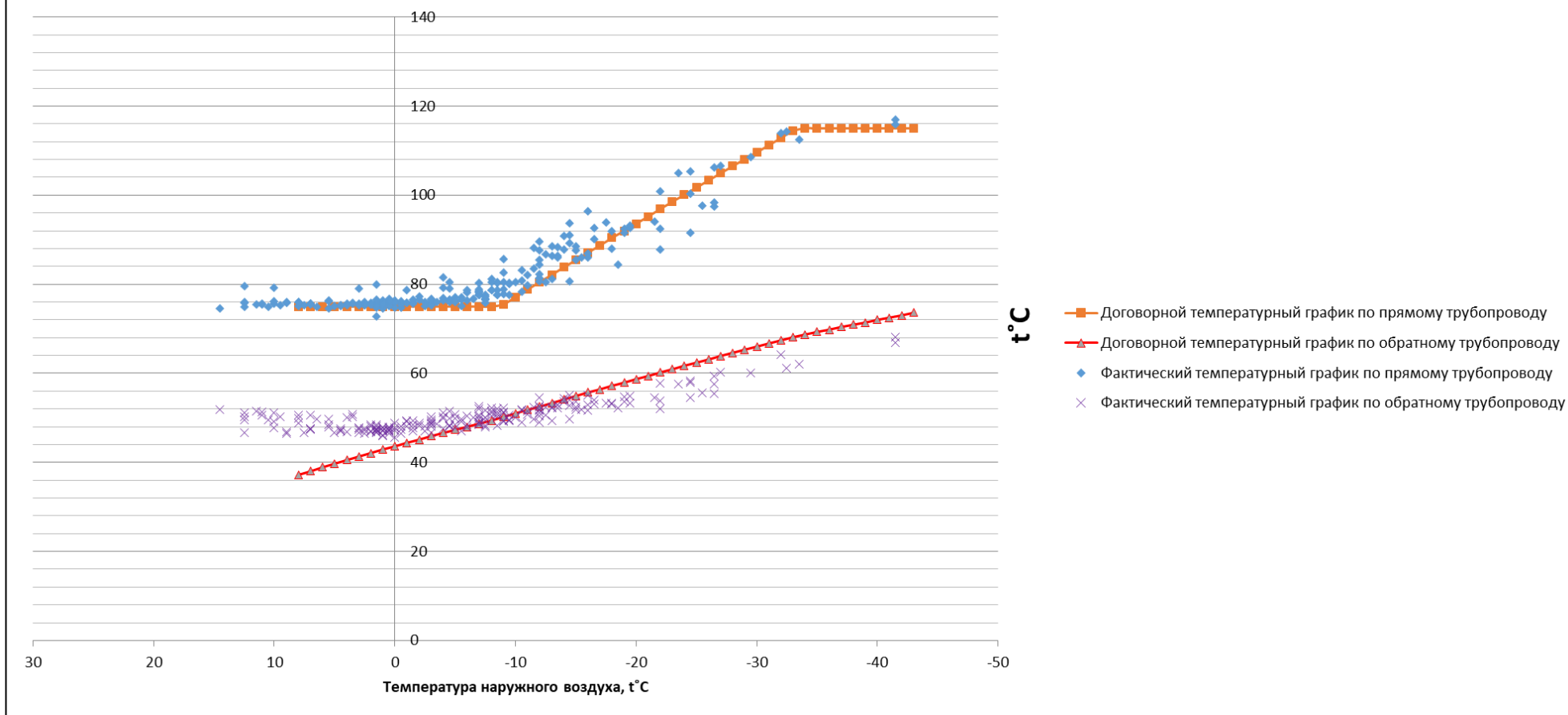


Рисунок 3.1.11 Сравнение фактических и договорных температурных графиков Котельной №14 СГМУП «ГТС».

Сравнение фактических и договорных температурных графиков. Котельная №21

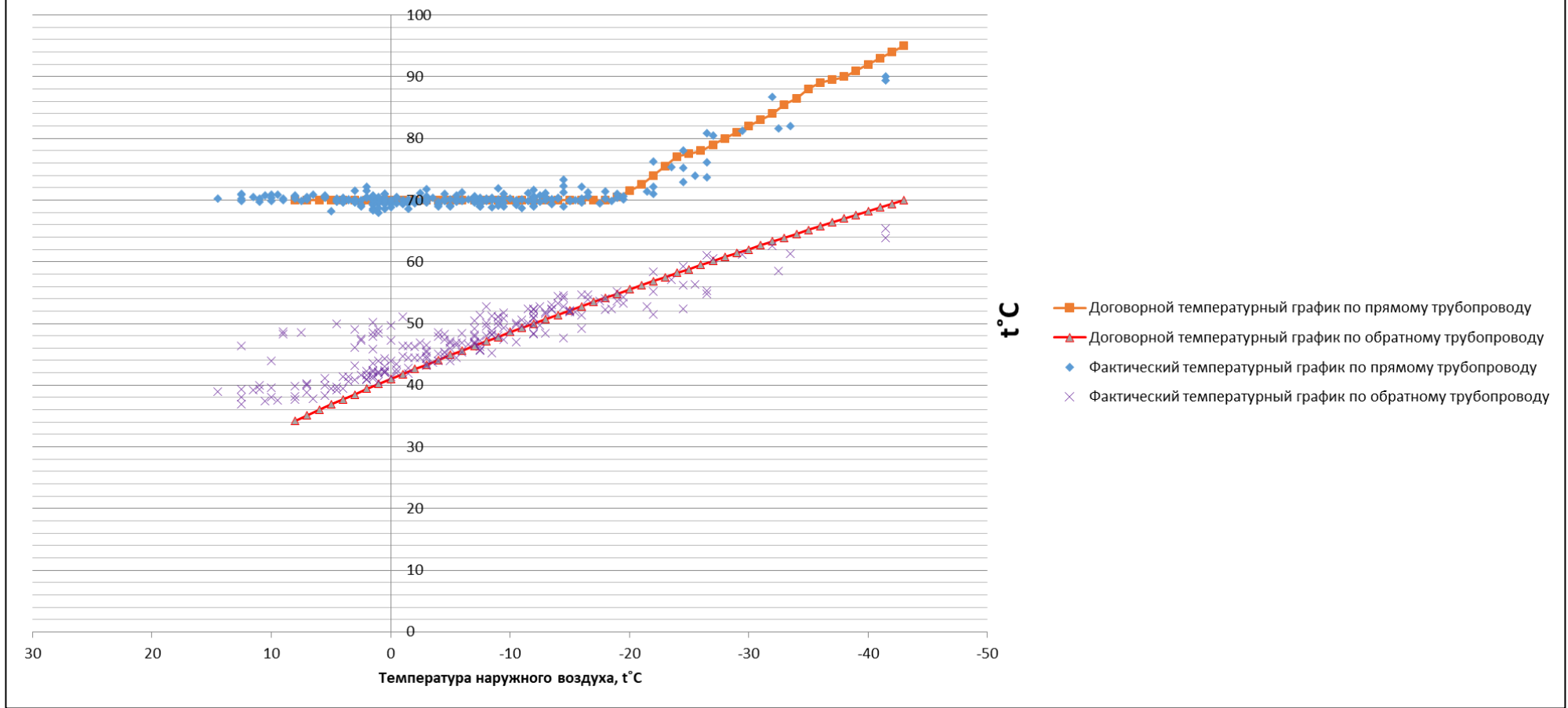


Рисунок 3.1.12 Сравнение фактических и договорных температурных графиков Котельной №21 СГМУП «ГТС».

Сравнение фактических и договорных температурных графиков. Котельная №22

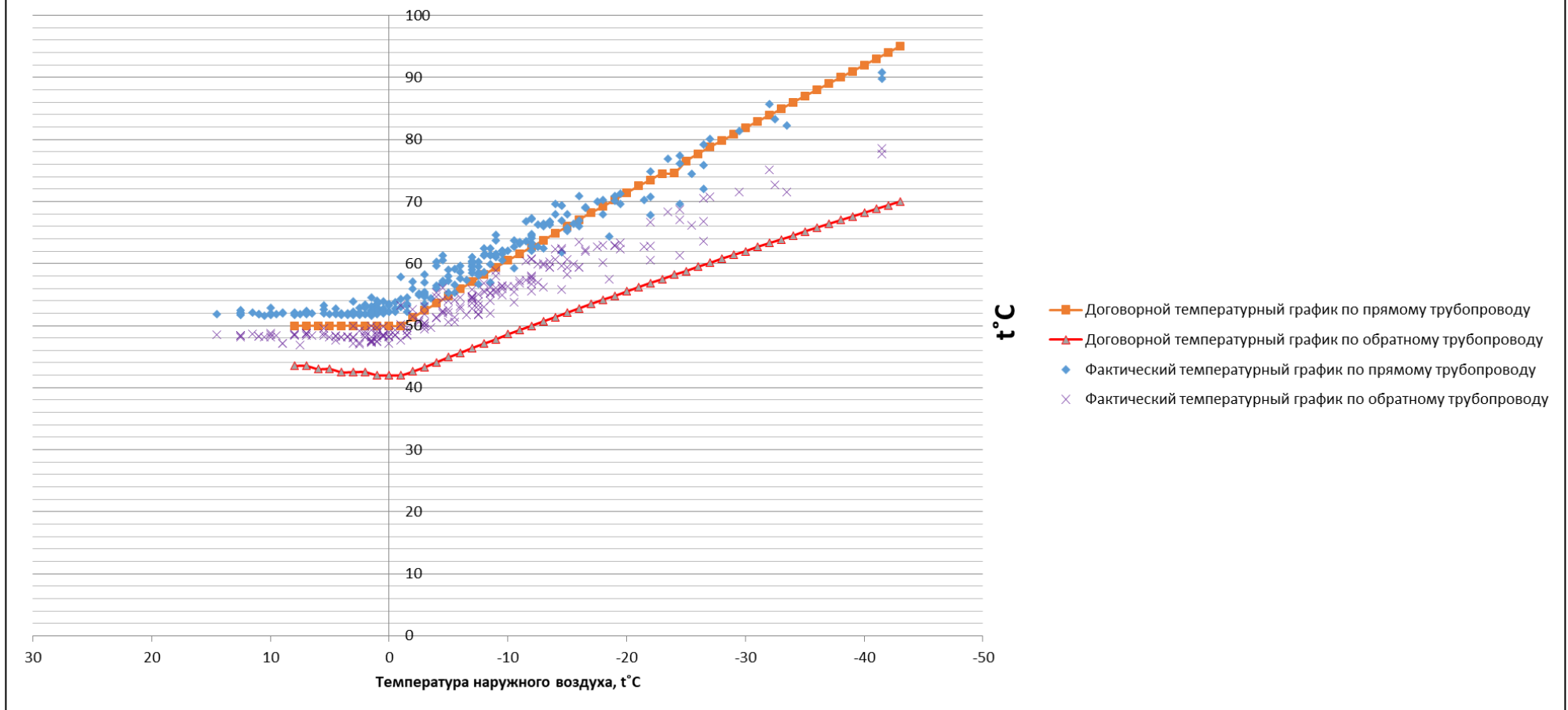


Рисунок 3.1.13 Сравнение фактических и договорных температурных графиков Котельной №22 СГМУП «ГТС».

Сравнение фактических и договорных температурных графиков. Котельная №23

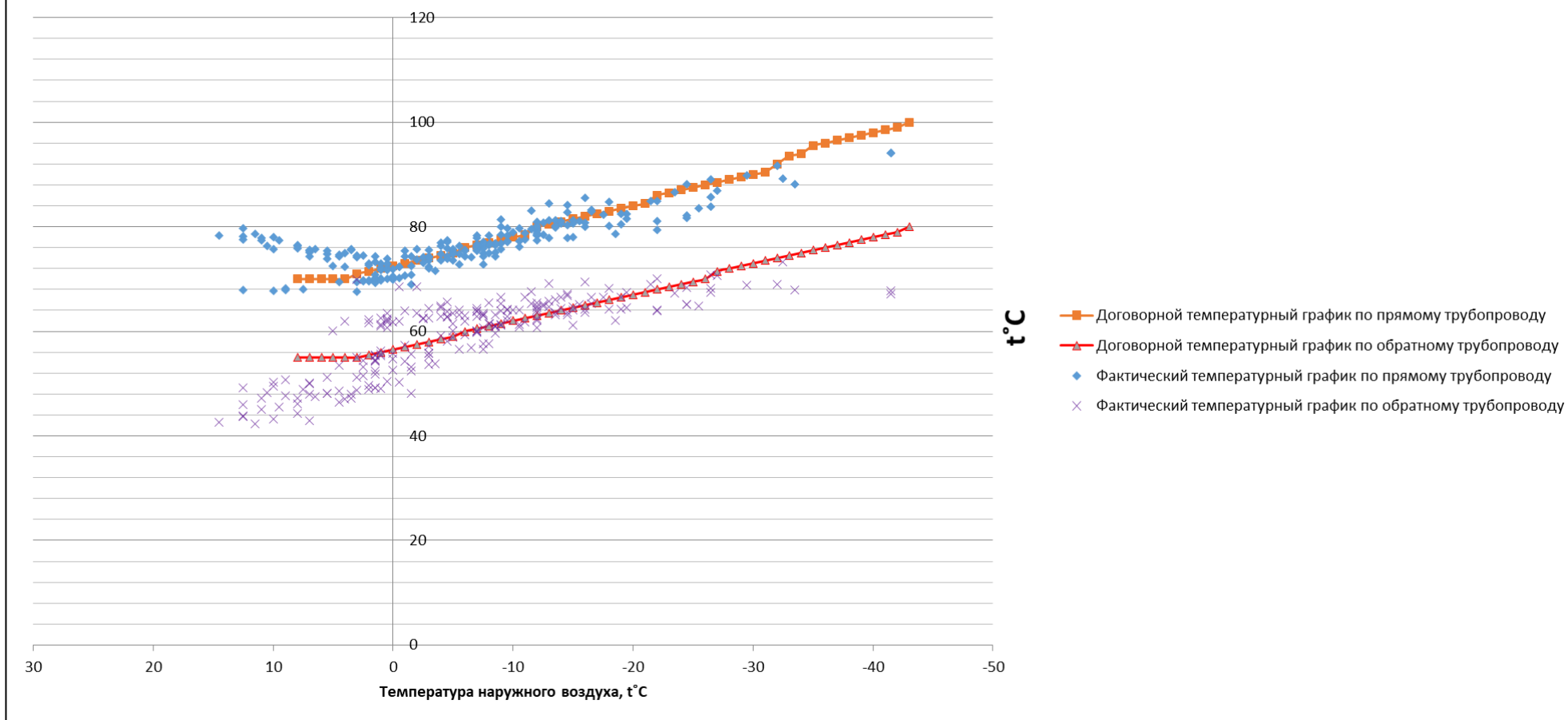


Рисунок 3.1.14 Сравнение фактических и договорных температурных графиков Котельной №23 СГМУП «ГТС».

Сравнение фактических и договорных температурных графиков. Котельная №24

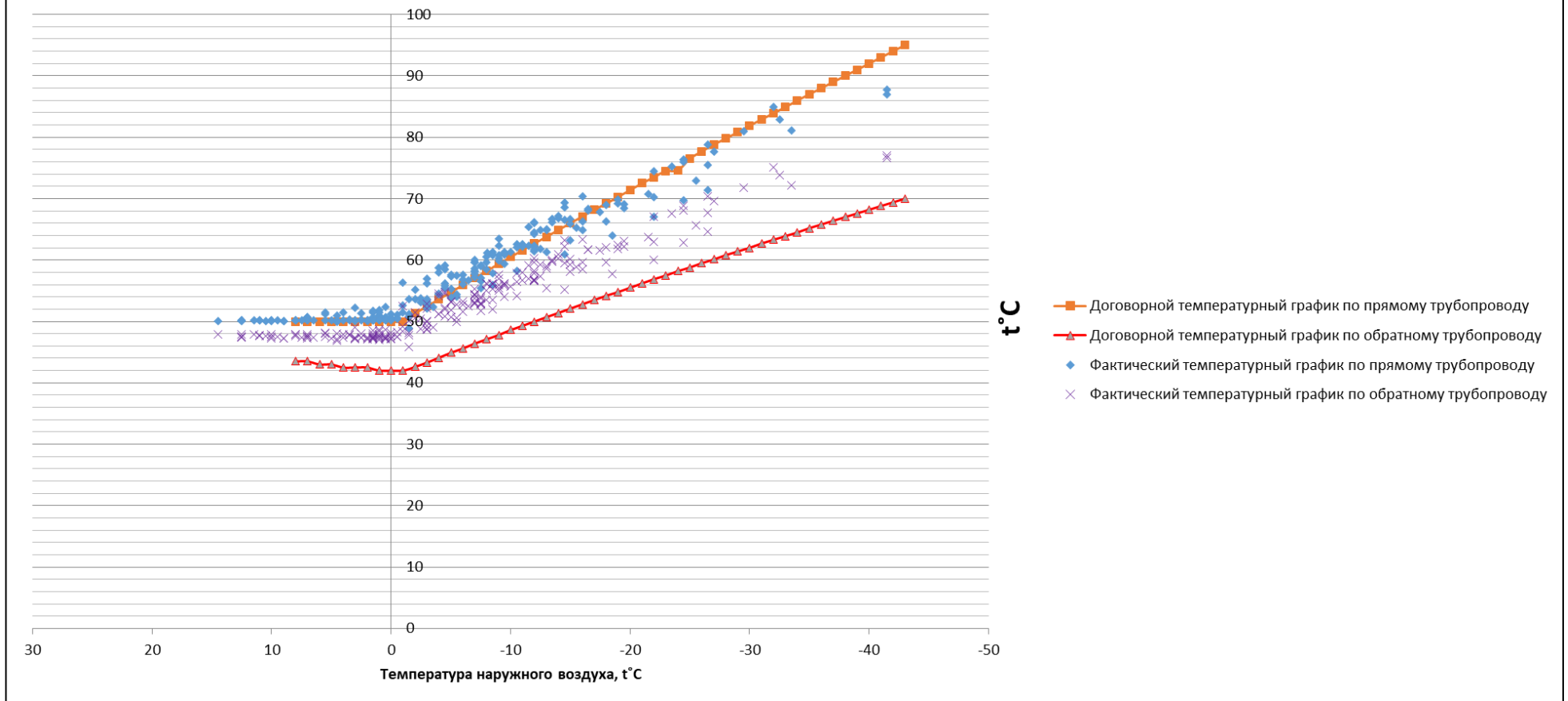


Рисунок 3.1.15 Сравнение фактических и договорных температурных графиков Котельной №24 СГМУП «ГТС».

Сравнение фактических и договорных температурных графиков. Котельная №25 п. Лесной

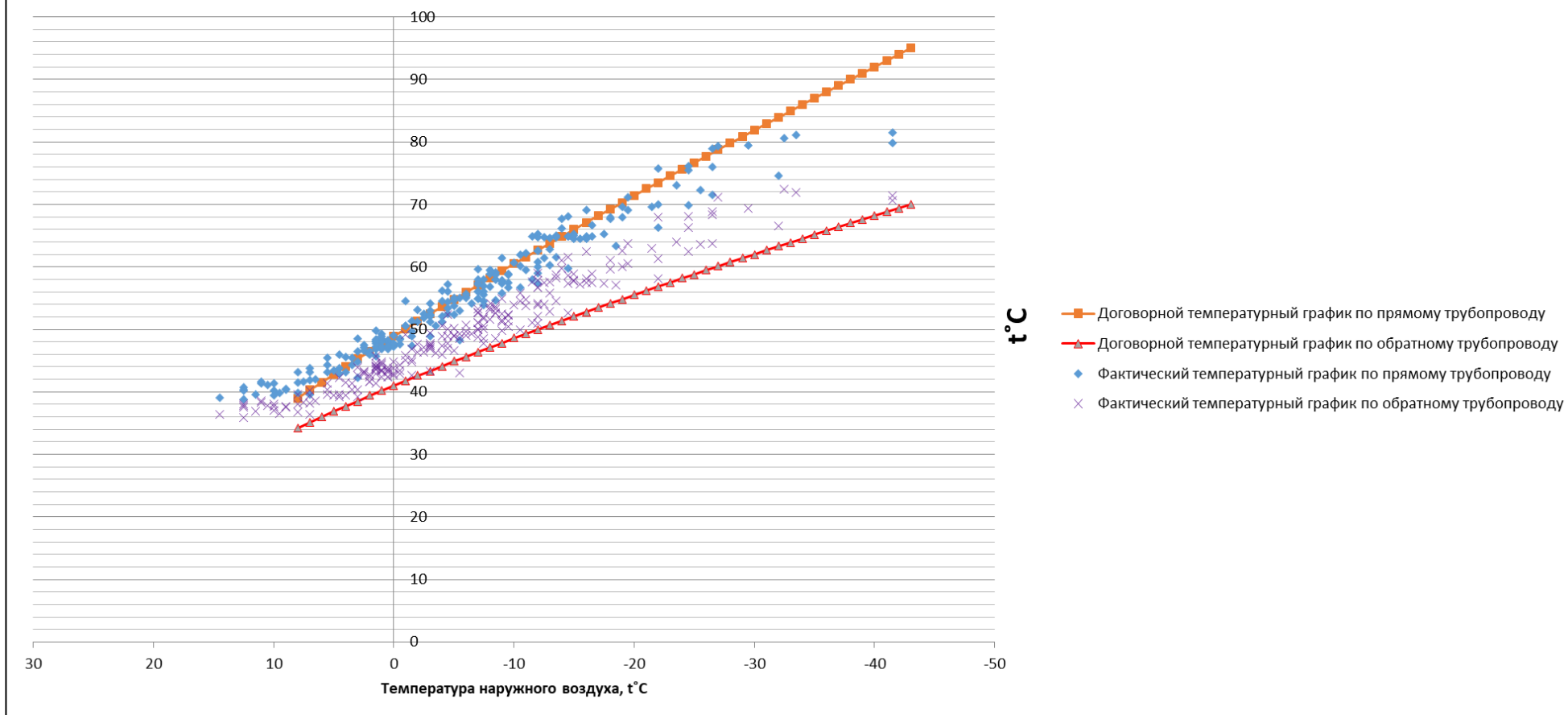


Рисунок 3.1.16 Сравнение фактических и договорных температурных графиков Котельной №25 п. Лесной СГМУП «ГТС».

Сравнение фактических и договорных температурных графиков. Котельная №26

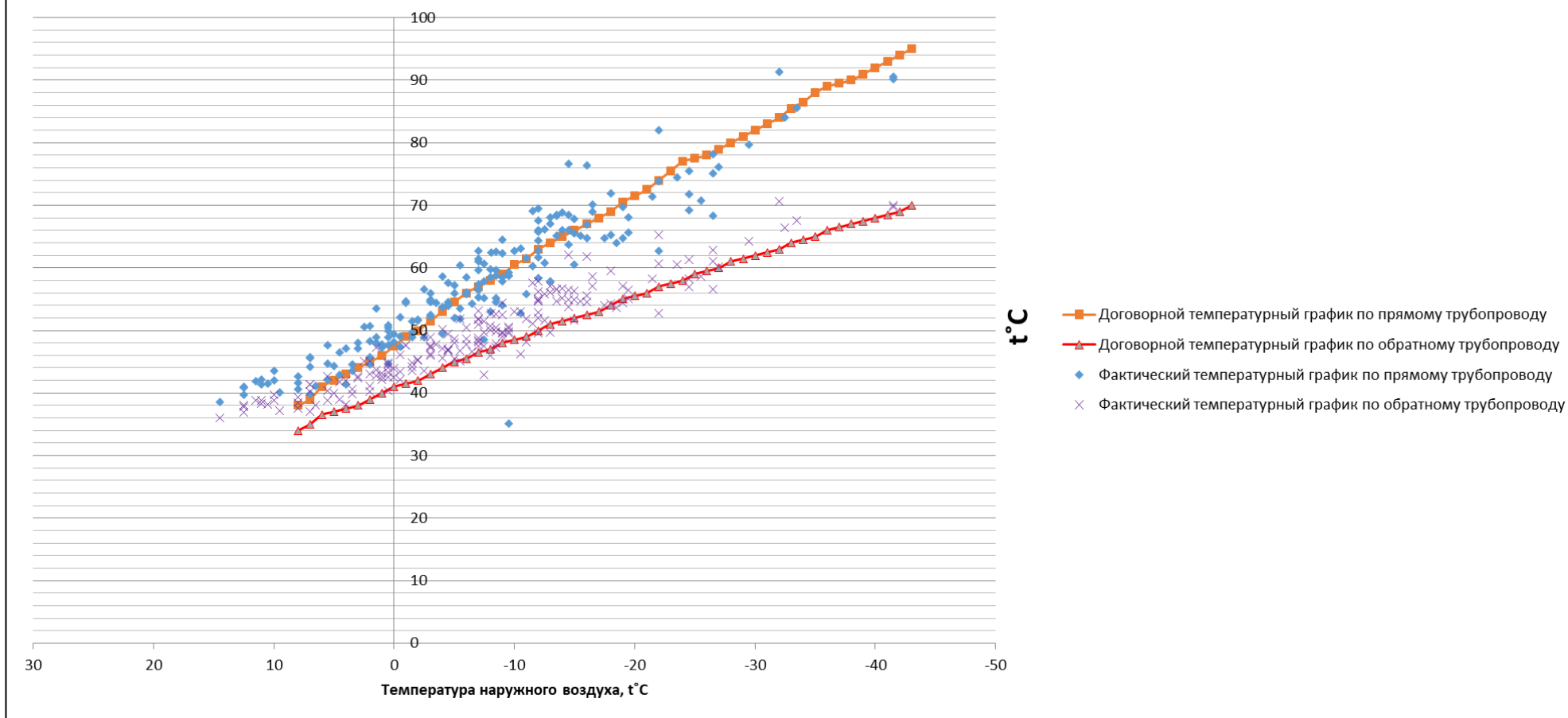


Рисунок 3.1.17 Сравнение фактических и договорных температурных графиков Котельной №26 СГМУП «ГТС».

Сравнение фактических и договорных температурных графиков. Котельная №27

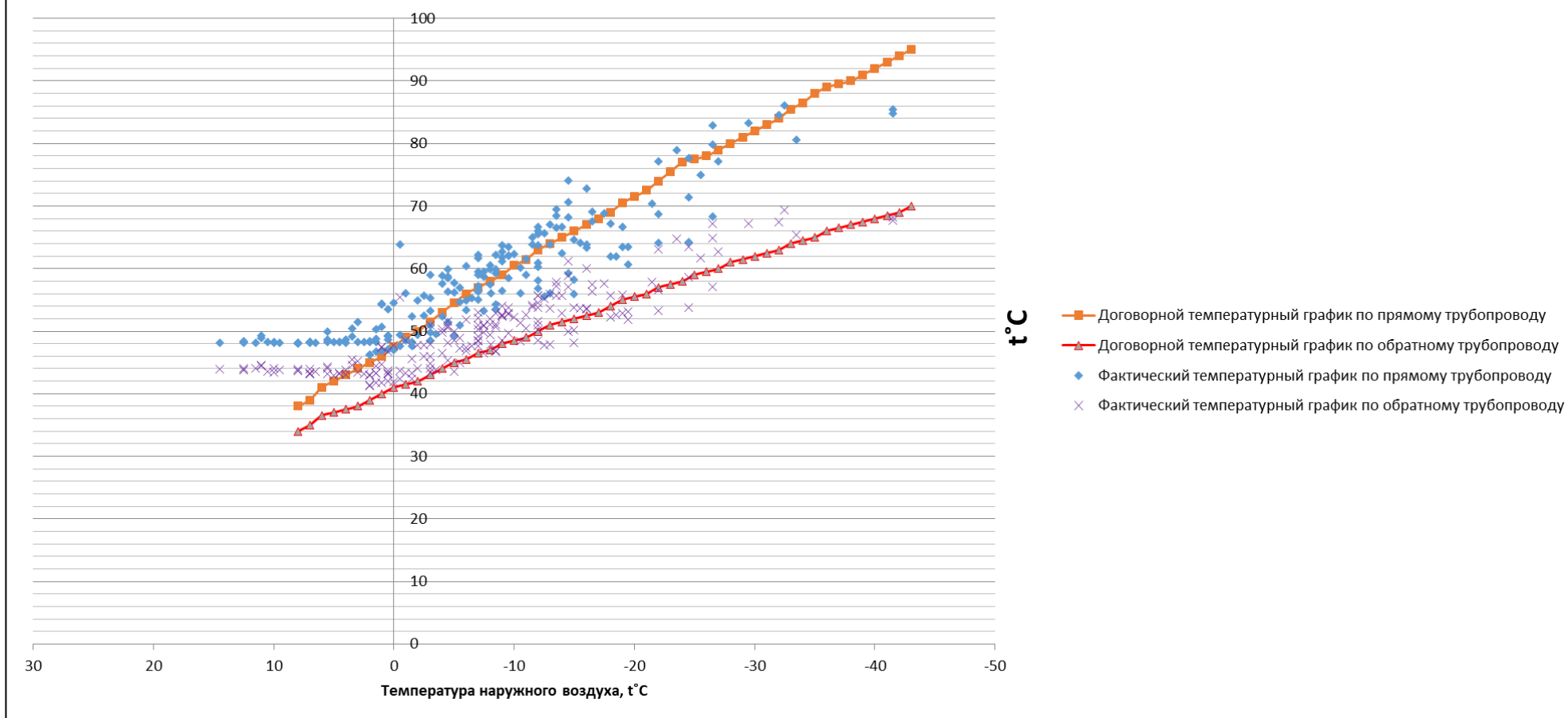


Рисунок 3.1.18 Сравнение фактических и договорных температурных графиков Котельной №27 СГМУП «ГТС».

Сравнение фактических и договорных температурных графиков. Котельная №28

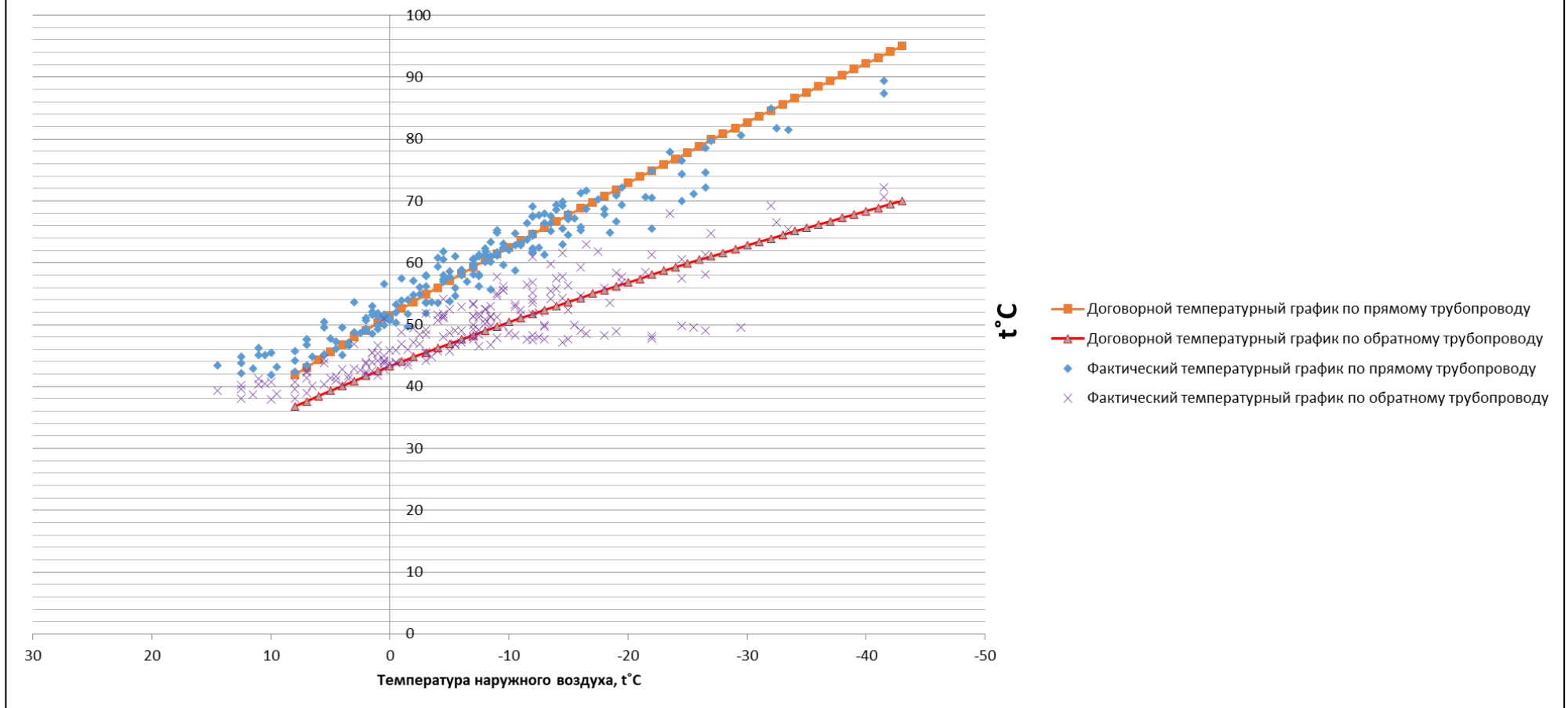


Рисунок 3.1.19 Сравнение фактических и договорных температурных графиков котельная №28 п. Юность СГМУП «ГТС».

Сравнение фактических и договорных температурных графиков. Котельная №29

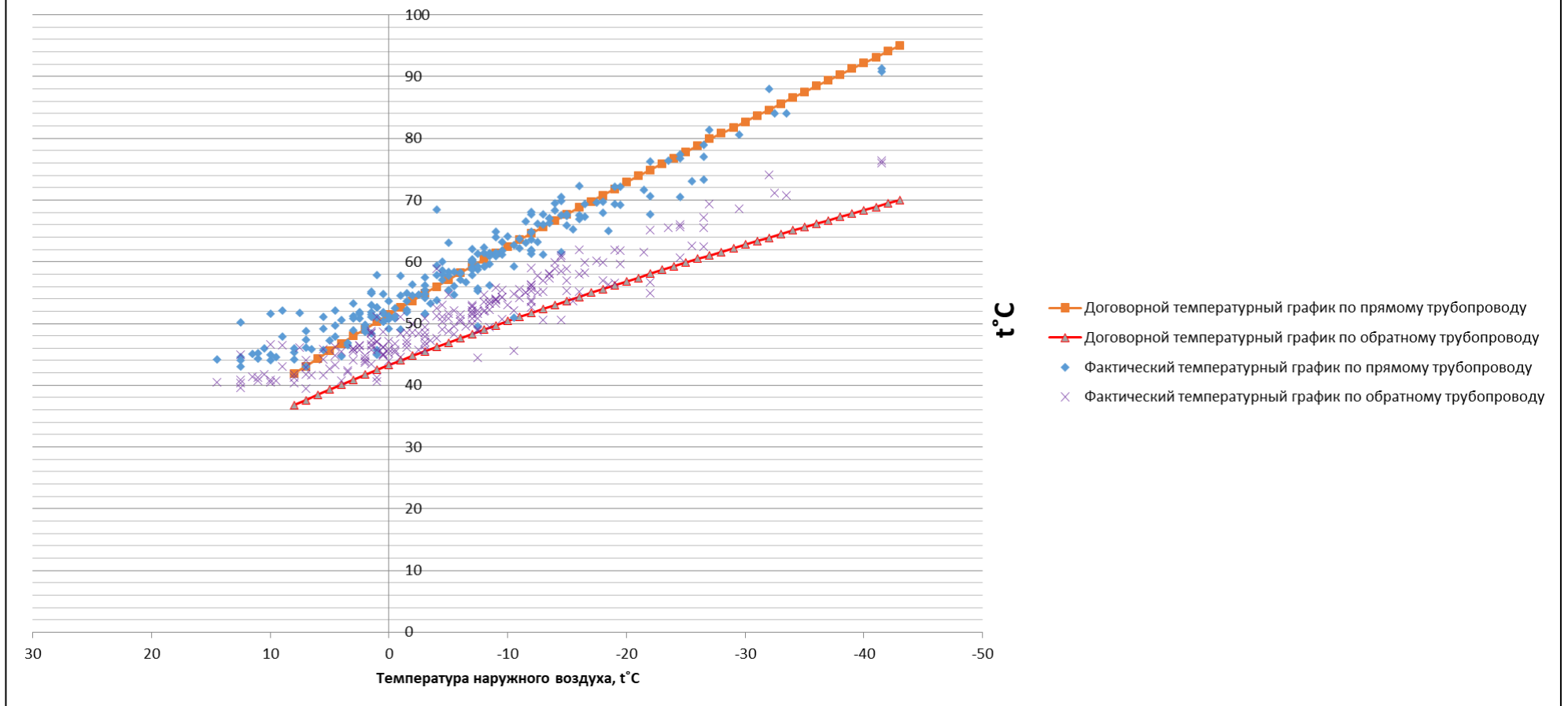


Рисунок 3.1.20 Сравнение фактических и договорных температурных графиков котельная №29 п. Таежный СГМУП «ГТС».

Сравнение фактических и договорных температурных графиков. Котельная №30

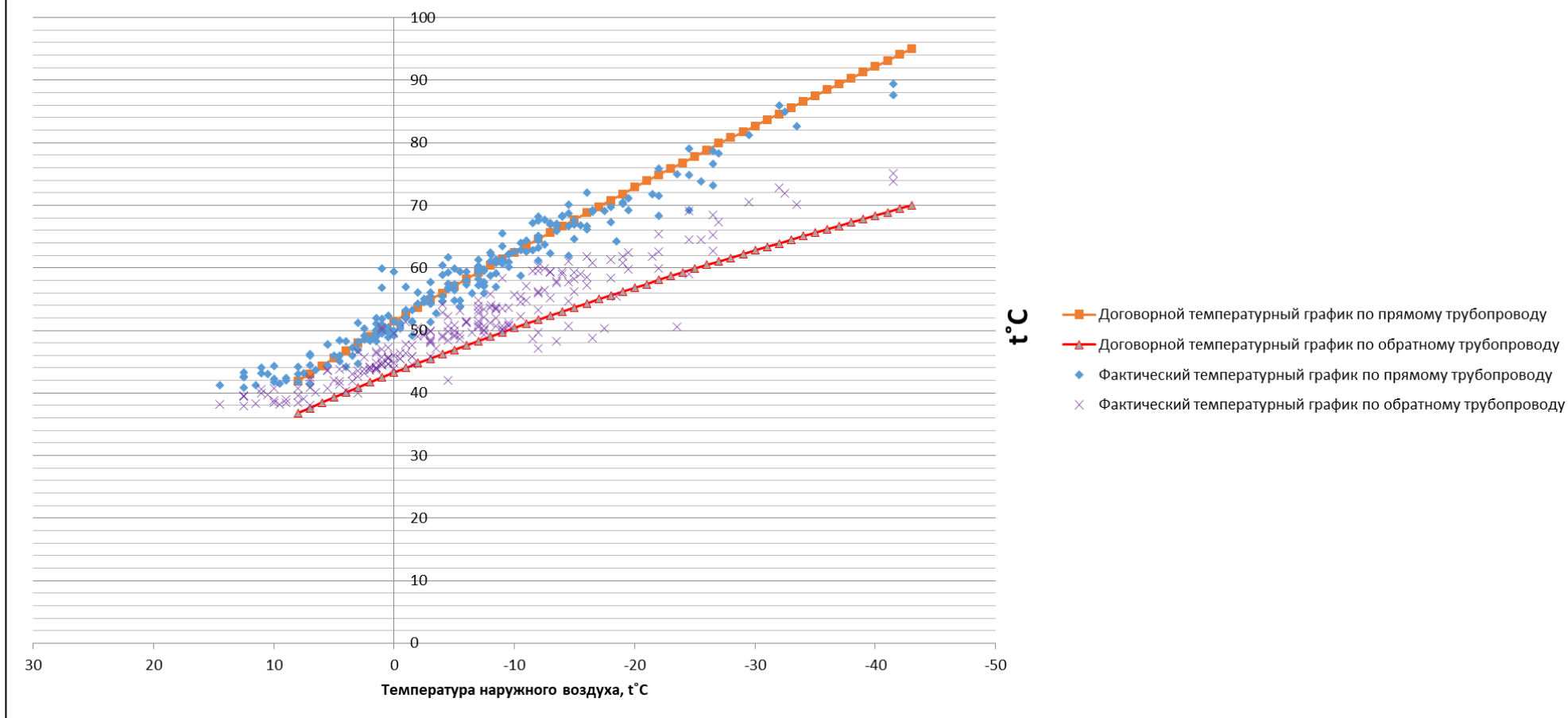


Рисунок 3.1.21 Сравнение фактических и договорных температурных графиков котельная №30 СГМУП «ГТС».

Сравнение фактических и договорных температурных графиков. Котельная №33

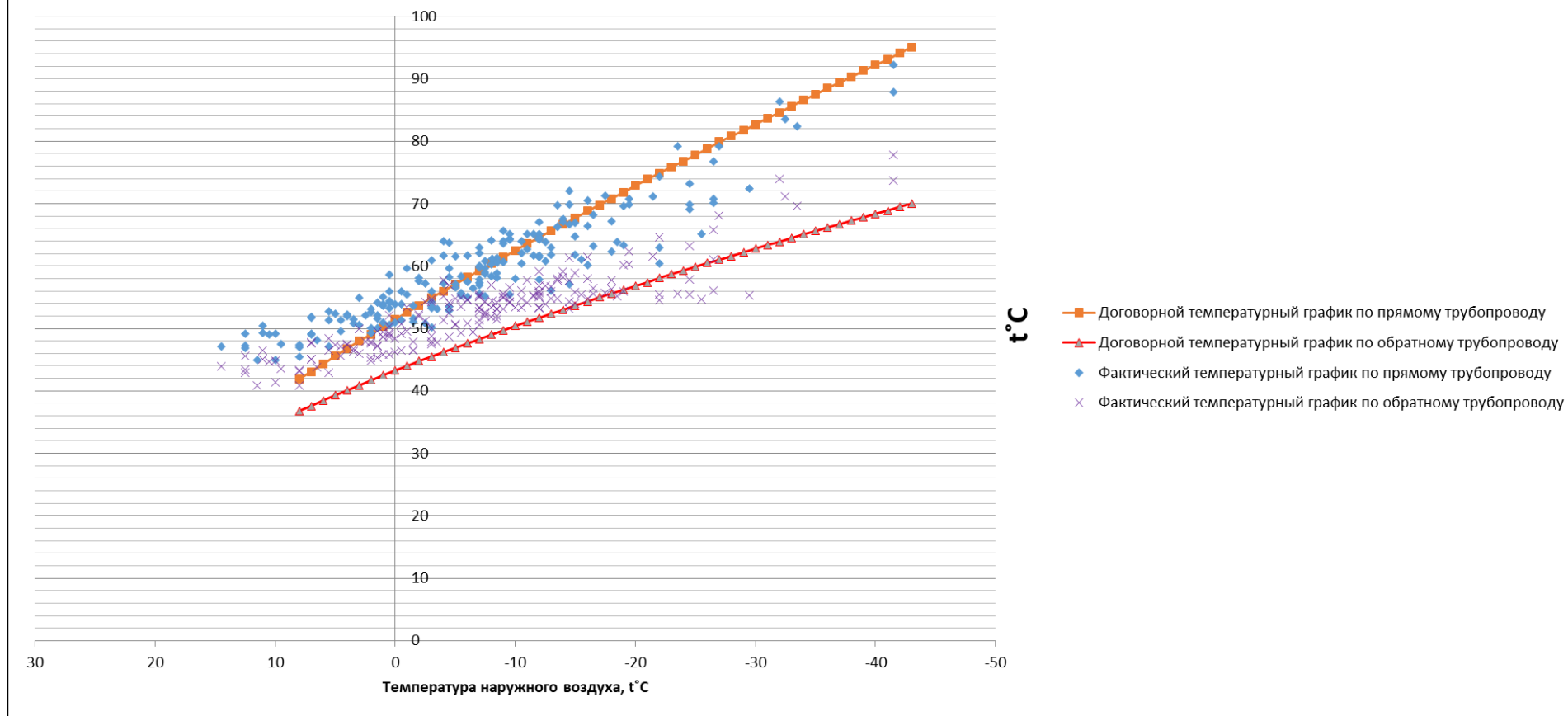


Рисунок 3.1.22 Сравнение фактических и договорных температурных графиков котельная №33 п. Снежный СГМУП «ГТС».

Сравнение фактических и договорных температурных графиков. Котельная №34

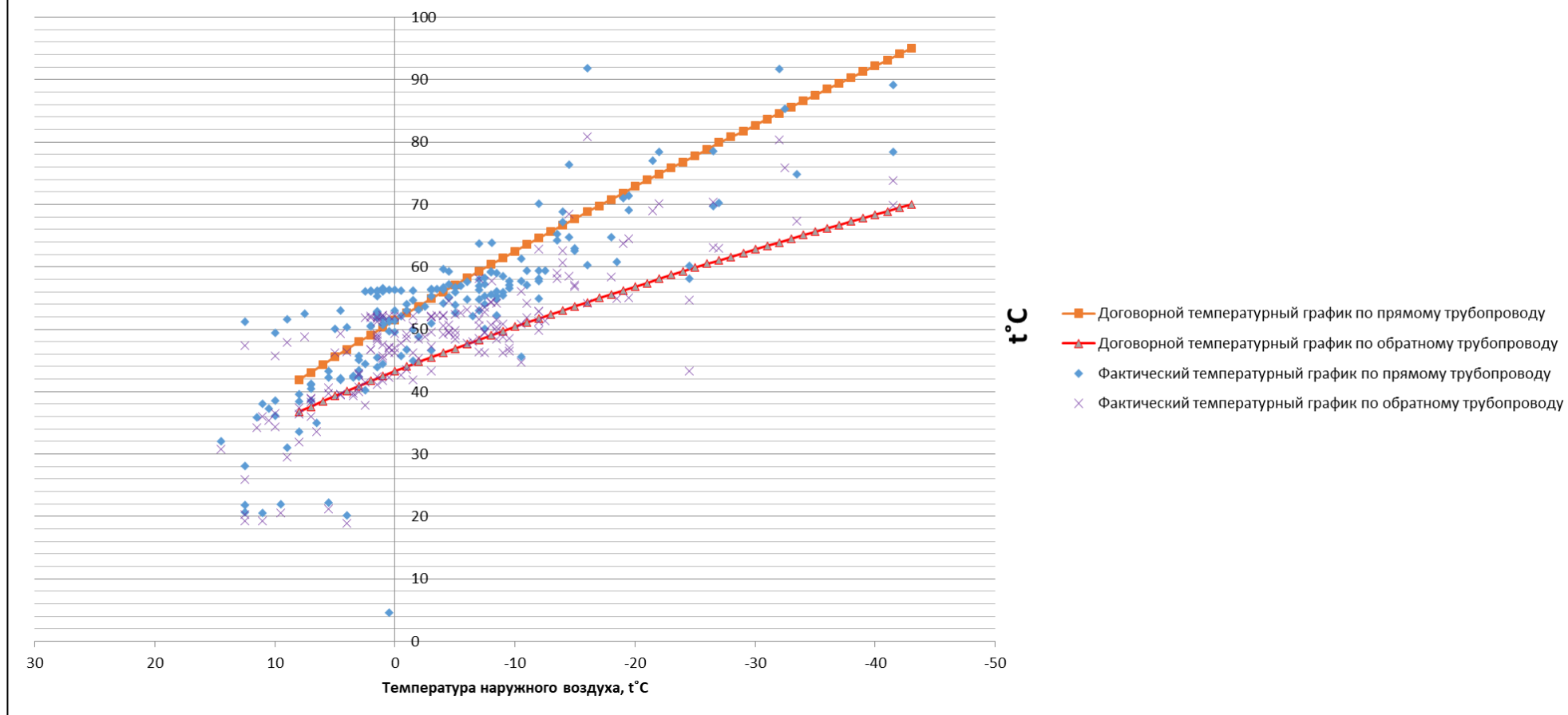


Рисунок 3.1.23 Сравнение фактических и договорных температурных графиков котельная №34 ул. Крылова, 40 СГМУП «ГТС».

Анализ фактических температурных режимов отпуска тепла в тепловые сети показал, что имеют место выборочные отклонения температуры теплоносителя относительно утвержденных температурных графиков, так на котельной №14 СГМУП «ГТС» количество дней, с отклонением $\pm 5\%$ по обратному трубопроводу составило более 60%. По котельным № 13, 21, 22, 28, 29, 30, 32, 34, количество дней, с отклонением $\pm 5\%$ по обратному трубопроводу составило более 70%, а по котельным № 9, 24, 25 количество дней, с отклонением $\pm 5\%$ по обратному трубопроводу составило 90%.

Данный факт говорит о недостаточном выполнении договорных обязательств по поставке теплоносителя со стороны потребителей, не обеспечивающих требуемый теплосъем на внутренних системах теплоснабжения. На теплоотдачу отопительных приборов систем отопления оказывает влияние, как изменение температуры, так и расхода теплоносителя (воды). Технологические нарушения в системах отопления могут быть вызваны рядом факторов:

1. несоответствие термического сопротивления ограждения здания или его отдельных частей требуемым (проектным, нормативным) значениям;
2. увеличение тепловых потерь и (или) инфильтрации наружного воздуха из-за ухудшения теплотехнических свойств ограждений вследствие физического износа ограждающих (теплоизоляционных) конструкций или несоблюдения правил технической эксплуатации зданий (неподготовленность здания к зиме и др.);
3. несоблюдение правил и технологии технического обслуживания систем отопления при ее эксплуатации (завоздушивание, длительная эксплуатация систем без промывки и др.);
4. отсутствие наладки или разрегулировка в ходе длительной эксплуатации самой системы отопления и (или) узла смешения на вводе в здание;
5. несоблюдение условий нормальной эксплуатации отопительных приборов;
6. отсутствие средств автоматизации на вводе в здание и в самой системе отопления, позволяющих корректировать теплоотдачу отопительных приборов при изменении условий теплового баланса в помещениях.

Снижение перепада температур между подающим и обратным трубопроводами в системе отопления относительно температурного графика приводит к уменьшению потребляемой тепловой энергии и, как следствие, к завышенным договорным тепловым нагрузкам.

Анализ фактических температурных режимов отпуска тепла в тепловые сети показал, что имеют место выборочные отклонения температуры теплоносителя относительно утвержденных температурных графиков, как в подающем, так и в обратном трубопроводах.

Допустимые отклонения температуры теплоносителя на выходе из источника утверждены Приказом Минэнерго РФ от 24.03.2003 N 115 "Об утверждении Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок" и составляют: ($\pm 3\%$) в подающем трубопроводе и ($\pm 5\%$) в обратном.

3.1.8. Гидравлические режимы и пьезометрические графики тепловых сетей

Гидравлический расчет магистральных и квартальных тепловых сетей выполнен с использованием ГИС Zulu 8.0 и ПРК ZuluThermo. Для произведения расчета была разработана электронная модель первого уровня (потребитель - ЦТП, прямой абонентский ввод) и второго уровня (потребитель – абонентский ввод). Была произведена калибровка электронной модели под реальную схему теплоснабжения методом сравнения результатов расчетов гидравлических режимов и фактических гидравлических режимов – более 150 точек сравнения (ЦТП и абонентские вводы). Для приведения в электронной модели расходов теплоносителя на источниках теплоснабжения к фактическим значениям телеметрического оборудования, договорные расходы (нагрузки) потребителей были расчетным образом приведены к фактическим, путем их редуцирования. При этом был

произведен расчет основных гидравлических режимов тепловых сетей:

1. Расчетный гидравлический режим работы тепловой сети при расчетной температуре наружного воздуха;
2. Переходный гидравлический режим работы тепловой сети при максимальных расходах сетевой воды в точке излома температурных графиков;
3. Летний гидравлический режим работы тепловой сети при максимальной нагрузке горячего водоснабжения в неотапительный период;
4. Тестовый аварийный гидравлический режим работы тепловой сети с отказом одного из теплоисточников.

Результаты расчетов представлены в электронной модели тепловых сетей разработанной на базе программного комплекса ГИС «Zulu», являющейся неотъемлемой частью настоящей работы.

Перечень насосного оборудования, установленного на ЦТП/КРП/ПС представлено в таблицах ниже.

Таблица 3.1.9 Параметры гидравлического режима работы тепломагистралей СГРЭС-1 и СГРЭС-2

магистраль	Отопительный период, давление на выходе из котельной, кгс/см ²		Летний период, давление на выходе из котельной, кгс/см ²		Переходный период, давление на выходе из котельной, кгс/см ²	
	в прямом трубопроводе	в обратном трубопроводе	в прямом трубопроводе	в обратном трубопроводе	в прямом трубопроводе	в обратном трубопроводе
Тепломагистраль №9 от СГРЭС-2 ВЖР						
П-5	10,5	1,7			10,2	1,7
П-10	10,1	2			10,5	1,9
П-7	9,9	2,6	6,6	3,5	10,5	2,05
П-11	9,8	2,8	6,5	3,6	10,7	2,16
П-12	9,6	2,6	6,5	3,2	10,1	1,9
Тепломагистраль №1, 2, 3, 7, 8, 9 от СГРЭС-1 ПКТС						
ПКТС Город (К-1)	8	2	8,14	3,15	7,9	1,9
ПКТС ВЖР (К-2)	7	2	7	3,1	7	1,9

Таблица 3.1.10 Характеристика оборудования насосных станций теплосетевой организации в зоне деятельности СМУП «ГТС»

Насосная станция	Адрес	Марка насоса	количество насосов, шт	Расход насоса, м ³ /ч	Давление на входе, атм	Давление на выходе, атм	Схема присоединения насосов к магистральным трубопроводам	состояние каждого насоса
1	2	3	4	5	6	7	8	9
системы отопления	ЦТП -1 ул.Энтузиастов	Кор IL 100/160-18.5/2	2	G=160 м ³ /ч	7,7/3,3	6,2/3,9	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-4 ул.Нефтяников,29а	Кор IL 80-160-11/2	2	G= 95м ³ /ч	7,2/3,1	5,7/3,6	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-5 ул.Губкина,5	Кор IL 100/160-18,5/2	2	G=177 м ³ /ч	7,6/3,8	5,5/3,9	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-6 ул.Дзержинского,12	Кор IL 100/150-15/2	2	G=185 м ³ /ч	7,2/3,5	6,1/3,9	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-7 ул.Бахилова,4	Кор. IL 125/300-18,5/4	2	G=146 м ³ /ч	8,2/3,0	6,2/4,0	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-8 ул.Майская,8/1	Кор. IL 100/190-30/2	2	G=200 м ³ /ч	8,3/3,4	6,4/4,0	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-9 ул.Бажова,15	Кор.IL 100/165-22/2	2	G=221 м ³ /ч	7,9/3,1	6,2/3,8	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное

Насосная станция	Адрес	Марка насоса	количество насосов, шт	Расход насоса, м ³ /ч	Давление на входе, атм	Давление на выходе, атм	Схема присоединения насосов к магистральным трубопроводам	состояние каждого насоса
1	2	3	4	5	6	7	8	9
системы отопления	ЦТП-10 ул.Кукуевецкого,12	Кор. IPg 200/295-30/4	2	G=240 м ³ /ч	7,0/3,6	5,3/3,5	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-11 ул.Магистральная,22	Кор.IL 100/150-15/ 2	2	G=185 м ³ /ч	6,8/3,6	5,5/3,7	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-12 ул.Пушкина,3	Кор. K160/30	2	G=160 м ³ /ч	7,8/4,0	6,0/4,0	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-13 ул.Мира,33	Кор.IL 125/300-18,5/ 4	2	G=228,6 м ³ /ч	7,5/2,6	5,7/3,8	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-14 ул.Пушкина,25	Кор.IL 100/270-11/ 4	2	G=84,8 м ³ /ч	7,5/2,7	6,0/4,0	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-15 ул.Губкина,15	Кор. IL 100/160-18,5/2	2	G=150 м ³ /ч	7,2/3,2	6,0/3,7	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-16 ул.Магистральная,32	Кор. IL 125/300-18,5/2	2	G=160 м ³ /ч	8,0/3,3	5,7/3,9	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-17 ул.Магистральная,32	Кор. IL 80/160-11/4	2	G=105,8 м ³ /ч	7,6/2,4	6,0/4,2	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное

Насосная станция	Адрес	Марка насоса	количество насосов, шт	Расход насоса, м ³ /ч	Давление на входе, атм	Давление на выходе, атм	Схема присоединения насосов к магистральным трубопроводам	состояние каждого насоса
1	2	3	4	5	6	7	8	9
системы отопления	ЦТП-18 ул.Лермонтова,4/1	Кор. ИЛ 100/270-11/4	2	G=84,8 м3/ч	8,5/3,0	5,7/3,9	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительно
системы отопления	ЦТП-19 ул.Профсоюзов,40	Кор. ИЛ 100/270-11/4	2	G=85 м3/ч	7,3/2,7	5,6/4,0	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительно
системы отопления	ЦТП-20 ул.Островского	Кор. ИЛ 80/150-7,5/2	2	G=100 м3/ч	7,8/3,0	5,1/3,8	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительно
системы отопления	ЦТП-21 ул.Дзержинского,16а	Кор. К90/35	1	G=90 м3/ч	7,9/3,1	6,1/3,9	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительно
		К90/35	1	G=90 м3/ч				удовлетворительно
системы отопления	ЦТП-22 ул.Декабристов,9	Кор. КМ80-50-200	2	G=50 м3/ч	8,3/3,3	5,5/4,0	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительно
системы отопления	ЦТП-23 ул.Бульвар Писателей21/1	Кор. К100-65-200-22квт.	1	G=100 м3/ч	7,3/2,8	5,6/3,8	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительно
		К100-65-200-18,5	1	G=100 м3/ч				удовлетворительно
системы отопления	ЦТП-24 ул.Ленина,72	Кор. ИЛ 100-260-11/4	2	G= 100м3/ч	7,2/2,7	5,8/4,0	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительно
системы отопления	ЦТП-25 ул.Ленинградская,15	Кор. К100-80-160 – 15квт.	2	G=100 м3/ч	7,0/3,9	6,4/3,9	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительно

Насосная станция	Адрес	Марка насоса	количество насосов, шт	Расход насоса, м ³ /ч	Давление на входе, атм	Давление на выходе, атм	Схема присоединения насосов к магистральным трубопроводам	состояние каждого насоса
1	2	3	4	5	6	7	8	9
системы отопления	ЦТП-26 ул.Мира, 1	Кор. IL 100/160-18,5/2	2	G=184,2 м ³ /ч	8,0/3,0	5,7/4,0	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-27 ул.Нефтяников, 11	Кор. IL 100/270-11/4	2	G=68,7 м ³ /ч	7,0/3,1	5,0/3,3	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-28 ул.Губкина, 23	Кор. IL 125/340-30/4	2	G=230,8 м ³ /ч	6,7/3,1	5,9/3,8	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-29 ул.Нефтяников, 6/1	Кор. K160/30 – 30кВт	2	G=160 м ³ /ч	6,9/3,4	5,8/3,8	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-30 ул.Ленина, 69	Кор. IL 125-340-30/4	2	G=227 м ³ /ч	7,0/3,0	5,5/3,9	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-31 ул.Лермонтова, 11	Кор. IL 100/160-18,5/2	2	G=155,8 м ³ /ч	7,2/2,5	6,0/4,0	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-32 ул.Лермонтова, 3	Кор. IL 125-340-30/4 т.	2	G=174 м ³ /ч	7,6/3,4	6,0/4,0	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-33 ул.Бажова, 29	Кор. IL 80/160-11/2	2	G=134 м ³ /ч	8,1/3,0	5,9/4,1	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное

Насосная станция	Адрес	Марка насоса	количество насосов, шт	Расход насоса, м ³ /ч	Давление на входе, атм	Давление на выходе, атм	Схема присоединения насосов к магистральным трубопроводам	состояние каждого насоса
1	2	3	4	5	6	7	8	9
системы отопления	ЦТП-34 ул.Бахилова,3	Кор. IL125-270-15/4	2	G= 149м ³ /ч	8,0/3,3	6,3/4,3	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-35 ул.Декабристов,2	Кор. IL 65-140-7,5/2	2	G= 65м ³ /ч	8,1/3,1	5,6/4,1	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-36 ул.Декабристов,2	Кор. IL 65-160-7,5/2	2	G= 65м ³ /ч	7,7/3,1	6,1/4,1	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-37 ул.50лет ВЛКСМ,10	Кор.IL 100/160-18,5/2	2	G=155,8м ³ /ч	8,1/2,9	6,0/4,2	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-38 ул.Маяковского,28	Кор. IL125-270-11/4	2	G= 73м ³ /ч	7,6/2,6	5,8/4,0	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-39 ул.Маяковского,20	Кор. IL125-270-11/4	2	G= 70м ³ /ч	7,1/2,6	5,4/4,0	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-40 ул.Мира,40	Кор. IL 65/140-7,5/2	2	G=63м ³ /ч	8,0/2,6	5,8/4,2	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-41 у редакции Сургутская Трибуна	Кор. К 45/55 – 15квт	2	G=45 м ³ /ч	8,2/2,7	5,8/4,0	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное

Насосная станция	Адрес	Марка насоса	количество насосов, шт	Расход насоса, м ³ /ч	Давление на входе, атм	Давление на выходе, атм	Схема присоединения насосов к магистральным трубопроводам	состояние каждого насоса
1	2	3	4	5	6	7	8	9
системы отопления	ЦТП-42 ул.Маяковского,21	Кор. IL65-160-7,5/2	2	G=65м3/ч	7,9/2,6	5,6/3,8	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-43 ул.30 лет Победы,37/1	Кор. IL 125/300-18,5/4	2	G=68,6м3/ч	7,2/2,6	6,2/4,0	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-45 ул.Маяковского,37	Кор. IL 125/320-18.5/4	2	G=136м3/ч	7,4/2,5	6,1/4,2	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-46 ул.Привокзальная,28	Кор. IL 125/300 -18,5/4	2	G=68,6м3/ч	7,7/3,9	5,4/3,6	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления		Откачив. IL150-270 18,5/4	2	G= 200 м3/ч			параллельная схема контур теплоносителя Т2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-47 ул.Трубная,5/2	Кор. IL 100/220 5,5/4	2	G=95,7м3/ч	7,7/3,9	5,4/3,6	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-48 ул.Пушкина,12	Кор. IL 80-160-11/2	2	G= 68м3/ч	8,0/2,8	5,7/3,8	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-49 ул.Киртбая,17	Кор. IL 150/325- 37/4	2	G=200 м3/ч	7,4/3,2	5,9/3,9	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное

Насосная станция	Адрес	Марка насоса	количество насосов, шт	Расход насоса, м ³ /ч	Давление на входе, атм	Давление на выходе, атм	Схема присоединения насосов к магистральным трубопроводам	состояние каждого насоса
1	2	3	4	5	6	7	8	9
системы отопления	ЦТП-50 ул.Быстринская,24/1	Кор. IL 125/300- 18,5/4	2	G=68,6 м3/ч	7,0/2,7	5,8/4,0	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-51 ул.М.Карамова,76а	Кор. IPg 250/365 -75/4	2	G= 297м3/ч	10,0/2,5	5,1/3,2	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-52 ул.Федорова,59	Кор.IL 250/420 - 110/4	2	G=287,5м3/ч	10,2/2,8	5,0/3,0	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-53 пр.Комсомольский,12	Кор.IL 250/420 - 110/4	2	G=287,5м3/ч	10,3/2,7	6,0/3,4	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-54 ул..М.Карамова 25/1	Кор. IL100/170- 30/2	2	G=180м3/ч	10,0/2,8	5,3/3,2	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-55 ул..Геологическая,21	Кор. IL100/165-22/2	2	G=213 м3/ч	9,8/2,5	4,8/3,5	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-56 ул..Югорская.5	Кор. IL80-190-18,5/2	1	G= 108м3/ч	10,1/2,6	5,6/4,0	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-57 ул..Югорская.7	Кор. IL100/165-22/2	2	G=200 м3/ч	10,2/2,7	5,7/4,0	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное

Насосная станция	Адрес	Марка насоса	количество насосов, шт	Расход насоса, м ³ /ч	Давление на входе, атм	Давление на выходе, атм	Схема присоединения насосов к магистральным трубопроводам	состояние каждого насоса
1	2	3	4	5	6	7	8	9
системы отопления	ЦТП-58 ул..М.Карамова 28/2	Кор. IPg 250/415 -90/4	2	G=246м3/ч	10,0/2,3	5,7/3,4	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-59 ул..Взлетный,11	Кор. IL 100/170-30/2	2	G=180 м3/ч	10,2/2,8	6,0/3,5	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-60 пр.Комсомольский,44	Кор. IPg 125/205-37/2	2	G=180 м3/ч	10,1/2,6	5,8/3,8	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-61 ул.Первопроходцев,1	Кор. IPg 250/365-75/4	2	G=297м3/ч	9,9/2,4	4,9/3,2	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-62 пр.Комсомольский,21	Кор. IPg 250/365-75/4	2	G=305м3/ч	10,3/2,7	5,4/3,2	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-63 пр.Комсомольский,27	Кор. IPg 250/365-75/4 -2шт.	2	G=305м3/ч	10,2/2,8	5,1/3,2	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-64 в районе уч.комбината по ул.30лет Победы	Кор. IL 100/160-18,5/2	2	G=167 м3/ч	7,6/3,1	6,0/4,0	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-65 ул.Просвещения,33	Кор. IPg 200/295-30/4	2	G=240м3/ч	6,5/3,0	5,4/3,6	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное

Насосная станция	Адрес	Марка насоса	количество насосов, шт	Расход насоса, м ³ /ч	Давление на входе, атм	Давление на выходе, атм	Схема присоединения насосов к магистральным трубопроводам	состояние каждого насоса
1	2	3	4	5	6	7	8	9
системы отопления	ЦТП-66 ул.Энергетиков,5	Кор. IL 250/400-75/4	2	G=235 м3/ч	7,1/3,3	5,8/3,8	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-67 ул.Энергетиков,21	Кор. IPn 100/335-15/4	1	G=90 м3/ч	7,2/3,7	6,4/3,9	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
		Кор. IPn 100/360-15/4	1	G=90 м3/ч				удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-68 ул.Просвещения,49	Кор. IPg 200/295-30/4	2	G=300м3/ч	7,0/3,7	5,7/3,8	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-69 ул.Энергетиков,25	Кор. IPn 125/315-18,5/4	2	G=150 м3/ч	7,4/3,6	5,4/3,9	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-70 ул.Майская,3	Кор. IPg 200/295-30 /4	2	G=300м3/ч	8,4/3,3	5,0/3,6	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-71 ул.Республики,82	Кор. CLM 200/285-30/4	2	G=300м3/ч	8,4/3,4	4,9/3,5	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-72 ул.Энергетиков,14а	Кор. CLM 200/285-30/4	2	G=300м3/ч	7,2/3,5	4,7/3,5	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП-73 пр.Набережный	Кор. К 20/30 -4кВт	2	G=20 м3/ч	8,9/3,2	4,2/3,4	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное

Насосная станция	Адрес	Марка насоса	количество насосов, шт	Расход насоса, м ³ /ч	Давление на входе, атм	Давление на выходе, атм	Схема присоединения насосов к магистральным трубопроводам	состояние каждого насоса
1	2	3	4	5	6	7	8	9
системы отопления	ЦТП-74 ул.Республики,71	Кор. КМ 100-65-200 – 30кВт	2	G=100 м3/ч	6,6/3,2	5,8/4,3	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительно
системы отопления		Подм. LP 65/160-7,5/3	1	G=60 м3/ч				удовлетворительно
системы отопления	ЦТП-75 ул.Мира,34/1	Кор. IL80-160-11/2	2	G= 100м3/ч	8,7/3,0	6,1/4,5	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительно
системы отопления	ЦТП-76 ул.Свободы,2	Кор. IL 100-160-18,5/2	2	G= 124м3/ч	7,9/3,0	5,9/4,3	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительно
системы отопления	ЦТП-77 ул.Ленина,25	Кор.IL 80-160-11/2	2	G= 126м3/ч	8,3/3,0	5,8/4,1	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительно
системы отопления	ЦТП-78 пр.Пролетарский,1	Кор.IL 80/160 - 7,5/2	2	G=78,9 м3/ч	7,0/2,8	6,0/4,2	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительно
системы отопления	ЦТП-79 30 лет Победы 56/1	Кор. IL80-160-11/2	2	G=126м3/ч	7,0/2,8	5,6/4,0	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительно
системы отопления	ЦТП-80 ул.Крылова,43	Кор. IL150-335-45/2	2	G=360м3/ч	7,5/3,3	4,6/3,4	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительно
		Откачив. Iрг 200/295-30/4	2	G=400 м3/ч				параллельная схема контур

Насосная станция	Адрес	Марка насоса	количество насосов, шт	Расход насоса, м ³ /ч	Давление на входе, атм	Давление на выходе, атм	Схема присоединения насосов к магистральным трубопроводам	состояние каждого насоса
1	2	3	4	5	6	7	8	9
системы отопления	ЦТП 81 Привокзальная, 10	Кор. IL150-335-45/2	2	G=406 м ³ /ч	8,0/3,0	5,4/4,1	теплоносителя Т2	удовлетворительно
							параллельная схема на перемычке Т1иТ2	
системы отопления	ЦТП 82 Привокзальная, 2	Кор. IL150-335-45/4	2	G=406 м ³ /ч	7,8/3,0	5,8/3,9	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительно
системы отопления	ЦТП 83 Привокзальная, 16	Кор. IL200-335-45/4	2	G=360 м ³ /ч	7,4/2,8	5,1/4,0	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительно
системы отопления	ЦТП 85 Привокзальная, 16	Кор. IL100-165-22/2	2	G=150 м ³ /ч	7,4/3,4	6,2/3,5	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительно
системы отопления	ЦТП 86 пр.Комсомольский, 6 Б	Сетев. Д 315/71 -90кВт	3	G=315 м ³ /ч	9,9/2,8	5,2/3,1	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительно
		Сетев. NL 150/400-55/4	3	G=315 м ³ /ч				удовлетворительно
системы отопления	ЦТП 87 Озерная, 25	Сет. IL 200/345-45/4	2	G=360 м ³ /ч	10,1/2,9	4,5/3,0	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительно
системы отопления	ЦТП 88 Береговая, 1	Сетев. NP 100/250V-75/2	3	G=300 м ³ /ч	10,3/2,2	3,1/2,2	параллельная схема на трубопроводе Т2	удовлетворительно
		Подп. IL 50/160-5,5/2	2	G=40 м ³ /ч			параллельная схема контур	удовлетворительно

Насосная станция	Адрес	Марка насоса	количество насосов, шт	Расход насоса, м ³ /ч	Давление на входе, атм	Давление на выходе, атм	Схема присоединения насосов к магистральным трубопроводам	состояние каждого насоса
1	2	3	4	5	6	7	8	9
							отопления потребителей Т2	
системы отопления	ЦТП 89 Береговая,1	Откач. ИЛ 100/190-30/2	3	G=160 м3/ч	5,5/5,9	3,5/1,9	параллельная схема контур теплоносителя Т2	удовлетворительно
		Сетев. ИЛ 150/400-45/2	2	G=240 м3/ч			параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительно
		Д 315/71 - 75кВт	1	G=315 м3/ч				удовлетворительно
системы отопления	ЦТП 90 Сосновая,13	Отк. ИЛ 250/380-75/4	3	G =369 м3/ч	10,4/2,1	3,5/1,6	параллельная схема контур теплоносителя Т2	удовлетворительно
		Подп. ИЛ 40/150-3/2	2	G =23 м3/ч			параллельная схема контур отопления потребителей Т2	удовлетворительно
системы отопления	ЦТП 94 Артема,13	Кор. IPg-125/174-22/2	2	G=130 м3/ч	6,8/3,3	5,9/3,7	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительно
системы отопления	ЦТП 95 Киртбая,17	Кор. ИЛ 100/160-18,5/2	2	G=149 м3/ч	7,2/3,3	6,2/4,1	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительно
системы отопления	ЦТП 96 Ленина,74	Кор IPn 150/300-18,5/4	2	G=200 м3/ч	7,6/3,0	5,8/4,0	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительно

Насосная станция	Адрес	Марка насоса	количество насосов, шт	Расход насоса, м ³ /ч	Давление на входе, атм	Давление на выходе, атм	Схема присоединения насосов к магистральным трубопроводам	состояние каждого насоса
1	2	3	4	5	6	7	8	9
системы отопления	ЦТП 97 Геологическая, 15/1	Кор. IPn 150/315-22/4	1	G=230 м ³ /ч	10,1/2,4	4,7/3,4	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП 98 Быстринская, 20/3	Кор. LP 100-200/210 -30/2	2	G=130 м ³ /ч	7,1/2,7	5,8/4,0	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП 99 Губкина, 1	Кор. IL 100/160-18,5/2	2	G=149 м ³ /ч	7,8/3,3	5,7/4,0	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП 100 ул.Рационализаторов	Кор. CLM 200/282 – 30/2	2	G=300 м ³ /ч	10,5/2,2	3,8/3,0	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП 101 п.ПСО	Кор. IL 150/340-37/4	2	G=135 м ³ /ч	6,5/4,8	4,7/2,1	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления		Откачив. IL 125/340-30/4	2	G=130 м ³ /ч			параллельная схема контур теплоносителя Т2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП 102 ул. Университетская, 39/1	Кор. IL 100/165-22/2	2	G=163 м ³ /ч	7,3/3,2	5,6/4,1	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП 103 Киртбая	Кор. IL 50/170-7,5/2	2	G=42 м ³ /ч	7,3/3,1	6,0/5,0	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное

Насосная станция	Адрес	Марка насоса	количество насосов, шт	Расход насоса, м ³ /ч	Давление на входе, атм	Давление на выходе, атм	Схема присоединения насосов к магистральным трубопроводам	состояние каждого насоса
1	2	3	4	5	6	7	8	9
системы отопления	ЦТП 104 Кедровый,2	Кор. IL 65/200-15/2	2	G=40 м3/ч	5,0/2,8	3,4/2,8	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП 105 Медвежий угол	Кор. IL 100/350-11/4	2	G=66 м3/ч	7,0/2,9	4,0/2,7	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ЦТП Госнаб	Сер. IPn 65/180-9/2	1	G=30м3/ч	10,0/2,9	3,7/3,0	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
		TOP-S 50/7	2	G=39м3/ч				удовлетворительное
системы отопления	ПС-1 Энгузиастов,17	Кор. IPn 65/180-9/2	2	G=30м3/ч	7,0/3,4	4,4/3,4	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ПС-2 М.Поливановой,13	Кор. IPg-125/183-30/2	2	G= 130 м3/ч	6,5/3,5	5,1/3,5	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ПС-3 Набережный	Сер. IL 50/160-5,5/2	2	G=53м3/ч	7,5/3,5	5,0/3,7	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
системы отопления	ПС-4 Нефтеюганское шоссе,	Сер. IL 200/380-75/4	3	G=400 м3/ч	10,6/4,0	5,7/3,7	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительное
		Откач. IPn150/360-37/4	4	G=320 м3/ч				параллельная схема контур теплоносителя Т2

Насосная станция	Адрес	Марка насоса	количество насосов, шт	Расход насоса, м ³ /ч	Давление на входе, атм	Давление на выходе, атм	Схема присоединения насосов к магистральным трубопроводам	состояние каждого насоса
1	2	3	4	5	6	7	8	9
системы отопления	ПС-5 Профсоюзов,69/1	Сет. К100-65-200а –18,5кВт	1	G=90 м3/ч	не работает		параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительно
		Сет. К100-65-200а –22кВт	1	G=90 м3/ч				удовлетворительно
системы отопления	ПС-7 30лет Победы,28	Сет. IL 200/380-75/4	3	G=400 м3/ч	8,3/3,4	5,6/3,2	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительно
системы отопления	ПС-9 Кедровый,1	Кор. IL 40/140-2,2/2	2	G=17 м3/ч	4,5/2,4	2,9/2,4	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительно
системы отопления	ПС-10 Кедровый,1	Кор. IL 40/140-2,2/2	2	G=17м3/ч	4,6/2,4	3,1/2,5	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительно
системы отопления	ПС КСК Геолог	Кор. IL 40/160-4/2	2	G=38м3/ч	9,4/2,0	4,0/2,0	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительно
системы отопления	БТПП8 ТК5 ул.Маяковского	Кор. IL 65/140-7,5/2	2	G=54м3/ч	9,2/5,4	4,4/3,0	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительно
		Цир.ТС IL 80/160-11/2	2	G=80м3/ч			параллельная схема циркуляция теплоносителя	удовлетворительно
системы отопления	ИТП Ленина,26	Цирк. ТС TP-80-240/4	1	G=68м3/ч	7,8/3,6	5,4/4,2	параллельная схема на перемычке Т1иТ2	удовлетворительно
		IL 65/160-5,5/2	1	G=53м3/ч				удовлетворительно

Насосная станция	Адрес	Марка насоса	количество насосов, шт	Расход насоса, м ³ /ч	Давление на входе, атм	Давление на выходе, атм	Схема присоединения насосов к магистральным трубопроводам	состояние каждого насоса
1	2	3	4	5	6	7	8	9
система отопления	ИТП Майская, 10	Цирк.ТС TOP -S 65/10	2	G=50м ³ /ч	8,4/3,4	4,7/4,0	параллельная схема циркуляция теплоносителя	удовлетворительное
система отопления	ИТП-50 Маяковского 11	Цирк.ТС UPSD 65-180/F	1	G=50м ³ /ч			параллельная схема циркуляция теплоносителя	удовлетворительное
система отопления	АУУ АБК РТС-2	Цирк.СО Yonos Маха 25/0,5-10	1	G=2,31м ³ /ч			на перемычке между Т1 и Т2	удовлетворительное
система отопления	АУУ Здание ОДС	Цирк.СО Yonos Маха 25/0,5-10	1	G=4,62м ³ /ч			на перемычке между Т1 и Т2	удовлетворительное
система отопления	АУУ Спорт Зал	Цирк.СО Yonos Маха 25/0,5-10	1	G=2,31м ³ /ч			на перемычке между Т1 и Т2	удовлетворительное

3.1.9. Статистика отказов тепловых сетей (аварийных ситуаций) за последние 5 лет

Функциональными отказами (инцидентами) в тепловых сетях считаются нарушения режима, не вызвавшие последствий, а также отключение горячего водоснабжения, осуществляемое для сохранения режима отпуска тепла на отопление при ограничениях в подаче топлива, электро- и водоснабжении.

Повреждения участков теплопроводов или оборудования сети, которые приводят к необходимости немедленного их отключения, рассматриваются как отказы. К отказам приводят следующие повреждения элементов тепловых сетей:

- трубопроводов: сквозные коррозионные повреждения труб, разрывы сварных швов;
- задвижек: коррозия корпуса или байпаса задвижки, искривление или падение дисков, неплотность фланцевых соединений, засоры, приводящие к негерметичности отключения участков;
- сальниковых компенсаторов: коррозия стакана, выход из строя грундбуксы.

Наиболее частой причиной повреждений теплопроводов является наружная коррозия. По статистике количество повреждений, связанных с разрывом продольных и поперечных сварных швов труб, значительно меньше, чем коррозионных. Основными причинами разрывов сварных швов являются заводские дефекты при изготовлении труб и дефекты сварки труб при строительстве.

Причины повреждения задвижек весьма разнообразны: это и наружная коррозия, и различные неполадки, возникающие в процессе эксплуатации (засоры, падение клиньев, расстройство фланцевых соединений).

За период 2017-2021 гг. в зоне эксплуатационной ответственности:

СГМУП «ГТС» за 2021 год можно выделить 464 функциональных отказов тепловой сети, включая функциональные отказы на тепловых сетях в зоне действия источников Филиал ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1 и ПАО «Юнипро» - Сургутская ГРЭС-2. За период 2017-2021 гг. произошло 2163 функциональных отказов тепловых сетей. Подавляющее большинство отказов происходило на абонентских вводах. При этом в зону отключения попадали единичные потребители.

Таблица 3.1.11 Статистика отказов на тепловых сетях СГМУП «ГТС» за период 2016-2021 гг.

№ п/п	Теплоисточник	Зона действия источника	Число функциональных отказов, шт.						
			2016	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021
1	Сургутская ГРЭС-1 - ПКТС - Город	Филиал ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1	36	86	47	300	153	190	776
ИТОГО по СЦТ на базе теплоисточника Филиал ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1			36	86	47	300	153	190	776
2	Сургутская ГРЭС-2	ПАО «Юнипро» - Сургутская ГРЭС-2	42	133	20	240	107	125	625
ИТОГО по СЦТ на базе теплоисточника ПАО «Юнипро» - Сургутская ГРЭС-2			42	133	20	240	107	125	625
5	Котельная № 1 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	2	4	1	16	6	18	45
6	Котельная № 2 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	12	28	5	68	57	34	192
7	Котельная № 3 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	10	5	3	31	9	20	68
8	Котельная № 5 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	0	1	0	2	0	3	6
9	Котельная № 6 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	0	0	0
10	Котельная № 7 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	1		1
11	Котельная № 9 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	0	1	1
12	Котельная № 13 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	0	16	16
13	Котельная № 14 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	1	2	1	20	17	10	50
14	Котельная № 21 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	0	0	0	3	0	0	3
15	Котельная № 22 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	0	0	0
16	Котельная №23Ледовый дворец (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	0	0	0
17	Котельная №24 Пол-ка Нефтяник (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	0	0	0
18	Котельная №25 пос. Лесной	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	0	0	0
19	Котельная № 28 п. Юность	СГМУП «ГТС»	15	90	70	0	35	10	205
20	Котельная № 29 п. Таёжный	СГМУП «ГТС»	3	12	16	0	2	1	31
21	Котельная № 30 пос. Лунный	СГМУП «ГТС»	9	49	37	0	6	5	97
22	Котельная № 31 п. Медвежий угол	СГМУП «ГТС»	5	25	15	0	0	0	40
23	Котельная № 33 п. Снежный	СГМУП «ГТС»	1	0	2	0	2	3	7
24	Котельная № 34 ул.Крылова,40 ПЧ- 49	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	0	0	0
25	Котельная № 26 пр.Набережный д.17/2	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	0	0	0
26	Котельная № 27 р.Набережный д.17	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО по СЦТ на базе теплоисточников СГМУП «ГТС»			58	216	150	140	135	121	762

За 2021 год по данным исходной информации о технологических нарушениях на тепловых сетях СГМУП "ГТС" произошло 193 нарушения, из которых:

- 24 без отключения
- 42 с отключением
- 127 с понижением параметров

На сетях ГВС СГМУП "ГТС" произошло 243 нарушения, из которых:

- 28 без отключения
- 32 с отключением
- 183 с понижением параметров.

Всего за 2021 год на сетях СГМУП "ГТС" произошло 436 нарушений.

Таблица 3.1.12 Статистика технологических нарушений на тепловых сетях СГМУП "ГТС" за 2021 год

№ п/п	Теплоисточник	Зона действия источника	2021 год, шт.		
			Без отключения	Отключение	Понижение параметров
1	СГРЭС-1	Филиал ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1	8	1	54
2	СГРЭС-2	ПАО «Юнипро» - Сургутская ГРЭС-2	12	29	50
3	Котельная № 1	СГМУП «ГТС»			5
4	Котельная № 2	СГМУП «ГТС»	1	4	8
5	Котельная № 3	СГМУП «ГТС»	1	0	4
6	Котельная № 9	СГМУП «ГТС»	1	0	0
7	Котельная № 13	СГМУП «ГТС»	0	0	2
8	Котельная № 14	СГМУП «ГТС»	1	0	2
9	Котельная № 28 п. Юность	СГМУП «ГТС»	0	2	2
10	Котельная № 29	СГМУП «ГТС»	0	1	0
11	Котельная № 30 пос. Лунный	СГМУП «ГТС»	0	5	0
	Всего		24	42	127

Таблица 3.1.13 Статистика технологических нарушений на сетях горячего водоснабжения СГМУП "ГТС" за 2021 год

№ п/п	Теплоисточник	Зона действия источника	2021 год, шт.		
			Без отключения	Отключение	Понижение параметров
1	СГРЭС-1	Филиал ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1	19	10	98
2	СГРЭС-2	ПАО «Юнипро» - Сургутская ГРЭС-2	4	2	28
3	Котельная № 1	СГМУП «ГТС»	3	4	6
4	Котельная № 2	СГМУП «ГТС»	0	11	10
5	Котельная № 3	СГМУП «ГТС»	1	2	12
6	Котельная № 5	СГМУП «ГТС»	0	1	2
7	Котельная № 13	СГМУП «ГТС»	0	0	14
8	Котельная № 14	СГМУП «ГТС»	0	2	5
9	Котельная № 28 п. Юность	СГМУП «ГТС»	1	0	5
10	Котельная № 33 п. Снежный	СГМУП «ГТС»	0	0	3
	Всего		28	32	183

3.1.10. Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет

Статистика восстановлений тепловых сетей представлена в таблице ниже. Среднее время восстановления работоспособности сети СГМУП «ГТС» составляет:

- от ГРЭС-1 – 3,4ч;
- от ГРЭС-2 – 3,0ч;
- от собственных источников – 2,9ч.

Суммарное время восстановления тепловых сетей СГМУП «ГТС» за 2021 год составило 1370 часов, из которых 692 часа – время восстановления на тепловых сетях отопления, 678 часов – на сетях ГВС.

Таблица 3.1.14 Статистика восстановлений работы тепловой сети СГМУП "ГТС" за период 2016-2021 гг.

№ п/п	Теплоисточник	Зона действия источника	Число функциональных отказов, шт.							Суммарное время восстановления, ч							Среднее время восстановления, ч						
			2016	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021
1	Сургутская ГРЭС-1 - ПКТС - Город	Филиал ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1	36	86	47	300	153	190	776	205,0	181,7	125,6	1091,8	615,3	596,0	2610,3	5,7	2,1	2,7	3,6	4,0	3,1	3,4
ИТОГО по СЦТ на базе теплоисточника Филиал ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1			36	86	47	300	153	190	776	205,0	181,7	125,6	1091,8	615,3	596,0	2610,3	5,7	2,1	2,7	3,6	4,0	3,1	3,4
2	Сургутская ГРЭС-2	ПАО «Юнипро» - Сургутская ГРЭС-2	42	133	20	240	107	125	625	139,0	296,7	53,4	805,2	357,6	355,5	1868,4	3,3	2,2	2,7	3,4	3,3	2,8	3,0
ИТОГО по СЦТ на базе теплоисточника ПАО «Юнипро» - Сургутская ГРЭС-2			42	133	20	240	107	125	625	139,0	296,7	53,4	805,2	357,6	355,5	1868,4	3,3	2,2	2,7	3,4	3,3	2,8	3,0
5	Котельная № 1 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	2	4	1	16	6	18	45	6,0	10,8	2,7	53,8	16,9	71,5	155,7	3,0	2,7	2,7	3,4	2,8	4,0	3,5
6	Котельная № 2 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	12	28	5	68	57	34	192	40,0	80,2	13,4	223,8	196,8	122,1	636,2	3,3	2,9	2,7	3,3	3,5	3,6	3,3
7	Котельная № 3 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	10	5	3	31	9	20	68	38,0	4,8	8,0	69,3	34,2	52,3	168,7	3,8	1,0	2,7	2,2	3,8	2,6	2,5
8	Котельная № 5 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	0	1	0	2	0	3	6	0,0	5,6	0,0	9,7	0,0	7,4	22,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,5	3,8
9	Котельная № 6 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	Котельная № 7 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	1	0	1	0,0	0,0	0,0	0,0	2,1	0,0	2,1	0,0	0,0	0,0	0,0	2,1	0,0	2,1
11	Котельная № 9 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	0	1	1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,8	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,8	1,8
12	Котельная № 13 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	0	16	16	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	57,3	57,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,6	3,6
13	Котельная № 14 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	1	2	1	20	17	10	50	3,0	5,4	2,7	77,8	76,8	31,8	194,5	3,0	2,7	2,7	3,9	4,5	3,2	3,9
14	Котельная № 21 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	0	0	0	3	0	0	3	0,0	0,0	0,0	5,8	0,0	0,0	5,8	0,0	0,0	0,0	1,9	0,0	0,0	1,9
15	Котельная № 22 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
16	Котельная №23 Ледовый дворец (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Котельная №24 Пол-ка Нефтяник (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Котельная №25 пос. Лесной	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Котельная № 28 п. Юность	СГМУП «ГТС»	15	90	70	0	35	10	205	16,0	201,9	187,0	0,0	111,4	25,1	525,4	1,1	2,2	2,7	0,0	3,2	2,5	2,6
20	Котельная № 29 п. Таёжный	СГМУП «ГТС»	3	12	16	0	2	1	31	3,2	26,9	42,8	0,0	5,5	6,3	81,5	1,1	2,2	2,7	0,0	2,8	6,3	2,6
21	Котельная № 30 пос. Лунный	СГМУП «ГТС»	9	49	37	0	6	5	97	9,6	109,9	98,9	0,0	12,9	33,0	254,7	1,1	2,2	2,7	0,0	2,2	6,6	2,6
22	Котельная № 31 п. Медвежий угол	СГМУП «ГТС»	5	25	15	0	0	0	40	5,4	56,1	40,1	0,0	0,0	0,0	96,2	1,1	2,2	2,7	0,0	0,0	0,0	2,4
23	Котельная № 33 п. Снежный	СГМУП «ГТС»	1	0	2	0	2	3	7	1,1	0,0	5,3	0,0	9,7	10,2	25,2	1,1	0,0	2,7	0,0	4,8	3,4	3,6
24	Котельная № 34 ул. Крылова, 40 ПЧ- 49	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
25	Котельная № 26 пр.Набережный д.17/2	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Котельная № 27 р.Набережный д.17	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО по СЦТ на базе теплоисточников СГМУП «ГТС»			58	216	150	140	135	121	762	122,2	501,5	400,7	440,13	466,2	418,8	2227,52	2,11	2,32	2,67	3,14	3,45	3,46	2,92

3.1.11. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов

Трубопроводы тепловых сетей — это важный элемент систем теплоснабжения городов. С течением времени в процессе эксплуатации в основном за счет процессов коррозии происходит ухудшение технического состояния трубопроводов. Это служит причиной нарушения сплошности металла труб, сопровождающегося истечением теплоносителя - образование течей.

Наиболее эффективным способом предотвращения течей является своевременная замена ветхих участков трубопровода - перекладка.

Перед теплоснабжающими организациями стоит нелегкая задача, как в условиях ограниченного, а точнее крайне недостаточного, финансирования, повысить экономическую эффективность эксплуатации тепловых сетей и, в первую очередь, сократить число аварий - течей.

Однако методов и средств замера толщины стенки трубы без вскрытия теплотрассы не существует. Для нефте- и газопроводов используются внутритрубные снаряды, оснащенные устройствами замера толщины, но, для трубопроводов тепловых сетей они не подходят.

Решить данную проблему можно используя некоторые косвенные методы оценки состояния тепловых сетей:

- Метод акустической эмиссии. Метод, проверенный в мировой практике и позволяющий точно определять местоположение дефектов стального трубопровода, находящегося под изменяемым давлением, но по условиям применения на действующих тепловых сетях имеет ограниченную область использования.
- Метод магнитной памяти металла. Метод хорош для выявления участков с повышенным напряжением металла при непосредственном контакте с трубопроводом тепловых сетей. Используется там, где можно прокатывать каретку по голому металлу трубы, этим обусловлена и ограниченность его применения.
- Метод наземного тепловизионного обследования с помощью тепловизора. При доступной поверхности трассы, желательном с однородным покрытием, наличием точной исполнительной документации, с применением специального программного обеспечения, может очень хорошо показывать состояние обследуемого участка. По вышеназванным условиям применение возможно только на 10% старых прокладок. В некоторых случаях метод эффективен для поиска утечек.
- Тепловая аэрозьемка в ИК-диапазоне. Метод очень эффективен для планирования ремонтов и выявления участков с повышенными тепловыми потерями. Съёмку необходимо проводить весной (март-апрель) и осенью (октябрь-ноябрь), когда система отопления работает, но снега на земле нет.
- Метод акустической диагностики. Используются корреляторы усовершенствованной конструкции. Метод новый и пробные применения на тепловых сетях не дали однозначных результатов. Но метод имеет перспективу как информационная составляющая в комплексе методов мониторинга состояния действующих теплопроводов, он хорошо вписывается в процесс эксплуатации и конструктивные особенности прокладок тепловых сетей.
- Опрессовка на прочность повышенным давлением. Метод применялся и был разработан с целью выявления ослабленных мест трубопровода в ремонтный период и исключения появления

повреждений в отопительный период. Он имел долгий период освоения и внедрения, но в настоящее время в среднем стабильно показывает эффективность 93-94%. То есть 94% повреждений выявляется в ремонтный период и только 6% уходит на период отопления. С применением комплексной оперативной системы сбора и анализа данных о состоянии теплопроводов, опрессовку стало возможным рассматривать, как метод диагностики и планирования ремонтов, переключений тепловых сетей.

- Метод магнитной томографии металла теплопроводов с поверхности земли. Метод имеет мало статистики, и пока трудно сказать о его эффективности в условиях города.

- За последнее время наибольшее распространение среди организаций эксплуатации тепловых сетей получил акустический метод, в первую очередь в силу доступности самостоятельного его применения. Этим методом диагностируются трубопроводы наземной и подземной, канальной и бесканальной прокладки диаметром от 80 мм и более, находящиеся в режиме эксплуатации. Длина единичного участка от 40 до 300 м. Точность определения дефекта - 1% от базы постановки датчиков. Достоверность идентификации дефектов по параметру аварийно-опасности - 80%.

Осуществив диагностику и определив участки, требующие капитального ремонта, ресурсоснабжающим организациям предоставляется возможность выбора участков для первоочередной переключки, которые характеризуются наибольшей вероятностью образования течи. Для участков, которые вынужденно оставлены в эксплуатации, организации имеют информацию о месте расположения наибольших дефектов (критические) и возможность осуществить профилактические ремонтные работы по предотвращению образования течей.

В целях организации мониторинга за состоянием оборудования тепловых сетей применяются следующие виды диагностики:

Эксплуатационные испытания:

- Гидравлические испытания на плотность и прочность – проводятся силами эксплуатирующей организации ежегодно после отопительного сезона и после проведения ремонтов. Испытания проводятся согласно требованиям ПТЭ электрических станций и сетей РФ и Правил устройства, и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды. По результатам испытаний выявляются дефектные участки не выдержавшие испытания пробным давлением, формируется график ремонтных работ по устранению дефектов. Перед выполнением ремонта производится дефектация поврежденного участка с вырезкой образцов для анализа состояния трубопроводов и характера повреждения. По результатам дефектации определяется объем ремонта.

- Испытания водяных тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя - проводятся силами эксплуатирующей организации с периодичностью установленной главным инженером тепловых сетей (1 раз в 5 лет) с целью выявления дефектов трубопроводов, компенсаторов, опор, а также проверки компенсирующей способности тепловых сетей в условиях температурных деформаций, возникающих при повышении температуры теплоносителя до максимального значения. Испытания проводятся в соответствии с ПТЭ электрических станций и сетей РФ и Методическими указаниями по испытанию водяных тепловых сетей на максимальную температуру

теплоносителя (РД 153.34.1-20.329-2001). Результаты испытаний обрабатываются и оформляются актом, в котором указываются необходимые мероприятия по устранению выявленных нарушений в работе оборудования. Нарушения, которые возможно устранить в процессе эксплуатации устраняются в оперативном порядке. Остальные нарушения в работе оборудования тепловых сетей включаются в план ремонта на текущий год.

- Испытания водяных тепловых сетей на гидравлические потери – проводятся силами эксплуатирующей организации с периодичностью 1 раз в 5 лет с целью определения эксплуатационных гидравлических характеристик трубопроводов, состояния их внутренней поверхности и фактической пропускной способности. Испытания проводятся в соответствии с ПТЭ электрических станций и сетей РФ и Методическими указаниями по испытанию водяных тепловых сетей на гидравлические потери (РД 34.20.519-97). Результаты испытаний обрабатываются и оформляются техническим отчетом, в котором отражаются фактические эксплуатационные гидравлические характеристики. На основании результатов испытаний производится корректировка гидравлических режимов работы тепловых сетей и систем теплоснабжения, а также планируются работы по проведению гидропневматической промывки участков тепловых сетей с повышенными коэффициентами гидравлического трения, по ревизии запорно-регулирующей арматуры при повышенных местных сопротивлениях. При повышенных коэффициентах гидравлического трения производится анализ качества водоподготовки, режимов работы тепловых сетей, случаев подпитки сырой неумягченной водой.

- Испытания по определению тепловых потерь в водяных тепловых сетях – проводятся силами эксплуатирующей организации 1 раз в 5 лет или специализированной организации (при пересмотре энергетических характеристик работы тепловых сетей) с целью определения фактических эксплуатационных тепловых потерь через тепловую изоляцию.

- Испытания проводятся в соответствии с ПТЭ электрических станций и сетей РФ и Методическими указаниями по определению тепловых потерь в водяных тепловых сетях (РД 34.09.255-97). Результаты испытаний обрабатываются и оформляются техническим отчетом, в котором отражаются фактические эксплуатационные среднегодовые тепловые потери через тепловую изоляцию. На основании результатов испытаний формируется перечень мероприятий и график их выполнения по приведению тепловых потерь к нормативному значению, связанных с восстановлением и реконструкцией тепловой изоляции на участках с повышенными тепловыми потерями, заменой трубопроводов с изоляцией заводского изготовления, имеющей наименьший коэффициент теплопроводности, монтажу систем попутного дренажа на участках подверженных затоплению и т.д.

Регламентные работы:

- Контрольные шурфовки – проводятся силами эксплуатирующей или подрядной организации ежегодно по графику в межотопительный период с целью оценки состояния трубопроводов тепловых сетей, тепловой изоляции и строительных конструкций. Контрольные шурфовки проводятся согласно Методических указаний по

проведению шурфовок в тепловых сетях (МУ 34-70-149-86). В контрольных шурфах производится внешний осмотр оборудования тепловых сетей, оценивается наружное состояние трубопроводов на наличие признаков наружной коррозии, производится вырезка образцов для оценки состояния внутренней поверхности трубопроводов, оценивается состояние тепловой изоляции, оценивается состояние строительных конструкций. По результатам осмотра в шурфе составляются акты, в которых отражается фактическое состояние трубопроводов, тепловой изоляции и строительных конструкций. На основании актов разрабатываются мероприятия для включения в план ремонтных работ.

- Ниже приведена оценка интенсивности процесса внутренней коррозии – проводится силами эксплуатирующей организации с целью определения скорости коррозии внутренних поверхностей трубопроводов тепловых сетей с помощью индикаторов коррозии. Ниже приведена оценка интенсивности процесса внутренней коррозии производится в соответствии с Типовой инструкцией по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии (тепловых сетей) (РД 153-34.0-20.507-98). На основании обработки результатов лабораторных анализов определяется степень интенсивности (скорость) внутренней коррозии мм/год. На участках тепловых сетей, где выявлена сильная или аварийная коррозия проводится обследование с целью определения мест, вызывающих рост концентрации растворенных в воде газов (подсосы, неплотности подогревателей горячей воды) с последующим устранением. Проводится анализ качества подготовки подпиточной воды.

- Техническое освидетельствование – проводится эксплуатирующей организацией в части наружного осмотра и гидравлических испытаний и специализированной организацией в части технического диагностирования:

- наружный осмотр – ежегодно;
- гидравлические испытания – ежегодно, а также перед пуском в эксплуатацию после монтажа или ремонта, связанного со сваркой;
- техническое диагностирование – по истечении назначенного срока службы
- (визуальный и измерительный контроль, ультразвуковой контроль, ультразвуковая толщинометрия, магнитопорошковый контроль, механические испытания).

Техническое освидетельствование проводится в соответствии с Типовой инструкцией по периодическому техническому освидетельствованию трубопроводов тепловых сетей в процессе эксплуатации (РД 153-34.0-20.522-99). Результаты технического освидетельствования заносятся в паспорт тепловой сети. На основании результатов технического освидетельствования разрабатывается план мероприятий по приведению оборудования тепловых сетей в нормативное состояние.

Планирование капитальных (текущих) ремонтов:

- На основании результатов испытаний, осмотров и обследования оборудования тепловых сетей проводится анализ его технического состояния и формирование перспективного график ремонта оборудования тепловых сетей на 5 лет (с ежегодной корректировкой).
- На основании перспективного графика ремонтов разрабатывается перспективный план подготовки к ремонту на 5 лет.

- Формирование годового графика ремонтов и годового плана подготовки к ремонту производится в соответствии с перспективным графиком ремонта и перспективным планом подготовки к ремонту с учетом корректировки по результатам испытаний, осмотров и обследований.

- Годовой график ремонтов согласовывается до 1 апреля текущего года с Администрацией. С выходом «Правил вывода в ремонт и из эксплуатации источников тепловой энергии и тепловых сетей», утвержденных Постановлением Правительства РФ №889 от 06.09.2012 года сводный план ремонта разрабатывается органом местного самоуправления на основании рассмотрения заявок от ресурсоснабжающих организаций.

3.1.12. Описание периодичности и соответствия требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям процедур летнего ремонта с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей

Согласно п. 6.82 МДК 4-02.2001 «Типовая инструкция по технической эксплуатации тепловых сетей систем коммунального теплоснабжения»:

Тепловые сети, находящиеся в эксплуатации, должны подвергаться следующим испытаниям:

- гидравлическим испытаниям с целью проверки прочности и плотности трубопроводов, их элементов и арматуры;
- испытаниям на максимальную температуру теплоносителя для выявления дефектов трубопроводов и оборудования тепловой сети, контроля за их состоянием, проверки компенсирующей способности тепловой сети;
- испытаниям на тепловые потери для определения фактических тепловых потерь теплопроводами в зависимости от типа строительно-изоляционных конструкций, срока службы, состояния и условий эксплуатации;
- испытаниям на гидравлические потери для получения гидравлических характеристик трубопроводов;
- испытаниям на потенциалы блуждающих токов (электрическим измерениям для определения коррозионной агрессивности грунтов и опасного действия блуждающих токов на трубопроводы подземных тепловых сетей).

Все виды испытаний должны проводиться раздельно. Совмещение во времени двух видов испытаний не допускается.

На каждый вид испытаний должна быть составлена рабочая программа, которая утверждается главным инженером.

За два дня до начала испытаний утвержденная программа передается диспетчеру ОЭТС и руководителю источника тепла для подготовки оборудования и установления требуемого режима работы сети.

Рабочая программа испытания должна содержать следующие данные:

- задачи и основные положения методики проведения испытания;
- перечень подготовительных, организационных и технологических мероприятий;
- последовательность отдельных этапов и операций во время испытания;
- режимы работы оборудования источника тепла и тепловой сети (расход и параметры теплоносителя во время каждого этапа испытания);
- схемы работы насосно-подогревательной установки источника тепла при каждом режиме испытания;
- схемы включения и переключений в тепловой сети;
- сроки проведения каждого отдельного этапа или режима испытания;

- точки наблюдения, объект наблюдения, количество наблюдателей в каждой точке;
- оперативные средства связи и транспорта;
- меры по обеспечению техники безопасности во время испытания;
- список ответственных лиц за выполнение отдельных мероприятий.

Гидравлическое испытание на прочность и плотность тепловых сетей, находящихся в эксплуатации, должно быть проведено после капитального ремонта до начала отопительного периода. Испытание проводится по отдельным отходящим от источника тепла магистралям при отключенных водонагревательных установках источника тепла, отключенных системах теплоснабжения, при открытых воздушниках на тепловых пунктах потребителей. Магистрали испытываются целиком или по частям в зависимости от технической возможности обеспечения требуемых параметров, а также наличия оперативных средств связи между диспетчером, персоналом источника тепла и бригадой, проводящей испытание, численности персонала, обеспеченности транспортом.

Каждый участок тепловой сети должен быть испытан пробным давлением, минимальное значение которого должно составлять 1,25 рабочего давления. Значение рабочего давления устанавливается техническим руководителем ОЭС в соответствии с требованиями Правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды.

Максимальное значение пробного давления устанавливается в соответствии с указанными правилами и с учетом максимальных нагрузок, которые могут принять на себя неподвижные опоры.

В каждом конкретном случае значение пробного давления устанавливается техническим руководителем в допустимых пределах, указанных выше.

При гидравлическом испытании на прочность и плотность давление в самых высоких точках тепловой сети доводится до значения пробного давления за счет давления, развиваемого сетевым насосом источника тепла или специальным насосом из опрессовочного пункта.

При испытании участков тепловой сети, в которых по условиям профиля местности сетевые и стационарные опрессовочные насосы не могут создать давление, равное пробному, применяются передвижные насосные установки и гидравлические прессы.

Длительность испытаний пробным давлением устанавливается главным инженером, но должна быть не менее 10 мин с момента установления расхода подпиточной воды на расчетном уровне. Осмотр производится после снижения пробного давления до рабочего.

Тепловая сеть считается выдержавшей гидравлическое испытание на прочность и плотность, если при нахождении ее в течение 10 мин под заданным пробным давлением значение подпитки не превысило расчетного.

Температура воды в трубопроводах при испытаниях на прочность и плотность не должна превышать 40 °С.

Периодичность проведения испытания тепловой сети на максимальную температуру теплоносителя определяется руководителем.

Температурным испытаниям должна подвергаться вся сеть от источника тепла до тепловых пунктов систем теплоснабжения.

Температурные испытания должны проводиться при устойчивых суточных плюсовых температурах наружного воздуха.

За максимальную температуру следует принимать максимально достижимую температуру сетевой воды в соответствии с утвержденным температурным графиком регулирования отпуска тепла на источнике.

Температурные испытания тепловых сетей, находящихся в эксплуатации длительное время и имеющих ненадежные участки, должны проводиться после ремонта и предварительного испытания этих сетей на прочность и плотность, но не позднее чем за 3 недели до начала отопительного периода.

Температура воды в обратном трубопроводе при температурных испытаниях не должна превышать 90°C. Попадание высокотемпературного теплоносителя в обратный трубопровод не допускается во избежание нарушения нормальной работы сетевых насосов и условий работы компенсирующих устройств.

Для снижения температуры воды, поступающей в обратный трубопровод, испытания проводятся с включенными системами отопления, присоединенными через смесительные устройства (элеваторы, смесительные насосы) и водоподогреватели, а также с включенными системами горячего водоснабжения, присоединенными по закрытой схеме и оборудованными автоматическими регуляторами температуры.

На время температурных испытаний от тепловой сети должны быть отключены:

- отопительные системы детских и лечебных учреждений;
- неавтоматизированные системы горячего водоснабжения, присоединенные по закрытой схеме;
- системы горячего водоснабжения, присоединенные по открытой схеме;
- отопительные системы с непосредственной схемой присоединения;
- калориферные установки.

Отключение тепловых пунктов и систем теплоснабжения производится первыми со стороны тепловой сети задвижками, установленными на подающем и обратном трубопроводах тепловых пунктов, а в случае неплотности этих задвижек — задвижками в камерах на ответвлениях к тепловым пунктам. В местах, где задвижки не обеспечивают плотности отключения, необходимо устанавливать заглушки.

Испытания по определению тепловых потерь в тепловых сетях должны проводиться один раз в пять лет на магистралях, характерных для данной тепловой сети по типу строительно-изоляционных конструкций, сроку службы и условиям эксплуатации, с целью разработки нормативных показателей и нормирования эксплуатационных тепловых потерь, а также оценки технического состояния тепловых сетей. График испытаний утверждается техническим руководителем.

Испытания по определению гидравлических потерь в водяных тепловых сетях должны проводиться один раз в пять лет на магистралях, характерных для данной тепловой сети по срокам и условиям эксплуатации, с целью определения эксплуатационных гидравлических характеристик для разработки гидравлических режимов, а также оценки состояния внутренней поверхности трубопроводов. График испытаний устанавливается техническим руководителем.

Испытания тепловых сетей на тепловые и гидравлические потери проводятся при отключенных ответвлениях тепловых пунктов систем теплоснабжения.

При проведении любых испытаний абоненты за три дня до начала испытаний должны быть предупреждены о времени проведения испытаний и сроке отключения систем теплоснабжения с указанием необходимых мер безопасности. Предупреждение вручается под расписку ответственному лицу потребителя.

Должны быть организованы техническое обслуживание и ремонт тепловых сетей.

Ответственность за организацию технического обслуживания и ремонта несет административно-технический персонал, за которым закреплены тепловые сети.

Объем технического обслуживания и ремонта должен определяться необходимостью поддержания работоспособного состояния тепловых сетей.

При техническом обслуживании следует проводить операции контрольного характера (осмотр, надзор за соблюдением эксплуатационных инструкций, технические испытания и проверки технического состояния) и технологические операции восстановительного характера (регулирование и наладка, очистка, смазка, замена вышедших из строя деталей без значительной разборки, устранение различных мелких дефектов).

Основными видами ремонтов тепловых сетей являются капитальный и текущий ремонты.

При капитальном ремонте должны быть восстановлены исправность и полный или близкий к полному, ресурс установок с заменой или восстановлением любых их частей, включая базовые.

При текущем ремонте должна быть восстановлена работоспособность установок, заменены и восстановлены отдельные их части.

Система технического обслуживания и ремонта должна носить предупредительный характер.

При планировании технического обслуживания и ремонта должен быть проведен расчет трудоемкости ремонта, его продолжительности, потребности в персонале, а также материалах, комплектующих изделиях и запасных частях.

На все виды ремонтов необходимо составить годовые и месячные планы. Годовые планы ремонтов утверждает главный инженер.

Планы ремонтов тепловых сетей организации должны быть увязаны с планом ремонта оборудования источников тепла.

В системе технического обслуживания и ремонта должны быть предусмотрены:

- подготовка технического обслуживания и ремонтов;
- вывод оборудования в ремонт;
- оценка технического состояния тепловых сетей и составление дефектных ведомостей;
- проведение технического обслуживания и ремонта;
- приемка оборудования из ремонта;
- контроль и отчетность о выполнении технического обслуживания и ремонта.

Организационная структура ремонтного производства, технология ремонтных работ, порядок подготовки и вывода в ремонт, а также приемки и оценки состояния отремонтированных тепловых сетей должны соответствовать нормативно-технической документации.

Процедуры летних ремонтов, параметры и методы испытаний тепловых сетей (гидравлических, температурных, на тепловые потери), проводимые СГМУП «ГТС», ООО «СГЭС», ООО «Газпром энерго», СГМУП «Сургутский хлебозавод», АО «Горремстрой», ООО УК «Северо-Западная Тепловая Компания», ООО «Технические системы», ООО «Скат-База», АО «Аэропорт Сургут», ПАО «Сургутнефтегаз», ООО «ТВС-Сервис», соответствуют нормативно-технической документации.

3.1.13. Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности) и теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя

Методика определения тепловых потерь через изоляцию трубопроводов регламентируется приказом Минэнерго № 325 от 30 декабря 2008 года (с изменениями от 1 февраля 2010 г., 10 августа 2012 г.) «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии».

К нормативам технологических потерь при передаче тепловой энергии относятся потери и затраты энергетических ресурсов, обусловленные техническим состоянием теплопроводов и оборудования и техническими решениями по надежному обеспечению потребителей тепловой энергией и созданию безопасных условий эксплуатации тепловых сетей, а именно:

- потери и затраты теплоносителя в пределах установленных норм;
- потери тепловой энергии теплопередачей через теплоизоляционные конструкции теплопроводов и с потерями и затратами теплоносителя;

К нормируемым технологическим затратам теплоносителя относятся:

- затраты теплоносителя на заполнение трубопроводов тепловых сетей перед пуском после плановых ремонтов и при подключении новых участков тепловых сетей;
- технологические сливы теплоносителя средствами автоматического

регулирования теплового и гидравлического режима, а также защиты оборудования;

- технически обоснованные затраты теплоносителя на плановые эксплуатационные испытания тепловых сетей и другие регламентные работы.

К нормируемым технологическим потерям теплоносителя относятся технически неизбежные в процессе передачи и распределения тепловой энергии потери теплоносителя с его утечкой через неплотности в арматуре и трубопроводах тепловых сетей в пределах, установленных правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей, а также правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок.

Затраты теплоносителя, обусловленные его сливом средствами автоматического регулирования и защиты, предусматривающими такой слив, определяются конструкцией указанных приборов.

Затраты теплоносителя при проведении плановых эксплуатационных испытаний тепловых сетей и других регламентных работ включают потери теплоносителя при выполнении подготовительных работ, отключении участков трубопроводов, их опорожнении и последующем заполнении.

Нормирование затрат теплоносителя на указанные цели производится с учетом регламентируемой нормативными документами периодичности проведения эксплуатационных испытаний и других регламентных работ и утвержденных эксплуатационных норм затрат для каждого вида испытательных и регламентных работ в тепловых сетях для данных участков трубопроводов.

Таблица 3.1.15 Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии за 2021 год

Вид потерь	Фактические потери тепловой энергии, Гкал/год	Расчетные потери тепловой энергии (утвержденные РСТ), Гкал
Потери тепловой энергии при передаче СГМУП «ГТС»	466031	244415

3.1.14. Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года

Тепловые потери в тепловых сетях, находящихся в эксплуатации СГМУП «ГТС» за последние три года, представлены в таблицах ниже

Таблица 3.1.16 Фактические технологические потери при передаче тепловой энергии в тепловых сетях СГМУП «ГТС» за 2018-2021 гг.

№ п/п	Наименование системы теплоснабжения	Фактические потери в тепловых сетях, Гкал			
		2018	2019*	2020	2021**
1	Котельная №1	23752,00	20171,00	15101,57	-4 680,00
2	Котельная №2	18297,00	16034,00	12988,29	14 434,00
3	Котельная №3	4846,00	10152,00	15056,84	-2 960,00
4	Котельная №5	5798,00	4344,00	4468,18	7 326,00
5	Котельная №6	0,00	45,00	667,56	416,00
6	Котельная №7	1630,00	1271,00	1581,46	1 901,00
7	Котельная №9	-1,00	-283,00	740,82	146,00
8	Котельные №13	2346,00	3668,00	8018,44	4 527,00
9	Котельные №14	18082,00	18353,00	11830,52	15 666,00
10	Котельная №21	2264,00	1671,00	824,95	966,00
11	Котельная №22	-86,00	122,00	134,32	309,00
12	Котельная №23 "Ледовый дворец"	-28,00	2,00	0,00	100,00
13	Котельная №24 "Поликлиника Нефтяник"	32,00	-92,00	1,11	80,00
14	Котельная №25 п. Лесной	913,53	68,00	391,70	594,00
15	Котельная №26	0,00	0,00	1184,76	762,00
16	Котельная №27	0,00	0,00	0,00	
17	Котельная №28	8206,88	6774,00	5943,42	7 080,00

№ п/п	Наименование системы теплоснабжения	Фактические потери в тепловых сетях, Гкал			
		2018	2019*	2020	2021**
18	Котельная №29	853,68	1973,00	1581,95	1 990,00
19	Котельная №30	3985,10	3856,00	3366,38	3 157,00
20	Котельная №31	1058,07	1208,00	635,08	
21	Котельная №32	0,00	0,00	0,00	1 188,00
22	Котельная №33	1403,05	1228,00	423,53	
23	Котельная №34	0,00	42,00	-13,91	-57,00
Итого от собственных котельных		93352,31	90607,00	84926,99	52 943,00
1	Котельная ПКТС	0,00	0,00	0,00	0,00
2	СГРЭС-1 (ООО «СГЭС»)	168714,00	138703,00	141169,29	238 560,00
3	СГРЭС-2 (ООО «СГЭС»)	170698,15	192295,00	210648,40	169 650,00
4	сети теплоснабжения поселок Кедровый-1 (источник теплоснабжения Сургутская ГРЭС-2)	5163,36	3457,00	2377,98	2 078,00
5	сети теплоснабжения поселок Кедровый-2, поселок Финский (источник теплоснабжения - Сургутская ГРЭС-2)	849,92	-73,00	666,70	1 698,00
6	сети теплоснабжения п. Медвежий угол (источник котельная К-45 ООО "СГЭС")			142,32	1 103,00
Итого по предприятию		438777,74	424989,00	439931,67	466 031,00

*В потери тепловой энергии за 2019 год включены объемы нереализованной тепловой энергии в результате применения понижающих коэффициентов к нормативам потребления коммунальной услуги по отоплению и к нормативам расхода тепловой энергии, используемой на подогрев холодной воды, для предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению согласно Приказа Департамента жилищно-коммунального комплекса и энергетики ХМАО - Югры от 22.12.2017 N 11-нп (ред. от 07.02.2020) "Об утверждении нормативов потребления коммунальных услуг по отоплению на территории муниципальных образований Ханты-Мансийского автономного округа - Югры" и Приказа Департамента жилищно-коммунального комплекса и энергетики ХМАО - Югры от 07.02.2020 N 1-нп "О внесении изменений в некоторые приказы Департамента жилищно-коммунального комплекса и энергетики Ханты-Мансийского автономного округа - Югры".

**По ряду котельных в 2021 году наблюдаются отрицательные тепловые потери в сетях. Это связано с повышенным объемом полезного отпуска за счет дополнительного выставления счетов, перерасчетов объема потребления тепловой энергии потребителями.

Таблица 3.1.17 Динамика изменения расчетных и фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя тепловых сетей СГМУП «ГТС»

Год актуализации (разработки)	Фактические потери тепловой энергии, Гкал/год	Отпущенная тепловая энергия в тепловые сети	Всего в % от отпущенной тепловой энергии в тепловые сети	Расчетные потери тепловой энергии (утвержденные РСТ), Гкал
2017	507 534,48	2 919 075,95	17,39	200 014
2018	428 908,37	3 047 137,50	14,08	199 360
2019	406 046,01	2 852 523,92	14,23	238 074
2020	461 499,09	2 601 659,12	17,74	247 530
2021	466 030,99	3 039 293,76	15,33	244 415

Таблица 3.1.18 Объем нереализованной тепловой энергии в результате применения понижающего коэффициента к нормативам потребления коммунальной услуги по отоплению

Источник	Гкал		
	2019	2020	2021
ООО "СГЭС" (источник ГРЭС-1)	1 994	3826,0775	4091,59
ООО "СГЭС" (источник ГРЭС-2)	3 392	5708,0036	4362,82
ООО "СГЭС" п. Кедровый-2, п. Финский (источник ГРЭС-2)		2254,7814	2669,84
ООО "СГЭС" п. Кедровый-1 (источник ГРЭС-2)		161,4180	334,1
Котельная №2	2 830	5226,7338	6085,17
Котельная №3	122	409,2342	136,4
Котельная №5	1 869	3349,3096	3749,38
Котельная №14	123	1111,5249	2364,89
Котельная №25		40,4325	116,37
Котельная №25		0,9105	
Котельная №28		3585,4368	3343,93
Котельная №29		288,7093	514,72
Котельная №30		717,7783	689,27
Котельная №31		139,2901	130,08
ВСЕГО	10 330	26819,6405	28588,56

Таблица 3.1.19 Объем нереализованной тепловой энергии в результате применения понижающего коэффициента к нормативам расхода тепловой энергии, используемой на подогрев холодной воды, для предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению

Источник	Гкал		
	2019	2020	2021
ГРЭС-1	10 785	70201,2746	114732,44
ГРЭС-2	5 192	22853,4306	38582,95
ПК ТС	82	3956,7779	4466,39
Котельная №1	1 032	3004,9166	9173,80
Котельная №2	421	3218,6230	5379,58
Котельная №3	1 270	6428,2763	13353,43
Котельная №5	87	429,6000	775,90
Котельная №13+14	1 311	7605,7667	15406,73
Котельная №21	68	387,3716	788,99
Котельная №26		315,9212	589,31
Котельная №27		178,9001	360,17
Котельная №28		333,2915	288,01
Котельная №30		348,3631	600,29
п. Кедровый-2		157,5031	165,93
ВСЕГО	20 248	119420,0163	204663,94

Таблица 3.1.20 Объем нереализованной тепловой энергии в результате применения понижающего коэффициента к нормативу 0,1002 Гкал/м3 расхода тепловой энергии, на подогрев холодной воды за 2021 год

Источник	Гкал
	2021
ГРЭС-1	69167,19
ГРЭС-2	22993,16
ПК ТС	2562,49
Котельная №1	5362,71
Котельная №2	3354,78
Котельная №3	7986,79
Котельная №5	462,66
Котельная №13+14	9082,45
Котельная №21	462,30

Источник	Гкал
	2021
<i>Котельная №26</i>	356,93
<i>Котельная №27</i>	213,22
<i>Котельная №28</i>	114,94
<i>Котельная №30</i>	328,29
<i>п. Кедровый-2</i>	52,79
ВСЕГО	122500,71

3.1.15. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловых сетей СГМУП «ГТС» - отсутствуют.

3.1.16. Описание наиболее распространенных типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям

Для системы централизованного теплоснабжения г. Сургута в зоне эксплуатационной ответственности СГМУП «ГТС» характерны следующие типы присоединения теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям:

- ЦТП с зависимой схемой присоединения систем отопления (вентиляции) и подготовкой воды для горячего водоснабжения потребителей по двухступенчатой схеме смешанной схеме;
- ЦТП с независимой схемой присоединения систем отопления (вентиляции);
- КРП с зависимой схемой присоединения систем теплопотребления;
- ПС – зависимая насосная схема присоединения систем отопления (вентиляции) потребителей;
- Подключение абонентов от тепломагистралей.

ЦТП с зависимой схемой присоединения систем отопления включает в состав своего оборудования группу смесительных насосов (работают в течение всего отопительного периода), либо корректирующих насосов (работают в зоне излома графика температур в переходный осенне-весенний период). С помощью смесительных насосов охлажденная сетевая вода из обратной линии отопительного контура подается на смешение с перегретой водой, поступающей из подающей линии магистральной тепловой сети. После смешения вода с пониженными температурными параметрами подается по тепловым сетям второго контура на отопительные установки абонентов. Корректирующие насосы выполняют аналогичную функцию в зоне излома (в переходный осенне-весенний период), при достижении температуры наружного воздуха точки излома графика температур в осенний период отключаются (в весенний – включаются).

Подготовка воды для горячего водоснабжения потребителей в ЦТП осуществляется по двухступенчатой смешанной схеме. Холодная вода из водопровода поступает в двухступенчатые ВВП ГВС, где нагревается сетевой водой из магистральных тепловых сетей, смешивается с циркуляционной водой и подается потребителям. Циркуляция горячей воды осуществляется принудительным способом, циркуляционными насосами ГВС.

Системы отопления потребителей в зоне действия тепловых сетей СГМУП «ГТС» подключены по зависимой схеме с элеваторным смешением, посредством ИТП, либо АУУ. 98% всех системы горячего водоснабжения подключены по закрытой схеме.

К котельной №1 потребители подключены через ЦТП: № 6, 10, 11.

Все системы отопления в зоне теплоснабжения котельной № 1 подключены по зависимой схеме, система горячего водоснабжения - по двухступенчатой смешанной.

В зоне теплоснабжения котельной № 2 расположены ЦТП № 4, 15, 25, 27, 28, 29, 94, ПС-1, ПС-2, ПС-3.

На всех ЦТП и ПС системы отопления подключены по зависимой схеме, а системы горячего водоснабжения на всех тепловых пунктах, кроме ПС-1 и ПС-2 подключены по закрытой смешанной схеме. Системы горячего водоснабжения потребителей ПС-1 и ПС-2 подключены по открытой схеме. В целом нагрузка горячего водоснабжения ПС-1 и ПС-2 не превышает 6 % от суммарной нагрузки ГВС, подключенной к котельной № 2 и не оказывает существенного влияния на режимы регулирования отпуска тепла от котельной.

Большая часть потребителей котельной №3 подключена через ЦТП 65, 66, 67, 68, 69, 72, 73, 74. Системы отопления практически всех потребителей в зоне теплоснабжения котельной подключены по зависимой схеме, системы горячего водоснабжения - по двухступенчатой смешанной схеме.

Исключение составляют схема присоединения отопления ИТП ул. Энергетиков, 31 - зависимая; ИТП ул. Республики, 83 и ИТП ул. Майская, 10 - независимая, горячего водоснабжения - параллельная.

Потребители котельной №5 подключены к системе теплоснабжения от котельной без ЦТП или ИТП. Теплоснабжение потребителей осуществляется по зависимой безэлеваторной схеме, горячее водоснабжение осуществляется по закрытой схеме, теплообменники ГВС установлены на котельной.

Потребительские установки подключены непосредственно к тепловым сетям котельной №6,7,9 по зависимой безэлеваторной схеме.

В зоне теплоснабжения котельной №13 системы отопления подключены по зависимой безэлеваторной схеме. Сети горячего водоснабжения от котельной №13 отсутствуют. Котельная №13 работает в межотопительный сезон на централизованное ГВС в период остановки теплофикационного оборудования котельной №14.

В зоне теплоснабжения котельной №14 93% потребителей подключены через ЦТП (ЦТП-46, 80, 81, 82, 83) по зависимой непосредственной (без смешения) схеме, системы горячего водоснабжения присоединены через ЦТП по двухступенчатой смешанной схеме. Остальная часть потребителей подключена по зависимой схеме с элеваторным смешением, посредством ИТП, либо АУУ, при этом системы горячего водоснабжения – по параллельной, либо двухступенчатой смешанной схеме в зависимости от соотношения максимального потока теплоты на горячее водоснабжение и максимального потока теплоты на отопление.

В зоне теплоснабжения котельной № 21 все потребительские системы отопления подключены по зависимой безэлеваторной схеме, горячего водоснабжения - по двухступенчатой смешанной. Подготовка горячей воды осуществляется на ЦТП-47.

В зоне теплоснабжения котельной № 22 преобладают зависимые безэлеваторные схемы подключения систем отопления и систем горячего водоснабжения - по параллельной схеме.

В зоне теплоснабжения котельной № 23 единственный потребитель, Ледовый дворец. Системы отопления, вентиляции, технологические нужды подключены по независимой схеме, система горячего водоснабжения - по закрытой, параллельной схеме.

Потребитель котельной №24 (Поликлиника Нефтяник) подключен к системе теплоснабжения непосредственно от котельной без ЦТП или ИТП.

Перечень установленных теплообменников на ЦТП/КРП/ПС представлен в таблицах ниже.

Таблица 3.1.21 Перечень кожухотрубчатых теплообменников на ГВС

№ ЦТП	Мкр. кварт.	Темпер. график	Энерго источник	Водонагреватели	Обозначение	Площадь Пов.нагр секции . т/о, м2	Кол-во Т/о, шт.	Год ввода
93	8 пром.узел	95-70	ПКТС-ГРЭС-1	Водоподогреватель	16ОСТ 34-558-68	28	4	01.06.00г
81	Ж.Д.	95-70	Кот.№13	Водоподогреватель	ТТАИ-19-1595		2	2020
					ТТАИ-19-1595-2		2	
73	Пож.депо	95-70	Кот.№3	Водоподогреватель	ТТАИ-20-254-2		2	2020
					ТТАИ-20-255		2	

Таблица 3.1.22 Перечень пластинчатых теплообменников

№ ЦТП	Мкр. кварт.	Темпер. график	Энерго источник	Водонагреватели пластинчатые	Обозначение	Площадь Пов.нагр секции . т/о м2	Кол-во Т/о Шт.	Кол-во пластин. на пл. т/о шт.	V – т. о. Л	Год ввода в эксплуат
1	мкр.3	150-70	котельная №2	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	СТ160-GP237-2V	56,4	2	238	77,9	2003г
2	17 мкр.	150-70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	НН-65	149,6	2	224	0,37	2014
4	мкр.4	150-70	котельная №2	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	М 15-MFG	74,4	2	121	302,5	2005г
5	мкр.5	150-70	котельная №2	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	СТ160-GP225-2V	53,5	2	226	73,9	2003г
6	мкр."А"	150-70	ПКТС-ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	DX-146H-1P-202	124	2	202	450	2004г
7	12мкр.	150-70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	2NT№150SHV/CD 16/51/65	63,84	2	116	0,2	2013
8	мкр.7	150-70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	2NT 150 S HV/CD-16/50-64	57,2	2	114	0,19	2012
9	мкр.13	150-70	ПКТС-ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	СТ160-GP258	61,2	2	258	84,5	2003г
10	мкр."А"	150-70	ПКТС-ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	М 15-MFG8	60,76	2	100	247,5	2002г
11	мкр."А"	150-70	ПКТС-ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	DX-146H-1P-202	124	2	202	450	2004г
12	15 А	150-70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	2NT№100MHV / CDH 10/24/60	38	2	84	0,1	2015
13	мкр.15А	150-70	ПКТС-ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	М-15 MFG	68,82	2	158	408	2007г
14	мкр.15 А	150-70	ПКТС-ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	М-15 MFG	65,10	2	107	408	2007г
15	мкр.6	150-70	котельная №2	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	СТ160-GP145	34,3	2	146	47	2003г
16	квартал «А»	150-70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	2NT 150 S HV/CD-16/44-60	52	2	104	285	2012
17	мкр.13 А	150-70	ПКТС-ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	М-15 MFG	42,8	2	71	175	2007г
18	мкр.13 А	150-70	ПКТС-ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	М-15 MFG	79,98	2	131	408	2007г
19	13 А мкр.	150-70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	2NT№150SHV/CD 16/35/47	60,42	2	110		2013
20	Травматол.	150-70	ПКТС-ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	СТ160-GP150	35,3	2	150	48.8	2003г
21	А	150-70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	2NT№150SHV/CD 16/45/65	60,42	2	110		2013
22	7 мкр.	150-70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	НН-19	17,82	2	85	180	2014
23	мкр.13А	150-70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	2NT 150 S HV/CD-16/35-39	36.4	2	74	202	2012

№ ЦТП	Мкр. кварт.	Тем пер. график	Энерго источник	Водонагреватели пластинчатые	Обозначение	Площадь ПОВ. нагр. секции. т/о м2	Кол-во Т/о Шт.	Кол-во пластин. на пл. т/о шт.	V – т. о. Л	Год ввода в эксплуатацию
24	мкр.11Б	150-70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	M 15-MFG	68,2	2	111	277,5	2005г
25	А	150-70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	2NT№100MHV / CDH- 10/ 32/57	40,38	2	89		2015
26	мкр.11"А "	150-70	ПКТС-ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	M-15 MFG	99,8	2	161	407,5	2007г
27	мкр.4	150-70	котельная №2	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	M-10 BFG	51,10	2	215	142.4	2007г
28	мкр.6	150-70	котельная №2	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	M-15 MFG	74,40	2	122	306	2007г
29	5 А	150-70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	2NT№100THV/ CDL 10/36/46	21,06	2	82		2017
30	5 А	150-70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	ТИ 52-137	69,68	2	137		2018
31	мкр.11А	150-70	ПКТС-ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	M-15 MFG	81,76	2	150	408	2007г
32	мкр.11А	150-70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	M 15-MFG	76,88	2	125	312,5	2005г
33	мкр.11	150-70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	M 15-MFG	62	2	101	252,5	2005г
34	мкр.11	150-70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	M 15-MFG	67	2	109	272	2005г
35	мкр.7А	150-70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	M15-BFG	36,6	2	61	150	2005г
36	мкр.7А	150-70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	M10-BFG	47	2	197	130	2005г
37	мкр.14	150-70	ПКТС-ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	M-15 MFG	93	2	140	408	2007г
38	мкр.34	150-70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	M10-BFG	45,12	2	189	124,7	2005г
39	мкр.34	150-70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	M10-BFG	45,12	2	189	124,7	2005г
40	мкр.15	150-70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	M10-BFG	36,48	2	153	100,98	2005г
41	хоз.зона	150-70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	ЭТ-021-16-106	24,48	2	106		2019
42	мкр.17	150-70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	M10-BFG	39,36	2	165	108,9	2005г
43	мкр.33	150-70	ПКТС-ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	M10-BFG	51,12	2	215	142,2	2007г
45	мкр.16"А "	150-70	ПКТС-ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	M 15-MFG8	43,2	2	182	119,5	2002г
46	П.ПИКС	95-70	кот №13	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	M-15 MFG	60,78	2	100	402	2007г
47	П.Звездный			Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	M10-BFG	19,2	2	81	53,46	2005г
48	мкр.16А	150-70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	M 15-MFG	54,6	2	91	222	2005г
49	33	150-70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	2NT№150SHV/ B16/47/79	69,54	2	126		2017
50	мкр.33	150-70	ПКТС-ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	M-10 BFG	51,12	2	215	142.4	2007г
51	мкр.23	95-70	ГРЭС-2	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	DX-22H-1P-254	55,4	2	254	310	2004г
52	мкр.23	95-70	ГРЭС-2	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	M-15 MFG	83,08	2	136	344	2007г
53	мкр.23	95-70	ГРЭС-2	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	M-10 MFG	55,18	2	91	228	2007г
54	мкр.23	95-70	ГРЭС-2	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	DX-22H-1P-130	28,2	2	130	160	2004г
55	мкр.24	150-70	ГРЭС-2	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	CT160-GP-254	60,2	2	254	100	2003г
56	мкр.26	150-70	ГРЭС-2	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	M 15-MFG	58,28	2	95	237,5	2005г
57	26	150-70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	2NT№100XHV/ CDL 16/29/44	18,63	2	73		2017

№ ЦТП	Мкр. кварт.	Тем пер. график	Энерго источник	Водонагреватели пластинчатые	Обозначение	Площадь ПОВ. нагр. секции. т/о м2	Кол-во Т/о Шт.	Кол-во пластин. на пл. т/о шт.	V – т. о. Л	Год ввода в эксплуатацию
58	мкр.28А	95-70	ГРЭС-2	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	DX-22Н-1Р-178	55,4	2	254	310	2004г
59	мкр.27	150-70	ГРЭС-2	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	DX-146Н-1Р-188	115,3	2	188	420	2004г
60	мкр.27	150-70	ГРЭС-2	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	DX-146Н-1Р-214	131,4	2	214	480	2004г
61	мкр.25	95-70	ГРЭС-2	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	DX-146Н-1Р-148	90,52	2	148	330	2004г
62	мкр.25	95-70	ГРЭС-2	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	DX-146Н-1Р-188	115,32	2	188	420	2004г
63	мкр.25	95-70	ГРЭС-2	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	DX-146Н-1Р-188	115,32	2	188	420	2004г
64	мкр.20А	150-70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	СТ160-GP230	54,5	2	230	75,2	2003г
65	мкр.10	95-70	котельная №3	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	M10-BFG	30,48	2	153	101	2001г
66	мкр.10	95-70	котельная №3	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	M10-BFG	36,48	2	153	101	2001г
67	мкр.9"А"	150-70	котельная №3	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	M10-MFG	33	2	153	150	2001
68	мкр.9	95-70	котельная №3	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	M10-BFG	28,32	2	118	78,5	2002г
69	Квартал "А"	150-70	котельная №3	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	M10-BFG	28,32	2	119	78,5	2002г
70	мкр.8	95-70	ПКТС-ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	M10-BFG	33	2	153	150	2001г
71	мкр.8	95-70	ПКТС-ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	M10 BFC	36,48	2	153	101	2000г
72	квартал 6	95-70	котельная №3	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	M10 BFC	36,48	2	154	101	2000г
74		150-70	кот.№3	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	НН-47	44,5	2	93		2014
75	мкр.16	150-70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	M 15-MFG	63,24	2	105	257	2005г
76	Центральный	150-70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	M 15-MFG	79,4	2	129	322,5	2005г
77	Центральный	150-70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	M 15-MFG	80,6	2	131	325,5	2005г
78	мкр.32	150-70	ПКТС-ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	M-10 BFG	39,6	2	165	109,6	2007г
79	мкр.32	150-70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	M 10-MFG-8	44,16	2	185	122,1	2005г
80	Пикс	130-70	кот.№13	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	2NT 150 S HV/CD- 16/54-70	62,4	2	124	340	2012
81	пос. ЖД	95-70	кот.№13	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	НН-41	112,95	2	255		2014
82	пос. ЖД	95-70	Кот.№13	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	НН-62	89,76	2	136		2016
83	п. Пикс	95-70	Кот.№13	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	2NT№150SHV/CDH 10/39/77	69,44	2	116		2015
85	мкр.18	150-70	ПКТС-ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	НН-62	78,88	2	120		2016
86	мкр.23	95-70	ГРЭС-2	Пластинчатый т/о СО одноступенчатый	M10- BFC	25,4	5	108	71	2001
87	мкр.28	95-70	ГРЭС-2	Пластинчатый т/о СО одноступенчатый	DX-22Н-1Р-141	30,58	2	141	180	2005г
88	Речпорт	95-70	ГРЭС-2	Пластинчатые т/о СО одноступенчатые	DX-140Н-1Р-96 М-6 APV	58,28 8,14 86,5	3 1 1	96 30 103	220 50 250	2004г 2004г
89	п.Гидромух.	95-70	ГРЭС-2	Пластинчатые т/о СО одноступенчатые	M15-BFG8 APV	60,14 86,5	3 1	99 103	152 250	2000
90	Черн. мыс	95-70	ГРЭС-2	Пластинчатый т/о СО одноступенчатый	M10-BFG	25,4	6	141	0,071	передано в 2007г

№ ЦТП	Мкр. кварт.	Тем пер. график	Энерго источник	Водонагреватели пластинчатые	Обозначение	Площадь поверхности т/о м2	Кол-во Т/о шт.	Кол-во пластин. на пл. т/о шт.	V – т. о. Л	Год ввода в эксплуатацию
94	мкр. 2	150-70	котельная №2	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	M10-BFG	44,2	2	186	122	2003
95	мкр.5А		ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	M 15-MFG-8	75,64	2	124	297,5	2005
96	мкр.11Б		ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	M 15-MFG/120	73,2	2	122	300	2004
97	мкр.24	150-70	ГРЭС-2	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	M 10- MFG	37,84	2	173	173	2003
98	мкр.33	150-70	ПКТС-ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	M 10- MFG	37,84	2	174	173	2003
99	МКР-5	150-70	Кот.№2	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	FP31/16-89	13,5	2	89	69,6	
100	П.Черный Мыс	95-70	ГРЭС-2	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	M-10 MFG	33	2	151	151	
101	ПСО-34	95-70	ГРЭС-2	Пластичный т/о СО одноступенчатый	M 15- BFM	0,122	2	78	0,122	2011
				Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	M 10- BFM	0,033	2	49	0,033	
				Пластичный т/о СО одноступенчатый	T5- MFG	0,005	1	16	0,005	
102	31 мкр.	150-70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	Funke FP 205/16-113	39,8	2	113	300	2010г.
103	37 мкр.	150-70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый.	2NT№50MHV/ COS 16/20/29	18,36	2	49	0,033	
				Пластинчатый т/о СО одноступенчатый	NT 100 TH/CBД-10/52	13,5	2	52	69,6	
БПТ П 8ТК 5	Ул.Маяковского	95-70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о СО одноступенчатый	DX-22-1P-141	30,58	2	141	180	
ЦТП Госснаб	п.Госнаб	95-70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о СО одноступенчатый	M6- MFC M10-BFC	6,44 10,36	1 2	17 71	20,2 32,2	2006г
ИТП	Майская, 10	95-70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о СО одноступенчатый Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый	FP 14/16-53 FP 14/16-37	4,95	2 2	53 37	0,011 2	2006г
ИТП	Республики, 83	95-70	Кот. №3	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый Пластинчатый т/о СО одноступенчатый	2NT50MHV/C DS-16/16-22 ETSS 58/1	5,55	1 1	22 58	0,017 5	2004г
ИТП	Ленина, 26	95-70	ГРЭС-1	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый	РИДАН НН № 21	12,2	2	43	0,05	2013г
ИТП	Энергетиков, 31	95-70	Кот. №3	Пластинчатый т/о ГВС-двухступенчатый Пластинчатый т/о СО одноступенчатый	NT 50M79367211-20 2VTO4PHK(C DS-16/24/34	14,59	1 1	20 34	0,033 1	2019г
ИТП -50	Маяковского, 11	150-70	СГРЭС-1	Пластичный т/о ГВС-двухступенчатый. Пластичный т/о СО – одноступенчатый.	РИДАН НН№14 РИДАН НН№14		1 1	30 49		передали 2019
ЦТП 104	п.Кедровый, 2	95-70	СГРЭС-2	Пластичный т/о ГВС-двухступенчатый.	FP 20/16-105	9,8	2	105		передали 2020
ЦТП Медвежий угол	п.Медвежий угол	95-70	КК-45	Пластичный т/о СО – одноступенчатый.	S31-41-1-E	11,7	2	41		2020
БПТ П 25		95-70	СГРЭС-2	Пластичный т/о СО – одноступенчатый.	РИДАН НН№19	12,2	2	43	25,2	2020
АУ Здание ОДС	Нефтяников, 24	95-70	Кот.№1	Пластичный т/о СО – одноступенчатый	HX25- M79974211-10					2020

№ ЦТП	Мкр. кварт.	Тем пер. график	Энерго источник	Водонагреватели пластинчатые	Обозначение	Площадь ПОВ. нагр. секции. т/о м2	Кол-во Т/о шт.	Кол-во пластин. на пл. т/о шт.	V – т. о. Л	Год ввода в эксплуатацию
АУ АБК РТС -2	Нефтяни ков,24	95-70	Кот.№1	Пластичный т/о СО – одноступенчатый	CLP 008M 5SI10					2020

3.1.17. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя

Учет количества отпускаемой тепловой энергии осуществляется посредством приборов технологического учёта на ЦТП (не являются коммерческими) и узлов коммерческого учёта у потребителей (на абонентских вводах). ЦТП также оснащены средствами автоматического регулирования.

Узлы учёта тепловой энергии включают в себя:

- тепловычислитель;
- датчики-преобразователи расхода (расходомеры) на подающем и обратном трубопроводах сетевой воды;
- датчики-преобразователи давления на подающем и обратном трубопроводах сетевой воды;
- датчики-преобразователи температуры на подающем и обратном трубопроводах сетевой воды.

Данные об оснащённости технологическими приборами учёта тепловой энергии на потребителях приведены ниже.

Таблица 3.1.23 Оснащенность потребителей приборами учета тепловой энергии СГМУП «ГТС»

Зона теплоснабжения	Потребители, имеющие приборы учета	Потребители, у которых отсутствуют приборы учета	% оснащённости приборами учета
СГРЭС-1	1984	78	96,22%
СГРЭС-2	798	347	69,69%
Котельная №1	110	10	91,67%
Котельная №2	193	107	64,33%
Котельная №3	282	23	92,46%
Котельная №5	42	31	57,53%
Котельная №6	37	1	97,37%
Котельная №7	14	4	77,78%
Котельная №9	16	2	88,89%
Котельная №13	67	5	93,06%
Котельная №14	167	9	94,89%
Котельная №21	11	0	100,00%
Котельная №22	21	5	80,77%
Котельная №23	3	0	100,00%
Котельная №24	1	0	100,00%
Котельная №25 пос. Лесной	1	12	7,69%
Котельная №26 пр.Набережный д.17/2	2	0	100,00%
Котельная №27 р.Набережный д.17	1	0	100,00%
Котельная №28 п. Юность	24	56	30,00%
Котельная №29 п. Таёжный	19	37	33,93%

Зона теплоснабжения	Потребители, имеющие приборы учета	Потребители, у которых отсутствуют приборы учета	% оснащенности приборами учета
Котельная №30 пос. Лунный	32	50	39,02%
Котельная №31 п. Медвежий угол	4	4	50,00%
Котельная №32 п. Снежный	2	0	100,00%
Котельная №33 п. Снежный	5	1	83,33%
Котельная №34 ул. Крылова, 40 ПЧ- 49	1	0	100,00%
Всего	3837	782	83,07%

На период 2021-2024 гг. по Программе производственного развития СГМУП «ГТС» – «Установка узлов учёта тепловой энергии и горячей воды с выводом в систему «Телескоп +» запланированы мероприятия по установке приборов учета на 28 ЦТП:

- 2021г.: на ЦТП №8, 16, 25, 29, 30, 41, 57» – 7 ЦТП;
- 2022г.: на ЦТП №49, 73, 74, 80, 81, 82, 86» – 7 ЦТП;
- 2023г.: на ЦТП №87, 90, 7, 93, 10, 20» – 7 ЦТП;
- 2024г.: на ЦТП №45,55,64,94,96,97,98» – 7 ЦТП.

Вновь устанавливаемые ИТП у абонентов автоматизированы и оснащены приборами коммерческого учета.

3.1.18. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи

На предприятиях СГМУП «ГТС» организована круглосуточная диспетчерская служба, которая координирует работу котельных и тепловых сетей. Координация осуществляется по телефонной связи. Диспетчерская служба и система автоматики отпуски тепла справляются с поставленными задачами.

3.1.19. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций

Оснащенность ЦТП, ПС СГМУП «ГТС» автоматизированными системами управления представлена в таблице ниже.

В количестве 117 объектов из них:

- Телескоп+ - 61 ЦТП, ПС, КРП – 53 %;
- Vista – 51 ЦТП, ПС, КРП – 45 %;
- Автоматизировано 100% - 70 объектов – 60 %;
- Автоматизировано частично – 47 объектов – 40 %.

ЦТП-104 в поселке Кедровый-2, а также ПС-9 и ПС-10 в поселке Кедровый-1 обслуживаются без присутствия постоянного обслуживающего персонала. В качестве устройств автоматического регулирования давления и температуры используются регуляторы с электроприводом.

Таблица 3.1.24 Оснащенность ЦТП, ПС СГМУП «ГТС» автоматизированными системами управления

№ п.п	Номер ЦТП, ПС.	Система автоматизации, дистанционного контроля (диспетчеризации)	ГВС.			ТС.		
			Автоматизированные системы и управление.			Автоматизированные системы и управление.		
			Температура ГВС.	Циркуляция ГВС.	Вид управления.	Температура ТС.	Перепад ТС.	Вид управления.
1.	1.	Телескоп +	По температуре.	По температуре.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
2.	2.	Телескоп +	По температуре.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	Нет.	Нет.	Нет.
3.	4.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
4.	5.	Телескоп +	По температуре.	По температуре.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
5.	6.	Телескоп +	По температуре.	По перепаду	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
6.	7.	Телескоп +	По температуре.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
7.	8.	Телескоп +	По температуре.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
8.	9.	Телескоп +	По температуре.	По температуре.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
9.	10	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
10.	11.	Телескоп +	По температуре.	По температуре.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
11.	12.	Телескоп +	По температуре.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное	По температурному	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное

№ п.п	Номер ЦТП, ПС.	Система автоматизации, дистанционного контроля (диспетчеризации)	ГВС.			ТС.		
			Автоматизированные системы и управление.			Автоматизированные системы и управление.		
			Температура ГВС.	Циркуляция ГВС.	Вид управления.	Температура ТС.	Перепад ТС.	Вид управления.
					(диспетчер).	графику.	(диспетчер).	
12.	13.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
13.	14.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
14.	15.	Телескоп +	По температуре.	По температуре.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
15.	16.	Телескоп +	По температуре.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
16.	17.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
17.	18.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
18.	19.	Телескоп +	По температуре.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
19.	20.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
20.	21.	Телескоп +	По температуре.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
21.	22.	Телескоп +	По температуре.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
22.	23.	Телескоп +	По температуре.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).

№ п.п	Номер ЦТП, ПС.	Система автоматизации, дистанционного контроля (диспетчеризации)	ГВС.			ТС.		
			Автоматизированные системы и управление.			Автоматизированные системы и управление.		
			Температура ГВС.	Циркуляция ГВС.	Вид управления.	Температура ТС.	Перепад ТС.	Вид управления.
23.	24.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
24.	25.	Телескоп +	По температуре.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
25.	26.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
26.	27.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
27.	28.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
28.	29.							
29.	30.	Телескоп +	По температуре.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
30.	31.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
31.	32.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
32.	33.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
33.	34.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
34.	35.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).

№ п.п	Номер ЦТП, ПС.	Система автоматизации, дистанционного контроля (диспетчеризации)	ГВС.			ТС.		
			Автоматизированные системы и управление.			Автоматизированные системы и управление.		
			Температура ГВС.	Циркуляция ГВС.	Вид управления.	Температура ТС.	Перепад ТС.	Вид управления.
35..	36.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
36.	37.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
37.	38.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
38.	39.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
39.	40.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
40.	41.							
41.	42.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
42.	43.	Телескоп +	По температуре.	По температуре.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
43.	45.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
44.	46.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
45.	47.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
46.	48.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).

№ п.п	Номер ЦТП, ПС.	Система автоматизации, дистанционного контроля (диспетчеризации)	ГВС.			ТС.		
			Автоматизированные системы и управление.			Автоматизированные системы и управление.		
			Температура ГВС.	Циркуляция ГВС.	Вид управления.	Температура ТС.	Перепад ТС.	Вид управления.
47.	49.	Телескоп +	По температуре.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
48.	50.	Телескоп +	По температуре.	По температуре.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
49.	51.	Телескоп +	По температуре.	По температуре.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
50.	52.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
51.	53.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
52.	54.	Телескоп +	По температуре.	По температуре.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
53.	55.	Vista.	По температуре.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
54.	56.	Vista.	По температуре.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
55.	57.							
56.	58.	Телескоп +	По температуре.	По температуре.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
57.	59.	Телескоп +	По температуре.	По температуре.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
58.	60.	Телескоп +	По температуре.	По температуре.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).

№ п.п	Номер ЦТП, ПС.	Система автоматизации, дистанционного контроля (диспетчеризации)	ГВС.			ТС.		
			Автоматизированные системы и управление.			Автоматизированные системы и управление.		
			Температура ГВС.	Циркуляция ГВС.	Вид управления.	Температура ТС.	Перепад ТС.	Вид управления.
59.	61.	Телескоп +	По температуре.	По температуре.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
60.	62.	Телескоп +	По температуре.	По температуре.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
61.	63.	Телескоп +	По температуре.	По температуре.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
62.	64.	Vista.	По температуре.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
63.	65.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
64.	66.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
65.	67.	Vista.	По температуре.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
66.	68.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
67.	69.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
68.	70.	Vista.	По температуре.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
69.	71.	Vista.	По температуре.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
70.	72.	Vista.	По	Нет.	Автоматическое, ручное,	По	По перепаду.	Автоматическое, ручное,

№ п.п	Номер ЦТП, ПС.	Система автоматизации, дистанционного контроля (диспетчеризации)	ГВС.			ТС.		
			Автоматизированные системы и управление.			Автоматизированные системы и управление.		
			Температура ГВС.	Циркуляция ГВС.	Вид управления.	Температура ТС.	Перепад ТС.	Вид управления.
			температуре.		дистанционное (диспетчер).	температурному графику.		дистанционное (диспетчер).
71.	73.							
72.	74.	Телескоп +	По температуре.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
73.	75.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
74.	76.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
75.	77.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
76.	78.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
77.	79.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
78.	80.	Телескоп +	По температуре.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
79.	81.	Телескоп +	По температуре.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
80.	82.	Телескоп +	По температуре.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
81.	83.	Телескоп +	По температуре.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
82.	84.	Телескоп +	Нет.	Нет.	Нет.	По	По перепаду.	Автоматическое, ручное,

№ п.п	Номер ЦТП, ПС.	Система автоматизации, дистанционного контроля (диспетчеризации)	ГВС.			ТС.		
			Автоматизированные системы и управление.			Автоматизированные системы и управление.		
			Температура ГВС.	Циркуляция ГВС.	Вид управления.	Температура ТС.	Перепад ТС.	Вид управления.
						температурному графику.		дистанционное (диспетчер).
83.	85.	Телескоп +	По температуре.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
84.	86.	Телескоп +	Нет.	Нет.	Нет.	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
85.	87.	Телескоп +	Нет.	Нет.	Нет.	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
86.	88.	Телескоп +	Нет.	Нет.	Нет.	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
87.	89.	Телескоп +	Нет.	Нет.	Нет.	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
88.	90.	Телескоп +	Нет.	Нет.	Нет.	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
89.	91.	Телескоп +	Нет.	Нет.	Нет.	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
90.	92.	Телескоп +	Нет.	Нет.	Нет.	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
91.	93.	Телескоп +	По температуре.	.				
92.	94.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
93.	95.	Телескоп +	По температуре.	По температуре.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).

№ п.п	Номер ЦТП, ПС.	Система автоматизации, дистанционного контроля (диспетчеризации)	ГВС.			ТС.		
			Автоматизированные системы и управление.			Автоматизированные системы и управление.		
			Температура ГВС.	Циркуляция ГВС.	Вид управления.	Температура ТС.	Перепад ТС.	Вид управления.
94.	96.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
95.	97.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
96.	98.	Vista.	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
97.	99.	Телескоп +	По температуре.	По температуре.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
98.	100.	Vista.	По температуре.	Нет.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
99.	101.	Телескоп +	По температуре.	По температуре.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
100.	102	Телескоп +	По температуре.	По температуре.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
101.	Госснаб.	Телескоп +	По температуре.	По температуре.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
102.	ПС-1	Телескоп +	Нет.	Нет.	Нет.	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
103.	ПС-2	Телескоп +	Нет.	Нет.	Нет.	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
104.	ПС-3	Телескоп +	Нет.	Нет.	Нет.	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
105.	ПС-4	Телескоп +	Нет.	Нет.	Нет.	По	По перепаду.	Автоматическое, ручное,

№ п.п	Номер ЦТП, ПС.	Система автоматизации, дистанционного контроля (диспетчеризации)	ГВС.			ТС.		
			Автоматизированные системы и управление.			Автоматизированные системы и управление.		
			Температура ГВС.	Циркуляция ГВС.	Вид управления.	Температура ТС.	Перепад ТС.	Вид управления.
						температурному графику.		дистанционное (диспетчер).
106.	ПС-5	Телескоп +	Нет.	Нет.	Нет.	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
108.	ПС-7	Телескоп +	Нет.	Нет.	Нет.	По температурному графику.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).
109.	ПС-8	Телескоп +	Нет.	Нет.	Нет.	Нет.	Нет.	Нет.
110.	ПС-КСК	Vista.	Нет.	Нет.	Нет.	По температурному графику.	Нет.	Нет.
111.	КРП-1	Vista.	Нет.	Нет.	Нет.	Нет.	Нет.	Нет.
112.	КРП-2	Телескоп +	Нет.	Нет.	Нет.	Нет.	Нет.	Нет.
113.	КРП-4	Телескоп +	Нет.	Нет.	Нет.	Нет.	Нет.	Нет.
114.	ИТП Энергетиков 31	Телескоп +	По температуре.	По перепаду.	Нет.	По температуре.	По перепаду.	Нет.
115.	ИТП Республики 83	Телескоп +	По температуре.	По перепаду.	Нет.	По температуре.	По перепаду.	Нет.
116.	ИТП Майская 10	Телескоп +	По температуре.	По перепаду.	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер).	По температуре.	По перепаду.	Нет.
117.	ИТП Ленина 26							
118.	ЦТП-103	Телескоп+	по температуре	по перепаду	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер)	по температуре	по перепаду	Автоматическое, ручное, дистанционное (диспетчер)

3.1.20. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления

Защита оборудования источников, тепловой сети и потребителей от повышения давления осуществляется сбросными клапанами.

Для защиты теплопотребляющего оборудования абонентов от недопустимого превышения давления в ЦТП устанавливаются устройства для сброса давления - предохранительные клапаны

3.1.21. Данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их наличии)

Энергетические характеристики систем транспорта тепловой энергии (тепловых сетей) представляют собой совокупность зависимостей технико-экономических показателей работы основного оборудования в абсолютных или относительных величинах в оптимальных режимах, принятой тепловой схеме и фиксированных значениях параметров окружающей среды.

Энергетические характеристики систем транспорта тепловой энергии (тепловых сетей) предназначены для оценки эффективности работы тепловых сетей и анализа работы оборудования, режимов работы системы теплоснабжения в целом.

Энергетические характеристики тепловых сетей СГМУП «ГТС» отсутствуют.

3.1.22. Описание изменений технических характеристик тепловых сетей и сооружений на них, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

За период актуализации схемы теплоснабжения были скорректированы параметры и характеристики тепловых сетей СГМУП «ГТС» относительно базового года.

3.2 ООО «Сургутские городские электрические сети»

3.2.1. Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект с выделением сетей горячего водоснабжения

На балансе ООО «Сургутские городские электрические сети» находятся магистральные сети от 5-ти источников: Филиал ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1 – тепломагистраль №1 «СГРЭС-1 – ПКТС»; Котельная ПКТС – тепломагистраль №3 «ПКТС – ВЖР»; Филиал «Сургутская ГРЭС-2» ПАО «Юнипро»- тепломагистраль №2 «СГРЭС-2– Промзона», тепломагистраль №4 «СГРЭС-2 – ВЖР»; тепловые сети от собственного источника ООО «СГЭС» - котельной К-45, тепловые сети от Котельной «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5» по адресу г. Сургут, Нефтеюганское шоссе 22, стр.5.

Структура тепловых сетей ООО «Сургутские городские электрические сети» по магистралям и источникам приведена в таблице ниже.

Анализ структуры тепловых сетей ООО «Сургутские городские электрические сети» показал, что суммарная протяженность тепловых сетей в однотрубном исчислении составляет 102546 м, при этом максимальный диаметр трубопровода Ду 1200 мм, а средний по материальной характеристике диаметр составляет 570 мм. Это показывает, что на балансе ООО «Сургутские городские электрические сети» находятся преимущественно магистральные тепловые сети от источников. Доля распределительных сетей в общей структуре не значительна.

Таблица 3.2.1 Структура и характеристика тепловых сетей ООО «Сургутские электрические сети»

Наружный диаметр Dн, мм	Условный диаметр Ду, мм	Внутренний диаметр Dвн, мм	Надземная прокладка			Подземная прокладка			Всего по сети		
			Длина трубопроводов в однострубно исчислении L, м	Материальная характеристика, Dн·L, м ²	Объем трубопроводов, V, м ³	Длина трубопроводов в однострубно исчислении L, м	Материальная характеристика, Dн·L, м ²	Объем трубопроводов, V, м ³	Длина трубопроводов в однострубно исчислении L, м	Материальная характеристика, Dн·L, м ²	Объем трубопроводов, V, м ³
СГРЭС-1 - ПКТС											
1 020	1 000	996	2 880,00	2 937,60	2 243,89	0	0	0	2 880,00	2 937,60	2 243,89
1 220	1 200	1 196	10 447,00	12 745,34	11 736,64	0	0	0	10 447,00	12 745,34	11 736,64
Всего:			13 327,00	15 682,94	13 980,53	0	0	0	13 327,00	15 682,94	13 980,53
СГРЭС-1 - ПКТС (ул. Комплектовочная, 5)											
159	150	150	300	47,7	5,31	0	0	0	300	47,7	5,31
325	300	313	930	302,25	71,56	0	0	0	930	302,25	71,56
Всего:			1230	349,95	76,87	0	0	0	1 230,00	349,95	76,87
СГРЭС-1 - ПКТС (бесхозяйные тепловые сети)											
159	150	150	1200	190,8	21,24	0	0	0	1 200,00	190,8	21,24
Всего:			1200	190,8	21,24	0	0	0	1200	190,8	21,24
ПКТС-ВЖР, не включая тепловую сеть ул. Каролинского 14											
820	800	802	4 134,40	3 390,21	2 075,47	1 406,00	1 152,92	705,81	5 540,40	4 543,13	2 781,28
1 020	1 000	996	243,6	248,47	189,8	0	0	0	243,6	248,47	189,8
Всего:			4 378,00	3 638,68	2 265,27	1 406,00	1 152,92	705,81	5 784,00	4 791,60	2 971,08
тепловая сеть ул. Каролинского 14											
159	150	150	0	0	0	175,3	27,87	3,1	175,3	27,87	3,1
219	200	207	0	0	0	1 199,50	262,69	39,58	1 199,50	262,69	39,58
273	250	261	0	0	0	1 357,00	370,46	71,92	1 357,00	370,46	71,92
325	300	313	0	0	0	486,2	158,02	37,41	486,2	158,02	37,41
Всего:			0	0	0	3 218,00	819,04	152,02	3 218,00	819,04	152,02
СГРЭС-1 аренда Энергоджинн 31 мкр											
108	100	100	6	0,648	0,6	282	30,456	28,2	288	31,104	28,8
Всего:			6	0,648	0,6	282	30,456	28,2	288	31,104	28,8
СГРЭС-1 аренда Энергоджинн 32 мкр											
108	100	100	203	21,924	20,3	14,8	1,5984	1,48	217,8	23,522	21,78
159	150	150	0	0	0	492	78,228	73,8	492	78,228	73,8
Всего:			0	0	0	506,8	79,8264	75,28	709,8	101,750	95,58
СГРЭС-1 Сеть в 20А мкр аренда Энергоджинн											

Наружный диаметр Dн, мм	Условный диаметр Ду, мм	Внутренний диаметр Dвн, мм	Надземная прокладка			Подземная прокладка			Всего по сети		
			Длина трубопроводов в однострубнои исчислении L, м	Материальная характеристика, Dн·L, м ²	Объем трубопроводов, V, м ³	Длина трубопроводов в однострубнои исчислении L, м	Материальная характеристика, Dн·L, м ²	Объем трубопроводов, V, м ³	Длина трубопроводов в однострубнои исчислении L, м	Материальная характеристика, Dн·L, м ²	Объем трубопроводов, V, м ³
273	250	261	166	45,32	8,8	614	167,622	32,54	780	212,94	41,34
325	300	313	0	0	0	304	98,8	23,39	304	98,8	23,39
Всего:			166	45,32	8,8	918	266,42	55,93	1 084,00	311,74	64,73
от СГРЭС-2 ВЖР											
219	200	207	0	0	0	40	8,76	1,32	40	8,76	1,32
820	800	802	7 557,80	6 197,40	3 794,02	0	0	0	7 557,80	6 197,40	3 794,02
1 020	1 000	1000	10 194,80	10 398,70	8 002,92	0	0	0	10 194,80	10 398,70	8 002,92
Всего:			17 752,60	16 596,10	11 737,07	40	8,76	1,32	17 792,60	16 604,85	11 798,25
СГРЭС-2 - СГРЭС-1 (Эстакада)											
108	100	100	600	64,8	4,74	0	0	0	600	64,8	4,74
133	125	125	1 120,00	148,96	13,78	0	0	0	1 120,00	148,96	13,78
273	250	261	2 300,00	627,9	121,9	0	0	0	2 300,00	627,9	121,9
820	800	802	6 425,00	5 268,50	3 225,35	0	0	0	6 425,00	5 268,5	3 225,35
Всего:			10 445,00	6 110,16	3 365,77	0	0	0	10 445,00	6 110,16	3 365,77
СГРЭС-2 Промзона, включая наружные сети промбазы МК-111											
159	150	150	1 680,00	267,12	29,74	0	0	0	1 680,00	267,12	29,74
219	200	207	1 340,00	293,46	44,22	0	0	0	1 340,00	293,46	44,22
325	300	313	1 808,00	587,6	135,6	0	0	0	1 808,00	587,6	135,6
426	400	414	3 400,00	1 448,40	459	0	0	0	3 400,00	1 448,4	459
529	500	514	1 695,00	896,66	350,87	0	0	0	1 695,00	896,66	350,87
820	800	802	3 283,00	2 692,06	1 648,07	0	0	0	3 283,00	2 692,06	1 648,07
Всего:			13 206,00	6 185,30	2 667,50	0	0	0	13 206,00	6 185,30	2 667,50
СГРЭС-2 Промзона (бесхозяйные тепловые сети)											
57	50	50	310	17,67	0,62	0	0	0	310	17,67	0,62
89	80	82	194	17,27	1,03	0	0	0	194	17,27	1,03
108	100	100	2 548,00	275,18	20,13	0	0	0	2 548,00	275,18	20,13
159	150	150	1 760,00	279,84	31,15	187	29,733	3,3099	1 947,00	309,57	34,46
219	200	207	1 073,00	234,99	35,41	0	0	0	1 073,00	234,99	35,41
Всего:			5 885,00	824,947	88,3384	187	29,733	3,3099	6072	854,68	91,65
СГРЭС-2 - Энергоджини аренда ул.Рационализаторов											

Наружный диаметр Dн, мм	Условный диаметр Ду, мм	Внутренний диаметр Dвн, мм	Надземная прокладка			Подземная прокладка			Всего по сети		
			Длина трубопроводов в однострубнои исчислении L, м	Материальная характеристика, Dн·L, м ²	Объем трубопроводов, V, м ³	Длина трубопроводов в однострубнои исчислении L, м	Материальная характеристика, Dн·L, м ²	Объем трубопроводов, V, м ³	Длина трубопроводов в однострубнои исчислении L, м	Материальная характеристика, Dн·L, м ²	Объем трубопроводов, V, м ³
76	65	70	221	16,8	0,86	0	0	0	221	16,8	0,86
89	80	82	125	11,13	0,66	0	0	0	125	11,13	0,66
108	100	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0
133	125	125	34	4,52	0,42	0	0	0	34	4,52	0,42
159	150	150	662	105,26	11,72	0	0	0	662	105,26	11,72
Всего:			1042	137,7	13,66	0	0	0	1042	137,7	13,66
СГРЭС-2 - Энергоджинн аренда 30а мкр											
108	100	100	299	32,29	2,36	121	13,07	0,96	420	45,36	3,32
133	125	125	0	0	0	0	0	0	0	0	0
159	150	150	405,6	64,49	7,18	642,4	102,14	11,37	1048	166,63	18,55
Всего:			704,6	96,78	9,54	763,4	115,21	12,33	1468	211,99	21,87
СГРЭС-2 после ЦТП Энергоджинн 30а мкр											
108	100	100	638	68,9	5,04	0	0	0	638	68,9	5,04
Всего:			638	68,904	5,0402	0	0	0	638	68,904	5,0402
СГРЭС-2 - Энергоджинн аренда 27а, 28 мкр											
108	100	100	654	70,632	65,4	70	7,56	7	724	78,192	72,4
159	150	150	0	0	0	356	56,604	53,4	356	56,604	53,4
Всего:			0	0	0	426	64,164	60,4	1080	134,796	125,8
котельная К-45 тепловые сети от УТ-1 до узла учета											
273	250	261	0	0	0	648	176,9	34,34	648	176,9	34,34
Всего:			0	0	0	648	176,9	34,34	648	176,9	34,34
котельная К-45 тепловые сети микрорайонов 43, 44, 45 от котельной в коммунальном квартале 45 в г. Сургуте до тепловой камеры УТ-3											
529	500	514	0	0	0	2 424,00	1 282,30	501,77	2 424,00	1 282,30	501,77
Всего:			0	0	0	2 424,00	1282,3	501,77	2 424,00	1282,3	501,77
котельная К-45 тепловые сети микрорайона №38											
273	250	261	0	0	0	133	36,31	7,05	133	36,31	7,05
426	400	414	0	0	0	2 609,00	1 111,43	352,22	2 609,00	1 111,43	352,22
Всего:			0	0	0	2 742,00	1147,74	359,27	2 742,00	1147,74	359,27
котельная К-45 внеплощадочные сети теплоснабжения											
529	500	514	0	0	0	489,8	259,1	101,39	489,8	259,1	101,39

Наружный диаметр Дн, мм	Условный диаметр Ду, мм	Внутренний диаметр Двн, мм	Надземная прокладка			Подземная прокладка			Всего по сети		
			Длина трубопроводов в однострубнои исчислении L, м	Материальная характеристика, Дн·L, м ²	Объем трубопроводов, V, м ³	Длина трубопроводов в однострубнои исчислении L, м	Материальная характеристика, Дн·L, м ²	Объем трубопроводов, V, м ³	Длина трубопроводов в однострубнои исчислении L, м	Материальная характеристика, Дн·L, м ²	Объем трубопроводов, V, м ³
Всего:			0	0	0	489,8	259,1	101,39	489,8	259,1	101,39
котельная К-45 тепловые сети от ТК-3 (ул. С. Билецкого) к микрорайону 35											
273	250	261	0	0	0	1 620,00	442,26	85,86	1 620,00	442,26	85,86
325	300	313	0	0	0	810	263,25	62,33	810	263,25	62,33
Всего:			0	0	0	2 430,00	705,51	148,19	2 430,00	705,51	148,19
котельная К-45 тепловые сети от т.А до ГП-1 микрорайон 35											
159	150	150	0	0	0	71,3	11,34	1,26	71,3	11,34	1,26
219	200	207	0	0	0	313,2	68,59	10,34	313,2	68,59	10,34
273	250	261	0	0	0	40,35	11,02	2,14	40,35	11,02	2,14
325	300	313	0	0	0	40,35	13,11	3,1	40,35	13,11	3,1
377	350	359	0	0	0	426,8	160,9	43,11	426,8	160,9	43,11
Всего:			0	0	0	892	264,96	59,95	892	264,96	59,95
котельная К-45 тепловые сети микрорайона №39											
159	150	150	0	0	0	409	65,03	7,24	409	65,03	7,24
219	200	207	0	0	0	21,6	4,73	0,71	21,6	4,73	0,71
273	250	261	0	0	0	455,6	124,38	24,15	455,6	124,38	24,15
Всего:			0	0	0	886,2	194,14	32,1	886,2	194,14	32,1
котельная К-45 тепловые сети по ул. Усольцева											
159	150	150	0	0	0	1 152,00	183,17	20,39	1 152,00	183,17	20,39
Всего:			0	0	0	1 152,00	183,17	20,39	1 152,00	183,17	20,39
котельная К-45 тепловые сети 35 мкр. до ГП-3											
133	125	125	0	0	0	400	53,2	4,92	400	53,2	4,92
Всего:			0	0	0	400	53,2	4,92	400	53,2	4,92
котельная К-45 тепловые сети 35 мкр. до ГП-3											
159	150	150	0	0	0	58	9,22	1,03	58	9,22	1,03
219	200	207	0	0	0	62	13,58	2,05	62	13,58	2,05
Всего:			0	0	0	120	22,8	3,07	120	22,8	3,07
Аренда Энергоджинн после ЦТП 42 мкр											
89	80	82	120	10,68	0,64	0	0	0	120	10,68	0,64
108	100	100	284	30,67	2,24	0	0	0	284	30,67	2,24

Наружный диаметр Dн, мм	Условный диаметр Ду, мм	Внутренний диаметр Dвн, мм	Надземная прокладка			Подземная прокладка			Всего по сети		
			Длина трубопроводов в однострубнои исчислении L, м	Материальная характеристика, Dн·L, м ²	Объем трубопроводов, V, м ³	Длина трубопроводов в однострубнои исчислении L, м	Материальная характеристика, Dн·L, м ²	Объем трубопроводов, V, м ³	Длина трубопроводов в однострубнои исчислении L, м	Материальная характеристика, Dн·L, м ²	Объем трубопроводов, V, м ³
133	125	125	970	129,01	11,93	0	0	0	970	129,01	11,93
Всего:			1374	170,36	14,81	0	0	0	1374	170,36	14,81
Аренда Энергоджинн после ЦТП 38 мкр											
76	65	70	40,8	3,1	0,16	0	0	0	40,8	3,1	0,16
89	80	82	40,8	3,63	0,22	0	0	0	40,8	3,63	0,22
108	100	100	203,6	21,99	1,61	0	0	0	203,6	21,99	1,61
133	125	125	570,2	75,84	7,01	0	0	0	570,2	75,84	7,01
159	150	150	992,6	157,82	17,57	84	13,36	1,49	1076,6	171,18	19,06
Всего:			1848	262,38	26,57	84	13,36	1,49	1932	275,74	28,05
Аренда Энергоджинн до ЦТП 42 мкр											
108	100	100	320	34,56	2,53	0	0	0	320	34,56	2,53
133	125	125	162	21,55	1,99	48	6,38	0,59	210	27,93	2,58
159	150	150	538	85,54	9,52	0	0	0	538	85,54	9,52
194	175	184	0	0	0	0	0	0	0	0	0
219	200	207	282	61,76	9,31	172	37,67	5,68	454	99,43	14,98
Всего:			1302	203,41	23,35	220	44,05	6,27	1522	247,46	29,62
Аренда Энергоджинн до ЦТП 40 мкр											
219	200	207	1120	245,28	36,96	0	0	0	1120	245,28	36,96
Всего:			1120	245,28	36,96	0	0	0	1120	245,28	36,96
Аренда Энергоджинн до ЦТП 38 мкр											
89	80	82	0	0	0	1123,8	100,02	5,96	1123,8	100,02	5,96
108	100	100	0	0	0	1310,2	141,5	10,35	1310,2	141,5	10,35
133	125	125	0	0	0	1280	170,24	15,74	1280	170,24	15,74
159	150	150	0	0	0	792	125,93	14,02	792	125,93	14,02
194	175	184	0	0	0	0	0	0	0	0	0
219	200	207	0	0	0	753	164,91	24,85	753	164,91	24,85
273	250	261	0	0	0	287	78,35	15,21	287	78,35	15,21
Всего:			0	0	0	5546	780,95	86,13	5546	780,95	86,13
котельная, расположенная по адресу Нефтеюганское ш. 22, стр. 5											
108	100	100	0	0	0	68	7,34	0,54	68	7,34	0,54

Наружный диаметр Dн, мм	Условный диаметр Ду, мм	Внутренний диаметр Dвн, мм	Надземная прокладка			Подземная прокладка			Всего по сети		
			Длина трубопроводов в однострубнои исчислении L, м	Материальная характеристика, Dн·L, м ²	Объем трубопроводов, V, м ³	Длина трубопроводов в однострубнои исчислении L, м	Материальная характеристика, Dн·L, м ²	Объем трубопроводов, V, м ³	Длина трубопроводов в однострубнои исчислении L, м	Материальная характеристика, Dн·L, м ²	Объем трубопроводов, V, м ³
159	150	150	216	34,34	3,82	0	0	0	216	34,34	3,82
Всего:			216	34,34	3,82	68	7,34	0,54	284	41,68	4,36
ВСЕГО по ООО "СГЭС"			76 168,00	50 879,39	34 407,61	25 256,40	7 601,21	2 296,67	102 546,40	58 480,60	36 704,28

Примечание: бесхозяйные т/с "Наружные сети теплоснабжения от точки врезки в тепловую сеть 2Ду200 к потребителям по ул.Аграрная, 16" протяженность 2Ду100- 282,9п.м. т/м "ГРЭС-1 - ПКТС" переданы в хоз.ведение СГМУП "ГТС" Постановлением Администрации г.Сургута за №8465 от 27.09.2021г.

3.2.2. Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии в электронной форме и (или) на бумажном носителе

Электронная схема систем теплоснабжения города Сургута разработана в ГИС Zulu с использованием расширения ZuluThermo и прилагается на электронном носителе. Формат электронной карты соответствует техническому заданию.

Разработчиком данного комплекса является ООО «Политерм» г. Санкт-Петербург, сайт разработчика <http://politerm.com.ru/>. Электронная модель выполнена с учетом привязки к топографической основе и схеме расположения инженерных коммуникаций.

В качестве исходных данных для ее разработки использовались:

- проектная и исполнительная документация по источникам тепла, тепловым сетям, ЦТП и ИТП, данные по вводам к потребителям;
- эксплуатационная документация (фактические температурные графики, гидравлические режимы, данные по присоединенным тепловым нагрузкам и их видам и т.п.);
- данные по видам прокладки и типам применяемых теплоизоляционных конструкций, сроки эксплуатации тепловых сетей.

Электронная модель предназначена для формирования программно-информационной среды, с целью создания электронной схемы существующих тепловых сетей и объектов системы теплоснабжения, привязанных к топографической основе.

3.2.3. Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надежных участков, определением их материальной характеристики и тепловой нагрузки потребителей, подключенных к таким участкам

Универсальным показателем, позволяющим сравнивать системы транспорта теплоносителя, отличающиеся масштабом теплофицируемого района, является удельная материальная характеристика сети, равная сумме произведений протяженности участков тепловой сети на их диаметр в метрах.

На балансе ООО «СГЭС» трубопроводы протяженностью – 102546 м. Параметры тепловых сетей ООО «СГЭС» представлены в п. 3.2.1.

3.2.4. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях

При подземной прокладке запорная арматура на тепловых сетях ООО «СГЭС» установлена в тепловых камерах. Расстояние между соседними секционирующими задвижками определяет время опорожнения и заполнения участка, следовательно, влияет на время ремонта и восстановления участка тепловой сети. При возникновении аварии или отказах величина отключенной тепловой нагрузки также зависит от количества и места установки секционирующих задвижек.

Регулирующие клапаны расположены в коллекторной № 1 и № 2 на ПКТС. В качестве регулирующих клапанов используются поворотные запорно-регулирующие дисковые затворы Vexve BFG 800W2 с электроприводом (в коллекторной №2) и запорно-регулирующий дисковый затвор HOGFORS 31300CS ZG5 (в коллекторной №1).

Также в ПКТС установлен регулирующий клапан РКЗ на общем напорном коллекторе насосов ПН-7-ПН-12 - поворотный запорно-регулирующий дисковый затвор HOGFORS 31300CS 1000 ZG5 DN1000 RN с электроприводом.

Секционирующие задвижки находятся на прямом и обратном трубопроводах на тепломагистрали СГРЭС-1-ПКТС в павильоне ПЗ 2 Ду 800 мм с электроприводом и на тепломагистрали СГРЭС-1-ВЖР в камере ЗТК-2 2 Ду600 мм - шаровые краны с червячной передачей.

В основном режиме в отопительный период все задвижки открыты, кроме задвижек в павильоне П-12 (закрыты секущие задвижки № 12-6 и № 2-5 и задвижки на перемычке № 13-3 и № 12-4).

Секционирующие задвижки на СГРЭС-2 находятся: в павильонах П-1 (задвижка с электроприводом 2 Ду 1000 мм), П-3 (по прямому трубопроводу задвижка с электроприводом 2 Ду 800 мм), ПНС (по обратному трубопроводу), П- 5, П-6 (задвижка с электроприводом 2 Ду 800 мм), П-8(задвижка с электроприводом 2 Ду 800 мм), П-9; П-11; П-12 (задвижка с электроприводом 4 Ду 800 мм).

На тепломагистрали «СГРЭС-2-Промзона» секционирующие клиновые задвижки установлены в ТП-1: задвижка с электроприводом Ду 800 и Ду 400 без электропривода.

Положение задвижек при основном режиме работы систем теплоснабжения от СГРЭС-2:

- т/м «СГРЭС-2 - Промзона»: на выходе с СГРЭС-2 (С-1, С-2, С-65, С-66, С-75, С-76) в павильоне ТП-1, у НО-10, у НО-17 (ответвление на ТМБ) и в ТП-3 - все задвижки открыты; С-1 и С-2 в нормальном режиме работы закрыты, регулирование выполняется регуляторами С-66, С-75;

- т/м «СГРЭС-2 - ВЖР»: на выходе с СГРЭС-2 (Первый тепловывод: С-61, С-62, С-54, второй тепловывод: С-96, С-97, С-100, С-101), в павильонах П-1, П-3, П-5, П-6, П-7, П-8, П-9, П-10, П-11, П-12 (задвижки № П 12-1 и № П 12-2; № П 12-7 и № П 12-8) и ПНС - все задвижки открыты;

- задвижки закрыты: в павильоне П-12 (№ П 12-5 и № П 12-6; № П 12-3 и № П 12-4).

На обратном трубопроводе тепломагистрали «СГРЭС-2 - ВЖР» в районе павильона П-3 находится перекачивающая насосная станция ПНС-1, оборудованная насосами WILO SCP/470HA-355/4-T4-CO/EO (4 шт.). В летний период оборудование ПНС-1 выводится из работы, в отопительный период запускается поочередно 2 перекачивающих насоса по мере увеличения расхода воды до расчетного (2 насоса в резерве).

3.2.5. Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов

Для обслуживания отключающей арматуры при подземной прокладке на сетях ООО «СГЭС» установлены теплофикационные камеры.

На теплосетях СГРЭС-1 установлен 1 павильон, 2 коллекторных, 3 подземных камеры, 7 шахт опуска и подъема.

На тепловых сетях от СГРЭС-2 установлены павильоны: П-1, П-3, П-4, П-5, П-6, П-7, П-8, П-9, П-10, П-11, П-12.

Тепловые камеры на магистральных и внутриквартальных тепловых сетях выполнены, в основном, в подземном исполнении и имеют следующие конструктивное исполнение:

- основание монолитное железобетонное;
- стены выполнены в железобетонном исполнении из блоков или кирпича, есть камеры с исполнением стен монолитным железобетоном;
- перекрытие выполнено из сборного железобетона (балки, плиты).

Павильоны на магистральных тепловых сетях выполнены в надземном исполнении из сборного железобетона и металлоконструкций.

Конструкции смотровых колодцев выполнены по соответствующим чертежам и отвечают требованиям ГОСТ 8020-90 и ТУ 5855-057-03984346-2006.

3.2.6. Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности

Регулирование отпуска тепловой энергии с СГРЭС-1 производится согласно

диспетчерского графика в соответствии с «Инструкцией по гидравлическому и температурному режимам системы централизованного теплоснабжения г. Сургута от теплоисточника СГРЭС-1 по тепломагистралям «СГРЭС-1-ПКТС» согласованной с СГМУП «ГТС».

В инструкции определены режимы работы тепловых сетей в различные периоды года: отопительный, летний и переходный.

Регулирование отпуска тепла осуществляется качественно-количественным способом.

Регулирование отпуска теплоты от СГРЭС-1 производится по отопительному температурному графику 150-70°C с верхней срезкой на 112°C и двумя нижними срезками на 82°C и 75°C. Максимальная температура для верхней срезки равная 112°C обусловлена конструктивными особенностями горизонтального подогревателя типа ПСГ-5000-3,5-8-1 с параметрами Рпара рабочее = 3,0 кгс/см² (абс.) и Тмакс.на выходе = 115°C.

Подогрев сетевой воды, при температурах наружного воздуха ниже минус 23 С, производится в пиковой котельной тепловых сетей (ПКТС) ООО «СГЭС»

Обоснованность выбранного температурного графика с нижней срезкой на 82°C подтверждается проведенными в феврале - марте 2017 года испытаниями по определению максимальной пропускной способности тепломагистрали «СГРЭС-1 – ПКТС» и внутреннего тракта сетевой воды ПКТС до выхода из коллекторных №1 и №2, а также тепломагистрали «СГРЭС-2 – Восточный жилой район» и внутреннего тракта сетевой воды перекачивающей насосной станции ПНС-1, которые наглядно продемонстрировали, что понижение температуры теплоносителя Т1 СГРЭС-1 и Т1 СГРЭС-2 менее 82°C на выходе с СГРЭС-1 и СГРЭС-2 в диапазоне температур наружного воздуха Тн.в. = - 7,66...0,0°C недопустимо, т. к. это однозначно приводит к полному «обвалу» гидравлического режима тепломагистралей и СЦТ Центрального жилого района и Восточного жилого района города Сургута и превышению давлений Р4 в обратных трубопроводах местных отопительных систем более максимально допустимого по условиям механической прочности отопительных приборов (Р4_макс ≤ 6,0 кгс/см²) у значительной части потребителей. Однако, вынужденная корректировка температурного графика центрального качественного регулирования СГРЭС-1 и СГРЭС-2 с 75°C до 82°C (соответствует тн.в. - минус 7,66°C), что приводит к «перетоку» потребителей, подключенных через элеваторные узлы. Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии СГРЭС-1 и котельной ПКТС приведён в п. 2.7.1.

Системы теплоснабжения, подключенные к тепловым сетям СГРЭС-2, проектировались на центральное качественно-количественное регулирование отпуска тепловой энергии.

В связи с внедрением систем автоматизации ЦТП по Восточному жилому району, регулирование отпуска тепловой энергии по т/м «СГРЭС-2 - ВЖР» осуществляется в качественно - количественном режиме. По тепломагистрали «СГРЭС-2 - Промзона» регулирование отпуска тепловой энергии осуществляется в качественном режиме.

Проектный температурный график 150/70 °С выбран во время развития систем централизованного теплоснабжения города в 80-х годах прошлого века и действует до настоящего времени. На этот график выполнены проекты тепловых сетей и наладка зависимых систем отопления.

В настоящее время отпуск тепла осуществляется по температурному графику 150/70 °С с вынужденной верхней срезкой по температуре теплоносителя в подающем трубопроводе на уровне 142 °С, а также с нижней срезкой на ГВС 75 °С.

Введение верхней срезки температурного графика на 142 °С обусловлено условием не вскипания теплоносителя в верхних точках тепломагистрали при более высоких температурах.

Регулирование отпуска тепловой энергии на СГРЭС-2 производится согласно диспетчерского графика и в соответствии с утверждёнными эксплуатационными

инструкциями, где определены режимы работы тепловых сетей в различные периоды года: отопительный, летний и переходный.

НС цеха №7 задает НСС СГРЭС-2 температуру теплоносителя по температурному графику, в зависимости от температуры наружного воздуха, два раза в сутки.

Температура сетевой воды в подающих трубопроводах в соответствии с утвержденным для системы теплоснабжения температурным графиком задается по усредненной температуре наружного воздуха за промежутки времени в пределах 12 часов.

В период резкого изменения температуры наружного воздуха ($+3^{\circ}\text{C}/\text{час}$ и более) НС цеха №7, в любое время суток, имеет право корректировать суточный график отпуска тепла по фактической температуре наружного воздуха и ветровому воздействию.

Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии СГРЭС-2 приведен в п.2.7.2.

Котельная К-45 ООО «СГЭС»

Система теплоснабжения котельной ООО «СГЭС» - двухтрубная. Регулирование отпуска теплоты от котельной ООО «СГЭС» производится по отопительному температурному графику $150-70^{\circ}\text{C}$ с нижней срезкой 75°C . Способ регулирования отпуска тепловой энергии – качественно-количественный.

Котельная «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5» ООО «СГЭС»

Система теплоснабжения котельной (Нефтеюганское шоссе д. 22, стр.5) - двухтрубная. Регулирование отпуска теплоты от котельной производится по отопительному температурному графику $95-70^{\circ}\text{C}$. Способ регулирования отпуска тепловой энергии – качественно.

Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии от котельных ООО «СГЭС» представлен в п.2.7.5.

3.2.7. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети

Анализ фактических температурных режимов отпуска тепла в тепловые сети показал, что имеют место выборочные отклонения температуры теплоносителя относительно утвержденных температурных графиков, как в подающем, так и в обратном трубопроводах.

Допустимые отклонения температуры теплоносителя на выходе из источника утверждены Приказом Минэнерго РФ от 24.03.2003 N 115 "Об утверждении Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок" и составляют: ($\pm 3\%$) в подающем трубопроводе и ($\pm 5\%$) в обратном.

Результаты сравнительного анализа температурных графиков представлены в таблице и на диаграмме ниже.

Таблица 3.2.2 Результаты сравнительного анализа температурных графиков

Котельная	График	Кол-во анализируемых дней	Кол-во дней, с отклонением $\pm 3\%$ по прямому тр-ду	Кол-во дней, с отклонением $\pm 5\%$ по обратному тр-ду	Среднее значение отклонения температуры по прямому тр-ду, $^{\circ}\text{C}$	Среднее значение отклонения температуры по обратному тр-ду, $^{\circ}\text{C}$
СГРЭС-1	150-70 со срезкой 112°C	271	145	80	4,29	2,03

Котельная	График	Кол-во анализируемых дней	Кол-во дней, с отклонением $\pm 3\%$ по прямому тр-ду	Кол-во дней, с отклонением $\pm 5\%$ по обратному тр-ду	Среднее значение отклонения температуры по прямому тр-ду, °С	Среднее значение отклонения температуры по обратному тр-ду, °С
СГРЭС-2 - ВЖР	150-70 со срезкой 142°С	235	103	103	2,78	2,41
СГРЭС-2 - Промзона	150-70 со срезкой 142°С	235	95	152	2,68	3,31
КК45 38 мкр	150-70	273	114	130	3,65	3,2
КК45 40 мкр	150-70	273	102	180	3,27	5,05

Сравнение фактических и договорных температурных графиков. СГРЭС-1

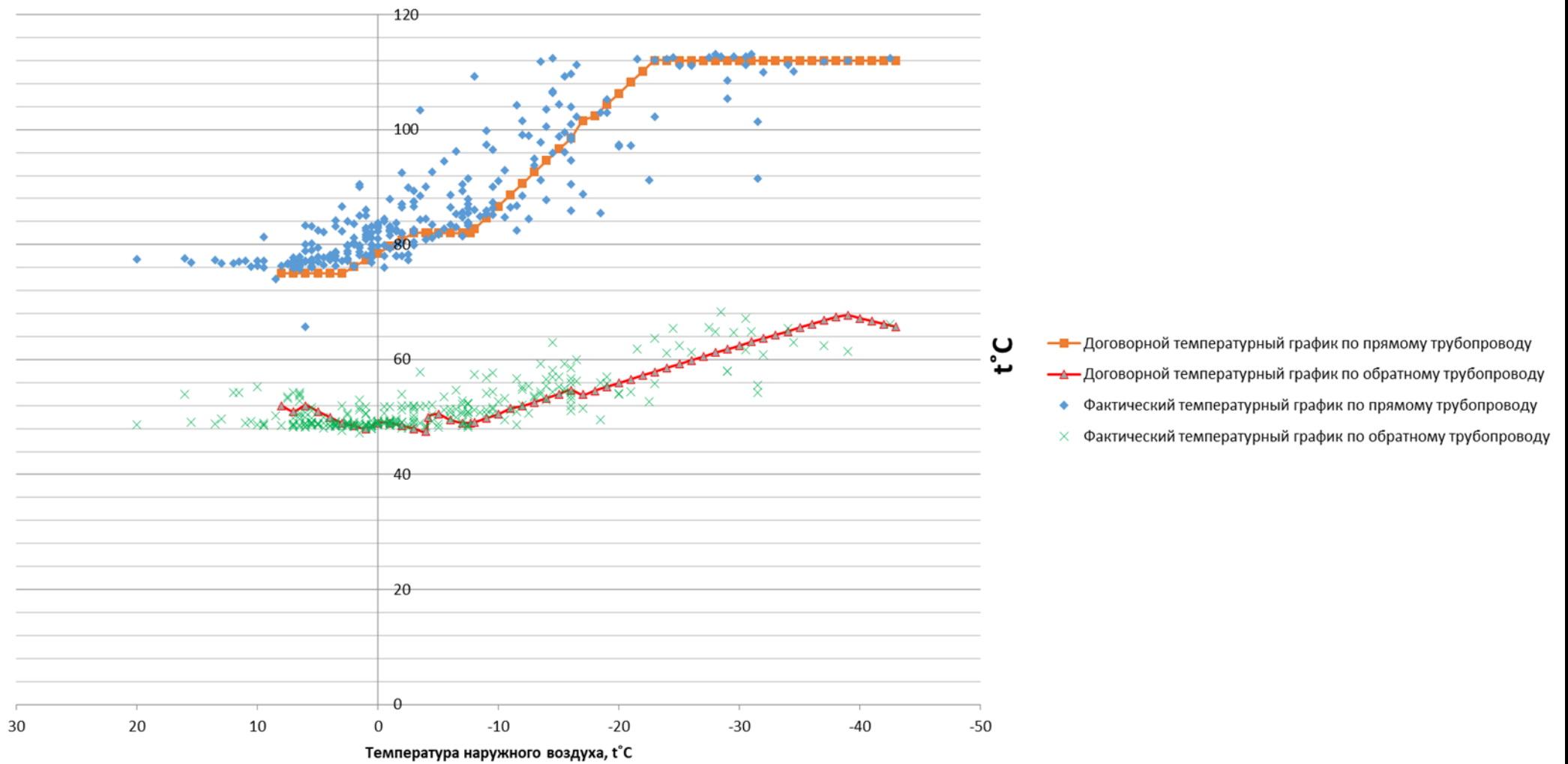


Рисунок 3.2.1 Сравнение фактических и договорных температурных графиков СГРЭС-1

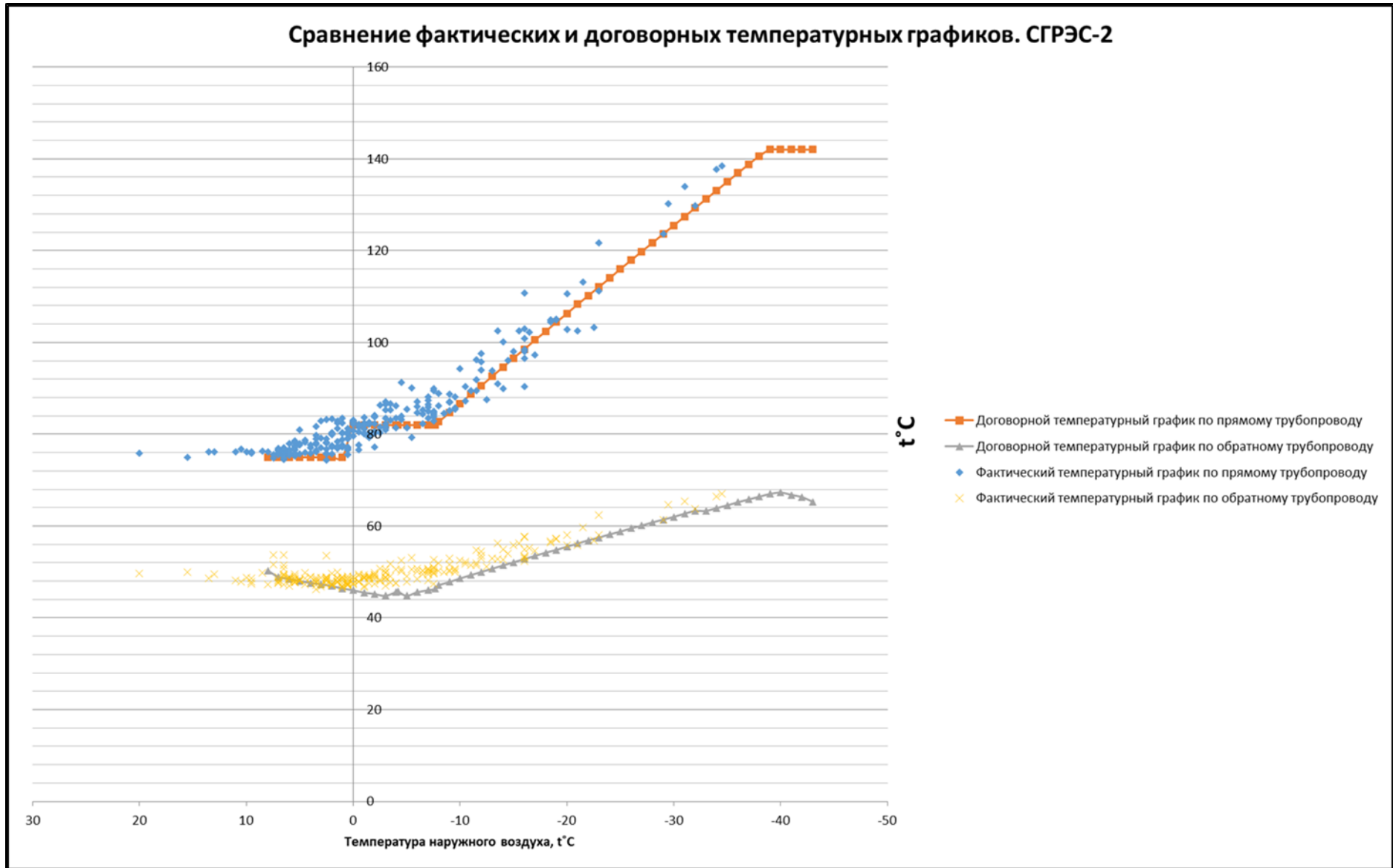


Рисунок 3.2.2 Сравнение фактических и договорных температурных графиков СГРЭС-2 – ВЖР

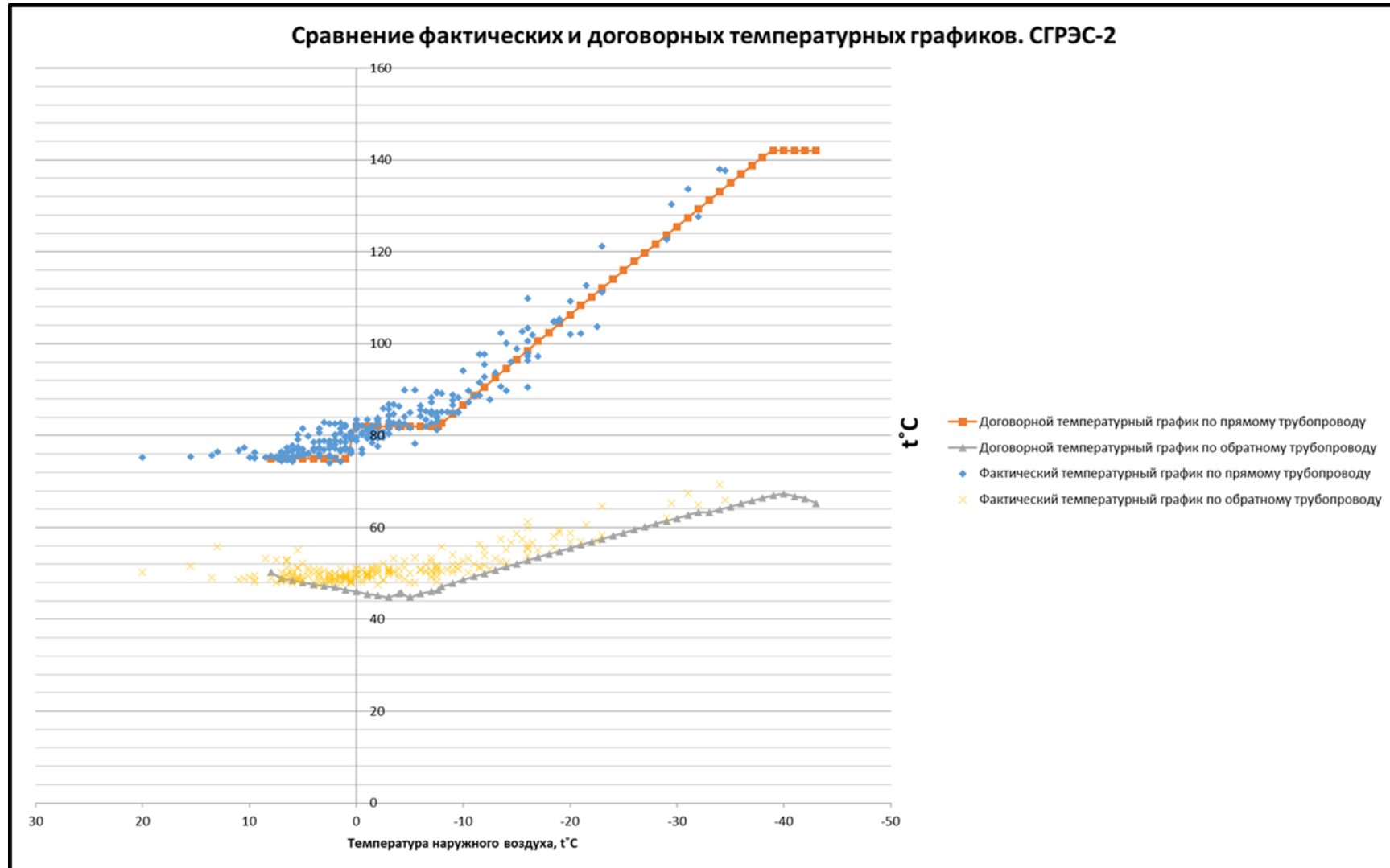


Рисунок 3.2.3 Сравнение фактических и договорных температурных графиков СГРЭС-2 – Промзона

Сравнение фактических и договорных температурных графиков. КК45, 38 мкр.

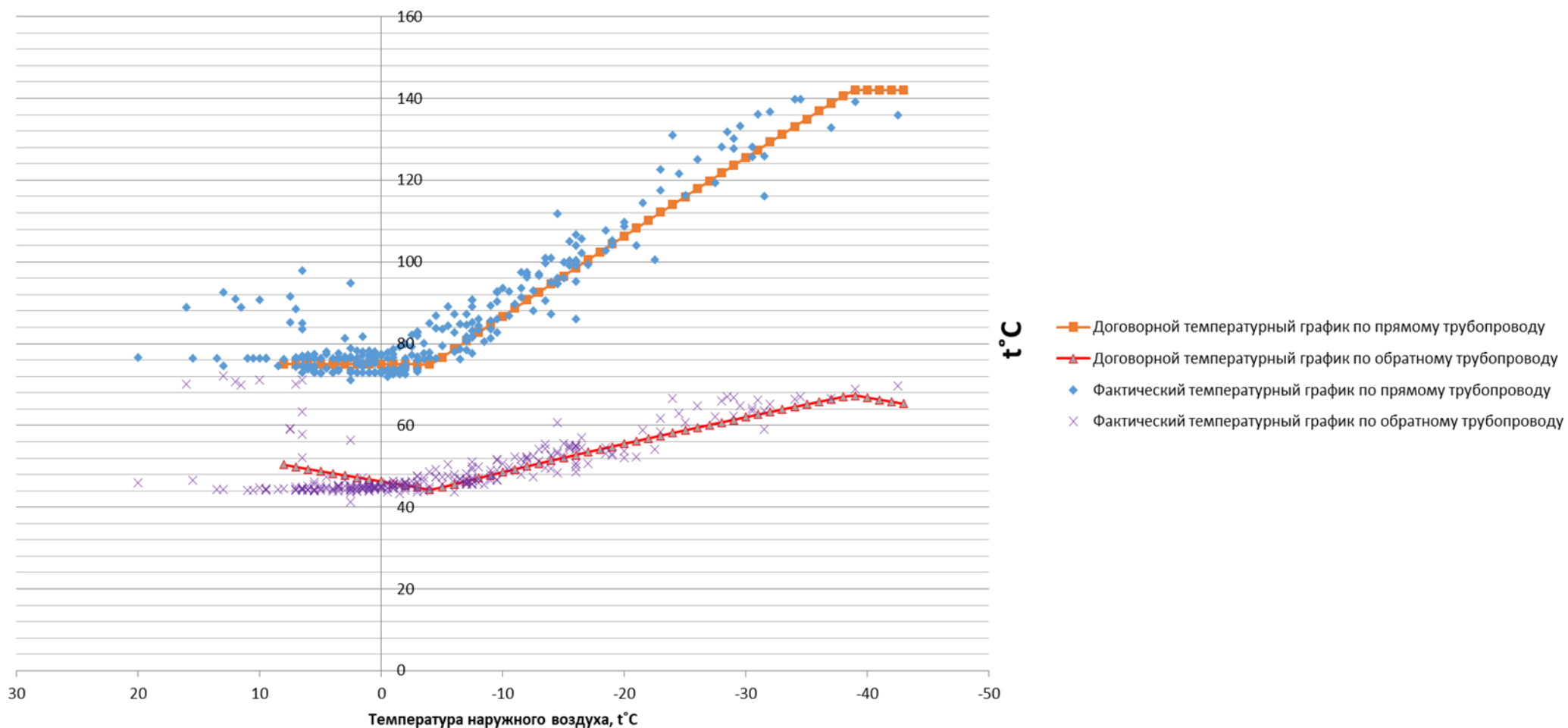


Рисунок 3.2.4 Сравнение фактических и договорных температурных графиков Котельной К-45, 38 мкр.

Сравнение фактических и договорных температурных графиков. КК45, 40 мкр.

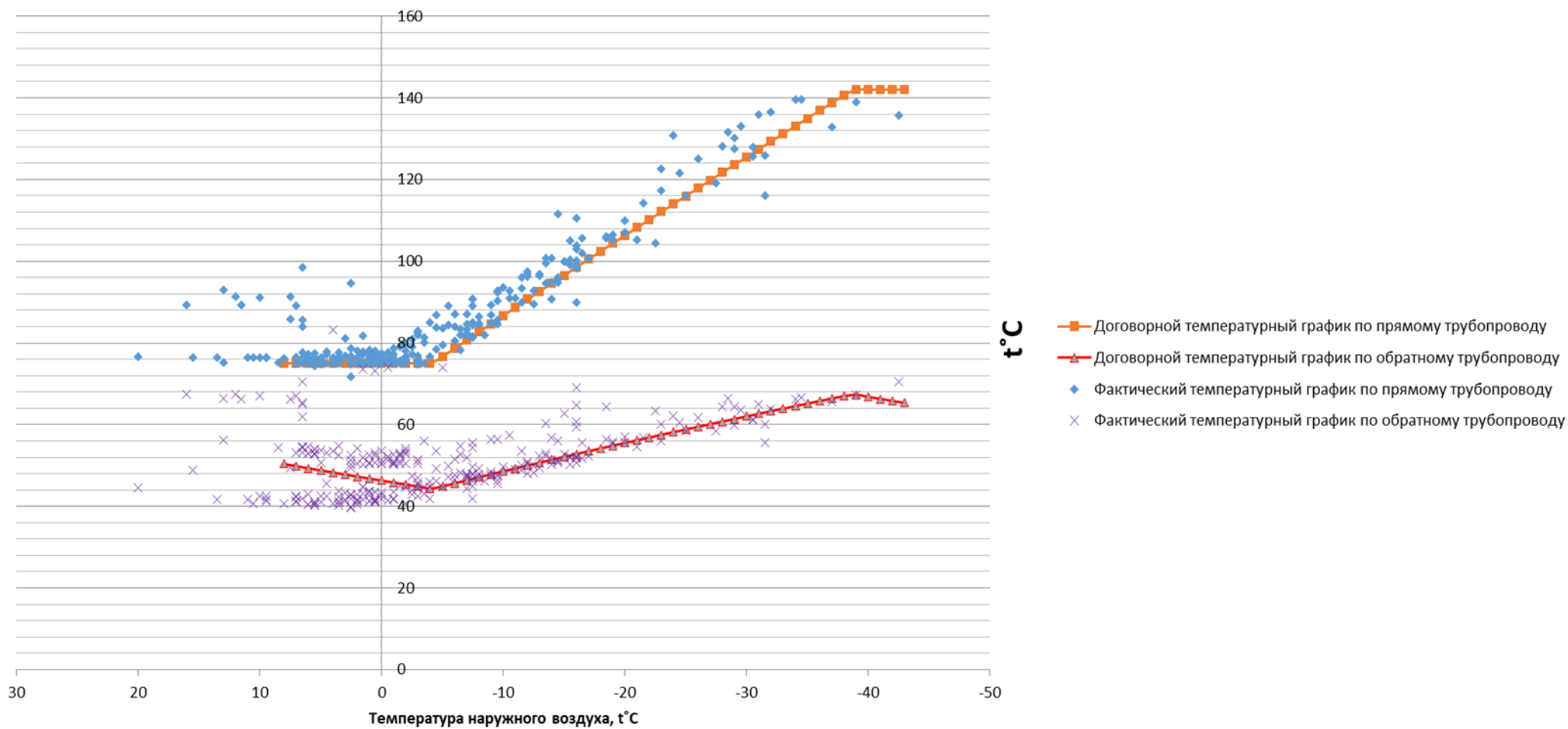


Рисунок 3.2.5 Сравнение фактических и договорных температурных графиков Котельной К-45, 40 мкр.

Анализ фактических температурных режимов отпуска тепла в тепловые сети показал, что имеют место выборочные отклонения температуры теплоносителя относительно утвержденных температурных графиков, так на СГРЭС-2 количество дней, с отклонением $\pm 3\%$ по прямому трубопроводу составил 50% и 30% количество дней, с отклонением $\pm 5\%$ по обратному трубопроводу.

По котельной К-45 в направлении 38 микрорайона количество дней, с отклонением $\pm 3\%$ по прямому трубопроводу составило 41% и 47% количество дней, с отклонением $\pm 5\%$ по обратному трубопроводу.

По котельной К-45 в направлении 40 микрорайона количество дней, с отклонением $\pm 3\%$ по прямому трубопроводу составило 37% и 65% количество дней, с отклонением $\pm 5\%$ по обратному трубопроводу.

Отклонения объясняются выполнением диспетчерского задания Начальника смены цеха №7 ООО «СГЭС» (НС цеха №7). Температура сетевой воды в подающих трубопроводах в соответствии с утвержденным для системы теплоснабжения температурным графиком задается по усредненной температуре наружного воздуха за промежутки времени в пределах 12 часов.

В период резкого изменения температуры наружного воздуха ($+3^\circ\text{C}/\text{час}$ и более) НС цеха №7, в любое время суток, имеет право корректировать суточный график отпуска тепла по фактической температуре наружного воздуха и ветровому воздействию.

3.2.8. Гидравлические режимы и пьезометрические графики тепловых сетей

Гидравлический расчет тепловых сетей ООО «СГЭС» выполнен с использованием ГИС Zulu 7.0 и ПРК ZuluThermo. Для произведения расчета была разработана электронная модель первого уровня (потребитель - ЦТП, прямой абонентский ввод) и второго уровня (потребитель – абонентский ввод). Была произведена калибровка электронной модели и расчет всех тепломагистралей эксплуатируемых компанией.

С результатами расчетов можно ознакомиться в электронной модели теплоснабжения.

3.2.9. Статистика отказов тепловых сетей (аварийных ситуаций) за последние 5 лет

Функциональными отказами (инцидентами) в тепловых сетях считаются нарушения режима, не вызвавшие последствий, а также отключение горячего водоснабжения, осуществляемое для сохранения режима отпуска тепла на отопление при ограничениях в подаче топлива, электро- и водоснабжении.

Повреждения участков теплопроводов или оборудования сети, которые приводят к необходимости немедленного их отключения, рассматриваются как отказы. К отказам приводят следующие повреждения элементов тепловых сетей:

- трубопроводов: сквозные коррозионные повреждения труб, разрывы сварных швов;
- задвижек: коррозия корпуса или байпаса задвижки, искривление или падение дисков, неплотность фланцевых соединений, засоры, приводящие к негерметичности отключения участков;
- сальниковых компенсаторов: коррозия стакана, выход из строя грундбоксы.

Наиболее частой причиной повреждений теплопроводов является наружная коррозия. По статистике количество повреждений, связанных с разрывом продольных и поперечных сварных швов труб, значительно меньше, чем коррозионных. Основными причинами разрывов сварных швов являются заводские дефекты при изготовлении труб и дефекты сварки труб при строительстве.

Причины повреждения задвижек весьма разнообразны: это и наружная коррозия, и различные неполадки, возникающие в процессе эксплуатации (засоры, падение клиньев, расстройство фланцевых соединений).

За период 2017-2021 гг. в зоне эксплуатационной ответственности: ООО «Сургутские городские электрические сети» отказов элементов тепловой сети, повлекшие за собой отключения потребителей, не зафиксировано.

3.2.10. Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет

В связи с тем, что за период 2017-2021 гг. отказов на тепловых сетях не зафиксировано, то и статистика восстановления работы тепловых сетей после аварии отсутствует.

3.2.11. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов

Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов представлены в п. 3.1.11.

3.2.12. Описание периодичности и соответствия требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям процедур летнего ремонта с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей

Описание периодичности и соответствия требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям процедур летнего ремонта с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей представлены в п. 3.1.12.

3.2.13. Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности) и теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя

Методика определения тепловых потерь через изоляцию трубопроводов регламентируется приказом Минэнерго № 325 от 30 декабря 2008 года (с изменениями от 1 февраля 2010 г., 10 августа 2012 г.) «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии».

К нормативам технологических потерь при передаче тепловой энергии относятся потери и затраты энергетических ресурсов, обусловленные техническим состоянием теплопроводов и оборудования и техническими решениями по надежному обеспечению потребителей тепловой энергией и созданию безопасных условий эксплуатации тепловых сетей, а именно:

- потери и затраты теплоносителя в пределах установленных норм;
- потери тепловой энергии теплопередачей через теплоизоляционные конструкции теплопроводов и с потерями и затратами теплоносителя;

К нормируемым технологическим затратам теплоносителя относятся:

- затраты теплоносителя на заполнение трубопроводов тепловых сетей перед пуском после плановых ремонтов и при подключении новых участков тепловых сетей;
- технологические сливы теплоносителя средствами автоматического регулирования теплового и гидравлического режима, а также защиты оборудования;
- технически обоснованные затраты теплоносителя на плановые эксплуатационные испытания тепловых сетей и другие регламентные работы.

К нормируемым технологическим потерям теплоносителя относятся технически

неизбежные в процессе передачи и распределения тепловой энергии потери теплоносителя с его утечкой через неплотности в арматуре и трубопроводах тепловых сетей в пределах, установленных правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей, а также правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок.

Затраты теплоносителя, обусловленные его сливом средствами автоматического регулирования и защиты, предусматривающими такой слив, определяются конструкцией указанных приборов.

Затраты теплоносителя при проведении плановых эксплуатационных испытаний тепловых сетей и других регламентных работ включают потери теплоносителя при выполнении подготовительных работ, отключении участков трубопроводов, их опорожнении и последующем заполнении.

Нормирование затрат теплоносителя на указанные цели производится с учетом регламентируемой нормативными документами периодичности проведения эксплуатационных испытаний и других регламентных работ и утвержденных эксплуатационных норм затрат для каждого вида испытательных и регламентных работ в тепловых сетях для данных участков трубопроводов.

Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям ООО «Сургутские городские электрические сети» на 2021 год представлены в таблице ниже.

Таблица 3.2.3 Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям ООО «СГЭС», г. Сургут на 2021 год

ПОТЕРИ, тыс Гкал	2019			2020			2021		
	Утверждено ДепЖКК на 2019г №29-нп	РСТ 2019 г.	Факт 2019г.	Утверждено ДепЖКК на 2020г № 24-нп	РСТ 2020г.	Факт 2020г.	Утверждено ДепЖКК на 2021г № 3-нп	РСТ 2021г.	Факт 2021
всего, в т.ч.	150,497	149,45	172,782	158,93	153,94	136,26	164,62	149,77	144,05
Полезный отпуск	2542,98	2692,16	2637,20	2715,13	2754,21	2398,85	2681,23	2675,77	2848,71
ГРЭС-1,2									
Потери т/э в сетях	142,14	142,14	160,007	149,18	144,15	127,44	154,33	139,66	137,12
Полезный отпуск	2420,32	2567,41	2434,134	2581,95	2606,84	2202,66	2525,64	2519,85	2548,20
Котельная К-45									
Потери т/э в сетях	7,32	6,27	4,57	8,12	8,12	6,07	8,62	8,12	3,93
Полезный отпуск	95,56	95,56	111,705	105,94	103,63	108,41	103,63	103,63	145,85
Передача 30мкр									
Потери т/э в сетях	0,97	0,97	7,868	1,56	1,63	2,68	1,60	1,95	2,90
Полезный отпуск	24,5	24,50	89,38	24,50	41,11	85,91	49,33	49,33	152,37
Котельная Н-Ш 22 стр.5									
Потери т/э в сетях	0,07	0,07	0,337	0,07	0,04	0,07	0,07	0,04	0,10
Полезный отпуск	2,6	4,71	1,976	2,74	2,63	1,87	2,63	2,96	2,28

3.2.14. Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года

Фактические тепловые потери в тепловых сетях ООО «СГЭС» за последние три года представлены в таблице 3.2.3.

3.2.15. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловых сетей ООО «СГЭС» - отсутствуют.

3.2.16. Описание наиболее распространенных типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям

Для системы централизованного теплоснабжения г. Сургута характерно присоединение систем отопления потребителей по зависимой схеме с элеваторным смешением, корректирующими насосами, а также автоматизированным регулированием. Менее 20% потребителей ООО «Сургутские городские электрические сети» имеют системы отопления, подключенные по независимой схеме, через теплообменники.

Все системы горячего водоснабжения, присоединенные напрямую к магистральным тепловым сетям, подключены по закрытой двухступенчатой смешанной схеме.

3.2.17. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя

Коммерческий учет тепловой энергии потребителей, присоединённых к тепловым сетям ООО «Сургутские городские электрические сети» производится в павильонах П – 1,5, 7,11,12 и коллекторных К 1, К 2, находящихся на балансе ООО «СГЭС».

Таблица 3.2.4 Оснащенность потребителей приборами учета тепловой энергии ООО «СГЭС»

№ п/п	Организация	Обслуживаемое муниципальное образование	Вид ресурса	Общее кол-во потребителей, шт	Количество приборов учета, установленных у потребителей, шт.	Наименование ПУ, используемого в большинстве случаев
1	2	3	4	5	7	8
1	ООО "СГЭС"	г. Сургут	тепловая энергия	247	366	ВКТ - 7; УВП - 280Б; ИМ 2300Н; КСТ - 22, Т - 21 "Компакт"

Таблица 3.2.5 Информация о приборах учета на источниках тепловой энергии ООО «СГЭС»

Источник	Марка/модель	Зав. №	Дата поверки	Следующая поверка	Интервал поверки
Котельная для теплоснабжения мкр. №38 и №39 в г.Сургут. адрес Крылова 55/2	Система теплоснабжения				
	Тепловычислитель СТУ-1	2373	09.07.2021	09.07.2025	4 года
	Расходомер – счетчик УРЖ-2КМ	2065	09.07.2021	09.07.2025	4 года
	Расходомер – счетчик УРЖ-2КМ	2067	09.07.2021	09.07.2025	4 года

Источник	Марка/модель	Зав. №	Дата проверки	Следующая проверка	Интервал проверки
	Расходомер – счетчик УРЖ-2КМ	2066	09.07.2021	09.07.2025	4 года
	Расходомер – счетчик УРЖ-2КМ	2064	09.07.2021	09.07.2025	4 года
	Термопреобразователь сопротивления КТПТР-01	8717/8717А	05.09.2018	05.09.2022	4 года
	Термопреобразователь сопротивления КТПТР-01	8710/8710А	05.09.2018	05.09.2022	4 года
	Преобразователь давления СДВ-И	86788	18.07.2019	18.07.2024	5 лет
	Преобразователь давления СДВ-И	A546416	18.09.2018	18.09.2023	5 лет
	Преобразователь давления СДВ-И	86771	18.07.2019	18.07.2024	5 лет
	Преобразователь давления СДВ-И	86773	18.07.2019	18.07.2024	5 лет

3.2.18. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи

Диспетчерская служба ООО «Сургутские городские электрические сети» выполняет следующие функции:

- управление гидравлическими режимами магистральной тепловой сети;
- регулирование температуры в подающем трубопроводе тепломагистралей.

Диспетчерская служба осуществляет сбор, обработку и архивацию данных о гидравлических параметрах работы тепловой сети. Связь с центральной диспетчерской осуществляется по телефонной связи.

ОАО «Тюменьэнерго», когда теплоисточники и тепловые сети были в его ведении, был разработан проект по оснащению системы централизованного теплоснабжения города (СГРЭС-1, СГРЭС-2, ПКТС) распределенной автоматизированной системой управления (РАСУ ТП).

Основными задачами распределенной автоматизированной системы управления г. Сургута было:

- осуществление централизованного регулирования температур теплоносителя в подающих трубопроводах на выходе из теплоисточников (СГРЭС-1, СГРЭС-2, ПКТС) по температурам наружного воздуха в пяти точках СЦТ города Сургута с учетом поправок на скорость ветра и инерционность зон систем теплоснабжения для осуществления качественного регулирования отпуска тепловой энергии для системы отопления СЦТ города Сургута;
- обеспечение централизованного функционально-группового управления гидравлическими режимами теплоисточников, магистральных тепловых сетей и перекачивающей насосной станции с учетом суточных и сезонных изменений расходов циркуляции с корректировкой (обратной связью) по фактическим гидравлическим режимам в распределительных тепловых сетях города (в связи с переводом ЦТП города на качественно-количественное потребление тепловой энергии).

В настоящее время проект не реализован.

3.2.19. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций

На тепловых сетях ООО «Сургутские городские электрические сети» ЦТП отсутствуют.

3.2.20. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления

Защита оборудования источников, магистральной тепловой сети и потребителей от повышения давления осуществляется предохранительно-сбросными клапанами.

3.2.21. Данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их наличии)

Энергетические характеристики систем транспорта тепловой энергии (тепловых сетей) представляют собой совокупность зависимостей технико-экономических показателей работы основного оборудования в абсолютных или относительных величинах в оптимальных режимах, принятой тепловой схеме и фиксированных значениях параметров окружающей среды.

Энергетические характеристики систем транспорта тепловой энергии (тепловых сетей) предназначены для оценки эффективности работы тепловых сетей и анализа работы оборудования, режимов работы системы теплоснабжения в целом.

В 2018 году были разработаны энергетические характеристики систем транспорта тепловой энергии ООО «Сургутские городские электрические сети» от следующих источников:

- от СГРЭС-1 и СГРЭС-2;
- от котельной КК-45;
- от котельной, расположенной по адресу Нефтеюганское шоссе 22, строение 5.

Энергетические характеристики транспорта тепловой энергии разработаны по следующим показателям:

- «потери сетей воды»;
- «тепловые потери»;
- «удельный расход сетей воды»;
- «разность температур сетей воды в подающих и обратных трубопроводах»;
- «удельный расход электроэнергии».

В таблицах ниже представлены сводные данные по энергетическим характеристикам тепловых сетей ООО «СГЭС»

Таблица 3.2.6 Расчетные потери сетевой воды на 2022 г. для работы водяных тепловых сетей от СГРЭС-1 в целом

Месяцы	Число часов работы ТС		Потери сетевой воды, м ³				Всего
	отопит, период	летний период	с нормативной утечкой	пусковое заполнение	регламент, испытания	сливы из САРЗ	
Январь	744		32 131,96				32 131,96
Февраль	672		29 022,42				29 022,42
Март	744		32 131,96				32 131,96
Апрель	720		31 095,45				31 095,45
Май	672	72	32 119,53		34,52		32 154,06
Июнь		720	30 971,16				30 971,16
Июль		408	17 550,33		8 603,10		26 153,43
Август		744	32 003,53				32 003,53
Сентябрь	408	312	31 041,59	25 912,87			56 954,46
Октябрь	744		32 131,96				32 131,96
Ноябрь	720		31 095,45				31 095,45
Декабрь	744		32 131,96				32 131,96
Год	6168	2256	363 427,30	25 912,87	8 637,62		397 977,80

Таблица 3.2.7 Расчетные потери сетевой воды на 2022 г. для работы водяных тепловых сетей от СГРЭС-2 в целом

Месяцы	Число часов работы ТС		Потери сетевой воды, м ³				
	ОТОПИТ. период	летний период	с нормативной утечкой	пусковое заполнение	регламент, испытания	сливы из САРЗ	Всего
Январь	744		33 412,52				33 412,52
Февраль	672		30 179,05				30 179,05
Март	744		33 412,52				33 412,52
Апрель	720		32 334,70				32 334,70
Май	672	72	33 411,62		2,52		33 414,14
Июнь		720	32 325,63				32 325,63
Июль		408	18 317,86		8 979,34		27 297,20
Август		744	33 403,15				33 403,15
Сентябрь	408	312	32 330,77	26 945,58			59 276,35
Октябрь	744		33 412,52				33 412,52
Ноябрь	720		32 334,70				32 334,70
Декабрь	744		33 412,52				33 412,52
Год	6168	2256	378 287,57	26 945,58	8 981,86		414 215,02

Таблица 3.2.8 Результаты расчетов суммарных потерь тепловой энергии по тепловым сетям от котельной К-45 в целом

Месяц	Месячные тепловые потери через изоляцию ТС, Г кал		Месячные ТП через изоляцию, Г кал	Месячные ТП с ПСВ, Г кал	Месячные суммарные ТП всей ТС, Г кал
	Подземная прокладка	Надземная прокладка			
Январь	920,11	186,02	1 106,13	239,82	1 345,95
Февраль	805,93	159,27	965,20	207,99	1 173,19
Март	815,68	151,34	967,02	208,24	1 175,26
Апрель	647,97	107,59	755,56	160,10	915,65
Май	692,37	86,68	779,05	165,31	944,37
Июнь	664,33	45,11	709,44	137,65	847,09
Июль	353,26	23,63	376,88	95,59	472,48
Август	608,73	45,71	654,44	142,24	796,68
Сентябрь	590,45	65,18	655,63	282,09	937,71
Октябрь	609,12	105,42	714,54	165,91	880,45
Ноябрь	756,17	146,14	902,30	201,65	1 103,95
Декабрь	885,23	179,18	1 064,40	233,09	1 297,49
Год	8 349,34	1 301,26	9 650,59	2 239,68	11 890,28

Таблица 3.2.9 Результаты расчетов суммарных потерь тепловой энергии в водяных тепловых сетях от СГРЭС-1 в целом

Месяц	Месячные тепловые потери через изоляцию ТС, Г кал		Месячные ТП через изоляцию, Г кал	Месячные ТП с ПСВ, Г кал	Месячные суммарные ТП всей ТС, Г кал
	Подземная прокладка	Надземная прокладка			
Январь	316,30	5 541,42	5 857,72	2 866,98	8 724,69
Февраль	277,11	4 748,54	5 025,64	2 485,49	7 511,13
Март	276,72	4 507,45	4 784,17	2 444,43	7 228,60
Апрель	234,52	3 436,50	3 671,02	2 080,33	5 751,34

Месяц	Месячные тепловые потери через изоляцию ТС, Г кал		Месячные ТП через изоляцию, Г кал	Месячные ТП с ПСВ, Г кал	Месячные суммарные ТП всей ТС, Г кал
	Подземная прокладка	Надземная прокладка			
Май	217,21	3 041,26	3 258,47	1 968,59	5 227,06
Июнь	203,38	2 651,36	2 854,73	1 670,18	4 524,91
Июль	108,20	1 385,36	1 493,56	1 159,85	2 653,40
Август	186,53	2 684,99	2 871,53	1 725,85	4 597,38
Сентябрь	176,31	2 833,60	3 009,90	3 360,35	6 370,26
Октябрь	212,98	3 418,53	3 631,51	2 111,79	5 743,30
Ноябрь	255,71	4 350,25	4 605,96	2 360,49	6 966,45
Декабрь	304,24	5 335,07	5 639,31	2 784,24	8 423,55
Год	2 769,20	43 934,31	46 703,51	27 018,57	73 722,08

Таблица 3.2.10 Результаты расчетов суммарных потерь тепловой энергии в водяных тепловых сетях от СГРЭС-2 в целом

Месяц	Месячные тепловые потери через изоляцию ТС, Г кал		Месячные ТП через изоляцию, Г кал	Месячные ТП с ПСВ, Г кал	Месячные суммарные ТП всей ТС, Г кал
	Подземная прокладка	Надземная прокладка			
Январь	36,91	7 697,80	7 734,71	2 974,63	10 709,35
Февраль	32,32	6 586,33	6 618,65	2 579,03	9 197,68
Март	32,27	6 226,98	6 259,25	2 532,49	8 791,74
Апрель	27,59	4 728,12	4 755,71	2 150,59	6 906,30
Май	27,66	4 202,29	4 229,96	2 045,45	6 275,41
Июнь	26,76	3 677,33	3 704,09	1 743,22	5 447,31
Июль	14,23	1 925,49	1 939,72	1 210,57	3 150,29
Август	24,52	3 725,88	3 750,39	1 801,33	5 551,72
Сентябрь	23,72	3 945,04	3 968,76	3 501,99	7 470,75
Октябрь	25,48	4 672,37	4 697,86	2 179,08	6 876,94
Ноябрь	29,83	6 009,54	6 039,37	2 445,51	8 484,88
Декабрь	35,50	7 410,40	7 445,90	2 890,47	10 336,37
Год	336,78	60 807,58	61 144,36	28 054,37	89 198,73

Таблица 3.2.11 Расчетные потери сетевой воды на 2022 г, для работы водяных тепловых сетей от котельной К-45 в целом

Месяцы	Число часов работы ТС		Потери сетевой воды, м ³				
	отопит, период	летний период	с нормативной утечкой	пусковое заполнение	регламент, испытания	СЛИВЫ из САРЗ	Всего
Январь	744		2 717,36				2 717,36
Февраль	672		2 454,39				2 454,39
Март	744		2 717,36				2 717,36
Апрель	720		2 629,71				2 629,71
Май	672	72	2 709,65		21,43		2 731,08
Июнь		720	2 552,55				2 552,55
Июль		408	1 446,45		709,04		2 155,49
Август		744	2 637,64				2 637,64
Сентябрь	408	312	2 596,27	2 191,42			4 787,69
Октябрь	744		2 717,36				2 717,36
Ноябрь	720		2 629,71				2 629,71
Декабрь	744		2 717,36				2 717,36
Год	6168	2256	30 525,81	2 191,42	730,47		33 447,70

Таблица 3.2.12 Расчетные потери сетевой воды на 2022 г, для работы водяных тепловых сетей от котельной, расположенной по адресу Нефтеюганское ш., 22, стр. 5

Месяцы	Число часов работы ТС		Потери сетевой воды, м³				
	отопит, период	летний период	с нормативной утечкой	пусковое заполнение	регламент, испытания	сливы из САРЗ	Всего
Январь	744		8,11	-	-	-	8,11
Февраль	672		7,33	-	-	-	7,33
Март	744		8,11	-	-	-	8,11
Апрель	720		7,85	-	-	-	7,85
Май	672	72	8,11	-	-	-	8,11
Июнь		720	7,85	-	-	-	7,85
Июль		408	4,45	-	2,18	-	6,63
Август		744	8,11	-	-	-	8,11
Сентябрь	408	312	7,85	6,54	-	-	14,39
Октябрь	744		8,11	-	-	-	8,11
Ноябрь	720		7,85	-	-	-	7,85
Декабрь	744		8,11	-	-	-	8,11
Год	6168	2256	91,83	6,54	2,18	-	100,55

Таблица 3.2.13 Расчетные потери тепловой энергии с потерями сетевой воды на 2022 г. для работы водяных тепловых сетей от котельной, расположенной по адресу Нефтеюганское ш., 22, стр. 5

Месяцы	Число часов работы ТС		Тепловые потери с потерями сетевой воды, Гкал				
	отопит, период	летний период	с нормативной утечкой	пусковое заполнение	регламентные испытания	сливы из САРЗ	Всего
Январь	744		0,51	-	-		0,51
Февраль	672		0,45	-	-		0,45
Март	744		0,45	-	-		0,45
Апрель	720		0,36	-	-		0,36
Май	672	72	0,31	-	-		0,31
Июнь		720	0,36	-	-		0,36
Июль		408	0,20	-	0,05		0,26
Август		744	0,37	-	-		0,37
Сентябрь	408	312	0,30	0,39	-		0,69
Октябрь	744		0,35	-	-		0,35
Ноябрь	720		0,43	-	-		0,43
Декабрь	744		0,50	-	-		0,50
Год	6168	2256	4,57	0,39	0,05		5,01

Таблица 3.2.14 Результаты расчетов суммарных потерь тепловой энергии по тепловым сетям от котельной, расположенной по адресу Нефтеюганское ш., 22, стр. 5

Месяц	Месячные тепловые потери через изоляцию ТС, Гкал		Месячные ТП через изоляцию, Гкал	Месячные ТП с ПСВ, Гкал	Месячные суммарные ТП всей ТС, Гкал
	Подземная прокладка	Надземная прокладка			
Январь	1,49	6,69	8,18	0,51	8,69
Февраль	1,31	5,73	7,04	0,45	7,49
Март	1,33	5,44	6,77	0,45	7,22
Апрель	1,09	3,85	4,94	0,36	5,30
Май	0,97	2,93	3,91	0,31	4,21

Месяц	Месячные тепловые потери через изоляцию ТС, Гкал		Месячные ТП через изоляцию, Гкал	Месячные ТП с ПСВ, Гкал	Месячные суммарные ТП всей ТС, Гкал
	Подземная прокладка	Надземная прокладка			
Июнь	1,20	3,30	4,50	0,36	4,86
Июль	0,63	1,70	2,34	0,26	2,60
Август	1,08	3,33	4,42	0,37	4,79
Сентябрь	0,82	2,81	3,62	0,69	4,31
Октябрь	0,94	3,66	4,60	0,35	4,95
Ноябрь	1,22	5,25	6,47	0,43	6,90
Декабрь	1,43	6,45	7,88	0,50	8,38
Год	13,53	51,14	64,67	5,01	69,69

Таблица 3.2.15 Динамика основных показателей

№№ пп.	Показатели	2019 г.	2020 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
		отчет	отчет	план	план	план	расчет
1	теплоноситель						
1.1	потери и затраты теплоносителя, т(м ³):						
	<i>пар</i>	-	-	-	-	-	-
	<i>конденсат</i>	-	-	-	-	-	-
	<i>вода</i>	509 492,00	-	832 724,92	842 998,58	842 199,26	845 741,07
	среднегодовой объем тепловых сетей, м ³ :						
1.2	<i>пар</i>	-	-	-	-	-	-
	<i>конденсат</i>	-	-	-	-	-	-
	<i>вода</i>	36 111,23	36 461,88	36 111,23	36 461,88	36 526,44	36 704,28
1.3	отношение потерь и затрат теплоносителя к среднегодовому объему тепловых сетей, %:						
	<i>пар</i>	-	-	-	-	-	-
	<i>конденсат</i>	-	-	-	-	-	-
	<i>вода</i>	1 410,90	-	2 306,00	2 312,00	2 305,72	2 304,20
	отношение потерь и затрат теплоносителя к среднегодовому объему тепловых сетей, %/час (п.1.3:8 760):						
1.4	<i>пар</i>	-	-	-	-	-	-
	<i>конденсат</i>	-	-	-	-	-	-
	<i>вода</i>	0,1611	-	0,2632	0,2632	0,2632	0,2630
2	тепловая энергия						
2.1	потери тепловой энергии, Гкал:	169473,00	133596,53	150497,69	158928,28	164614,96	174880,77
	<i>пар</i>	-	-	-	-	-	-
	<i>конденсат</i>	-	-	-	-	-	-
	<i>вода</i>	169 473,00	133 596,53	150 497,69	158 928,28	164 614,96	174 880,77
	материальная характеристика тепловых сетей в однотрубном исчислении, м ²						
2.2	<i>пар</i>	-	-	-	-	-	-
	<i>конденсат</i>	-	-	-	-	-	-
	<i>вода</i>	54 111,65	56 400,85	54 111,65	56 400,85	56 718,83	64 901,93
2.3	отпуск тепловой энергии в сеть, тыс. Гкал:						
	<i>пар</i>	-	-	-	-	-	-
	<i>вода</i>	2 809,62	2 446,51	2 693,48	2 875,62	2 845,85	2 812,79

№№ пп.	Показатели	2019 г.	2020 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
		отчет	отчет	план	план	план	расчет
2.4	суммарная присоединенная тепловая нагрузка к тепловой сети, Гкал/ч:						
	<i>пар</i>	-	-	-	-	-	-
	<i>вода</i>	1041,89	1062,41	1041,89	1062,41	1073,59	1142,89
2.5	отношение потерь тепловой энергии относительно материальной характеристики, Гкал/м ² :						
	<i>пар</i>	-	-	-	-	-	-
	<i>конденсат</i>	-	-	-	-	-	-
	<i>вода</i>	3,1319	2,3687	2,7812	2,8178	2,9023	2,6945
2.6	отношение потерь тепловой энергии к отпуску тепловой энергии в сеть, %:						
	<i>пар</i>	-	-	-	-	-	-
	<i>вода</i>	6,03	5,46	5,59	5,53	5,78	6,22
3	э л е к т р и ч е с к а я э н е р г и я						
3.1	расход электроэнергии. тыс.кВт*ч	12 329,33	11 325,03	12 674,18	12 562,64	12 466,45	12 466,45
3.2	количество, ед:						
	ПНС	2	2	2	2	2	2
	ЦТП	-	-	-	-	-	-

3.2.22. Описание изменений в характеристиках тепловых сетей и сооружений на них, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

За период актуализации схемы теплоснабжения были скорректированы параметры и характеристики тепловых сетей ООО «Сургутские городские электрические сети» относительно базового года.

3.3 Прочие теплосетевые организации

В данном разделе описаны тепловые сети теплоснабжающих организаций, эксплуатирующих сети от единственного источника либо с незначительной протяженностью от нескольких маломощных источников. К первым относятся организации: ООО «Газпром энерго», ООО «Сибпромстрой №18», СГМУП «Сургутский хлебозавод», АО «Горремстрой», ООО УК «Северо-Западная Тепловая Компания», ОАО «Аэропорт Сургут», ООО «СКАТ-Югра», ООО «Технические системы», ООО «ТВС-Сервис». Во вторую категорию входит одна организация – ПАО «Сургутнефтегаз».

В подразделах проанализированы и описаны только данные тех теплосетевых компаний, которые предоставили материалы. Если в том или ином подразделе нет описания компании, значит данные по ней не были представлены.

3.3.1. Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект с выделением сетей горячего водоснабжения

ООО «Газпром энерго» эксплуатирует тепловые сети от собственного источника (источник и тепловые сети переданы в эксплуатацию ООО «Газпром трансгаз Сургут» в 2020 году), расположенного по адресу ул. Производственная 17. На балансе ООО «Газпром энерго» находятся тепловые сети общей протяженностью 17129м в однотрубном исчислении. Максимальный диаметр трубопровода Ду 500 мм, средний по материальной характеристике диаметр составляет 235 мм. Так же ООО «Газпром энерго» осуществляет передачу тепловой энергии от СГМУП «ГТС».

Таблица 3.3.1 Общая характеристика тепловых сетей от котельной 8-го Промузла в зоне деятельности ООО «Газпром энерго»

Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однострубно м исчисления, м	Материальная характеристика, м ²
32	579	18,53
40	170	6,8
57	338,2	19,28
76	148	11,25
89	68	6,05
108	1 763	190,40
159	1 178	187,30
219	4 142	907,10
273	1 754	478,84
326	4 976,8	1 622,44
426	318	135,47
526	1 694	891,04
Всего	17 129	4 474,5

Таблица 3.3.2 Способы прокладки тепловых сетей от котельной 8-го Промузла в зоне деятельности ООО «Газпром энерго»

Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в однострубно м исчисления, м	Материальная характеристика, м ²
Надземная	16 153	4141,42
Канальная	-	-
непроходной канал	-	-
проходной канал	-	-
дюкер	-	-
Безканальная	976	333,08
Всего	17 129	4 474,5

Таблица 3.3.3 Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей по годам прокладки от котельной 8-го Промузла в зоне деятельности ООО «Газпром энерго»

Год (период) прокладки	Протяженность трубопроводов в однострубно м исчисления, м	Материальная характеристика, м ²
1980	290	31,32
1985	166	34,64
1986	12	2,3
1987	10 142	3 207,34
1989	40	3,56
1990	84	11,92
1991	1 634	388,63
1992	22	1,67
1994	16	1,42
1995	510	88,84
1996	762,8	82,38
1997	450	48,6
1998	666	71,93
1999	1 952,8	477,82
2011	199,4	11,37
2013	170	9,69
2017	12	1,07
Всего	17 129	4 474,5

ООО «Сибпромстрой №18» эксплуатирует тепловые сети от магистральных тепловых сетей СГМУП «ГТС» и ООО «Сургутские городские электрические сети». На балансе ООО «Сибпромстрой №18» находятся тепловые сети общей протяженностью 18481 м в однострубно́м исчислении. Максимальный диаметр трубопровода Ду 300 мм, средний по материальной характеристике диаметр составляет 153,07 мм.

Таблица 3.3.4 Структура тепловых сетей ООО «Сибпромстрой №18»

Условный диаметр, мм	Протяженность, м
ООО «Сибпромстрой №18»	
65	281,00
76	40,80
89	1248,60
100	1647,20
108	4305,60
133	2552,20
150	201,00
159	4023,60
219	2810,00
273	1067,00
325	304,00
Всего ООО «Сибпромстрой №18»	18481,00

СГМУП «Сургутский хлебозавод» эксплуатирует тепловые сети от собственной котельной. На балансе СГМУП «Сургутский хлебозавод» находится участок тепловой сети общей протяженностью 1396 м в однострубно́м исчислении.

Таблица 3.3.5 Структура тепловых сетей СГМУП «Сургутский хлебозавод»

Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однострубно́м исчислении, м	Материальная характеристика, м2
25		
32		
40		
50		
65		
80		
100		
125		
150	1396	209,4
200		
250		
Всего	1396	209,4

АО «Горремстрой» эксплуатирует тепловые сети от собственной котельной. На балансе АО «Горремстрой» находятся тепловые сети общей протяженностью 912 м в однострубно́м исчислении. Максимальный диаметр трубопровода Ду 219 мм.

Таблица 3.3.6 Структура тепловых сетей АО «Горремстрой»

Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однострубно́м исчислении, м	Материальная характеристика, м2
25		
32		
40		
50		
65		
80		
100	215	21,5
125		

Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однострубно́м исчислении, м	Материальная характеристика, м2
150	64	9,6
200	177	35,4
250		
Всего	456	66,5

ООО УК «Северо-Западная Тепловая Компания» эксплуатирует тепловые сети от арендуемого источника. На балансе ООО УК «Северо-Западная Тепловая Компания» находятся тепловые сети общей протяженностью 4748 м в однострубно́м исчислении. Максимальный диаметр трубопровода Ду 325 мм.

Таблица 3.3.7 Структура тепловых сетей ООО УК «Северо-Западная Тепловая Компания»

Условный диаметр, мм	Протяженность, м
ООО УК «Северо-Западная Тепловая Компания»	
150	1900
259	2200
300	648
Всего ООО УК «Северо-Западная Тепловая Компания»	4748

ОАО «Аэропорт Сургут» эксплуатирует тепловые сети от собственного источника, расположенного по ул. Аэрофлотская. На балансе ОАО «Аэропорт Сургут» находятся тепловые сети общей протяженностью 8271,2 м в однострубно́м исчислении. Максимальный диаметр трубопровода Ду 400 мм, средний по материальной характеристике диаметр составляет 137 мм.

Таблица 3.3.8 Общая характеристика магистральных сетей АО «Аэропорт Сургут»

Условный диаметр, мм	Протяженность, м
ОАО «Аэропорт Сургут»	
20	20,00
32	60,00
45	112,50
57	1071,80
76	40,00
89	1311,60
108	1548,80
133	824,00
159	1677,00
219	1061,00
273	353,70
325	124,00
426	66,80
Всего ОАО «Аэропорт Сургут»	8271,20

Таблица 3.3.9 Распределение тепловых сетей АО «Аэропорт Сургут» по способу прокладки

Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в однострубно́м исчислении, м	Материальная характеристика, м2
Надземная	951,0	80,512
Канальная	0	0
непроходной канал	0	0
проходной канал	0	0
дюкер	0	0
Безканальная	7 320,20	1 007,896

Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в однотрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м2
Всего	8 271,20	1088,408

ООО «СКАТ-Югра» эксплуатирует тепловые сети от собственной котельной. На балансе ООО «СКАТ-Югра» находится участок тепловой сети общей протяженностью 3408 м в однотрубном исчислении с максимальным условным диаметром Ду 257 мм.

Таблица 3.3.10 Структура тепловых сетей ООО «СКАТ-Югра»

Условный диаметр, мм	Протяженность, м
ООО «СКАТ-Югра»	
57-257	3408,00
Всего ООО «СКАТ-Югра»	3408,00

ООО «Технические системы» эксплуатирует тепловые сети от собственной котельной. На балансе ООО «Технические системы» находится участок тепловых сетей протяженностью 3400 м в однотрубном исчислении с диаметром трубопровода Ду 219 мм.

Таблица 3.3.11 Структура тепловых сетей ООО «Технические системы»

Условный диаметр, мм	Протяженность, м
ООО «Технические системы»	
219	3400,00
Всего ООО «Технические системы»	3400,00

На балансе ПАО «Сургутнефтегаз» находятся тепловые сети от 14-и собственных котельных. Общая протяженность тепловых сетей на балансе ПАО «Сургутнефтегаз» 79912м в однотрубном исчислении. Максимальный диаметр трубопровода Ду 426 мм, средний по материальной характеристике диаметр составляет 152 мм.

Таблица 3.3.12 Структура тепловых сетей ПАО «Сургутнефтегаз»

Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однотрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м2
Котельная №1		
50	366	18,3
80	113	9,04
150	261	39,15
Всего	740	66,49
Котельная №3		
25	15	0,375
50	233	11,65
80	86	6,88
100	288	28,8
150	1384	207,6
200	710	142
Всего	2716	397,305
Котельная №5		
15	30	0,45
25	204	5,1
32	40	1,28
40	57	2,28
50	90	4,5
80	428	34,24
100	1132	113,2
150	2095	314,25
200	74	14,8
250	1270	317,5
Всего	5420	807,6
Котельная №6		

Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однострубнои исчислении, м	Материальная характеристика, м2
15	150	2,25
20	158	3,16
25	267	6,675
32	115	3,68
40	120	4,8
100	710	71
150	1442	216,3
200	115	23
Всего	3986	491,4
Котельная №7		
40	760	30,4
80	320	25,6
100	910	91
150	1096	164,4
200	900	180
Всего	3986	491,4
Котельная №8		
40	18	0,72
50	503	25,15
80	777	62,16
100	473	47,3
150	612	91,8
Всего	2383	227,13
Котельная №9		
15	10	0,15
25	364	9,1
32	125	4
40	345	13,8
50	1940	97
80	612	48,96
1000	3177	317,7
150	1207	181,05
250	2060	515
Всего	9840	1186,76
Котельная №10		
50	1175	58,75
80	150	12
100	835	83,5
150	3214	482,1
200	500	100
150	1284	192,6
300	439	131,7
400	95	38
Всего	7692	1098,65
Котельная №12		
32	804	25,728
40	24	0,96
50	1000	50
80	1205	96,4
100	3079	307,9
150	6151	922,65
200	2546	509,2
250	1400	350
300	4753	1425,9
400	56	22,4
Всего	21018	3711,138
Котельная №14		
50	406	20,3
80	313	25,04

Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однострубно́м исчислении, м	Материальная характеристика, м2
100	659	65,9
150	824	123,6
200	704	140,8
250	32	8
Всего	2938	383,64
Котельная №15		
80	268	21,44
250	1720	430
Всего	1988	451,44
Котельная №16		
50	16	0,8
80	268	21,44
100	200	20
150	37	5,55
Всего	521	47,79
Котельная №17		
25	19	0,475
32	31	0,992
50	205	10,25
80	138	11,04
100	864	86,4
150	543	81,45
200	119	23,8
250	16	4
Всего	1935	218,407
Котельная №19		
32	81	2,592
40	187	7,48
50	2698	134,9
80	315	25,2
100	3686	368,6
150	1632	244,8
200	1255	251
125	931	116,375
300	3988	1196,4
400	95	38
Всего	14868	2385,347
Котельная №22 (пароводы)		
50	200	10
80	180	14,4
100	410	41
Всего	790	65,4
Всего по ПАО «Сургутнефтегаз»	79912	11869,362

ООО «ТВС-Сервис» эксплуатирует тепловые сети от собственной котельной. На балансе ООО «ТВС-Сервис» находится участок тепловых сетей протяженностью 1710 м в однострубно́м исчислении с наибольшим диаметром трубопровода Ду 200 мм.

Таблица 3.3.13 Структура тепловых сетей ООО «ТВС-Сервис»

Условный диаметр, мм	Протяженность, м
ООО «ТВС-Сервис»	
150	1710,00
Всего ООО «ТВС-Сервис»	1710,00

3.3.2. Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии в электронной форме и (или) на бумажном носителе

Электронная схема систем теплоснабжения города Сургута разработана в ГИС Zulu с использованием расширения ZuluThermo и прилагается на электронном носителе. Формат электронной карты соответствует техническому заданию.

Разработчиком данного комплекса является ООО «Политерм» г. Санкт-Петербург, сайт разработчика <http://politerm.com.ru/>. Электронная модель выполнена с учетом привязки к топографической основе и схеме расположения инженерных коммуникаций.

В качестве исходных данных для ее разработки использовались:

- проектная и исполнительная документация по источникам тепла, тепловым сетям, ЦТП и ИТП, данные по вводам к потребителям;
- эксплуатационная документация (фактические температурные графики, гидравлические режимы, данные по присоединенным тепловым нагрузкам и их видам и т.п.);
- данные по видам прокладки и типам применяемых теплоизоляционных конструкций, сроки эксплуатации тепловых сетей.

Электронная модель предназначена для формирования программно-информационной среды, с целью создания электронной схемы существующих тепловых сетей и объектов системы теплоснабжения, привязанных к топографической основе.

3.3.3. Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наиболее надежных участков, определением их материальной характеристики и тепловой нагрузки потребителей, подключенных к таким участкам

Универсальным показателем, позволяющим сравнивать системы транспорта теплоносителя, отличающиеся масштабом теплофицируемого района, является удельная материальная характеристика сети, равная сумме произведений протяженности участков тепловой сети на их диаметр в метрах.

Параметры тепловых сетей прочих теплосетевых организаций представлены в п. 3.3.1.

3.3.4. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях

В качестве секционирующей арматуры на тепловых сетях ООО «Газпром энерго», ООО «Сибпромстрой №18», СГМУП «Сургутский хлебозавод», АО «Горремстрой», ООО УК «Северо-Западная Тепловая Компания», АО «Аэропорт Сургут», ООО «Скат-База», ООО «Технические системы», ПАО «Сургутнефтегаз», ООО «ТВС-Сервис» используются стальные клиновые задвижки. В качестве регулирующей арматуры применяются клапаны.

Таблица 3.3.14 Характеристики секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях АО «Аэропорт Сургут»

Место установки	Направление	Диаметр, мм	Материал
ТК-1	ТК-2	200	сталь
ТК-1	ТК-10	300	сталь
ТК-4	ТК-5	250	сталь
ТК-5	ТК-7	200	сталь
ТК-9	ТК-22	200	сталь
ТК-22	ТК-24	200	сталь
ТК-24	ТК-25	150	сталь
ТК-25	ТК-27	150	сталь
ТК-10	ТК-1	300	сталь
ТК-11	ТК-12	150	сталь

Место установки	Направление	Диаметр, мм	Материал
ТК-12	ТК-12б	100	сталь
ТК-13	ТК-13а	200	сталь
ТК-13	ТК-14	150	сталь
ТК-14	ТК-14а	100	сталь
ТК-14	ТК-13а	150	сталь
ТК-14	ТК-16	150	сталь
ТК-16/1	ТК-20/1	150	сталь
ТК-20	ТК-18	80	сталь

3.3.5. Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов

На тепловых сетях ООО «Сибпромстрой №18», СГМУП «Сургутский хлебозавод», АО «Горремстрой», ООО УК «Северо-Западная Тепловая Компания» тепловые камеры и павильоны отсутствуют.

На тепловых сетях ООО «Газпром энерго», ОАО «Аэропорт Сургут», имеются тепловые камеры в подземном исполнении.

Конструкции смотровых колодцев выполнены по соответствующим чертежам и отвечают требованиям ГОСТ 8020-90 и ТУ 5855-057-03984346-2006.

3.3.6. Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности

График регулирования отпуска тепла в тепловые сети ООО «Газпром энерго», СГМУП «Сургутский хлебозавод», АО «Горремстрой», ООО УК «Северо-Западная Тепловая Компания», ООО «Технические системы», ООО «Скат-База», АО «Аэропорт Сургут», ООО «ТВС-Сервис», АО «Сургутстройтрест» - 95/70. Температурные график регулирования отпуска тепловой энергии ПАО «Сургутнефтегаз» представлен на рисунках ниже.

УТВЕРЖДАЮ
 И.о. главного энергетика -
 начальника управления энергетики
 ПАО "Сургутнефтегаз"
 " 14 " 08 Э.В. Сидорук
 2021г.

Стандартный температурный график
 качественного регулирования отпуска теплоты
 котельными ПАО "Сургутнефтегаз", расположенными в Западной Сибири

Температура наружного воздуха, Т _{нв} , °С	Температурный график 95/70			Температура наружного воздуха, Т _{нв} , °С	Температурный график 95/70		
	Температура сетевой воды в подающем трубопроводе, Т1, °С	Температура сетевой воды в обратном трубопроводе, Т2, °С	Расчетный отопитель- ный коэф- фициент, Кот		Температура сетевой воды в подающем трубопроводе, Т1, °С	Температура сетевой воды в обратном трубопроводе, Т2, °С	Расчетный отопитель- ный коэф- фициент, Кот
8	35,21	31,11	0,164	-18	67,69	52,94	0,59
7	36,63	32,13	0,18	-19	68,87	53,7	0,607
6	38,07	33,15	0,197	-20	69,97	54,4	0,623
5	39,37	34,05	0,213	-21	71,07	55,1	0,639
4	40,81	35,06	0,23	-22	72,25	55,85	0,656
3	42,1	35,95	0,246	-23	73,36	56,56	0,672
2	43,33	36,78	0,262	-24	74,47	57,25	0,689
1	44,71	37,74	0,279	-25	75,57	57,95	0,705
0	46	38,63	0,295	-26	76,68	58,66	0,721
-1	47,24	39,47	0,311	-27	77,79	59,34	0,738
-2	48,55	40,35	0,328	-28	78,9	60,05	0,754
-3	49,78	41,18	0,344	-29	79,93	60,68	0,77
-4	51,09	42,07	0,361	-30	81,11	61,44	0,787
-5	52,25	42,83	0,377	-31	82,15	62,08	0,803
-6	53,49	43,67	0,393	-32	83,27	62,77	0,82
-7	54,73	44,48	0,41	-33	84,31	63,41	0,836
-8	55,9	45,25	0,426	-34	85,41	64,11	0,852
-9	57,14	46,07	0,443	-35	86,53	64,81	0,869
-10	58,31	46,84	0,459	-36	87,56	65,44	0,885
-11	59,48	47,61	0,475	-37	88,68	66,13	0,902
-12	60,72	48,42	0,492	-38	89,72	66,77	0,918
-13	61,89	49,19	0,508	-39	90,76	67,41	0,934
-14	63,07	49,95	0,525	-40	91,87	68,1	0,951
-15	64,24	50,72	0,541	-41	92,91	68,74	0,967
-16	65,34	51,42	0,557	-42	93,96	69,36	0,984
-17	66,52	52,17	0,574	-43	95	70	1

Примечание: Расчет температурного графика выполнен на расчетную температуру воздуха в помещениях +18 °С на основании справочного пособия "Наладка водяных систем централизованного теплоснабжения" М.М.Апарцев

Заместитель начальника
 управления энергетики
 ПАО "Сургутнефтегаз"



Г.М.Девякович

Рисунок 3.3.1 Температурный график качественного регулирования отпуска теплоты котельными ПАО «Сургутнефтегаз» с температурными параметрами 95/70

УТВЕРЖДАЮ
 И.о.главного энергетика -
 начальника управления энергетики
 ПАО "Сургутнефтегаз"
 Э.В.Сидорук
 " 24 " 08 2021г.

Стандартный температурный график
 качественного регулирования отпуска теплоты
 котельными ПАО "Сургутнефтегаз", расположенными в Западной Сибири

Температура наружного воздуха, Т _{нв} , °С	Температурный график 105/70			Температура наружного воздуха, Т _{нв} , °С	Температурный график 105/70		
	Температура сетевой воды в подающем трубопроводе, Т1, °С	Температура сетевой воды в обратном трубопроводе, Т2, °С	Расчетный отопитель- ный коэф- фициент, Кот		Температура сетевой воды в подающем трубопроводе, Т1, °С	Температура сетевой воды в обратном трубопроводе, Т2, °С	Расчетный отопитель- ный коэф- фициент, Кот
8	36,85	31,11	0,164	-18	73,59	52,94	0,59
7	38,43	32,13	0,18	-19	74,94	53,7	0,607
6	40,04	33,15	0,197	-20	76,2	54,4	0,623
5	41,5	34,05	0,213	-21	77,46	55,1	0,639
4	43,11	35,06	0,23	-22	78,81	55,85	0,656
3	44,56	35,95	0,246	-23	80,08	56,56	0,672
2	45,95	36,78	0,262	-24	81,36	57,25	0,689
1	47,5	37,74	0,279	-25	82,62	57,95	0,705
0	48,95	38,63	0,295	-26	83,89	58,66	0,721
-1	50,35	39,47	0,311	-27	85,17	59,34	0,738
-2	51,83	40,35	0,328	-28	86,44	60,05	0,754
-3	53,22	41,18	0,344	-29	87,63	60,68	0,77
-4	54,7	42,07	0,361	-30	88,98	61,44	0,787
-5	56,02	42,83	0,377	-31	90,18	62,08	0,803
-6	57,42	43,67	0,393	-32	91,47	62,77	0,82
-7	58,83	44,48	0,41	-33	92,67	63,41	0,836
-8	60,16	45,25	0,426	-34	93,93	64,11	0,852
-9	61,57	46,07	0,443	-35	95,22	64,81	0,869
-10	62,9	46,84	0,459	-36	96,41	65,44	0,885
-11	64,23	47,61	0,475	-37	97,7	66,13	0,902
-12	65,64	48,42	0,492	-38	98,9	66,77	0,918
-13	66,97	49,19	0,508	-39	100,1	67,41	0,934
-14	68,32	49,95	0,525	-40	101,38	68,1	0,951
-15	69,65	50,72	0,541	-41	102,58	68,74	0,967
-16	70,91	51,42	0,557	-42	103,8	69,36	0,984
-17	72,26	52,17	0,574	-43	105	70	1

Примечание: Расчет температурного графика выполнен на расчетную температуру воздуха в помещениях +18 °С на основании справочного пособия "Наладка водяных систем централизованного теплоснабжения" М.М.Аларцев

Заместитель начальника
 управления энергетики
 ПАО "Сургутнефтегаз"



Г.М.Девякович

Рисунок 3.3.2 Температурный график качественного регулирования отпуска теплоты котельными ПАО «Сургутнефтегаз» с температурными параметрами 105/70

УТВЕРЖДАЮ
 И.о. главного энергетика -
 начальника управления энергетики
 ПАО "Сургутнефтегаз"
 Э.В. Сидорук
 " 24 " 08 2021г.

Стандартный температурный график
 качественного регулирования отпуска теплоты
 котельными ПАО "Сургутнефтегаз", расположенными в Западной Сибири

Температура наружного воздуха, Т _{нв} , °С	Температурный график 110/70		Расчетный отопитель- ный коэф- фициент, Кот	Температура наружного воздуха, Т _{нв} , °С	Температурный график 110/70		Расчетный отопитель- ный коэф- фициент, Кот
	Температура сетевой воды в подающем трубопроводе, Т1, °С	Температура сетевой воды в обратном трубопроводе, Т2, °С			Температура сетевой воды в подающем трубопроводе, Т1, °С	Температура сетевой воды в обратном трубопроводе, Т2, °С	
8	37,67	31,11	0,164	-18	76,54	52,94	0,59
7	39,33	32,13	0,18	-19	77,98	53,7	0,607
6	41,03	33,15	0,197	-20	79,32	54,4	0,623
5	42,57	34,05	0,213	-21	80,66	55,1	0,639
4	44,26	35,06	0,23	-22	82,09	55,85	0,656
3	45,79	35,95	0,246	-23	83,44	56,56	0,672
2	47,26	36,78	0,262	-24	84,81	57,25	0,689
1	48,9	37,74	0,279	-25	86,15	57,95	0,705
0	50,43	38,63	0,295	-26	87,5	58,66	0,721
-1	51,91	39,47	0,311	-27	88,86	59,34	0,738
-2	53,47	40,35	0,328	-28	90,21	60,05	0,754
-3	54,94	41,18	0,344	-29	91,48	60,68	0,77
-4	56,51	42,07	0,361	-30	92,92	61,44	0,787
-5	57,91	42,83	0,377	-31	94,2	62,08	0,803
-6	59,39	43,67	0,393	-32	95,57	62,77	0,82
-7	60,88	44,48	0,41	-33	96,85	63,41	0,836
-8	62,29	45,25	0,426	-34	98,19	64,11	0,852
-9	63,79	46,07	0,443	-35	99,57	64,81	0,869
-10	65,2	46,84	0,459	-36	100,84	65,44	0,885
-11	66,61	47,61	0,475	-37	102,21	66,13	0,902
-12	68,1	48,42	0,492	-38	103,49	66,77	0,918
-13	69,51	49,19	0,508	-39	104,77	67,41	0,934
-14	70,95	49,95	0,525	-40	106,14	68,1	0,951
-15	72,36	50,72	0,541	-41	107,42	68,74	0,967
-16	73,7	51,42	0,557	-42	108,72	69,36	0,984
-17	75,13	52,17	0,574	-43	110	70	1

Примечание: Расчет температурного графика выполнен на расчетную температуру воздуха в помещениях +18 °С на основании справочного пособия "Наладка водяных систем централизованного теплоснабжения" М.М.Апарцев

Заместитель начальника
 управления энергетики
 ПАО "Сургутнефтегаз"



Г.М.Девякович

Рисунок 3.3.3 Температурный график качественного регулирования отпуска теплоты котельными ПАО «Сургутнефтегаз» с температурными параметрами 110/70

3.3.7. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети

Анализ фактических температурных режимов отпуска тепла в тепловые сети показал, что имеют место выборочные отклонения температуры теплоносителя относительно утвержденных температурных графиков, как в подающем, так и в обратном трубопроводах.

Допустимые отклонения температуры теплоносителя на выходе из источника утверждены Приказом Минэнерго РФ от 24.03.2003 N 115 "Об утверждении Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок" и составляют: ($\pm 3\%$) в подающем трубопроводе и ($\pm 5\%$) в обратном.

Таблица 3.3.15 Результаты сравнительного анализа температурных графиков ПАО «Сургутнефтегаз»

Котельная	График	Кол-во анализируемых дней	Кол-во дней, с отклонением $\pm 3\%$ по прямому тр-ду	Кол-во дней, с отклонением $\pm 5\%$ по обратному тр-ду	Среднее значение отклонения температуры по прямому тр-ду, °С	Среднее значение отклонения температуры по обратному тр-ду, °С
Котельная №1	95-70	266	238	243	10,77	9,29
Котельная №3	95-70	273	203	175	4,86	3,26
Котельная №5	95-70	255	194	195	5,35	5,07
Котельная №6	95-70	265	205	199	5,28	4,6
Котельная №7	95-70	266	215	207	5,16	4,59
Котельная №8	95-70	266	220	208	5,63	4,37
Котельная №9	95-70	265	214	206	5,1	3,91
Котельная №10	110-70	266	219	210	6,29	5,45
Котельная №12	95-70	265	211	204	5,23	4,36
Котельная №14	95-70	263	212	208	5,35	4,53
Котельная №15	110-80	273	189	209	12,26	14,48
Котельная №16	95-70	259	207	202	6,4	5,51
Котельная №17	95-70	264	159	159	4,86	4,29

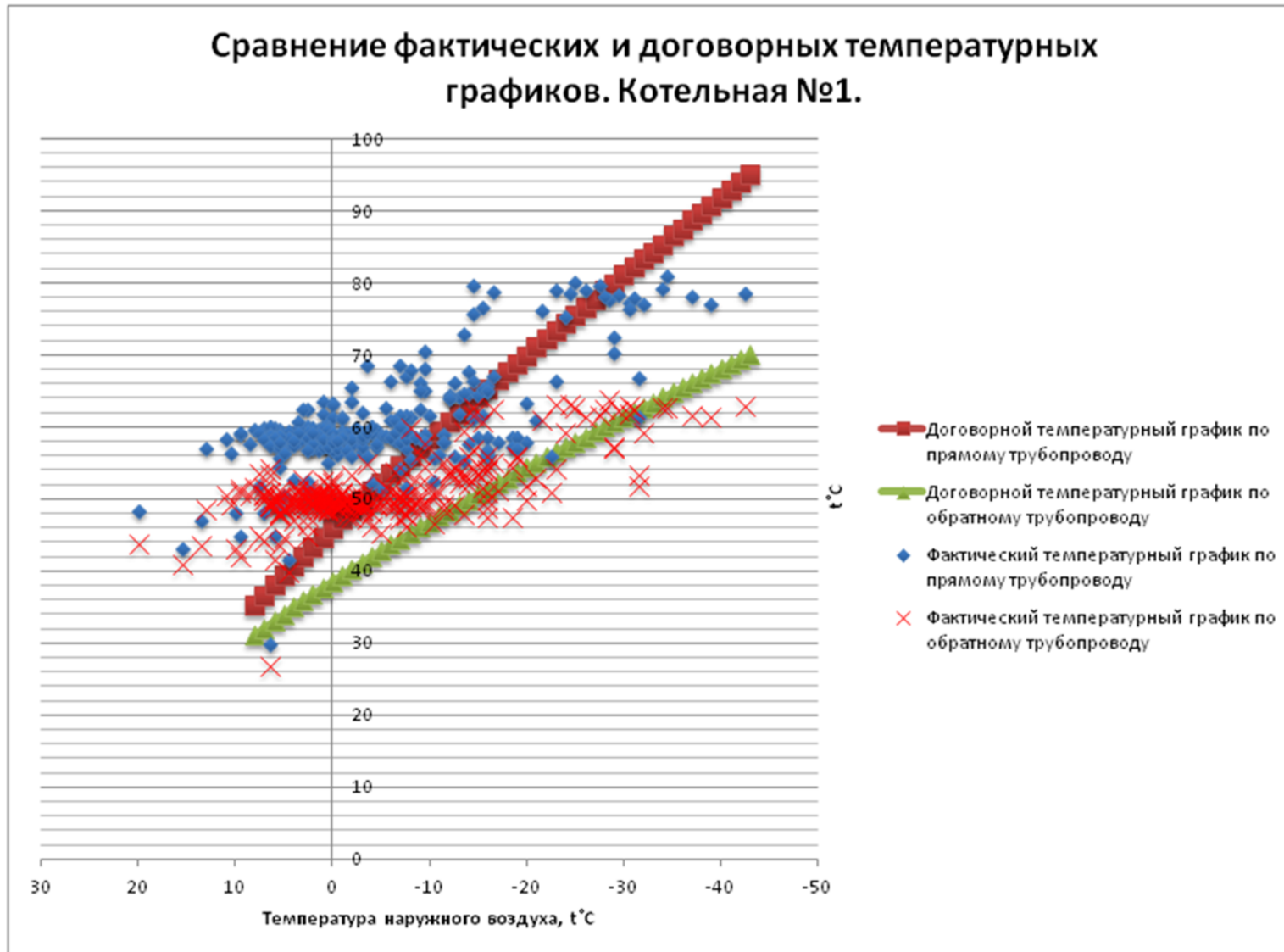


Рисунок 3.3.4 Сравнение фактических и договорных температурных графиков котельная №1 ПАО «Сургутнефтегаз»

Сравнение фактических и договорных температурных графиков. Котельная №3.

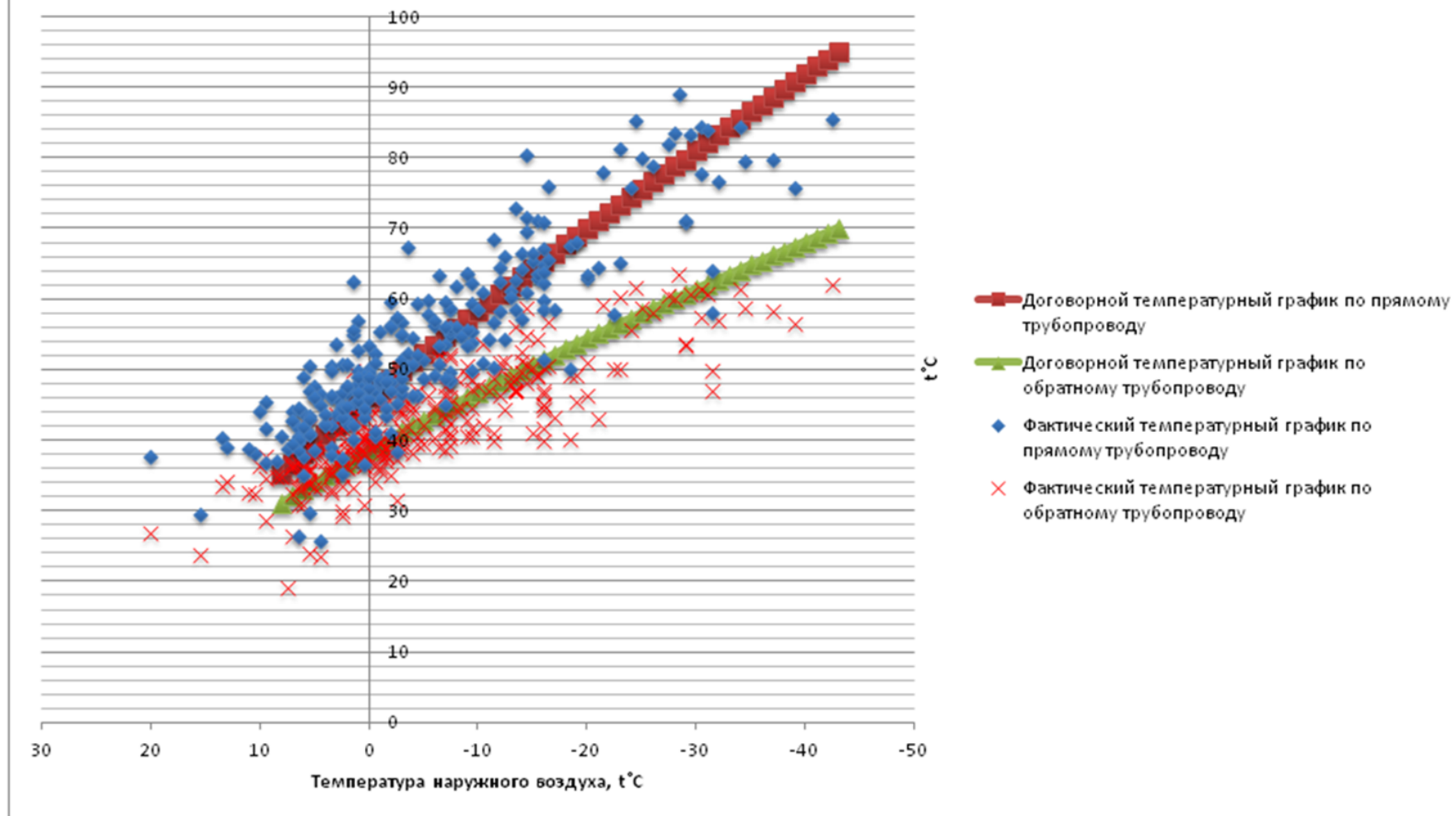


Рисунок 3.3.5 Сравнение фактических и договорных температурных графиков котельная №3 ПАО «Сургутнефтегаз»

Сравнение фактических и договорных температурных графиков. Котельная №5.

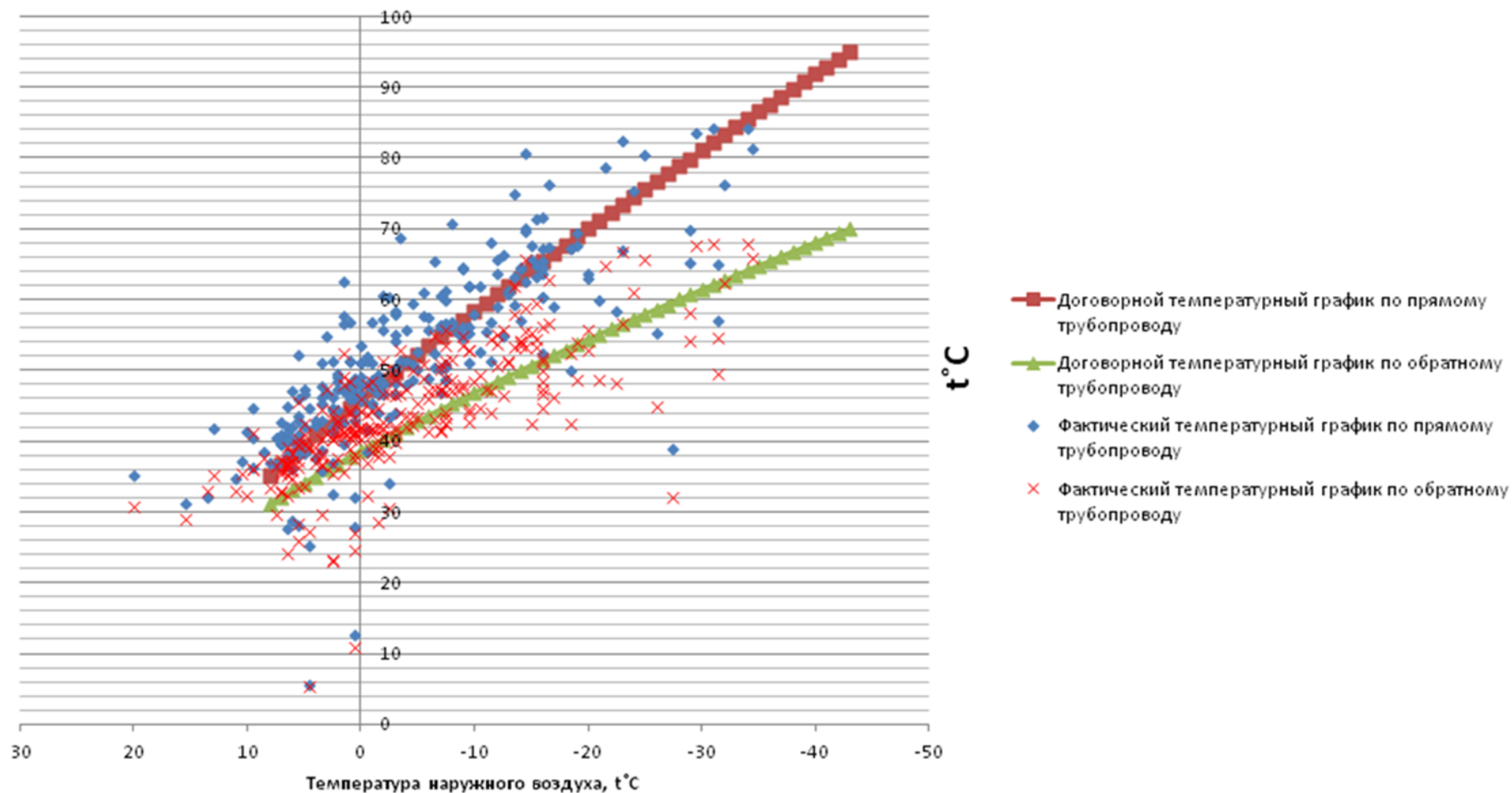


Рисунок 3.3.6 Сравнение фактических и договорных температурных графиков котельная №5 ПАО «Сургутнефтегаз»

Сравнение фактических и договорных температурных графиков. Котельная №6.

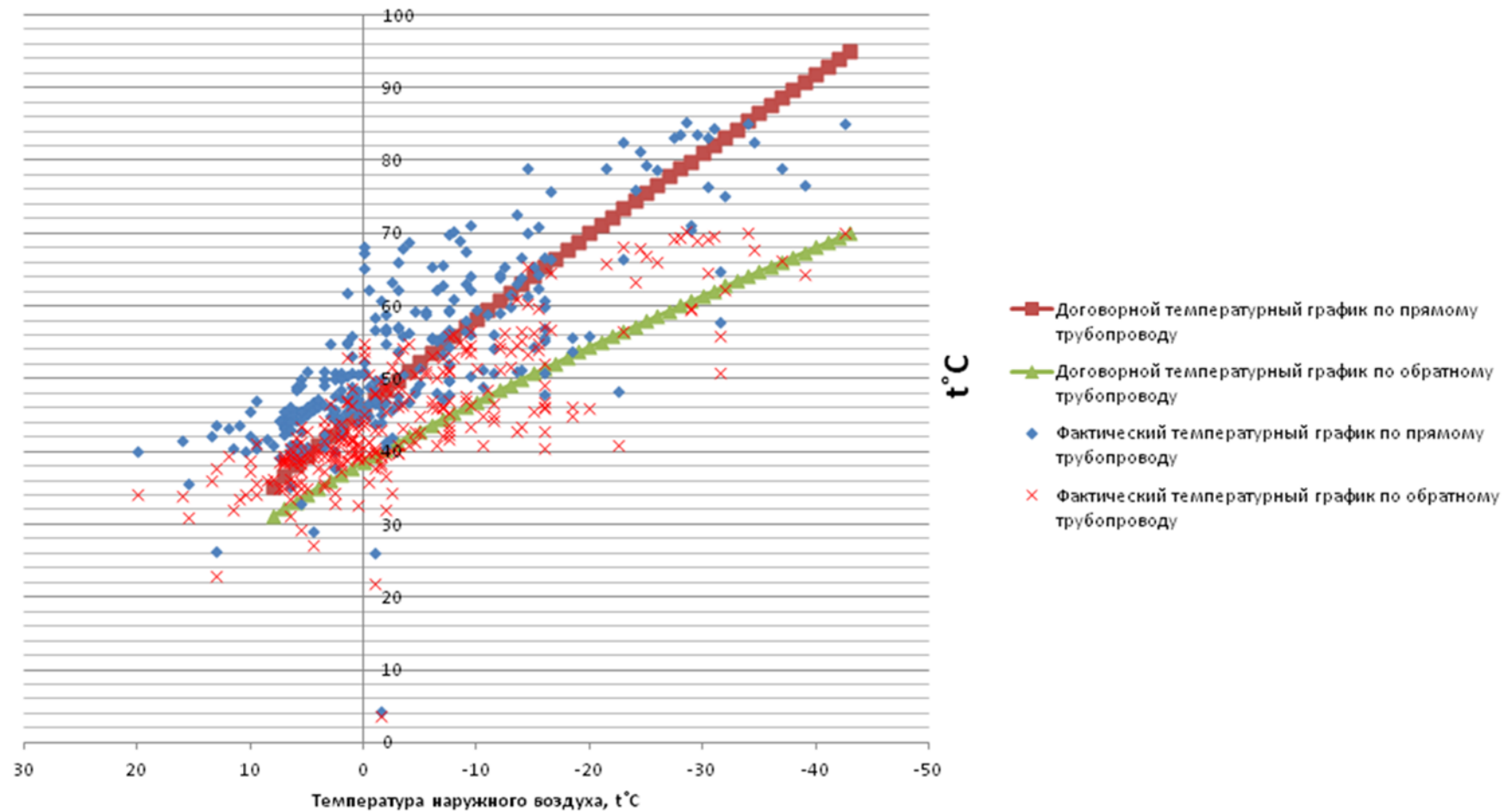


Рисунок 3.3.7 Сравнение фактических и договорных температурных графиков котельная №6 ПАО «Сургутнефтегаз»

Сравнение фактических и договорных температурных графиков. Котельная №7.

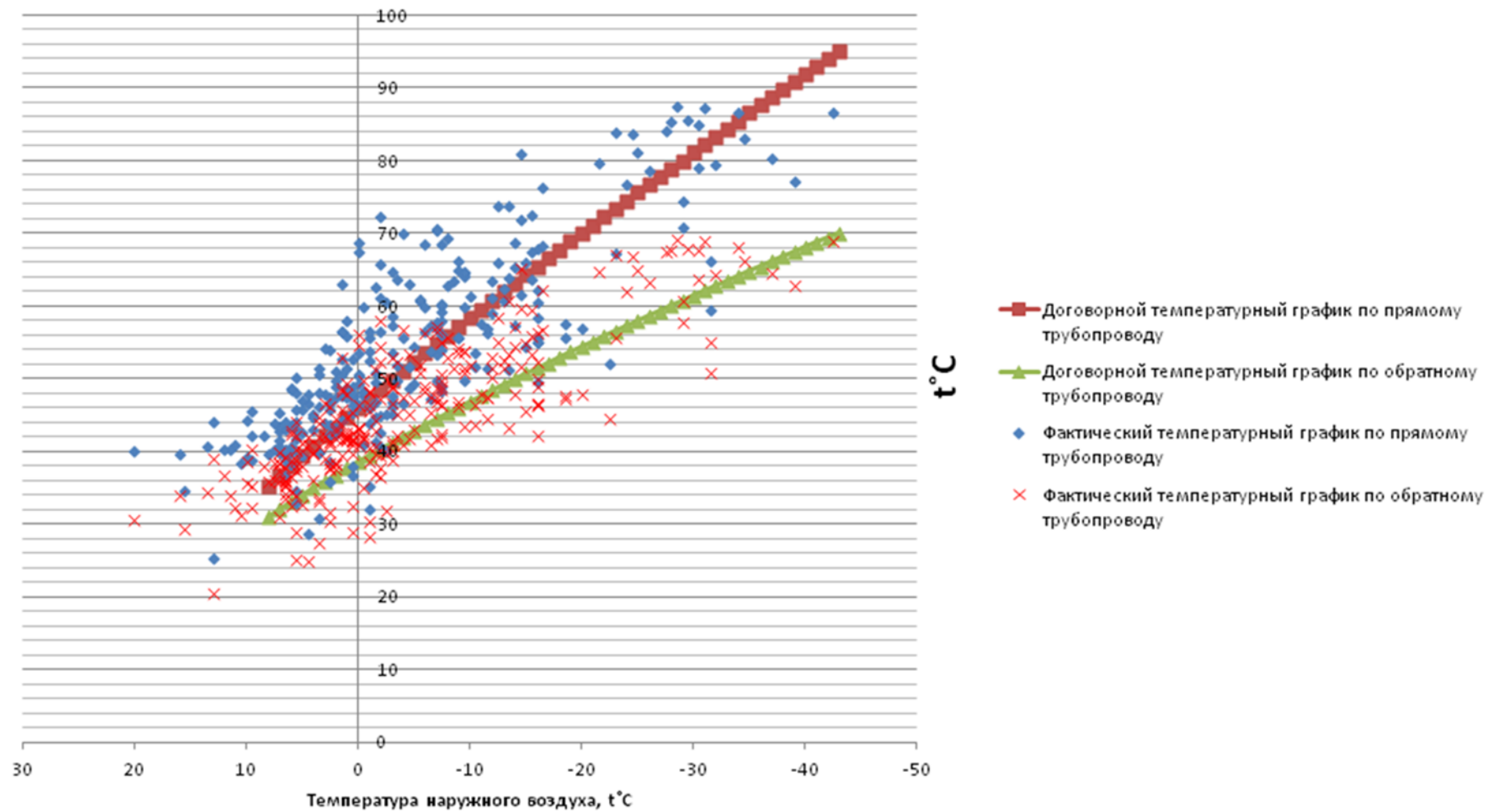


Рисунок 3.3.8 Сравнение фактических и договорных температурных графиков котельная №7 ПАО «Сургутнефтегаз»

Сравнение фактических и договорных температурных графиков. Котельная №8.

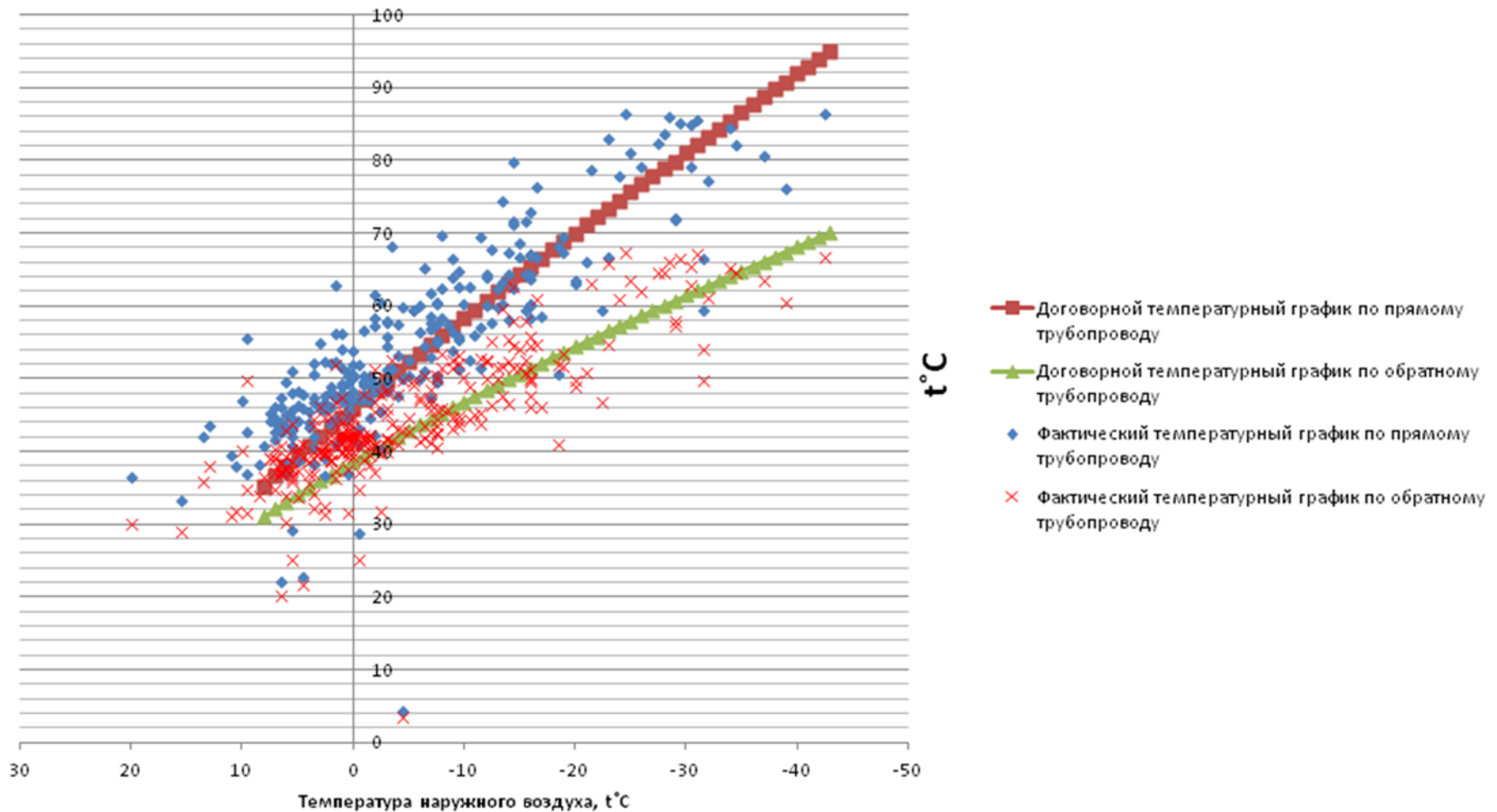


Рисунок 3.3.9 Сравнение фактических и договорных температурных графиков котельная №8 ПАО «Сургутнефтегаз»

Сравнение фактических и договорных температурных графиков. Котельная №9.

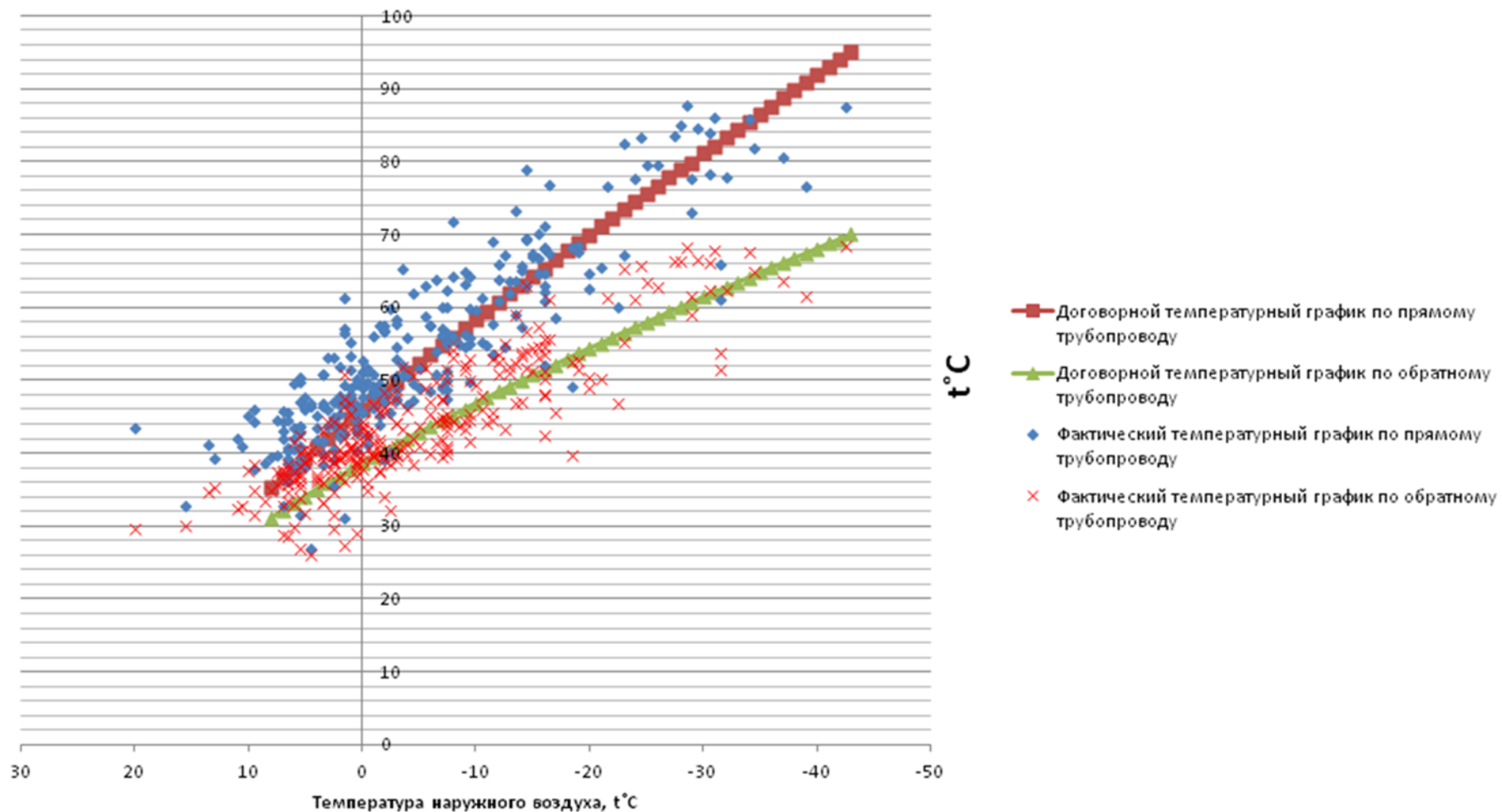


Рисунок 3.3.10 Сравнение фактических и договорных температурных графиков котельная №9 ПАО «Сургутнефтегаз»

Сравнение фактических и договорных температурных графиков. Котельная №10.

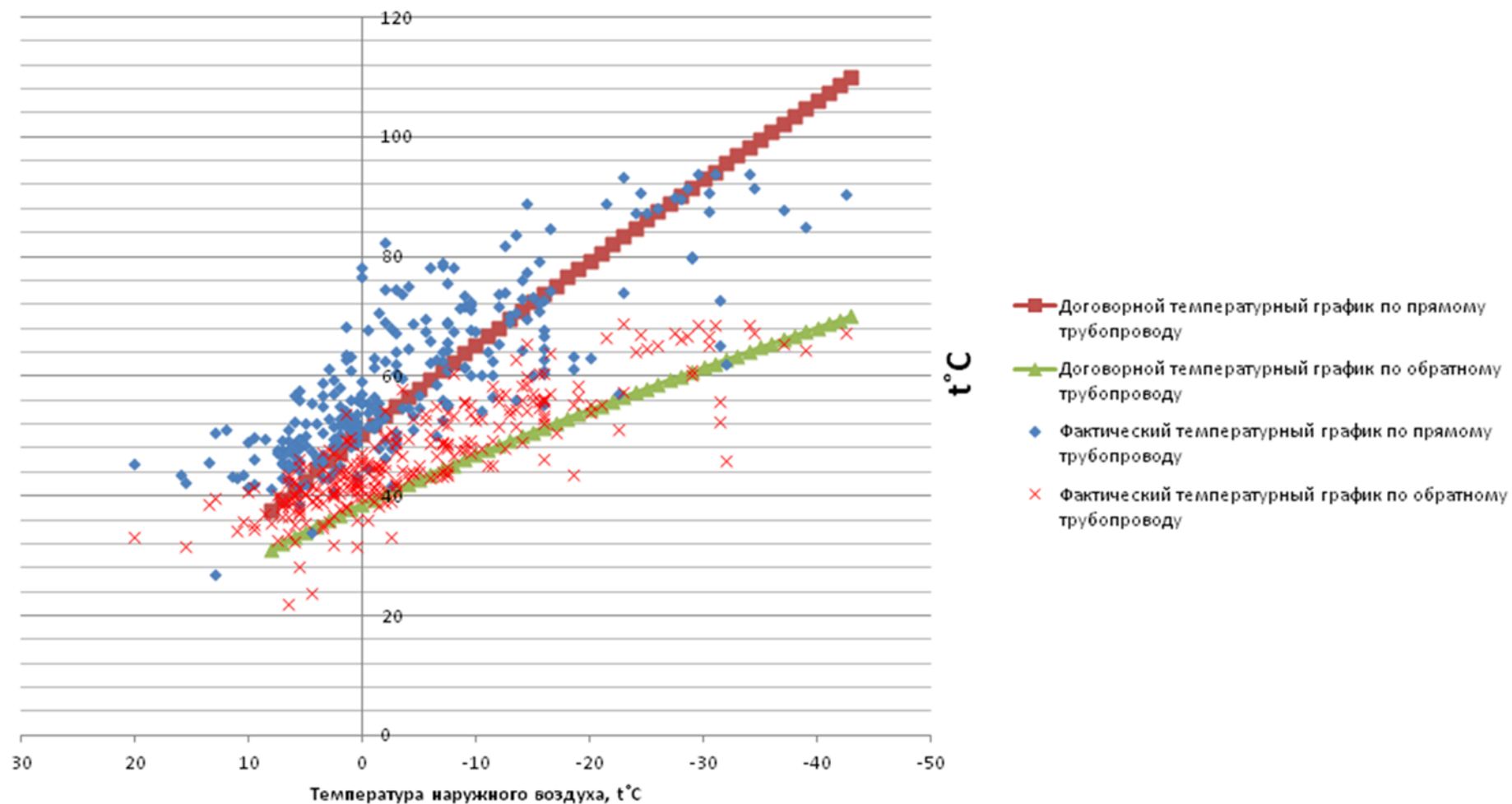


Рисунок 3.3.11 Сравнение фактических и договорных температурных графиков котельная №10 ПАО «Сургутнефтегаз»

Сравнение фактических и договорных температурных графиков. Котельная №12.

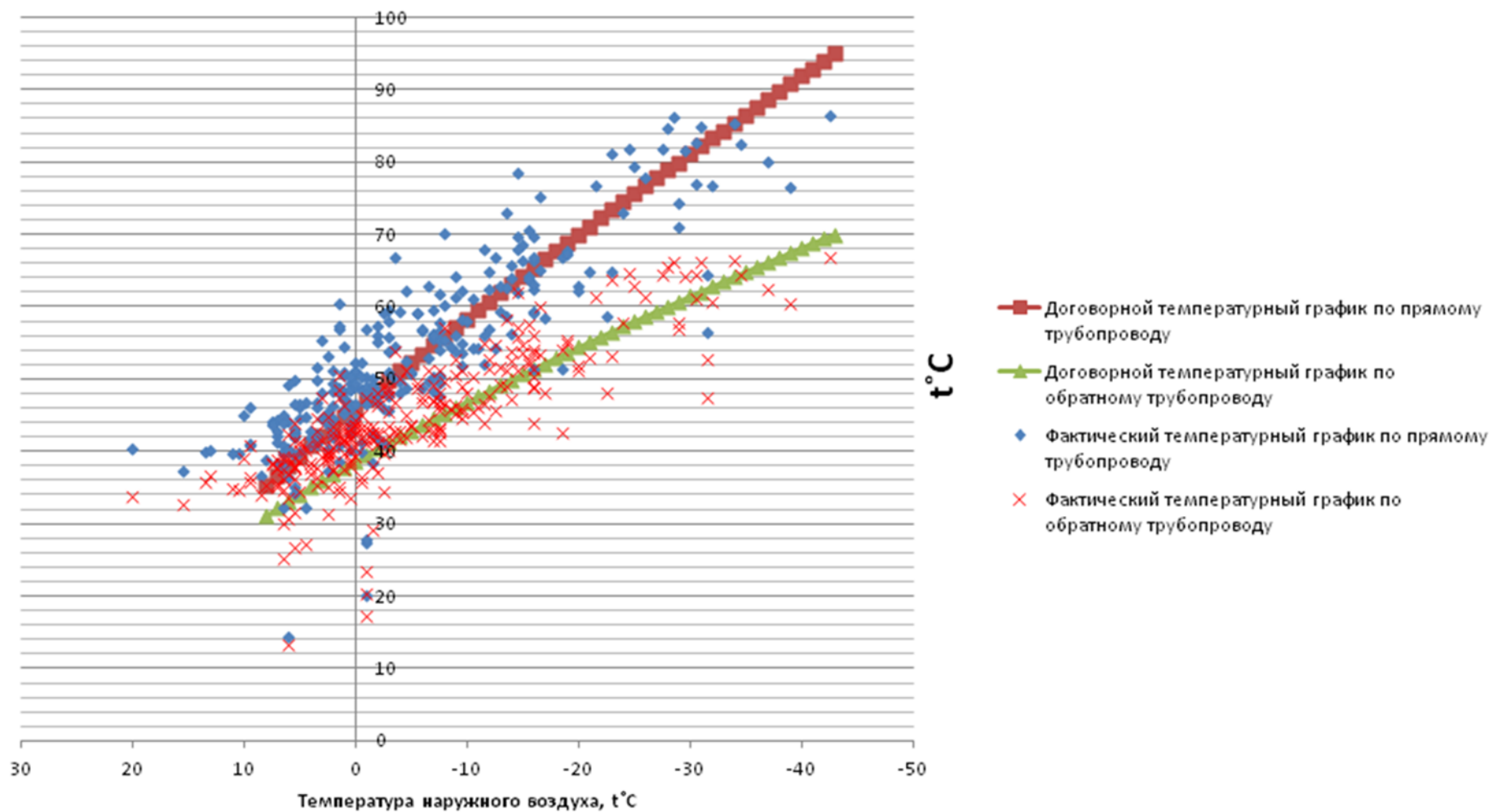


Рисунок 3.3.12 Сравнение фактических и договорных температурных графиков котельная №12 ПАО «Сургутнефтегаз»

Сравнение фактических и договорных температурных графиков. Котельная №14.

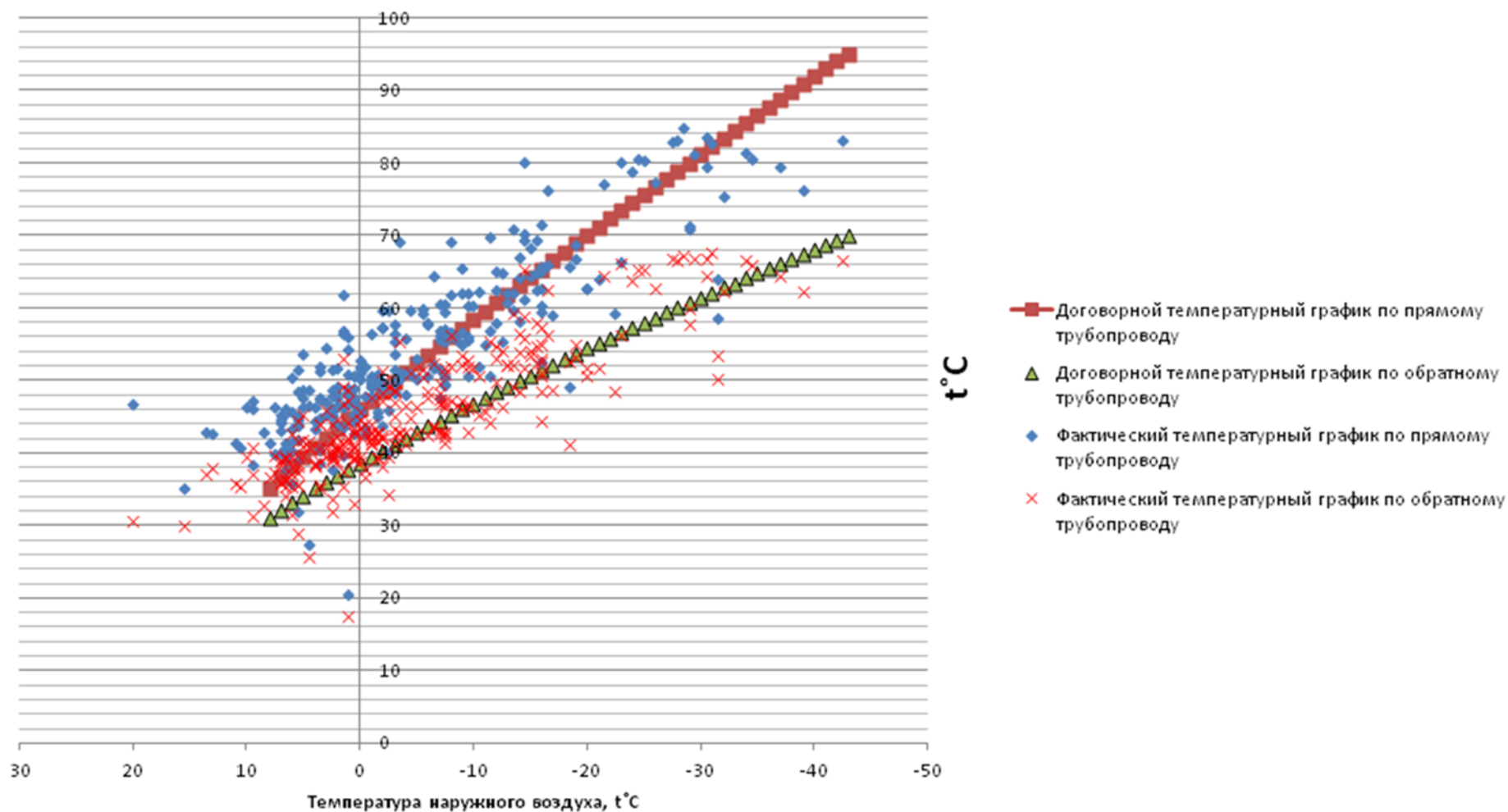


Рисунок 3.3.13 Сравнение фактических и договорных температурных графиков котельная №14 ПАО «Сургутнефтегаз»

Сравнение фактических и договорных температурных графиков. Котельная №15.

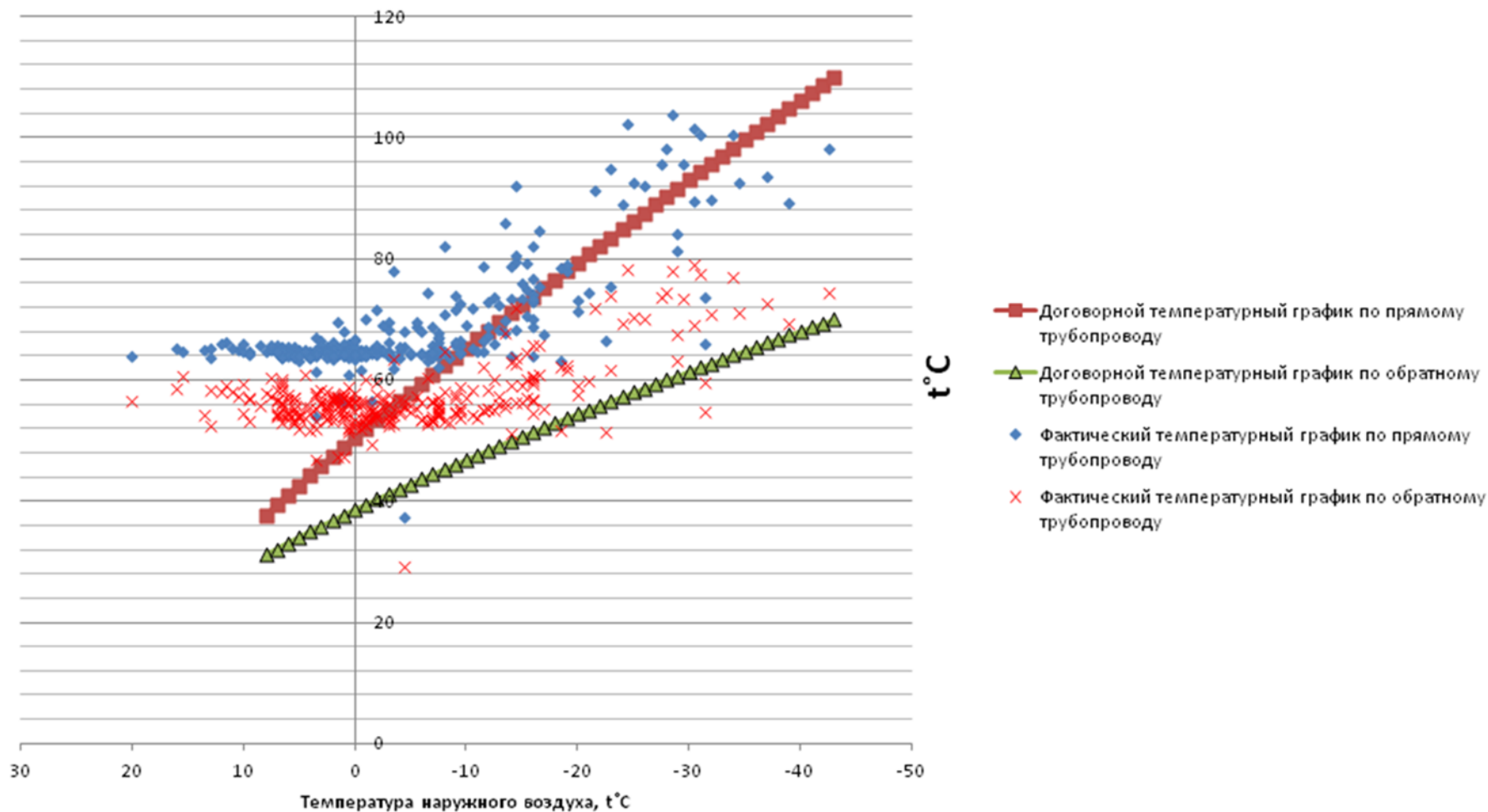


Рисунок 3.3.14 Сравнение фактических и договорных температурных графиков котельная №15 ПАО «Сургутнефтегаз»

Сравнение фактических и договорных температурных графиков. Котельная №16.

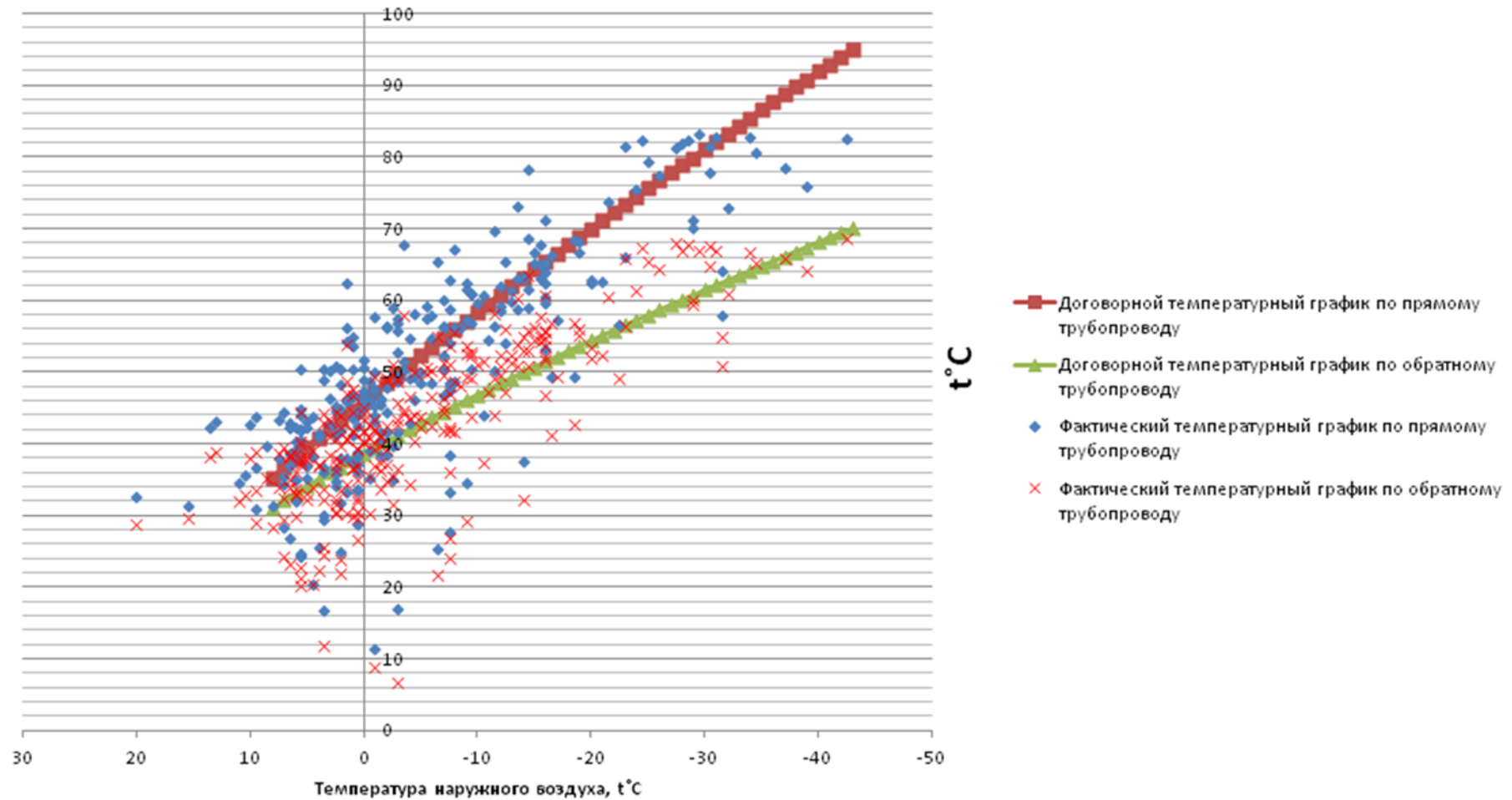


Рисунок 3.3.15 Сравнение фактических и договорных температурных графиков котельная №16 ПАО «Сургутнефтегаз»

Сравнение фактических и договорных температурных графиков. Котельная №17.

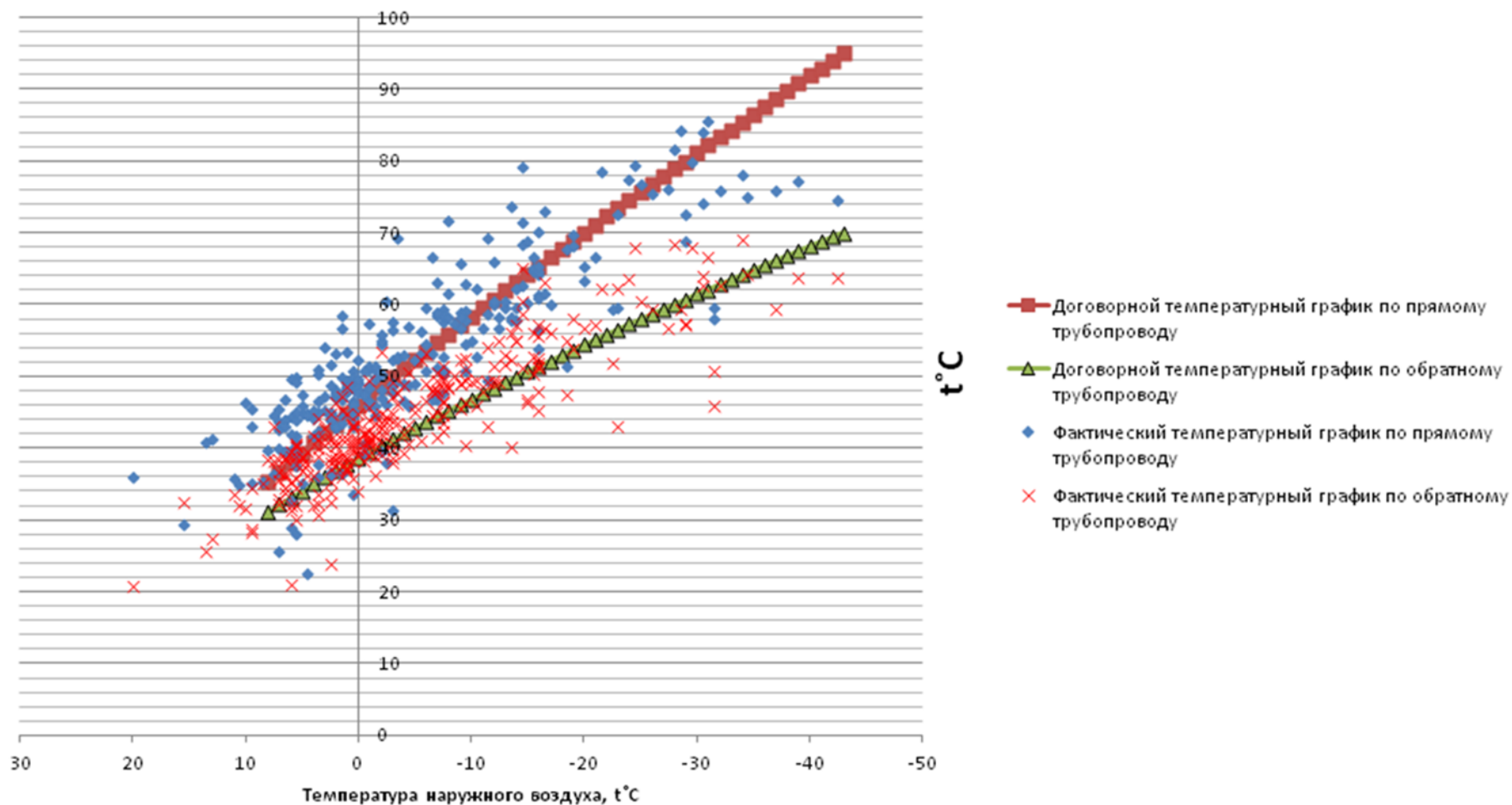


Рисунок 3.3.16 Сравнение фактических и договорных температурных графиков котельная №17 ПАО «Сургутнефтегаз»

Анализ фактических температурных режимов отпуска тепла в тепловые сети показал, что имеют место выборочные отклонения температуры теплоносителя относительно утвержденных температурных графиков, так на котельных ПАО «Сургутнефтегаз» количество дней, с отклонением $\pm 3\%$ по прямому трубопроводу и количество дней, с отклонением $\pm 5\%$ по обратному трубопроводу составляет от 50% до 85%.

Данный факт в первую очередь обусловлен недостаточным выполнением договорных обязательств по поставке теплоносителя со стороны потребителей, не обеспечивающих требуемый теплосъем на внутренних системах теплоснабжения. На теплоотдачу отопительных приборов систем отопления оказывает влияние, как изменение температуры, так и расхода теплоносителя (воды). Технологические нарушения в системах отопления могут быть вызваны рядом факторов:

1. несоответствие термического сопротивления ограждения здания или его отдельных частей требуемым (проектным, нормативным) значениям;

2. увеличение тепловых потерь и (или) инфильтрации наружного воздуха из-за ухудшения теплотехнических свойств ограждений вследствие физического износа ограждающих (теплоизоляционных) конструкций или несоблюдения правил технической эксплуатации зданий (неподготовленность здания к зиме и др.);

3. несоблюдение правил и технологии технического обслуживания систем отопления при ее эксплуатации (завоздушивание, длительная эксплуатация систем без промывки и др.);

4. отсутствие наладки или разрегулировка в ходе длительной эксплуатации самой системы отопления и (или) узла смешения на вводе в здание;

5. несоблюдение условий нормальной эксплуатации отопительных приборов;

6. отсутствие средств автоматизации на вводе в здание и в самой системе отопления, позволяющих корректировать теплоотдачу отопительных приборов при изменении условий теплового баланса в помещениях.

Снижение перепада температур между подающим и обратным трубопроводами в системе отопления относительно температурного графика приводит к уменьшению потребляемой тепловой энергии и, как следствие, к завышенным договорным тепловым нагрузкам.

3.3.8. Гидравлические режимы и пьезометрические графики тепловых сетей

Результаты расчетов представлены в электронной модели тепловых сетей разработанной на базе программного комплекса ГИС «Zulu», являющейся неотъемлемой частью настоящей работы.

3.3.9. Статистика отказов тепловых сетей (аварийных ситуаций) за последние 5 лет

Функциональными отказами (инцидентами) в тепловых сетях считаются нарушения режима, не вызвавшие последствий, а также отключение горячего водоснабжения, осуществляемое для сохранения режима отпуска тепла на отопление при ограничениях в подаче топлива, электро- и водоснабжении.

Повреждения участков теплопроводов или оборудования сети, которые приводят к необходимости немедленного их отключения, рассматриваются как отказы. К отказам приводят следующие повреждения элементов тепловых сетей:

- трубопроводов: сквозные коррозионные повреждения труб, разрывы сварных швов;
- задвижек: коррозия корпуса или байпаса задвижки, искривление или падение дисков, неплотность фланцевых соединений, засоры, приводящие к негерметичности отключения участков;
- сальниковых компенсаторов: коррозия стакана, выход из строя грундбоксы.

Наиболее частой причиной повреждений теплопроводов является наружная коррозия. По статистике количество повреждений, связанных с разрывом продольных и поперечных сварных швов труб, значительно меньше, чем коррозионных. Основными причинами разрывов сварных швов являются заводские дефекты при изготовлении труб и дефекты сварки труб при строительстве.

Причины повреждения задвижек весьма разнообразны: это и наружная коррозия, и различные неполадки, возникающие в процессе эксплуатации (засоры, падение клиньев, расстройство фланцевых соединений).

За период 2017-2021 гг. в зоне эксплуатационной ответственности:

ООО «Газпром энерго», СГМУП «Сургутский хлебозавод», АО «Горремстрой», ООО УК «Северо-Западная Тепловая Компания», ООО «Технические системы», ООО «Скат-База», АО «Аэропорт Сургут», ПАО «Сургутнефтегаз», ООО «ТВС-Сервис» отказов систем теплоснабжения не зафиксировано.

3.3.10. Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет

За период 2017-2021 гг. в зоне эксплуатационной ответственности:

ООО «Газпром энерго», СГМУП «Сургутский хлебозавод», АО «Горремстрой», ООО УК «Северо-Западная Тепловая Компания», ООО «Технические системы», ООО «Скат-База», АО «Аэропорт Сургут», ПАО «Сургутнефтегаз», ООО «ТВС-Сервис» отказов систем теплоснабжения не зафиксировано.

3.3.11. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов

Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов приведено в п.3.2.11.

3.3.12. Описание периодичности и соответствия требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям процедур летнего ремонта с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей

Описание периодичности и соответствия требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям процедур летнего ремонта с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей приведено в п.3.2.12.

3.3.13. Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности) и теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя

Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии в тепловых сетях ООО «Газпром энерго», СГМУП «Сургутский хлебозавод», АО «Горремстрой» - не утверждаются.

Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии в тепловых сетях ООО «Сибпромстрой №18», ООО УК «Северо-Западная Тепловая Компания», ООО «Технические системы», ООО «Скат-База», АО «Аэропорт Сургут», ПАО «Сургутнефтегаз» за 2020 год не были предоставлены. В таблице 3.3.16 представлены Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям за 2020 год.

Таблица 3.3.16 Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии за 2020 год

Вид потерь	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям, Ккал/ч. мес
Потери тепловой энергии при передаче от котельной ООО «Газпром энерго»	-
Потери тепловой энергии при передаче от ООО «Сибпромстрой №18»	3,85
Потери тепловой энергии при передаче от котельной СГМУП «Сургутский хлебозавод»	0,18
Потери тепловой энергии при передаче от котельной АО «Горремстрой»	-
Потери тепловой энергии при передаче от котельной ООО УК «Северо-Западная Тепловая Компания»	6,11
Потери тепловой энергии при передаче от котельной ООО «Технические системы»	-
Потери тепловой энергии при передаче от котельной ООО «Скат-База»	-
Потери тепловой энергии при передаче от котельной АО «Аэропорт Сургут»	4,76
Потери тепловой энергии при передаче от котельной ООО «ТВС-Сервис»	-
Потери тепловой энергии при передаче от котельных ПАО «Сургутнефтегаз»	-
Потери тепловой энергии при передаче от котельной АО «Сургутстройтрест»	-

3.3.14. Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года

Таблица 3.14.5 Фактические технологические потери при передаче тепловой энергии в тепловых сетях ООО «Газпром энерго», ООО «Сибпромстрой №18», СГМУП «Сургутский хлебозавод», АО «Горремстрой», ООО УК «Северо-Западная Тепловая Компания», ООО «Технические системы», ООО «

Потери	Фактические технологические потери, Гкал			
	2018	2019	2020	2021
ООО «Газпром энерго»				
Годовые затраты и потери тепловой энергии, Гкал	0	0	3728	3787
ООО «Сибпромстрой №18»				
Годовые затраты и потери тепловой энергии, Гкал	3450	3450	3450	3450

Потери	Фактические технологические потери, Гкал			
	2018	2019	2020	2021
СГМУП «Сургутский хлебозавод»				
Годовые затраты и потери тепловой энергии, Гкал	180	1185	-	-
АО «Горремстрой»				
Годовые затраты и потери тепловой энергии, Гкал	155	223,23	192	-
ООО УК «Северо-Западная Тепловая Компания»				
Годовые затраты и потери тепловой энергии, Гкал	191,1	191,1	-	-
ООО «Технические системы»				
Годовые затраты и потери тепловой энергии, Гкал	39,1	39,1	86,67	89
ООО «Скат-База»				
Годовые затраты и потери тепловой энергии, Гкал	261	234,55	0	-
АО «Аэропорт Сургут»				
Годовые затраты и потери тепловой энергии, Гкал	786	364,09	0	-
ООО «ТВС-Сервис»				
Годовые затраты и потери тепловой энергии, Гкал	0	-	0	-
ПАО «Сургутнефтегаз»				
Годовые затраты и потери тепловой энергии, Гкал	0	0	0	-

3.3.15. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловых сетей ООО «Газпром энерго», СГМУП «Сургутский хлебозавод», АО «Горремстрой», ООО УК «Северо-Западная Тепловая Компания», ООО «Технические системы», ООО «Скат-База», АО «Аэропорт Сургут», ПАО «Сургутнефтегаз», ООО «ТВС-Сервис» - отсутствуют.

3.3.16. Описание наиболее распространенных типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям

Присоединение абонентов к системе теплоснабжения от источников ООО «Газпром энерго», АО «Аэропорт Сургут» осуществляется по гидравлически зависимой схеме по системе отопления. Нагрузка ГВС отсутствует.

3.3.17. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя

Вновь устанавливаемые ИТП у абонентов автоматизированы и оснащены приборами коммерческого учета.

3.3.18. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи

На предприятиях ООО «Газпром энерго», ООО «Сибпромстрой №18», СГМУП «Сургутский хлебозавод», АО «Горремстрой», ООО УК «Северо-Западная Тепловая Компания» организована круглосуточная диспетчерская служба, которая координирует работу котельных и тепловых сетей. Координация осуществляется по телефонной связи.

Диспетчерская служба и система автоматики отпуска тепла справляются с поставленными задачами.

3.3.19. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций

ЦТП ООО «Газпром энерго» оборудовано автоматической системой поддержания температуры воды на выходе из теплообменника типа ТЕРМО-К МР-01. Также на ЦТП установлен теплосчетчик типа «Взлет эр».

Перечень оборудования ЦТП ул. Киртбая, 4/1 ПАО «Сургутнефтегаз» представлено в таблице

Таблица 3.19.2 Перечень оборудования ЦТП ул. Киртбая, 4/1 ПАО "Сургутнефтегаз"

№ п/п	Наименование оборудования	Марка	Поверхность нагрева, м2	Кол-во, шт	Назначение	Год ввода оборудования
1	Водоводяной теплообменник	M10-BFG Альфа Лаваль	17,52	2	Подогрев воды на нужды ГВС	2002
2	Водоводяной теплообменник	M10-BFG Альфа Лаваль	14,64	2	Подогрев воды на нужды ГВС	2002
3	Насос	Grundfos LPE 80- 160/149		2	Циркуляция системы теплоснабжения	2002
4	Насос	Grundfos EUnit(UPE 65-120) V03		2	Циркуляция системы ГВС	2002
5	Насос	Grundfos LPDE 80- 200/189		4	Повысительный, для системы холодного водоснабжения	2002

3.3.20. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления

Защита оборудования источников, тепловой сети и потребителей от повышения давления осуществляется сбросными клапанами.

Для защиты теплопотребляющего оборудования абонентов от недопустимого превышения давления в ЦТП устанавливаются устройства для сброса давления - предохранительные клапаны.

3.3.21. Данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их наличии)

Данные энергетических характеристик тепловых сетей ТСО города Сургут – отсутствуют.

3.3.22. Описание изменений технических характеристик тепловых сетей и сооружений на них, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

За период актуализации схемы теплоснабжения были скорректированы параметры и характеристики тепловых сетей прочих РСО относительно базового года.

3.4 Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию

В случае обнаружения бесхозных тепловых сетей решение по выбору организации, уполномоченной на эксплуатацию бесхозных тепловых сетей, регламентировано статьей 15, пункт 6 Федерального закона "О теплоснабжении" от 27 июля

2010 года № 190-ФЗ.

В случае выявления тепловых сетей, не имеющих эксплуатирующей организации орган местного самоуправления поселения или городского округа до признания права собственности на указанные бесхозяйные тепловые сети в течение тридцати дней с даты их выявления обязан определить теплосетевую организацию, тепловые сети которой непосредственно соединены с указанными бесхозяйными тепловыми сетями, или единую теплоснабжающую организацию в системе теплоснабжения, в которую входят указанные бесхозяйные тепловые сети и которая осуществляет содержание и обслуживание указанных бесхозяйных тепловых сетей. Орган регулирования обязан включить затраты на содержание и обслуживание бесхозяйных тепловых сетей в тарифы соответствующей организации на следующий период регулирования.

В соответствии с информацией предоставленной комитетом по управлению имуществом перечень бесхозяйных сетей представлен в таблице ниже.

Таблица 3.4.1 Перечень выявленных бесхозяйных сетей по состоянию на 31.12.2021г. (СГМУП «ГТС»)

№ п/п	Наименование имущества	Адрес	Протяженность трассы/площадь(факт), м/м2	Протяженность трубопроводов, м	МПА и выписка из ЕГРП о принятии на учет бесхозяйного объекта недвижимого имущества	назначение
1	2	3	4	5	6	7
1	Сети теплоснабжения от вторых фланцевых соединений запорной арматуры в ТК-92-2 до до первых фланцевых соединений запорной арматуры в тепловом узле здания учебного медико-биологического центра бюджетного учреждения высшего образования ХМАО-Югры "Сургутский государственный университет"	мкр.30 ул. Иосифа Каролинского,2	431,00	862,00	1)Распоряжение №1432 от 22.08.2017г. 2)Выписка 86:10:0101062:2091 от 23.06.2021 г. принято на учёт бесхозяйное имущество	тс
2	Сети теплоснабжения от УТ-1 (ТК8-1) до жилого дома по улице Майская,8, жилого дома по улице Майская,6 (транзит по техподполью)	мкр.7	224,00	448,00	1)Распоряжение №2187 от 30.11.2018г. 2)Выписка 86:10:0101020:2064 от 05.02.2021 г. принято на учёт бесхозяйное имущество	тс
3	Сети горячего водоснабжения от УТ-1 (ТК8-1) до жилого дома по улице Майская,8, жилого дома по улице Майская,6 (транзит по техподполью)	мкр.7	204,00	408,00	1)Распоряжение №2187 от 30.11.2018г. 2)Выписка 86:10:0101020.2061 от 12.12.2020 г. принято на учёт бесхозяйное имущество	гвс
4	Сети теплоснабжения от УТ-4 (ТК-6) до ТК64-7 (ТК-7)	мкр.20А	27,00	54,00	1)Распоряжение №2213 от 06.12.2018г.; Распоряжение №472 от 18.03.2019г. 2)Выписка 86:10:0101035:2836 от 18.03.2021 г. принято на учёт бесхозяйное имущество	тс
5	Сети горячего водоснабжения от УТ-4 (ТК-6) до ТК64-7 (ТК-7)до ТК64-7 (ТК-7)	мкр.20А	27,00	54,00	1)Распоряжение №2213 от 06.12.2018г.; Распоряжение №472 от	гвс

№ п/п	Наименование имущества	Адрес	Протяженность трассы/площадь(факт), м/м2	Протяженность трубопроводов, м	МПА и выписка из ЕГРП о принятии на учет бесхозяйного объекта недвижимого имущества	назначение
1	2	3	4	5	6	7
					18.03.2019г. 2)Выписка 86:10:0101035:2901 от 18.03.2021 г. принято на учёт бесхозяйное имущество	
6	Сети теплоснабжения от ТК-32 (ТК-27-32) до точки врезки в жилой дом по улице Энтузиастов,6 (закольцовка между ЦТП-27 и ЦТП-4)	мкр.4	77,00	154,00	1)Распоряжение №2214 от 06.12.2018г. 2)Выписка 86:10:0101106.1658 от 12.12.2020 г. принято на учёт бесхозяйное имущество	тс
7	Сети теплоснабжения от ИТП-50 до второго фланцевого соединения запорной арматуры на вводе в ж.д. по ул.Маяковского,11 блок Б (выход №1)	мкр.19	41,00	82,00	1)Распоряжение №405 от 12.03.2019г. 2)Выписка 86:10:0101031.4582 от 9.12.2020 г. принято на учёт бесхозяйное имущество	тс
8	Сети горячего водоснабжения от ИТП-50 до второго фланцевого соединения запорной арматуры на вводе в ж.д. по ул.Маяковского,11 блок Б (выход №1)	мкр.19	41,00	82,00	1)Распоряжение №405 от 12.03.2019г.; 2)Выписка от 24.08.2020 №86:10:0101031:4576 принято на учёт как бесхозяйное имущество	гвс
9	Сети теплоснабжения от ИТП-50 до второго фланцевого соединения запорной арматуры на вводе в ж.д. по ул.Маяковского,11 блок А (выход №2)	мкр.19	43,00	86,00	1)Распоряжение №405 от 12.03.2019г.; 2)Выписка от 24.08.2020 №86:10:0101031:4574 принято на учёт как бесхозяйное имущество	тс
10	Сети горячего водоснабжения от ИТП-50 до второго фланцевого соединения запорной арматуры на вводе в ж.д. по ул.Маяковского,11 блок А (выход №2)	мкр.19	43,00	86,00	1)Распоряжение №405 от 12.03.2019г.; 2)Выписка от 24.08.2020 №86:10:0101031:4573	гвс

№ п/п	Наименование имущества	Адрес	Протяженность трассы/площадь(факт), м/м2	Протяженность трубопроводов, м	МПА и выписка из ЕГРП о принятии на учет бесхозяйного объекта недвижимого имущества	назначение
1	2	3	4	5	6	7
					принято на учёт как бесхозяйное имущество	
11	Сети теплоснабжения от ТК18 до ТК20, у ж.д. по ул.Дружбы,3	мкр.17	134,00	268,00	1)Распоряжение №850 от 16.05.2019г.; 2)Выписка от 24.08.2020 №86:10:0101030:12059 принято на учёт как бесхозяйное имущество	тс
12	Сети горячего водоснабжения от ТК18 до ТК20, у ж.д. по ул.Дружбы,3	мкр.17	134,00	268,00	1)Распоряжение №850 от 16.05.2019г. 2)Выписка от 24.08.2020 №86:10:0101030:12079 принято на учёт бесхозяйное имущество	гвс
13	Сети теплоснабжения от УТ-2 до внешней стены многоквартирного жилого дома №40/1 по улице Югорской	мкр. 27А	70,00	140,00	1)Распоряжение №851 от 16.05.2019г. 2)Выписка 86:10:0101027:1577 от 05.02.2021 г. принято на учёт бесхозяйное имущество	тс
14	Сети теплоснабжения от УТ-7Д до границы земельного участка ж.д. Боровая,10 (кв.6)	кв.6	45,00	90,00	1)Распоряжение №852 от 16.05.2019г. 2)Выписка 86:10:0101027:472 от 17.03.2021 г. принято на учёт бесхозяйное имущество	тс
15	Сети горячего водоснабжения от УТ-7Д до границы земельного участка ж.д. Боровая,10 (кв.6)	кв.6	45,00	90,00	1)Распоряжение №852 от 16.05.2019г. 2)Выписка 86:10:0101027:473 от 18.03.2021 г. принято на учёт бесхозяйное имущество	гвс
16	Сети теплоснабжения от ТК2-30Б до границы земельного участка ж.д. Юности,1а	мкр.Строитель	51,00	102,00	1)Распоряжение №956 от 30.05.2019г. 2)Выписка от 12.12.2020 №86:10:0101200:11997	тс

№ п/п	Наименование имущества	Адрес	Протяженность трассы/площадь(факт), м/м2	Протяженность трубопроводов, м	МПА и выписка из ЕГРП о принятии на учет бесхозяйного объекта недвижимого имущества	назначение
1	2	3	4	5	6	7
					принято на учёт бесхозяйное имущество	
17	Сети теплоснабжения от точки врезки до границы земельного участка ж.д. Учебная,18	мкр.Строитель	109,00	218,00	1)Распоряжение №956 от 30.05.2019г.; 2)Выписка от 24.08.2020 №86:10:0101200:11988 принято на учёт как бесхозяйное имущество	тс
18	Сети теплоснабжения на участке 4ТК42Б(УТ-1) - 4ТК42В(УТ-2) - 4ТК42Г(УТ-3), расположенные в районе здания по проспекту Набережному, 13/2	п.ЦПКРС	65,00	130,00	1)Распоряжение №1603 от 09.08.2019г. 2) В процессе постановки на учет как б/х	тс
19	Сети теплоснабжения от 4ТК42Г(УТ-3) до внешней границы стены нежилого здания по проспекту Набережному, 13/2	п.ЦПКРС	77,00	154,00	1)Распоряжение №1603 от 09.08.2019г. 2)Выписка от 09.12.2020 №86:10:0101142:446 принято на учёт бесхозяйное имущество	тс
20	Сети теплоснабжения от УТ-14а до УТ-14в, от УТ-14в до пожарной ёмкости	п.Дорожный	89,00	178,00	1)Распоряжение №1235 от 26.06.2019г.; Распоряжение №2205 от 22.10.2019г. 2)Выписка от 24.09.2020 №86:10:0101199:1766 принято на учёт как бесхозяйное имущество	тс
21	Сети теплоснабжения от 9ТК2-7(УТ-5) до КРП	мкр.31Б	234,00	468,00	1)Распоряжение от 20.07.2020 № 1038 2)Выписка от 27.05.2021 №86:10:0101250:3602принято на учёт как бесхозяйное имущество	тс
22	КРП	мкр.31Б	102,00		Распоряжение от 20.07.2020 № 1038; Распоряжение от	здание

№ п/п	Наименование имущества	Адрес	Протяженность трассы/площадь(факт), м/м2	Протяженность трубопроводов, м	МПА и выписка из ЕГРП о принятии на учет бесхозного объекта недвижимого имущества	назначение
1	2	3	4	5	6	7
					31.05.2021 №797 2) в процессе постановки на учет как б/х	
23	Сети теплоснабжения от КРП до тепловой камеры УТ-4, тепловой камеры УТ-3	мкр.31Б	233,00	466,00	1)Распоряжение от 20.07.2020 № 1038 2) В процессе постановки на учет как б/х	тс
24	Сети отводящего дренажа от колодца №49(у тепловой камеры 9ТК2-7(УТ-5) до ЛК сущ. по ул.Университетской	мкр.31Б	26,00	26,00	1)Распоряжение от 20.07.2020 № 1038 2)Выписка от 18.05.2021 №86:10:0101250:3600	тс
25	Сети попутного дренажа от колодца №34(у КРП) до колодца №49(у тепловой камеры 9ТК2-7 (УТ-5) по ул.Университетской	мкр.31Б	228,00	228,00	1)Распоряжение от 20.07.2020 № 1038 2)Выписка от 18.05.2021 №86:10:0101250:3601	тс
26	Сети попутного дренажа от колодца №14 (у тепловой камеры УТ-3) до колодца №34 (у КРП)	мкр.31Б	168,00	168,00	1)Распоряжение от 20.07.2020 № 1038 2)Выписка от 18.05.2021 №86:10:0101250:3599	тс
27	Сети теплоснабжения от ИТП-50 до ТК-1, ТК-2, ТК-3 в микрорайоне 20	мкр.20	143,00	286,00	1)Распоряжение от 20.07.2020 № 1039 2)Выписка от 18.03.2021 №86:10:00000000:22365	тс
28	Сети теплоснабжения от ТК-2 до внешней стены жилого дома № 9 по улице Маяковского (ввод №1)	мкр.20	16,00	32,00	1)Распоряжение от 20.07.2020 № 1039 2)Выписка от 17.03.2021 №86:10:00000000:22366	тс
29	Сети теплоснабжения от ТК-2 до внешней стены жилого дома № 9 по улице Маяковского (ввод №2)	мкр.20	27,00	54,00	1)Распоряжение от 20.07.2020 № 1039 2)Выписка от 17.03.2021 №86:10:00000000:22367	тс
30	Сети теплоснабжения от ТК-2 до внешней стены жилого дома № 9/1 по улице Маяковского	мкр.20	16,00	32,00	1)Распоряжение от 20.07.2020 № 1039	тс

№ п/п	Наименование имущества	Адрес	Протяженность трассы/площадь(факт), м/м2	Протяженность трубопроводов, м	МПА и выписка из ЕГРП о принятии на учет бесхозного объекта недвижимого имущества	назначение
1	2	3	4	5	6	7
					2)Выписка от 18.03.2021 №86:10:00000000:22364	
31	Сети теплоснабжения от ТК-3 до внешней стены жилого дома № 7 по улице Маяковского	мкр.20	38,00	76,00	1)Распоряжение от 20.07.2020 № 1039 2)Выписка от 18.05.2021 №86:10:0101031:4595	тс
32	Сети теплоснабжения от точки присоединения в ЦТП-8 до первого сварного соединения перед узлом учёта в административном здании по улице Майская, 8/1	мкр.7	19,00	38,00	1)Распоряжение от 27.07.2020 № 1079 2)Выписка от 18.05.2021 №86:10:0101020:2066	тс
33	Сети горячего водоснабжения от точки присоединения в ЦТП-8 до первого сварного соединения перед узлом учёта в административном здании по улице Майская, 8/1	мкр.7	33,00	66,00	1)Распоряжение от 27.07.2020 № 1079 2)Выписка от 12.05.2021 №86:10:0101020:2068	гвс
34	Сооружение "Сети теплоснабжения от 3ТК27-3ТК27А до внешней границы стены здания ИТП-61 в районе МКД по улице Университетской	ул. Университетская	170,00	340,00	1)Распоряжение от 11.08.2020 № 1156 2)Выписка №86:10:0101031:4581 от 09.12.20	тс
35	Сети теплоснабжения от ТК56-9, ТК56-10 до ТК56-10* (мкр.26)	мкр.26	367,00	734,00	1)Постановление от 14.08.2020 №5587 2)Выписка от 27.05.2021 №86:10:0000000:22409	тс
36	Сети горячего водоснабжения от ТК56-9, ТК56-10 до ТК56-10* (мкр.26)	мкр.26	367,00	734,00	1)Постановление от 14.08.2020 №5587 2)Выписка от 08.06.2021 №86:10:0000000:22419	гвс
37	Сети теплоснабжения от ТК56-10* до ж.д.Озёрная, 22/1 (мкр.26)	мкр.26	93,00	186,00	1)Постановление от 14.08.2020 №5587 2)Выписка от 24.05.2021 №86:10:0000000:22405	тс

№ п/п	Наименование имущества	Адрес	Протяженность трассы/площадь(факт), м/м2	Протяженность трубопроводов, м	МПА и выписка из ЕГРП о принятии на учет бесхозного объекта недвижимого имущества	назначение
1	2	3	4	5	6	7
38	Сети горячего водоснабжения от ТК56-10* до ж.д. Озёрная, 22/1 (мкр.26)	мкр.26	93,00	186,00	1)Постановление от 14.08.2020 №5587 2)Выписка от 21.05.2021 №86:10:0000000:22404	гвс
39	Сети теплоснабжения от ТК56-10* до границы земельного участка ж.д. Озёрная, 19/1 (мкр.26)	мкр.26	69,00	138,00	1)Постановление от 14.08.2020 №5587 2)Выписка от 21.05.2021 №86:10:0101055:273	тс
40	Сети горячего водоснабжения от ТК56-10* до границы земельного участка ж.д. Озёрная, 19/1 (мкр.26)	мкр.26	69,00	138,00	1)Постановление от 14.08.2020 №5587 2)выписка от 27.05.2021 №86:10:0101055:274	гвс
41	Сети теплоснабжения от ТК-1 до нежилого здания, расположенного по адресу: город Сургут,улица Профсоюзов,33	р-н Травматологии	185,00	370,00	1)Постановление от 08.09.2020 №6271 2)Выписка от 27.05.2021 №86:10:0101214:9202	тс
42	Сети горячего водоснабжения от ТК-1 до нежилого здания, расположенного по адресу: город Сургут,улица Профсоюзов,33	р-н Травматологии	185,00	370,00	1)Постановление от 08.09.2020 №6272 2)Выписка от 27.05.2021 №86:10:0101214:9203	гвс
43	Сети тепловодоснабжения, улица Маяковского,12, 7ТК-3	Хоззона	255,00	765,00	1)Постановление от 23.09.2020 №6638 2)Выписка от 17.11.2020 №86:10:0101192:4199	твс (Т1Т2В)
44	Сети теплоснабжения от котельной №29 до ТК1-ТК2-ТК3-ТК13-ТК10, внешней стены ж.д. ул. Аэрофлотская, 37А, 50 пос. Таёжный	п. Таёжный	295,00	590,00	1)Постановления Администрации города от 11.11.2020 № 8112 2) В процессе постановки на учет как б/х	тс
45	Сети теплоснабжения от ТК5-ТК6-ТК7-ТК8 до внешней стены ж.д. ул. Аэрофлотская, 38, ТК11 - ТК12 до внешней стены ж.д. по ул.Пилотов,9, до ТК16 пос. Таёжный	п. Таёжный	537,00	1074,00	1)Постановления Администрации города от 11.11.2020 № 8112	тс

№ п/п	Наименование имущества	Адрес	Протяженность трассы/площадь(факт), м/м2	Протяженность трубопроводов, м	МПА и выписка из ЕГРП о принятии на учет бесхозного объекта недвижимого имущества	назначение
1	2	3	4	5	6	7
					2)В процессе постановки на учет как б/х	
46	Сети теплоснабжения от ТК1 до внешней стены ж.д. ул. Березовская 28, 26, 25, 21, 23/2, до внешней стены ж.д. ул. Аэрофлотская, 23А, до внешней стены ж.д. по ул. Пилотов, 45, 44, 40, 36, 37, 29, 19, 15, до внешней стены ж.д. по ул. Авиаторов, 4/1 пос. Таёжный	п. Таёжный	1063,00	2126,00	1)Постановления Администрации города от 11.11.2020 № 8112 2) В процессе постановки на учет как б/х	тс
47	Сеть теплоснабжения от УТ-4 (ТК-6) до внешней стены жилого дома по ул. Университетская, 27(микрорайон 20А)	мкр.20А	39,00	78,00	1)Распоряжение Администрации от 27.11.2020 №1923 2) В процессе постановки на учет как б/х	тс
48	Сети горячего водоснабжения от УТ-4 (ТК-6) до внешней стены жилого дома по ул. Университетская, 27(микрорайон 20А)	мкр.20А	39,00	78,00	1)Распоряжение Администрации от 27.11.2020 №1923 2) В процессе постановки на учет как б/х	гвс
49	Сети теплоснабжения от 7ТК-4 до офисного здания по адресу:Манты-Мансийский автономный округ -Югра, город Сургут, улица 30лет Победы,21	Хоззона	61,00	122,00	1) Распоряжение Администрации от 02.12.2020 №1956 2)В процессе постановки на учет как б/х	тс
50	Сети теплоснабжения от тепловой камеры УТ-1(9ТК46) до ввода в ж.д.пр.Пролетарский,10/2(мкр.24)	мкр.24	37,00	74,00	1) Распоряжение Администрации от 16.12.2020 №2048 2) Выписка от 9.06.21 №86:10:0101066:3039	тс
51	Внутриквартальные сети теплоснабжения, ХМАО-Югра,город Сургут,улица Югорская, дом 40	мкр.27А	124,00	248,00	1)Распоряжение Администрации от 13.01.2021 №08 2)В процессе постановки на учет как б/х	тс

№ п/п	Наименование имущества	Адрес	Протяженность трассы/площадь(факт), м/м2	Протяженность трубопроводов, м	МПА и выписка из ЕГРП о принятии на учет бесхозного объекта недвижимого имущества	назначение
1	2	3	4	5	6	7
52	Сети теплоснабжения, ХМАО-Югра, город Сургут	мкр.27А	28,00	56,00	1)Распоряжение Администрации от 13.01.2021 №08 2)В процессе постановки на учет как б/х	тс
53	Сети теплоснабжения от ТК88-35* до внешней стены ж.д.ул.Рыбников,24А	Чёрный Мыс	123,00	246,00	1)Распоряжение Администрации от 13.01.2021 №09 2) В процессе постановки на учет как б/х	тс
54	Сети теплоснабжения от т.А до УТ 1.1 ул.Замятинская	п.Дорожный	146,00	292,00	1)Распоряжение Администрации от 13.01.2021 №10 2)В процессе постановки на учет как б/х	тс
55	Сети теплоснабжения от ТК-2А(УТ-10) до второго фланцевого соединения запорной арматуры перед узлом учёта тепловой энергии жилого дома №7 по ул.Генерала Иванова(мкр.34)	мкр.34	142,00	284,00	1)Распоряжение Администрации от 05.04.2021 №488 2) В процессе постановки на учет как б/х	тс
56	Сети теплоснабжения от объекта недвижимости расположенного по адресу: город Сургут, улица Мелик-Карамова,47А до точки подключения к внутридомовым сетямтеплоснабжения жилого дома №39 по улице Мелик - Карамова", расположенное по адресу : ХМАО-Югра, город Сургут.	мкр.27а	130,00	260,00	1)Распоряжение Администрации от 15.04.2021 №532 2) В процессе постановки на учет как б/х	тс
57	Сети теплоснабжения от 2ТК-10 до ТК, расположенное по адресу:ХМАО-Югра, г.Сургут, улица Островского, дом 37/1	Северный пром.район	106,00	212,00	1) Распоряжение Администрации от 15.04.2021 №533 2) В процессе постановки на учет как б/х	тс
58	Нежилое здание в поселке Таёжном	п.Таёжный	10,00		1)Распоряжение Администрации от	здание

№ п/п	Наименование имущества	Адрес	Протяженность трассы/площадь(факт), м/м2	Протяженность трубопроводов, м	МПА и выписка из ЕГРП о принятии на учет бесхозного объекта недвижимого имущества	назначение
1	2	3	4	5	6	7
					20.07.2021 №1142 2)В процессе постановки на учет как б/х	
59	Нежилое здание в поселке Лунном	п.Лунный	10,00		1)Распоряжение Администрации от 20.07.2021 №1142 2)В процессе постановки на учет как б/х	здание
60	Сети теплоснабжения от котельной №30 до ТК-1 п.Лунный	п.Лунный	37,20	148,80	1)Распоряжение Администрации от 16.08.2021 №1323 2)В процессе постановки на учет как б/х	твс (Т1Т2Т3Т4)
61	Сети теплоснабжения от ТК 53-5* до второго фланцевого соединения запорной арматуры в здании АБК РТС-2, Ханты-Мансийский автономный округ-Югра, город Сургут, проспект Комсомольский, дом 6б, микрорайон 23	мкр.23	42,00	84,00	Распоряжения Администрации города от 04.10.2021 №1647	тс
62	Сети горячего водоснабжения от ТК 53-5* до второго фланцевого соединения запорной арматуры в здании АБК РТС-2, Ханты-Мансийский автономный округ-Югра, город Сургут, проспект Комсомольский, дом 6б, микрорайон 23	мкр.23	42,00	84,00	Распоряжения Администрации города от 04.10.2021 №1647	гвс
63	Сети теплоснабжения от УТ-1сущ. до УТ-1, Ханты-Мансийский автономный округ-Югра, город Сургут, микрорайон 31Б	мкр. 31Б	65	130	Распоряжения Администрации города от 07.10.2021 №1678	тс
64	Сети теплоснабжения в составе проекта «Жилой дом №4 в микрорайоне 31Б г.Сургута», кадастровый номер 86:10:0101061:166	мкр. 31Б	160	320	Распоряжения Администрации города от 07.10.2021 №1678	тс

№ п/п	Наименование имущества	Адрес	Протяженность трассы/площадь(факт), м/м2	Протяженность трубопроводов, м	МПА и выписка из ЕГРП о принятии на учет бесхозного объекта недвижимого имущества	назначение
1	2	3	4	5	6	7
65	Сети теплоснабжения от ТК90-3 к зданию ООО «СИБИНКООП» ул. Сосновая 6/2, ФБУ «Тюменский ЦСМ ул. Декабристов 3в, магазин «Сад -Огород» ул. Сосновая 6/1»	в районе ул. Сосновой	232,00	232,00	Распоряжения Администрации города от 04.10.2021 №1645	тс
Назначение		Протяженность трассы/ площадь, м/м2				
ТС		6947,20				
ГВС		1378,20				
дренаж		422,00				
здания		122,00				

Таблица 3.4.2 Перечень выявленных бесхозных сетей по состоянию на 01.02.2022г. (ООО "СГЭС")

№ п/п	Наименование имущества	Местонахождение	Хар-ка теплотрассы	Организация	МПА	
					№	дата
1	Наружные сети теплоснабжения между НО 33 - НО 34 от секущих задвижек СП7, СО8 до СП9, СО10	Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, город Сургут, зона теплоснабжения «СГРЭС - 1 – ПКТС»	600 м.	ООО "СГЭС"	ПАГ № 3468, изменения от 15.12.2017 № 11078	28.04.2017
2	Наружные сети теплоснабжения между НО 21 - НО 22 от секущих задвижек СП7 - 1, СО7 - 2 до СП7 - 11, СО7 - 12	Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, город Сургут, зона теплоснабжения «СГРЭС - 2 – Промзона»	292 м.	ООО "СГЭС"		28.04.2017
3	Наружные сети теплоснабжения между НО 7 - НО 8 от секущих задвижек СП1 - 1, СО1 - 2 до СП1 - 3, СО1 - 4	Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, город Сургут, зона теплоснабжения «СГРЭС - 2 – Промзона»	32 м.	ООО "СГЭС"		28.04.2017
4	Наружные сети теплоснабжения НО 1 - 2 от секущих задвижек СП18 - 1, СО18 - 2 до СП18 - 11, СО18 - 12	Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, город Сургут, зона теплоснабжения «СГРЭС - 2 – Промзона»	1222м.	ООО "СГЭС"		28.04.2017
5	Наружные тепловые сети от точки врезки в ТП-3 (СГРЭС-2- Промзона) до объектов ООО «Север» по улице Рационализаторов	Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, город Сургут, зона теплоснабжения «СГРЭС-2-Промзона»	1490 м.	ООО "СГЭС"	ПАГ № 6048 с изменениями от 17.10.2018 № 7909	10.08.2018

«Тепловые сети от КРП-1 до первого фланца после запорной арматуры на вводе в жилом доме №4/2 по пр.Пролетарский»; «Тепловые сети от жилого дома №4/2 по пр.Пролетарский до первого фланца после запорной арматуры на вводе в жилом доме №2А по пр.Пролетарский» переданы в ответственную эксплуатацию администрацией города ООО «СГЭС» распоряжение №615 от 11.04.2022г.

Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии

4.1 Описание существующих зон действия источников тепловой энергии во всех системах теплоснабжения на территории поселения, городского округа, города федерального значения

Филиал ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1

На балансе Филиала ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1 значится один источник комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

СГРЭС-1 имеет общую зону действия с Пиковой котельной СГМУП «ГТС». Зона действия комплекса СГРЭС-1 – ПКТС представлена на рисунке 4.1.1.

СГРЭС-1 – ПКТС обеспечивают тепловой энергией потребителей в следующих районах города:

- Жилой район Нефтяников (микрорайоны: 3, 5, 5А, 6, 37);
- Северный жилой район (микрорайоны: 11Б, 11А, 11, 12, 13, 13А, 14, 15, 16, 15А, 16А, IV, XX);
- Центральный жилой район (микрорайоны: А, 7А, 7, 8, 17, 18, 19, 20, 20А, Центральный, Хоззона, Ядро центра);
- Северо-восточный жилой район (микрорайоны: 34, 33, 32, 31А, 30, 30А, 31, 31Б, КК1, КК2, КК2А);
- Северный промышленный район (микрорайоны: XXV, X, XI, XII, XVII, XXI).

ПАО «Юнипро» - Сургутская ГРЭС-2

На балансе Филиала ПАО «Юнипро» - Сургутская ГРЭС-2 значится один источник комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

СГРЭС-2 имеет два тепловывода «СГРЭС-2 – ВЖР» и «СГРЭС-2 – Промзона». Зона действия СГРЭС-2 представлена на рисунке 4.1.2.

СГРЭС-2 обеспечивают тепловой энергией потребителей в следующих районах города:

- Центральный планировочный район (промплощадка СГРЭС);
- Северо-восточный жилой район (микрорайоны: КК5, КК7, КК8, 30, 30Б, 30А);
- Южный район (микрорайон 23А);
- Восточный жилой район (микрорайоны: 29, 26, 28, 28А, 25, 24, 27, 27А, 23, 21-22, ВЖ1);
- Восточный рекреационный район (микрорайоны: XXIV);
- Восточный промышленный район (микрорайоны: XVIII, XIX, XVII, XI, XII, XIII, XV, XXII, XVIII, п. Кедровый, п. Финский, СМП, ПСО-34).

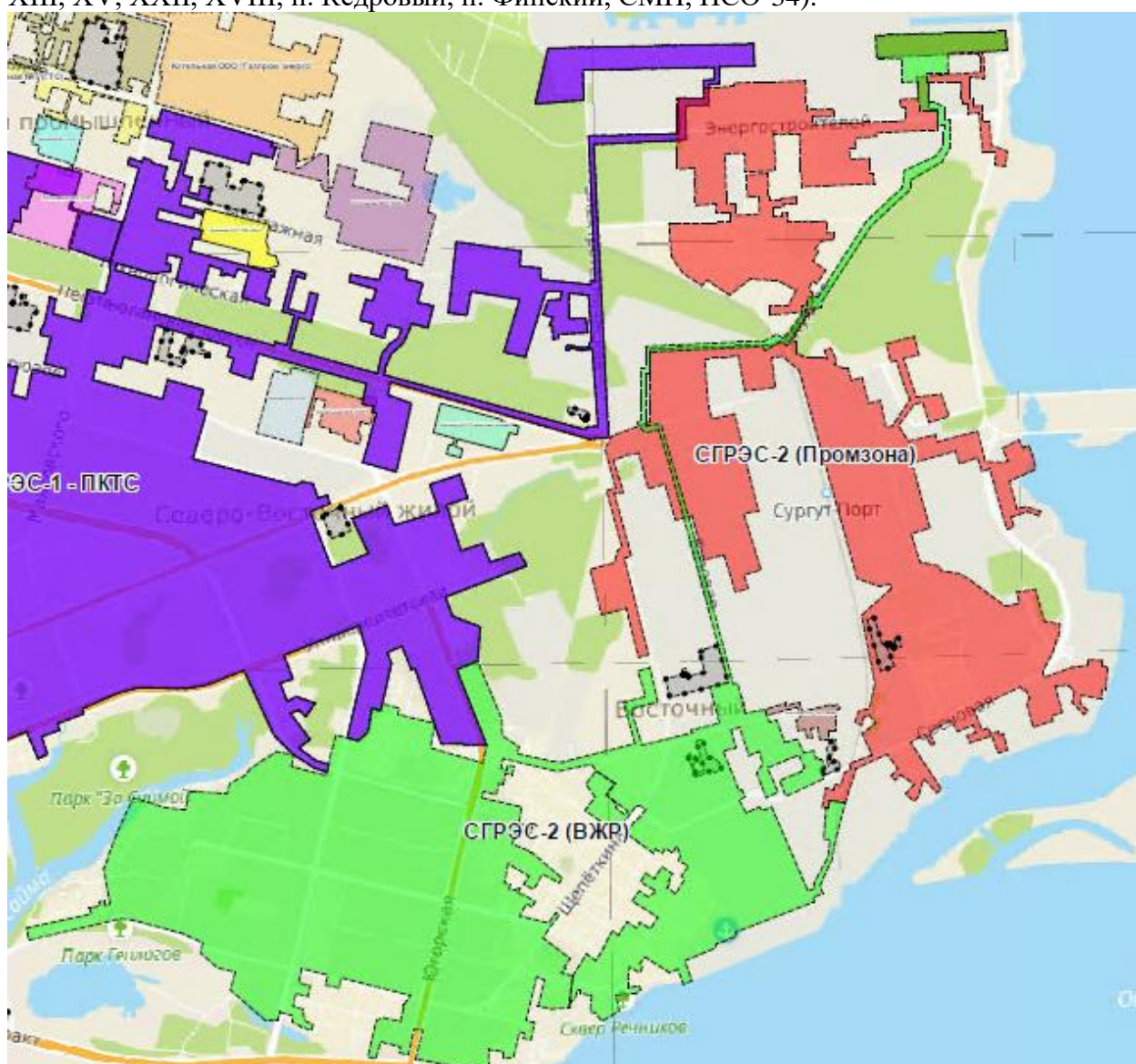


Рисунок 4.1.2 Зона действия СГРЭС-2-ВЖР

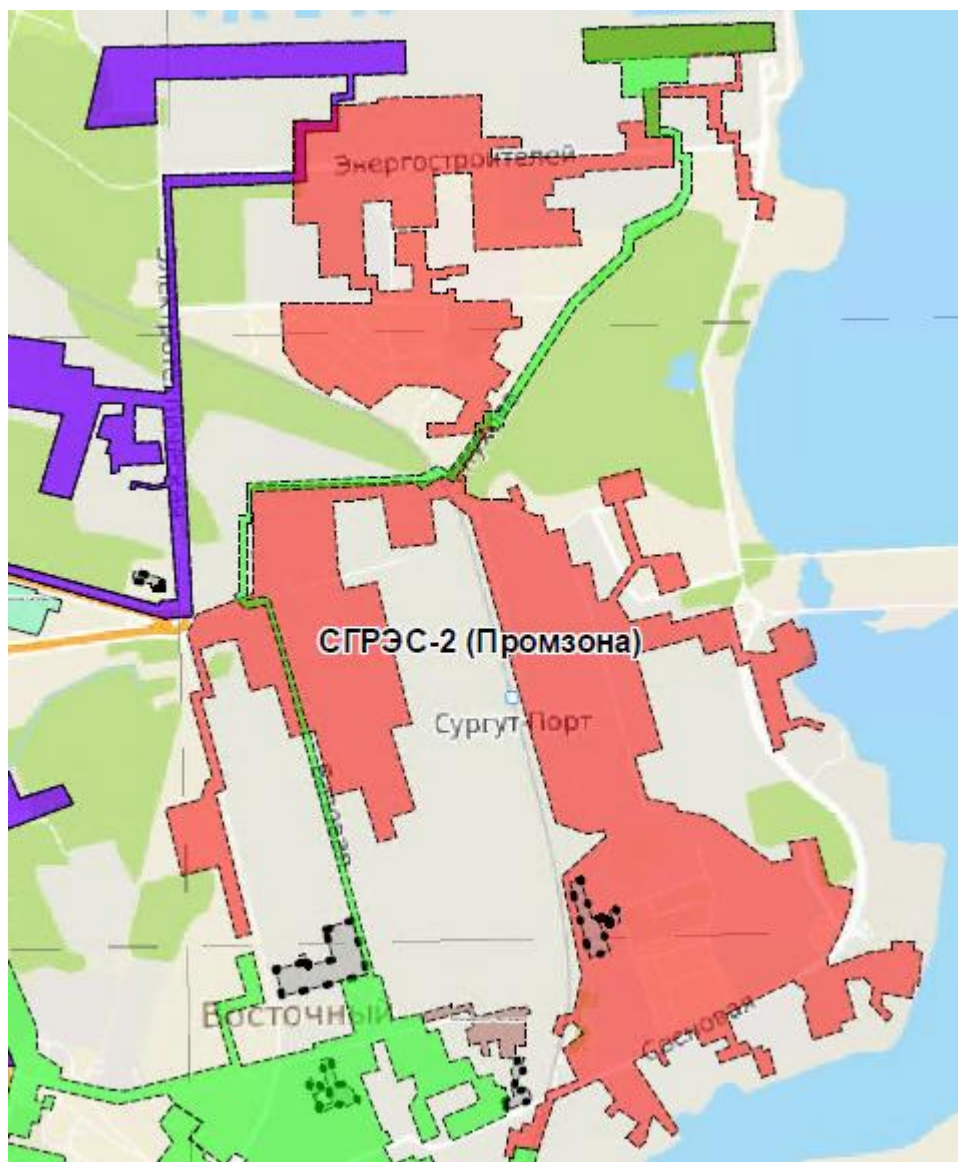


Рисунок 4.1.3 Зона действия СГРЭС-2-Промзона

СГМУП «ГТС»

На балансе СГМУП «ГТС» значится 25 источников тепловой энергии.

Зона действия котельной №1 представлена на рисунке 4.1.4. Котельная №1 обеспечивают тепловой энергией потребителей в следующих районах города:

- Жилой район Нефтяников (квартал 3);
- Центральный жилой район (микрорайон А).

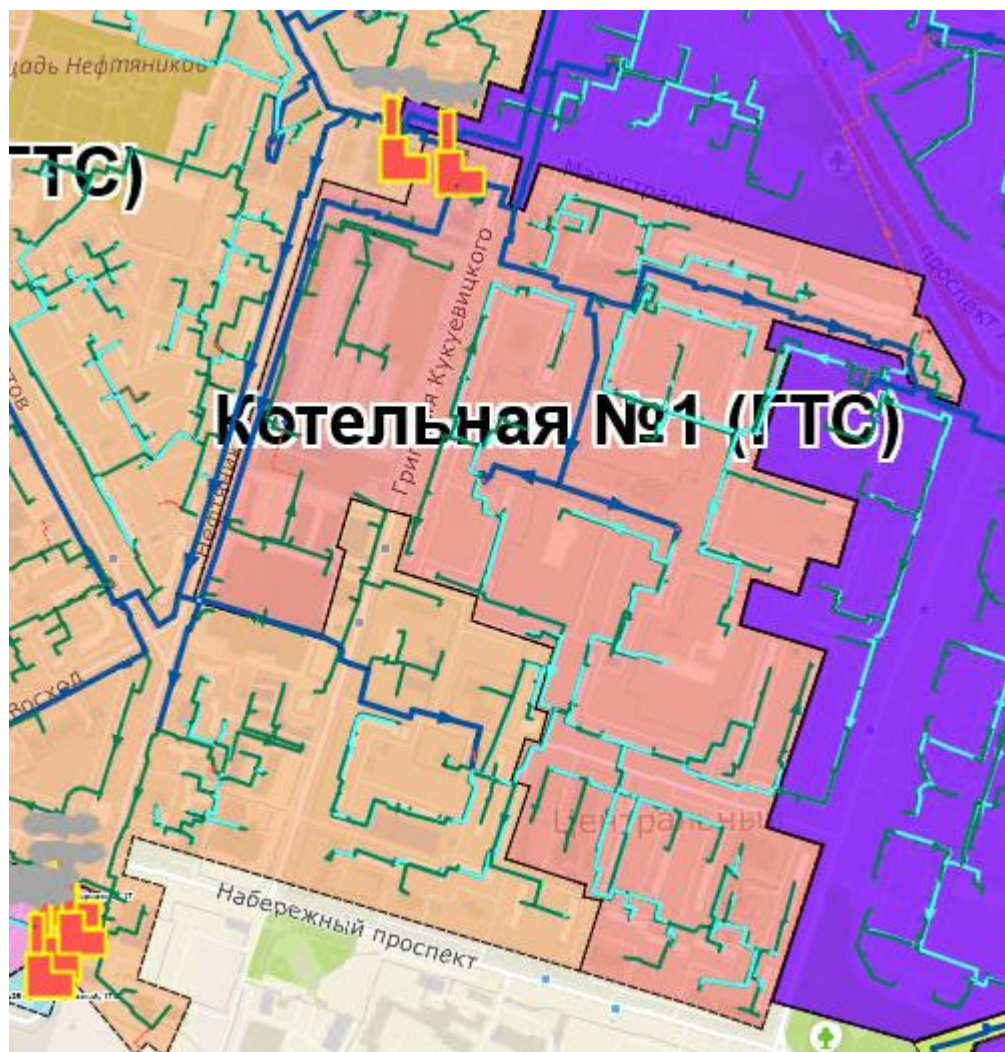


Рисунок 4.1.4 Зона действия котельной №1 СГМУП «ГТС»

Зона действия котельной №2 представлена на рисунке 4.1.5. Котельная №2 обеспечивают тепловой энергией потребителей в следующих районах города:

- Жилой район Нефтяников (микрорайоны: 1, 2, 3, 4, 6, квартал 3);
- Центральный жилой район (Микрорайоны: А, ЦЖ1, ЦЖ2).

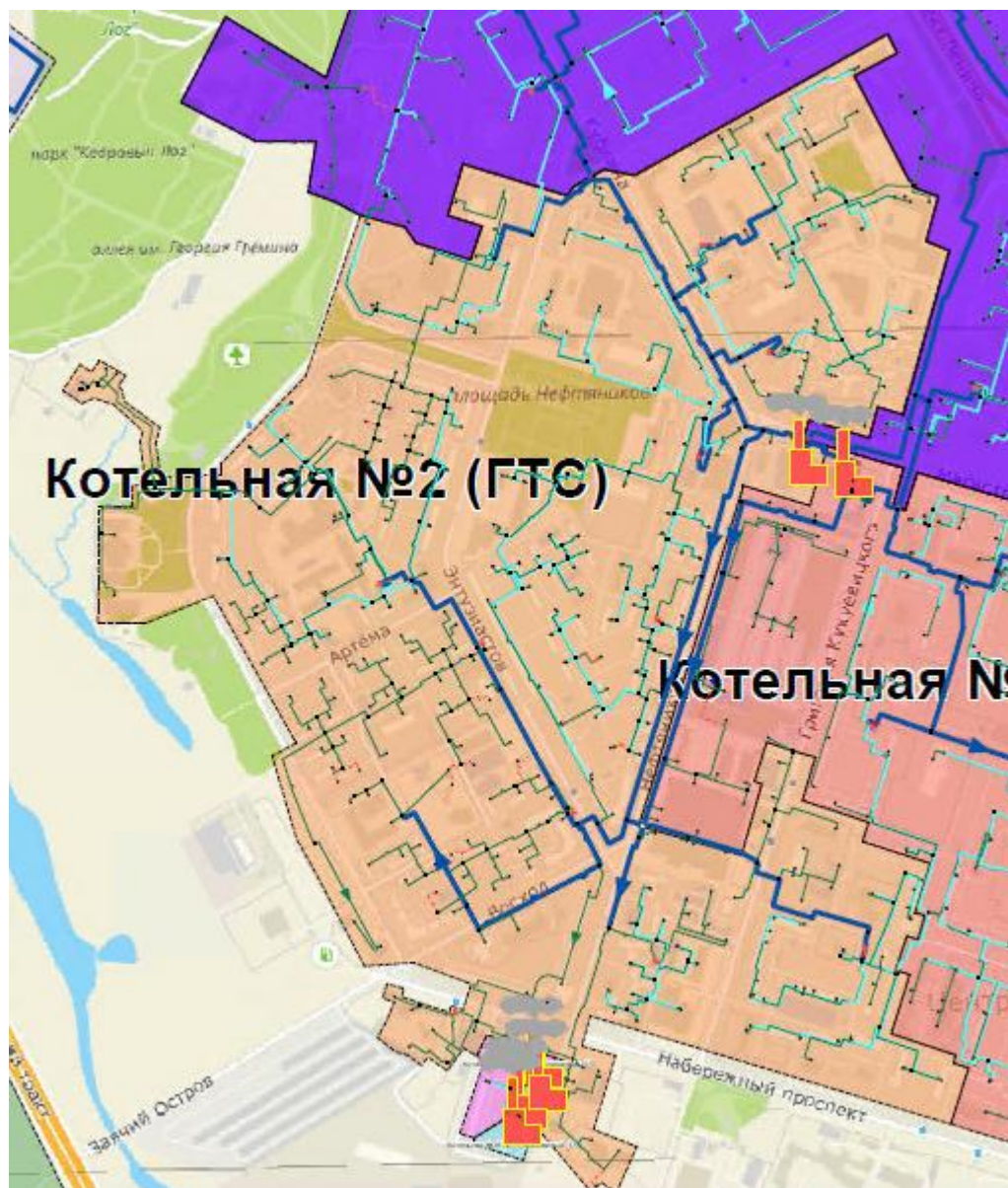


Рисунок 4.1.5 Зона действия котельной №2 СГМУП «ГТС»

Зона действия котельной №3 представлена на рисунке 4.1.6. Котельная №3 обеспечивают тепловой энергией потребителей в следующих районах города:

- Центральный жилой район (микрорайоны: 8, 9, 10, ЦЖ5).

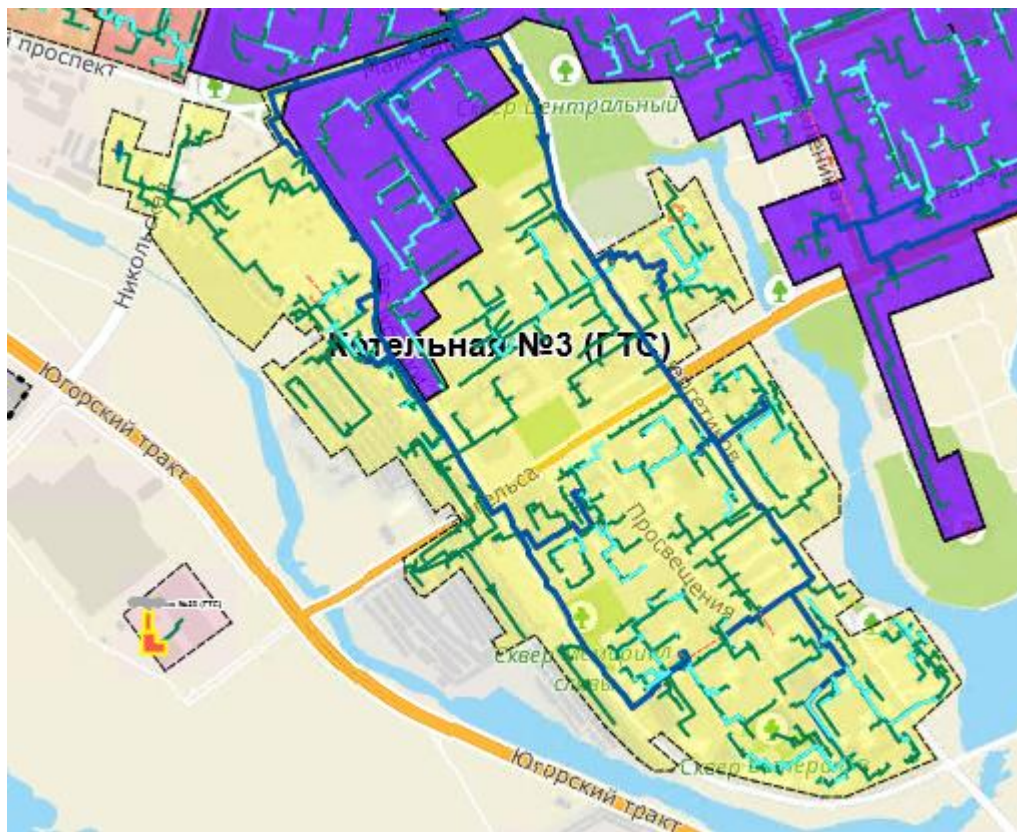


Рисунок 4.1.6 Зона действия котельной №3 СГМУП «ГТС»

Зона действия котельной №5 представлена на рисунке 4.1.7.

Котельная №5 обеспечивают тепловой энергией потребителей в п. Дорожный

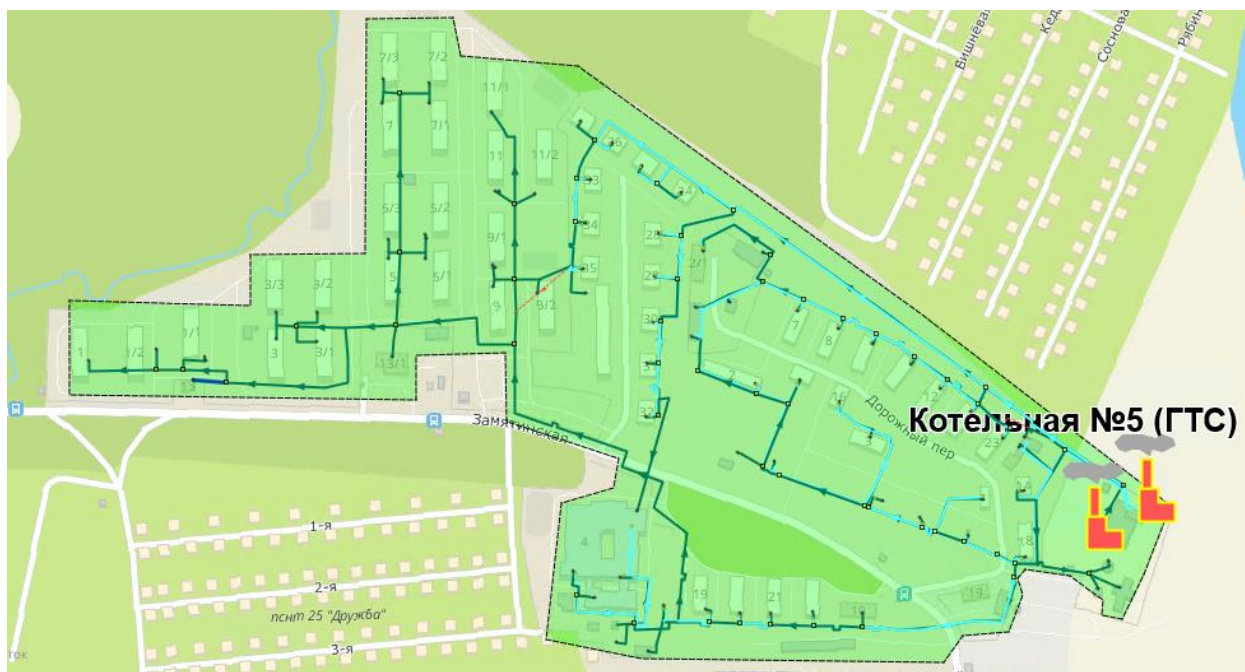


Рисунок 4.1.7 Зона действия котельной №5 СГМУП «ГТС»

Зона действия котельной №6 представлена на рисунке 4.1.8. Котельная №6 обеспечивают тепловой энергией потребителей Заячьего острова.



Рисунок 4.1.8 Зона действия котельной №6 СГМУП «ГТС»

Зона действия котельной №7 представлена на рисунке 4.1.9.

Котельная №7 обеспечивают тепловой энергией потребителей в следующих районах города:

- Северный промышленный район (микрорайоны: IX, XXIV, VI).

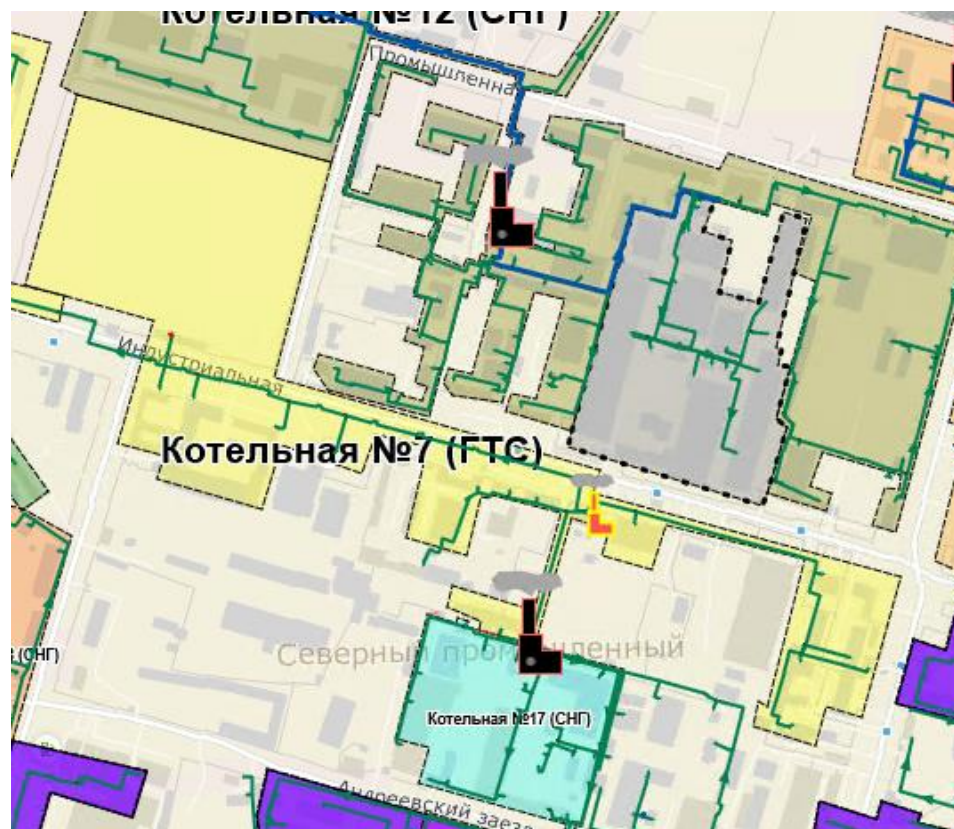


Рисунок 4.1.9 Зона действия котельной №7 СГМУП «ГТС»

Зона действия котельной №9 представлена на рисунке 4.1.10. Котельная №9 обеспечивают тепловой энергией потребителей в микрорайоне VI.

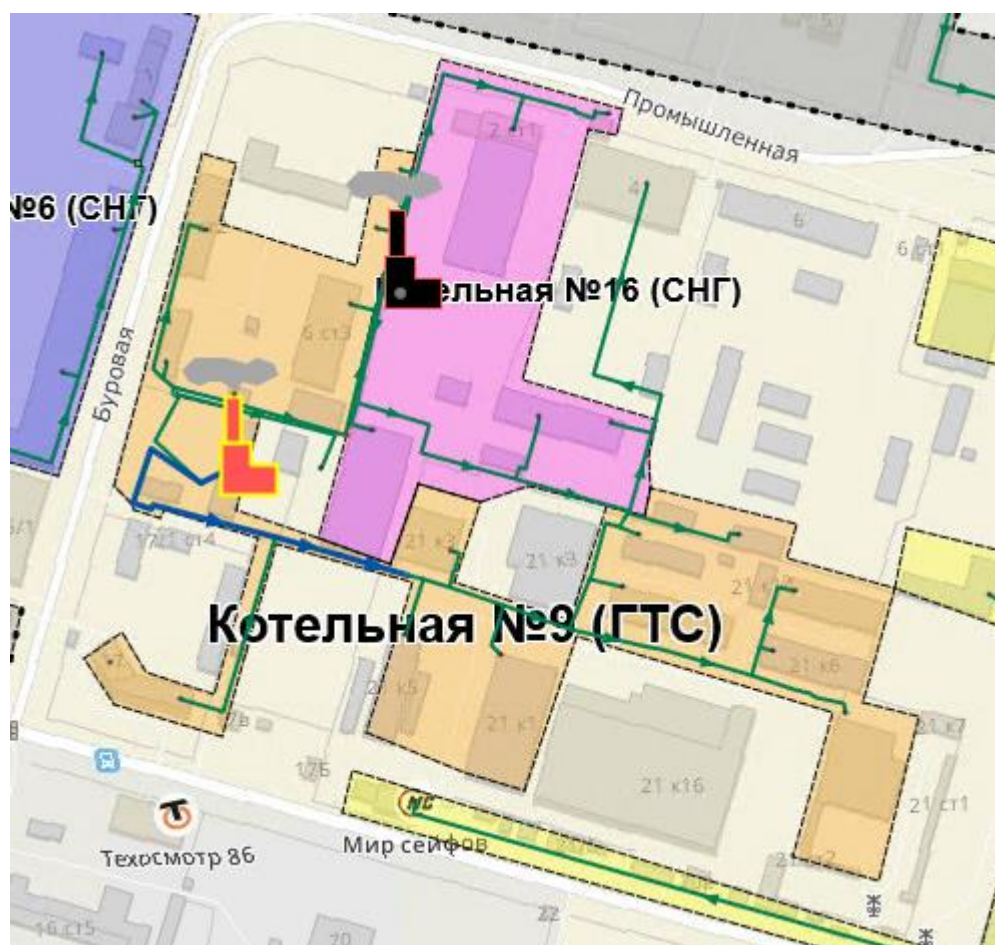


Рисунок 4.1.10 Зона действия котельной №9 СГМУП «ГТС»

Зона действия котельной №13 представлена на рисунке 4.1.11. Котельная №13 имеет общую зону действия с котельной №14 СГМУП «ГТС». Зоны действия котельных разделяются перемычками и задвижками.

Котельная №13 обеспечивают тепловой энергией потребителей в следующих районах города:

- Западный промышленный район (микрорайоны: ЗП1);
- Северо-западный жилой район (микрорайоны: 47).

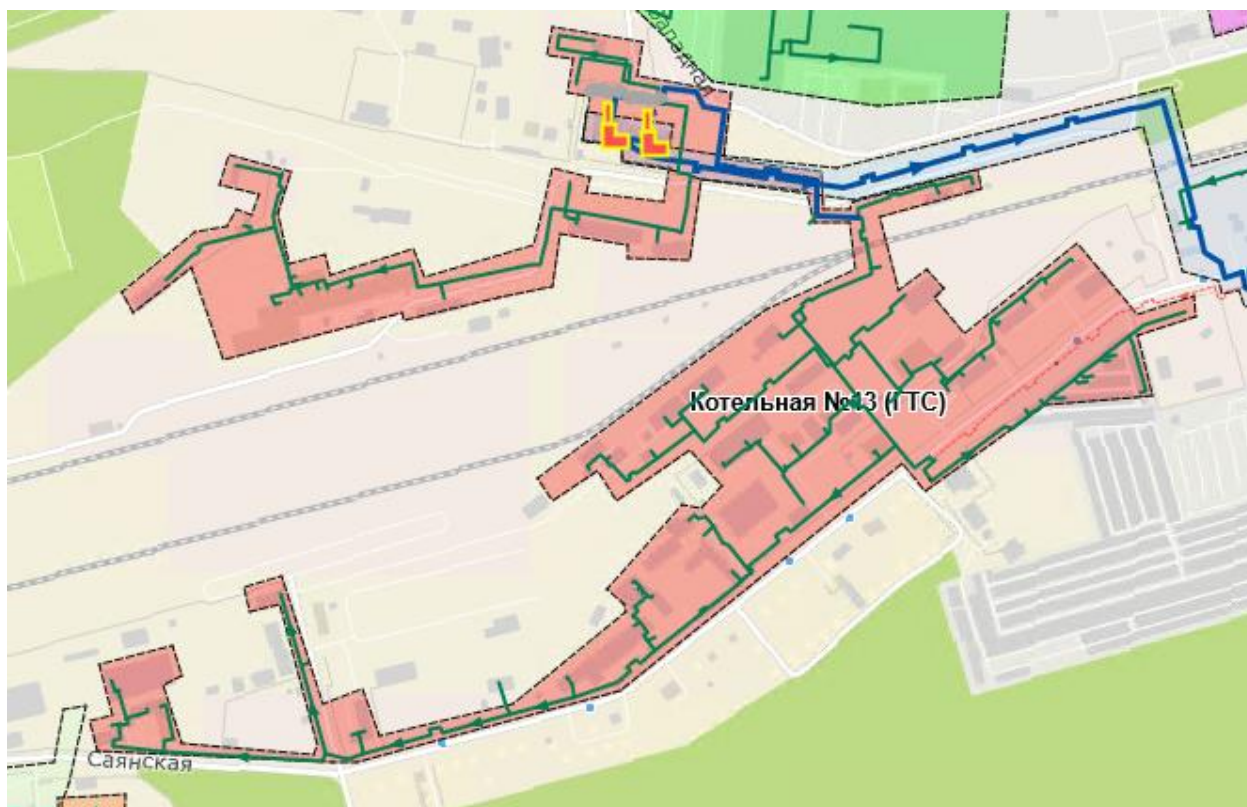


Рисунок 4.1.11 Зона действия котельной №13 СГМУП «ГТС»

Зона действия котельной №14 представлена на рисунке 4.1.12. Котельная №14 имеет общую зону действия с котельной №13 СГМУП «ГТС». Зоны действия котельных разделяются перемычками и задвижками.

Котельная №14 обеспечивают тепловой энергией потребителей в следующих районах города:

- Западный промышленный район (микрорайоны: ЗП1);
- Северо-западный жилой район (микрорайоны: Железнодорожников, ПИКС).



Рисунок 4.1.12 Зона действия котельной №14 СГМУП «ГТС»

Зона действия котельной №21 представлена на рисунке 4.1.13. Котельная №21 обеспечивают тепловой энергией потребителей в п. Звездный.

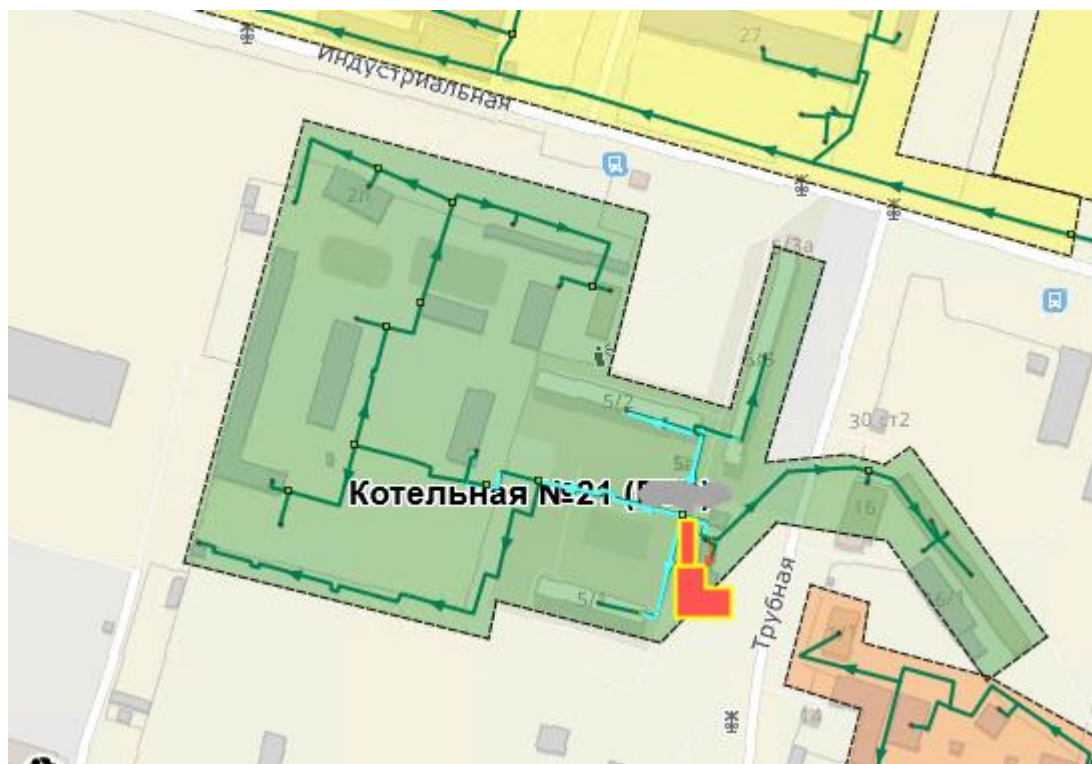


Рисунок 4.1.13 Зона действия котельной №21 СГМУП «ГТС»

Зона действия котельной №22 представлена на рисунке 4.1.14. Котельная №22 обеспечивают тепловой энергией потребителей в п. Барсово.

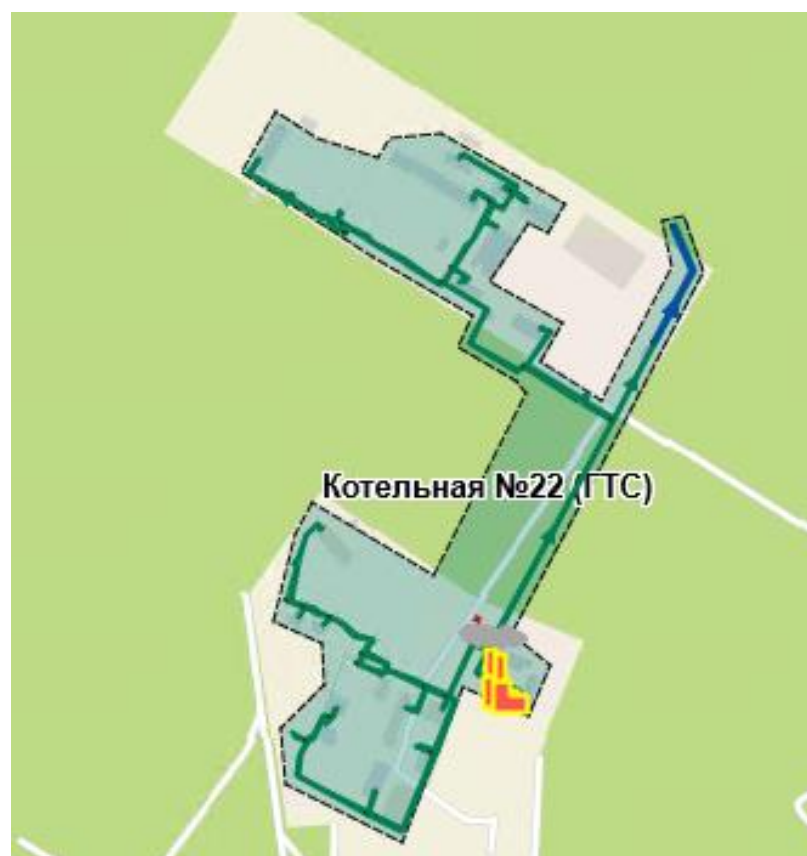


Рисунок 4.1.14 Зона действия котельной №22 СГМУП «ГТС»

Зона действия котельной №23 представлена на рисунке 4.1.15. Котельная №23 обеспечивает тепловой энергией потребителя «Ледовый дворец спорта»

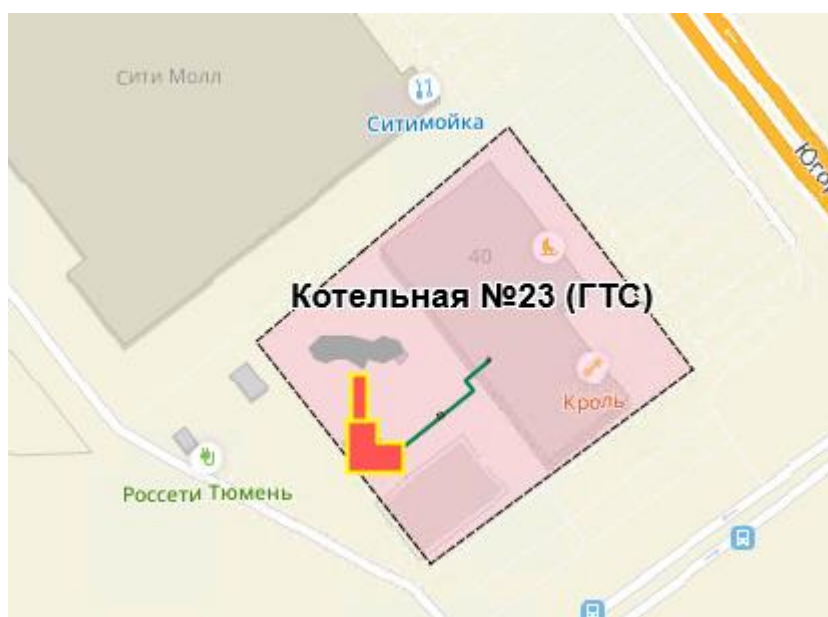


Рисунок 4.1.15 Зона действия котельной №23 СГМУП «ГТС»

Зона действия котельной №24 представлена на рисунке 4.1.16. Котельная №24 обеспечивает тепловой энергией потребителя «Поликлиника «Нефтяник»

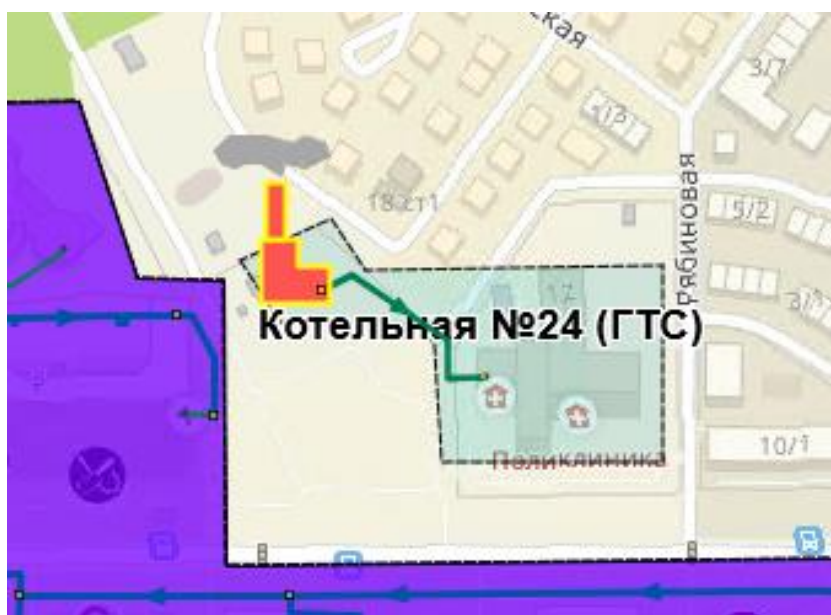


Рисунок 4.1.16 Зона действия котельной №24 СГМУП «ГТС»

Зона действия Котельной №25 пос. Лесной представлена на рисунке 4.1.17.
Котельная №25 пос. Лесной обеспечивают тепловой энергией потребителей в п. Лесной



Рисунок 4.1.17 Зона действия Котельной №25 пос. Лесной СГМУП «ГТС».

Котельные СГМУП «Тепловик» переданы в эксплуатацию СГМУП «ГТС» 10.01.2020г.

Зона действия котельной №28 п. Юность представлена на рисунке 4.1.18. Котельная №28 п. Юность обеспечивают тепловой энергией потребителей в п. Юность

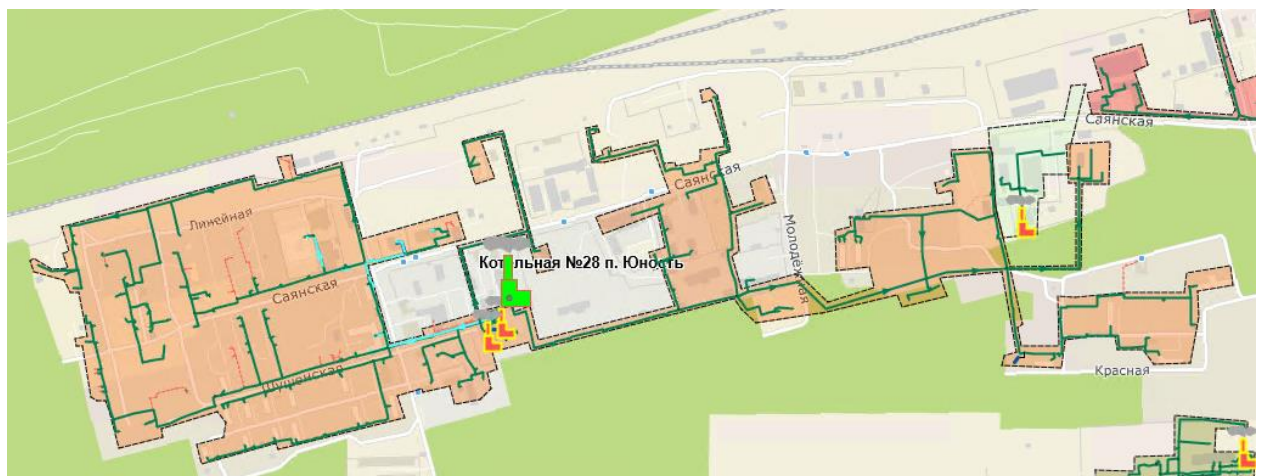


Рисунок 4.1.18 Зона действия котельной №28 п. Юность СГМУП «ГТС».

Зона действия котельной №29 п. Таежный представлена на рисунке 4.1.19. Котельная №29 п. Таежный обеспечивают тепловой энергией потребителей в п. Таежный.

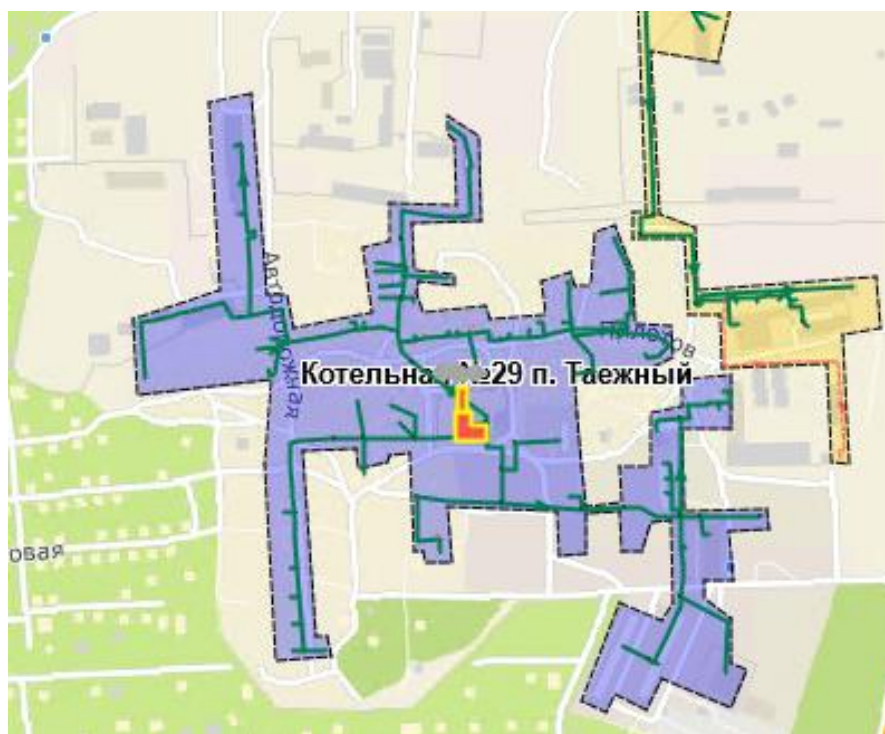


Рисунок 4.1.19 Зона действия котельной №29 п. Таежный СГМУП «ГТС».

Зона действия котельной №32 п. Снежный (в резерве) и котельной №33 представлена на рисунке 4.1.20. Котельная №33 обеспечивают тепловой энергией потребителей в районе Геронтологического центра.



Рисунок 4.1.20 Зона действия котельных №32 и №33 п. Снежный СГМУП «ГТС».

Зона действия котельной №30 п. Лунный представлена на рисунке 4.1.21. Котельная №30 п. Лунный обеспечивают тепловой энергией потребителей в п. Лунный

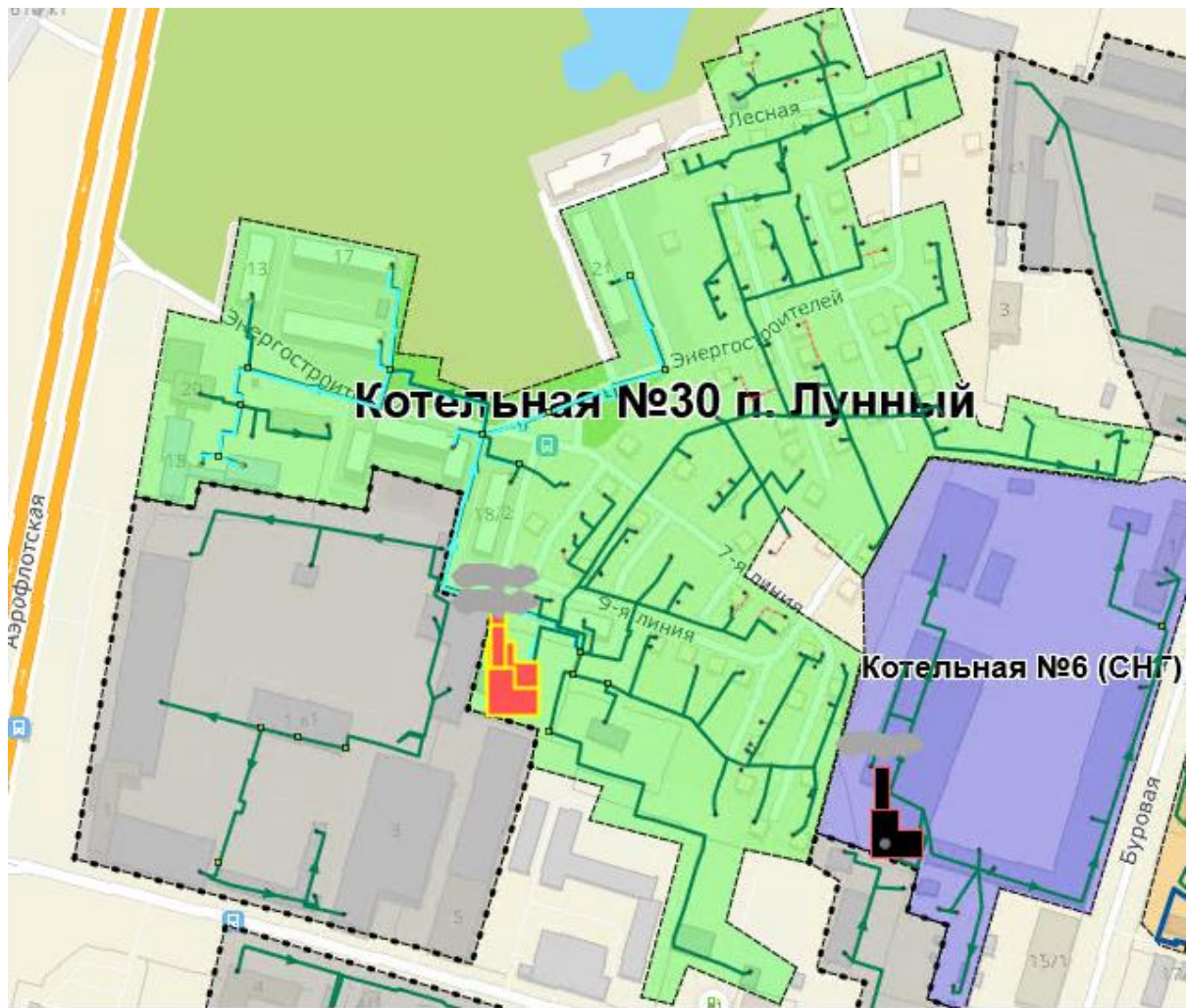


Рисунок 4.1.21 Зона действия котельной №30 п. Лунный СГМУП «ГТС».

Зона действия котельной №34 представлена на рисунке 4.1.22. Котельная №34, ул Крылова, 40 обеспечивает тепловой энергией пожарную часть №49.

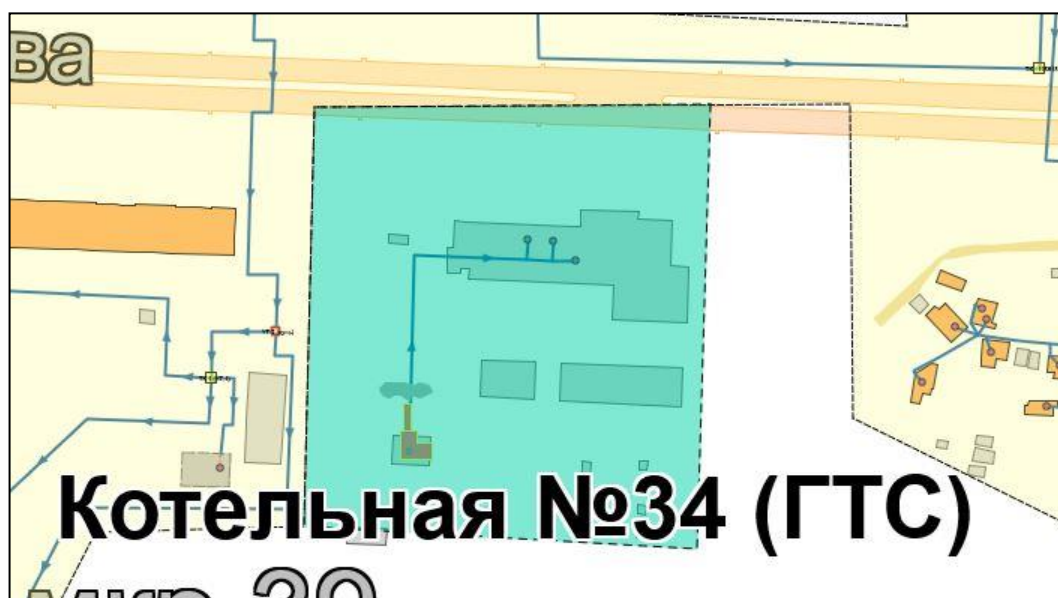


Рисунок 4.1.22 Зона действия котельной №34 СГМУП «ГТС».

Котельные №26 и №27 пр. Набережный имеют общую зону действия. Зона действия котельной №26 и №27 представлена на рисунке 4.1.23. Котельная №26 и №27 обеспечивают тепловой энергией потребителей по адресу пр. Набережный 17, 17/2.



Рисунок 4.1.23 Зона действия котельных №26 и №27 пр. Набережный СГМУП «ГТС».

ПАО «Сургутнефтегаз»

ПАО «Сургутнефтегаз» осуществляет производство тепловой энергии на пятнадцати котельных. Все потребители ПАО «Сургутнефтегаз» расположены в промышленных районах это объекты производственной и деловой застройки. Все источники теплоснабжения работают на собственные локальные зоны теплоснабжения.

Зона действия котельной №1 представлена на рисунке 4.1.24. Котельная №1 обеспечивают тепловой энергией потребителей ПАО «Сургутнефтегаз» в зоне Аэропорта.



Рисунок 4.1.24 Зона действия котельной №1 ПАО «Сургутнефтегаз»

Зона действия котельной №3 представлена на рисунке 4.1.25. Котельная №3 обеспечивают тепловой энергией потребителей производственной базы в микрорайоне КК2А.

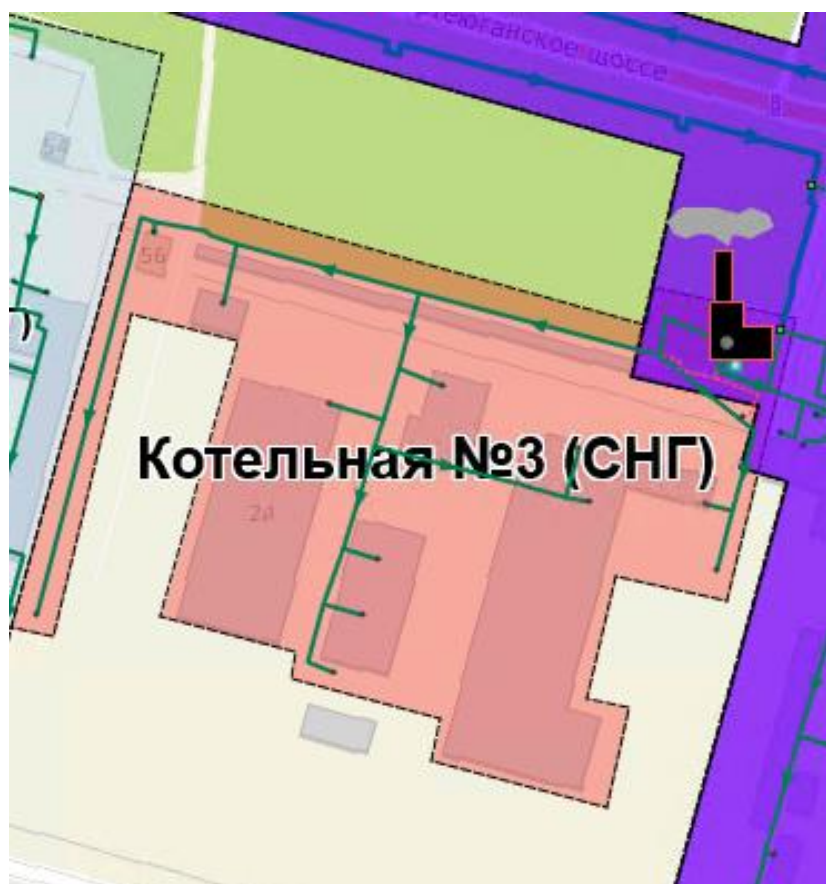


Рисунок 4.1.25 Зона действия котельной №3 ПАО «Сургутнефтегаз»

Зона действия котельной №22 представлена на рисунке 4.1.26. Котельная №22 обеспечивают тепловой энергией потребителей ПАО «Сургутнефтегаз» в районе Заячьего острова.

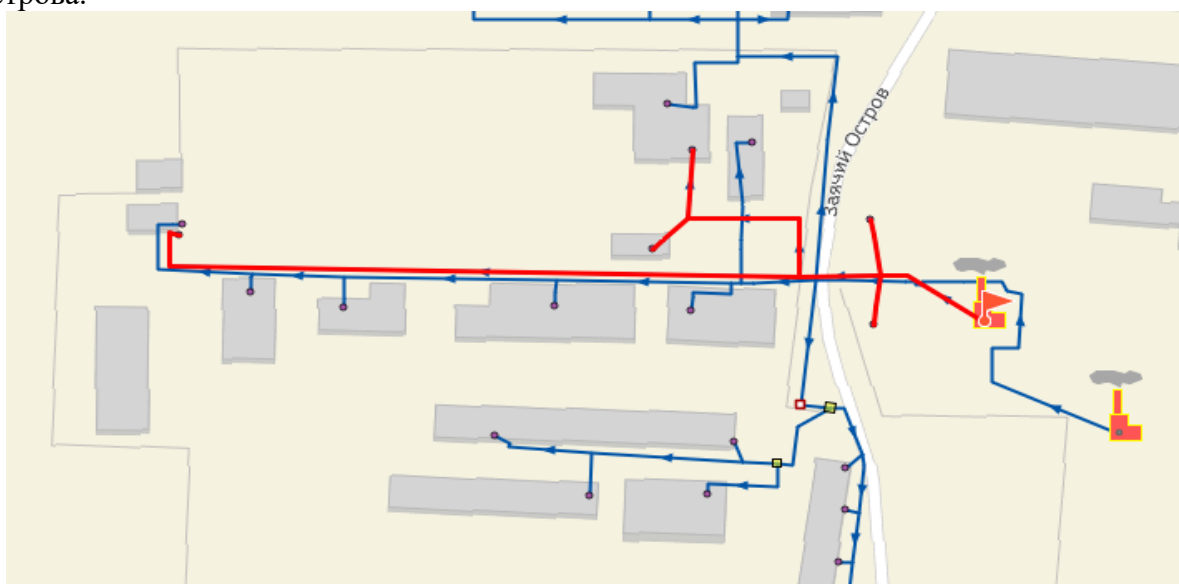


Рисунок 4.1.26 Зона действия котельной №22 ПАО «Сургутнефтегаз»

Зона действия котельной №5 представлена на рисунке 4.1.27. Котельная №5 обеспечивают тепловой энергией потребителей производственной базы в микрорайоне X.

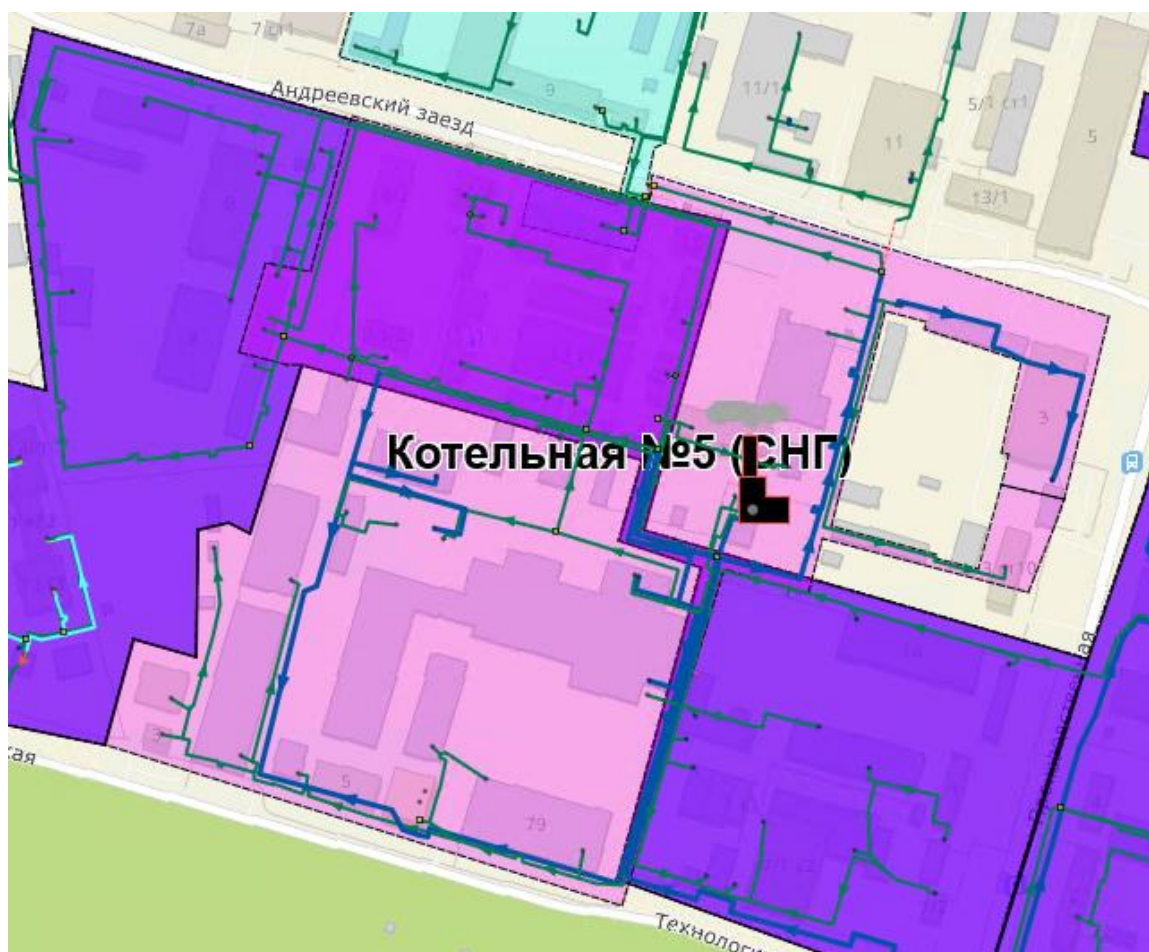


Рисунок 4.1.27 Зона действия котельной №5 ПАО «Сургутнефтегаз»

Зона действия котельной №6 представлена на рисунке 4.1.28. Котельная №6 обеспечивают тепловой энергией производственную базу в п. Лунный.



Рисунок 4.1.28 Зона действия котельной №6 ПАО «Сургутнефтегаз»

Зона действия котельной №7 представлена на рисунке 4.1.29. Котельная №7 обеспечивают тепловой энергией потребителей ПАО «Сургутнефтегаз» в районе Заячьего острова.

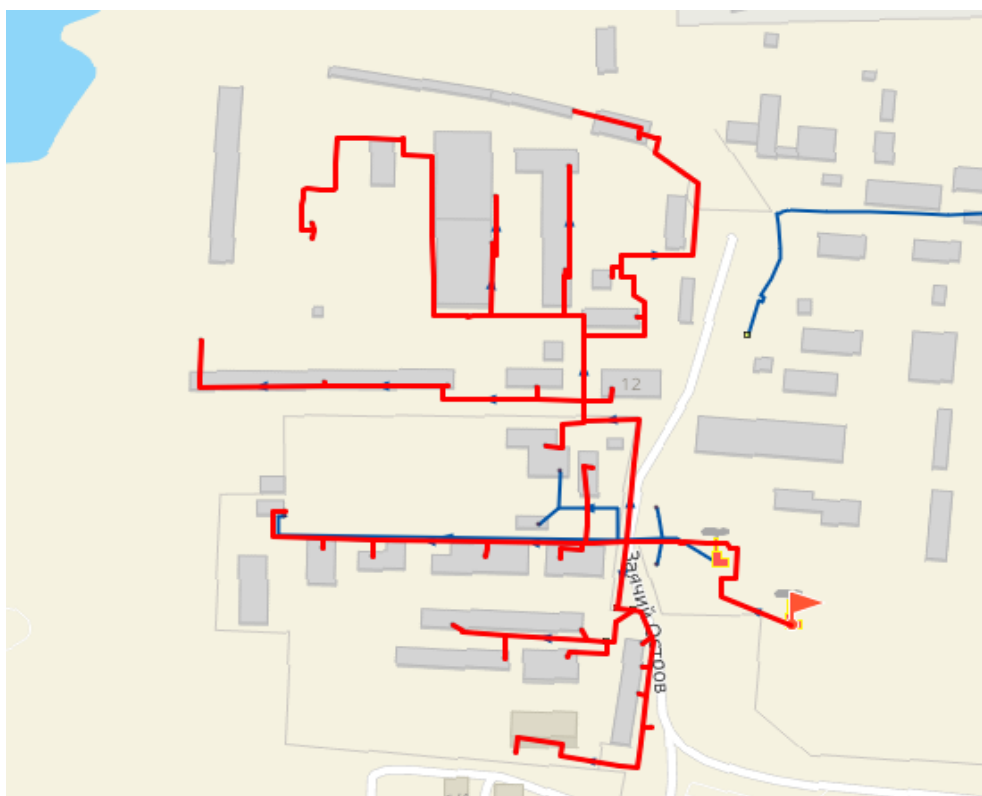


Рисунок 4.1.29 Зона действия котельной №7 ПАО «Сургутнефтегаз»

Зона действия котельной №8 представлена на рисунке 4.1.30. Котельная №8 обеспечивают тепловой энергией производственную базу в микрорайоне XXV.

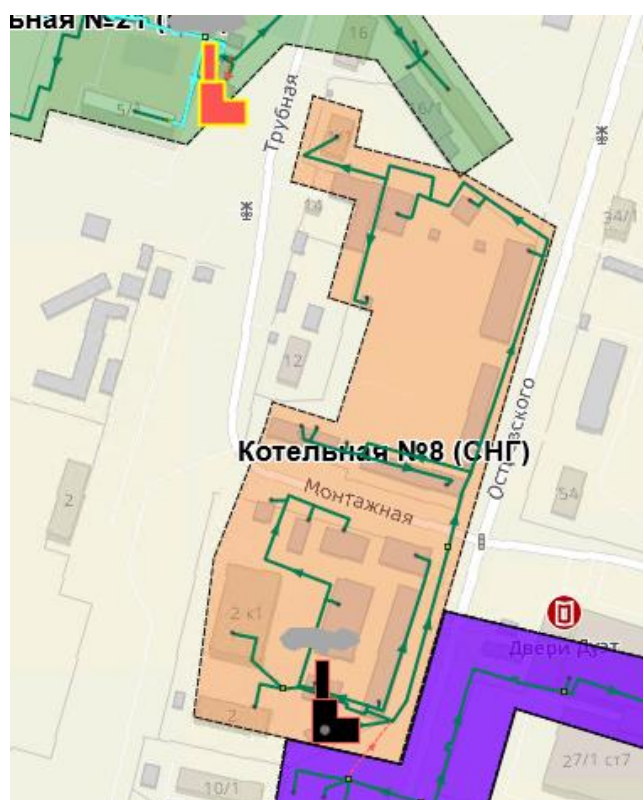


Рисунок 4.1.30 Зона действия котельной №8 ПАО «Сургутнефтегаз»

Зона действия котельной №9 представлена на рисунке 4.1.31. Котельная №9 обеспечивают тепловой энергией потребителей ПАО «Сургутнефтегаз» в микрорайонах: XII, XV, XIII.

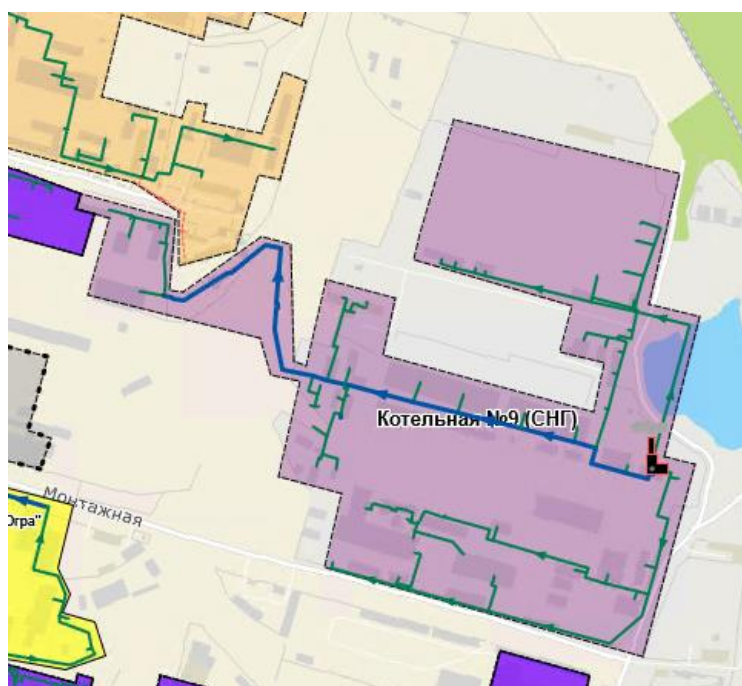


Рисунок 4.1.31 Зона действия котельной №9 ПАО «Сургутнефтегаз»

Зона действия котельной №10 представлена на рисунке 4.1.32. Котельная №10 обеспечивают тепловой энергией потребителей производственной базы в микрорайоне III.

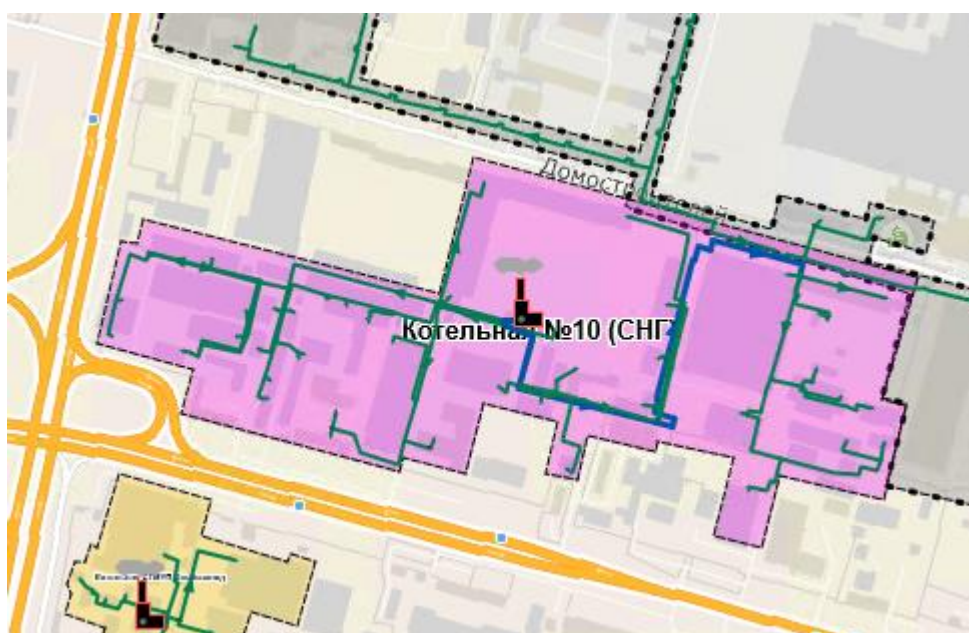


Рисунок 4.1.32 Зона действия котельной №10 ПАО «Сургутнефтегаз»

Зона действия котельной №12 представлена на рисунке 4.1.33. Котельная №12 обеспечивают тепловой энергией потребителей ПА «Сургутнефтегаз» в микрорайонах: VIII, VI, VIII, VII.

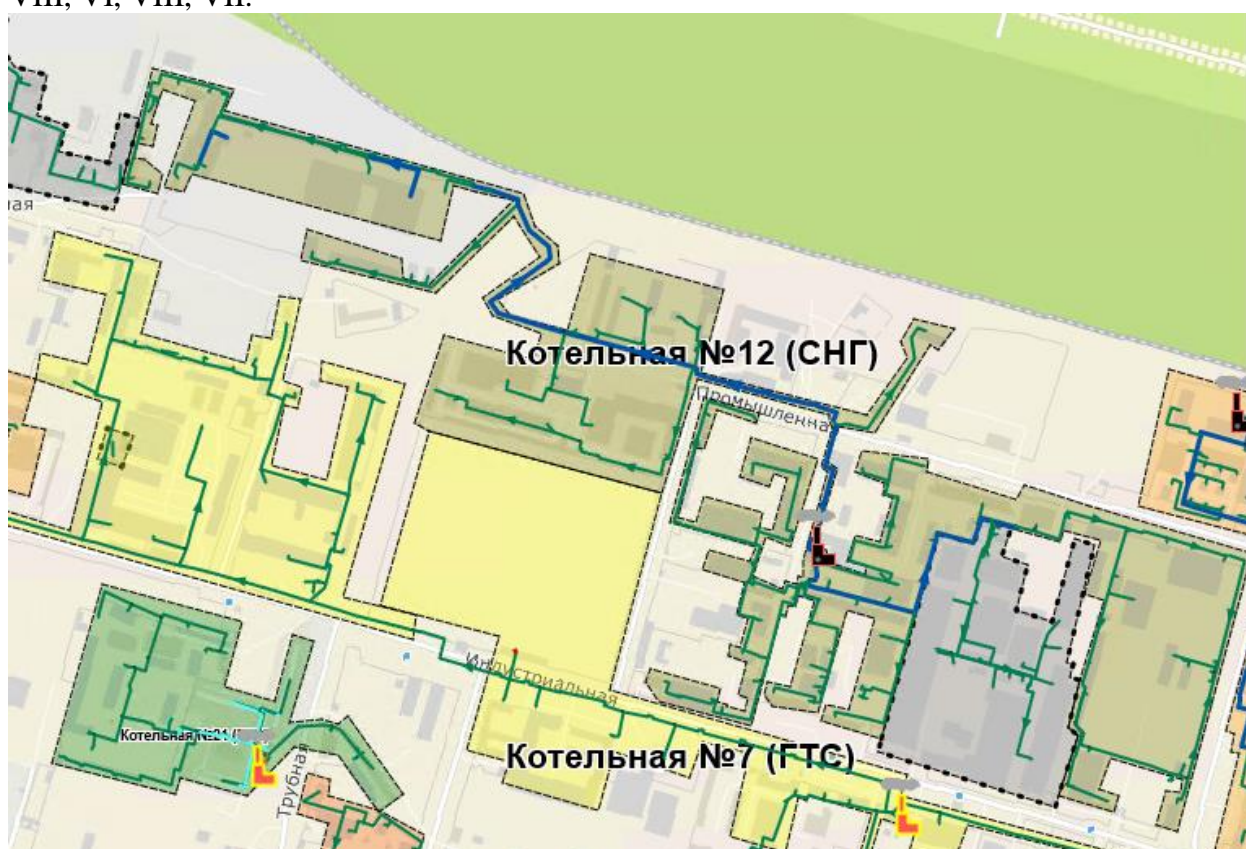


Рисунок 4.1.33 Зона действия котельной №12 ПАО «Сургутнефтегаз»

Зона действия котельной №14 представлена на рисунке 4.1.34. Котельная №14 обеспечивают тепловой энергией потребителей производственной базы в микрорайоне КК2А.

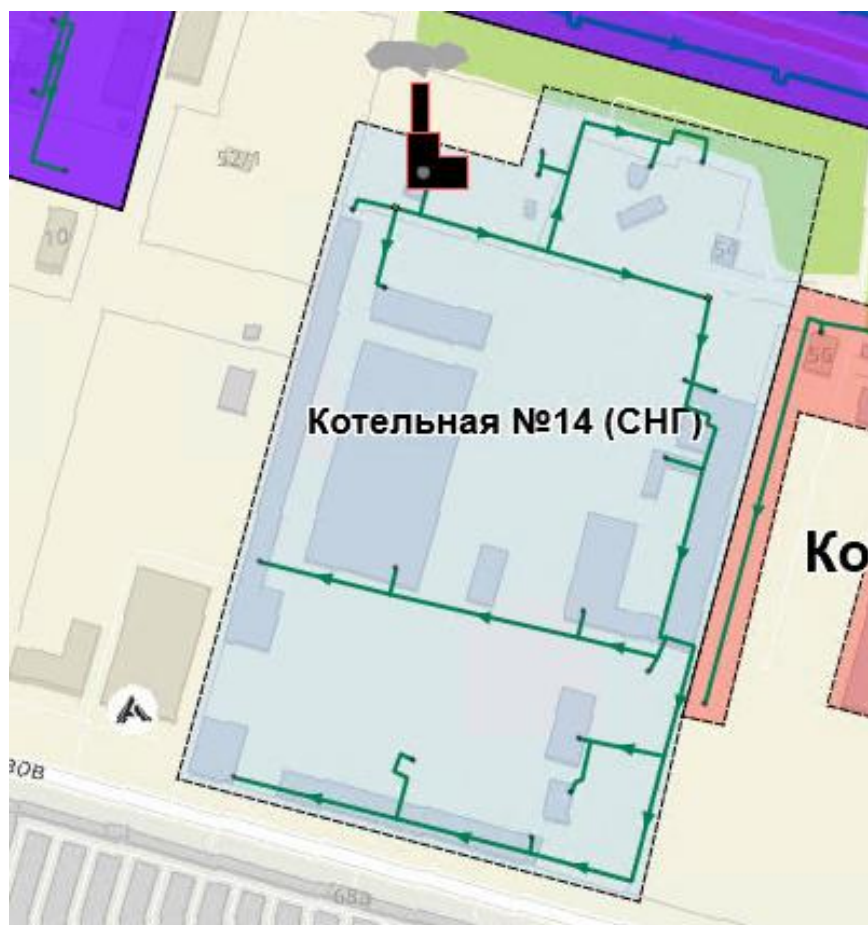


Рисунок 4.1.34 Зона действия котельной №14 ПАО «Сургутнефтегаз»

Зона действия котельной №15 представлена на рисунке 4.1.35. Котельная №15 обеспечивают тепловой энергией потребителя «ДИ Нефтяник».

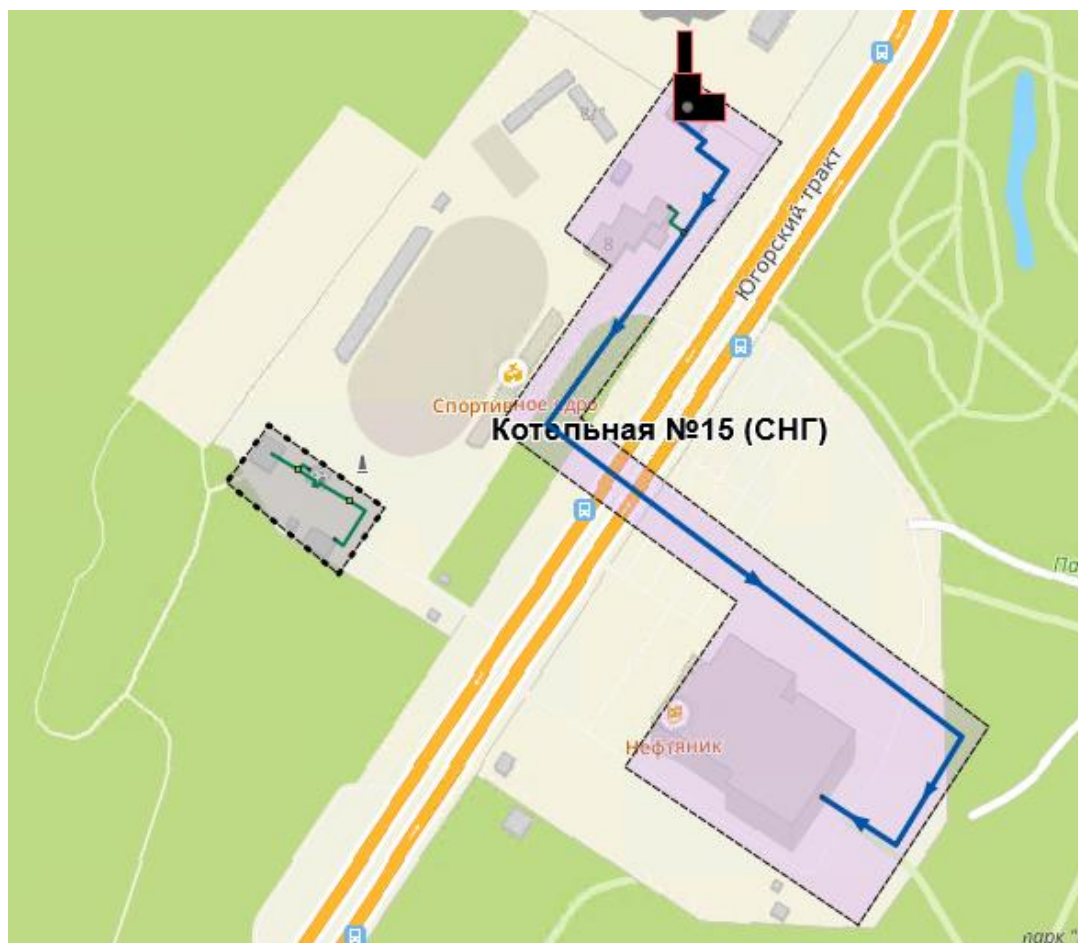


Рисунок 4.1.35 Зона действия котельной №15 ПАО «Сургутнефтегаз»

Зона действия котельной №16 представлена на рисунке 4.1.36. Котельная №16 обеспечивают тепловой энергией потребителей производственной базы в микрорайоне VI.



Рисунок 4.1.36 Зона действия котельной №16 ПАО «Сургутнефтегаз»

Зона действия котельной №17 представлена на рисунке 4.1.37. Котельная №17 обеспечивают тепловой энергией потребителей производственной базы в микрорайоне IX.

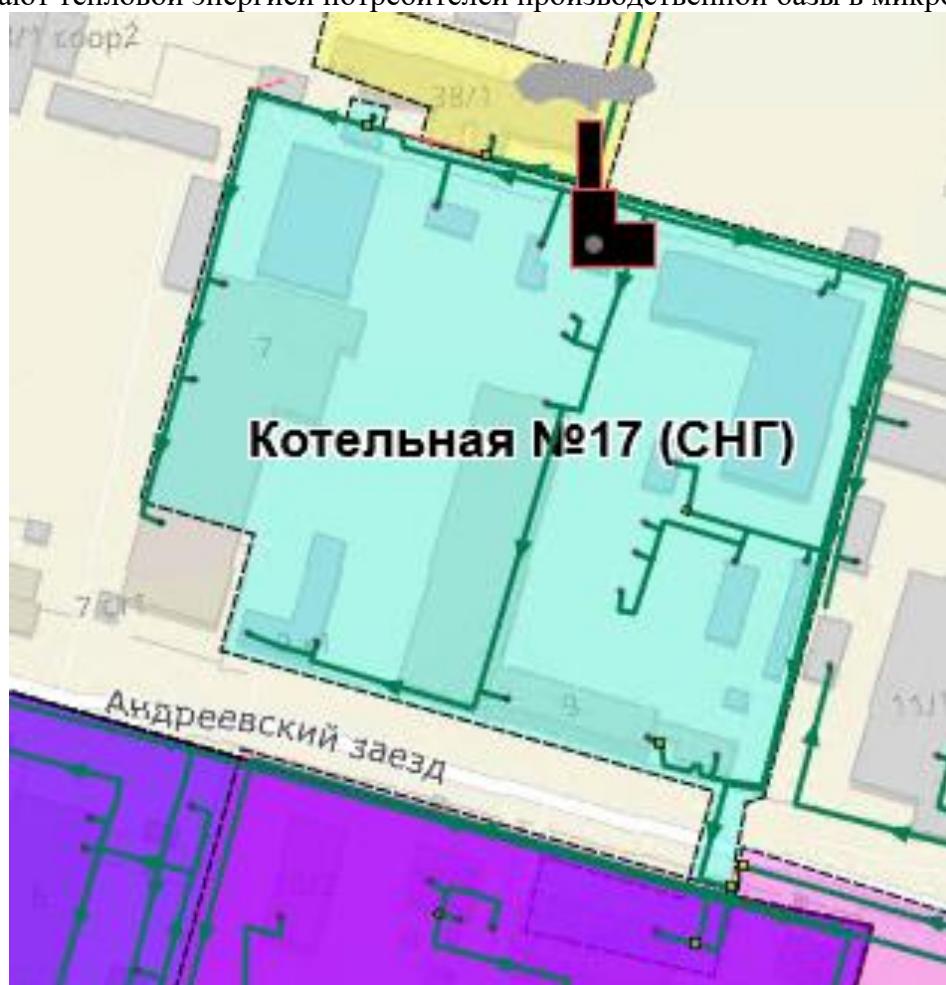


Рисунок 4.1.37 Зона действия котельной №17 ПАО «Сургутнефтегаз»

Зона действия котельной №19 представлена на рисунке 2.38. Котельная №19 обеспечивают тепловой энергией потребителей производственной базы в микрорайоне СЗП1, ЗП1.

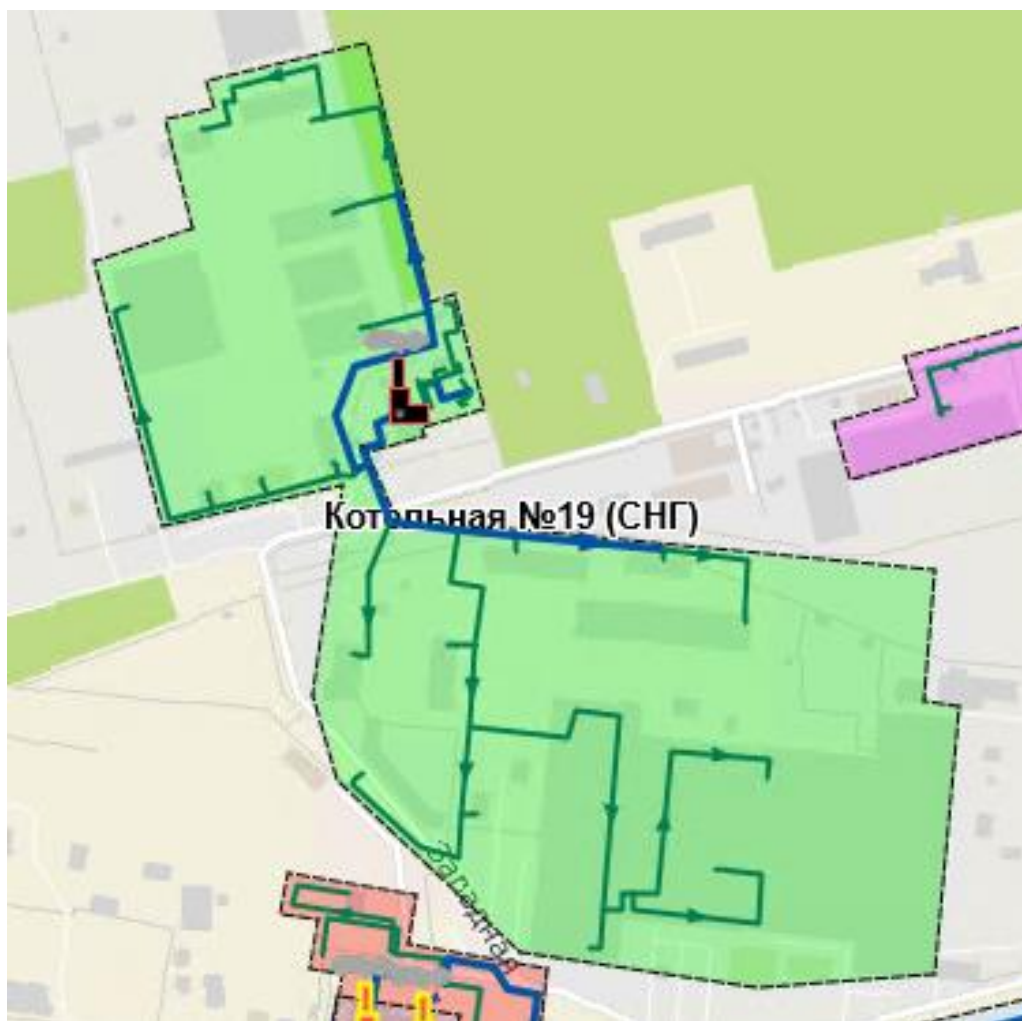


Рисунок 4.1.38 Зона действия котельной №19 ПАО «Сургутнефтегаз»

ООО «Сургутские городские электрические сети» (ООО «СГЭС»)

На балансе ООО «СГЭС» значится 2 источника тепловой энергии.

Зона действия котельной К-45 представлена на рисунке 4.1.39. Котельная К-45 обеспечивают тепловой энергией потребителей в следующих районах города:

- Северо-западный жилой район (микрорайоны: 36, 38, 39, 40, 41, 42, 44, 45);
- Западный жилой район (микрорайон 35, 35А).

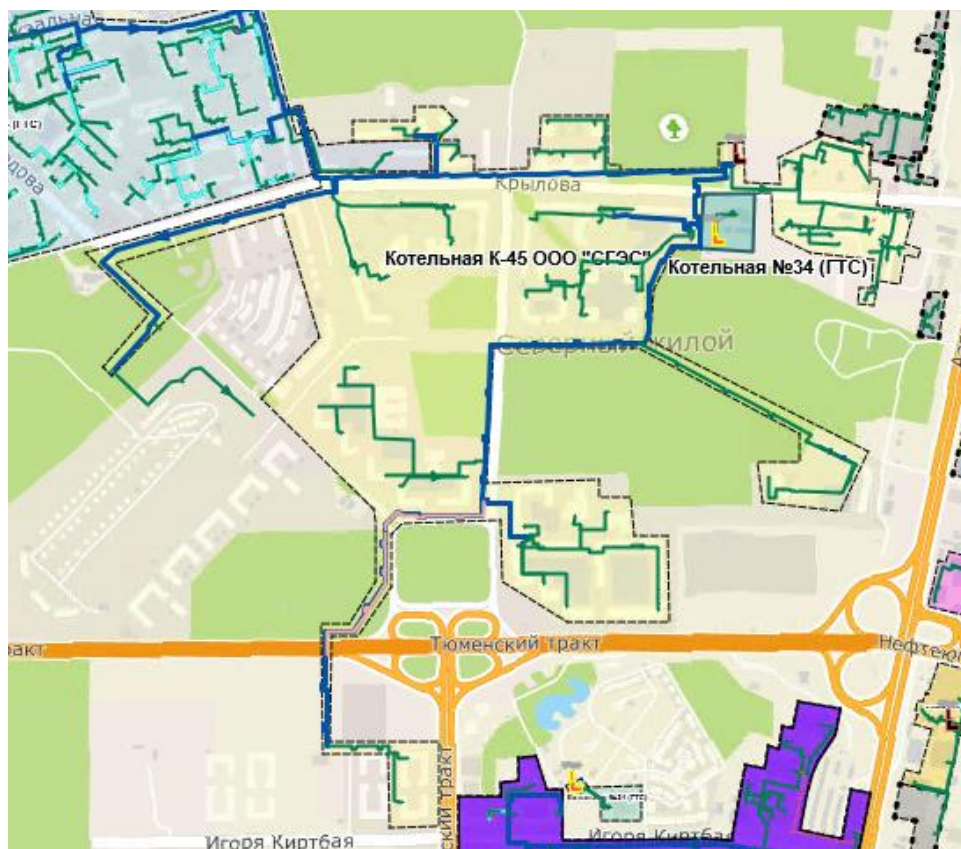


Рисунок 4.1.39 Зона действия котельной К-45 ООО «СГЭС»

Зона действия котельной «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5» представлена на рисунке 4.1.40. Котельная «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5» обеспечивают тепловой энергией потребителей в микрорайоне XX.

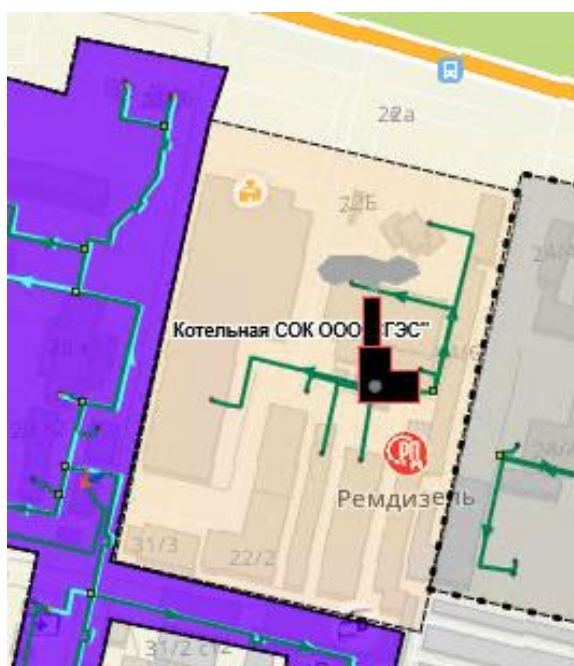


Рисунок 4.1.40 Зона действия котельной «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5» ООО «СГЭС»

ООО «Газпром энерго»

ООО «Газпром трансгаз Сургут» в конце 2019г. – начале 2020г. передал в эксплуатацию ООО «Газпром энерго» все объекты теплосетевого хозяйства.

На балансе ООО «Газпром энерго» значится 1 источник тепловой энергии.

Зона действия котельной «Газпром энерго» представлена на рисунке 3.1.41. Котельная «Газпром энерго» обеспечивают тепловой энергией потребителей в микрорайонах: XIII, XIV, VIII.



Рисунок 4.1.41 Зона действия котельной ООО «Газпром энерго»

АО «Аэропорт Сургут»

На балансе АО «Аэропорт Сургут» значится 1 источник тепловой энергии.

Зона действия котельной «Аэропорт Сургут» представлена на рисунке 4.1.42. Котельная «Аэропорт Сургут» обеспечивают тепловой энергией потребителей Аэропорта г. Сургута.

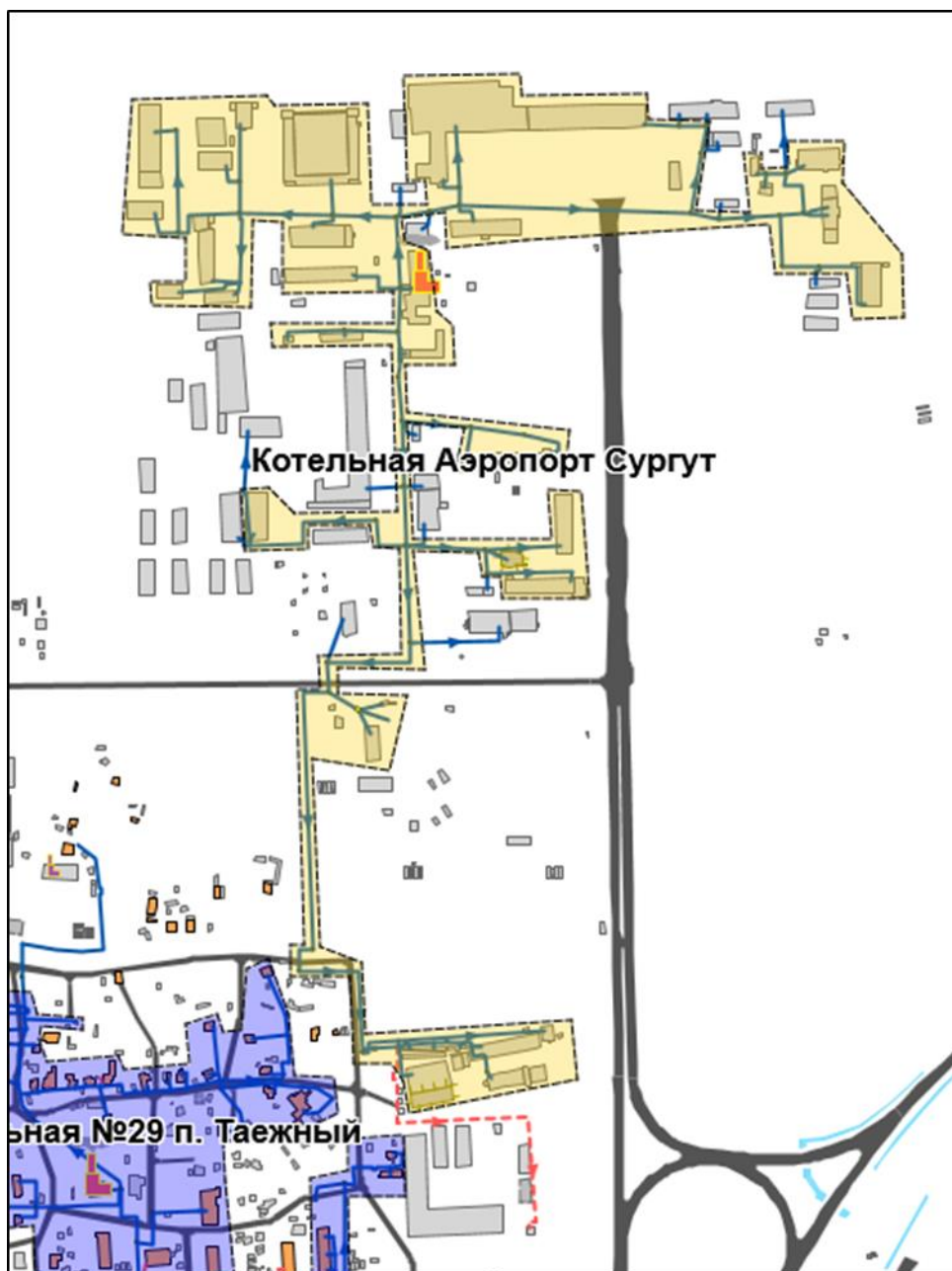


Рисунок 4.1.42 Зона действия котельной «Аэропорт Сургут»

СГМУП «Сургутский хлебозавод»

На балансе СГМУП «Сургутский Хлебозавод» значится 1 источник тепловой энергии.

Зона действия котельной СГМУП «Сургутский Хлебозавод» представлена на рисунке 4.1.43. Котельная СГМУП «Сургутский Хлебозавод» обеспечивают тепловой энергией потребителей Хлебозавода.

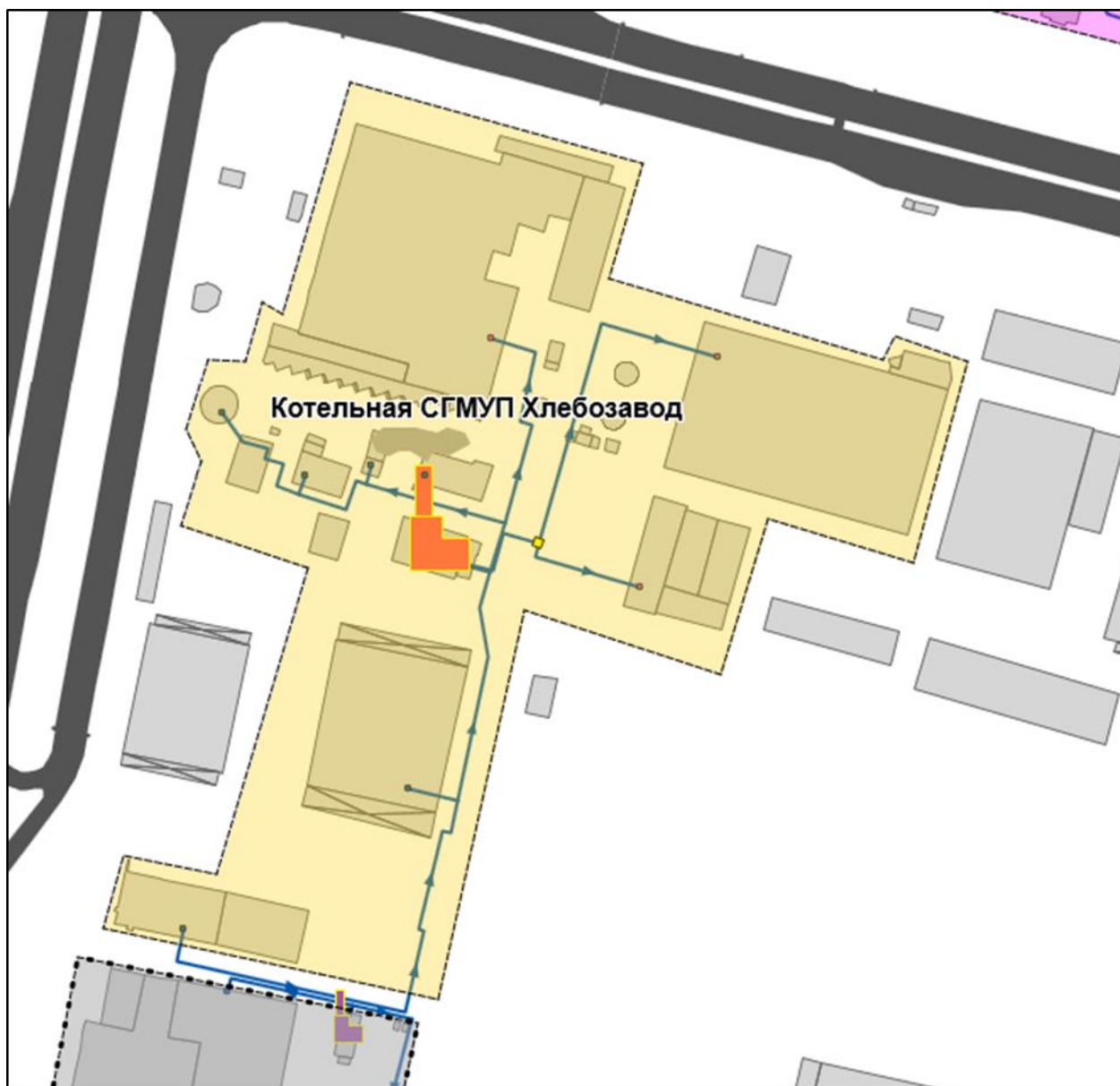


Рисунок 4.1.43 Зона действия котельной СГМУП «Сургутский Хлебозавод»

ООО УК «Северо-Западная Тепловая Компания» (ООО УК «СЗТК»)

На балансе ООО УК «СЗТК» значится 1 источник тепловой энергии.

Зона действия котельной ООО УК «СЗТК» представлена на рисунке 4.1.44. Котельная ООО УК «СЗТК» обеспечивают тепловой энергией потребителей в микрорайоне ЗП1.

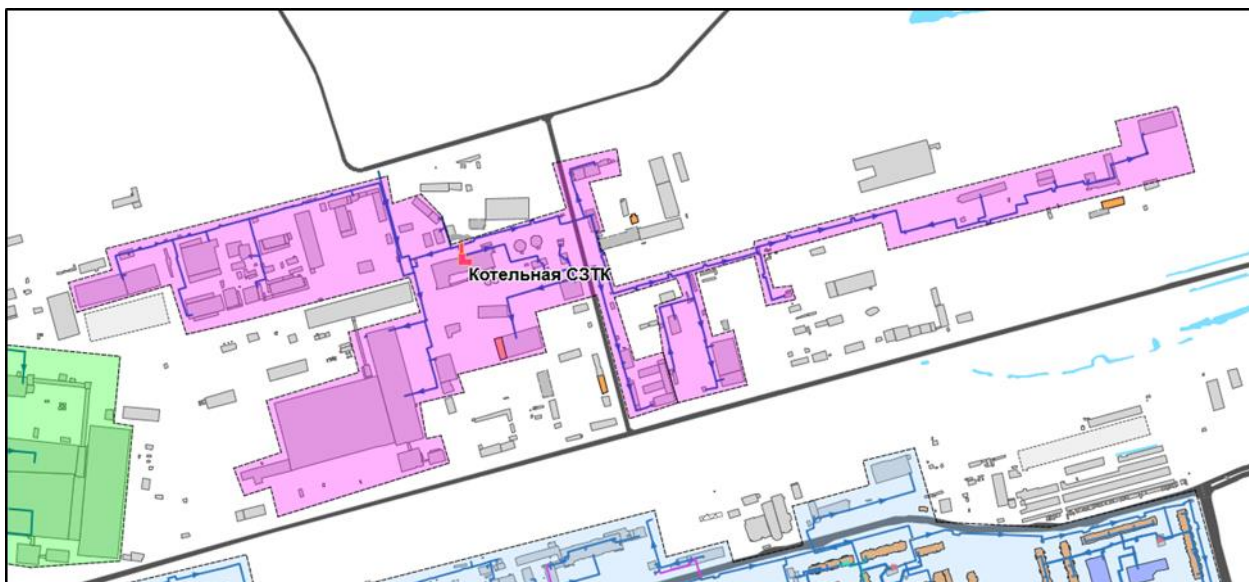


Рисунок 4.1.44 Зона действия котельной ООО УК «СЗТК»

ООО «ТВС-Сервис»

На балансе ООО «ТВС-сервис», значится 1 источник тепловой энергии.

Зона действия котельной ООО «ТВС-сервис» представлена на рисунке 4.1.45. Котельная ООО «ТВС-сервис» обеспечивают тепловой энергией потребителей производственной базы в микрорайоне XVIII.

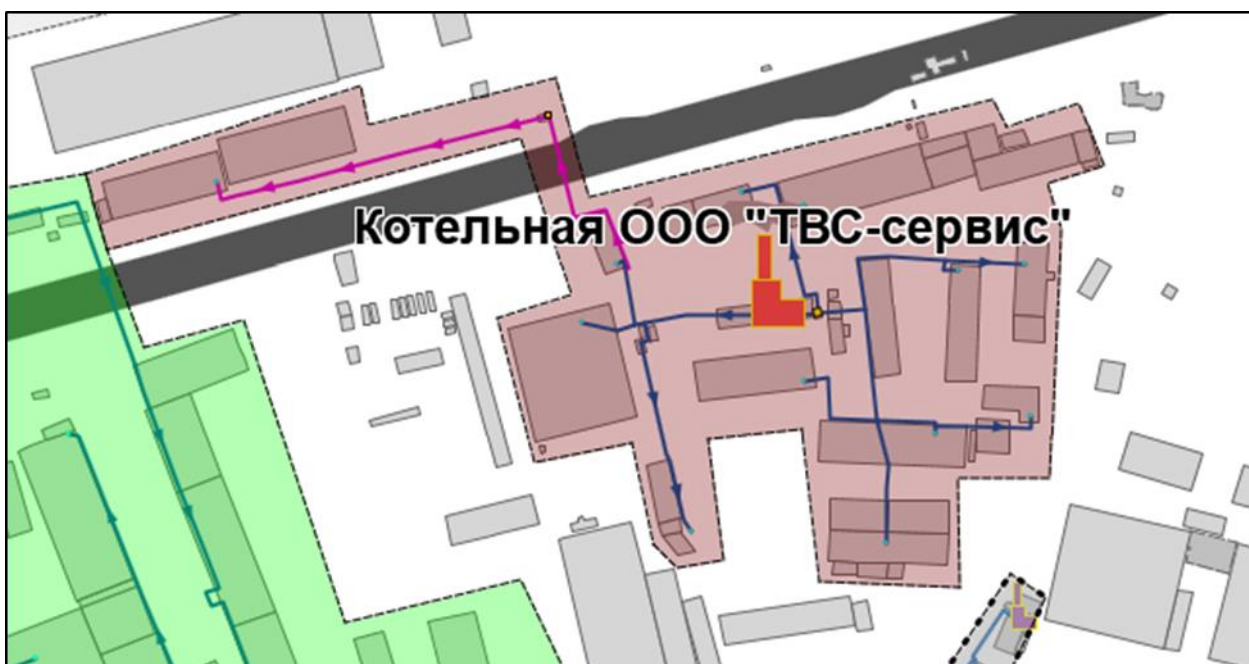


Рисунок 4.1.45 Зона действия котельной ООО «ТВС-сервис»

АО «Горремстрой»

На балансе АО «Горремстрой» значится 1 источник тепловой энергии.

Зона действия котельной АО «Горремстрой» представлена на рисунке 4.1.46. Котельная АО «Горремстрой» обеспечивают тепловой энергией потребителей производственной базы в микрорайоне XXV.

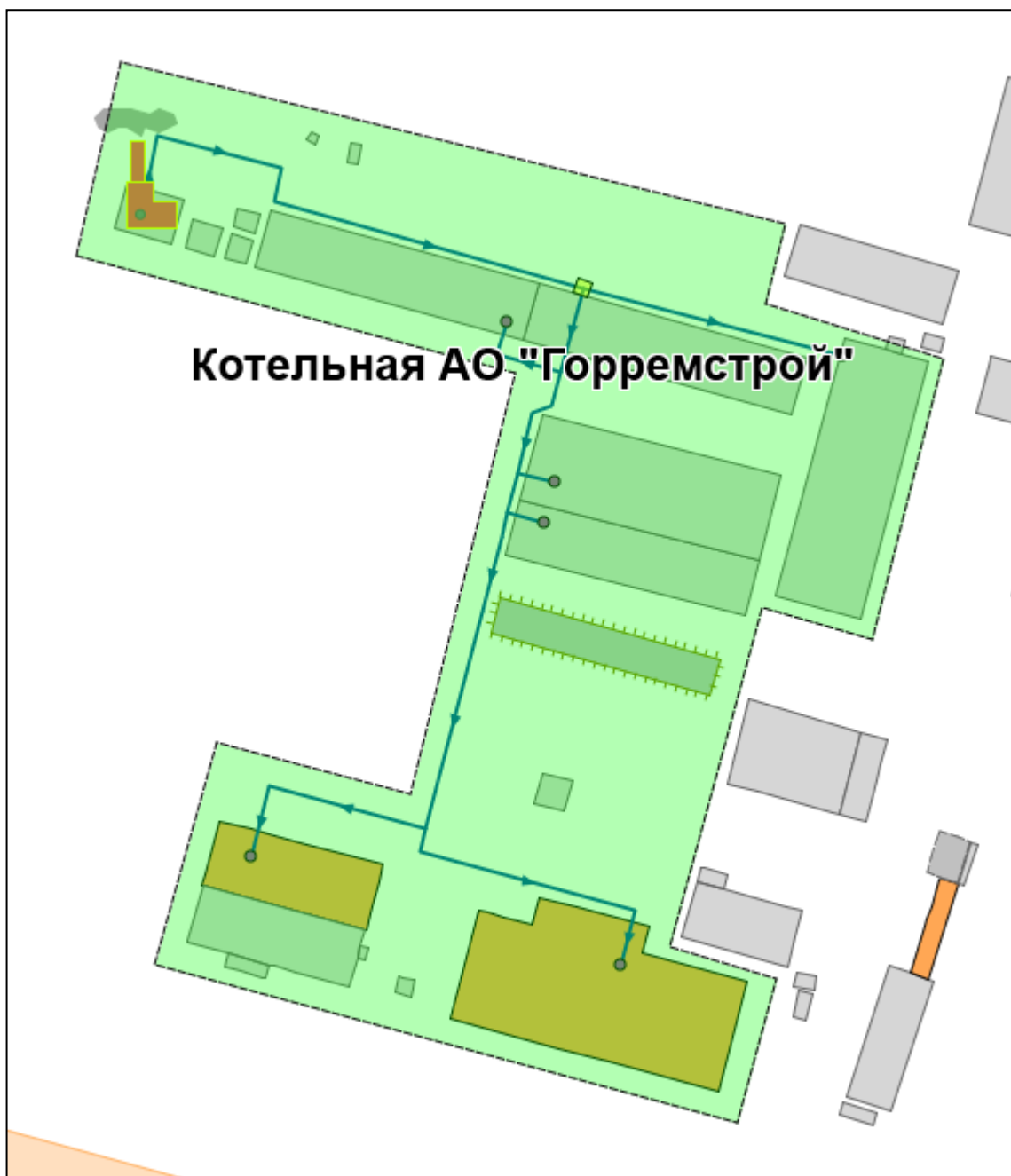


Рисунок 4.1.46 Зона действия котельной АО «Горремстрой»

Котельная ООО «Технические системы»

На балансе ООО «Технические системы» значится 1 источник тепловой энергии.

Зона действия котельной ООО «Технические системы» представлена на рисунке 4.1.47. Котельная ООО «Технические системы» обеспечивают тепловой энергией потребителей производственной базы в микрорайоне ККЗА.



Рисунок 4.1.47 Зона действия котельной ООО «Технические системы»

ООО «Скат-База»

На балансе ООО «Скат-База» значится 1 источник тепловой энергии.

Зона действия котельной ООО «Скат-База» представлена на рисунке 4.1.48. Котельная ООО «Скат-База» обеспечивают тепловой энергией потребителей производственной базы в микрорайоне XI.

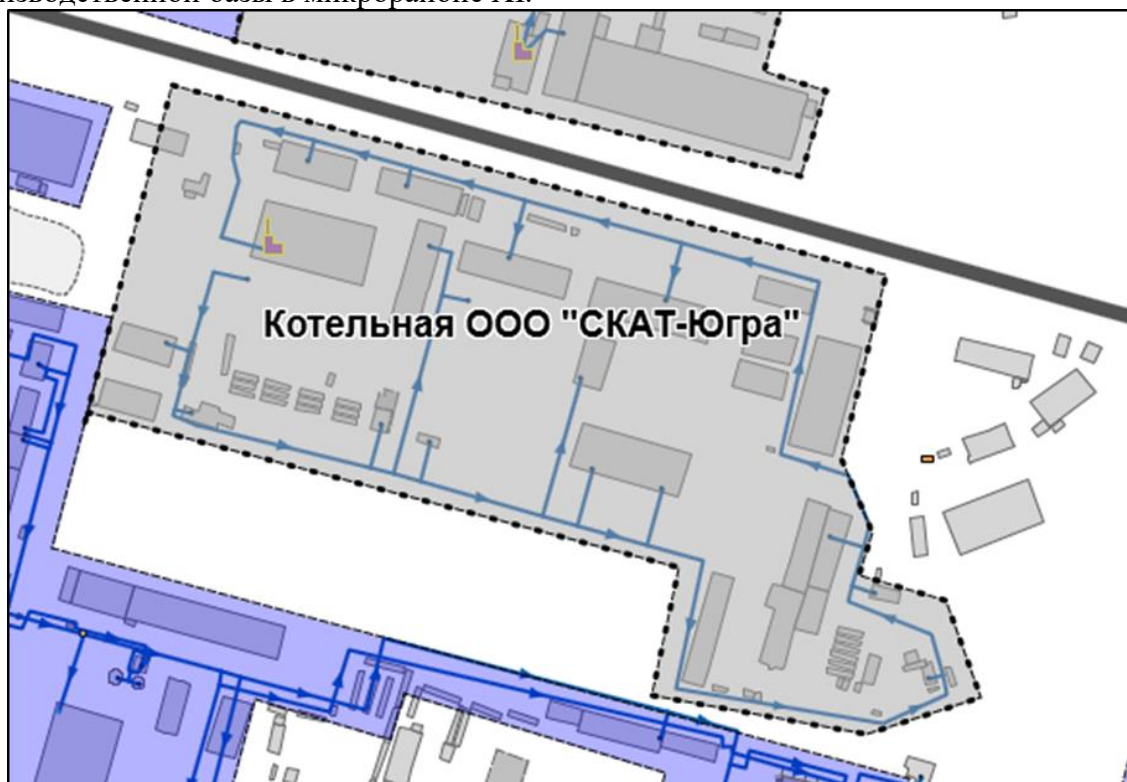


Рисунок 4.1.48 Зона действия котельной ООО «Скат-База»

4.2 Перечень котельных, находящихся в зоне радиуса эффективного теплоснабжения источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии

Описание существующих зон действия источников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии представлены в пункте 4.1.

В таблице 4.2.1. представлен перечень источников входящих в зону радиуса эффективного теплоснабжения источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии

Таблица 4.2.1 Перечень котельных находящихся в зоне радиуса эффективного теплоснабжения источников комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

Наименование предприятия	Наименование источника
<i>В зоне радиуса эффективного теплоснабжения СГРЭС-1</i>	
ПАО «Юнипро» - Сургутская ГРЭС-2	Сургутская ГРЭС-2, г. Сургут, ул. Энергостроителей, 23
ООО «СГЭС»	Котельная ООО «СГЭС», г. Сургут, Нефтеюганское шоссе, 22, стр.5
ООО «СКАТ-База»	Котельная ООО «СКАТ-База», ул. Монтажная, 4
ООО «Технические системы»	Котельная ООО «Технические системы», ш.Нефтеюганское, д.64
СГМУП «Сургутский хлебозавод»	Котельная СГМУП «Сургутский хлебозавод», г. Сургут, ш Нефтеюганское 2
ПАО «Сургутнефтегаз»	Котельная №3, База производственная УТТ-6, г.Сургут, ш.Нефтеюганское, 56
ПАО «Сургутнефтегаз»	Котельная №5, г.Сургут, заезд Андреевский, 14
ПАО «Сургутнефтегаз»	Котельная №8, г.Сургут, заезд Андреевский, 2
ПАО «Сургутнефтегаз»	Котельная №9, г.Сургут, ул. Индустриальная, 56
ПАО «Сургутнефтегаз»	Котельная №14, г.Сургут, ш.Нефтеюганское, 54
ПАО «Сургутнефтегаз»	Котельная №17, г.Сургут, заезд Андреевский, 9
СГМУП «ГТС»	Пиковая котельная тепловых сетей (ПКТС), г. Сургут ул. Мира д.40
СГМУП «ГТС»	Котельная №1, г. Сургут ул. Нефтяников, д.24 стр.6
СГМУП «ГТС»	Котельная №2, г. Сургут ул. Нефтяников, д.24 стр. 4
СГМУП «ГТС»	Котельная №3, г. Сургут ул. Майская д.10/2 стр.2
СГМУП «ГТС»	Котельная № 6, Заячий остров, промзона ГВК
СГМУП «ГТС»	Котельная 24, Поликлиника Нефтяник г. Сургут, ул. Игоря Киртбая 12/1
СГМУП «ГТС»	Котельная №26, Набережный пр. 17
СГМУП «ГТС»	Котельная №27, Набережный пр. 17/2
<i>В зоне радиуса эффективного теплоснабжения СГРЭС-2</i>	
ООО «ТВС-Сервис»	Котельная ООО «ТВС-Сервис» Инженерная,20

Часть 5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии

5.1 Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления, в том числе значений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии

Потребителями тепловой энергии системы теплоснабжения г. Сургута являются как жилищно-коммунальный сектор (ЖКС), так и промышленные предприятия. Потребителями ЖКС являются жилые здания и общественные здания и сооружения, классификация которых принята по «СП 118.13330.2012*. Свод правил. Общественные здания и сооружения. Актуализированная редакция СНиП 31.06.-2009». На основе данных, предоставленных ведущими теплоснабжающими организациями Сургута (СГМУП «ГТС», ПАО «Сургутнефтегаз», ООО «СГЭС», ООО «Газпром энерго» и другими), были определены и структурированы величины существующих тепловых нагрузок по следующим критериям:

- распределению договорных нагрузок по теплоснабжающим организациям г. Сургута;
- распределению договорных нагрузок по источникам теплоснабжения г. Сургута;
- распределению договорных нагрузок по элементам территориального деления - муниципальным районам г. Сургута.

Суммарные присоединенные договорные тепловые нагрузки с распределением по теплоснабжающим организациям (ТСО) г. Сургута представлены в таблице 5.1.1 (в качестве справочной информации также приводится отпуск с коллекторов источников и отпуск потребителям).

Таблица 5.1.1 Суммарные присоединенные договорные тепловые нагрузки по теплоснабжающим организациям г. Сургута, имеющим источники теплоснабжения.

№ п/п	Наименование	Отпуск в сеть, Гкал/ч	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч					Полезный отпуск, Гкал/ч
			Отопление и Вентиляция	ГВС	Пар	Всего в горячей воде	Всего в горячей воде+пар	
1	филиал ПАО "ОГК-2" - Сургутская ГРЭС-1	569,4	421,1	148,3	0,0	569,4	569,4	569,4
2	ПАО "Юнипро" - Сургутская ГРЭС-2	292,2	255,8	36,4	0,0	292,2	292,2	292,2
3	СГМУП "ГТС", в том числе:	1319,1	1067,1	241,1	0,0	1308,2	1308,2	1308,2
3.1	СГМУП "ГТС" от собственных источников	324,1	258,8	54,5	0,0	313,2	313,2	313,2
3.2	СГМУП "ГТС" от СГРЭС-1	740,9	600,8	140,2	0,0	740,9	740,9	740,9
3.3	СГМУП "ГТС" от СГРЭС-2	253,6	207,1	46,4	0,0	253,6	253,6	253,6
3.4	СГМУП "ГТС" от котельной К-45 ООО "СГЭС"	0,5	0,5	0,0	0,0	0,5	0,5	0,5
4	ПАО "Сургутнефтегаз"	85,2	80,7	4,4	0,4	85,2	84,4	84,4
5	ООО "СГЭС", в том числе	1188,6	974,4	204,2	0,0	1188,6	1188,6	1188,6
5.1	ООО "СГЭС" от собственных источников	67,7	53,6	4,2	0,0	67,7	67,7	67,7
5.2	ООО "СГЭС" от СГРЭС-1	773,4	625,7	147,7	0,0	773,4	773,4	773,4
5.3	ООО "СГЭС" от СГРЭС-2	347,5	295,1	52,4	0,0	347,5	347,5	347,5
6	ООО "Газпром энерго"	22,3	21,6	0,0	0,0	21,6	21,6	21,6
7	АО «Аэропорт Сургут»	9,0	9,0	0,0	0,0	9,0	9,0	9,0
8	СГМУП "Сургутский Хлебозавод"	6,1	2,8	3,2	3,2	5,9	5,9	5,9
9	ООО УК "СЗТК"	3,9	3,8	0,0	0,0	3,8	3,8	3,8
10	ООО «ТВС-сервис»	2,1	2,1	0,0	0,0	2,1	2,1	2,1
11	АО «Горремстрой»	0,9	0,8	0,0	0,0	0,8	1,6	1,6
12	ООО «Технические системы»	0,8	0,8	0,0	0,0	0,8	2,0	2,0
13	ООО «Скат-База»	1,7	1,7	0,0	0,0	1,7	1,7	1,7

Крупнейшим поставщиком тепловой энергии г. Сургута является СГМУП «ГТС», которые осуществляет покрытие порядка 90 % всех тепловых централизованных нагрузок системы теплоснабжения Сургута от собственных и сторонних источников (90,7 % от всех тепловых нагрузок города).

Распределение договорных нагрузок по элементам территориального деления - районам г. Сургута с разбивкой по видам теплопотребления представлено в таблице 5.1.2.

Таблица 5.1.2 Распределение договорных нагрузок по элементам территориального деления - районам г. Сургута с разбивкой по видам теплопотребления

Единица территориального деления	Подключенная нагрузка, Гкал/ч			
	Отопление и Вентиляция	ГВС	Пар	Всего
Восточный жилой район				
ГРЭС-2 через сети СГМУП "ГТС"	158,31	37,25		191,36
ГРЭС-2 через сети ООО "СГЭС"	13,25	3,83		19,37
ООО «ТВС-сервис» котельная Инженерная 20	2,07			2,07
ИТГ	3,53	0,27		3,80
Итого Восточный жилой район	177,17	41,36	0,00	216,61
Восточный планировочный район, Восточный коммунальный район, п. Дорожный				
Котельная №5 СГМУП "ГТС"	5,61	0,87	0,00	6,48
Индивидуальные котельные	0,83			0,83
Итого Восточный планировочный район	6,44	0,87	0,00	7,31
Восточный промышленный район				
ГРЭС-2 через сети СГМУП "ГТС"	7,32	0,03		7,36
ГРЭС-2 через сети ООО "СГЭС"	62,00	1,60		67,94
ГРЭС-2 пос. Кедровый-1,2, Финский	2,21	0,90		2,74
Индивидуальные котельные	4,78			4,78
ИТГ	0,21			0,21
Итого Восточный промышленный район	76,52	2,52	0,00	83,03
Восточный рекреационный район				
ГРЭС-2 через сети СГМУП "ГТС"	13,20	0,00		12,20
Итого Восточный рекреационный район	13,20	0,00	0,00	12,20
Жилой район Нефтяников				
ГРЭС-1 - ПКТС	46,03	20,52		94,38
Котельная №1 СГМУП "ГТС"	1,86	0,02		1,81
Котельная №2 СГМУП "ГТС"	53,30	11,51		65,21
Котельная №24 "Поликлиника Нефтяник" СГМУП "ГТС"	1,65	0,43	0,00	2,09
ПАО «Сургутнефтегаз» Котельная № 15	6,87	0,87		7,74
Индивидуальные котельные	3,28			3,28
Итого Жилой район Нефтяников	113,00	33,35	0,00	174,52
Западный жилой район				
Котельная ООО «СГЭС» К-45	2,71	0,00		2,40
Индивидуальные котельные	12,93			12,93
ИТГ	0,84			0,84
Итого Западный жилой район	16,49	0,00	0,00	16,17
Западный планировочный район, п. Таежный				
Котельная №29 п. Таежный	2,22	0,05	0,00	2,27
АО «Аэропорт Сургут»	0,69			0,69
ИТГ	0,06			0,06
Итого Западный планировочный район, п. Таежный	2,97	0,05	0,00	3,02
Западный промышленный район				
Котельная №13 СГМУП "ГТС"	6,60	0,41	0,00	7,01
Котельная №14 СГМУП "ГТС"	2,65	0,43		3,08

Единица территориального деления	Подключенная нагрузка, Гкал/ч			
	Отопление и Вентиляция	ГВС	Пар	Всего
ПАО «Сургутнефтегаз» Котельная № 19	12,23	0,32		12,55
ООО УК «Северо-Западная тепловая компания» котельная ул. Автомобилистов 3	3,84			3,84
Индивидуальные котельные	1,14			1,14
Итого Западный промышленный район	26,47	1,16	0,00	27,62
Северный жилой район				
ГРЭС-1 - ПКТС	166,45	48,31		230,09
Котельная «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5» ООО "СГЭС"	2,13	0,13		2,26
СГМУП «Сургутский Хлебозавод» котельная Нефтеюганское шоссе, 2,	2,76		3,17	5,93
Индивидуальные котельные	0,49			0,49
Итого Северный жилой район	171,82	48,44	3,17	238,75
Северный планировочный район				
ПАО «Сургутнефтегаз» котельная №1	0,89	0,02		0,91
АО «Аэропорт Сургут»	8,34			8,34
Итого Северный планировочный район	9,23	0,02	0,00	9,25
Северный промышленный район				
ГРЭС-1 - ПКТС	18,75	1,70		23,01
ГРЭС-1 через сети ООО "СГЭС"	22,76	5,66		33,68
Котельная №7 СГМУП "ГТС"	2,95	0,25		3,19
Котельная №9 СГМУП "ГТС"	5,04	0,05		5,09
Котельная №21 СГМУП "ГТС"	2,89	0,37	0,00	3,26
ПАО «Сургутнефтегаз» Котельная № 5	9,00	1,56		10,56
ПАО «Сургутнефтегаз» Котельная № 6	1,34			1,34
ПАО «Сургутнефтегаз» Котельная № 8	1,90	0,09		1,99
ПАО «Сургутнефтегаз» Котельная № 9	5,04	0,05		5,09
ПАО «Сургутнефтегаз» Котельная № 10	14,45	0,60		15,06
ПАО «Сургутнефтегаз» Котельная № 12	16,19	0,37		16,56
ПАО «Сургутнефтегаз» Котельная № 16	0,65	0,07		0,71
ПАО «Сургутнефтегаз» Котельная № 17	2,87	0,14		3,01
ОАО «Газпром энерго» Котельная Производственная 17	21,70			21,70
АО «Горремстрой» котельная Нефтеюганское шоссе, 21	0,84			0,84
ООО "Скат-База"	1,70			1,70
Котельная №30 пос. Лунный	3,17	0,17	0,00	3,33
Индивидуальные котельные	30,59			30,59
ИТГ	0,13			0,13
Итого Северный промышленный район	161,96	11,06	0,00	180,83
Северо-восточный жилой район				
ГРЭС-1 - ПКТС	69,95	31,07		106,35
ГРЭС-2 через сети СГМУП "ГТС"	8,91	2,57		10,94
ПАО «Сургутнефтегаз» котельная №3	3,73	0,12		3,85

Единица территориального деления	Подключенная нагрузка, Гкал/ч			
	Отопление и Вентиляция	ГВС	Пар	Всего
ПАО «Сургутнефтегаз» котельная №14	2,63	0,00		2,63
ООО "Технические системы" котельная	0,76			0,76
Индивидуальные котельные	6,28			6,28
ИТГ	2,11	0,32		2,43
Итого Северо-восточный жилой район	102,98	32,16		143,08
Северо-западный жилой район				
Котельная №14 СГМУП "ГТС"	39,41	10,34		49,75
Котельная ООО «СГЭС» К-45	55,11	16,97		72,39
Котельная №31 п. Медвежий угол	0,49	0,02	0,00	0,52
Котельная №34 ул.Крылова,40 ПЧ- 49	1,12	0,01	0,00	1,14
Итого Северо-западный жилой район	96,14	27,34	0,00	123,80
Центральный жилой район				
ГРЭС-1 - ПКТС	125,24	46,67		194,49
Котельная №1 СГМУП "ГТС"	24,41	5,23		29,70
Котельная №2 СГМУП "ГТС"	9,25	3,59		12,43
Котельная №3 СГМУП "ГТС"	72,91	15,59	0,00	88,51
Котельная №26 пр.Набережный д.17/2	0,53	0,28	0,00	0,81
Котельная №27 пр.Набережный д.17	1,09	0,76	0,00	1,85
Индивидуальные котельные	4,63			4,63
ИТГ	2,36	0,26		2,62
Итого Центральный жилой район	240,42	72,39	0,00	335,04
Центральный планировочный район				
Котельная №5 СГМУП "ГТС"	2,26	0,28		3,34
Итого Центральный планировочный район	2,26	0,28		3,34
Юго-западный район				
Котельная №6 СГМУП "ГТС"	1,34			1,34
Котельная №23 "Ледовый дворец спорта" СГМУП "ГТС"	4,60	1,75	0,00	6,35
ПАО «Сургутнефтегаз» котельная №7	2,95	0,25		3,19
Итого Юго-западный район	8,89	1,99	0,00	10,88
Южный планировочный район				
ГРЭС-2 через сети СГМУП "ГТС"	0,09	0,00		0,09
Итого Южный планировочный район	0,09	0,00	0,00	0,09
Южный район				
ГРЭС-2 через сети СГМУП "ГТС"	19,30	6,56		31,61
ИТГ	0,18			0,18
Итого Южный район	19,48	6,56	0,00	31,79
п. Снежный				
Котельная №32, 33 п. Снежный	3,26	0,11	0,00	3,37
Индивидуальные котельные	0,07			0,07
Итого п. Снежный	3,33	0,11	0,00	3,44
п. Юность				
Котельная №28 п. Юность	4,79	0,47	0,00	5,25
Индивидуальные котельные	1,69			1,69
ИТГ	0,58			0,58
Итого п. Юность	7,06	0,47	0,00	7,52
пос. Лесной				
Котельная №25 п. Лесной	0,08		0,00	0,08
ИТГ	0,37			0,37
Итого пос. Лесной	0,45	0,00	0,00	0,45
п. Барсово				
Котельная №22 "Олимпия" СГМУП "ГТС"	1,44	0,81	0,00	2,25
Итого п. Барсово	1,44	0,81	0,00	2,25
Прочие территории				
Индивидуальные котельные	21,36			21,36

Единица территориального деления	Подключенная нагрузка, Гкал/ч			
	Отопление и Вентиляция	ГВС	Пар	Всего
Итого Прочие территории	21,36			21,36
<u>Итого по городу Сургуту</u>	<u>1144,78</u>	<u>247,59</u>	<u>3,17</u>	<u>1456,48</u>
<u>В том числе по централизованным зонам ТСО</u>	<u>1046,35</u>	<u>246,74</u>	<u>3,17</u>	<u>1357,20</u>
<u>В том числе по децентрализованным зонам индивидуальных котельных и ИТГ</u>	<u>98,43</u>	<u>0,85</u>	-	<u>99,28</u>

5.2 Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии

Суммарные присоединенные расчетные тепловые нагрузки г. Сургута с распределением по отдельным источникам тепловой энергии системы теплоснабжения, сгруппированным по ТСО, с разбивкой по видам нагрузок представлены в таблицах ниже. В данной таблице также справочно приведён теплоотпуск указанных в ней источников теплоснабжения.

Потребление тепловой энергии при расчетной отопительной температуре наружного воздуха (Гкал/час) должно соответствовать максимальным тепловым нагрузкам потребителей, установленным в договорах теплоснабжения.

Таблица 5.2.1 Суммарные присоединенные расчетные тепловые нагрузки СГМУП "ГТС" г. Сургут на 01.01.2022

Наименование системы теплоснабжения на базе источника(ов) тепловой энергии и тепловых пунктов	Расчетные тепловые нагрузки, Гкал/ч																		Всего суммарная нагрузка
	жилая застройка						общ-деловая застройка (бюджет)						прочие						
	Q _{отоплен}	Q _{вентиляц}	Q _{тех. нужды}	Q _{сет.вода}	Q _{гвс}	суммарная нагрузка	Q _{отоплен}	Q _{вентиляц}	Q _{тех. нужды}	Q _{сет.вода}	Q _{гвс}	суммарная нагрузка	Q _{отоплен}	Q _{вентиляц}	Q _{тех. нужды}	Q _{сет.вода}	Q _{гвс}	суммарная нагрузка	
ООО "СГЭС" (источник ГРЭС-1) (покупка)	342,3	3,7	0,0	0,0	81,1	427,1	60,1	56,8	1,2	0,0	34,5	152,6	84,0	52,2	0,5	0,0	24,6	161,2	740,9
ООО "СГЭС" (источник ГРЭС-2) (покупка)	123,0	2,5	0,0	0,0	30,8	156,3	17,5	8,8	0,1	0,0	8,1	34,6	41,1	12,0	0,0	0,0	7,4	60,5	251,3
п. Кедровый-1 (источник ГРЭС-2) (покупка)	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	1,1
п. Кедровый-2 (источник ГРЭС-2) (покупка)	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,7
п. Финский (источник ГРЭС-2) (покупка)	0,4	0,0	0,0	0,0	0,1	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5
ООО "СГЭС" ЦТП-105 п. Медвежий угол (источник-КК-45) (покупка)	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,5
Котельная № 1	16,7	0,0	0,0	0,0	2,9	19,6	2,6	1,7	0,0	0,0	1,1	5,4	4,5	0,7	0,0	0,0	1,3	6,5	31,5
Котельная № 2	30,1	0,2	0,0	0,0	6,2	36,5	5,1	4,0	0,0	0,0	2,9	12,0	15,8	7,3	0,0	0,0	6,0	29,1	77,6
Котельная № 3	34,9	0,3	0,0	0,0	7,3	42,5	13,4	11,0	0,0	0,0	6,1	30,4	11,2	2,2	0,0	0,2	2,2	15,8	88,7
Котельная № 5	3,9	0,0	0,0	0,0	0,7	4,5	0,5	0,9	0,0	0,0	0,2	1,6	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	6,5
Котельная № 6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,5	0,1	0,0	0,0	0,0	5,6	5,7
Котельная № 7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1	3,4	0,0	0,0	0,0	0,0	3,4	4,5
Котельная № 9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	4,0	0,1	0,0	0,0	0,0	4,0	4,3
Котельная № 13	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,3	0,3	0,0	0,0	0,4	7,0	7,0
Котельная № 14	30,1	0,0	0,0	0,0	7,2	37,3	2,7	2,9	0,2	0,0	1,6	7,4	5,1	1,2	0,0	0,0	2,0	8,3	53,0
Котельная № 21	1,0	0,0	0,0	0,0	0,4	1,4	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6	0,3	0,1	0,0	0,0	0,0	0,3	3,3
Котельная № 22	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2	0,2	0,0	0,0	0,8	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,3
Котельная № 23	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1	3,5	0,0	0,0	1,7	6,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,4
Котельная № 24	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	1,3	0,0	0,0	0,4	2,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,1

Наименование системы теплоснабжения на базе источника(ов) тепловой энергии и тепловых пунктов	Расчетные тепловые нагрузки, Гкал/ч																		Всего суммарная нагрузка
	жилая застройка						общ.-деловая застройка (бюджет)						прочие						
	Qотоплене е	Qвентиляц ия	Q тех. нужды	Qсет.вода	Q гвс	суммарная нагрузка	Qотоплене е	Qвентиляц ия	Q тех. нужды	Qсет.вода	Q гвс	суммарная нагрузка	Qотоплене е	Qвентиляц ия	Q тех. нужды	Qсет.вода	Q гвс	суммарная нагрузка	
Котельная № 25	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
Котельная № 26	1,1	0,0	0,0	0,0	0,8	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,8
Котельная № 27	0,5	0,0	0,0	0,0	0,3	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8
Котельная № 28	2,0	0,0	0,0	0,0	0,4	2,4	1,3	0,0	0,0	0,0	0,1	1,4	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5	5,3
Котельная № 29	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,3	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	2,3
Котельная № 30	2,5	0,0	0,0	0,0	0,1	2,6	0,3	0,0	0,0	0,0	0,1	0,4	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	3,3
Котельная № 32	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,5	0,0	0,0	0,9	1,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,9
Котельная № 33	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	2,5	0,0	0,0	0,1	3,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	3,4
Котельная № 34	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,6	0,0	0,0	0,0	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1
ИТОГО	591,7	6,7	0,0	0,0	138,0	736,4	111,0	94,9	1,4	0,0	58,6	266,0	184,4	76,2	0,5	0,2	44,1	305,3	1 307,7

Таблица 5.2.2 Суммарные присоединенные расчетные тепловые нагрузки ООО "СГЭС" г. Сургут на 01.01.2022

Наименование системы теплоснабжения на базе источника(ов) тепловой энергии и тепловых пунктов	Расчетные тепловые нагрузки, Гкал/ч									Всего суммарная нагрузка
	жилая застройка			общ.-деловая застройка			прочие			
	отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	суммарная нагрузка	отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	суммарная нагрузка	отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	суммарная нагрузка	
от теплоисточника ПРОМЗОНА СГРЭС-2							82,6	6,6	89,2	89,2
от теплоисточника СГРЭС-1	605,3	146,1	751,4				20,4	1,6	22,0	773,4
от теплоисточника СГРЭС-2	205,0	45,6	250,6				7,5	0,1	7,7	258,3
от котельной КК-45	47,3	12,5	59,8				4,2	1,5	5,7	65,5
от котельной СОК			-				2,1	0,1	2,3	2,3
ИТОГО	857,6	204,3	1061,8	-	-	-	116,8	10,0	126,8	1188,6

Таблица 5.2.3 Потребление тепловой энергии потребителями систем теплоснабжения СГМУП "ГТС" за 2021 год

Наименование системы теплоснабжения на базе источника(ов) тепловой энергии и тепловых пунктов	Потребление тепловой энергии, тыс. Гкал/год									Всего сумм. погр.
	жилая застройка			общ-деловая застройка (бюджет)			прочие			
	отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	суммарная нагрузка	отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	суммарная нагрузка	отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	суммарная нагрузка	
ООО "СГЭС" (источник ГРЭС-1) (покупка)	772 686	180 999	953 684	164 789	19 440	184 229	214 648	8 122	222 770	1 360 683
ООО "СГЭС" (источник ГРЭС-2) (покупка)	307 391	62 084	369 476	40 194	4 125	44 318	72 977	1 882	74 859	488 653
п. Кедровый-1 (источник ГРЭС-2) (покупка)	1 232	0	1 232	0	0	0	531	0	531	1 763
п. Кедровый-2 (источник ГРЭС-2) (покупка)	1 171	552	1 723	62	0	62	45	85	131	1 916
п. Финский (источник ГРЭС-2) (покупка)	1 378	0	1 378	0	0	0	64	0	64	1 442
ООО "СГЭС" ЦТП-105 п. Медвежий угол (источник-КК-45) (покупка)	348	0	348	0	0	0	657	0	657	1 005
Котельная ПКТС	58 710	7 759	66 470	13 237	810	14 047	18 700	310	19 010	99 527
Котельная № 1	32 372	12 173	44 544	6 295	1 401	7 696	7 320	1 566	8 886	61 126
Котельная № 2	65 478	9 180	74 658	14 285	1 083	15 369	30 939	2 220	33 159	123 186
Котельная № 3	93 389	20 552	113 941	42 207	2 024	44 230	28 773	1 220	29 993	188 164
Котельная № 5	8 401	1 212	9 612	2 950	136	3 085	413	0	413	13 110
Котельная № 6	9	0	9	98	0	98	11 760	0	11 760	11 867
Котельная № 7	0	0	0	2 927	0	2 927	7 346	0	7 346	10 273
Котельная № 9	0	0	0	551	0	551	7 647	0	7 647	8 198
Котельная № 13	692	9 336	10 028	0	0	0	247	695	941	10 969
Котельная № 14	68 673	14 534	83 208	10 275	1 453	11 728	31 945	1 183	33 128	128 063
Котельная № 21	2 456	1 223	3 679	3 863	403	4 266	428	0	428	8 373
Котельная № 22	0	0	0	3 512	779	4 291	0	0	0	4 291
Котельная № 23	0	0	0	7 343	0	7 343	0	0	0	7 343
Котельная № 24	0	0	0	1 925	315	2 241	0	0	0	2 241
Котельная № 25	94	0	94	0	0	0	0	0	0	94
Котельная № 26,27	3 657	1 459	5 115	0	0	0	0	0	0	5 115

Наименование системы теплоснабжения на базе источника(ов) тепловой энергии и тепловых пунктов	Потребление тепловой энергии, тыс. Гкал/год									Всего сумм. потр.
	жилая застройка			общ-деловая застройка (бюджет)			прочие			
	отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	суммарная нагрузка	отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	суммарная нагрузка	отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	суммарная нагрузка	
Котельная № 28	4 061	807	4 867	1 553	42	1 595	2 028	347	2 376	8 838
Котельная № 29	3 399	0	3 399	563	0	563	291	0	291	4 253
Котельная № 30	4 707	1 099	5 806	582	30	612	1 150	0	1 150	7 568
Котельная № 32,33	0	0	0	3 490	1 115	4 605	485	0	485	5 090
Котельная № 34	0	0	0	1 026	41	1 067	0	0	0	1 067
ИТОГО	1 430 305	322 969	1 753 273	321 725	33 196	354 922	438 395	17 630	456 025	2 564 220

Таблица 5.2.4 Потребление тепловой энергии потребителями систем теплоснабжения ООО "СГЭС" г. Сургут на 01.01.2022

Наименование системы теплоснабжения на базе источника(ов) тепловой энергии и тепловых пунктов	Потребление тепловой энергии, тыс. Гкал/год									Всего сумм. потр.
	жилая застройка			общ.-деловая застройка			прочие			
	отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	суммарная нагрузка	отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	суммарная нагрузка	отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	суммарная нагрузка	
от теплоисточника ПРОМЗОНА СГРЭС-2	0,1769		0,1769			-	213,7771		213,7771	213,9540
от теплоисточника СГРЭС-1			-			-	1 668,3673		1 668,3673	1 668,3673
от теплоисточника СГРЭС-2	9,9219		9,9219			-	655,9594		655,9594	665,8813
от котельной КК-45	78,2073	7,9805	86,1877			-	59,6653		59,6653	145,8530
от котельной СОК			-			-	2,2837		2,2837	2,2837
ИТОГО	88,3061	7,9805	96,2866	-	-	-	2 600,0528	-	2 600,0528	2 696,3394

Таблица 5.2.5 Суммарные присоединенные расчетные тепловые нагрузки ПАО «Сургутнефтегаз» г. Сургут на 01.01.2022

№ п/п	Наименование системы теплоснабжения, потребителя	Максимальная договорная нагрузка, Гкал/час					Расход сетевой воды м3/час
		Прочие					
		Qот.	Qвент.	Qгвс.	Qтех.	Q итого	
1	Источник теплоснабжения "Котельная №1", в том числе:	0,4285	0,4600	0,0240	0,0000	0,9125	36,50
	ПАО "Сургутнефтегаз"	0,4285	0,4600	0,0240	0,0000	0,9125	
2	Источник теплоснабжения "Котельная №3", в том числе:	2,7494	0,9815	0,1182	0,0000	3,8491	153,96
	ПАО "Сургутнефтегаз"	2,7494	0,9815	0,1182	0,0000	3,8491	
3	Источник теплоснабжения "Котельная №5", в том числе:	7,1991	1,5614	0,4483	0,0000	9,2088	368,35
	ПАО "Сургутнефтегаз"	6,9891	1,5614	0,4483	0,0000	8,9988	
	МКУ "Управление капитального строительства Сургутского района"	0,2100	0,0000	0,0000	0,0000	0,2100	
4	Источник теплоснабжения "Котельная №6", в том числе:	1,3393	0,0000	0,0000	0,0000	1,3393	53,57
	ПАО "Сургутнефтегаз"	1,3393	0,0000	0,0000	0,0000	1,3393	
5	Источник теплоснабжения "Котельная №7", в том числе:	2,5371	0,4095	0,2466	0,0000	3,1932	127,73
	ПАО "Сургутнефтегаз"	2,4880	0,4095	0,2466	0,0000	3,1441	
	МБУ "ЦСП "Сибирский легион"	0,0491	0,0000	0,0000	0,0000	0,0491	
6	Источник теплоснабжения "Котельная №8", в том числе:	1,5477	0,3484	0,0923	0,0000	1,9884	79,54
	ПАО "Сургутнефтегаз"	1,5477	0,3484	0,0923	0,0000	1,9884	
7	Источник теплоснабжения "Котельная №9", в том числе:	4,7168	0,3232	0,0459	0,0000	5,0859	203,44
	ПАО "Сургутнефтегаз"	4,7168	0,3232	0,0459	0,0000	5,0859	
8	Источник теплоснабжения "Котельная №10", в том числе:	9,8528	4,6006	0,6020	0,0000	15,0554	376,39
	ПАО "Сургутнефтегаз"	8,3898	4,6006	0,6020	0,0000	13,5924	
	ЗАО ПКФ "Спецмонтаж-2"	0,7980	0,0000	0,0000	0,0000	0,7980	
	ЗАО "Сибинвестстрой"	0,3450	0,0000	0,0000	0,0000	0,3450	
	ПАО "Гипротюменьнефтегаз"	0,0900	0,0000	0,0000	0,0000	0,0900	
	СГМУП «Сургутский хлебозавод»	0,2160	0,0000	0,0000	0,0000	0,2160	
9	Источник теплоснабжения "Котельная №12", в том числе:	13,5866	2,9005	0,3661	0,0000	16,8532	674,13
	ПАО "Сургутнефтегаз"	12,6260	2,9005	0,3661	0,0000	15,8926	
	ОАО "РЖД"	0,0825	0,0000	0,0000	0,0000	0,0825	
	ФКУ ЛИУ-17 УФСИН России	0,3780	0,0000	0,0000	0,0000	0,3780	
	ООО "РИМЕРА-Сервис-Нижевартовск"	0,2625	0,0000	0,0000	0,0000	0,2625	
	ООО "ОргМонтажСпецСтрой"	0,2376	0,0000	0,0000	0,0000	0,2376	
10	Источник теплоснабжения "Котельная №14", в том числе:	2,4640	0,1611	0,0000	0,0000	2,6251	65,63
	ПАО "Сургутнефтегаз"	2,4640	0,1611	0,0000	0,0000	2,6251	
11	Источник теплоснабжения "Котельная №15", в том числе:	2,2919	4,5800	0,8700	0,0000	7,7419	309,68
	ПАО "Сургутнефтегаз"	2,1640	4,5800	0,8100	0,0000	7,5540	
	ЧУДО СДЮСШОР "Нефтяник"	0,1279	0,0000	0,0600	0,0000	0,1879	

№ п/п	Наименование системы теплоснабжения, потребителя	Максимальная договорная нагрузка, Гкал/час					Расход сетевой воды м3/час
		Прочие					
		Qот.	Qвент.	Qгвс.	Qтех.	Q итого	
12	Источник теплоснабжения "Котельная №16", в том числе: ПАО "Сургутнефтегаз"	0,4141	0,2332	0,0657	0,0000	0,7130	28,52
13	Источник теплоснабжения "Котельная №17", в том числе: ПАО "Сургутнефтегаз"	2,3166	0,5530	0,1397	0,0000	3,0093	120,37
14	Источник теплоснабжения "Котельная №19", в том числе: ПАО "Сургутнефтегаз"	9,2771	2,9541	0,3169	0,0000	12,5481	313,70
	Уральское следственное управление	9,0930	2,9541	0,3169	0,0000	12,3640	
	ФКУ БМТиВС УФСИН России	0,0070	0,0000	0,0000	0,0000	0,0070	
	ИП Королева	0,0353	0,0000	0,0000	0,0000	0,0353	
		0,1418	0,0000	0,0000	0,0000	0,1418	
15	Источник теплоснабжения "Котельная №22", в том числе: ПАО "Сургутнефтегаз" (пар на технологические нужды)	0,0000	0,0000	0,0000	0,4100	0,4100	10,25
	Итого по котельным ПАО "Сургутнефтегаз"	60,7210	20,0665	3,3357	0,4100	84,5332	3381,33

Таблица 5.2.6 Потребление тепловой энергии потребителями систем теплоснабжения ПАО «Сургутнефтегаз» г. Сургут на 01.01.2022

№ п/п	Наименование системы теплоснабжения	Потребление тепловой энергии за 2021 год, тыс.Гкал/год			
		Прочие			
		Отопление и вентиляция	Горячее водоснабжение	Технолог.нужды	Всего сумм.потр.
1	Источник теплоснабжения "Котельная №1"	1 560	32	0	1 592
2	Источник теплоснабжения "Котельная №3"	8 407	147	0	8 554
3	Источник теплоснабжения "Котельная №5"	19 406	556	0	19 962
4	Источник теплоснабжения "Котельная №6"	3 264	0	0	3 264
5	Источник теплоснабжения "Котельная №7"	6 915	307	0	7 222
6	Источник теплоснабжения "Котельная №8"	4 724	115	0	4 839
7	Источник теплоснабжения "Котельная №9"	12 044	57	0	12 101
8	Источник теплоснабжения "Котельная №10"	31 334	746	0	32 080
9	Источник теплоснабжения "Котельная №12"	35 640	473	0	36 113
10	Источник теплоснабжения "Котельная №14"	6 688	0	0	6 688
11	Источник теплоснабжения "Котельная №15"	11 374	1 614	0	12 988
12	Источник теплоснабжения "Котельная №16"	1 514	82	0	1 596
13	Источник теплоснабжения "Котельная №17"	6 283	183	0	6 466
14	Источник теплоснабжения "Котельная №19"	27 353	399	0	27 752
15	Источник теплоснабжения "Котельная №22"	0	0	3 959	3 959
	Итого по котельным ПАО "Сургутнефтегаз"	176 506	4 711	3 959	185 176

Таблица 5.2.7 Суммарные присоединенные расчетные тепловые нагрузки ООО "Газпром энерго" г. Сургут на 01.01.2022

Наименование системы теплоснабжения на базе источника(ов) тепловой энергии и тепловых пунктов	Расчетные тепловые нагрузки, Гкал/ч									Всего суммарная нагрузка
	жилая застройка			общ.-деловая застройка			прочие			
	отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	суммарная нагрузка	отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	суммарная нагрузка	отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	суммарная нагрузка	
Котельная, г.Сургут, ул.Производственная, 17, строение 1	-	-	-	-	-	-	21,0968	-	21,0968	21,0968
ИТОГО	-	-	-	-	-	-	21,0968	-	21,0968	21,0968

Таблица 5.2.8 Потребление тепловой энергии потребителями систем теплоснабжения ООО "Газпром энерго" г. Сургут на 01.01.2022

Наименование системы теплоснабжения на базе источника(ов) тепловой энергии и тепловых пунктов	Потребление тепловой энергии, тыс. Гкал/год									Всего сумм. потр.
	жилая застройка			общ.-деловая застройка			прочие			
	отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	суммарная нагрузка	отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	суммарная нагрузка	отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	суммарная нагрузка	
Котельная, г.Сургут, ул.Производственная, 17, строение 1	-	-	-	-	-	-	37,457	-	37,457	37,457
ИТОГО	-	-	-	-	-	-	37,457	-	37,457	37,457

Таблица 5.2.9 Динамика изменения объемов реализации тепловой энергии (мощности) в зоне действия котельной ООО "Газпром энерго" г. Сургут на 01.01.2022

	Ед. изм.	2020	2021	2022
Котельная ООО «Газпром энерго»				
Присоединенная нагрузка (дог)	Гкал/час	21,704	22,755	21,592
Отопление	Гкал/час	20,434	21,485	20,322
Вентиляция	Гкал/час	1,27	1,27	1,27
ГВС	Гкал/час			

Таблица 5.2.10 Потребление тепловой энергии при расчетных температурах ЦТП/КРП/ПС

Зона	ЦТП	Qот, Гкал/ч	Qвент, Гкал/ч	Q тех. нужды, Гкал/час	Qсет.вода, Гкал/час	Q GVS ср.час, Гкал/ч	Всего Гкал/ч
ГРЭС-1	1	4,9443	0,3026	0,0000	0,0241	1,3441	6,6151
ГРЭС-1	2	10,4472	1,1852	0,0000	0,0000	3,7205	15,3529
ГРЭС-1	5	8,1771	0,4500	0,0000	0,0000	1,5266	10,1537
ГРЭС-1	7	9,4136	0,4168	0,0000	0,0000	1,8455	11,6759
ГРЭС-1	8	9,6268	0,8090	0,0000	0,0000	2,2017	12,6375
ГРЭС-1	9	8,1843	0,2570	0,0000	0,0000	1,5856	10,0269
ГРЭС-1	12	7,4145	0,4910	0,0000	0,0000	1,5349	9,4404
ГРЭС-1	13	7,8324	2,5038	0,0000	0,0000	1,9981	12,3343
ГРЭС-1	14	5,6255	0,0620	0,0000	0,0000	1,3455	7,0330
ГРЭС-1	16	5,431	0,9050	0,0000	0,0000	1,2820	7,6180
ГРЭС-1	17	6,2777	0,2792	0,0000	0,0000	1,0172	7,5741
ГРЭС-1	18	8,822	0,2070	0,0000	0,0000	1,7223	10,7513
ГРЭС-1	19	4,8965	0,5731	0,0000	0,0000	1,3491	6,8187
ГРЭС-1	20	3,512	2,9150	0,0000	0,0000	0,8706	7,2976
ГРЭС-1	21	5,0449	0,1900	0,0000	0,0000	1,2691	6,5040
ГРЭС-1	22	1,7351	0,3586	0,0000	0,0000	0,4318	2,5255
ГРЭС-1	23	5,537	0,1770	0,0000	0,0000	0,8501	6,5641
ГРЭС-1	24	10,8057	2,1980	0,0000	0,0000	2,3198	15,3235
ГРЭС-1	26	9,2463	0,4590	0,0000	0,0000	1,9291	11,6344
ГРЭС-1	30	4,1171	4,0680	0,0000	0,0000	1,4129	9,5980
ГРЭС-1	31	13,901	0,0000	0,0000	0,0000	2,2157	16,1167
ГРЭС-1	32	14,6417	0,9194	0,0000	0,0000	2,7879	18,3490
ГРЭС-1	33	6,4846	0,0630	0,0000	0,0000	1,2929	7,8405
ГРЭС-1	34	9,3546	0,7360	0,0000	0,0000	1,7857	11,8763
ГРЭС-1	35	5,2931	0,1350	0,0000	0,0000	0,8484	6,2765
ГРЭС-1	36	6,9996	1,0740	0,0000	0,0000	1,4772	9,5508
ГРЭС-1	37	10,2511	2,2152	0,0000	0,0000	1,9856	14,4519
ГРЭС-1	38	4,8656	0,0680	0,0000	0,0000	0,8756	5,8092
ГРЭС-1	39	3,6085	0,0000	0,0000	0,0000	0,7878	4,3963
ГРЭС-1	40	6,585	0,1610	0,0000	0,0000	1,0417	7,7877
ГРЭС-1	41	3,6321	0,1980	0,0000	0,0000	0,5354	4,3655
ГРЭС-1	42	6,2499	1,3250	0,0000	0,0000	0,8522	8,4271
ГРЭС-1	43	6,0975	0,2399	0,0000	0,0000	0,9502	7,2876
ГРЭС-1	45	7,3339	0,8867	0,0000	0,0000	1,7866	10,0072
ГРЭС-1	48	5,951	1,6390	0,0000	0,0000	1,1488	8,7388
ГРЭС-1	49	10,8971	1,6060	0,1400	0,0000	2,0756	14,7187
ГРЭС-1	50	4,4175	0,0000	0,0000	0,0000	0,9885	5,4060
ГРЭС-1	64	6,0095	0,6540	0,0000	0,0000	1,3765	8,0400
ГРЭС-1	70	3,7668	0,1170	0,0000	0,0000	1,1296	5,0134
ГРЭС-1	71	3,9362	0,6405	0,0000	0,0000	0,9750	5,5517
ГРЭС-1	75	10,9557	0,5972	0,0000	0,0000	2,0348	13,5877
ГРЭС-1	76	6,9455	1,4637	0,0000	0,0000	1,4527	9,8619
ГРЭС-1	77	6,2223	0,2670	0,0000	0,0000	1,0787	7,5680
ГРЭС-1	78	5,718	1,5340	0,0000	0,0000	1,4406	8,6926
ГРЭС-1	79	5,1458	0,5524	0,0000	0,0000	1,2983	6,9965
ГРЭС-1	85	5,3893	0,9103	0,0000	0,0000	1,2618	7,5614
ГРЭС-1	93	0	0,0000	0,0000	0,0000	0,0300	0,0300
ГРЭС-1	95	5,3291	1,6220	0,0000	0,0000	1,2531	8,2042
ГРЭС-1	96	7,3645	0,0800	0,0000	0,0000	1,1910	8,6355
ГРЭС-1	98	2,8732	0,2980	0,0000	0,0000	0,9793	4,1505
ГРЭС-1	99	5,9059	2,8852	0,0000	0,0000	1,4667	10,2578
ГРЭС-1	102	5,2361	2,0892	0,0000	0,0000	0,8277	8,1530
ГРЭС-1	103	4,9121	0,3615	0,0000	0,0000	1,9012	7,1748
ГРЭС-1	БПТП	1,0889	0,2770	0,0000	0,0000	0,0445	1,4104

Зона	ЦТП	Qот, Гкал/ч	Qвент, Гкал/ч	Q тех. нужды, Гкал/час	Qсет.вода, Гкал/час	Q GVS ср.час, Гкал/ч	Всего Гкал/ч
ГРЭС-1	БПТП- Госснаб	0,0691	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0691
ГРЭС-1	КРП-2	7,7323	2,3480	0,0000	0,0000	2,4372	12,5175
ГРЭС-1	КРП-4	1,1931	2,0943	0,2770	0,0000	0,5099	4,0743
ГРЭС-1	ПС- 4	18,009	1,4000	0,0000	0,0000	0,0357	19,4447
ГРЭС-2	51	9,4717	0,4960	0,0000	0,0000	1,8188	11,7865
ГРЭС-2	52	5,5005	0,1240	0,0000	0,0000	1,4747	7,0992
ГРЭС-2	53	5,0741	0,6220	0,0000	0,0000	1,7983	7,4944
ГРЭС-2	54	5,4499	0,0000	0,0000	0,0000	1,0680	6,5179
ГРЭС-2	55	10,0866	0,3720	0,0240	0,0000	1,9369	12,4195
ГРЭС-2	56	8,8918	0,6820	0,0000	0,0000	2,0617	11,6355
ГРЭС-2	57	1,98	0,1570	0,0000	0,0000	0,4237	2,5607
ГРЭС-2	58	6,0622	0,2204	0,0000	0,0000	1,0951	7,3777
ГРЭС-2	59	9,3653	2,3318	0,0000	0,0000	2,5459	14,2430
ГРЭС-2	60	11,7815	0,8731	0,0000	0,0000	2,8809	15,5355
ГРЭС-2	61	9,2578	1,1447	0,0000	0,0000	2,0584	12,4609
ГРЭС-2	62	7,7526	0,1990	0,0000	0,0000	1,8939	9,8455
ГРЭС-2	63	9,2248	0,2980	0,0000	0,0000	2,2308	11,7536
ГРЭС-2	86	3,5512	0,7460	0,0000	0,0000	0,0234	4,3206
ГРЭС-2	87	1,8293	0,0410	0,0000	0,0000	0,1461	2,0164
ГРЭС-2	88	7,0039	0,0070	0,0000	0,0000	0,0000	7,0109
ГРЭС-2	89	7,0831	0,1650	0,0000	0,0000	0,0000	7,2481
ГРЭС-2	90	9,9739	0,3516	0,0000	0,0000	0,0000	10,3255
ГРЭС-2	91	0,0091	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0091
ГРЭС-2	92	0,6305	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,6305
ГРЭС-2	97	3,7061	0,9204	0,0380	0,0000	1,0637	5,7282
ГРЭС-2	100 (УВД)	1,172	0,4950	0,0000	0,0000	0,0230	1,6900
ГРЭС-2	101	2,1353	0,0170	0,0000	0,0000	0,0254	2,1777
ГРЭС-2	БПТП-25	0,029	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0290
ГРЭС-2	КРП-1	4,0241	0,1870	0,0000	0,0000	0,9373	5,1484
ГРЭС-2	ПС-КСК Геолог	0,1096	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,1096
ГРЭС-2	т/м ЦТП-89	0,185	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,1850
ГРЭС-2 пос. Кедровый-1	ПС- 9 пос. Кедровый-1	0,4061	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,4061
ГРЭС-2 пос. Кедровый-1	ПС-10 пос. Кедровый-1	0,7197	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,7197
ГРЭС-2 пос. Кедровый- 2, п. Финский	104	1,0869	0,0000	0,0000	0,0000	0,5314	1,6183
Котельная №1	6	9,6754	1,1491	0,0000	0,0000	2,1376	12,9621
Котельная №1	10	4,1331	0,0590	0,0000	0,0000	0,6984	4,8905
Котельная №1	11	8,3018	1,1702	0,0000	0,0000	1,2783	10,7503
Котельная №2	4	7,9335	1,4397	0,0000	0,0000	1,5763	10,9495
Котельная №2	15	6,7477	2,0332	0,0000	0,0000	1,1915	9,9724
Котельная №2	25	5,6775	0,3243	0,0000	0,0000	1,4426	7,4444
Котельная №2	27	1,7047	0,0000	0,0000	0,0000	0,2716	1,9763

Зона	ЦТП	Qот, Гкал/ч	Qвент, Гкал/ч	Q тех. нужды, Гкал/час	Qсет.вода, Гкал/час	Q GVS ср.час, Гкал/ч	Всего Гкал/ч
Котельная №2	28	4,4442	0,6120	0,0000	0,0000	0,8224	5,8786
Котельная №2	29	3,6973	1,4380	0,0000	0,0000	0,7018	5,8371
Котельная №2	94	3,2066	2,3421	0,0000	0,0000	1,5506	7,0993
Котельная №2	ПС- 1	0,7715	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,7715
Котельная №2	ПС- 2	1,6671	0,0320	0,0000	0,0000	0,0908	1,7899
Котельная №2	ПС- 3	0,0831	0,0172	0,0000	0,0000	0,0000	0,1003
Котельная №2	т/м 4	15,5753	3,1190	0,0000	0,0000	3,2778	21,9721
Котельная №3	65	5,2108	0,2146	0,0000	0,0000	1,1482	6,5736
Котельная №3	66	8,8721	0,3046	0,0000	0,0000	1,6842	10,8609
Котельная №3	67	1,9417	0,2950	0,0000	0,0000	0,8121	3,0488
Котельная №3	68	5,0929	0,0940	0,0000	0,0000	0,9130	6,0999
Котельная №3	69	4,8434	1,3520	0,0000	0,0000	0,7968	6,9922
Котельная №3	72	5,272	0,2116	0,0000	0,0000	1,2528	6,7364
Котельная №3	73	0,6079	0,8500	0,0000	0,0000	0,0355	1,4934
Котельная №3	74	4,8236	0,0000	0,0000	0,0000	0,8249	5,6485
Котельная №3	ПС- 6	0,4275	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,4275
Котельная №14	46	3,7055	0,4865	0,0000	0,0000	0,9515	5,1435
Котельная №14	80	6,0486	1,2998	0,1629	0,0000	1,9905	9,5018
Котельная №14	81	8,9052	0,7500	0,0000	0,0000	2,1991	11,8543
Котельная №14	82	7,5277	0,1070	0,0000	0,0000	1,5519	9,1866
Котельная №14	83	7,1551	0,6538	0,0000	0,0000	1,4826	9,2915
Котельная №14	КРП-ПИКС	0,178	0,0000	0,0000	0,0000	0,1162	0,2942
Котельная №21	47	2,8417	0,0504	0,0000	0,0000	0,3581	3,2502
Котельная К-45	ЦТП-105	0,4937	0,0000	0,0000	0,0000	0,0121	0,5058

5.3 Описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии

Применение отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии имеют место в зоне действия СГРЭС-1 и СГРЭС-2. В качестве индивидуальных поквартирных источников используются электрические конвекторы.

Перечень жилых многоквартирных зданий, в которых используются электрические конвекторы приведён в таблице 5.3.1.

Таблица 5.3.1 Перечень жилых многоквартирных зданий с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии

Адрес многоквартирного дома	Общая площадь жилых помещений, м ²	Количество проживающих, человек	Расчетные тепловые нагрузки, Гкал/ч		
			всего	в т.ч.:	
				отопление	ГВС
ул. Щепеткина, 14	12675,1	534	1,29	1,14	0,15
ул. Щепеткина, 20Б	13619,3	449	1,34	1,22	0,12
ул. 30 лет Победы, 42/1	27197,6	954	2,70	2,44	0,26
ул. Генерала Иванова, 3/1	9257,2	469	0,96	0,83	0,13
ул. Крылова 47/1	11985,9	904	0,5986	0,5986	-

5.4 Описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом

В таблице 5.4.1 представлены расчетные значения потребления тепловой энергии за отчётный 2021 год в элементах территориального деления г. Сургута за отопительный период и за год в целом, для теплоснабжающих организаций Сургута.

Таблица 5.4.1 Расчетные значения потребления тепловой энергии по единицам территориального деления Сургута, Гкал

Единица территориального деления	Полезный отпуск за год	Полезный отпуск за отопительный период
Восточный жилой район		
ГРЭС-2 через сети СГМУП "ГТС"	362 329,21	312 171,88
ГРЭС-2 через сети ООО "СГЭС"	160 658,69	131 287,95
ООО «ТВС-сервис» котельная Инженерная 20	5 936,00	5 936,00
ИТГ	7 972,00	7 547,20
Итого Восточный жилой район	536 895,90	456 943,03
Восточный планировочный район, Восточный коммунальный район, п. Дорожный		
Котельная №5 СГМУП "ГТС"	4 857,34	4 452,20
Индивидуальные котельные	2 482,00	2 482,00
Итого Восточный планировочный район	7 339,34	6 934,20
Восточный промышленный район		
ГРЭС-2 через сети СГМУП "ГТС"	14 839,03	14 759,37
ГРЭС-2 через сети ООО "СГЭС"	505 222,64	492 980,08
ГРЭС-2 пос. Кедровый-1,2, Финский	5 121,50	5 121,50
Индивидуальные котельные	12 272,00	12 272,00
ИТГ	441	441
Итого Восточный промышленный район	537 896,17	525 573,94
Восточный рекреационный район		
ГРЭС-2 через сети СГМУП "ГТС"	22 000,67	21 994,46
Итого Восточный рекреационный район	22 000,67	21 994,46
Жилой район Нефтяников		
ГРЭС-1 - ПКТС	203 399,82	175 105,60
Котельная №1 СГМУП "ГТС"	2 850,58	2 835,65
Котельная №2 СГМУП "ГТС"	67 208,87	59 398,88
Котельная №24 "Поликлиника Нефтяник" СГМУП "ГТС"	1 539,00	1 299,94
ПАО «Сургутнефтегаз» Котельная № 15	13 124,84	13 124,84
Индивидуальные котельные	9 857,00	9 857,00
Итого Жилой район Нефтяников	297 980,11	261 621,91
Западный жилой район		
Котельная ООО «СГЭС» К-45	3 440,29	3 440,29
Индивидуальные котельные	39 016,00	39 016,00
ИТГ	1 762,00	1 762,00
Итого Западный жилой район	44 218,29	44 218,29
Западный планировочный район, п. Таежный		
Котельная №29 п. Таежный	4 332,00	4 332,00

Единица территориального деления	Полезный отпуск за год	Полезный отпуск за отопительный период
АО «Аэропорт Сургут»	1 225,11	1 225,11
ИТГ	163	163
Итого Западный планировочный район, п. Таежный	5 720,11	5 720,11
Западный промышленный район		
Котельная №13 СГМУП "ГТС"	7 266,00	6 953,61
Котельная №14 СГМУП "ГТС"	5 244,67	4 772,68
ПАО «Сургутнефтегаз» Котельная № 19	28 044,40	28 044,40
ООО УК «Северо-Западная тепловая компания» котельная ул. Автомобилистов 3	9 507,03	9 507,03
Индивидуальные котельные	3 414,00	3 414,00
Итого Западный промышленный район	53 476,10	52 691,72
Северный жилой район		
ГРЭС-1 - ПКТС	493 173,57	430 828,11
Котельная «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5» ООО "СГЭС"	2 284	2 284
СГМУП «Сургутский Хлебозавод» котельная Нефтеюганское шоссе, 2,	16 159,56	16 159,56
Индивидуальные котельные	1 455,00	1 455,00
Итого Северный жилой район	513 420,94	451 063,48
Северный планировочный район		
ПАО «Сургутнефтегаз» котельная №1	1 608,77	1 608,77
АО «Аэропорт Сургут»	14 807,89	14 807,89
Итого Северный планировочный район	16 416,67	16 416,67
Северный промышленный район		
ГРЭС-1 - ПКТС	43 645,22	41 783,16
ГРЭС-1 через сети ООО "СГЭС"	64 252,57	56 056,07
Котельная №7 СГМУП "ГТС"	6 991,00	6 978,37
Котельная №9 СГМУП "ГТС"	6 123,00	6 123,00
Котельная №21 СГМУП "ГТС"	4 813,00	4 408,39
ПАО «Сургутнефтегаз» Котельная № 5	19 962,00	19 962,00
ПАО «Сургутнефтегаз» Котельная № 6	3 298,39	3 298,39
ПАО «Сургутнефтегаз» Котельная № 8	7 298,09	7 298,09
ПАО «Сургутнефтегаз» Котельная № 9	4 889,98	4 889,98
ПАО «Сургутнефтегаз» Котельная № 10	12 228,50	12 228,50
ПАО «Сургутнефтегаз» Котельная № 12	32 418,00	32 418,00
ПАО «Сургутнефтегаз» Котельная № 16	36 493,49	36 493,49
ПАО «Сургутнефтегаз» Котельная № 17	6 534,13	6 534,13
ОАО «Газпром энерго» Котельная Производственная 17	31618,76	34864,66
АО «Горремстрой» котельная Нефтеюганское шоссе, 21	2 150,00	2 150,00
ООО "Скат-База"	5 276,25	5 276,25
Котельная №30 пос. Лунный	7 584,00	7 584,00
Индивидуальные котельные	97 200,00	97 200,00
ИТГ	273	273
Итого Северный промышленный район	403 507,71	393 031,90
Северо-восточный жилой район		
ГРЭС-1 - ПКТС	211 642,06	175 839,26
ГРЭС-2 через сети СГМУП "ГТС"	23 577,29	19 771,03
ПАО «Сургутнефтегаз» котельная №3	8 644,13	8 644,13
ПАО «Сургутнефтегаз» котельная №14	6 758,47	6 758,47
ООО "Технические системы" котельная	2 131,00	2 131,00
Индивидуальные котельные	16 078,00	16 078,00
ИТГ	5 098,00	4 594,50
Итого Северо-восточный жилой район	273 928,94	233 816,37
Северо-западный жилой район		
Котельная №14 СГМУП "ГТС"	70 049,33	59 161,70
Котельная ООО «СГЭС» К-45	100 186,71	84 306,12
Котельная №31 п. Медвежий угол	0	0
Котельная №34 ул. Крылова, 40 ПЧ- 49	624,00	624,00

Единица территориального деления	Полезный отпуск за год	Полезный отпуск за отопительный период
Итого Северо-западный жилой район	170 860,03	144 091,82
Центральный жилой район		
ГРЭС-1 - ПКТС	408 822,71	349 108,60
Котельная №1 СГМУП "ГТС"	40 075,42	35 207,35
Котельная №2 СГМУП "ГТС"	13 301,13	10 977,29
Котельная №3 СГМУП "ГТС"	92 834,00	80 920,19
Котельная №26 пр.Набережный д.17/2	2 920,00	2 920,00
Котельная №27 пр.Набережный д.17	0	0
Индивидуальные котельные	11 059,00	11 059,00
ИТГ	5 518,00	5 107,30
Итого Центральный жилой район	574 530,26	495 299,72
Центральный планировочный район		
Котельная №5 СГМУП "ГТС"	2 405,66	2 211,01
Итого Центральный планировочный район	2 405,66	2 211,01
Юго-западный район		
Котельная №6 СГМУП "ГТС"	8 972,00	8 930,44
Котельная №23 "Ледовый дворец спорта" СГМУП "ГТС"	5 691,00	4 513,98
ПАО «Сургутнефтегаз» котельная №7	6 991,00	6 991,00
Итого Юго-западный район	21 955,77	20 551,81
Южный планировочный район		
ГРЭС-2 через сети СГМУП "ГТС"	155,7592646	155,7592646
Итого Южный планировочный район	155,759265	155,759265
Южный район		
ГРЭС-2 через сети СГМУП "ГТС"	65 751,38	54 888,77
ИТГ	378	378
Итого Южный район	66 129,38	55 266,77
п. Снежный		
Котельная №32, 33 п. Снежный	4 647,00	4 647,00
Индивидуальные котельные	211	211
Итого п. Снежный	4 858,00	4 858,00
п. Юность		
Котельная №28 п. Юность	9 559,00	9 559,00
Индивидуальные котельные	5 061,00	5 061,00
ИТГ	1 217,00	1 217,00
Итого п. Юность	15 837,00	15 837,00
пос. Лесной		
Котельная №25 п. Лесной	895	895
ИТГ	776	776
Итого пос. Лесной	1671	1671
п. Барсово		
Котельная №22 "Олимпия" СГМУП "ГТС"	2 900,00	2 116,72
Итого п. Барсово	2 900,00	2 116,72
Прочие территории		
Индивидуальные котельные	66 765,00	66 765,00
Итого Прочие территории	66 765,00	66 765,00
Итого по городу Сургуту	<u>3 624 452,14</u>	<u>3 262 434,03</u>
В том числе по централизованным зонам ТСО	<u>3 335 984,14</u>	<u>2 975 305,03</u>
В том числе по децентрализованным зонам индивидуальных котельных и ИТГ	<u>288 468,00</u>	<u>287 129,00</u>

Анализируя соотношение фактического теплоотпуска за отопительный сезон и договорных нагрузок по зоне централизованного теплоснабжения (зоны всех ТСО) можно констатировать некоторое завышение договорных нагрузок, относительно фактических величин для отчетного периода. Детальный анализ фактического потребления тепловой энергии представлен в п.1.5.7 Части 5 Обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения.

5.5 Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение

Нормативы установлены в соответствии со статьей 157 Жилищного кодекса Российской Федерации, постановлениями Правительства Российской Федерации от 23 мая 2006 года N 306 "Об утверждении правил установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг", постановлением Правительства Ханты-Мансийского автономного округа - Югры от 6 декабря 2013 года N 536-п "Об установлении порядка расчета платы за коммунальную услугу по отоплению в многоквартирных домах и жилых домах" и на основании Положения о Департаменте жилищно-коммунального комплекса и энергетики Ханты-Мансийского автономного округа - Югры, утвержденного постановлением Губернатора Ханты-Мансийского автономного округа - Югры от 22 декабря 2012 года N 164.

Нормативы потребления коммунальных услуг по отоплению на территории г. Сургута утверждены приказом Департамента жилищно-коммунального комплекса и энергетики Ханты-Мансийского Автономного Округа – Югры от 9 декабря 2013 года № 26-нп (в редакции приказов Департамента жилищно-коммунального комплекса и энергетики ХМАО - Югры от 30.12.2013 № 32-нп, от 30.06.2014 № 32-нп, от 11.08.2014 № 39-нп, от 29.08.2014 № 47-нп, от 05.11.2014 № 56-нп, от 13.01.2015 № 2-нп, от 16.05.2016 NN № 11-нп) и представлены в таблицах 5.5.1 – 5.5.3.

Таблица 5.5.1 Многоквартирные дома и жилые дома с закрытой системой отопления

Категории жилых домов	Для жилых помещений, Гкал на 1 м ² общей площади всех помещений в многоквартирном доме или жилом доме в месяц
Жилые дома из панельных, блочных, монолитных конструкций	0,0227
Жилые дома из кирпича	0,0191
Жилые дома и общежития коридорного типа	0,0246
Жилые дома из деревянных конструкций	0,0221

Таблица 5.5.2 Жилые дома и многоквартирные дома постройки до 1999 года включительно с отбором ГВС из систем отопления

Категории жилых домов	Капитальные жилые дома	Деревянные жилые дома
	Для жилых и нежилых помещений, Гкал на 1 м ² общей площади всех помещений в многоквартирном доме или жилом доме в месяц	Для жилых и нежилых помещений, Гкал на 1 м ² общей площади всех помещений в многоквартирном доме или жилом доме в месяц
1-этажные жилые дома	0,0454	0,0595
2-этажные жилые дома	0,0421	0,0553
5 - 9-этажные жилые дома	0,0254	-

Нормативы потребления коммунальных услуг по горячему водоснабжению потребителями в жилых и нежилых помещениях в многоквартирных домах или жилых домах города Сургут утверждены приказом департамента жилищно-коммунального комплекса и энергетики Ханты-Мансийского автономного округа – Югры от 11.11.2013 № 22-нп (с изменениями от 26 мая 2017 года №4-нп).

Таблица 5.5.3 Нормативы потребления коммунальных ресурсов по холодному, горячему водоснабжению и отведению сточных вод в целях содержания общего имущества в многоквартирных домах на территории Ханты Мансийского автономного округа - Югры

№ п/п	Категории жилищного фонда	Этажность	Норматив потребления холодной воды в целях содержания общего имущества в многоквартирном доме	Норматив потребления горячей воды в целях содержания общего имущества в многоквартирном доме	Норматив отведения сточных вод в целях содержания общего имущества в многоквартирных домах
1.	Многоквартирные дома с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением	1-5	0,032	0,032	0,064
		6-9	0,026	0,026	0,052
		10-16	0,022	0,022	0,044
		более 16	0,016	0,016	0,032
2.	Многоквартирные дома с централизованным холодным водоснабжением и производством горячей воды в индивидуальных тепловых пунктах при закрытых системах горячего водоснабжения и в автономных крышных котельных, с водоотведением	1-5	0,036	0,036	0,072
		6-9	0,024	0,024	0,048
		10-16	0,018	0,018	0,036
		более 16	0,013	0,013	0,026
3.	Многоквартирные дома с централизованным холодным водоснабжением, водонагревателями, водоотведением	1-5	0,045	x	0,045
		6-9	0,035	x	0,035
		10-16	0,019	x	0,019
		более 16	0,039	x	0,039
4.	Многоквартирные дома без водонагревателей с централизованным холодным водоснабжением и водоотведением, оборудованные раковинами, мойками и унитазами	1-5	0,034	x	0,034
		6-9	0,023	x	0,023
		10-16	0,035	x	0,035
		более 16	0,02	x	0,02
5.	Многоквартирные дома с централизованным холодным, без централизованного водоотведения	1-5	0,019	x	x
		6-9	-	x	x
		10-16	-	x	x
		более 16	-	x	x
6.	Многоквартирные дома с централизованным	1-5	0,041	0,041	x
		6-9	-	-	x
		10-16	-	-	x

№ п/п	Категории жилищного фонда	Этажность	Норматив потребления холодной воды в целях содержания общего имущества в многоквартирном доме	Норматив потребления горячей воды в целях содержания общего имущества в многоквартирном доме	Норматив отведения сточных вод в целях содержания общего имущества в многоквартирных домах
	холодным и горячим водоснабжением, без централизованного водоотведения	более 16	-	-	х
	Дополнительные категории:				
7.	Многоквартирные дома с централизованным холодным водоснабжением без централизованного водоотведения с водонагревателями	1-5	0,031	0,031	х
		6-9	-	-	х
		10-16	-	-	х
		более 16	-	-	х
8.	Многоквартирные дома коридорного типа с централизованным холодным и горячим водоснабжением, с централизованным водоотведением (бывшие общежития)	1-5	0,014	х	0,014

5.6 Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии

В рамках разработки схемы теплоснабжения произведена проверка корректности установления договорных величин потребления тепловой энергии, на основании Правил установления и изменения тепловых нагрузок, утвержденных приказом Минрегиона России от 28 декабря 2009 №610.

Ввиду того, что для анализа корректности установления договорных величин потребления тепловой энергии архивные данные приборов учета тепловой энергии, установленных в ИТП многоквартирных жилых домов за 2020 год в полном объеме предоставлены не были, анализ корректности установления договорных величин потребления тепловой энергии был проведен по данным 2017 года.

Исходные данные для расчета:

Архивных данные приборов учета тепловой энергии, установленных в ИТП многоквартирных жилых домов, за каждый месяц отопительного периода 2017 г.;

Архивные данные о средней температуре наружного воздуха за отопительный период 2017 г.;

Архивные данные за каждый месяц о продолжительности отопительного периода 2017 г.

Сущность метода:

На основании данных приборов учета и продолжительности отопительного периода, производится расчет среднечасовой отопительной нагрузки в течение каждого дня отопительного периода. Расчет производится по следующей зависимости:

$$Q_{o,j}^ч = \frac{Q_{o,j}}{N_j}$$

где

$Q_{\text{оч.}j}$ – количество тепла, потребленное за j -тые сутки на цели отопления, Гкал/сутки;

N – число часов в сутках, либо число часов исправной работы прибора за j -ые сутки.

Обработанные данные отображаются в прямоугольной системе координат: по оси абсцисс – средняя за сутки температура наружного воздуха, $\theta_{\text{ср}}$, по оси ординат – среднее за сутки часовое потребление тепловой энергии на цели отопления $Q_{\text{оч}}$, Гкал/час.

По отображенным данным находится приближенная функционально-линейная зависимость (простая линейная регрессия, позволяющая найти прямую линию, максимально приближенную к точкам данных с приборов учета тепловой энергии) в виде:

$$Q_o^n = b_o + b_1 \times t_{\text{нар}}$$

b_0 – сдвиг линейной функции относительно начала координат;

b_1 – наклон прямой;

Тепловую нагрузку водяной системы отопления объекта теплопотребления вычисляют при подстановке в уравнение $Q_o^n = b_o + b_1 \times t_{\text{нар}}$, значения $t_{\text{нар}} = t_{\text{нар.р}} = -43^{\circ}\text{C}$ (для климатической зоны города Сургута).

Данные с приборов учета тепловой энергии, по которым устанавливается тепловая нагрузка объекта теплопотребления, не удовлетворяющих требованиям к приборам учета тепловой энергии, исключаются из рассмотрения.

Адрес – ул. Билецкого, д.14

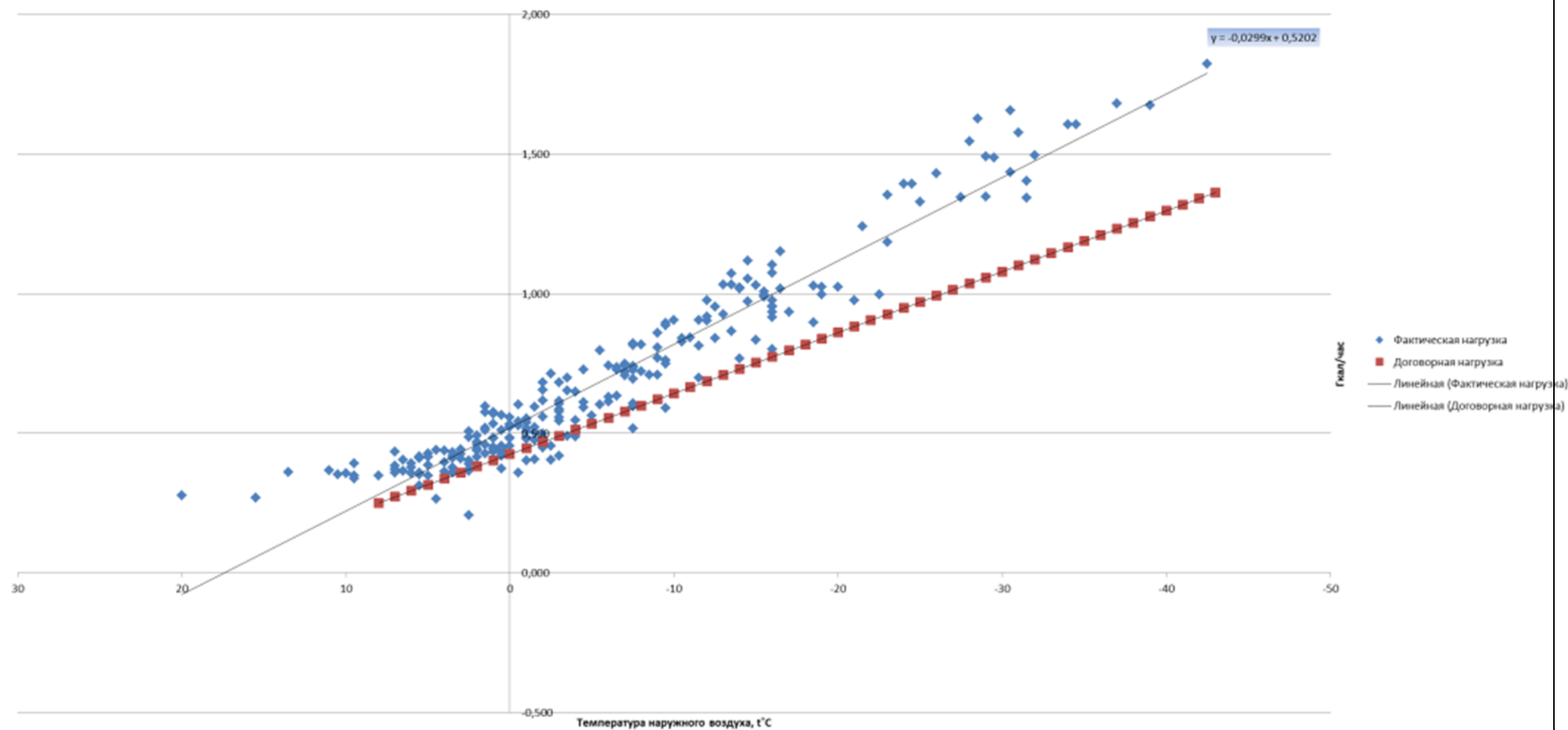
Источник теплоснабжения – Котельная К-45

Температурный график теплопотребления – 150/70⁰С

Фактические среднесуточные нагрузки на отопление и вентиляцию Гкал/ч

январь	0,8 17	1,3 44	1,4 92	1,3 46	1,6 74	1,8 24	1,6 26	1,6 57	1,6 82	1,5 45	1,3 92	1,4 35	1,4 30	1,3 29	1,1 52	1,0 53	1,0 33	1,0 23	1,0 73	1,0 74	1,0 31	0,9 53	0,9 73	1,0 07	1,4 05	1,3 93	1,1 18	0,9 95	0,8 95	0,8 87	0,8 23
февраль	0,9 03	0,9 76	0,9 89	1,0 18	1,1 86	1,3 47	1,4 95	1,6 07	1,6 05	1,5 77	1,4 86	1,3 54	1,2 42	1,0 33	1,0 18	0,9 75	0,9 19	0,8 59	0,9 06	0,9 26	0,7 98	0,6 82	0,5 76	0,7 19	0,8 28	0,8 17	0,5 97	0,7 28			
март	0,7 22	0,6 82	0,5 69	0,5 65	0,5 76	0,5 29	0,5 38	0,5 98	0,6 12	0,6 02	0,5 20	0,5 21	0,4 81	0,6 07	0,6 12	0,5 87	0,5 39	0,5 08	0,4 85	0,4 50	0,4 55	0,4 44	0,4 21	0,4 26	0,4 56	0,4 70	0,4 34	0,4 27	0,4 30	0,4 38	0,4 87
апрель	0,5 63	0,5 44	0,4 91	0,5 90	0,5 47	0,4 42	0,5 18	0,5 96	0,5 12	0,4 11	0,4 10	0,3 92	0,4 49	0,4 48	0,4 41	0,4 02	0,4 16	0,4 10	0,4 20	0,4 54	0,4 19	0,4 43	0,4 34	0,3 83	0,3 92	0,3 48	0,3 74	0,3 66	0,3 86	0,3 90	
май	0,4 02	0,4 19	0,3 77	0,3 72	0,3 78	0,3 59	0,3 12	0,3 59	0,3 86	0,3 63	0,3 58	0,3 53	0,3 68	0,3 60	0,4 05	0,4 06	0,3 59	0,3 48	0,3 49	0,3 72	0,3 61	0,3 57	0,3 52	0,3 65	0,3 56	0,3 39	0,2 78	0,2 70	0,2 66	0,2 06	
октябрь	0,5 03	0,4 84	0,4 76	0,4 84	0,4 99	0,4 82	0,4 28	0,4 60	0,4 06	0,3 97	0,4 41	0,4 33	0,4 12	0,4 17	0,4 38	0,4 47	0,4 82	0,4 86	0,4 84	0,4 15	0,4 58	0,5 21	0,5 08	0,5 17	0,5 54	0,5 12	0,6 06	0,5 78	0,6 34	0,5 92	0,5 43
ноябрь	0,5 33	0,4 93	0,5 24	0,5 33	0,5 59	0,5 52	0,5 57	0,5 56	0,6 30	0,8 98	0,8 35	0,7 09	0,7 68	0,9 97	0,9 53	0,6 98	0,6 95	0,7 28	0,7 61	0,6 19	0,6 04	0,5 94	0,7 37	0,6 55	0,9 57	1,1 03	0,8 02	0,8 66	0,8 40	0,7 49	
декабрь	0,7 19	0,8 43	0,7 14	0,6 15	0,6 54	0,6 49	0,7 43	0,7 50	0,8 13	0,9 35	0,9 15	1,0 25	1,0 28	0,9 06	0,7 36	0,7 26	0,8 08	0,7 43	0,7 70	0,7 41	0,7 21	0,7 08	0,7 09	0,8 41	0,9 35	0,9 76	0,9 97	1,0 24			

Сравнение фактических и договорных тепловых нагрузок на отопление и вентиляцию



Полученная аппроксимирующая зависимость, построенная на основе данных фактических тепловых нагрузок, носит вид $Y = -0,0299 \cdot T_{\text{нар}} + 0,5202$. Таким образом, подставляя значение расчетной температуры воздуха (-43 °C), получаем фактическую максимальную тепловую нагрузку – 1,8059 Гкал/час. В соответствии с договором теплоснабжения между ООО «СГЭС» и данным абонентом – максимальная присоединенная нагрузка на отопление – 1,363 Гкал/час (отражена на графике), т.е. отклонение составляет + 32,49 %.

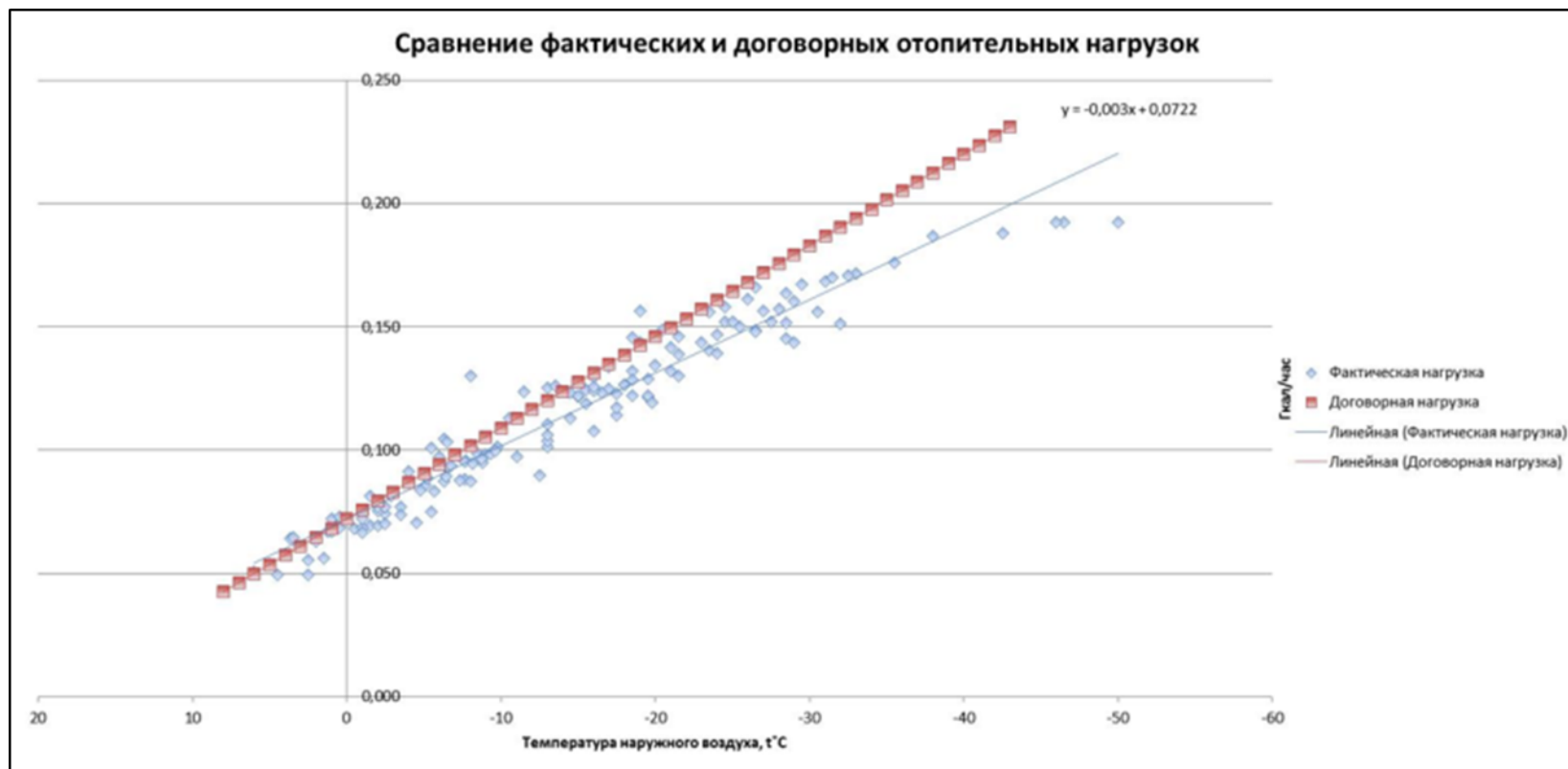
Адрес – ул. Шушенская, д.15

Источник теплоснабжения – Котельная №28 СГМУП «ГТС»

Температурный график теплопотребления – 95/70⁰С

Фактические среднесуточные нагрузки на отопление и вентиляцию Гкал/ч

январь	0,14 7	0,15 6	0,15 2	0,15 6	0,14 8	0,13 9	0,13 2	0,14 5	0,14 4	0,12 2	0,11 3	0,09 9	0,09 3	0,09 8	0,10 8	0,12 1	0,14 4	0,15 1	0,14 8	0,13 2	0,12 3	0,12 2	0,12 7	0,12 5	0,12 4	0,12 3	0,12 2	0,12 2	0,13 4	0,12 9	0,12 3
февраль	0,12 6	0,10 1	0,08 4	0,09 4	0,09 9	0,09 0,09	0,10 1	0,10 4	0,12 5	0,11 9	0,08 8	0,08 7	0,08 6	0,08 9	0,08 8	0,09 5	0,10 4	0,09 7	0,09 7	0,1 0,1	0,09 6	0,09 5	0,09 5	0,08 1	0,07 7	0,06 9	0,06 7	0,07 6	0,08 4		
октябрь	0,05 4	0,05 1	0,04 9	0,04 9	0,05 6	0,05 6	0,06 3	0,06 4	0,06 5	0,06 9	0,07 2	0,07 3	0,06 9	0,06 9	0,07 4	0,07 6	0,06 8	0,06 9	0,07 0,07	0,07 1	0,07 5	0,08 8	0,08 1	0,06 7	0,07 7	0,06 7	0,07 2	0,07 7	0,07 7	0,07 4	0,08 7
ноябрь	0,09 7	0,11 0,11	0,11 9	0,11 4	0,12 4	0,12 4	0,10 6	0,13 0,13	0,14 1	0,12 5	0,11 7	0,15 0,15	0,16 1	0,16 4	0,16 8	0,17 0,17	0,17 2	0,17 1	0,16 7	0,15 6	0,12 4	0,10 3	0,10 2	0,10 1	0,09 1	0,11 3	0,12 6	0,13 9	0,15 7	0,12 9	
декабрь	0,16 1	0,15 8	0,14 6	0,13 0,13	0,13 4	0,14 2	0,14 4	0,15 2	0,15 2	0,16 6	0,13 0,13	0,12 6	0,14 9	0,14 6	0,15 2	0,15 7	0,17 6	0,18 7	0,18 8	0,19 2	0,19 2	0,19 2									



Полученная аппроксимирующая зависимость, построенная на основе данных фактических тепловых нагрузок, носит вид $Y = -0,003 \cdot T_{нар} + 0,0722$. Таким образом, подставляя значение расчетной температуры воздуха (-43 0С), получаем фактическую максимальную тепловую нагрузку – 0,201 Гкал/час. В соответствии с договором теплоснабжения между СГМУП «Тепловик» и данным абонентом – максимальная присоединенная нагрузка на отопление – 0,231 Гкал/час (отражена на графике), т.е. отклонение составляет -13 %.

Сводная таблица по всем потребителям, для которых произведен расчет, представлена ниже.

Таблица 5.6.1 Сводная таблица потребителей, для которых произведено сравнение фактических нагрузок отопления и вентиляции и договорных

Организация	Адрес	Договорная нагрузка, Гкал/час	Фактическая нагрузка, Гкал/час	Отклонение фактической от договорной, %
ООО «СГЭС»	Билецкого, 14	1,3630	1,8059	32,49%
	Билецкого, 12	0,3780	0,4477	18,44%
	Билецкого, 12/1	0,3780	0,5261	39,18%
	Билецкого, 7	0,6520	0,4539	-30,38%
	Билецкого, 6	2,0800	2,1209	1,97%
	Билецкого, 2	1,3090	0,8362	-36,12%
	Билецкого, 4	0,8470	0,7208	-14,90%
	Билецкого, 5	1,3880	1,1467	-17,38%
	Билецкого, 9	0,6050	0,2535	-58,10%
	Крылова, 53/3	0,6500	0,6949	6,91%
	Крылова, 53/4	0,6500	0,9319	43,37%
	Крылова, 32	1,5940	1,6523	3,66%
	Крылова, 26	1,8580	1,7753	-4,45%
	Крылова, 30	0,7680	0,7029	-8,48%
	Крылова, 47/2	0,5480	0,4302	-21,50%
	Крылова, 36/38	3,3310	3,3209	-0,30%
	Усольцева, 25	0,7430	1,0335	39,10%
	Усольцева, 15	1,1940	1,1372	-4,76%
	Усольцева, 19	0,7430	1,0197	37,24%
	Усольцева, 26	1,4300	1,4685	2,69%
	Усольцева, 30	0,8860	0,8032	-9,35%
	Югорский тракт, 4	1,8800	1,8615	-0,98%
	Тюменский тракт, 2	1,0590	1,1640	9,92%
	Тюменский тракт, 4	1,2910	1,2168	-5,75%
	Тюменский тракт, 6/1	0,9900	1,1108	12,20%
	Тюменский тракт, 8	0,7850	0,7559	-3,71%
	Тюменский тракт, 10	0,5760	0,4874	-15,38%
	Ивана Захарова, 10	0,5230	0,6140	17,40%
	Ивана Захарова, 10/1	0,1530	0,1577	3,07%
	Ивана Захарова, 12	0,8690	0,6816	-21,57%
	Ивана Захарова, 12/1	0,8690	0,7437	-14,42%
	Университетская, 23/1	0,1470	0,1340	-8,84%
	Университетская, 23/2	0,1400	0,2510	79,29%
Университетская, 23/4	0,2190	0,3004	37,17%	
Университетская, 25/1	0,5190	0,6511	25,45%	
Университетская, 25/2	0,5980	0,7206	20,50%	
пр. Пролетарский, 2а	0,2900	0,1902	-34,41%	
пр. Пролетарский, 35	0,8090	0,8793	8,69%	
пр. Пролетарский, 39	0,5050	0,2701	-46,51%	
СГМУП «ГТС»	Университетская 1	2,7080	1,9943	-26,36%
	пр-т Набережный (Г. Ермак)	0,2450	0,1824	-25,55%
	Общежитие №2 (производственная)	0,1080	0,0987	-8,61%
	ЦКД "Камертон"	0,8180	0,2982	-63,55%
	СОК "Газовик"	0,1500	0,1032	-31,20%
	Офис УЭЗС	0,3514	0,3787	7,77%
	Газпром Зимний сад	0,0710	0,0585	-17,61%
	УУС "Факел"	0,4300	0,0585	-86,40%
	УПЦ (ТС), Энергетиков 16/1	0,2370	0,1421	-40,04%
	Университетская 7	2,1600	1,8021	-16,57%
	Ленина 26	0,4352	0,7223	65,97%
Югорская 40	0,7257	0,6308	-13,08%	

Организация	Адрес	Договорная нагрузка, Гкал/час	Фактическая нагрузка, Гкал/час	Отклонение фактической от договорной, %
	Югорская 42	0,1130	0,2140	89,38%
	Иосифа Каролинского 8	0,6810	0,8901	30,70%
	Мелик Карамова 28/1	0,3160	0,2912	-7,85%
	Мелик Карамова 28/3	0,3890	0,3977	2,24%
	Ленина 18/2	0,4545	0,1901	-58,17%
	ул. Игоря Киртбая 18 (ИТП1)	2,1620	1,5597	-27,86%
	Чехова 1	0,2510	0,1641	-34,62%
	Чехова 9	0,4523	0,3558	-21,34%
	Ленина 59	0,7812	0,6210	-20,51%
	Ленина 61	0,5540	0,4572	-17,47%
	Ленина 61/1	0,4736	0,4131	-12,77%
	Ленина 61/2	0,3415	0,3341	-2,17%
	Ленина 65	0,3760	0,2522	-32,93%
	Ленина 65/1	0,3366	0,2857	-15,12%
	Ленина 65/2	0,3366	0,3352	-0,42%
	Ленина 65/3	0,3320	0,2567	-22,68%
	Ленина 67	0,2616	0,1338	-48,85%
	Ленина 67/1	0,2660	0,1713	-35,60%
	Ленина 67/2	0,2436	0,1597	-34,44%
	Ленина 67/3	0,3255	0,1363	-58,13%
	Ленина 67/4	0,3190	0,2817	-11,69%
	Ленина 68	0,6321	0,4987	-21,10%
	Ленина 69	1,1351	0,7368	-35,09%
	Геологическая 15/1	1,2887	1,4257	10,63%
	Профсоюзов 38	0,4000	0,5231	30,78%
	Кукуевецкого 15	0,2960	0,3511	18,61%
	Маяковского 33/2	0,2765	0,3100	12,12%
	Иосифа Каролинского 10	1,4980	2,0061	33,92%
	Ивана Захарова 9	0,5550	0,5706	2,81%
	Ивана Захарова 11	0,5550	0,5774	4,04%
	Ивана Захарова 13	0,4430	0,3152	-28,85%
	Ивана Захарова 13/1	0,3910	0,3274	-16,27%
	Ивана Захарова 19	2,0773	1,9476	-6,24%
	Югорская 1	0,5409	0,8515	57,42%
	Мира 51	0,4880	0,3817	-21,78%
	Мира 1/1	0,3930	0,3300	-16,03%
	Кайдалова 28/1	0,6390	0,5323	-16,70%
	Крылова 47	0,4127	0,3690	-10,59%
	Мелик-Карамова ИТП 11	2,0687	0,6573	-68,23%
	Пролетарский 10/3	0,2120	0,5178	144,25%
	Комсомольский 13	1,5448	1,2122	-21,53%
	Гаражи 27 мкр.	0,0360	0,0532	47,78%
	Гаражи пр Административный	0,0470	0,1403	198,51%
	Быстринская 12	0,4300	0,3953	-8,07%
	Комсомольский 9	0,5160	0,3328	-35,50%
	Комсомольский 11	0,5830	0,3509	-39,81%
	Чехова 12	1,3020	1,7281	32,73%
	Мира 55 (11-12п)	1,9159	0,4690	-75,52%
	ул. Игоря Киртбая 18 (ИТП2)	1,6810	1,4247	-15,25%
	ул. Мелика Карамова 4 (ИТП4)	1,3990	1,3472	-3,70%
	ул. Мелика Карамова 4 (ИТП5)	1,5896	1,4645	-7,87%
	ул. Мелика Карамова 4 (ИТП6)	0,6670	0,6096	-8,61%
	ул. Мелика Карамова 4 (ИТП1)	0,6770	0,6320	-6,65%
	ул. Мелика Карамова 4 (ИТП2)	1,0934	1,0625	-2,83%
	ул. Мелика Карамова 4 (ИТП3)	1,1880	1,1509	-3,12%
	Губкина 3	0,4457	0,4897	9,87%
	Губкина 9	0,4715	0,4743	0,59%

Организация	Адрес	Договорная нагрузка, Гкал/час	Фактическая нагрузка, Гкал/час	Отклонение фактической от договорной, %
	Губкина 11/1	0,3580	0,2576	-28,04%
	Энтузиастов 55	0,4810	0,4441	-7,67%
	Энтузиастов 59	0,3331	0,3333	0,06%
	Энтузиастов 61	0,5038	0,3575	-29,04%
	Энтузиастов 63	0,4858	0,4254	-12,43%
	Энтузиастов 69	0,2428	0,2587	6,55%
	Игоря Кирдбая 7	0,4352	0,4100	-5,79%
	Мелик-Карамова ИТП 12	1,7501	0,5367	-69,33%
	Мелик Карамова ИТП 15	3,0460	0,5273	-82,69%
	Мелик-Карамова ИТП 19	1,8555	0,6190	-66,64%

Анализ фактического потребления тепловой энергии на нужды горячего водоснабжения потребителей СГМУП «ГТС», ООО «СГЭС» представлен в таблице ниже, также представлены примеры расчета потребления ГВС.

Дата	Потребление ГВС, Гкал	Среднесуточная часовая нагрузка на ГВС, Гкал/ч
20.01.2017	0,12	0,005
21.01.2017	0,12	0,005
22.01.2017	0,11	0,005
23.01.2017	0,16	0,007
24.01.2017	0,12	0,005
25.01.2017	0,12	0,005
26.01.2017	0,12	0,005
27.01.2017	0,11	0,005
28.01.2017	0,14	0,006
29.01.2017	0,14	0,006
30.01.2017	0,14	0,006
31.01.2017	0,13	0,005
01.02.2017	0,13	0,005
02.02.2017	0,15	0,006
03.02.2017	0,14	0,006
04.02.2017	0,12	0,005
05.02.2017	0,11	0,005
06.02.2017	0,11	0,005
07.02.2017	0,11	0,005
08.02.2017	0,1	0,004
09.02.2017	0,1	0,004
10.02.2017	0,1	0,004
11.02.2017	0,09	0,004
12.02.2017	0,1	0,004
13.02.2017	0,11	0,005
14.02.2017	0,12	0,005
15.02.2017	0,13	0,005
16.02.2017	0,12	0,005
17.02.2017	0,1	0,004
18.02.2017	0,1	0,004
19.02.2017	0,08	0,003

Адрес	Островского 16/1 (ЦКД Камертон)
Кол-во анализируемых дней	31
МАКС	0,007
Договор	0,015
Отклонение, Гкал/ч	-0,008
Отклонение, %	-56%

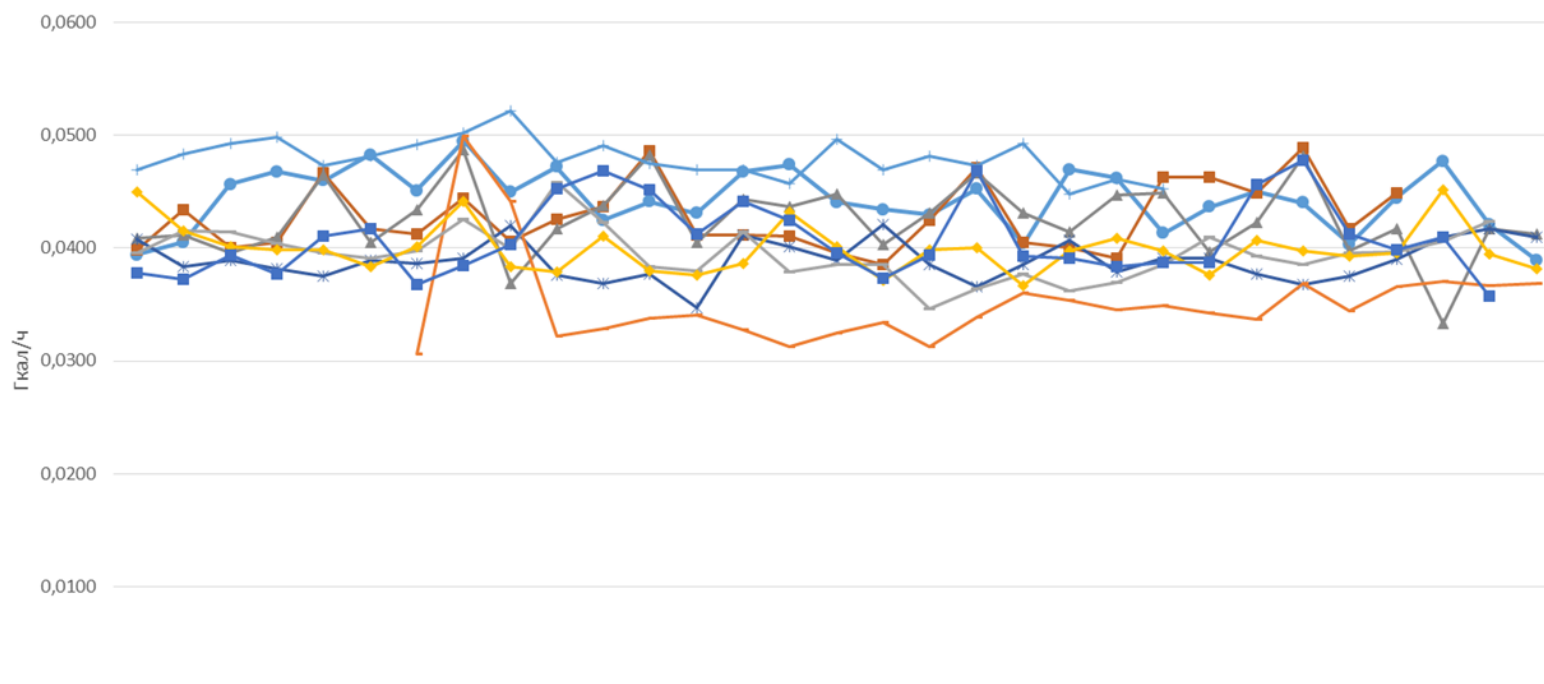


Дата	Потребление ГВС, Гкал	Среднесуточная часовая нагрузка на ГВС, Гкал/ч
25.01.2017	0,654	0,0273
26.01.2017	0,638	0,0266
27.01.2017	0,641	0,0267
28.01.2017	0,701	0,0292
29.01.2017	0,968	0,0403
30.01.2017	0,661	0,0275
31.01.2017	0,69	0,0288
01.02.2017	0,629	0,0262
02.02.2017	0,664	0,0277
03.02.2017	0,655	0,0273
04.02.2017	0,761	0,0317
05.02.2017	0,703	0,0293
06.02.2017	0,559	0,0233
07.02.2017	0,617	0,0257
08.02.2017	0,6	0,0250
09.02.2017	0,633	0,0264
10.02.2017	0,557	0,0232
11.02.2017	0,669	0,0279
12.02.2017	0,726	0,0303
13.02.2017	0,67	0,0279
14.02.2017	0,635	0,0265
15.02.2017	0,655	0,0273
16.02.2017	0,702	0,0293
17.02.2017	0,616	0,0257
18.02.2017	0,662	0,0276
19.02.2017	0,697	0,0290
20.02.2017	0,593	0,0247
21.02.2017	0,566	0,0236
22.02.2017	0,59	0,0246
23.02.2017	0,599	0,0250
24.02.2017	0,648	0,0270



<i>Адрес</i>	Сибирская 11А (2-я очередь)
<i>Кол-во анализируемых дней</i>	31
<i>МАКС</i>	0,040
<i>Договор</i>	0,0459
<i>Отклонение, Гкал/ч</i>	-0,006
<i>Отклонение, %</i>	-12%

Среднесуточная часовая нагрузка на ГВС, Университетская, 23/1



	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	
Январь	0,03	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,03	
Февраль	0,03	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03	0,04	0,04	0,04	0,04	0,03	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04			
Март	0,04	0,04	0,03	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,03	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,03	0,04	0,04	0,03	0,04	0,03	0,04	0,04	
Апрель																																
Май	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03	0,04	0,04	0,03	0,04	0,03	0,03	0,03	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,04	0,04	
Июнь																																
Июль	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,05	0,05	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04									
Август							0,03	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	
Сентябрь	0,03	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03	0,04	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03	0,04	0,04	
Октябрь	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03	0,04	0,04	0,03	0,03	0,04	0,03	0,03	0,03	0,04	0,04	0,03	0,03	0,04	0,03	0,03	0,04	0,03	0,03	0,03	0,04	0,03	0,03	0,03	0,04	0,03	0,03
Ноябрь	0,03	0,03	0,03	0,03	0,04	0,04	0,03	0,03	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,04	0,04	0,04	0,03	0,04	0,03	
Декабрь																																

Дата

Дата	январь	февраль	март	май	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь
1	0,0394	0,0399	0,0409	0,0408	0,0470		0,0395	0,0450	0,0378
2	0,0405	0,0434	0,0411	0,0384	0,0483		0,0415	0,0415	0,0373
3	0,0456	0,0400	0,0396	0,0390	0,0493		0,0415	0,0402	0,0393
4	0,0468	0,0405	0,0410	0,0382	0,0498		0,0404	0,0399	0,0377
5	0,0460	0,0467	0,0465	0,0375	0,0473		0,0395	0,0399	0,0410
6	0,0483	0,0418	0,0405	0,0390	0,0481		0,0391	0,0384	0,0417
7	0,0451	0,0412	0,0434	0,0387	0,0492	0,0306	0,0398	0,0401	0,0368
8	0,0495	0,0444	0,0487	0,0391	0,0502	0,0499	0,0425	0,0441	0,0384
9	0,0450	0,0406	0,0369	0,0420	0,0521	0,0441	0,0400	0,0384	0,0403
10	0,0472	0,0425	0,0417	0,0376	0,0476	0,0323	0,0458	0,0379	0,0453
11	0,0425	0,0437	0,0438	0,0369	0,0491	0,0328	0,0423	0,0410	0,0468
12	0,0441	0,0486	0,0482	0,0377	0,0475	0,0338	0,0384	0,0380	0,0451
13	0,0431	0,0411	0,0405	0,0347	0,0470	0,0341	0,0380	0,0376	0,0413
14	0,0468	0,0411	0,0443	0,0411	0,0469	0,0328	0,0414	0,0386	0,0442
15	0,0474	0,0411	0,0436	0,0401	0,0457	0,0313	0,0379	0,0432	0,0424
16	0,0441	0,0395	0,0448	0,0390	0,0496	0,0325	0,0385	0,0401	0,0396
17	0,0434	0,0385	0,0403	0,0421	0,0469	0,0334	0,0385	0,0371	0,0373
18	0,0430	0,0425	0,0431	0,0385	0,0481	0,0313	0,0346	0,0398	0,0394
19	0,0452	0,0471	0,0467	0,0366	0,0473	0,0339	0,0364	0,0400	0,0468
20	0,0404	0,0405	0,0431	0,0386	0,0493	0,0360	0,0377	0,0367	0,0393
21	0,0470	0,0400	0,0414	0,0407	0,0448	0,0354	0,0362	0,0398	0,0391
22	0,0462	0,0391	0,0447	0,0379	0,0461	0,0345	0,0370	0,0408	0,0383
23	0,0413	0,0463	0,0449	0,0391	0,0453	0,0349	0,0386	0,0398	0,0387
24	0,0437	0,0463	0,0396	0,0391		0,0342	0,0410	0,0376	0,0387
25	0,0450	0,0448	0,0423	0,0377		0,0337	0,0393	0,0407	0,0456
26	0,0440	0,0489	0,0481	0,0368		0,0369	0,0385	0,0398	0,0478
27	0,0403	0,0418	0,0398	0,0375		0,0345	0,0395	0,0393	0,0412
28	0,0444	0,0449	0,0418	0,0390		0,0365	0,0396	0,0396	0,0398
29	0,0477		0,0333	0,0410		0,0370	0,0406	0,0452	0,0410
30	0,0420		0,0417	0,0417		0,0367	0,0424	0,0395	0,0357
31	0,0390		0,0413	0,0410		0,0368		0,0381	

Адрес	Университетская, 23/1
Кол-во анализируемых дней	260
МАКС	0,052
Договор	0,145
Отклонение, Гкал/ч	-0,093
Отклонение, %	-64%

Таблица 5.6.2 Сводная таблица потребителей, для которых произведено сравнение фактических нагрузок горячего водоснабжения и договорных

Организация	Адрес	Кол-во анализируемых дней	МАКС, Гкал/ч	Договор, Гкал/ч	Абсолютное отклонение факта от договорного значения, Гкал/ч	Отклонение факта от договорного значения, %
ООО "СГЭС"	Университетская, 21 (ХГВС)	235	0,4617	1,9080	-1,4463	-75,80%
	Университетская, 23/1	260	0,0521	0,1450	-0,0929	-64,05%
	Университетская, 23/2	259	0,1341	0,2200	-0,0859	-39,03%
	Университетская, 23/4	283	0,1704	0,2000	-0,0296	-14,79%
	Университетская, 23/5	320	0,3876	0,1344	0,2532	188,38%
	Университетская, 25/1	285	0,1432	0,4040	-0,2608	-64,55%
	Университетская, 25/2	318	0,0804	0,3950	-0,3146	-79,64%
	пр. Пролетарский, 4/2	288	0,4698	1,0740	-0,6042	-56,25%
	пр. Пролетарский, 2а	312	0,0265	0,2000	-0,1735	-86,77%
	пр. Пролетарский, 35	54	0,2727	0,3136	-0,0409	-13,05%
СГМУП "ГТС"	Островского 16/1 (ЦКД Камертон)	31	0,0067	0,0150	-0,0083	-55,56%
	Островского 16/1 (СОК Газовик)	29	0,0667	0,0200	0,0467	233,33%
	Островского 16 (Офис УЭЗС)	29	0,0363	0,3810	-0,3448	-90,49%
	Газпром Зимний Сад (50 лет ВЛКСМ 3/1)	29	0,0054	0,0280	-0,0226	-80,65%
	УУС Факел (50 лет ВЛКСМ 3/1)	29	0,0608	0,0146	0,0462	316,67%
	Упс Энергетиков 16-1	29	0,0173	0,0600	-0,0427	-71,11%
	Сибирская 11А (2-я очередь)	29	0,0403	0,0459	-0,0056	-12,13%
	Сибирская 11А 1-я очередь	29	0,0308	0,0360	-0,0053	-14,58%
	Мелик Кармова 28/3	31	0,0443	0,0735	-0,0292	-39,68%
	Мелик Кармова 28/1	28	0,0317	0,0801	-0,0484	-60,47%
	ул. Ленина д.18/2	31	0,0095	0,0302	-0,0207	-68,54%
	Губкина д.3	27	0,1041	0,1018	0,0023	2,30%
	Губкина д.5	14	0,0476	0,0519	-0,0043	-8,29%
	Губкина д.9	27	0,0718	0,0845	-0,0127	-15,02%
	Энтузиастов 55	27	0,0613	0,0716	-0,0103	-14,37%
	Энтузиастов 59	27	0,0706	0,0993	-0,0287	-28,88%
	Энтузиастов 63	27	0,0515	0,0643	-0,0128	-19,96%
	Энтузиастов 69	27	0,0206	0,0445	-0,0239	-53,65%
	Чехова 9	27	0,0348	0,0707	-0,0359	-50,79%
	Ленина 61/1	27	0,0389	0,0755	-0,0366	-48,45%
Ленина 61/2	27	0,0465	0,0826	-0,0361	-43,65%	
Ленина 65	27	0,0492	0,0507	-0,0015	-2,94%	

Организация	Адрес	Кол-во анализируемых дней	МАКС, Гкал/ч	Договор, Гкал/ч	Абсолютное отклонение факта от договорного значения, Гкал/ч	Отклонение факта от договорного значения, %
	Ленина 65/3	27	0,0228	0,0451	-0,0224	-49,56%
	Ленина 67	27	0,0158	0,0327	-0,0170	-51,83%
	Ленина 67-3	27	0,0185	0,0388	-0,0203	-52,43%
	Ленина 68	27	0,0388	0,0851	-0,0464	-54,47%
	Ленина 69	27	0,0720	0,1867	-0,1147	-61,41%
	Мира 49	27	0,0767	0,1227	-0,0460	-37,52%
	Мира 51	27	0,0717	0,1130	-0,0413	-36,58%
	Югорская 1	28	0,1450	0,2866	-0,1416	-49,41%
	Чехова 12	27	0,2613	0,0845	0,1768	209,17%
	Мира 1/1	31	0,0241	0,0626	-0,0385	-61,53%
	Кайдалова 28-1	28	0,0519	0,0835	-0,0316	-37,87%
	Киргбая 7	19	0,1025	0,1187	-0,0162	-13,65%
	Крылова 47	27	0,0358	0,1193	-0,0836	-70,03%
	Маяковского 33/2	31	0,0143	0,0075	0,0068	91,11%
	Гаражи пр-Административный	29	0,0004	0,0050	-0,0046	-91,67%

Анализ полученных результатов

Полученные результаты отклонения фактических тепловых нагрузок от договорных сильно разнятся. Сделать общий вывод по полученным результатам затруднительно, так как результаты колеблются от установленных договорных значений, у каждой теплоснабжающей организации как в одну, так и в другую стороны. Однако наблюдается общий тренд на завышение договорных нагрузок от фактических.

Разница в договорных и фактических тепловых нагрузках, может быть вызвана следующими факторами:

- Внедрение энергосберегающих мероприятий;
- Ошибки, допущенные при расчете нормативных теплопотерь объектов теплопотребления;
- Разбалансированные внутридомовые системы отопления и пр.

Существенная разница между договорной и фактической нагрузкой не позволяет составить корректный баланс мощности теплоисточников города и оценить фактические резервы/дефициты теплогенерирующего оборудования.

Таким образом, для приведения договорных тепловых нагрузок к фактическим необходимо подробно анализировать каждый объект теплопотребления по отдельности и делать по нему конкретный вывод, на основании произведенных расчетов. Учитывая тарифную политику теплоснабжающих организаций города и текущую нормативную базу в сфере теплоснабжения, можно утверждать, что реальный пересмотр тепловых нагрузок возможен лишь при заинтересованности в этом потребителей тепловой энергии, что в свою очередь напрямую связано с установлением платы за тепловую мощность, т.е. введение двухставочного тарифа.

5.7 Описание изменений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, в том числе подключенных к тепловым сетям каждой системы теплоснабжения, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Изменения тепловых нагрузок за период актуализации схемы теплоснабжения происходит за счет подключения/отключения потребителей. Данные о подключении новых потребителей к системе теплоснабжения представлены в таблицах 5.7.1

Таблица 5.7.1 Подключенные потребители СГМУП "ГТС" за 2021 год.

№	Абонент	Адрес	Назначение	Т/с	ГВС	Вент.	Теплоснабжающая организация	Теплоисточник	Схема присоединения	Расчетные параметры теплоносителя на вводах потребителей	Год
											мероприятия
п/п				Qот	Qгвс	Qвент.					
Потребители, подключенные к централизованному теплоснабжению в 2021											
1	Гаевой А.Г.	Склад по ул.30 лет Победы 31	пром	0,0313	0	0	ГРЭС-1	т/м 7	зависимая	150-70	2021
2	ИП Усманова Ф.Ф.	Склад-магазин	пром	0,0257	0	0	кот.5	кот.5	зависимая	95-70	2021
3	Карпов С.Ю.	жилой дом по ул.Озерная, д.17а	жилой	0,03667	0,0344	0	ГРЭС-2	ЦТП-56	зависимая	150-70	2021
4	ООО "Югорские закрома"	Торгово-офисное здание Сосновая 3	пром	0,028	0	0	ГРЭС-2	ЦТП-90	зависимая	95-70	2021
5	МКУ "УКС" (ООО "Стройинвестгрупп")	Средняя общеобразовательная школа вмкр.33	пром	0,6733	0	0	ГРЭС-1	ЦТП-98	зависимая	150-70	2021
6	ООО "Сибпромстрой №9" (Религиозная организация "Ханты-Мансийская Епархия Русской Православной Церкви (Московский Патриархат)	Сквер с Православным храмом. 1 этап строительства а. Свято-Троицкий кафедральный собор в г.Сургут	пром	0,195	0	0	ГРЭС-1	т/м 2	зависимая	150-70	2021
7	Кобылянский В.Ю.	Склад ул.Гидростроителей 3/1	пром	0,06	0	0	ГРЭС-2	ЦТП-90	зависимая	95-70	2021
8	ООО "Хаус Групп"	Жилой дом №23 по ул.И.Захарова 5	жилой	0,392	0	0	ГРЭС-2	КРП-73	независимая	150-70	2021
9	ООО "Сибпрострой №9" (ООО «Сибпромстрой-Югория»)	Многоэтажный жилой дом № 1.1, № 1.2 со встроенно-пристроенными помещениями	жилой	0,902	0	0	ГРЭС-2	ЦТП-87	независимая	95-70	2021

№	Абонент	Адрес	Назначение	Т/с	ГВ С	Вент.	Теплоснабжающая организация	Теплоисточник	Схема присоединения	Расчетные параметры теплоносителя на вводах потребителей	Год
п / п				Q от	Q гв с	Q вент. т.					мероприятия
		и в микрорайоне 28 г.Сургута».									
10	ООО "Сибпромстрой №9" (ООО "УК "Центр Менеджмент" Д.У.ЗПИФ комбинированным "СПС Югория")	Многоквартирный жилой дом со встроенно-пристроенными помещениями и подземной автостоянкой в мкр.22	жилой	1,12	0	0	ГРЭС-2	т/м 9	независимая	150-70	2021
11	ООО "Сибпрострой №9" (ООО «Сибпромстрой-Югория»)	Многоэтажный жилой дом №1 со встроенно-пристроенными помещениями и общественно-го назначения в мкр.24 г.Сургут	жилой	0,307	0	0	ГРЭС-2	т/м 9	независимая	150-70	2021
12	ООО "Сибпрострой №9" (ООО «Сибпромстрой-Югория»)	Многоэтажный жилой дом №2 со встроенно-пристроенными помещениями и общественно-го назначения в мкр.24 г.Сургут	жилой	0,426	0	0	ГРЭС-2	т/м 9	независимая	150-70	2021
13	ООО "Сибпрострой №9" (ООО «Сибпромстрой-Югория»)	Многоэтажный жилой дом №3 со встроенно-пристроенными помещениями и общественно-го назначения в	жилой	0,273	0	0	ГРЭС-2	т/м 9	независимая	150-70	2021

№	Абонент	Адрес	Назначение	Т/с	ГВС	Вент.	Теплоснабжающая организация	Теплоисточник	Схема присоединения	Расчетные параметры теплоносителя на вводах потребителей	Год
											мероприятия
п / п				Qот	Qгвс	Qвент.					
		мкр.24 г.Сургут									
14	АО "Завод промстройдеталей"	Опорный пункт пр.Набережный 21	пром	0,0 15	0	0	кот.2	ПС-3	зависимая	95-70	2021
15	МРО Римско-католический приход св.Иосифа Труженика	Приходской дом пр.Набережный 19/1	пром	0,0 13	0	0	кот.2	т/м 4	независимая	150-70	2021
17	ООО "Югра-Сити" (ООО Специализированный застройщик "17-1 квартал")	Жилой дом №17/1 в зоне многоэтажной жилой застройки мкр.30 г.Сургут	жилой	0,4 147	0	0	ГРЭС-2	КРП-73	независимая	150-70	2021
18	Остапец В.Ю.	Деловое управление (комплекс зданий общественно-делового центра с кафе и сквером) Кафе ул.Университетская 10	пром	0,0 134	0	0	ГРЭС-1	т/м 3	зависимая	150-70	2021
19	ООО "Еврострой-Инвест"	Гостиница по ул.Республики	пром	0,7 26	0	0	кот.3	т/м 6	независимая	150-70	2021
20	ООО "Столица"	Жилой дом № 5 со встроенными предприятиями общественного назначения	жилой	0,7 81	0	0,2 05	ГРЭС-2	ЦТП-86	зависимая	95-70	2021
21	ООО "Столица"	Жилой дом №3 в микрорайоне 31Б в г.Сургут	жилой	0,9 036	0	0	ГРЭС-1	т/м 9	зависимая	150-70	2021
22	ИП Тиболов М.Н.	Общественное	пром	0,0 23	0,0 77	0,1 88	ГРЭС-1	КРП-4	зависимая	150-70	2021

№	Абонент	Адрес	Назначение	Т/с	ГВС	Вент.	Теплоснабжающая организация	Теплоисточник	Схема присоединения	Расчетные параметры теплоносителя на вводах потребителей	Год
п / п		питание.Кафе.									
Потребители, подключенные по ГВС в 2021											
	ООО "УК "Центр Менеджмент"	Гостиничный комплекс с пристроенной стоянкой автотранспорта в мкр.31 по ул.Университетская 35	пром	0	0,56	0	ГРЭС-1	т/м 9	зависимая	150-70	2021
	Сердюк М.И. (ООО УК "За Ручьём")	Встроенно-пристроенные помещения общественного назначения в составе ж/д №42 по пр.Мира 53/1	пром	0	0,152	0	ГРЭС-1	КРП-2	зависимая	150-70	2021
	ООО "Производственная фирма ВИС"	Перинатальный центр на 315 коек Основной корпус, пищеблок, хозблок	пром	0	1,276	0	ГРЭС-1	т/м 9	независимая	150-70	2021
	МКУ "УКС" (МБОУ лицей имени Хисматуллина)	Лицей по ул.Университетская 29/3	пром	0	0,588 0,276	1,4328	ГРЭС-1	КРП-4	зависимая	150-70	2021
	ООО УК "ДЕЗ ВЖР" (ООО "Стройинвестгрупп")	18-ти этажный жилой дом со встроенно-пристроенными помещениями и паркингом в мкр.33 по ул.Г.Иванова 2	пром	0	0,3426	0	ГРЭС-1	т/м 9	независимая	150-70	2021
	МАОУ ДО "Технополис"	Нежилое помещение ул.Крылова 41/0	пром	0	0,035	0	кот.14	ЦТП-46	зависимая	95-70	2021

№	Абонент	Адрес	Назначение	Т/с	ГВ С	Вент.	Теплоснабжающая организация	Теплоисточник	Схема присоединения	Расчетные параметры теплоносителя на вводах потребителей	Год
п / п				Q от	Q гв с	Q вент.					мероприятия
	ООО "УК центр Менеджмент"	Многоэтажный жилой дом со встроенно-пристроенными помещениями и общественно-го назначения и двухуровневой автостоянкой по Югорскому тракту в мкр.27а в г.Сургуте	жилой	0,988	0,466	0	ГРЭС-2	КРП-1	независимая	150-70	2021
Потребители, прошедшие комплексный капитальный ремонт или реконструкцию в 2021											
	ООО "РиК Девелопмент"	Ресторан Ермак пр.Набережный 62	пром	0,136	0	0	кот.2	т/м 4	зависимая	150-70	2021
	Гимназия Салахова (ООО "Формула ремонта")	Реконструкция бассейна	пром	0,1451	0,198	0,7329	ГРЭС-1	т/м 3	зависимая	150-70	2021
Потребители, отключенные от теплоснабжения в 2021											
	ООО "Стандарт Плюс"	п.Юность, ул. Саянская ба	жилой	0	0	0	кот.28	кот.28	зависимая	95-70	2021
	ООО "Стандарт Плюс"	п.Лунный, Линия 12, д.41	жилой	0,0052	0	0	кот.30	кот.30	зависимая	95-70	2021
	ООО "Стандарт Плюс"	п.Взлетный л.8 д.55А	жилой	0,0025	0	0	ГРЭС-2	БТПП-25	зависимая	95-70	2021
	ООО "Стандарт Плюс"	п.Взлетный л.4 д.29	жилой	0,0076	0	0	ГРЭС-2	БТПП-25	зависимая	95-70	2021
	ООО "Стандарт Плюс"	п.Взлетный л.4 д.34	жилой	0,0216	0	0	ГРЭС-2	БТПП-25	зависимая	95-70	2021
	ООО "Стандарт Плюс"	п.Юность, ул. Линейная д.3	жилой	0,00727	0	0	кот.28	кот.28	зависимая	95-70	2021
	ООО "Стандарт Плюс"	ул.Озерная д.12	жилой	0,048	0	0	ГРЭС-2	ЦТП-87	зависимая	95-70	2021

№	Абонент	Адрес	Назначение	Т/с	ГВС	Вент.	Теплоснабжающая организация	Теплоисточник	Схема присоединения	Расчетные параметры теплоносителя на вводах потребителей	Год
											Qот
	ООО "Стандарт Плюс"	п.Медвежий угол д.1	жилой	0,0125	0	0	КК-45	ЦТП-105	зависимая	95-70	2021
	ООО УК "ДЕЗ ЦЖР"	Молодежный д.10	жилой	0,0483	0	0	кот.2	ПС-1	зависимая	95-70	2021
	ООО "Стандарт Плюс"	ул.Озерная д.13	жилой	0,0025	0	0	ГРЭС-2	ЦТП-87	зависимая	95-70	2021
	Овсяников С.А.	п.Лесной д.123	жилой	0,0067	0	0	кот.25	кот.25	зависимая	95-70	2021
	ООО "Стандарт Плюс"	п.Юность, ул. Юбилейная д.7	жилой	0,0021	0	0	кот.28	кот.28	зависимая	95-70	2021
	ООО "Юриц" (УК "ДЕЗ ЦЖР")	Восход д.15	жилой	0,0058	0	0	кот.2	ПС-1	зависимая	95-70	2021
	ООО "Юриц" (УК "ДЕЗ ЦЖР")	Артема д.2	жилой	0,0089	0	0	кот.2	ПС-2	зависимая	95-70	2021
	ООО "Стандарт Плюс"	п.Таежный, ул. Аэрофлотская д.23А	жилой	0,0074	0	0	кот.29	кот.29	зависимая	95-70	2021
	ООО "СибЖилСервис"	п.ПСО-34 д.32	жилой	0,01166	0	0	ГРЭС-2	ЦТП-101	зависимая	95-70	2021
	ООО "Юриц" (УК "ДЕЗ ЦЖР")	Восход д.13	жилой	0,00471	0	0	кот.2	ПС-1	зависимая	95-70	2021
	ООО "Стандарт Плюс"	Геологов д.9	жилой	0,003	0	0	ГРЭС-2	ЦТП-86	зависимая	95-70	2021
	ООО "Юриц" (УК "ДЕЗ ЦЖР")	Артема д.30	жилой	0,00476	0	0	кот.2	ЦТП-4	зависимая	150-70	2021
	ООО "Юриц" (УК "ДЕЗ ЦЖР")	Парковая д.20	жилой	0,00546	0	0	ГРЭС-1	ЦТП-2	зависимая	95-70	2021
	ООО "Юриц" (УК "ДЕЗ ЦЖР")	Восход д.11	жилой	0,005	0	0	кот.2	ПС-1	зависимая	95-70	2021
	ООО "Стандарт Плюс"	п.Юность, ул. Саянская д.6	жилой	0,0032	0	0	кот.28	кот.28	зависимая	95-70	2021
	ООО "Стандарт Плюс"	п.Юность, ул. Саянская д.1А	жилой	0,00287	0	0	кт.28	кот.28	зависимая	95-70	2021

№	Абонент	Адрес	Назначение	Т/с	ГВ С	Вент.	Теплоснабжающая организация	Теплоисточник	Схема присоединения	Расчетные параметры теплоносителя на вводах потребителей	Год
											п / п
				Q от	Q гв с	Q вент. т.					
	ООО "Юриц" (УК "ДЕЗ ЦЖР")	Восход д.9	жилой	0,0 236	0	0	кот.2	ПС-1	зависимая	95-70	2021
	ООО "Юриц" (УК "ДЕЗ ЦЖР")	М.Поливановой д.12	жилой	0,0 21	0	0	кот.2	ПС-2	зависимая	95-70	2021
	ООО "Юриц" (УК "ДЕЗ ЦЖР")	Нефтяников д.6	жилой	0,0 755	0	0	кот.2	ЦТП-4	зависимая	150-70	2021
	ООО "Юриц" (УК "ДЕЗ ЦЖР")	М.Поливановой д.9	жилой	0,0 25	0	0	кот.2	ПС-2	зависимая	95-70	2021
	ООО "Юриц" (УК "ДЕЗ ЦЖР")	Артема д.3	жилой	0,0 572	0	0	кот.2	ЦТП-94	зависимая	150-70	2021
	ООО "Юриц" (УК "ДЕЗ ЦЖР")	Набережный д.42	жилой	0,0 51	0	0	кот.2	ЦТП-94	зависимая	150-70	2021
	ООО "Юриц" (УК "ДЕЗ ЦЖР")	Артема д.1	жилой	0,1 317	0	0	кот.2	ЦТП-94	зависимая	150-70	2021
	ООО "Стандарт Плюс"	п.Взлетный л.3., д.6	жилой	0,0 375	0	0	ГРЭС-2	БПП-25	зависимая	95-70	2021
	ООО "Юриц" (УК "ДЕЗ ЦЖР")	Артема д.5	жилой	0,0 526	0	0	кот.2	ЦТП-94	зависимая	150-70	2021
	ООО "Юриц" (УК "ДЕЗ ЦЖР")	Нефтяников д.12	жилой	0,0 708	0	0	кот.2	ЦТП-27	зависимая	150-70	2021
	ООО "Юриц" (УК "ДЕЗ ЦЖР")	Дорожный д.1	жилой	0,0 844	0	0	кот.2	кот.5	зависимая	95-70	2021

Часть 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки

6.1 Описание балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии

Постановление Правительства РФ №154 от 22.02.2012 г. «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» вводит следующие понятия:

- Установленная мощность источника тепловой энергии - сумма номинальных тепловых мощностей всего принятого по акту ввода в эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям на собственные и хозяйственные нужды;

- Располагаемая мощность источника тепловой энергии - величина, равная установленной мощности источника тепловой энергии за вычетом объемов мощности, не реализуемой по техническим причинам, в том числе по причине снижения тепловой мощности оборудования в результате эксплуатации на продленном техническом ресурсе (снижение параметров пара перед турбиной, отсутствие рециркуляции в пиковых водогрейных котлоагрегатах и др.);

- Мощность источника тепловой энергии нетто - величина, равная располагаемой мощности источника тепловой энергии за вычетом тепловой нагрузки на собственные и хозяйственные нужды.

Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности «нетто», потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по всем источникам централизованного теплоснабжения Сургута с разбивкой по теплоснабжающим организациям представлены в таблице 6.1.1.

Балансы установленной мощности и присоединенной нагрузки по ЦТП/КРП/ПС представлены в таблице 6.1.2.

Таблица 6.1.1 Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности «нетто» (по договорным нагрузкам)

№ п/п	Наименование	Адрес	Балансовая принадлежность (источники тепловой энергии)	Эксплуатирующая организация	Установленная мощность, Гкал/ч	Располагаемая мощность, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	Мощность нетто, Гкал/ч	Присоединенная нагрузка с учетом потерь, Гкал/ч	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч		Потери в т/с, Гкал/ч	Резерв/Дефицит в ГВ, Гкал/ч	Резерв/Дефицит от РТМ, %
										Всего в горячей воде	Всего в горячей воде+пар			
1	Комплекс СГРЭС-1 - ПКТС:				1253	994,9	50,6	870,4	769,0	738,7	738,7	30,3	101,3	10%
1.1.	СГРЭС-1*	г. Сургут	филиал ПАО "ОГК-2" - Сургутская ГРЭС-1	филиал ПАО "ОГК-2" - Сургутская ГРЭС-1	903	903,0	29,0	600,0*	569,4	569,4	569,4		30,6	4%
1.2.	Котельная ПКТС	г. Сургут, ул. Мира, д.40	ООО "СГЭС"	СГМУП "ГТС"	350	291,9	21,5	270,4	218,3	187,9	187,9	30,3	52,1	18%
2	СГРЭС-2	г. Сургут, ул. Энергостроителей, 23	ПАО "Юнипро" - Сургутская ГРЭС-2	ПАО "Юнипро" - Сургутская ГРЭС-2	840	840,0	337,0	503,0	380,4	292,2	292,2	88,2	122,6	15%
3	Котельная №1	г. Сургут ул. Нефтяников, д.24 стр.6	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"	66	65,1	0,3	64,8	34,4	31,5	31,5	2,8	30,4	47%
4	Котельная №2	г. Сургут ул Нефтяников, д.24 стр. 4	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"	90	88,8	0,5	88,3	85,2	77,6	77,6	7,5	3,1	4%
5	Котельная №3	г. Сургут ул Майская д.10/2 стр.2	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"	90	89,9	0,6	89,2	97,1	88,7	88,7	8,4	-7,9	-9%
6	Котельная №5	п. Дорожный	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"	10,32	10,2	0,2	10,0	7,1	6,5	6,5	0,6	3,0	29%
7	Котельная №6	Заячий остров	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"	9,56	9,1	0,2	9,0	5,7	5,7	5,7		3,3	36%
8	Котельная №7	8-ой пром.узел, ул.Индустриальная	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"	21,6	11,6	0,1	11,5	4,9	4,5	4,5	0,5	6,6	57%
9	Котельная №9	8-ой пром.узел, ул.Буровая	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"	6,02	5,8	0,0	5,8	4,7	4,3	4,3	0,4	1,1	18%
10	Котельная №13	р-н ж/д,ул.Западная 1/1	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"	24	20,9	0,0	20,9	7,0	7,0	7,0		13,9	66%
11	Котельная №14	р-н ж/д ул. Западная 1/1	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"	90	89,1	0,5	88,6	57,9	53,0	53,0	4,9	30,7	34%
12	Котельная №21	п. Звездный ул.Трубная	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"	4,515	4,5	0,0	4,4	3,6	3,3	3,3	0,3	0,9	20%
13	Котельная №22	ГМУ СОЦ Олимпия п. Барсово	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"	6,45	6,4	0,0	6,3	2,6	2,3	2,3	0,4	3,7	58%
14	Котельная №23	Ледовый дворец Югорский тракт, 40	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"	5,16	5,0	0,0	5,0	6,4	6,4	6,4		-1,4	-28%
15	Котельная №24	г. Сургут, ул. Игоря Киртбая 12/1 (Поликлиника Нефтяник)	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"	5,5	5,4	0,0	5,3	2,3	2,1	2,1	0,2	3,1	57%
16	Котельная №25 пос. Лесной	пос. Лесной	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"	0,84	0,8	0,0	0,8	0,1	0,1	0,1	0,0	0,7	89%
17	Котельная № 26 пр.Набережный д.17/2	г. Сургут, Набережный пр. 17	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"	1,24	1,2	0,0	1,2	1,8	1,8	1,8		-0,7	-56%
18	Котельная № 27 р.Набережный д.17	г. Сургут, Набережный пр. 17/2	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"	2,4	2,4	0,0	2,3	0,8	0,8	0,8		1,5	64%
19	Котельная № 28 п. Юность	п. Юность	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"	16	14,1	0,1	14,0	5,9	5,3	5,3	0,7	8,0	57%
20	Котельная № 29 п. Таёжный	п. Таежный	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"	5,16	4,6	0,0	4,6	2,6	2,3	2,3	0,3	2,0	44%
21	Котельная № 30 пос. Лунный	п. Лунный	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"	10,32	8,7	0,1	8,6	3,9	3,3	3,3	0,6	4,7	54%
22	Котельная № 31 п. Медвежий угол**	п. Медвежий угол	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"						0,0	0,0			
23	Котельная № 32 п. Снежный	п. Снежный	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"	1,9	1,9	0,0	1,9	2,0	1,9	1,9	0,1	-0,1	-5%
24	Котельная № 33 п. Снежный	п. Снежный	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"	5,42	4,7	0,0	4,7	3,6	3,4	3,4	0,2	1,1	23%
25	Котельная № 34 ул.Крылова,40 ПЧ-49	г. Сургут, ул. Крылова, 40	СГМУП "ГТС"	СГМУП "ГТС"	1,54	1,1	0,0	1,1	1,1	1,1	1,1		0,0	-4%
26	Котельная №1	г.Сургут, аэропорт	ПАО "Сургутнефтегаз"	ПАО "Сургутнефтегаз"	1,38	1,2	0,0	1,2	0,8	0,8	0,8		0,4	33%
27	Котельная №3	База производственная УТТ-6, г.Сургут, ш.Нефтеюганское, 56	ПАО "Сургутнефтегаз"	ПАО "Сургутнефтегаз"	5,16	5,0	0,1	4,9	4,0	4,0	4,0		0,9	18%
28	Котельная №5	г.Сургут, заезд Андреевский, 14	ПАО "Сургутнефтегаз"	ПАО "Сургутнефтегаз"	10,32	10,3	0,1	10,2	9,2	9,2	9,2		1,0	10%
29	Котельная №6	г.Сургут, ул.Буровая, 1	ПАО "Сургутнефтегаз"	ПАО "Сургутнефтегаз"	3,44	3,4	0,0	3,4	1,4	1,4	1,4		2,0	57%
30	Котельная №7	г.Сургут, ул.Заячий остров, 6	ПАО "Сургутнефтегаз"	ПАО "Сургутнефтегаз"	4,3	4,2	0,1	4,1	3,0	3,0	3,0		1,2	28%
31	Котельная №8	г.Сургут, заезд Андреевский, 2	ПАО "Сургутнефтегаз"	ПАО "Сургутнефтегаз"	4,3	4,0	0,0	4,0	2,1	2,1	2,1		1,9	48%
32	Котельная №9	г.Сургут, ул. Индустриальная, 56	ПАО "Сургутнефтегаз"	ПАО "Сургутнефтегаз"	7,74	7,3	0,1	7,2	5,1	5,1	5,1		2,1	29%
33	Котельная №10	г.Сургут, ш.Нефтеюганское. 7/1	ПАО "Сургутнефтегаз"	ПАО "Сургутнефтегаз"	27,52	26,7	0,2	26,4	15,2	15,2	15,2		11,2	42%
34	Котельная №12	г.Сургут, ул. Промышленная, д. 20/1	ПАО "Сургутнефтегаз"	ПАО "Сургутнефтегаз"	36,46	36,8	0,3	36,6	17,3	17,3	17,3		19,3	52%
35	Котельная №14	г.Сургут, ш.Нефтеюганское, 54	ПАО "Сургутнефтегаз"	ПАО "Сургутнефтегаз"	5,16	5,1	0,2	4,9	2,6	2,6	2,6		2,2	44%
36	Котельная №15	Сургут, Югорский тракт 6/1	ПАО "Сургутнефтегаз"	ПАО "Сургутнефтегаз"	7,74	7,4	0,1	7,3	7,8	7,8	7,8		-0,5	-6%

№ п/п	Наименование	Адрес	Балансовая принадлежность (источники тепловой энергии)	Эксплуатирующая организация	Установленная мощность, Гкал/ч	Располагаемая мощность, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	Мощность нетто, Гкал/ч	Присоединенная нагрузка с учетом потерь, Гкал/ч	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч		Потери в т/с, Гкал/ч	Резерв/Дефицит в ГВ, Гкал/ч	Резерв/Дефицит от РТМ, %
										Всего в горячей воде	Всего в горячей воде+пар			
37	Котельная №16	г.Сургут, ул.Промышленная, 2	ПАО "Сургутнефтегаз"	ПАО "Сургутнефтегаз"	1,28	1,3	0,0	1,2	0,7	0,7	0,7		0,5	40%
38	Котельная №17	г.Сургут, заезд Андреевский, 9	ПАО "Сургутнефтегаз"	ПАО "Сургутнефтегаз"	4,3	4,2	0,0	4,2	2,6	2,6	2,6		1,5	37%
39	Котельная №19	г.Сургут, ул. Автомобилистов, 16	ПАО "Сургутнефтегаз"	ПАО "Сургутнефтегаз"	29,43	28,7	0,0	28,6	12,5	12,5	12,5		16,1	56%
40	Котельная К-45	г. Сургут, ул. Крылова, 55/2	ООО "СГЭС"	ООО "СГЭС"	60	60,0	1,0	59,0	66,4	65,5	65,5	0,9	-7,4	-12%
41	Котельная «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5»	г. Сургут, Нефтеюганское шоссе, 22, стр.5	ООО "СГЭС"	ООО "СГЭС"	1,94	1,4		1,4	2,3	2,3	2,3	0,1	-0,9	-62%
42	Котельная ООО "Газпром энерго"	г. Сургут, ул. Производственная, 17	ООО "Газпром энерго"	ООО "Газпром энерго"	38,69	36,9	1,292	35,6	22,3	21,592	21,592	0,7	13,38	38%
43	Котельная ОАО «Аэропорт Сургут»	г. Сургут, ул. Аэрофлотская, д. 49/1	ОАО «Аэропорт Сургут»	ОАО «Аэропорт Сургут»	17,2	14,7	0,3	14,4	9,8	9,0	9,0	0,7	4,6	32%
44	Котельная СГМУП "Сургутский Хлебозавод"	г. Сургут, Нефтеюганское шоссе д. 2 (ПРОМЗОНА)	СГМУП "Сургутский Хлебозавод"	СГМУП "Сургутский Хлебозавод"	10,08	10,1	0,8	9,3	6,1	2,8	5,9	0,2	3,2	32%
45	Котельная ООО УК "СЗТК"	г. Сургут, ул. Автомобилистов, д. 3	ООО "ОРИОН"	ООО УК "СЗТК"	16	13,0	0,4	12,6	3,9	3,8	3,8	0,1	8,7	67%
46	Котельная ООО «ТВС-сервис»	г. Сургут ул. Инженерная 20 стр. 2	ООО «ТВС-сервис»	ООО «ТВС-сервис»	2,75	2,3	0,1	2,2	2,1	2,1	2,1		0,1	5%
47	Котельная АО «Горремстрой»	г. Сургут, Нефтеюганское шоссе д. 21 база АО «Горремстрой»	АО «Горремстрой»	АО «Горремстрой»	1,927	1,8	0,0	1,8	1,7	1,6	1,6	0,1	0,1	3%
48	Котельная ООО «Технические системы»	г. Сургут, ул. Нефтеюганское шоссе, 64/1	ООО «Технические системы»	ООО «Технические системы»	9	7,6	0,1	7,5	2,1	2,0	2,0	0,1	5,4	71%
49	Котельная ООО «СКАТ-Югра»	г. Сургут, ул. Монтажная 4	ООО «СКАТ-Югра»	ООО «СКАТ-Югра»	5,46	2,7		2,7	1,7	1,7	1,7	0,0	1,0	37%

* - Существующая схема трубопроводов внутреннего тракта сетевой воды СГРЭС-1 (после реконструкции с расшивкой внутреннего тракта) имеет максимальную пропускную способность равную 11000 т/ч. При данном расходе циркуляции максимальный отпуск тепловой энергии от СГРЭС-1 на город составляет 600 Гкал/ч.

** Котельная №31 СГМУП «ГТС» в декабре 2020 года была переведена в режим ЦТП.

Таблица 6.1.2 Балансы установленной мощности и присоединенной нагрузки по ЦТП/КРП/ПС

Зона действия	Наименование ЦТП	Установленная мощность, Гкал/ч				Присоединенная договорная нагрузка, Гкал/ч					
		Отопление	Вентиляция	ГВС	Всего	Q _{тс} , Гкал/час	Q _{вент} , Гкал/час	Q _{гвс тех.нужды} , Гкал/час	Q _{сет.вода} , Гкал/час	Q _{гвс ср.час} , Гкал/час	Всего, Гкал/час
ГРЭС-1	1	11,7	0	6,9	18,6	4,9443	0,3026	0	0,0241	1,3441	6,6151
ГРЭС-1	2	18,9	0,69	8,5	28,09	10,4472	1,1852	0	0	3,7205	15,3529
ГРЭС-1	5	12,4	0	6,2	18,6	8,1771	0,45	0	0	1,5266	10,1537
ГРЭС-1	7	10,275	0	6,63	16,905	9,4136	0,4168	0	0	1,8455	11,6759
ГРЭС-1	8	9,33	2	6,05	17,38	9,6268	0,809	0	0	2,2017	12,6375
ГРЭС-1	9	15,5	0	6,5	22	8,1843	0,257	0	0	1,5856	10,0269
ГРЭС-1	12	8,364	0	6,341	14,705	7,4145	0,491	0	0	1,5349	9,4404
ГРЭС-1	13	15,8	0	6,3	22,1	7,8324	2,5038	0	0	1,9981	12,3343
ГРЭС-1	14	8,364	0	6,341	14,705	5,6255	0,062	0	0	1,3455	7,033
ГРЭС-1	16	11,606	0	6,015	17,621	5,431	0,905	0	0	1,282	7,618
ГРЭС-1	17	7,3	0	4,8	12,1	6,2777	0,2792	0	0	1,0172	7,5741
ГРЭС-1	18	10,048	0	7,326	17,374	8,822	0,207	0	0	1,7223	10,7513
ГРЭС-1	19	5,25	0,47	4,7	10,42	4,8965	0,5731	0	0	1,3491	6,8187
ГРЭС-1	20	7	0	4,2	11,2	3,512	2,915	0	0	0,8706	7,2976
ГРЭС-1	21	11,502	0	6,015	17,517	5,0449	0,19	0	0	1,2691	6,504
ГРЭС-1	22	1,8	0	1,5	3,3	1,7351	0,3586	0	0	0,4318	2,5255
ГРЭС-1	23	5,25	0,47	4,7	10,42	5,537	0,177	0	0	0,8501	6,5641
ГРЭС-1	24	10,3	2	7,24	19,54	10,8057	2,198	0	0	2,3198	15,3235
ГРЭС-1	26	13,91	0	11,02	24,93	9,2463	0,459	0	0	1,9291	11,6344
ГРЭС-1	30	16	0	7,5	23,5	4,1171	4,068	0	0	1,4129	9,598
ГРЭС-1	31	17,8	0	7,8	25,6	13,901	0	0	0	2,2157	16,1167
ГРЭС-1	32	13,6	4,2	7,8	25,6	14,6417	0,9194	0	0	2,7879	18,349
ГРЭС-1	33	9,605	0	6,429	16,034	6,4846	0,063	0	0	1,2929	7,8405
ГРЭС-1	34	10,275	0	6,63	16,905	9,3546	0,736	0	0	1,7857	11,8763
ГРЭС-1	35	5,81	0	4	9,81	5,2931	0,135	0	0	0,8484	6,2765
ГРЭС-1	36	6,929	0	4,836	11,765	6,9996	1,074	0	0	1,4772	9,5508

Зона действия	Наименование ЦТП	Установленная мощность, Гкал/ч				Присоединенная договорная нагрузка, Гкал/ч					
		Отопление	Вентилиция	ГВС	Всего	Qтс, Гкал/час	Qвент, Гкал/час	Qгвс тех. нужды, Гкал/час	Qсет.вода, Гкал/час	Qгвс ср.час, Гкал/час	Всего, Гкал/час
ГРЭС-1	37	18,23	0	6,34	24,57	10,2511	2,2152	0	0	1,9856	14,4519
ГРЭС-1	38	5,4	0	4,9	10,3	4,8656	0,068	0	0	0,8756	5,8092
ГРЭС-1	39	5,4	0	4,9	10,3	3,6085	0	0	0	0,7878	4,3963
ГРЭС-1	40	6,7	0	3,95	10,65	6,585	0,161	0	0	1,0417	7,7877
ГРЭС-1	41	9,991	0	5,909	15,9	3,6321	0,198	0	0	0,5354	4,3655
ГРЭС-1	42	8	0	2	10	6,2499	1,325	0	0	0,8522	8,4271
ГРЭС-1	43	7,8	0	4,6	12,4	6,0975	0,2399	0	0	0,9502	7,2876
ГРЭС-1	45	10	0	6,5	16,5	7,3339	0,8867	0	0	1,7866	10,0072
ГРЭС-1	48	9,991	0	5,909	15,9	5,951	1,639	0	0	1,1488	8,7388
ГРЭС-1	49	16	0	7,5	23,5	10,8971	1,606	0,14	0	2,0756	14,7187
ГРЭС-1	50	7,8	0	4,6	12,4	4,4175	0	0	0	0,9885	5,406
ГРЭС-1	64	12	0	6	18	6,0095	0,654	0	0	1,3765	8,04
ГРЭС-1	70	7	0	5,5	12,5	3,7668	0,117	0	0	1,1296	5,0134
ГРЭС-1	71	7	0	5,5	12,5	3,9362	0,6405	0	0	0,975	5,5517
ГРЭС-1	75	10,358	0	7,104	17,462	10,9557	0,5972	0	0	2,0348	13,5877
ГРЭС-1	76	13,2	0	8,8	22	6,9455	1,4637	0	0	1,4527	9,8619
ГРЭС-1	77	13,2	0	8,8	22	6,2223	0,267	0	0	1,0787	7,568
ГРЭС-1	78	8,3	0	4,3	12,6	5,718	1,534	0	0	1,4406	8,6926
ГРЭС-1	79	5,7	0	4,5	10,2	5,1458	0,5524	0	0	1,2983	6,9965
ГРЭС-1	85	14,63	3,6	6,34	24,57	5,3893	0,9103	0	0	1,2618	7,5614
ГРЭС-1	93	5,25	0	0,388	5,638	0	0	0	0	0,03	0,03
ГРЭС-1	95	16	0	8	24	5,3291	1,622	0	0	1,2531	8,2042
ГРЭС-1	96	11,93	0,065	7,5	19,495	7,3645	0,08	0	0	1,191	8,6355
ГРЭС-1	98	5,21	2,09	5,13	12,43	2,8732	0,298	0	0	0,9793	4,1505
ГРЭС-1	99	9	0	5	14	5,9059	2,8852	0	0	1,4667	10,2578
ГРЭС-1	102	8,29	2,9	5,31	16,5	5,2361	2,0892	0	0	0,8277	8,153
ГРЭС-1	103	10,12	2,96	4,1	17,18	4,9121	0,3615	0	0	1,9012	7,1748

Зона действия	Наименование ЦТП	Установленная мощность, Гкал/ч				Присоединенная договорная нагрузка, Гкал/ч					
		Отопление	Вентилиция	ГВС	Всего	Q _{тс} , Гкал/час	Q _{вент} , Гкал/час	Q _{гвс тех.нужды} , Гкал/час	Q _{сет.вода} , Гкал/час	Q _{гвс ср.час} , Гкал/час	Всего, Гкал/час
ГРЭС-1	БТПП	2	0	0	2	1,0889	0,277	0	0	0,0445	1,4104
ГРЭС-1	БТП-Госснаб	2,2	0	0	2,2	0,0691	0	0	0	0	0,0691
ГРЭС-1	КРП-2	11,101	3,314	9,68	24,095	7,7323	2,348	0	0	2,4372	12,5175
ГРЭС-1	КРП-4	8	0	0	8	1,1931	2,0943	0,277	0	0,5099	4,0743
ГРЭС-1	ПС-4	13,7	0,21	0,08	13,99	18,009	1,4	0	0	0,0357	19,4447
ГРЭС-2	51	10,8	0	6,5	17,3	9,4717	0,496	0	0	1,8188	11,7865
ГРЭС-2	52	10,555	0	8,125	18,68	5,5005	0,124	0	0	1,4747	7,0992
ГРЭС-2	53	9,991	0	5,909	15,9	5,0741	0,622	0	0	1,7983	7,4944
ГРЭС-2	54	6,9	0	4	10,9	5,4499	0	0	0	1,068	6,5179
ГРЭС-2	55	14,9	0	6,4	21,3	10,0866	0,372	0,024	0	1,9369	12,4195
ГРЭС-2	56	10,8	0	6,4	17,2	8,8918	0,682	0	0	2,0617	11,6355
ГРЭС-2	57	6,4	0	3,9	10,3	1,98	0,157	0	0	0,4237	2,5607
ГРЭС-2	58	8,3	0	5	13,3	6,0622	0,2204	0	0	1,0951	7,3777
ГРЭС-2	59	10,7	1,9	8	20,6	9,3653	2,3318	0	0	2,5459	14,243
ГРЭС-2	60	12,6	0	9	21,6	11,7815	0,8731	0	0	2,8809	15,5355
ГРЭС-2	61	10,8	0	8	18,8	9,2578	1,1447	0	0	2,0584	12,4609
ГРЭС-2	62	10,8	0	8	18,8	7,7526	0,199	0	0	1,8939	9,8455
ГРЭС-2	63	10,8	0	8	18,8	9,2248	0,298	0	0	2,2308	11,7536
ГРЭС-2	86	11,08	0	0	11,08	3,5512	0,746	0	0	0,0234	4,3206
ГРЭС-2	87	5,54	0	0	5,54	1,8293	0,041	0	0	0,1461	2,0164
ГРЭС-2	88	11,3	0	3,7	15	7,0039	0,007	0	0	0	7,0109
ГРЭС-2	89*	13,24	0	0	13,24	7,0831	0,165	0	0	0	7,2481
ГРЭС-2	90	18	0	0	18	9,9739	0,3516	0	0	0	10,3255
ГРЭС-2	91	1,3	0	0	1,3	0,0091	0	0	0	0	0,0091
ГРЭС-2	92	8	0	0	8	0,6305	0	0	0	0	0,6305
ГРЭС-2	97	10,7	0	7,5	18,2	3,7061	0,9204	0,038	0	1,0637	5,7282
ГРЭС-2	100 (УВД)	7	0	5,5	12,5	1,172	0,495	0	0	0,023	1,69

Зона действия	Наименование ЦТП	Установленная мощность, Гкал/ч				Присоединенная договорная нагрузка, Гкал/ч					
		Отопление	Вентиляция	ГВС	Всего	Q _{тс} , Гкал/час	Q _{вент} , Гкал/час	Q _{гвс тех.нужды} , Гкал/час	Q _{сет.вода} , Гкал/час	Q _{гвс ср.час} , Гкал/час	Всего, Гкал/час
ГРЭС-2	101	3	0	1,5	4,5	2,1353	0,017	0	0	0,0254	2,1777
ГРЭС-2	БТПП-25	1,3	0	0	1,3	0,029	0	0	0	0	0,029
ГРЭС-2	КРП-1	15,44	0	4,6	20,04	4,0241	0,187	0	0	0,9373	5,1484
ГРЭС-2	ПС-КСК Геолог	0,212	0	0	0,212	0,1096	0	0	0	0	0,1096
ГРЭС-2 пос. Кедровый-1,2, Финский	ПС-9 пос. Кедровый-1	0,184	0	0,046	0,23	0,4061	0	0	0	0	0,4061
ГРЭС-2 пос. Кедровый-1,2, Финский	ПС-10 пос. Кедровый-1	0,519	0	0,129	0,648	0,7197	0	0	0	0	0,7197
ГРЭС-2 пос. Кедровый-1,2, Финский	ЦТП-104 пос. Кедровый-2	2,6	0	0	2,6	1,0869	0	0	0	0,5314	1,6183
Котельная №1	6	13	0	8,5	21,5	9,6754	1,1491	0	0	2,1376	12,9621
Котельная №1	10	10	0	6,5	16,5	4,1331	0,059	0	0	0,6984	4,8905
Котельная №1	11	13	0	8,5	21,5	8,3018	1,1702	0	0	1,2783	10,7503
Котельная №2	4	9	0	8,2	17,2	7,9335	1,4397	0	0	1,5763	10,9495
Котельная №2	15	10,4	0	4,6	15	6,7477	2,0332	0	0	1,1915	9,9724
Котельная №2	25	7,312	0	4,368	11,68	5,6775	0,3243	0	0	1,4426	7,4444
Котельная №2	27	7,8	0	4,6	12,4	1,7047	0	0	0	0,2716	1,9763
Котельная №2	28	16	0	7,5	23,5	4,4442	0,612	0	0	0,8224	5,8786
Котельная №2	29	16	0	7,5	23,5	3,6973	1,438	0	0	0,7018	5,8371
Котельная №2	94	10,4	0	7,8	18,2	3,2066	2,3421	0	0	1,5506	7,0993
Котельная №2	ПС-1	1,24	0,027	0	1,267	0,7715	0	0	0	0	0,7715
Котельная №2	ПС-2	2,09	0,032	0,115	2,237	1,6671	0,032	0	0	0,0908	1,7899
Котельная №2	ПС-3	0,36	0,017	0	0,377	0,0831	0,0172	0	0	0	0,1003
Котельная №3	65	8,5	0	6	14,5	5,2108	0,2146	0	0	1,1482	6,5736

Зона действия	Наименование ЦТП	Установленная мощность, Гкал/ч				Присоединенная договорная нагрузка, Гкал/ч					
		Отопление	Вентилиция	ГВС	Всего	Q _{тс} , Гкал/час	Q _{вент} , Гкал/час	Q _{гвс тех.нужды} , Гкал/час	Q _{сет.вода} , Гкал/час	Q _{гвс ср.час} , Гкал/час	Всего, Гкал/час
Котельная №3	66	10,358	0	7,107	17,465	8,8721	0,3046	0	0	1,6842	10,8609
Котельная №3	67	7	0	5,5	12,5	1,9417	0,295	0	0	0,8121	3,0488
Котельная №3	68	7,5	0	5,5	13	5,0929	0,094	0	0	0,913	6,0999
Котельная №3	69	7,5	0	5,5	13	4,8434	1,352	0	0	0,7968	6,9922
Котельная №3	72	7	0	5,5	12,5	5,272	0,2116	0	0	1,2528	6,7364
Котельная №3	73	17,3	0	7,8	25,1	0,6079	0,85	0	0	0,0355	1,4934
Котельная №3	74	13,7	4,2	7,8	25,7	4,8236	0	0	0	0,8249	5,6485
Котельная №3	ПС-6	1,27	0	0	1,27	0,4275	0	0	0	0	0,4275
Котельная №14	46	4,981	0	5,818	10,799	3,7055	0,4865	0	0	0,9515	5,1435
Котельная №14	80	9,158	0	7,498	16,656	6,0486	1,2998	0,1629	0	1,9905	9,5018
Котельная №14	81	13,36	0	5,9	19,26	8,9052	0,75	0	0	2,1991	11,8543
Котельная №14	82	10,358	0	7,104	17,462	7,5277	0,107	0	0	1,5519	9,1866
Котельная №14	83	13,36	0	5,9	19,26	7,1551	0,6538	0	0	1,4826	9,2915
Котельная №14	КРП-ПИКС	2,585	1,38	2,216	6,181	0,178	0	0	0	0,1162	0,2942
Котельная №21	47	2,4	0	1,6	4	2,8417	0,0504	0	0	0,3581	3,2502
Котельная К-45	ЦТП-105	1,31	0	0	1,31	0,4937	0	0	0	0,0121	0,5058

* на ЦТП-89 при температуре наружного воздуха -39^оС, расход теплоносителя составляет G=130,59 т/ч, что превышает расчетный расход на 44 т/ч. В том числе в связи с большой протяженности тепловых сетей от точки подключения до ЦТП-89 и неровным рельефом местности давление на вводе в ЦТП в подающем трубопроводе меньше, чем в обратном трубопроводе, что делает необходимым работу в круглосуточном режиме подкачивающей станции на протяжении всего отопительного сезона. Подключение дополнительной нагрузки с учетом фактических параметров теплоносителя возможно лишь после проведения технического энергоаудита и дополнительного гидравлического расчета после корректировки эл. модели по результатам энергоаудита

6.2 Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии

В рамках данного подраздела актуализации схемы теплоснабжения рассматривается общий баланс мощностей источников теплоснабжения и присоединённых нагрузок, без учёта аспектов, связанных с надёжностью работы основных элементов систем теплоснабжения (рассматриваются в отдельном разделе схемы).

Резерв генерирующих мощностей в Сургуте составляет более 19%. При этом распределение резервов сравнительно равномерно.

Резервы и дефициты тепловой мощности нетто по каждому источнику представлены в таблице 6.2.1.

Дефицит тепловой мощности нетто наблюдается на следующих котельных:

- Котельная №3 СГМУП «ГТС» - 7,9 Гкал/ч (9%);
- Котельная №23 СГМУП «ГТС» - 1,4 Гкал/ч (28%);
- Котельная №26 СГМУП «ГТС» - 0,7 Гкал/ч (56%);
- Котельная №32 СГМУП «ГТС» - 0,1 Гкал/ч (5%);
- Котельная №34 СГМУП «ГТС» - 0,04 Гкал/ч (4%);
- Котельная №15 ПАО «Сургутнефтегаз» - 0,5 Гкал/ч (6%);
- Котельная К-45 ООО «СГЭС» - 7,4 Гкал/ч (12%);
- Котельная «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5» ООО «СГЭС» - 0,9 Гкал/ч (62%);

Резервы/дефициты мощности ЦТП/КРП/ПС представлены в таблице. 6.1.1.

Таблица 6.2.1 Резервы/дефициты тепловой мощности нетто

№ п/п	Наименование	Адрес	Мощность нетто, Гкал/ч	Присоединенная нагрузка с учетом потерь, Гкал/ч	Резерв/дефицит		Резерв/дефицит в горячей воде		Резерв/дефицит в паре	
					Гкал/час	%	Гкал/час	%	Гкал/час	%
1	Комплекс СГРЭС-1 - ПКТС:		1173,496	600,863	365,898	30,50%	365,898	30,50%		
1.1	СГРЭС-1*	г. Сургут	880,500	597,200	283,300	31,37%	283,300	31,37%		
1.2	Котельная ПКТС	г. Сургут, ул. Мира, д.40	292,996	3,663	82,598	27,84%	82,598	27,84%		
2	СГРЭС-2	г. Сургут, ул. Энергостроителей, 23	340,149	455,036	47,964	9,54%	47,964	9,54%		
3	Котельная №1	г. Сургут ул. Нефтяников, д.24 стр.6	65,359	31,796	33,845	51,56%	33,845	51,56%		
4	Котельная №2	г. Сургут ул Нефтяников, д.24 стр. 4	87,137	81,226	6,514	7,42%	6,514	7,42%		
5	Котельная №3	г. Сургут ул Майская д.10/2 стр.2	88,949	89,166	0,444	0,50%	0,444	0,50%		
6	Котельная №5	п. Дорожный	10,108	7,511	2,759	26,86%	2,759	26,86%		
7	Котельная №6	Заячий остров	8,883	6,191	2,835	31,41%	2,835	31,41%		
8	Котельная №7	8-ой пром.узел, ул.Индустриальная	10,432	4,895	5,629	53,49%	5,629	53,49%		
9	Котельная №9	8-ой пром.узел, ул.Буровая	5,525	4,371	1,163	21,02%	1,163	21,02%		
10	Котельная №13	р-н ж/д, ул. Западная 1/1	20,836	8,775	12,125	58,01%	12,125	58,01%		
11	Котельная №14	р-н ж/д ул. Западная 1/1	88,547	56,252	33,008	36,98%	33,008	36,98%		
12	Котельная №19	п.Дорожный	1,807	0,000	1,807	100,00%	1,807	100,00%		
13	Котельная №21	п. Звездный ул.Трубная	4,452	3,297	1,173	26,24%	1,173	26,24%		
14	Котельная №22	ГМУ СОЦ Олимпия п. Барсово	5,142	2,315	2,852	55,20%	2,852	55,20%		
15	Котельная №23	Ледовый дворец Югорский тракт, 40	4,645	6,382	-1,716	-36,79%	-1,716	-36,79%		
16	Котельная №24	г. Сургут, ул. Игоря Киртбая 12/1 (Поликлиника Нефтяник)	4,740	2,305	2,645	53,44%	2,645	53,44%		
17	Котельная №25 пос. Лесной	пос. Лесной	0,840	0,179	0,661	78,64%	0,661	78,64%		
18	Котельная № 26 пр.Набережный д.17/2	г. Сургут, Набережный пр. 17	1,196	0,907	0,293	24,39%	0,293	24,39%		
19	Котельная № 27 р.Набережный д.17	г. Сургут, Набережный пр. 17/2	2,346	1,942	0,408	17,35%	0,408	17,35%		
20	Котельная № 28 п. Юность	п. Юность	13,620	6,574	7,526	53,38%	7,526	53,38%		

№ п/п	Наименование	Адрес	Мощность нетто, Гкал/ч	Присоединенная нагрузка с учетом потерь, Гкал/ч	Резерв/дефицит		Резерв/дефицит в горячей воде		Резерв/дефицит в паре	
					Гкал/час	%	Гкал/час	%	Гкал/час	%
21	Котельная № 29 п. Таёжный	п. Таежный	4,589	2,806	1,983	41,41%	1,983	41,41%		
22	Котельная № 30 пос. Лунный	п. Лунный	7,339	4,022	3,637	47,49%	3,637	47,49%		
23	Котельная № 31 п. Медвежий угол**	п. Медвежий угол	3,300	0,582	2,718	82,36%	2,718	82,36%		
24	Котельная № 32 п. Снежный	п. Снежный	1,881	2,034	-0,134	-7,04%	-0,134	-7,04%		
25	Котельная № 33 п. Снежный	п. Снежный	4,741	3,530	1,230	25,84%	1,230	25,84%		
26	Котельная № 34 ул.Крылова,40 ПЧ- 49	г. Сургут, ул. Крылова, 40	1,078	1,140	-0,057	-5,24%	-0,057	-5,24%		
	Котельная №35 Спортивное**	г.Сургут Спортивное ядро,	1,954	0,000	1,954	100,00%	1,954	100,00%		
27	Котельная №1	г.Сургут, аэропорт	1,208	0,926	0,294	24,10%	0,294	24,10%		
28	Котельная №3	База производственная УТТ-6, г.Сургут, ш.Нефтеюганское, 56	4,918	3,922	1,058	21,24%	1,058	21,24%		
29	Котельная №5	г.Сургут, заезд Андреевский, 14	10,198	10,576	-0,236	-2,28%	-0,236	-2,28%		
30	Котельная №6	г.Сургут, ул.Буровая, 1	3,396	1,367	2,053	60,04%	2,053	60,04%		
31	Котельная №7	г.Сургут, ул.Заячий остров, 6	4,138	3,254	0,936	22,34%	0,936	22,34%		
32	Котельная №8	г.Сургут, заезд Андреевский, 2	3,978	2,030	1,980	49,38%	1,980	49,38%		
33	Котельная №9	г.Сургут, ул. Индустриальная, 56	7,210	5,189	2,111	28,92%	2,111	28,92%		
34	Котельная №10	г.Сургут, ш.Нефтеюганское. 7/1	26,423	15,328	11,332	42,51%	11,332	42,51%		
35	Котельная №12	г.Сургут, ул. Промышленная, д. 20/1	36,572	16,867	19,963	54,20%	19,963	54,20%		
36	Котельная №14	г.Сургут, ш.Нефтеюганское, 54	4,873	2,683	2,407	47,28%	2,407	47,28%		
37	Котельная №15	Сургут, Югорский тракт 6/1	7,340	7,852	-0,412	-5,53%	-0,412	-5,53%		
38	Котельная №16	г.Сургут, ул.Промышленная, 2	1,222	0,727	0,543	42,77%	0,543	42,77%		
39	Котельная №17	г.Сургут, заезд Андреевский, 9	4,189	3,065	1,135	27,02%	1,135	27,02%		
40	Котельная №19	г.Сургут, ул. Автомобилистов, 16	28,627	12,796	15,875	55,37%	15,875	55,37%		
41	Котельная №22	г.Сургут, ул.Заячий остров,б, сооружение 19	0,000	0,012	1,278	99,07%	1,278	99,07%		
42	Котельная К-45	г. Сургут, ул. Крылова, 55/2	59,049	66,373	-7,324	-12,60%	-7,324	-12,60%		

№ п/п	Наименование	Адрес	Мощность нетто, Гкал/ч	Присоединенная нагрузка с учетом потерь, Гкал/ч	Резерв/дефицит		Резерв/дефицит в горячей воде		Резерв/дефицит в паре	
					Гкал/час	%	Гкал/час	%	Гкал/час	%
43	Котельная «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5»	г. Сургут, Нефтеюганское шоссе, 22, стр.5	1,430	2,316	-0,886	-61,95%	-0,886	-61,95%		
44	Котельная ООО "Газпром энерго"	г. Сургут, ул. Производственная,17	36,181	22,271	13,802	37,42%	13,802	37,42%		
45	Котельная АО «Аэропорт Сургут»	г. Сургут, ул. Аэрофлотская, д. 49/1	14,400	9,430	5,220	35,63%	5,220	35,63%		
46	Котельная СГМУП "Сургутский Хлебозавод"	г. Сургут, Нефтеюганское шоссе д. 2 (ПРОМЗОНА)	9,327	6,245	3,835	38,05%	3,835	38,05%		
47	Котельная ООО УК "СЗТК"	г. Сургут, ул. Автомобилистов, д. 3	12,570	4,342	8,658	66,60%	8,658	66,60%		
48	Котельная ООО «ТВС-сервис»	г. Сургут ул. Инженерная 20 стр. 2	2,176	2,144	0,106	4,71%	0,106	4,71%		
49	Котельная АО «Горремстрой»	г. Сургут, Нефтеюганское шоссе д. 21 база АО «Горремстрой»	1,786	0,957	0,854	47,18%	0,854	47,18%		
50	Котельная ООО «Технические системы»	г. Сургут, ул. Нефтеюганское шоссе, 64/1	7,510	0,811	4,589	84,99%	4,589	84,99%		
51	Котельная ООО «Скат-База»	г. Сургут, ул. Монтажная 4	2,700	1,705	0,995	36,85%	0,995	36,85%		

* - Существующая схема трубопроводов внутреннего тракта сетевой воды СГРЭС-1 (после реконструкции с расшивкой внутреннего тракта) имеет максимальную пропускную способность равную 11000 т/ч. При данном расходе циркуляции максимальный отпуск тепловой энергии от СГРЭС-1 на город составляет 600 Гкал/ч.

** Котельная №31 СГМУП «ГТС» в декабре 2020 года была переведена в режим ЦТП.

Котельная №35 Спортивное находится на консервации.

Таблица 6.2.2 Резервы/дефициты мощности ЦТП/КРП/ПС

Зона действия	Наименование ЦТП	Установленная мощность, Гкал/ч				Присоединенная договорная нагрузка, Гкал/ч						Резерв/дефицит	
		Отопление	Вентиляция	ГВС	Всего	Q _{тс} , Гкал/час	Q _{вент} , Гкал/час	Q _{гвс тех.нужды} , Гкал/час	Q _{сет.вода} , Гкал/час	Q _{гвс ср.час} , Гкал/час	Всего, Гкал/час	Гкал/ч	%
ГРЭС-1	1	11,7	0	6,9	18,6	4,9443	0,3026	0	0,0241	1,3441	6,6151	11,98	64,43%
ГРЭС-1	2	18,9	0,69	8,5	28,09	10,4472	1,1852	0	0	3,7205	15,3529	12,74	45,34%
ГРЭС-1	5	12,4	0	6,2	18,6	8,1771	0,45	0	0	1,5266	10,1537	8,45	45,41%
ГРЭС-1	7	10,275	0	6,63	16,905	9,4136	0,4168	0	0	1,8455	11,6759	5,23	30,93%
ГРЭС-1	8	9,33	2	6,05	17,38	9,6268	0,809	0	0	2,2017	12,6375	4,74	27,29%
ГРЭС-1	9	15,5	0	6,5	22	8,1843	0,257	0	0	1,5856	10,0269	11,97	54,42%
ГРЭС-1	12	8,364	0	6,341	14,705	7,4145	0,491	0	0	1,5349	9,4404	5,26	35,80%
ГРЭС-1	13	15,8	0	6,3	22,1	7,8324	2,5038	0	0	1,9981	12,3343	9,77	44,19%
ГРЭС-1	14	8,364	0	6,341	14,705	5,6255	0,062	0	0	1,3455	7,033	7,67	52,17%
ГРЭС-1	16	11,606	0	6,015	17,621	5,431	0,905	0	0	1,282	7,618	10,00	56,77%
ГРЭС-1	17	7,3	0	4,8	12,1	6,2777	0,2792	0	0	1,0172	7,5741	4,53	37,40%
ГРЭС-1	18	10,048	0	7,326	17,374	8,822	0,207	0	0	1,7223	10,7513	6,62	38,12%
ГРЭС-1	19	5,25	0,47	4,7	10,42	4,8965	0,5731	0	0	1,3491	6,8187	3,60	34,56%
ГРЭС-1	20	7	0	4,2	11,2	3,512	2,915	0	0	0,8706	7,2976	3,90	34,84%
ГРЭС-1	21	11,502	0	6,015	17,517	5,0449	0,19	0	0	1,2691	6,504	11,01	62,87%
ГРЭС-1	22	1,8	0	1,5	3,3	1,7351	0,3586	0	0	0,4318	2,5255	0,77	23,47%
ГРЭС-1	23	5,25	0,47	4,7	10,42	5,537	0,177	0	0	0,8501	6,5641	3,86	37,00%
ГРЭС-1	24	10,3	2	7,24	19,54	10,8057	2,198	0	0	2,3198	15,3235	4,22	21,58%
ГРЭС-1	26	13,91	0	11,02	24,93	9,2463	0,459	0	0	1,9291	11,6344	13,30	53,33%
ГРЭС-1	30	16	0	7,5	23,5	4,1171	4,068	0	0	1,4129	9,598	13,90	59,16%
ГРЭС-1	31	17,8	0	7,8	25,6	13,901	0	0	0	2,2157	16,1167	9,48	37,04%
ГРЭС-1	32	13,6	4,2	7,8	25,6	14,6417	0,9194	0	0	2,7879	18,349	7,25	28,32%
ГРЭС-1	33	9,605	0	6,429	16,034	6,4846	0,063	0	0	1,2929	7,8405	8,19	51,10%
ГРЭС-1	34	10,275	0	6,63	16,905	9,3546	0,736	0	0	1,7857	11,8763	5,03	29,75%
ГРЭС-1	35	5,81	0	4	9,81	5,2931	0,135	0	0	0,8484	6,2765	3,53	36,02%
ГРЭС-1	36	6,929	0	4,836	11,765	6,9996	1,074	0	0	1,4772	9,5508	2,21	18,82%
ГРЭС-1	37	18,23	0	6,34	24,57	10,2511	2,2152	0	0	1,9856	14,4519	10,12	41,18%
ГРЭС-1	38	5,4	0	4,9	10,3	4,8656	0,068	0	0	0,8756	5,8092	4,49	43,60%
ГРЭС-1	39	5,4	0	4,9	10,3	3,6085	0	0	0	0,7878	4,3963	5,90	57,32%
ГРЭС-1	40	6,7	0	3,95	10,65	6,585	0,161	0	0	1,0417	7,7877	2,86	26,88%
ГРЭС-1	41	9,991	0	5,909	15,9	3,6321	0,198	0	0	0,5354	4,3655	11,53	72,54%
ГРЭС-1	42	8	0	2	10	6,2499	1,325	0	0	0,8522	8,4271	1,57	15,73%
ГРЭС-1	43	7,8	0	4,6	12,4	6,0975	0,2399	0	0	0,9502	7,2876	5,11	41,23%
ГРЭС-1	45	10	0	6,5	16,5	7,3339	0,8867	0	0	1,7866	10,0072	6,49	39,35%
ГРЭС-1	48	9,991	0	5,909	15,9	5,951	1,639	0	0	1,1488	8,7388	7,16	45,04%

Зона действия	Наименование ЦТП	Установленная мощность, Гкал/ч				Присоединенная договорная нагрузка, Гкал/ч						Резерв/дефицит	
		Отопление	Вентиляция	ГВС	Всего	Qтс, Гкал/час	Qвент, Гкал/час	Qгвс тех.нужды, Гкал/час	Qсет.вода, Гкал/час	Qгвс ср.час, Гкал/час	Всего, Гкал/час	Гкал/ч	%
ГРЭС-1	49	16	0	7,5	23,5	10,8971	1,606	0,14	0	2,0756	14,7187	8,78	37,37%
ГРЭС-1	50	7,8	0	4,6	12,4	4,4175	0	0	0	0,9885	5,406	6,99	56,40%
ГРЭС-1	64	12	0	6	18	6,0095	0,654	0	0	1,3765	8,04	9,96	55,33%
ГРЭС-1	70	7	0	5,5	12,5	3,7668	0,117	0	0	1,1296	5,0134	7,49	59,89%
ГРЭС-1	71	7	0	5,5	12,5	3,9362	0,6405	0	0	0,975	5,5517	6,95	55,59%
ГРЭС-1	75	10,358	0	7,104	17,462	10,9557	0,5972	0	0	2,0348	13,5877	3,87	22,19%
ГРЭС-1	76	13,2	0	8,8	22	6,9455	1,4637	0	0	1,4527	9,8619	12,14	55,17%
ГРЭС-1	77	13,2	0	8,8	22	6,2223	0,267	0	0	1,0787	7,568	14,43	65,60%
ГРЭС-1	78	8,3	0	4,3	12,6	5,718	1,534	0	0	1,4406	8,6926	3,91	31,01%
ГРЭС-1	79	5,7	0	4,5	10,2	5,1458	0,5524	0	0	1,2983	6,9965	3,20	31,41%
ГРЭС-1	85	14,63	3,6	6,34	24,57	5,3893	0,9103	0	0	1,2618	7,5614	17,01	69,23%
ГРЭС-1	93	5,25	0	0,388	5,638	0	0	0	0	0,03	0,03	5,61	99,47%
ГРЭС-1	95	16	0	8	24	5,3291	1,622	0	0	1,2531	8,2042	15,80	65,82%
ГРЭС-1	96	11,93	0,065	7,5	19,495	7,3645	0,08	0	0	1,191	8,6355	10,86	55,70%
ГРЭС-1	98	5,21	2,09	5,13	12,43	2,8732	0,298	0	0	0,9793	4,1505	8,28	66,61%
ГРЭС-1	99	9	0	5	14	5,9059	2,8852	0	0	1,4667	10,2578	3,74	26,73%
ГРЭС-1	102	8,29	2,9	5,31	16,5	5,2361	2,0892	0	0	0,8277	8,153	8,35	50,59%
ГРЭС-1	103	10,12	2,96	4,1	17,18	4,9121	0,3615	0	0	1,9012	7,1748	10,01	58,24%
ГРЭС-1	БТП	2	0	0	2	1,0889	0,277	0	0	0,0445	1,4104	0,59	29,48%
ГРЭС-1	БТП-Госснаб	2,2	0	0	2,2	0,0691	0	0	0	0	0,0691	2,13	96,86%
ГРЭС-1	КРП-2	11,101	3,314	9,68	24,095	7,7323	2,348	0	0	2,4372	12,5175	11,58	48,05%
ГРЭС-1	КРП-4	8	0	0	8	1,1931	2,0943	0,277	0	0,5099	4,0743	3,93	49,07%
ГРЭС-1	ПС-4	13,7	0,21	0,08	13,99	18,009	1,4	0	0	0,0357	19,4447	-5,45	-38,99%
ГРЭС-2	51	10,8	0	6,5	17,3	9,4717	0,496	0	0	1,8188	11,7865	5,51	31,87%
ГРЭС-2	52	10,555	0	8,125	18,68	5,5005	0,124	0	0	1,4747	7,0992	11,58	62,00%
ГРЭС-2	53	9,991	0	5,909	15,9	5,0741	0,622	0	0	1,7983	7,4944	8,41	52,87%
ГРЭС-2	54	6,9	0	4	10,9	5,4499	0	0	0	1,068	6,5179	4,38	40,20%
ГРЭС-2	55	14,9	0	6,4	21,3	10,0866	0,372	0,024	0	1,9369	12,4195	8,88	41,69%
ГРЭС-2	56	10,8	0	6,4	17,2	8,8918	0,682	0	0	2,0617	11,6355	5,56	32,35%
ГРЭС-2	57	6,4	0	3,9	10,3	1,98	0,157	0	0	0,4237	2,5607	7,74	75,14%
ГРЭС-2	58	8,3	0	5	13,3	6,0622	0,2204	0	0	1,0951	7,3777	5,92	44,53%
ГРЭС-2	59	10,7	1,9	8	20,6	9,3653	2,3318	0	0	2,5459	14,243	6,36	30,86%
ГРЭС-2	60	12,6	0	9	21,6	11,7815	0,8731	0	0	2,8809	15,5355	6,06	28,08%
ГРЭС-2	61	10,8	0	8	18,8	9,2578	1,1447	0	0	2,0584	12,4609	6,34	33,72%
ГРЭС-2	62	10,8	0	8	18,8	7,7526	0,199	0	0	1,8939	9,8455	8,95	47,63%
ГРЭС-2	63	10,8	0	8	18,8	9,2248	0,298	0	0	2,2308	11,7536	7,05	37,48%

Зона действия	Наименование ЦТП	Установленная мощность, Гкал/ч				Присоединенная договорная нагрузка, Гкал/ч						Резерв/дефицит	
		Отопление	Вентиляция	ГВС	Всего	Q _{те} , Гкал/час	Q _{вент} , Гкал/час	Q _{гвс тех.нужды} , Гкал/час	Q _{сет.вода} , Гкал/час	Q _{гвс ср.час} , Гкал/час	Всего, Гкал/час	Гкал/ч	%
ГРЭС-2	86	11,08	0	0	11,08	3,5512	0,746	0	0	0,0234	4,3206	6,76	61,01%
ГРЭС-2	87	5,54	0	0	5,54	1,8293	0,041	0	0	0,1461	2,0164	3,52	63,60%
ГРЭС-2	88	11,3	0	3,7	15	7,0039	0,007	0	0	0	7,0109	7,99	53,26%
ГРЭС-2	89*	13,24	0	0	13,24	7,0831	0,165	0	0	0	7,2481	5,99	45,26%
ГРЭС-2	90	18	0	0	18	9,9739	0,3516	0	0	0	10,3255	7,67	42,64%
ГРЭС-2	91	1,3	0	0	1,3	0,0091	0	0	0	0	0,0091	1,29	99,30%
ГРЭС-2	92	8	0	0	8	0,6305	0	0	0	0	0,6305	7,37	92,12%
ГРЭС-2	97	10,7	0	7,5	18,2	3,7061	0,9204	0,038	0	1,0637	5,7282	12,47	68,53%
ГРЭС-2	100 (УВД)	7	0	5,5	12,5	1,172	0,495	0	0	0,023	1,69	10,81	86,48%
ГРЭС-2	101	3	0	1,5	4,5	2,1353	0,017	0	0	0,0254	2,1777	2,32	51,61%
ГРЭС-2	БПП-25	1,3	0	0	1,3	0,029	0	0	0	0	0,029	1,27	97,77%
ГРЭС-2	КРП-1	15,44	0	4,6	20,04	4,0241	0,187	0	0	0,9373	5,1484	14,89	74,31%
ГРЭС-2	ПС-КСК Геолог	0,212	0	0	0,212	0,1096	0	0	0	0	0,1096	0,10	48,30%
ГРЭС-2 пос. Кедровый-1,2, Финский	ПС-9 пос. Кедровый-1	0,184	0	0,046	0,23	0,4061	0	0	0	0	0,4061	-0,18	- 76,57%
ГРЭС-2 пос. Кедровый-1,2, Финский	ПС-10 пос. Кедровый-1	0,519	0	0,129	0,648	0,7197	0	0	0	0	0,7197	-0,07	- 11,06%
ГРЭС-2 пос. Кедровый-1,2, Финский	ЦТП-104 пос. Кедровый-2	2,6	0	0	2,6	1,0869	0	0	0	0,5314	1,6183	0,98	37,76%
Котельная №1	6	13	0	8,5	21,5	9,6754	1,1491	0	0	2,1376	12,9621	8,54	39,71%
Котельная №1	10	10	0	6,5	16,5	4,1331	0,059	0	0	0,6984	4,8905	11,61	70,36%
Котельная №1	11	13	0	8,5	21,5	8,3018	1,1702	0	0	1,2783	10,7503	10,75	50,00%
Котельная №2	4	9	0	8,2	17,2	7,9335	1,4397	0	0	1,5763	10,9495	6,25	36,34%
Котельная №2	15	10,4	0	4,6	15	6,7477	2,0332	0	0	1,1915	9,9724	5,03	33,52%
Котельная №2	25	7,312	0	4,368	11,68	5,6775	0,3243	0	0	1,4426	7,4444	4,24	36,26%
Котельная №2	27	7,8	0	4,6	12,4	1,7047	0	0	0	0,2716	1,9763	10,42	84,06%
Котельная №2	28	16	0	7,5	23,5	4,4442	0,612	0	0	0,8224	5,8786	17,62	74,98%
Котельная №2	29	16	0	7,5	23,5	3,6973	1,438	0	0	0,7018	5,8371	17,66	75,16%
Котельная №2	94	10,4	0	7,8	18,2	3,2066	2,3421	0	0	1,5506	7,0993	11,10	60,99%
Котельная №2	ПС-1	1,24	0,027	0	1,267	0,7715	0	0	0	0	0,7715	0,50	39,11%
Котельная №2	ПС-2	2,09	0,032	0,115	2,237	1,6671	0,032	0	0	0,0908	1,7899	0,45	19,99%
Котельная №2	ПС-3	0,36	0,017	0	0,377	0,0831	0,0172	0	0	0	0,1003	0,28	73,40%
Котельная №3	65	8,5	0	6	14,5	5,2108	0,2146	0	0	1,1482	6,5736	7,93	54,66%
Котельная №3	66	10,358	0	7,107	17,465	8,8721	0,3046	0	0	1,6842	10,8609	6,60	37,81%

Зона действия	Наименование ЦТП	Установленная мощность, Гкал/ч				Присоединенная договорная нагрузка, Гкал/ч						Резерв/дефицит	
		Отопление	Вентиляция	ГВС	Всего	Q _{тс} , Гкал/час	Q _{вент} , Гкал/час	Q _{гвс тех.нужды} , Гкал/час	Q _{сет.вода} , Гкал/час	Q _{гвс ср.час} , Гкал/час	Всего, Гкал/час	Гкал/ч	%
Котельная №3	67	7	0	5,5	12,5	1,9417	0,295	0	0	0,8121	3,0488	9,45	75,61%
Котельная №3	68	7,5	0	5,5	13	5,0929	0,094	0	0	0,913	6,0999	6,90	53,08%
Котельная №3	69	7,5	0	5,5	13	4,8434	1,352	0	0	0,7968	6,9922	6,01	46,21%
Котельная №3	72	7	0	5,5	12,5	5,272	0,2116	0	0	1,2528	6,7364	5,76	46,11%
Котельная №3	73	17,3	0	7,8	25,1	0,6079	0,85	0	0	0,0355	1,4934	23,61	94,05%
Котельная №3	74	13,7	4,2	7,8	25,7	4,8236	0	0	0	0,8249	5,6485	20,05	78,02%
Котельная №3	ПС-6	1,27	0	0	1,27	0,4275	0	0	0	0	0,4275	0,84	66,34%
Котельная №14	46	4,981	0	5,818	10,799	3,7055	0,4865	0	0	0,9515	5,1435	5,66	52,37%
Котельная №14	80	9,158	0	7,498	16,656	6,0486	1,2998	0,1629	0	1,9905	9,5018	7,15	42,95%
Котельная №14	81	13,36	0	5,9	19,26	8,9052	0,75	0	0	2,1991	11,8543	7,41	38,45%
Котельная №14	82	10,358	0	7,104	17,462	7,5277	0,107	0	0	1,5519	9,1866	8,28	47,39%
Котельная №14	83	13,36	0	5,9	19,26	7,1551	0,6538	0	0	1,4826	9,2915	9,97	51,76%
Котельная №14	КРП-ПИКС	2,585	1,38	2,216	6,181	0,178	0	0	0	0,1162	0,2942	5,89	95,24%
Котельная №21	47	2,4	0	1,6	4	2,8417	0,0504	0	0	0,3581	3,2502	0,75	18,75%
Котельная К-45	ЦТП-105	1,31	0	0	1,31	0,4937	0	0	0	0,0121	0,5058	0,80	61,39%

*- на ЦТП-89 при температуре наружного воздуха -39оС, расход теплоносителя составляет G=130,59 т/ч, что превышает расчетный расход на 44 т/ч. В том числе в связи с большой протяженности тепловых сетей от точки подключения до ЦТП-89 и неровным рельефом местности давление на вводе в ЦТП в подающем трубопроводе меньше, чем в обратном трубопроводе, что делает необходимым работу в круглосуточном режиме подкачивающей станции на протяжении всего отопительного сезона. Подключение дополнительной нагрузки с учетом фактических параметров теплоносителя возможно лишь после проведения технического энергоаудита и дополнительного гидравлического расчета после корректировки эл. модели по результатам энергоаудита.

6.3 Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника тепловой энергии к потребителю

Гидравлические режимы работы системы теплоснабжения, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя, определены с помощью теплогидравлических расчетов, выполнены с использованием программно-расчетного комплекса Zulu Thermo. После выполненных теплогидравлических расчетов построены пьезометрические графики.

По результатам расчёта определены участки тепловой сети, имеющие дефицит пропускной способности. В таблице 6.3.1 представлен расчет балансов пропускной способности выпусков источников тепловой энергии.

Источники, имеющие дефицит пропускной способности тепловых сетей в районе выпуска из котельной:

- Котельная №5 п. Дорожный СГМУП «ГТС» (выпуск отопления);
- Котельная №23 Ледовый дворец СГМУП «ГТС»;
- Котельная №25 пос. Лесной СГМУП «ГТС»;
- Котельная №27 Набережный 17 СГМУП «ГТС»;
- Котельная №28 п. Юность СГМУП «ГТС» (выпуск отопления);
- Котельная №30 п. Лунный СГМУП «ГТС» (выпуск отопления);
- Котельная №33 п. Снежный СГМУП «ГТС»;
- Котельная №34 п. Снежный СГМУП «ГТС»;
- Котельная №7 ПАО «Сургутнефтегаз»;
- Котельная №8 ПАО «Сургутнефтегаз»;
- Котельная №10 ПАО «Сургутнефтегаз»;
- Котельная №16 ПАО «Сургутнефтегаз».

Для данных источников требуется замена участков тепловых сетей с увеличением диаметра для повышения пропускной способности.

Помимо выпусков из источников тепловых сетей имеются дефициты пропускной способности на магистральных, квартальных сетях. Данные участки представлены в электронной модели.

Существующая схема трубопроводов внутреннего тракта сетевой воды СГРЭС-1 (после реконструкции с расшивкой внутреннего тракта) имеет максимальную пропускную способность равную 11000 т/ч. При данном расходе циркуляции максимальный отпуск тепловой энергии от СГРЭС-1 на город составляет 600 Гкал/ч.

1. Оценка существующей пропускной способности магистральной тепловой сети «СГРЭС-1 – ПКТС» и внутренних трактов сетевой воды теплоисточников СГРЭС-1 и ПКТС с учетом имеющихся ограничений и допустимых характеристик оборудования

Анализ оборудования теплофикационного комплекса СГРЭС-1

Установленная теплофикационная мощность СГРЭС-1 для теплоснабжения города Сургута составляет 903 Гкал/ч.

Проектная схема трубопроводов внутреннего тракта сетевой воды СГРЭС-1 (до выполнения реконструкции в 2011 году) имела максимальную пропускную способность равную 8500...8700 т/ч (не зависимо от числа включенных сетевых насосов и включения в работу ПСГ блока 12).

При данном расходе циркуляции 8500...8700 т/ч максимальный отпуск тепловой энергии от СГРЭС-1 на город составлял не более 464...475 Гкал/ч (при Тн.в. = - 23,00С) и 358...366 Гкал/ч (при Тн.в. = - 43,00С).

Выводы по теплофикационному комплексу теплоисточника СГРЭС-1:

1). Проектная схема теплофикационного комплекса теплоисточника СГРЭС-1 для вывода тепломагистрали 2Ду1200 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» имела резерв по тепловой мощности и величине пропускной способности внутреннего тракта сетевой воды (по условию максимального расхода циркуляции 8500...8700 т/ч) по отношению к существующей подключенной нагрузке (по состоянию на 01.09.2018 года):

- резерв по увеличению циркуляции $(8700 - 7900) = 800$ т/ч (+10%);
- резерв по максимальному отпуску тепловой энергии от СГРЭС-1 при $T_{н.в.} = -23,00С$ $(475,2 - 431,5) = 43,7$ Гкал/ч (+10%).

2). Запертая тепловая мощность СГРЭС-1 проектной схемы теплофикационного комплекса теплоисточника СГРЭС-1 для вывода тепломагистрали 2Ду1200 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» по условию максимальной пропускной способности внутреннего тракта сетевой воды 8500...8700 т/ч составляет 228 Гкал/ч.

3). После выполнения в 2011 году реконструкции схемы внутреннего тракта сетевой воды СГРЭС-1 по проекту ЗАО «ПИЦ УралГЭП» 03.060.07.00-10 «Сургутская ГРЭС-1. Увеличение пропускной способности трубопроводов СГРЭС-1 существующей СЦТ», с увеличением пропускной способности, появилась возможность увеличить отпуск тепловой энергии на город по отношению к существующей подключенной нагрузке (по состоянию на 01.09.2018 года):

- увеличение циркуляции $(11000 - 7900) = 3100$ т/ч (+39%);
- увеличение максимального отпуска тепловой энергии от СГРЭС-1 при $T_{н.в.} = -23,00С$ $(600,8 - 431,5) = 169,3$ Гкал/ч (+39%).

Основные выводы по теплофикационному комплексу СГРЭС-1

1). Теплоисточник СГРЭС-1 на настоящий момент не имеет ограничений по гидравлическому режиму и отпуску теплоты и после завершения работ по реконструкции внутреннего тракта сетевой воды обладает требуемым резервом для нужд теплоснабжения города Сургута.

2). Пропускная способность внутреннего тракта сетевой воды и существующий состав насосного оборудования теплофикационного комплекса СГРЭС-1:

- первый подъем (ТНП-1...ТНП-4 и ТНЛ-1...ТНЛ-2) с насосами СЭ2500-60-11;
- второй подъем (ТНЗ-1...ТНЗ-6) с насосами СЭ2500-180-10.

При существующем максимальном расходе циркуляции в тепломагистрали «СГРЭС-1 – ПКТС» составляющем 7750...7890 т/ч (7900 ч) имеет резерв для обеспечения увеличения циркуляции при аварийных режимах на $(11000 - 7900) = 3100$ т/ч (+39%).

3). На основании имеющегося на СГРЭС-1 резерва по циркуляции в размере до 3000...3100 т/ч должны быть разработаны технические мероприятия обеспечивающие его использование для аварийного резервирования теплоисточника СГРЭС-2 (тепломагистрали: «СГРЭС-2 – ВЖР» и «СГРЭС-2 – Промзона».

Анализ гидравлических режимов тепломагистрали 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС»

Тепломагистраль 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» и внутренний тракт сетевой воды ПКТС на настоящий момент не обладают требуемой пропускной способностью для существующей величины подключенной нагрузки (по состоянию на 01.09.2018 года).

В отопительных сезонах 2016-2017 г.г. и на 2017-2018 г.г. для режима в точке излома температурного графика на выходе из ПКТС на город постоянно фиксируются нарушения гидравлического режима, вызванные снижением расчетного располагаемого напора на город на 0,5...1,2 кгс/см², что недопустимо.

Выводы по гидравлическим режимам тепломагистрали 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС»

1). Тепломагистраль 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» на настоящий момент является основным ограничителем подачи требуемого расхода теплоносителя в город от

теплоисточника СГРЭС-1 и не обладает требуемой пропускной способностью для существующей величины подключенной нагрузки (по состоянию на 01.09.2018 года).

2). Дальнейшее подключение потребителей в зоне теплоснабжения ПКТС без увеличения пропускной способности тепломагистрали 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» и(или) выполнения работ по техническому перевооружению внутреннего тракта сетевой воды ПКТС недопустимо, т.к. это может привести к полному «обвалу» гидравлического режима СЦТ Центрального жилого района города Сургута.

3). Заложенное в проекте тепломагистрали «СГРЭС-1 – ПКТС» (ОАО «ВНИПИЭнергопром», 1982 год) техническое решение со строительством:

- головного участка тепломагистрали 2d1220x10,0 мм, L = 5840 м от выхода из стены главного корпуса СГРЭС-1 до павильона П-3;
- участка на входе в город 2d1020x9,0 мм, L = 1474 м от павильона П-3 до входа в здание ПКТС.

При росте нагрузок в зоне теплоснабжения ПКТС и выработке трубопроводами тепломагистрали рабочего ресурса (25 лет) проектом предусматривалось перекладка участка от павильона П-3 до входа в здание ПКТС с увеличением диаметров с 2d1020x9,0 мм на 2d1220x10,0 мм.

При перекладке участка №2 с увеличением диаметра с 2d1220x10,0 мм на 2d1020x9,0 мм доля гидравлических потерь снизится с 40,7% до 14,9%, что позволит обеспечить подключение дополнительно тепловой нагрузки в зоне теплоснабжения ПКТС в количестве + 48...52 Гкал/ч.

Анализ тепловых режимов тепломагистрали 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС».

Для увеличения пропускной способности тепломагистрали 2Ду1200/1000 мм с 2007 года была увеличена температура в подающем трубопроводе на выходе с СГРЭС-1 с $T1_{\text{СГРЭС-1}} = 750\text{С}$ до $T1_{\text{СГРЭС-1}} = 820\text{С}$ в диапазоне температур наружного воздуха $T_{\text{н.в.}} = -7,66...0,00\text{С}$.

Повышение температуры $T1_{\text{СГРЭС-1}}$ до 820С привело к нерасчетному увеличению отпуска теплоты потребителям.

По состоянию на 01.09.2018 года потребители в зоне теплоснабжения ПКТС подразделяются на три группы:

- 1 группа потребителей: с прямым подключением к магистральным тепловым сетям и элеваторными узлами в ИТП (без автоматики и корректирующих насосов);
- 2 группа потребителей: подключенных после ЦТП оснащенных корректирующими насосами;
- 3 группа потребителей: с прямым подключением к магистральным тепловым сетям и автоматизированными тепловыми узлами.

Первая группа потребителей имеет перетоп во всем диапазоне температур наружного воздуха с $T_{\text{н.в.}} = -7,66...0,00\text{С}$.

Вторая группа потребителей имеет перетоп в диапазоне температур наружного воздуха от $T_{\text{н.в.}} = -7,66...-4,2(0,0)0\text{С}$ (до момента включения в работу корректирующих насосов).

Третья группа потребителей: не имеет перетопа.

Применительно ко второй группе потребителей избыточный отпуск теплоты (перетоп) в диапазоне температур наружного воздуха $T_{\text{н.в.}} = -7,66...-4,2(0,0)0\text{С}$ происходит в связи с невозможностью работы корректирующих насосов с производительностью менее 10...15% от номинальной (нерабочая зона характеристики Q-H).

Оценка дальнейшего увеличения температуры $T1_{\text{СГРЭС-1}}$ в подающем трубопроводе на выходе из СГРЭС-1 более 820С для режима в точке излома температурного графика.

Возможное перспективное повышение температуры $T1_{\text{СГРЭС-1}}$ для нижней срезки температурного графика с 82,0°С до 90,0°С приведет к дополнительному снижению

относительного расхода греющего теплоносителя на подогреватели ГВС только на 13,0%, но при этом температура внутреннего воздуха в помещениях увеличится с 22,140С до 24,580С, что может вызвать встречные иски и отказ от оплаты сверхнормативной тепловой энергии со стороны управляющих компаний.

Согласно требований п.7.6. СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003: «При центральном качественном и качественно-количественном регулировании по совместной нагрузке отопления, вентиляции и горячего водоснабжения точка излома графика температур воды в подающем и обратном трубопроводах должна приниматься при температуре наружного воздуха, соответствующей точке излома графика регулирования по нагрузке отопления».

Дальнейшее повышение температуры Т1_СГРЭС-1 для нижней срезки температурного графика более 90,0°С (согласно представленного графика) уже не имеет физического смысла, т.к. это уже не будет приводить к снижению расхода греющего теплоносителя, а только к увеличению температура внутреннего воздуха в отапливаемых помещениях.

После выполнения мероприятий по увеличению пропускной способности тепломагистрали 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» рекомендуется выполнить снижение температуры Т1_СГРЭС-1 для нижней срезки температурного графика с 82,0°С до расчетного значения равного 75,0°С (согласно требований п.7.6. СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003).

Анализ оборудования пиковой котельной тепловых сетей (ПКТС)

Существующая пиковая котельная тепловых сетей (ПКТС) предназначена для:

- пикового подогрева прямой сетевой воды от Сургутской ГРЭС-1 с температуры 1120С до 1130С ... 1420С в диапазоне температур наружного воздуха от минус 230С до минус 430С;
- перекачки обратной сетевой воды от потребителей Центрального жилого района на СГРЭС-1 и снижения давления в обратном трубопроводе вывода тепловой сети на город до 2,0 кгс/см² в течении всего отопительного сезона;
- автоматического поддержания постоянных давлений в подающем и обратном трубопроводах и расчетных значений располагаемых напоров $dP = (P1 - P2) = (80 - 20) = 60 \text{ м} = \text{const}$ на город после коллекторных №1 и №2 при изменении гидравлического режима на тепломагистрали 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» на входе в ПКТС со стороны СГРЭС-1;
- защиты системы теплоснабжения города от внезапного повышения давления при отключении перекачивающих насосов в группе ПН-7...ПН-12 (от одного до всех);
- для аварийного резервирования системы теплоснабжения Центрального жилого района при аварийных ситуациях на тепломагистрали «СГРЭС-1 – ПКТС» или теплоисточнике СГРЭС-1.

Выводы по установленной и фактической тепловой мощности пиковой водогрейной котельной ПКТС:

Установленная тепловая мощность пиковой котельной тепловых сетей (ПКТС) составляет - 350 Гкал/ч. Фактическая пиковая тепловая мощность ПКТС для теплоснабжения города Сургута составляет 280...287 Гкал/ч и имеет резерв по отношению к существующей подключенной нагрузке (по состоянию на 01.09.2016 года) равный $(287 - 214) = 73 \text{ Гкал/ч}$ (+ 25,4 %).

Теплоисточник ПКТС имеет резерв по тепловой мощности и дефицит по величине пропускной способности внутреннего тракта сетевой воды (по условию требуемого максимального часового расхода циркуляции на город до 7774/7727 т/ч) по отношению к существующей подключенной нагрузке (по состоянию на 01.09.2018 года) при работе трех перекачивающих насосов в группе ПН-7...ПН-12:

- дефицит по пропускной способности (расходу) $(7385 - 7724) = - 339$ т/ч (-4,6%);
- резерв по фактической мощности водогрейных котлов $(287 - 214) = + 73$ Гкал/ч (+ 25,4%).

Анализ и выводы по фактической совместной пропускной способности тепломагистрали 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» и внутреннего тракта сетевой воды ПКТС

Для режима с увеличением давления в подающем трубопроводе на выходе из стены главного корпуса до $P1_{\text{СГРЭС-1}} = 16,0$ кгс/см² фактическое значение максимальной пропускной способности для подающего трубопровода тепломагистрали 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» и внутреннего тракта сетевой воды ПКТС по результатам испытаний проведенным в 2017 году составляет 8780 т/ч.

Полученное по результатам испытаний в 2017 году фактическое значение максимальной пропускной способности для обратного трубопровода тепломагистрали 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» и внутреннего тракта сетевой воды ПКТС составило 8020 т/ч (при работе четырех перекачивающих насосов в группе ПН-7...ПН-12 в ПКТС).

Основные выводы по совместной пропускной способности тепломагистрали 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» и внутреннего тракта сетевой воды ПКТС

1). Подающий трубопровод тепломагистрали 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» имеет большую максимальную пропускную способность равную 8780 т/ч по отношению к обратному трубопроводу для которого она составляет 8020 т/ч (при работе четырех перекачивающих насосов в группе ПН-7...ПН-12 в ПКТС).

2). При включении в ПКТС только трех перекачивающих насосов в группе ПН-7...ПН-12 максимальная пропускная способность обратного трубопровода составляет не более 7730 т/ч (с учетом переключения на тепломагистраль 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» подмешивающей насосной станции ПС-4 СГМУП «ГТС»).

3). Для существующей величины подключенной тепловой нагрузки в зоне теплоснабжения ПКТС и гидравлическом режиме в точке излома температурного графика при максимальном часовом водоразборе на ГВС фактические расходы теплоносителя по обратному трубопроводу в тепломагистрали 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» составляют 7750...7890 т/ч, т.е. превышают максимальную пропускную способность обратного трубопровода которая составляет не более 7730 т/ч.

4). Любое дополнительное подключение потребителей в зоне теплоснабжения ПКТС будет приводить к систематическим, а не кратковременным (по 2...4 часа) гидравлическим «обвалам» которые сегодня фиксируются в часы максимальных водоразборов на ГВС или при запаздывании с увеличением температуры $T1_{\text{СГРЭС-1}}$ на выходе из СГРЭС-1 (например: при существенном изменении температуры наружного воздуха).

5). В настоящий момент любое подключение новых объектов капитального строительства в зоне теплоснабжения ПКТС будет приводить к дополнительному росту гидравлических потерь ($dP = S \times G^2$) в тепломагистрали 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» и снижению фактического располагаемого напора на выходе из ПКТ, что не допустимо, т.к. приводит к нарушениям в теплоснабжении наиболее удаленных потребителей.

2. Оценка существующей пропускной способности магистральной тепловой сети «СГРЭС-2 – ВЖР» и внутренних трактов сетевой воды теплоисточника СГРЭС-2 и перекачивающей насосной станции ПНС с учетом имеющихся ограничений и допустимых характеристик оборудования

Анализ оборудования теплофикационного комплекса СГРЭС-2

Подключенная тепловая нагрузка к выводу тепломагистрали «СГРЭС-2 – ВЖР»:

- Существующая суммарная договорная нагрузка к выходным коллекторам СГРЭС-2 вывода 2Ду1000/800 мм «СГРЭС-2 – ВЖР» на город (при $T_{н.в.} = - 43,00\text{С}$,

максимальном водоразборе на ГВС, с учетом 5% тепловых потерь на инфильтрацию и $K = 1,48$ на тепловые потери в циркуляционных контурах ГВС) составляет – 210,114 Гкал/ч (с учетом вновь подключенных объектов на 01.09.2018 года).

Выводы по теплофикационному комплексу теплоисточника СГРЭС-2:

1). Ввод в эксплуатацию в 2009 году второго тепловывода от СГРЭС-2 позволяет обеспечить выдачу полной (проектной) тепловой мощности равной 410,5 Гкал/ч на Восточный жилой район с проектными значениями давлений сетевой воды на выходе из станции $P1/P2 = 16,0/3,0$ кгс/см².

2). Теплоисточник СГРЭС-2 имеет резерв по тепловой мощности и величине пропускной способности внутреннего тракта сетевой воды (по условию максимального расхода циркуляции 5 130 т/ч) по отношению к существующей подключенной нагрузке (по состоянию на 01.09.2019 года):

- резерв по увеличению циркуляции $(5\ 130 - 3\ 250) = 1\ 890$ т/ч (+37%);
- резерв по тепловой мощности $(410,5 - 237,4) = 173,1$ Гкал/ч (+42%).

3). Теплоисточник СГРЭС-2 на настоящий момент не имеет ограничений по гидравлическому режиму и отпуску теплоты и обладает требуемым резервом для нужд теплоснабжения города Сургута до 2020...2025 года.

Анализ гидравлических режимов тепломагистрали 2Ду1000/800 мм «СГРЭС-2 – ВЖР»

Тепломагистраль 2Ду1000/800 мм «СГРЭС-2 – Восточный жилой район» с перекачивающей насосной станцией ПНС-1 на настоящий момент обладает требуемой пропускной способностью для существующей величины подключенной нагрузки (по состоянию на 01.09.2018 года) только при условии поддержания нижней срезки температурного графика не менее 820С.

Проведенные согласно утвержденной программы испытания по определению максимальной пропускной способности тепломагистрали «СГРЭС-2 – ВЖР» и внутреннего тракта сетевой воды ПНС в период: с 00-00 часов 10.03.2017 года по 16-00 часов 10.03.2017 года выявили:

- для температуры $T1_{СГРЭС-2} = 820С$ в диапазоне температур наружного воздуха $T_{н.в.} = -7,66...0,00С$ максимальная пропускная способность тепломагистрали от СГРЭС-2 до ЦТП в Восточном жилом районе составляет не более 3 900...3 950 т/ч (по условию обеспечения требуемого давления в обратных трубопроводах на выходе из ЦТП и на вводах у наиболее неблагоприятных потребителей);

- при расходе циркуляции в обратном трубопроводе тепломагистрали более 3 600...3 650 т/ давление обратной сетевой воды во всасывающих патрубках насосов ПН-1...ПН-4 типа Wilo SCP 350/470НА-355 снижается ниже допустимого кавитационного запаса ($NPSH = 7,34$ м).

Предельные значения давлений $P2$ и $P4$ в обратных трубопроводах на вводах магистральной тепловой сети и на выводах распределительной тепловой сети отопления для ЦТП составляют:

- ЦТП-54: $P2 \leq 4,45$ кгс/см², $P4 \leq 4,90$ кгс/см²;
- ЦТП-58: $P2 \leq 3,81$ кгс/см², $P4 \leq 4,34$ кгс/см²;
- ЦТП-61: $P2 \leq 4,27$ кгс/см², $P4 \leq 4,75$ кгс/см².

В случае превышения давления $P2$ на выходе из ЦТП более указанных значений у части потребителей давление в обратном трубопроводе местной системы отопления будет равно максимально допустимому значению $P4_{\text{макс}} = 6,0$ кгс/см² по условию механической прочности отопительных приборов, что недопустимо.

Общие выводы по тепломагистрали 2Ду1000/800 мм «Сургутская ГРЭС-2 – Восточный жилой район»:

1). Тепломагистраль 2Ду1000/800 мм «СГРЭС-2 – ВЖР» и внутренний тракт сетевой воды перекачивающей насосной станции ПНС для режима в точке излома температурного

графика при $T_{н.в.} = -7,660C$ при максимальном часовом режиме водоразбора на ГВС и выполнении следующих условий обладают требуемой пропускной способностью для существующей величины подключенной нагрузки (по состоянию на 01.09.2018 года):

- обеспечения температуры $T1_{СГРЭС-2}$ не менее $820C$ в диапазоне температур наружного воздуха $T_{н.в.} = -7,66...0,00C$;
- включении трех насосов в группе ПН-1...ПН-4 в перекачивающей насосной станции ПНС при расходах более $3300...3350$ т/ч.

2). Диапазон суточного изменения расходов теплоносителя в тепломагистрали $2Ду1000/800$ мм «СГРЭС-2 – ВЖР» в точке излома температурного графика на отопительный сезон 2018-2019 г.г. составляет:

- среднее за сутки (базовое значение) $G1_{СГРЭС-2_ср_сут} = 3\ 000,30$ т/ч или 100%;
- минимальное часовое $G1_{СГРЭС-2_мин} = 2507,05$ т/ч или 83,56%;
- максимальное часовое $G1_{СГРЭС-2_макс} = 3455,75$ т/ч или 115,18%.

ИТОГО: изменение расхода составляет $948,69+493,25-455,45$ т/ч или $(16,44 + 15,18) = 31,62\%$.

Анализ тепловых режимов тепломагистрали $2Ду1000/800$ мм «СГРЭС-2 – ВЖР».

Для увеличения пропускной способности тепломагистрали $2Ду1000/800$ мм с 2010 года была увеличена температура в подающем трубопроводе на выходе с СГРЭС-2 с $T1_{СГРЭС-2} = 750C$ до $T1_{СГРЭС-2} = 820C$ в диапазоне температур наружного воздуха $T_{н.в.} = -7,66...0,00C$.

Повышение температуры $T1_{СГРЭС-2}$ до $820C$ привело к нерасчетному увеличению отпуска теплоты потребителям.

По состоянию на 01.09.2018 года потребители в зоне теплоснабжения СГРЭС-2 подразделяются на три группы:

- 1 группа потребителей: с прямым подключением к магистральным тепловым сетям и элеваторными узлами в ИТП (без автоматики и корректирующих насосов);
- 2 группа потребителей: подключенных после ЦТП оснащенных корректирующими насосами;
- 3 группа потребителей: с прямым подключением к магистральным тепловым сетям и автоматизированными тепловыми узлами или смесительными насосами в ЦТП (с температурными графиками $95-700C$ распределительных тепловых сетей).

Первая группа потребителей имеет перетоп во всем диапазоне температур наружного воздуха с $T_{н.в.} = -7,66...0,00C$.

Вторая группа потребителей имеет перетоп в диапазоне температур наружного воздуха от $T_{н.в.} = -7,66...-4,2(0,0)0C$ (до момента включения в работу корректирующих насосов).

Третья группа потребителей: не имеет перетопа.

Применительно ко второй группе потребителей избыточный отпуск теплоты (перетоп) в диапазоне температур наружного воздуха $T_{н.в.} = -7,66...-4,2(0,0)0C$ происходит в связи с невозможностью работы корректирующих насосов с производительностью менее $10...15\%$ от номинальной (нерабочая зона характеристики Q-H).

Увеличение отпуска теплоты (перетоп) по зоне теплоснабжения СГРЭС-2 в течение отопительного сезона в диапазоне температур наружного воздуха $T_{н.в.} = -7,66^{\circ}C \dots -4,2^{\circ}C \dots +0,00^{\circ}C$ составляет:

- 1 группа потребителей: $(52\ 038 - 51\ 449) = +589$ Гкал;
- 2 группа потребителей: $(90\ 633 - 89\ 814) = +819$ Гкал.;

ИГОТО по зоне теплоснабжения СГРЭС-2: $(589 + 819) = +1408$ Гкал.

Выводы:

1). Первое повышение температуры $T1_{\text{СГРЭС-2}}$ для нижней срезки температурного графика в 2002 году с $72,0^{\circ}\text{C}$ до $75,0^{\circ}\text{C}$ привело к снижению относительного расхода греющего теплоносителя на подогреватели ГВС на 31,0%.

2). Второе повышение температуры $T1_{\text{СГРЭС-2}}$ для нижней срезки температурного графика в 2010 году с $75,0^{\circ}\text{C}$ до $82,0^{\circ}\text{C}$ привело к снижению относительного расхода греющего теплоносителя на подогреватели ГВС на 25,7%.

График зависимости относительного расхода греющего теплоносителя $q_{\text{ВВП_ГВС}}$ (%) на подогреватели ГВС от $T1_{\text{греющ}}$ в диапазоне $70,0...92,5^{\circ}\text{C}$ для режима в точке излома температурного графика при $T_{\text{н.в.}} = -4,2^{\circ}\text{C}$.

Оценка дальнейшего увеличения температуры $T1_{\text{СГРЭС-2}}$ в подающем трубопроводе на выходе из СГРЭС-2 более 82°C для режима в точке излома температурного графика аналогична.

После выполнения мероприятий по увеличению пропускной способности тепломагистрали $2\text{Ду}1000/800$ мм «СГРЭС-2 – ВЖР» рекомендуется выполнить снижение температуры $T1_{\text{СГРЭС-2}}$ для нижней срезки температурного графика с $82,0^{\circ}\text{C}$ до расчетного значения равного $75,0^{\circ}\text{C}$ (согласно требований п.7.6. СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003).

Анализ перекачивающей насосной станции ПНС

Выполненная ОАО «Фортум» в летний период 2010 года реконструкция ПНС-1 с целью увеличения производительности с 3850 м³/ч до 5400 м³/ч (+ 40%) фактически привела к увеличению производительности не более чем до 4285 м³/ч (4180 т/ч) или на 435 м³/ч (424 т/ч), что составляет +11%.

Причины фактического отсутствия результата при выполнении реконструкции ПНС:

- не выполнена реконструкция подводящих трубопроводов $d720 \times 7,0$ мм и коллекторов в насосной станции (сохранены тройники 720×426 мм на коллекторах);
- напор новых насосов подобран не верно (фактически с завода рабочие колеса пришли меньше проектных на $(440 \text{ мм} - 453 \text{ мм}) = -13 \text{ мм}$;
- не верно проектно решена автоматизация насосной с сохранением существующего регулирующего клапана;
- при реконструкции не автоматизирована схема частичной рассечки по подающему трубопроводу в павильоне П-3 (с увеличением производительности);
- при реконструкции не заменен быстродействующий сбросной клапан на всасывающем коллекторе насосной.

Выводы по перекачивающей насосной станции ПНС

1). Фактически при расходах циркуляции более 3535 м³/ч (3362 т/ч) и работе двух насосов в группе ПН-1...ПН-4 в перекачивающей насосной станции ПНС-1 она уже не может обеспечивать поддержание постоянного заданного значения давления в обратном трубопроводе тепломагистрали $2\text{Ду}1000/800$ мм «СГРЭС-2 – ВЖР» со стороны города равного $P_{21_ПНС-1} = 1,10 \pm 0,10$ кгс/см².

При отсутствии включения в работу третьего насоса в ПНС-1 при расходах циркуляции в тепломагистрали более $3350...3400$ т/ч будет происходить:

- снижение располагаемых напоров на вводах у всех потребителей в Восточном жилом районе и частичному ограничению циркуляции в подзонах теплоснабжения ЦТП-54, ЦТП-59 и ЦТП-61;
- повышению давления P_4 на вводах у наиболее неблагополучных потребителей выше максимально допустимых значений по механической прочности ($P \geq 6,0$ кгс/см²).

2). Назначенная существующая уставка автоматического включения третьего насоса в ПНС-1 составляет:

- включение насоса – $3520...3540$ т/ч;

- отключение насоса – 3460...3480 т/ч,

Назначенная существующая уставка автоматического включения третьего насоса в ПНС-1 несколько выше требуемых значений.

3). Максимальная загрузка ПНС-1 при включении в работу трех насосов составляет не более 4250...4285 т/ч и ограничена снижением давления обратной сетевой воды во всасывающих патрубках перекачивающих насосов ПН-1...ПН-4 типа Wilo SCP 350/470HA-355 ниже допустимого кавитационного запаса ($NPSH = 7,34$ м).

Основные выводы по перекачивающей насосной станции ПНС

1). Тепломагистраль 2Ду1000/800 мм «СГРЭС-2 – ВЖР» и внутренний тракт сетевой воды перекачивающей насосной станции ПНС-1 для режима в точке излома температурного графика при $T_{н.в.} = -7,660$ С при максимальном часовом режиме водоразбора на ГВС и выполнении следующих условий обладают требуемой пропускной способностью для существующей величины подключенной нагрузки (по состоянию на 01.09.2018 года):

- обеспечения температуры $T1_{СГРЭС-2}$ не менее 820С в диапазоне температур наружного воздуха $T_{н.в.} = -7,66...0,00$ С
- включении трех насосов в группе ПН-1...ПН-4 в перекачивающей насосной станции ПНС-1 при расходах более 3 350...3 400 т/ч.

2). Максимальная пропускная способность тепломагистралей 2Ду1000/800 мм «СГРЭС-2 – ВЖР» после ввода в эксплуатацию ПНС-2 по предельным параметрам гидравлического режима (с увеличением $P1_{СГРЭС-2}$ с 10,5 кгс/см² до 16,0 кгс/см² и перекладкой трубопроводов тепломагистралей с увеличением диаметров между павильонами П-5 и П-9 с 2d820x9,0 мм до 2d1020x10,0 мм) увеличивается с 4 250...4 285 т/ч до 5600...5800 т/ч, что позволит выполнить подключение дополнительной нагрузки в размере + 185...220 Гкал/ч (по отношению к существующей нагрузке на 01.09.2018 года).

Имеющееся технологическое ограничение для оборудования ПНС

Основным ограничением пропускной способности тепломагистралей «СГРЭС-2 – Восточный жилой район» является снижение давления обратной сетевой воды во всасывающих патрубках насосов ПН-1...ПН-4 типа Wilo SCP 350/470HA-355 снижается ниже допустимого кавитационного запаса ($NPSH = 7,34$ м) при расходе циркуляции $G2 > 3 600...3 650$ т/ч.

Примечание: существующее технологическое ограничение обусловлено проектными ошибками допущенными ОАО «Фортум» при проведении реконструкции ПНС в 2010 году.

Описание и анализ существующей системы защиты потребителей от внезапного повышения при аварийном отключении сетевых насосов на Сургутской ГРЭС-2

В настоящий момент на СГРЭС-2 смонтирована и включена в работу схема защиты первой секции общестанционного обратного коллектора сетевой воды d1020x10 мм на базе двух быстродействующих клапанов сбросных БКС модели Bermad WW-720-00-ES (Израиль) с электронным управлением через электромагнитные клапана от системы АСУ ТП ОСО.

Схема защиты первой секции общестанционного обратного трубопровода d1020x10 мм (всасы СН-1...СН-3) предусматривает защиту:

- от внезапного повышения давления, вызванного аварийным отключением одного или нескольких работающих сетевых насосов первого подъема (насосы СН-1...СН-7);
- от гидравлического удара, что может быть вызвано аварийным отключением одного или нескольких работающих откачивающих сетевых насосов на перекачивающей насосной станции ПНС (расположенной на обратном трубопроводе тепломагистралей «СГРЭС-2 – ВЖР») образующего в общестанционном обратном трубопроводе d1020x10 мм волны высокого и низкого давления.

Оба быстродействующих клапана сбросных (БКС) Bermad WW-720-00-ES подключены к первой секции общестанционного обратного коллектора сетевой воды d1020x10 мм (всасы СН-1...СН-3) к которым подключены обратные трубопроводы основных потребителей - тепломагистралей «СГРЭС-2 – ВЖР» (первая и третья секции) и «СГРЭС-2 – Промзона» (первая секция).

Уставка срабатывания быстродействующих клапанов сбросных (БКС) Bermad WW-720-00-ES принята равной:

- быстродействующий клапан БКС: $4,0 \pm 0,1$ кгс/см²;
- быстродействующий клапан БКС: $4,2 \pm 0,1$ кгс/см².

Выполненные расчеты и испытания под нагрузкой показывает, что для существующей подключенной теплофикационной нагрузки к СГРЭС-2 достаточно действия одного быстродействующего сбросного клапана DN200 мм с расходом сбрасываемой сетевой воды из обратного общестанционного коллектора Ду800 мм в сливной циркуловод в количестве 1 385 м³/ч (384,6 л/с).

Примечание: требуемая расчетная величина сброса для существующей подключенной нагрузки должна быть не менее 850...900 м³/ч (236...250 л/с).

При перспективном увеличении подключенной теплофикационной нагрузки к СГРЭС-2 (на ВЖР с 185 до 410 Гкал/ч) требуется одновременная последовательная работа двух параллельно включенных быстродействующих сбросных клапанов DN200 мм с суммарной величиной сброса не менее 1600...1800 м³/ч (444,4...500 л/с).

Примечание: фактическая величина сброса для двух клапанов установленных 1 и 3 секциях коллектора Ду800 мм составит 2770 м³/ч (769,4 л/с).

Учитывая количество одновременно находящихся в работе сетевых насосов первого подъема СН-1...СН-7 в зимнее время (не менее 3-х насосов), конфигурацию их напорных патрубков, схемы подключения насосов и бойлерных установок БУ-1...БУ-6 возникающий гидравлический удар в напорном трубопроводе для одного аварийно отключившегося сетевого насоса (при соударении потока воды с обратным клапаном) не вызывает значительного положительного скачка давления в общестанционном напорном коллекторе d820x9,0 мм.

Использование в такой ситуации специального клапана, предупреждающего гидравлический удар и работающего на принципе волны низкого давления предшествующей гидравлическому удару и заранее открывающей сбросной клапан не представляется возможным, т.к. волна низкого давления непосредственно в общестанционном напорном коллекторе d820x9,0 мм будет минимальной.

Вывод: защита общестанционного напорного коллектора d820x9,0 мм на СГРЭС-2 от гидравлического удара при аварийном отключении одного сетевого насоса первого подъема в группе СН-1...СН-7 не требуется.

Пояснение к образованию гидравлического удара в напорных коллекторах d820x9,0 мм насосов второго подъема - при отключении одного из двух работающих повысительных сетевых насосов произойдет скачек давления, т.к. поток воды с прежней скоростью продолжит свое движение в сторону города:

- в группе ПСН-6...ПСН-9 (первый тепловывод d820x9,0 мм);
- в группе ПСН-10...ПСН-13 (второй тепловывод d820x9,0 мм);

Так как в работе всегда остается один из двух работающих насосов, то в начальный период времени ($\Delta t = 2$ сек) это приведет к понижению давления в общем напорном коллекторе d820x9,0 мм сетевых насосов с $10,0 \dots 12,5$ кгс/см² до $6,5 \dots 7,5$ кгс/см², что достаточно для исключения вскипания теплоносителя с температурой до 142 °С.

При аварийном отключении одного из работавших сетевых насосов второго подъема схема АВР немедленно выполнит включение в работу резервного сетевого насоса (находящегося в положении с полностью открытыми задвижками на всасе и напоре насоса):

- в группе ПСН-6...ПСН-9 (первый тепловывод d820x9,0 мм);
- в группе ПСН-10...ПСН-13 (второй тепловывод d820x9,0 мм);

Учитывая ряд факторов влияющих на силу образовавшегося при аварийном отключении насоса гидравлического удара:

- количество одновременно находящихся в работе повысительных сетевых насосов второго подъема ПСН-6...ПСН-13 в зимнее время (минимальное количество – 2 насоса (переходный период), номинальное количество (зимний режим) – 3 насоса);
- конфигурацию напорных патрубков в группе ПСН-6(10)...ПСН-9(13) с подключением к общему напорному коллектору $\square 820 \times 9,0$ мм (длиной не более 15 м);
- слияние подающих трубопроводов от двух тепловыводов в точке подключения к тепломагистрالي 2Ду1000/800 мм «СГРЭС-2 – ВЖР» в непосредственной близости от главного корпуса станции (длина каждого трубопровода не более 350 метров), что приводит к распределению и гашению силы гидравлического удара, то при аварийном отключении одного из двух (трех) работающих насосов второго подъема в группе ПСН-6...ПСН-13, то вносимое возмущение будет минимальным.

Включение в течение 1,0...1,5 секунд схемой АВР резервного сетевого насоса быстро устраняет возникшие в системе колебания и восстанавливает расчетное значение давления на город.

Для исключения возможности полного отключения работающих повысительных сетевых насосов в группе ПСН-6...ПСН-9 и группе ПСН-10...ПСН-13 (что может привести к образованию гидравлического удара значительной силы и повреждению магистральной тепловой сети и распределительных тепловых сетей города) на СГРЭС-2 предусмотрено:

- в работе находится не менее двух повысительных сетевых насосов, в том числе один из насосов на тепловыводе №1 (группа ПСН-6...ПСН-9) и один из насосов на тепловыводе №2 (группа ПСН-10...ПСН-13)
- включенные в работу повысительные сетевые насосы в группе ПСН-6...ПСН-9 и группе ПСН-10...ПСН-13 по электроснабжению запитаны с разных секций (что исключает одновременное отключение двух насосов);
- схемы АВР повысительных сетевых насосов в группе ПСН-6...ПСН-9 и группе ПСН-10...ПСН-13 всегда постоянно введены в работу;
- - пуск насосов резервных насосов выполняется с использованием гидромурфт Voith Turbo 650 SVTLs 21.2 (Германия), что исключает резкие скачки давления при работе схемы АВР.

Данные мероприятия позволяет организовать работу насосов второго подъема в группе ПСН-6...ПСН-13 с высокой степенью надежности и исключить образование гидравлических ударов значительной силы при аварийном отключении одного из работающих насосов.

Описание и анализ существующей системы защиты потребителей от внезапного повышения при аварийном отключении перекачивающих насосов в ПНС

Комплексная система защиты тепломагистрالي «СГРЭС-2 – ВЖР» при аварийном отключении перекачивающих насосов в ПНС предусматривает:

- защиту потребителей города и общего всасывающего коллектора $d720 \times 8,0$ мм в ПНС от внезапного повышения давления за счет сброса части обратной сетевой воды через клапан БКС в ПНС;
- защиту общего напорного коллектора $d720 \times 8,0$ мм перекачивающих насосов в ПНС от гидравлического удара и повышения давления в общем обратном коллекторе $d820 \times 9,0$ мм на СГРЭС-2 за счет сброса части обратной сетевой воды через клапаны БКС-1 и БКС-2 на СГРЭС-2.

В настоящий момент для ПНС и павильона П-3 предусматривается автоматическое управление комплексной системой защиты:

- технологическая защита (ТЗ) по параметру «Внезапное повышение давления в обратном трубопроводе» при аварийном отключении работающих перекачивающих насосов (одного, нескольких или всех) в перекачивающей насосной станции с целью защиты оборудования ПНС (коллектора и корпуса насосов) и потребителей города от

внезапного повышения давления в обратном трубопроводе на базе быстродействующего сбросного клапана БКС в ПНС;

- технологическая защита (ТЗ) по параметру «Частичная рассечка подающего трубопровода» при аварийном отключении работающих перекачивающих насосов (одного, нескольких или всех) в перекачивающей насосной станции с целью защиты потребителей города от высокого давления в подающем трубопроводе на базе регулирующего гидравлического клапана РК-3 в павильоне секционированных задвижек П-3.

Для внедрения комплексной системы защиты требуется:

- установка нового шкафа автоматики с микропроцессорным управлением в ПНС;

- замена существующего быстродействующего сбросного клапана (БКС) прямого действия установленного на всасывающем коллекторе перекачивающей насосной станции (ПНС) на быстродействующий клапан типа Raphael серии G-60 (DN 200, PN25, Kv = 670 м³/ч, Tr = -290С...+900С, герметичность – класс А) с электрогидравлической схемой управления;

- перевод существующей схемы электрогидравлического управления регулирующим гидравлическим клапаном РК-3 в павильоне П-3 на управление от нового шкафа автоматики с микропроцессорным управлением устанавливаемым в ПНС.

Новая комплексная автоматизированная система защиты предусматривается по двухуровневой схеме:

1 уровень, начальный этап развития авария при аварийном отключении насосов в ПНС:

- функция ТЗ: снижение давления в общем всасывающем коллекторе ПНС за счет открытия нового быстродействующего клапана Raphael серии G-6, DN 200, PN25, Kv = 670 м³/ч (уставка ТЗ для клапана БКС рассчитывается измерительным контроллером по группе параметров и условий);

2 уровень, перевод системы в установившийся послеаварийный режим:

- функция ТЗ: регулирование давления P12 в подающем трубопроводе после регулирующего клапана РК-3 на город (уставка регулирования рассчитывается измерительным контроллером по группе параметров и условий).

После включения насосов в ПНС и восстановления расчетного гидравлического режима тепломагистрали «СГРЭС-2 – ВЖР» новая комплексная система защиты автоматически возвращается в исходное состояние (клапан БКС в ПНС – полностью закрыт, клапан РК-3 в павильоне П-3 – полностью открыт).

В павильоне П-3 на подающем трубопроводе смонтирован регулирующий клапан РК-3 включенный по схеме «частичной» рассечки подающего трубопровода тепломагистрали 2Ду1000/800 мм «СГРЭС-2 – Восточный жилой район».

Принципиальная схема павильона П-3 представлена на рисунке..... (смотреть в раздле сетей выше):

- с системой защиты от внезапного повышения давления у потребителей при аварийном отключении ПНС по схеме «частичной» рассечки подающего трубопровода с клапаном РК-3 (проектное обозначение клапана Р-2);

- коллекторами 2Ду700 мм подключения перекачивающей насосной станции ПНС (перед павильоном, со стороны СГРЭС-2)

Перечень оборудования входящего в состав системы защиты по схеме «частичной» рассечки подающего трубопровода тепломагистрали при аварийном отключении ПНС:

- нормально открытый клапан прямого действия типа РК-1 Ду700 мм, Ру25 кгс/см², Kv = 4 900 м³/ч с гидравлическим управлением;

- два электромагнитных клапана типа EV220В-15В Ду25 мм фирмы Danfoss (используемые в схеме гидравлического управления клапана прямого действия типа РК-1 Ду700 мм).

В перспективе при строительстве аварийной переемычки резервирования зон теплоснабжения от теплоисточников СГРЭС-1 и СГРЭС-2 предусматривается замена клапана прямого действия типа РК-1 Ду700 мм, Ру25 кгс/см², Kv = 4900 м³/ч с гидравлическим управлением установленного в павильоне П-3 на дисковый трехэксцентриковый дисковый поворотный из углеродистой стали со сварным типом присоединения типа HOGFORS 31300CS 700 ZG5, DN700, DN25, Kv = 20 000 м³/ч с электроприводом AUMA SAR 10.1/GS 160.3(54:1) / GZ 160.3 (4:1) / AM01.1 / EWG для скорости вращения электропривода 45 об/мин, Uупр = 24VDC с тиристорным реверсивным устройством оснащенного источником бесперебойного питания.

3. Оценка существующей пропускной способности магистральной тепловой сети «СГРЭС-2 – Промзона»

Тепломагистраль 2Ду800 мм «СГРЭС-2 – Промзона» на настоящий момент обладает требуемой пропускной способностью для существующей величины подключенной нагрузки (по состоянию на 01.09.2018 года).

Анализ тепловых и гидравлических режимов тепломагистрали 2Ду800 мм «СГРЭС-2 – Промзона»

Подключенная тепловая нагрузка и расходы циркуляции для вывода тепломагистрали «СГРЭС-2 – Промзона»:

- Существующая суммарная договорная нагрузка к выходным коллекторам СГРЭС-2 вывода 2Ду800 мм «СГРЭС-2 – Промзона» по состоянию на 01.09.2018 года составляет – 82,081 Гкал/ч.

Существующие фактические расходы циркуляции и давления в трубопроводах тепломагистрали 2Ду800 мм «СГРЭС-2 – Промзона» на выходе из СГРЭС-2 составляют:

- расходы циркуляции в подающем и обратном трубопроводах 1106,3/1051,7 т/ч;
- давления теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах 4,78/2,67 кгс/см²;
- располагаемый напор 21,0 м.

В марте 2018 года суммарный расход циркуляции по отношению к январю 2018 года снизился на $dG = (1051,66 - 1106,63) = - 54,97$ т/ч (- 4,96%), т.е. практически не изменился, что говорит об отсутствии у потребителей автоматизированных узлов управления (АУУ) и незначительной нагрузке ГВС.

Давления в подающем и обратном трубопроводе и располагаемый напор на выходе из стены главного корпуса СГРЭС-2 в течение отопительного сезона являются постоянными величинами и поддерживаются автоматическими регуляторами (регулятор давления в ПС и регулятор подпитки), в том числе:

- давление в подающем трубопроводе 5,2 кгс/см²;
- давление в обратном трубопроводе 3,0 кгс/см²;
- располагаемый напор 2,2 кгс/см².

Анализ технологической схемы подключения тепломагистрали 2Ду800 мм «СГРЭС-2 – Промзона» к Сургутской ГРЭС-1

В связи с выработкой срока службы трубопроводами тепломагистрали «Промзона» (более 25 лет) проложенными по территории промплощадки СГРЭС-1 и в главном корпусе станции требуется предусмотреть полную замену:

- обратного трубопровода 1d820x9,0 мм от до наружной ограды промплощадки до общего всасывающего коллектора d1020x10,0 мм (в районе всаса насосов ТНЛ-1...ТНЛ-2);
- подающего трубопровода 1d530x8,0 мм от до наружной ограды промплощадки до общего напорного коллектора d1020x10,0 мм группы насосов ТНП-1...ТНП-4 и ТНЛ-1...ТНЛ-2.

Основание для проведения замены трубопроводов тепломагистральной 2Ду800 мм «СГРЭС-2 – Промзона»:

1) Существующий обратный трубопровод 1□820х9,0 мм тепломагистральной «СГРЭС-2 – Промзона» проложенный совместно с трубопроводами 2□1200х12,0 мм тепломагистральной «СГРЭС-1 – ПКТС» на всей территории промплощадки СГРЭС-1 должен быть заменен на новый такого же диаметра по условию превышения срока службы более 25 лет.

2) Подающий трубопровод 1□530х8,0 мм связи с СГРЭС-2 тепломагистральной «СГРЭС-2 – Промзона» проложенный на эстакаде совместно с газопроводами от ГРП к второй очереди СГРЭС-1 должен вынесен на отдельную эстакаду, т.к. при возникновении гидравлических ударов при аварийной ситуации это может привести к непредсказуемым последствиям.

3) Существующая технологическая схема подключения трубопроводов тепловой сети «Промзона» в главном корпусе СГРЭС-1 с полным отсутствием расходомеров и датчиков давления не позволяют выполнить эксплуатационное подключение данной тепловой сети к теплофикационному комплексу СГРЭС-1 в аварийной ситуации.

При рабочем давлении в общем напорном коллекторе □1020х10,0 мм группы насосов ТНП-1...ТНП-4 и ТНЛ-1...ТНЛ-2 равном $P = 8,5...9,5$ кгс/см² подающий трубопровод тепломагистральной «СГРЭС-2 – Промзона» с существующим давлением $P = 4,6...5,2$ кгс/см² (в трубопроводах тепломагистральной по ул. Энергостроителей) и его существующим ветхим состоянием может не выдержать увеличения давления до $P = 8,5...9,5$ кгс/см², что может вместо требуемого резервирования создать новую аварийную ситуацию.

Вывод: схема резервирования СГРЭС-1 и СГРЭС-2 через тепломагистраль «СГРЭС-2 – Промзона» не может быть использована при существующей технологической схеме подключения.

Таблица 6.3.1 Расчетные гидравлические режимы работы источников тепловой энергии города Сургут

Наименование предприятия	Наименование источника	Наименование выпуска	Температура в подающем трубопроводе, °С	Температура в обратном трубопроводе, °С	Диаметр трубопровода, мм	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Пропускная способность трубопровода, т/ч	Резерв/дефицит пропускной способности трубопровода, т/ч	Резерв/дефицит пропускной способности трубопровода, %
ООО «СГЭС»	Котельная ООО «СГЭС» К-45	Вывод №2 на 40 микрорайон	150	70	500	155,3105	1200,0000	1044,6895	87,06%
		Вывод №1 на 38 микрорайон	150	70	500	396,3459	1200,0000	803,6541	66,97%
ООО «СГЭС»	Котельная ООО «СГЭС», г. Сургут, Нефтеюганское шоссе, 22, стр.5	Котельная ООО «СГЭС», г. Сургут, Нефтеюганское шоссе, 22, стр.5	95	70	100	33,6188	64,0000	30,3812	47,47%
СГМУП «ГТС»	Котельная №1, г. Сургут ул. Нефтяников, д.24 стр.6	Тепломагистраль 10	142	70	400	369,4090	660,0000	290,5910	44,03%
СГМУП «ГТС»	Котельная №2, г. Сургут ул. Нефтяников, д.24 стр. 4	Тепломагистраль 4	150	70	500	892,2500	1880,0000	987,7500	52,54%
СГМУП «ГТС»	Котельная №3, г. Сургут ул. Майская д.10/2 стр.2	Тепломагистраль 5	150	70	700	1101,7983	2700,0000	1598,2017	59,19%
СГМУП «ГТС»	Котельная № 5, п. Дорожный	Выпуск отопление	95	70	200	249,4190	152,0000	-97,4190	-64,09%
		Выпуск ГВС	70	50	100	15,9033	22,0000	6,0967	27,71%
СГМУП «ГТС»	Котельная № 6, Заячий остров, промзона ГVK	Котельная № 6	95	70	150				
СГМУП «ГТС»	Котельная № 7, г. Сургут 8-ой пром. узел, ул. Индустриальная	Выпуск 1 (УТ-2)	95	70	200	33,2864	152,0000	118,7136	78,10%
		Выпуск 2 (УТ-1)	95	70	200	75,0744	152,0000	76,9256	50,61%
		Выпуск 3 (ТК-1 (УТ-1))	95	70	200	88,4668	152,0000	63,5332	41,80%
СГМУП «ГТС»	Котельная № 9, г. Сургут 8-ой пром. узел, ул. Буровая	Выпуск 1	95	70	250	88,6937	275,0000	186,3063	67,75%
		Выпуск 2	95	70	150	28,0424	64,0000	35,9576	56,18%

Наименование предприятия	Наименование источника	Наименование выпуска	Температура в подающем трубопроводе, °С	Температура в обратном трубопроводе, °С	Диаметр трубопровода, мм	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Пропускная способность трубопровода, т/ч	Резерв/дефицит пропускной способности трубопровода, т/ч	Резерв/дефицит пропускной способности трубопровода, %
СГМУП «ГТС»	Котельная № 13, г. Сургут р-н ж/д, ул. Западная 1/1	Котельная № 13	95	70	400	241,3435	930,0000	688,6565	74,05%
СГМУП «ГТС»	Котельная №14, г. Сургут р-н ж/д, ул. Западная 1/1	Котельная №14	130	70	500	801,8694	1690,0000	888,1306	52,55%
СГМУП «ГТС»	Котельная № 21, п. Звездный ул. Трубная	Котельная № 21	105	70	200	113,6563	152,0000	38,3437	25,23%
СГМУП «ГТС»	Котельная № 22, ГМУ Олимпия п. Барсово	Котельная № 22 отопление	115	70	200	36,7718	152,0000	115,2282	75,81%
	Котельная № 22 (ГВС)	Котельная № 22 (ГВС)	95	70	100	13,5296	22,0000	8,4704	38,50%
СГМУП «ГТС»	Котельная № 23, Ледовый дворец г. Сургут Югорский тракт, 40	Котельная № 23	95	70	200	178,8149	152,0000	-26,8149	-17,64%
СГМУП «ГТС»	Котельная 24, Поликлиника Нефтяник г. Сургут, ул. Игоря Киртбая 12/1	Котельная 24 отопление	95	70	200	66,5667	152,0000	85,4333	56,21%
		Котельная 24 ГВС			150	6,9360	64,0000	57,0640	89,16%
СГМУП «ГТС»	Котельная №25 пос. Лесной	Котельная пос. Лесной	95	70	100	36,5914	22,0000	-14,5914	-66,32%
СГМУП «ГТС»	Котельная № 27 р.Набережный д.17	Котельная №27	95	70	150	64,5075	64,0000	-0,5075	-0,79%
СГМУП «ГТС»	Котельная № 26 пр.Набережный д.17/2	Котельная №26	95	70	100	21,1206	22,0000	0,8794	4,00%
СГМУП «ГТС»	Котельная № 28 п. Юность	Котельная №28 ГВС	63	45	100	9,1312	22,0000	12,8688	58,49%
		Котельная №28 отопление	95	70	250	56,5239	275,0000	218,4761	79,45%

Наименование предприятия	Наименование источника	Наименование выпуска	Температура в подающем трубопроводе, °С	Температура в обратном трубопроводе, °С	Диаметр трубопровода, мм	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Пропускная способность трубопровода, т/ч	Резерв/дефицит пропускной способности трубопровода, т/ч	Резерв/дефицит пропускной способности трубопровода, %
		Котельная №28 отопление	95	70	200	140,2915	152,0000	11,7085	7,70%
СГМУП «ГТС»	Котельная № 29 п. Таежный	Котельная №29, п. Таежный	95	70	200	111,6604	152,0000	40,3396	26,54%
СГМУП «ГТС»	Котельная № 30 пос. Лунный	Котельная №30 отопление	95	70	200	183,0143	152,0000	-31,0143	-20,40%
		Котельная №30 ГВС			150	3,3413	64,0000	60,6587	94,78%
СГМУП «ГТС»	Котельная № 32 п. Снежный	Котельная №32 отопление	95	70	250	35,7004	275,0000	239,2996	87,02%
		Котельная №32 ГВС	70	53	125	14,9459	40,0000	25,0541	62,64%
СГМУП «ГТС»	Котельная № 33 п. Снежный	Котельная №33 отопление	95	70	250	250,0979	275,0000	24,9021	9,06%
		Котельная №33 ГВС	70	53	125	27,4542	40,0000	12,5458	31,36%
СГМУП «ГТС»	Котельная № 34 ул.Крылова,40 ПЧ- 49	Котельная №34, ул. Крылова	95	70	100	45,0155	22,0000	-23,0155	-104,62%
ПАО «Сургутнефтегаз»	Котельная №1, г. Сургут аэропорт	Котельная №1	95	70	150	30,3119	64,0000	33,6881	52,64%
ПАО «Сургутнефтегаз»	Котельная №3, База производственная УТТ-6, г.Сургут, ш.Нефтеюганское, 56	Котельная №3	95	70	250	122,7294	275,0000	152,2706	55,37%
ПАО «Сургутнефтегаз»	Котельная №4, г.Сургут, ул.Заячий остров, б	Котельная №4	пар	70	100	3,5856	22,0000	18,4144	83,70%
ПАО «Сургутнефтегаз»	Котельная №5, г.Сургут, заезд Андреевский, 14	Выпуск 1	95	70	150	14,5739	64,0000	49,4261	77,23%
		Выпуск 2	95	70	150	6,6114	64,0000	57,3886	89,67%
		Выпуск 3	95	70	500	36,8632	1200,0000	1163,1368	96,93%

Наименование предприятия	Наименование источника	Наименование выпуска	Температура в подающем трубопроводе, °С	Температура в обратном трубопроводе, °С	Диаметр трубопровода, мм	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Пропускная способность трубопровода, т/ч	Резерв/дефицит пропускной способности трубопровода, т/ч	Резерв/дефицит пропускной способности трубопровода, %
ПАО «Сургутнефтегаз»	Котельная №6, г.Сургут, ул.Буровая, 1	Котельная №6	95	70	200	98,1065	152,0000	53,8935	35,46%
ПАО «Сургутнефтегаз»	Котельная №7, г.Сургут, ул.Заячий остров, 6	Котельная №7	95	70	200	167,7784	152,0000	-15,7784	-10,38%
ПАО «Сургутнефтегаз»	Котельная №8, г.Сургут, заезд Андреевский, 2	Котельная №8	95	70	150	75,6462	64,0000	-11,6462	-18,20%
ПАО «Сургутнефтегаз»	Котельная №9, г.Сургут, ул. Индустриальная, 56	Выпуск 1	95	70	250	225,8003	275,0000	49,1997	17,89%
		Выпуск 2	95	70	150	58,6225	64,0000	5,3775	8,40%
		Выпуск 3	95	70	100	16,8342	22,0000	5,1658	23,48%
ПАО «Сургутнефтегаз»	Котельная №10, г.Сургут, ш.Нефтеюганское, 7/1	Выпуск 1	110	70	250	313,8713	275,0000	-38,8713	-14,14%
		Выпуск 2	110	70	150	59,3449	64,0000	4,6551	7,27%
ПАО «Сургутнефтегаз»	Котельная №12, г.Сургут, ул. Промышленная, д. 20/1	Выпуск 1	95	70	300	89,4301	430,0000	340,5699	79,20%
		Выпуск 2	95	70	300	291,4793	430,0000	138,5207	32,21%
		Выпуск 3	95	70	150	41,8930	64,0000	22,1070	34,54%
ПАО «Сургутнефтегаз»	Котельная №14, г.Сургут, ш.Нефтеюганское, 54	Котельная №14	95	70	200	71,9632	152,0000	80,0368	52,66%
ПАО «Сургутнефтегаз»	Котельная №15, Сургут, Югорский тракт 6/1	Котельная №15	110	70	250	173,4603	275,0000	101,5397	36,92%
ПАО «Сургутнефтегаз»	Котельная №16, г.Сургут, ул.Промышленная, 2	Котельная №16	95	70	80	49,5385	22,0000	-27,5385	-125,18%
ПАО «Сургутнефтегаз»	Котельная №17, г.Сургут, заезд Андреевский, 9	Котельная №17	95	70	250	172,9197	275,0000	102,0803	37,12%

Наименование предприятия	Наименование источника	Наименование выпуска	Температура в подающем трубопроводе, °С	Температура в обратном трубопроводе, °С	Диаметр трубопровода, мм	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Пропускная способность трубопровода, т/ч	Резерв/дефицит пропускной способности трубопровода, т/ч	Резерв/дефицит пропускной способности трубопровода, %
ООО «Газпром энерго»	Котельная ООО «Газпром энерго», г. Сургут Северный промрайон ул. Производственная 17	Котельная ООО «Газпром энерго»	95	70	500	167,1653	1690,0000	1522,8347	90,11%
СГМУП «Сургутский хлебозавод»	Котельная СГМУП «Сургутский хлебозавод», г. Сургут, ш. Нефтеюганское 2	Выпуск 1	95	70	200	65,8184	152,0000	86,1816	56,70%
		Выпуск 2	95	70	150	62,6380	64,0000	1,3620	2,13%
ООО УК «СЗТК»	Котельная «СЗТК», г. Сургут ул. Автомобилистов 3	Котельная «СЗТК»	95	70	300	250,7065	430,0000	179,2935	41,70%
АО «Горремстрой»	Котельная АО «Горремстрой», г. Сургут, Нефтеюганское ш., 21	Котельная АО «Горремстрой»	95	70	200	53,3980	152,0000	98,6020	64,87%
АО «Аэропорт Сургут»	Котельная АО «Аэропорт Сургут», ул. Аэрофлотская 49/1	Котельная АО «Аэропорт Сургут»	95	70	350	145,1384	640,0000	494,8616	77,32%
ООО «ТВС-сервис»	Котельная ООО «ТВС-сервис», ул. Инженерная 20 стр.2	Выпуск 1	95	70	150	29,9282	64,0000	34,0718	53,24%
		Выпуск 2	95	70	150	31,2893	64,0000	32,7107	51,11%
ООО «Технические системы»	Котельная ООО «Технические системы», ш. Нефтеюганское, д.64	Котельная ООО «Технические системы», ш. Нефтеюганское, д.64	95	70	200	57,4028	152,0000	94,5972	62,24%

Наименование предприятия	Наименование источника	Наименование выпуска	Температура в подающем трубопроводе, °С	Температура в обратном трубопроводе, °С	Диаметр трубопровода, мм	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Пропускная способность трубопровода, т/ч	Резерв/дефицит пропускной способности трубопровода, т/ч	Резерв/дефицит пропускной способности трубопровода, %
ООО «Скат-База»	Котельная ООО «Скат-База», ул. Монтажная, 4	Котельная ООО «Скат-База», ул. Монтажная, 4	95	70	250		275,0000	275,0000	100,00%

6.4 Описание причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения

Критичных дефицитов тепловой мощности «нетто» на источниках теплоснабжения Сургута средней и большой мощности в настоящее время не возникает. Имеющиеся дефициты мощности не оказывают существенного влияния на качество теплоснабжения ввиду того, что определены исходя из договорных (расчетных) тепловых нагрузок, которые в большинстве случаев превышают фактические показатели, что объясняется неравномерностью теплопотребления в течение года и подтверждается расчетом среднегодовой загрузки оборудования котельных.

6.5 Описание резервов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможностей расширения технологических зон действия источников тепловой энергии с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности

Наиболее значимая для Сургута зона теплоснабжения СГРЭС-1 – ПКТС имеет резерв мощности 18% с учётом суммарной мощности обоих источников, работающих на одну зону теплоснабжения. При этом ПКТС является пиковой котельной, по отношению к тепловым мощностям СГРЭС-1, покрывающим базовую теплофикационную нагрузку, и для существующего режима работы ПКТС её загрузка по пиковой мощности 72,2%.

Зона теплоснабжения СГРЭС-2 имеет резерв тепловой мощности, составляющий 24% от тепловой мощности «нетто» и 15% от располагаемой мощности

Помимо этого, также следует учитывать, что средняя фактическая нагрузка потребителей тепловой энергии в Сургуте оценивается на уровне 75% от договорных величин, реальный совокупный резерв мощности источников теплоснабжения Сургута составляет порядка 18%.

6.6 Описание изменений в балансах тепловой мощности и тепловой нагрузки каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии, введенных в эксплуатацию за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

За период актуализации схемы теплоснабжения Котельная №31 п. Медвежий угол переведена в режим ЦТП, теплоснабжение потребителей осуществляется от котельной. К-45 ООО "СГЭС".

Котельные СГМУП «Тепловик» были переданы в эксплуатацию СГМУП «ГТС».

Балансы тепловой мощности, значения резервов и дефицитов установленной тепловой мощности источников были актуализированы по состоянию на базовый год.

Часть 7. Балансы теплоносителя

7.1 Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть

В Сургуте действует закрытая система теплоснабжения, в которой не предусматривается использование сетевой воды потребителями для нужд горячего водоснабжения путем ее санкционированного отбора из тепловой сети.

Подпиточная вода тепловых сетей в этом случае расходуется только на восполнение утечек воды из систем. При этом для выбора ХВО для закрытых систем теплоснабжения необходимо использовать расчётный часовой расход подпиточной воды должен быть не менее 0,25% фактического объёма воды в трубопроводах теплосети и присоединённых к ним внутренним системам зданий (требования СП 124.13330.2012 Тепловые сети - актуализированной редакции СНиП 41-02-2003). Для систем теплоснабжения также должна предусматриваться дополнительная возможность аварийной подпитки теплосети нехимочищенной водой в размере до 2% от объёма воды в системах теплоснабжения.

В качестве источников исходной воды для подпитки теплосети для СГРЭС-1 и СГРЭС-2 используется вода из открытых источников (Сургутское водохранилище на реке Чёрная). Для прочих источников теплоснабжения в качестве источника исходной воды как правило используется городской водопровод, в отдельных случаях – артезианские скважины.

В настоящее время на крупных источниках тепловой энергии Сургута (СГРЭС-1 и СГРЭС-2) имеются системы водоподготовки подпиточной воды, включающие её очистку, осветление и умягчение (Na-катионитовые фильтры), а также деаэрацию в атмосферных деаэраторах. На источниках теплоснабжения средней производительности ХВО подпиточной воды включает в себя, преимущественно системы её умягчения, кроме этого есть котельные имеющие и термическую деаэрацию, а именно, котельные № 1-2, 3, 13-14 принадлежащие СГМУП «ГТС», а также котельная СГМУП «Сургутский хлебозавод». На наиболее современных котельных небольшой производительности в качестве ХВО используется коррекционная обработка подпиточной воды посредством дозированного ввода реагентов – ингибиторов коррозии. Некоторые котельные малой производительности не имеют собственных систем ХВО. Котельная ПКТС также не имеет собственной ХВО, так как подпитка общей зоны теплоснабжения СГРЭС-1 – ПКТС осуществляется со стороны СГРЭС-1.

Схема водоподготовки ПАО ОГК-2 (СГРЭС-1)

Характеристики водоподготовительных установок, описание схемы водоподготовки

Химводоочистка Сургутской ГРЭС-1 предназначена для подготовки химочищенной воды, используемой для питания испарителей блоков №1÷16, подпитки теплосети города.

Перед химводоочисткой сырая вода проходит процесс предварительной обработки на двух установках – предочистка №1 и предочистка №2. Перед подачей в осветлители, вода подогревается до 25 ± 5 °С на подогревателях сырой воды (ПСВ), проходит через вакуумные деаэраторы (ВД) для удаления из воды растворенных газов. Далее вода поступает в осветлители №1, №2, №3 – предочистки №1 или в осветлитель №4 - предочистки №2, где проходит очистку методом коагуляции в процессе которой происходит удаление из воды грубодисперсных, органических и коллоидных примесей.

Норма качества коагулированной воды:

- взвешенные вещества < 5 мг/дм³;
- остаточное содержание $Fe^{3+} \leq 300$ мкг/дм³;

- остаточное содержание $Al^{3+} \leq 150$ мкг/дм³)

Коагулированная вода с предочистки № 1 поступает в БКВ №1 и далее насосами коагулированной воды (НКВ № 2,3,8) по двум коллекторам подаётся на механические фильтры. Коагулированная вода с предочистки № 2 собирается в баки коагулированной воды (БКВ №2-5) и, оттуда насосами коагулированной воды (НКВ № 4-7) по одному коллектору подается для осветления в процессе фильтрования на механические фильтры (МФ №1-9). На МФ происходит удаление взвеси, оставшейся после коагуляции, и осветление воды до полной её прозрачности.

Норма качества осветленной воды:

- содержание взвешенные вещества менее $2 \div 5$ мг/дм³;
- остаточное содержание алюминия $Al \leq 100$ мкг/дм³;
- остаточное содержание железа $Fe^{3+} \leq 100$ мкг/дм³.

Осветлённая вода поступает на Na-катионитовые фильтры (КФ №8-10) и далее умягчённая вода направляется по коллекторам на подпитку теплосети города и внешних сооружений.

Норма качества воды для теплосети:

Жёсткость ≤ 500 мкг-экв/дм³;

Техническая характеристика оборудования:

Механический фильтр вертикальный (МФ 1-9)

Двухкамерный ФОВ2к-3,4-0,6 -9 шт.

Площадь фильтрования 2-х камер -18,2 м²

Диаметр фильтра - 3,4 м

Высота фильтрующего слоя - 0,9 м. х 2

Фильтр Na-катионитовый (КФ 8-10) ФИПа1-3,4-0,6 - 8 шт.

Площадь фильтрования - 9,1 м²

Диаметр фильтра - 3,4 м.

Высота фильтрующего слоя - 1,8-2,2 м.

Объем загрузки - 19,6-22,95 м³.

Насос промывочной

воды механических фильтров (НПВ № 1) -1 шт.

Тип - 1 НДВ-315/50

Производительность - 315 м³/час

Напор - 50 м.вод.ст.

Максимально потребляемая мощность эл.двигателя - 68 кВт

Частота вращения эл.двигателя - 2900 об/мин

Насос промывочной воды катионитных фильтров (НПВ № 2) -1 шт.

Тип - 1Д 200-36

Производительность - 200 м³/час

Напор - 36 м.вод.ст.

Максимально потребляемая мощность эл.двигателя - 45 кВт

Частота вращения эл.двигателя - 1450 об/мин

Бак промывочной воды (ПБ 1-3) -3 шт.

Объем -100 м³

Бак мерник соли (БМС) -1 шт.

Объем - 9,4 м³

Эжектор соли (ЭС) -1 шт.

Таблица 7.1.1 Сведения о водоподготовительных установках в зоне деятельности ПАО ОГК-2 (СГРЭС-1)

Параметр	Единицы измерения	2017	2018	2019	2020	2021
Производительность ВПУ	т/ч	450	450	450	450	450
Срок службы	лет	45	46	47	48	49
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	3	3	3	3	3
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	3000	3000	3000	3000	3000
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	63,7	50,9	54,6	62,3	54,5
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тонн в год	502836	413387	445663	506142	438465
нормативные утечки теплоносителя	т/ч					
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч					
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч					
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0	0	0	0	0
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	386,3	399,1	395,4	387,7	395,5
Доля резерва	%	86	89	88	86	88

Таблица 7.1.2 Сведения о водоподготовительных установках в зоне деятельности ПАО «Юнипро» (СГРЭС-2)

Параметр	Единицы измерения	2017	2018	2019	2020	2021
Производительность ВПУ	т/ч	200	200	200	200	200
Срок службы	лет					
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2	2
Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	630	630	630	630	630
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	140	140	140	140	140
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч					
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	42,4	43,7	35,3	33,58	37,5
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0	0	0	0
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0	0	0	0	0
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	157,6	156,3	164,7	166,42	162,5
Доля резерва	%	78,8	78,15	82,35	83,21	81,25

Таблица 7.1.3 Сведения о водоподготовительных установках в зоне деятельности Сургутского городского муниципального унитарного предприятия «Городские тепловые сети»

№ котельной	Параметр	Единицы измерения	2017	2018	2019	2020	2021
Котельная №1	Производительность ВПУ	т/ч	25	25	25	25	25
	Срок службы	лет	20	20	20	20	20
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м ³	250	250	205	250	250
	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	30	30	30	30	30
	Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	2,11	1,286	2,486	1,081	1,920
	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	2,11	1,286	2,486	1,081	1,920
	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0	0	0	0
	Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0
	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0	0	0	0	0
	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч					
	Доля резерва	%					
Котельная №2	Производительность ВПУ	т/ч	50	50	50	50	50
	Срок службы	лет	20	20	20	20	20
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м ³	250	250	250	250	250
	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	80	80	80	80	80
	Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	9,02	7,913	7,214	6,434	7,650
	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	9,02	7,913	7,214	6,434	7,650
	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0	0	0	0
	Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0
	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0	0	0	0	0
	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч					
	Доля резерва	%					
Котельная №3	Производительность ВПУ	т/ч	50	50	50	50	50
	Срок службы	лет	20	20	20	20	20
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	3	3	3	3	3

№ котельной	Параметр	Единицы измерения	2017	2018	2019	2020	2021
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м ³	555	555	555	555	555
	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	76	76	76	76	76
	Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	2,37	2,012	2,772	2,217	3,18
	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	2,37	2,012	2,772	2,217	3,18
	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0	0	0	0
	Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0
	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0	0	0	0	0
	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч					
	Доля резерва	%					
Котельная №5	Производительность ВПУ	т/ч	10	10	10	10	10
	Срок службы	лет	20	20	20	20	20
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2	2
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м ³	56,3	56,3	56,3	56,3	56,3
	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	20	20	20	20	20
	Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	3,015	3,509	2,835	2,491	2,462
	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,61	1,191	0,614	0,34	0,22
	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0	0	0	0
	Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	2,405	2,318	2,221	2,151	2,242
	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0	0	0	0	0
	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч					
	Доля резерва	%					
Котельная №6	Производительность ВПУ	т/ч	15	15	15	15	15
	Срок службы	лет	20	20	20	20	20
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2	2
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м ³	10	10	10	10	10
	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	20	20	20	20	20
	Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	1,4	1,222	0,668	0,520	0,54
	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	1,4	1,222	0,668	0,520	0,54
	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0	0	0	0

№ котельной	Параметр	Единицы измерения	2017	2018	2019	2020	2021
	Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0
	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0	0	0	0	0
	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч					
	Доля резерва	%					
Котельная №7	Производительность ВПУ	т/ч	10	10	10	10	10
	Срок службы	лет	20	20	20	20	20
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м ³	250	250	250	250	250
	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	20	20	20	20	20
	Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,96	0,653	0,457	0,799	0,82
	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,96	0,653	0,457	0,799	0,82
	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0	0	0	0
	Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0
	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0	0	0	0	0
	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч					
	Доля резерва	%					
Котельная №9	Производительность ВПУ	т/ч	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6
	Срок службы	лет	10	10	10	10	10
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	2	2	2
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м ³	25	25	27,25	27,25	27,25
	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	20	20	20	20	20
	Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,16	0,343	0,261	0,069	0,09
	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,16	0,343	0,261	0,069	0,09
	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0	0	0	0
	Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0
	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0	0	0	0	0
	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч					
	Доля резерва	%					
Котельная №13	Производительность ВПУ	т/ч	50	50	50	50	50

№ котельной	Параметр	Единицы измерения	2017	2018	2019	2020	2021
	Срок службы	лет	20	20	20	20	20
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2	2
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м ³	44	44	44	44	44
	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	20	20	20	20	20
	Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	2,26	2,388	3,748	1,728	3,36
	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	2,26	2,388	3,748	1,728	3,36
	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0	0	0	0
	Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0
	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0	0	0	0	0
	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч					
	Доля резерва	%					
Котельная №14	Производительность ВПУ	т/ч	80	80	80	80	80
	Срок службы	лет	20	20	20	20	20
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2	2
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м ³	44	44	44	44	44
	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	45	45	45	45	45
	Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	4,1	4,432	3,383	4,462	5,42
	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	4,1	4,432	3,383	4,462	5,42
	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0	0	0	0
	Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0
	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0	0	0	0	0
	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч					
Доля резерва	%						
Котельная №21	Производительность ВПУ	т/ч	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
	Срок службы	лет	10	10	10	10	10
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м ³	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	8	8	8	8	8
	Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,23	0,306	0,190	0,120	0,08

№ котельной	Параметр	Единицы измерения	2017	2018	2019	2020	2021
	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,23	0,306	0,190	0,120	0,08
	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0	0	0	0
	Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0
	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0	0	0	0	0
	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч					
	Доля резерва	%					
Котельная №22	Производительность ВПУ	т/ч	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3
	Срок службы	лет	10	10	10	10	10
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9
	Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,308	0,271	0,248	0,082	0,087
	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,08	0,017	0,033	0,017	0,01
	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0	0	0	0
	Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,300	0,254	0,215	0,065	0,077
	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0	0	0	0	0
	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч					
Доля резерва	%						
Котельная №23	Производительность ВПУ	т/ч	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
	Срок службы	лет	10	10	10	10	10
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	3	3	3	3	3
	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
	Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0	0,022	0,001	0,017	0,01
	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0,022	0,001	0,017	0,01
	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0	0	0	0
	Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0
	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0	0	0	0	0
	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч					

№ котельной	Параметр	Единицы измерения	2017	2018	2019	2020	2021
	Доля резерва	%					
Котельная №24	Производительность ВПУ	т/ч	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
	Срок службы	лет	10	10	10	10	10
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м³	2	2	2	2	2
	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
	Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,091	0,251	0,253	0,242	0,248
	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,03	0,007	0,016	0,004	0
	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0	0	0	0
	Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,061	0,244	0,237	0,238	0,248
	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0	0	0	0	0
	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч					
	Доля резерва	%					
<i>Котельная №25 в эксплуатации с 09.04.2019г.</i>	Производительность ВПУ	т/ч			нет	нет	нет
	Срок службы	лет					
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.			2	2	2
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м³			7	7	7
	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч			7,2	7,2	7,2
	Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч			0,06	0,045	0,05
	нормативные утечки теплоносителя	т/ч			0,06	0,045	0,05
	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч			0	0	0
	Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч			0	0	0
	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч			0,06	0,045	0,05
	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч					
	Доля резерва	%					
	Производительность ВПУ	т/ч				5,6	5,6
	Срок службы	лет				10	10
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.				1	1
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м³				2	2
	Расчетный часовой расход для подпитки системы	т/ч				2,0	2,0

№ котельной	Параметр	Единицы измерения	2017	2018	2019	2020	2021
<i>Котельная №26 в эксплуатации с 01.01.2020г.</i>	теплоснабжения						
	Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч				0,903	0,912
	нормативные утечки теплоносителя	т/ч				0,1	0
	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч				0	0
	Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч				0,805	0,912
	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч				0	0
	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч					
Доля резерва	%						
<i>Котельная №27 в эксплуатации с 01.01.2020г.</i>	Производительность ВПУ	т/ч				5,6	5,6
	Срок службы	лет				10	10
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.				1	1
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м³				2	2
	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч				2,5	2,5
	Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч				1,617	1,553
	нормативные утечки теплоносителя	т/ч				0,2	0,02
	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч				0	0
	Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч				1,417	1,533
	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч				0	0
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч						
Доля резерва	%						
<i>Котельная №28 в эксплуатации СГМУП «ГТС» с 10.01.2020г.</i>	Производительность ВПУ	т/ч				2,5	2,5
	Срок службы	лет				10	10
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.				1	1
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м³				2	2
	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч				26,6	26,6
	Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч				3,616	2,82
	нормативные утечки теплоносителя	т/ч				1,669	1,27
	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч				0	0
	Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч				1,947	1,550
	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не	т/ч				0	0

№ котельной	Параметр	Единицы измерения	2017	2018	2019	2020	2021
	деаэрированной водой)						
	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч					
	Доля резерва	%					
Котельная №29 в эксплуатации СГМУП «ГТС» с 10.01.2020г.	Производительность ВПУ	т/ч				5,6	5,6
	Срок службы	лет				10	10
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.				2	2
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м³				22	22
	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч				2,037	1,71
	Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч				2,037	1,71
	нормативные утечки теплоносителя	т/ч				0	0
	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч				0	0
	Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч				0	0
	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч					
	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч					
	Доля резерва	%					
Котельная №30 в эксплуатации СГМУП «ГТС» с 10.01.2020г.	Производительность ВПУ	т/ч				5,6	5,6
	Срок службы	лет				10	10
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.				1	3
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м³				2	6
	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч				2	2
	Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч				2,514	2,427
	нормативные утечки теплоносителя	т/ч				0,901	0,64
	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч				0	0
	Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч				1,613	1,787
	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч				0	0
	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч					
	Доля резерва	%					
Котельная №32	Производительность ВПУ	т/ч				5,6	5,6
	Срок службы	лет				10	10
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.				1	1

№ котельной	Параметр	Единицы измерения	2017	2018	2019	2020	2021
<i>6</i> <i>эксплуатации</i> <i>СГМУП «ГТС»</i> <i>с 10.01.2020г.</i>	Общая емкость баков-аккумуляторов	м ³				1	1
	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч				2	2
	Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч				0,306	0,278
	нормативные утечки теплоносителя	т/ч				0	0
	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч				0	0
	Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч				0,306	0,278
	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч					
	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч					
	Доля резерва	%					
<i>6</i> <i>эксплуатации</i> <i>СГМУП «ГТС»</i> <i>с 10.01.2020г.</i>	Производительность ВПУ	т/ч				5,6	5,6
	Срок службы	лет				10	10
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.				1	1
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м ³				2	2
	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч				2	2
	Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч				1,370	1,381
	нормативные утечки теплоносителя	т/ч				0,158	0,03
	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч				0	0
	Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч				1,212	1,351
	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч				0	0
	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч					
Доля резерва	%						
<i>6</i> <i>эксплуатации</i> <i>СГМУП «ГТС»</i> <i>с 10.01.2020г.</i>	Производительность ВПУ	т/ч				1,0	1,0
	Срок службы	лет				10	10
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.				1	1
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м ³				3	3
	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч				3	3
	Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч				0,068	0,065
	нормативные утечки теплоносителя	т/ч				0,009	0,02
	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч				0	0

№ котельной	Параметр	Единицы измерения	2017	2018	2019	2020	2021
	Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч				0,059	0,045
	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч				0	0
	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч					
	Доля резерва	%					

Таблица 7.1.4 Сведения о водоподготовительных установках в зоне деятельности ПАО «Сургутнефтегаз»

№ котельной	Параметр	Единицы измерения	2017	2018	2019	2020	2021
Котельная №1	Производительность ВПУ	т/ч				1,5	1,5
	Год ввода в эксплуатацию	лет				2002	2002
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.				1	1
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м ³				3	3
	Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	т/ч				0,02	1,2
	Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч				0,005	0,036
	нормативные утечки теплоносителя	т/ч				0,02	0,08
	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч				0	1,2
	Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч				0	0
	Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	т/ч				5,0	4,8
	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч				+1,48	+1,42
	Доля резерва	%				98,7	94,7
	Котельная №3	Производительность ВПУ	т/ч				1,5
Год ввода в эксплуатацию		лет				2007	2007
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя		ед.				1	1
Общая емкость баков-аккумуляторов		м ³				3	3
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме		т/ч				0,07	9
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:		т/ч				0,021	0,016
нормативные утечки теплоносителя		т/ч				0,07	0,075
сверхнормативные утечки теплоносителя		т/ч				0	9,0
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС		т/ч				0	0
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка		т/ч				5,0	12,0
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ		т/ч				+1,43	+1,43
Доля резерва		%				95,3	95,3
Котельная №5		Производительность ВПУ	т/ч				1,5
	Год ввода в эксплуатацию	лет				2008	2008
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.				1	1
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м ³				3	3
	Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	т/ч				0,32	5,4
	Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч				0,082	0,05
	нормативные утечки теплоносителя	т/ч				0,18	0,192
	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч				0	4,2

№ котельной	Параметр	Единицы измерения	2017	2018	2019	2020	2021	
	Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч				0	0	
	Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	т/ч				10,0	18,0	
	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч				+1,32	+1,31	
	Доля резерва	%				88	87,3	
Котельная №6	Производительность ВПУ	т/ч				1,5	1,5	
	Год ввода в эксплуатацию	лет				2008	2008	
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.				1	1	
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м ³				3	3	
	Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	т/ч				0,06	4,2	
	Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч				0,023	0,05	
	нормативные утечки теплоносителя	т/ч				0,03	0,192	
	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч				0	4,2	
	Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч				0	0	
	Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	т/ч				5	18	
	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч				+1,47	+1,46	
	Доля резерва	%				98	97,3	
	Котельная №7	Производительность ВПУ	т/ч				1,5	1,5
		Год ввода в эксплуатацию	лет				2009	2009
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя		ед.				1	1	
Общая емкость баков-аккумуляторов		м ³				3	3	
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме		т/ч				0,05	4,2	
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:		т/ч				0,031	0,067	
нормативные утечки теплоносителя		т/ч				0,06	0,133	
сверхнормативные утечки теплоносителя		т/ч				0	5	
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС		т/ч				0	0	
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка		т/ч				5	5	
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ		т/ч				+1,44	+1,44	
Доля резерва		%				96	96	
Котельная №8		Производительность ВПУ	т/ч				1,5	1,5
		Год ввода в эксплуатацию	лет				2009	2009
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.				1	1	
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м ³				3	3	
	Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	т/ч				0,05	5	
	Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч				0,016	0,067	
	нормативные утечки	т/ч				0,04	0,133	

№ котельной	Параметр	Единицы измерения	2017	2018	2019	2020	2021	
	теплоносителя							
	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч				0	5	
	Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч				0	0	
	Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	т/ч				5	5	
	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч				+1,46	+1,42	
	Доля резерва	%				97,3	94,7	
Котельная №9	Производительность ВПУ	т/ч				1,5	1,5	
	Год ввода в эксплуатацию	лет				2016	2016	
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.				2	2	
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м³				106	106	
	Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	т/ч				0,24	4,2	
	Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч				0,074	0,213	
	нормативные утечки теплоносителя	т/ч				0,12	0,514	
	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч				0	4,2	
	Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч				0	0	
	Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	т/ч				10,0	12	
	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч				+1,38	+1,37	
	Доля резерва	%				92	91,3	
	Котельная №10	Производительность ВПУ	т/ч				10	10
		Год ввода в эксплуатацию	лет				2008	2008
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя		ед.				2	2	
Общая емкость баков-аккумуляторов		м³				135	135	
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме		т/ч				1,02	4,2	
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:		т/ч				0,074	0,213	
нормативные утечки теплоносителя		т/ч				0,12	0,514	
сверхнормативные утечки теплоносителя		т/ч				0	4,2	
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС		т/ч				0	0	
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка		т/ч				10	10	
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ		т/ч				+8,99	+9,49	
Доля резерва		%				89,9	94,9	
Котельная №12		Производительность ВПУ	т/ч				3	3
		Год ввода в эксплуатацию	лет				2008	2008
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.				2	2	
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м³				40	40	
	Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	т/ч				1,06	11	

№ котельной	Параметр	Единицы измерения	2017	2018	2019	2020	2021
	Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч				0,394	0,679
	нормативные утечки теплоносителя	т/ч				1,06	1,06
	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч				0	9,0
	Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч				0	0
	Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	т/ч				15	30
	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч				+1,44	+1,44
	Доля резерва	%				57,6	57,6
Котельная №14	Производительность ВПУ	т/ч				5	5
	Год ввода в эксплуатацию	лет				2007	2007
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.				1	1
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м ³				3	3
	Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	т/ч				0,06	9
	Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч				0,019	0,009
	нормативные утечки теплоносителя	т/ч				0,06	0,06
	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч				0	9
	Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч				0	0
	Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	т/ч				5	12
	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч				+4,94	+4,94
	Доля резерва	%				98,8	98,8
	Котельная №15	Производительность ВПУ	т/ч				1,2
Год ввода в эксплуатацию		лет				2012	2012
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя		ед.				1	1
Общая емкость баков-аккумуляторов		м ³				3	3
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме		т/ч				0,05	4,2
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:		т/ч				0,013	0,007
нормативные утечки теплоносителя		т/ч				0,015	0,054
сверхнормативные утечки теплоносителя		т/ч				0	4,2
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС		т/ч				0	0
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка		т/ч				5	12
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ		т/ч				+1,48	+1,45
Доля резерва		%				99	96,6
Котельная №16		Производительность ВПУ	т/ч				0,5
	Год ввода в эксплуатацию	лет				2013	2013
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.				1	1
	Общая емкость баков-	м ³				3	3

№ котельной	Параметр	Единицы измерения	2017	2018	2019	2020	2021
	аккумуляторов						
	Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	т/ч				0,02	0,003
	Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч				0,01	0,007
	нормативные утечки теплоносителя	т/ч				0,02	0,02
	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч				0	4,2
	Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч				0	0
	Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	т/ч				5	5
	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч				+0,48	+0,48
	Доля резерва	%				96	96
Котельная №17	Производительность ВПУ	т/ч				1,5	1,5
	Год ввода в эксплуатацию	лет				2009	2009
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.				1	1
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м ³				3	3
	Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	т/ч				0,06	4,2
	Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч				0,02	0,003
	нормативные утечки теплоносителя	т/ч				0,06	0,02
	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч				0	4,2
	Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч				0	0
	Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	т/ч				5	5
	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч				+1,44	+1,44
	Доля резерва	%				96	96
	Котельная №22	Производительность ВПУ	т/ч				2,2
Год ввода в эксплуатацию		лет				2020	2020
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя		ед.				1	1
Общая емкость баков-аккумуляторов		м ³				4	4
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме		т/ч				0	0
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:		т/ч				1,0	1,0
нормативные утечки теплоносителя		т/ч				0	0
сверхнормативные утечки теплоносителя		т/ч				0	0
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС		т/ч				0	0
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка		т/ч				0	0
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ		т/ч				+1,2	+1,2
Доля резерва		%				55	55

Таблица 7.1.5 Сведения о водоподготовительных установках в зоне деятельности ООО «Газпром энерго»

Параметр	Единицы измерения	2017	2018	2019	2020	2021
Производительность ВПУ	т/ч	-	-	-	12,5	12,5
Срок службы	лет	-	-	-	25	24
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	-	-	-	2	2
Общая емкость баков-аккумуляторов	м ³	-	-	-	49	49
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	-	-	-	2,6	2,6
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	-	-	-	0,75	0,74
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	-	-	-	2,6	2,6
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-	-	-	-	-
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	-	-	-	-	-
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	-	-	-	-	-
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-	-	-	9,31	9,31
Доля резерва	%	-	-	-	97	97

Таблица 7.1.6 Сведения о водоподготовительных установках в зоне деятельности СГМУП «Сургутский хлебозавод»

Параметр	Единицы измерения	2017	2018	2019	2020	2021
Производительность ВПУ	т/ч	14	14	14	14	14
Срок службы	лет					
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1
Общая емкость баков-аккумуляторов	м ³	5	5	5	5	5
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	2	2	2	2	2
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	2	2	2	2	2
нормативные утечки теплоносителя	т/ч					
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч					
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч					
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч					
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч					
Доля резерва	%					

Таблица 7.1.7 Сведения о водоподготовительных установках в зоне деятельности ООО «СГЭС»

№ котельной	Параметр	Единицы измерения	2017	2018	2019	2020	2021
Котельная К-45	Производительность ВПУ	т/ч				21	21
	Год ввода в эксплуатацию	лет				-	-
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.				-	-
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м ³				-	-
	Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	т/ч				12,253	12,253
	Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч				4,0840	4,0840
	нормативные утечки теплоносителя	т/ч				-	-
	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч				-	-
	Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч				-	-
	Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	т/ч				3,231	3,231
	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч				+16,9	+16,9
	Доля резерва	%				80,55	80,55
Котельная «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5» (СОК)	Производительность ВПУ	т/ч				-	-
	Год ввода в эксплуатацию	лет				-	-
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.				-	-
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м ³				-	-
	Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	т/ч				2,794	2,794
	Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч				0,9310	0,9310
	нормативные утечки теплоносителя	т/ч				-	-
	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч				-	-
	Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч				-	-
	Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	т/ч				0,011	0,011
	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч				-	-
	Доля резерва	%				-	-

Таблица 7.1.8 Сведения о водоподготовительных установках в зоне деятельности АО «Аэропорт Сургут»

Параметр	Единицы измерения	2017	2018	2019	2020	2021
Производительность ВПУ	т/ч				16	16
Срок службы	лет				-	-
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.				-	-
Общая емкость баков-аккумуляторов	м ³				-	-
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч				-	-
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч				0,3610	0,3610
нормативные утечки теплоносителя	т/ч				-	-
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч				-	-
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч				-	-
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч				0,361	0,361
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч				+15,63	+15,63
Доля резерва	%				97,74	97,74

Таблица 7.1.9 Сведения о водоподготовительных установках в зоне деятельности АО «Горремстрой»

Параметр	Единицы измерения	2017	2018	2019	2020	2021
Производительность ВПУ	т/ч				1,5	1,5
Срок службы	лет				-	-
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.				-	-
Общая емкость баков-аккумуляторов	м ³				-	-
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч				0,328	0,328
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч				0,109	0,109
нормативные утечки теплоносителя	т/ч				-	-
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч				-	-
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч				-	-
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч				0,109	0,109
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч				+1,391	+1,391
Доля резерва	%				92,73	92,73

Таблица 7.1.10 Сведения о водоподготовительных установках в зоне деятельности ООО «ТВС-Сервис»

Параметр	Единицы измерения	2017	2018	2019	2020	2021
Производительность ВПУ	т/ч				3,0	3,0
Срок службы	лет				-	-
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.				-	-
Общая емкость баков-аккумуляторов	м ³				-	-
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч				0,94	0,94
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч				0,313	0,313
нормативные утечки теплоносителя	т/ч				-	-
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч				-	-
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч				-	-
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч				0,313	0,313
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч				+2,68	+2,68
Доля резерва	%				89,57	89,57

Таблица 7.1.11 Сведения о водоподготовительных установках в зоне деятельности ООО «Технические системы»

Параметр	Единицы измерения	2017	2018	2019	2020	2021
Производительность ВПУ	т/ч				16	16
Срок службы	лет				-	-
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.				-	-
Общая емкость баков-аккумуляторов	м ³				-	-
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч				0,848	0,848
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч				0,283	0,283
нормативные утечки теплоносителя	т/ч				-	-
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч				-	-
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч				-	-
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч				0,283	0,283
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч				+15,71	+15,71
Доля резерва	%				98,23	98,23

Таблица 7.1.12 Сведения о водоподготовительных установках в зоне деятельности ООО «Скат-Югра»

Параметр	Единицы измерения	2017	2018	2019	2020	2021
Производительность ВПУ	т/ч				5,7	5,7
Срок службы	лет				15	15
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.				-	-
Общая емкость баков-аккумуляторов	м ³				-	-
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч				0,748	0,748
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч				0,0002	0,0002
нормативные утечки теплоносителя	т/ч				-	-
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч				-	-
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч				-	-
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч				0,249	0,249
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч				+4	+4
Доля резерва	%				70,17	70,17

7.2 Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения.

При возникновении аварийной ситуации на любом участке магистрального трубопровода, возможно организовать обеспечение подпитки тепловой сети из зоны действия соседнего источника путем использования связи между магистральными трубопроводами источников или за счет использования существующих баков аккумуляторов. При серьезных авариях, в случае недостаточного объема подпитки химически обработанной воды, допускается использовать «сырую» воду согласно СНиП «Тепловые сети» п.6.17 «Для открытых и закрытых систем теплоснабжения должна предусматриваться дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и недеаэрированной водой, расход которой принимается в количестве 2% объема воды в трубопроводах тепловых сетей».

Расчет аварийной подпитки теплосети представлен в Таблице 7.2.1.

Таблица 7.2.1 Аварийная подпитка тепловой сети

Наименование организации	Наименование источника	Адрес	Нормативная подпитка, т/ч 0,75 %	Аварийная подпитка тепловых сетей = 2%, т/ч
ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1	СГРЭС-1	г. Сургут, ул. Электротехническая, 23/1	338,61	90,297
ПАО «Юнипро» - Сургутская ГРЭС-2	СГРЭС-2	г. Сургут, ул. Энергостроителей, 23	219,11	58,430
ООО «СГЭС»	Котельная К-45	г. Сургут, ул. Крылова, 55/2	12,11	3,231
ООО «СГЭС»	Котельная «Котельная для	г. Сургут, Нефтеюганское шоссе, 22, стр.5	0,04	0,011

Наименование организации	Наименование источника	Адрес	Нормативная подпитка, т/ч 0,75 %	Аварийная подпитка тепловых сетей = 2%, т/ч
	теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5» (СОК)			
СГМУП «ГТС»	Котельная №1	г. Сургут ул. Нефтяников, д.24 стр.6	7,1325	1,902
СГМУП «ГТС»	Котельная №2	г. Сургут ул Нефтяников, д.24 стр. 4	13,215	3,524
СГМУП «ГТС»	Котельная №3	г. Сургут ул Майская д.10/2 стр.2	22,13625	5,903
СГМУП «ГТС»	Котельная №5	п. Дорожный	1,30875	0,349
СГМУП «ГТС»	Котельная №6	Заячий остров	0,0975	0,026
СГМУП «ГТС»	Котельная №7	8-ой пром.узел, ул.Индустриальная	0,5475	0,146
СГМУП «ГТС»	Котельная №9	8-ой пром.узел, ул.Буровая	0,24	0,064
СГМУП «ГТС»	Котельная №13	р-н ж/д, ул. Западная 1/1	3,1425	0,838
СГМУП «ГТС»	Котельная №14	р-н ж/д ул. Западная 1/1	15,51	4,136
СГМУП «ГТС»	Котельная №21	п. Звездный ул. Трубная	0,1275	0,034
СГМУП «ГТС»	Котельная №22	ГМУ СОЦ Олимпия п. Барсово	0,54	0,144
СГМУП «ГТС»	Котельная №23	Ледовый дворец Югорский тракт, 40	0,24375	0,065
СГМУП «ГТС»	Котельная №24	г. Сургут, ул. Игоря Киргбая 12/1 (Поликлиника Нефтяник)	0,0525	0,014
СГМУП «ГТС»	Котельная №25 пос. Лесной	пос. Лесной	0,12	0,032
СГМУП «ГТС»	Котельная № 26 пр.Набережный д.17/2	г. Сургут, Набережный пр. 17/2	0,00375	0,001
СГМУП «ГТС»	Котельная № 27 р.Набережный д.17	г. Сургут, Набережный пр. 17	0,02625	0,007
СГМУП «ГТС»	Котельная № 28 п. Юность	п. Юность	1,21125	0,323
СГМУП «ГТС»	Котельная № 29 п. Таёжный	п. Таежный	1,125	0,300
СГМУП «ГТС»	Котельная № 30 пос. Лунный	п. Лунный	1,575	0,420
СГМУП «ГТС»	Котельная № 33 п. Снежный	п. Снежный	1,91625	0,511
СГМУП «ГТС»	Котельная № 34 ул.Крылова,40 ПЧ-49	г. Сургут, ул. Крылова, 40	5,50875	1,469
ПАО «Сургутнефтегаз»	Котельная №1	г.Сургут, аэропорт	1,51	0,4
ПАО «Сургутнефтегаз»	Котельная №3	База производственная УТТ-6, г.Сургут, ш.Нефтеюганское, 56	2,15	0,57
ПАО «Сургутнефтегаз»	Котельная №4	г.Сургут, ул.Заячий остров, 6	0,028	0,007
ПАО «Сургутнефтегаз»	Котельная №5	г.Сургут, заезд Андреевский, 14	2,81	0,75
ПАО «Сургутнефтегаз»	Котельная №6	г.Сургут, ул.Буровая, 1	1,24	0,331
ПАО «Сургутнефтегаз»	Котельная №7	г.Сургут, ул.Заячий остров, 6	3,04	0,813

Наименование организации	Наименование источника	Адрес	Нормативная подпитка, т/ч 0,75 %	Аварийная подпитка тепловых сетей = 2%, т/ч
ПАО «Сургутнефтегаз»	Котельная №8	г.Сургут, заезд Андреевский, 2	0,98	0,263
ПАО «Сургутнефтегаз»	Котельная №9	г.Сургут, ул. Индустриальная, 56	19,28	5,14
ПАО «Сургутнефтегаз»	Котельная №10	г.Сургут, ш.Нефтеюганское. 7/1	14,46	3,85
ПАО «Сургутнефтегаз»	Котельная №12	г.Сургут, ул. Промышленная, д. 20/1	31,75	8,46
ПАО «Сургутнефтегаз»	Котельная №14	г.Сургут, ш.Нефтеюганское, 54	3,31	0,88
ПАО «Сургутнефтегаз»	Котельная №15	Сургут, Югорский тракт 6/1	3,18	0,849
ПАО «Сургутнефтегаз»	Котельная №16	г.Сургут, ул.Промышленная, 2	0,27	0,073
ПАО «Сургутнефтегаз»	Котельная №17	г.Сургут, заезд Андреевский, 9	1,4	0,373
ПАО «Сургутнефтегаз»	Котельная №22	г.Сургут, ул. Заячий остров, 6	0,27	0,072
ООО «Газпром энерго»	Котельная ООО "Газпром энерго"	г. Сургут, ул. Производственная, 17	38,05	10,147
СГМУП «Сургутский хлебозавод»	Котельная СГМУП "Сургутский Хлебозавод"	г. Сургут, Нефтеюганское шоссе д. 2 (ПРОМЗОНА)	1,84	0,493
АО «Горремстрой»	Котельная АО «Горремстрой»	г. Сургут, Нефтеюганское шоссе д. 21 база АО «Горремстрой»	0,604	0,161
АО «Аэропорт Сургут»	Котельная АО «Аэропорт Сургут»	г. Сургут, ул. Аэрофлотская, д. 49/1	1,476	0,393
ООО «ТВС-сервис»	Котельная ООО «ТВС-сервис»	г. Сургут ул. Инженерная 20 стр. 2	0,313	0,08
ООО «Технические системы»	Котельная ООО «Технические системы»	г. Сургут, ул. Нефтеюганское шоссе, 64/1	0,283	0,075
ООО «СКАТ-БАЗА»	Котельная ООО «СКАТ-БАЗА»	г. Сургут, ул. Монтажная 4	4,51	1,2

7.3 Описание изменений в балансах водоподготовительных установок для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации этих установок, введенных в эксплуатацию в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Изменения в балансах водоподготовительных установок для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации этих установок, введенных в эксплуатацию в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, не зафиксированы.

Часть 8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом

8.1 Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии;

В качестве основного топлива для котельных ТСО Сургута (за исключением Котельной №25 пос. Лесной СГМУП «ГТС», использующей в качестве топлива электричество) используется природный газ, поставляемый к источникам теплоснабжения Сургут от месторождения природного газа Уренгойское и от Среднеобских нефтяных месторождений (попутный газ), по отводам от магистральных газопроводов Уренгой-Челябинск и Уренгой-Сургут-Омск.

Основными газоснабжающими организациями Сургута являются ПАО «Сургутнефтегаз» (снабжение природным и попутным газом) и ЗАО «Газпром энерго» (региональная компания ОАО «Газпром» - снабжение природным газом). Природный и попутный газ, поставляемый в ТСО Сургута имеет сходные составы, и близкие теплотворные способности по этой причине в топливном балансе ТСО как правило учитывается общее потребление газового топлива (без разделения на природный газ и попутный газ).

Таблица 8.1.1 Топливный баланс системы теплоснабжения, теплоснабжающей организации ПАО ОГК-2 (СГРЭС-1)

№ котельной	Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т. натурально го топлива, тыс. м3	Приход топлива на начало года, т. натурально го топлива, тыс. м3	Израсходовано топлива		Остаток топлива, т. натурально го топлива, тыс. м3	Низшая теплота сгорания, ккал/кг(ккал/н м3)
				Всего, т. натурально го топлива, тыс. м3	Всего, т. условно го топлива, тыс. м3		
	газ	0	4 649 831	4 649 831	5 340 429	0	8012,9

Таблица 8.1.2 Динамика изменения расходов топлива, сжигаемого на источнике тепловой энергии ПАО ОГК-2 (СГРЭС-1)

Год	Калорийность, средняя за год, ккал/м3	Приход, тыс. м3	Расход на производство, тыс. м3
2017	8081,3	5631702	5631702
2018	8059,0	5249538	5249538
2019	8066,6	5224097	5224097
2020	8018,6	4500243	4500243
2021	8012,9	4649831	4649831

Таблица 8.1.3 Динамика изменения КИУМ на источнике тепловой энергии ПАО ОГК-2 (СГРЭС-1)

Годы	Выработка тепла, Гкал	КИУ тепловой мощности, %	Выработка электроэнергии, кВт-ч	КИУ электрической мощности, %
2017	1792548	22,66	20262025713	70,78
2018	1927676	24,37	18641879759	64,90
2019	1773409	22,42	18652078285	63,88
2020	1665644	21,00	15994242642	54,63
2021	1771560	22,38	16483800651	56,46

Таблица 8.1.4 Топливный баланс системы теплоснабжения, теплоснабжающей организации ПАО Юнипро (СГРЭС-2)

№ котельной	Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т. натурально го топлива, тыс. м3	Приход топлива на начало года, т. натурально го топлива, тыс. м3	Израсходовано топлива		Остаток топлива, т. натурально го топлива, тыс. м3	Низшая теплота сгорания, ккал/кг(ккал/н м3)
				Всего, т. натурально го топлива, тыс. м3	Всего, т. условно го топлива, тыс. м3		
	газ	0	6 040 872,209	6 040 872,209	6 970 44	0	8 083,918

Таблица 8.1.5 Динамика изменения КИУМ на источнике тепловой энергии энергии ПАО Юнипро (СГРЭС-2)

Показатель	Ед. изм	2019 год	2020 год	2021 год
Уст. мощность	Гкал/час	840	840	840
Выработка т/э	Гкал	1076834	958296	1149605
Коэфф. исп. уст. мощности.	%	21,45	20,23	23,56
Число часов использования уст. мощности	час	5976	5640	5808

Таблица 8.1.6 Динамика изменения расходов топлива, сжигаемого на источнике тепловой энергии ПАО Юнипро (СГРЭС-2)

Год	Калорийность, средняя за год, ккал/м3	Приход, тыс. м3	Расход на производство, тыс. м3
2017	8 073,581	7 039 304,60	7 039 304,60
2018	8 072,942	6 654 060,99	6 654 060,99
2019	8 083,850	6 310 203,29	6 310 203,29
2020	8 075,354	5 715 192,51	5 715 192,51
2021	8 083,918	6 035 755,69	6 035 755,69

Таблица 8.1.7 Топливный баланс системы теплоснабжения, котельных теплоснабжающей организации Сургутское городское муниципальное унитарное предприятие «Городские тепловые сети»

№ котельной	Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т. натурального топлива, тыс. м3	Приход топлива на начало года, т. натурального топлива, тыс. м3	Израсходовано топлива		Остаток топлива, т. натурального топлива, тыс. м3	Низшая теплота сгорания, ккал/кг(ккал/н м3)
				Всего, т. натурального топлива, тыс. м3	Всего, т. условного топлива, тыс. м3		
1	газ	0	8 116, 053	8 116, 053	9 333, 460	0	8037,4
2	газ	0	19 345, 465	19 345, 465	22 247, 280	0	8037,4
3	газ	0	24 441, 792	24 441, 792	28 108, 060	0	8037,4
5	газ	0	2 424, 664	2 424, 664	2 788, 360	0	8037,4
6	газ	0	1 730, 479	1 730, 479	1 990, 050	0	8037,4
7	газ	0	2 078, 253	2 078,253	2 389, 990	0	8037,4
9	газ	0	1 152, 898	1 152, 898	1 325, 830	0	8037,4
13	газ	0	1 883, 736	1 883, 736	2 166, 300	0	8037,4
14	газ	0	19 583, 934	19 583, 934	22 521, 520	0	8037,4
21	газ	0	1 212, 754	1 212, 754	1 394, 670	0	8037,4
22	газ	0	575, 404	575, 404	661, 710	0	8037,4
23	газ	0	1 058, 951	1 058, 951	1 217, 790	0	8037,4
24	газ	0	318, 390	318, 390	366, 150	0	8037,4
ПКТС	газ	0	13 781, 718	13 781, 718	15 848, 980	0	8037,4
25	электронагрев						
26	газ	0	878, 338	878, 338	1 010, 009	0	8037,4
27	газ						
28	газ	0	2 379, 133	2 379, 133	2 736, 000	0	8037,4
29	газ	0	875, 829	875, 829	1 007, 200	0	8037,4
30	газ	0	1 577, 645	1 577, 645	1 814, 290	0	8037,4
31	газ	0	0	0	0	0	8037,4
32	газ	0	176, 294	176, 294	202, 740	0	8037,4
33	газ	0	738, 036	738, 036	848, 740	0	8037,4
34	газ	0	146, 971	146, 971	169, 020	0	8037,4
35	газ	0	0	0	0	0	8037,4

Таблица 8.1.8 Динамика изменений фактических значений потребления топлива котельных теплоснабжающей организации Сургутское городское муниципальное унитарное предприятие «Городские тепловые сети»

Показатель	Единица измерения	2020 год (факт)	2021 год (факт)
Затрачено натурального топлива:			
<i>Природный газ</i>			
Котельная №1	тыс.м ³	9 688,05	8 116,05
Котельная №2	тыс.м ³	16 429,24	19 345,47
Котельная №3	тыс.м ³	20 440,23	24 441,79
Котельная №5	тыс.м ³	2 029,67	2 424,66
Котельная №6	тыс.м ³	1 467,80	1 730,48
Котельная №7	тыс.м ³	1 585,62	2 078,25
Котельная №9	тыс.м ³	954,11	1 152,90
Котельная №13	тыс.м ³	2 216,77	1 883,74
Котельная №14	тыс.м ³	16 079,70	19 583,94
Котельная №21	тыс.м ³	1 049,57	1 212,75
Котельная № 22 (Олимпия)	тыс.м ³	488,89	575,40
Котельная № 23 (Ледовый Дворец)	тыс.м ³	912,07	1 058,95
Котельная № 24 (Нефтяник)	тыс.м ³	245,50	318,39
Котельная ПКТС	тыс.м ³	5 967,14	13 781,72
Котельные № 26, 27 (Набережный)	тыс.м ³	794,58	878,34
Котельная № 28 (Юность)	тыс.м ³	2 136,58	2 379,13
Котельная № 29 (Таежный)	тыс.м ³	814,75	875,83
Котельная № 30 (Лунный)	тыс.м ³	1 385,92	1 577,65
Котельная № 31 (Медвежий угол-в режиме ЦТП)	тыс.м ³	228,64	0,00
Котельная № 32, 33 (Снежный)	тыс.м ³	731,14	914,33
Котельная № 34 (Крылова)	тыс.м ³	137,70	146,97
Всего	тыс.м ³	85 783,67	104 476,74
<i>Электроэнергия</i>			
Котельная № 25 (п.Лесной)	тыс.кВт/ч	859,43	935,47
Всего	тыс.кВт/ч	859,43	935,47
Затрачено условного топлива:			
<i>Природный газ</i>			
Котельная № 1	т.у.т.	11 141,26	9 333,46
Котельная № 2	т.у.т.	18 893,63	22 247,29
Котельная № 3	т.у.т.	23 506,26	28 108,06
Котельная № 5	т.у.т.	2 334,12	2 788,36
Котельная № 6	т.у.т.	1 687,97	1 990,05
Котельная № 7	т.у.т.	1 823,46	2 389,99
Котельная № 9	т.у.т.	1 097,23	1 325,84
Котельная № 13	т.у.т.	2 549,29	2 166,30
Котельная № 14	т.у.т.	18 491,66	22 521,53
Котельная № 21	т.у.т.	1 207,01	1 394,66
Котельная № 22 (Олимпия)	т.у.т.	562,22	661,71
Котельная № 23 (Ледовый Дворец)	т.у.т.	1 048,88	1 217,79
Котельная № 24 (Нефтяник)	т.у.т.	282,33	366,15
Котельная ПКТС	т.у.т.	6 862,21	15 848,98
Котельные № 26, 27 (Набережный)	т.у.т.	913,77	1 010,09
Котельная № 28 (Юность)	т.у.т.	2 457,07	2 736,00
Котельная № 29 (Таежный)	т.у.т.	936,96	1 007,20
Котельная № 30 (Лунный)	т.у.т.	1 593,81	1 814,30
Котельная № 31 (Медвежий угол-в режиме ЦТП)	т.у.т.	262,94	0,00
Котельная № 32, 33 (Снежный)	т.у.т.	840,81	1 051,48
Котельная № 34 (Крылова)	т.у.т.	158,36	169,02
Всего	т.у.т.	98 651,25	120 148,26
<i>Электроэнергия</i>			
Котельная № 25 (п.Лесной)	т.у.т.	105,71	115,06
Всего	т.у.т.	105,71	115,06

Таблица 8.1.9 Среднегодовая загрузка оборудования котельных в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации Сургутское городское муниципальное унитарное предприятие «Городские тепловые сети» за 2021 год

№ кот.	Наименование котельной, адрес	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	2021 год		КИУ тепловой мощности, %
			Выработка тепла, Гкал	Число часов использования УТМ, час.	
1	ул.Нефтяников, 24	66,0	58 819,1774	4776	18,66
2	ул.Нефтяников, 24	90,0	141 452,1950	4848	32,42
3	ул.Майская 10/2	90,0	190 267,3338	6288	33,62
5	пос.Дорожный	10,32	22 015,1205	8424	25,32
6	Заячий остров	9,56	13 091,4299	5664	24,18
7	8-ой пром.узел, ул.Индустриальная	21,6	12 788,9396	5832	10,15
9	8-ой пром.узел, ул.Буровая	6,02	8 449,3332	5736	24,47
13	р-н ж/д, ул.Западная 1/1	24,0	15 669,9472	2664	24,51
14	р-н ж/д ул.Западная 1/1	90,0	147 995,4054	5808	28,31
21	пос. Звездный ул.Трубная	4,515	9 488,6820	8424	24,95
22	ГМУ СОЦ Олимпия п. Барсово	6,45	4 954,5735	8640	8,89
23	Югорский тракт, 40	5,16	7 619,5709	8568	17,53
24	ул.Киртбая,12/1	5,5	2 499,6063	8424	5,39
ПКТС	ул.Мира,41	350	103 078,72	888	33,17
25	пос. Лесной на электронагреве	0,84	701,2912	5832	14,32
26	пр.Набережный д.17/2	1,24	2 036,11	8424	19,49
27	пр.Набережный д.17	2,4	3 874,88	8424	19,17
28	п. Юность	16	16 320,2304	8424	12,11
29	п. Таёжный	5,16	6 413,1210	5832	21,31
30	п. Лунный	10,32	10 992,6791	8424	12,64
31	п.Медвежий угол консервация	5,5	0	0	0
32	п. Снежный	1,9	6 465,6809	8760	13,62
33	п. Снежный	5,42			
34	ул.Крылова ПЧ- 49	1,54	1 045,7116	6768	10,03
35	Спортивное ядро консервация	1,9	0	0	0

Таблица 8.1.10 Топливный баланс системы теплоснабжения, котельных теплоснабжающей организации ПАО «Сургутнефтегаз»

№ котельной	Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т. натурально го топлива, тыс. м3	Приход топлива на начало года, т. натурально го топлива, тыс. м3	Израсходовано топлива		Остаток топлива, т. натурально го топлива, тыс. м3	Низшая теплота сгорания, ккал/кг(ккал/н м3)
				Всего, т. натурально го топлива, тыс. м3	Всего, т. условно го топлива, т.у.т		
1	газ	0	217, 807	217, 807	250,102	0	8041
3	газ	0	1 183 ,496	1 183, 496	1 358,817	0	8041
5	газ	0	2 797, 002	2 797, 002	3 211,461	0	8041
6	газ	0	439, 418	439, 418	504,556	0	8041
7	газ	0	1 045, 027	1 045, 027	1 199,852	0	8041
8	газ	0	676, 558	676, 558	776,805	0	8041
9	газ	0	1 692, 369	1 692, 369	1 943,063	0	8041
10	газ	0	4 391, 109	4 391, 109	5 041,635	0	8041
12	газ	0	5 073, 754	5 073, 754	5 825,384	0	8041
14	газ	0	946, 459	946, 459	1 086,716	0	8041
15	газ	0	1 789, 515	1 789, 515	2 054,735	0	8041
16	газ	0	217, 851	217 ,851	250,134	0	8041
17	газ	0	928, 531	928, 531	1 066,125	0	8041
19	газ	0	4 062, 011	4 062, 011	4 663,879	0	8041
22	газ	0	528, 676	528, 676	607,141	0	8041

Таблица 8.1.11 Топливный баланс системы теплоснабжения, котельных теплоснабжающей организации ООО «Газпром Энерго»

№ котельной	Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т. натурально го топлива, тыс. м3	Приход топлива на начало года, т. натурально го топлива, тыс. м3	Израсходовано топлива		Выработка, Гкал	СН, Гкал	Отпуск в ТС, Гкал	Потери в ТС, Гкал	Полезный отпуск, Гкал	Низшая теплота сгорания, ккал/кг(ккал/нм3)
				Всего, т. натурально го топлива, тыс. м3	Всего, т. условно го топлива, т.у.т						
1	газ	0	5 887, 607	5 887, 607	6 800,131	35954,07	1089 ,41	3245 ,9	3245 ,9	31618, 76	8085

Таблица 8.1.12 Топливный баланс системы теплоснабжения, котельных теплоснабжающей организации АО «Аэропорт Сургут»

№ котельной	Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т. натурально го топлива, тыс. м3	Приход топлива на начало года, т. натурально го топлива, тыс. м3	Израсходовано топлива		Остаток топлива, т. натурально го топлива, тыс. м3	Низшая теплота сгорания, ккал/кг(ккал/н м3)
				Всего, т. натурально го топлива, тыс. м3	Всего, т. условно го топлива, т.у.т		
1	газ	0	2661,639	2661,639	158,97	0	8050

Таблица 8.1.13 Топливный баланс системы теплоснабжения, котельных теплоснабжающей организации СГМУП «Сургутский Хлебозавод»

№ котельной	Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т. натурально го топлива, тыс. м3	Приход топлива на начало года, т. натурально го топлива, тыс. м3	Израсходовано топлива		Остаток топлива, т. натурально го топлива, тыс. м3	Низшая теплота сгорания, ккал/кг(ккал/н м3)
				Всего, т. натурально го топлива, тыс. м3	Всего, т. условного топлива, т.у.т		
1	газ	0	2,799	2,799	173,122	0	8044

Таблица 8.1.14 Топливный баланс системы теплоснабжения, котельных теплоснабжающей организации ООО «ТВС-Сервис»

№ котельной	Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т. натурально го топлива, тыс. м3	Приход топлива на начало года, т. натурально го топлива, тыс. м3	Израсходовано топлива		Остаток топлива, т. натурально го топлива, тыс. м3	Низшая теплота сгорания, ккал/кг(ккал/н м3)
				Всего, т. натурально го топлива, тыс. м3	Всего, т. условного топлива, т.у.т		
1	газ	0	761,4	761,4	875,7	0	7036

Таблица 8.1.15 Топливный баланс системы теплоснабжения, котельных теплоснабжающей организации АО «Горремстрой»

№ котельной	Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т. натурально го топлива, тыс. м3	Приход топлива на начало года, т. натурально го топлива, тыс. м3	Израсходовано топлива		Остаток топлива, т. натурально го топлива, тыс. м3	Низшая теплота сгорания, ккал/кг(ккал/н м3)
				Всего, т. натурально го топлива, тыс. м3	Всего, т. условного топлива, т.у.т		
1	газ	0	303	303	349,7	0	8041,12

Таблица 8.1.16 Топливный баланс системы теплоснабжения, котельных теплоснабжающей организации ООО «Технические системы»

№ котельной	Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т. натурально го топлива, тыс. м3	Приход топлива на начало года, т. натурально го топлива, тыс. м3	Израсходовано топлива		Остаток топлива, т. натурально го топлива, тыс. м3	Низшая теплота сгорания, ккал/кг(ккал/н м3)
				Всего, т. натурально го топлива, тыс. м3	Всего, т. условного топлива, т.у.т		
1	газ	0	309,72	309,72	355,72	0	8050

Таблица 8.1.17 Топливный баланс системы теплоснабжения, котельных теплоснабжающей организации ООО «СКАТ-База»

№ котельной	Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т. натурально го топлива, тыс. м3	Приход топлива на начало года, т. натурально го топлива, тыс. м3	Израсходовано топлива		Остаток топлива, т. натурально го топлива, тыс. м3	Низшая теплота сгорания, ккал/кг(ккал/н м3)
				Всего, т. натурально го топлива, тыс. м3	Всего, т. условного топлива, т.у.т		
1	газ	0	783,773	783,773	899,77	0	8050

Таблица 8.1.18 Топливный баланс системы теплоснабжения, котельных теплоснабжающей организации ООО «Сургутские городские электрические сети»

№ котельной	Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т. натурального топлива, тыс. м ³	Приход топлива на начало года, т. натурального топлива, тыс. м ³	Израсходовано топлива		Остаток топлива, т. натурального топлива, тыс. м ³	Низшая теплота сгорания, ккал/кг(ккал/м ³)
				Всего, т. натурального топлива, тыс. м ³	Всего, т. условного топлива, т.у.т		
К-45	газ	0	15 604,90	15 604,90	17 922	0	8050
Нефтеюганское шоссе, 22, стр.5	газ	0	359,24	359,24	412,59	0	8050

Таблица 8.1.19 Потребление тепловой энергии потребителями систем теплоснабжения ООО "СГЭС" г. Сургут на 01.01.2022

Наименование системы теплоснабжения на базе источника(ов) тепловой энергии и тепловых пунктов	Всего сумм. Потр тыс. Гкал/год.
от теплоисточника ПРОМЗОНА СГРЭС-2	213,9540
от теплоисточника СГРЭС-1	1 668,3673
от теплоисточника СГРЭС-2	665,8813
от котельной КК-45	145,8530
от котельной СОК	2,2837
ИТОГО	2 696,3394

8.2 Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями

В качестве резервного топлива на крупных источниках теплоснабжения используется также газовое топливо, доставляемое по второму газовому вводу, пропускная способность которого соответствует 100% потреблению газа всеми газоиспользующими установками источника. Данные о наличии резервного топлива на источниках теплоснабжения приведены в таблице 8.2.1.

Все котельные, за исключением котельной № 25 работают на природном (попутном) газе. Котельные СГМУП «ГТС» № 1, 2, 3, 5, 6, 7, 14, 21, 24, 26, 27, 28, 29, 30 аварийного топлива не имеют, поскольку в связи с плотной застройкой жилыми домами и административными зданиями вокруг территорий котельных, установка ёмкости с аварийным топливом не возможна, т. к. будут нарушены требования правил пожарной безопасности при устройстве складов с легковоспламеняющимися жидкостями.

Проектом предусмотрено аварийное топливо на котельных № 9, 13, 22, 23, 32, 33, 34.

На котельной №13 в 2019 году было выполнено техническое перевооружение с устройство аварийного теплоснабжения. В качестве аварийного топлива используется дизельное топливо.

На котельной №9 в качестве аварийного топлива используется дизельное топливо.

В соответствии с проектом имеют источники аварийного дизельного топлива, котельная № 13 - V=100м³- 2 шт., котельная № 9 - V=50м³.

Котельная № 22 «Олимпия» пос. Барсово, котельная №23 «Ледовый дворец спорта» по адресу: Югорский тракт, 40, котельная № 32 п. Снежный, котельная № 33 п. Снежный, котельная № 34 ул. Крылова, 40 в соответствии с проектом имеют источники аварийного дизельного топлива, котельная № 22 - V=50м³, а котельная № 23 - V=25м³, котельная № 32

- V=10м3 - 2 шт., котельная № 33 - V=20м3 - 2 шт., котельная № 34 - V=15м3, объекты социально значимых категорий к данным котельным не подключены.

По условиям договоров с газоснабжающими организациями ограничения на подачу газа в отопительный период на котельные СГМУП «ГТС» отсутствуют. Складов и запасов резервного топлива на котельных нет.

Анализ поставки топлива в периоды расчетных температур наружного воздуха

На основании информации о режимах поставки основного топлива (газовое топливо) на теплоисточники в периоды резких похолоданий (при температурах наружного воздуха, близких к расчетным), полученной от теплоснабжающих организаций г. Сургута, проведен анализ поставки топлива в периоды расчетных температур наружного воздуха. Результаты анализа показали отсутствие снижения объемов поставки природного газа. Также, в эти периоды не наблюдалось падения давления в газопроводах и отклонения физико-химических свойств газа от договорных параметров. Ограничений на потребление газа для источников системы теплоснабжения, промышленных объектов и населения г. Сургута не вводилось.

Таблица 8.2.1 Топливные балансы и используемые виды топлива источников теплоснабжения ТСО города Сургут

№ п/п	Наименование источника	Адрес	Теплоснабжающая организация	Вид основного топлива	Наличие и вид резервного или аварийного топлива	Поставщики топлива
1	Сургутская ГРЭС-1	г. Сургут, ул. Электротехническая 23/1	Филиал ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1	газовое	резервное – газовое	ООО "Газпром межрегионгаз Север" 190000, Россия, Ленинградская обл., г. Санкт-Петербург, Галерная улица, д.20-22, лит. А ОАО "Сургутнефтегаз" 628415, Россия, ХМАО, Тюменская обл., г.Сургут, ул.Григория Кукуевицкого, д.1 корп.1
2	Сургутская ГРЭС-2	г. Сургут, ул. Энергостроителей, 23	ПАО «Юнипро» - Сургутская ГРЭС-2	газовое	резервное – газовое	ПАО «НОВАТЭК», ОАО «НК «Роснефть», ПАО «Сургутнефтегаз»
3	Котельная ООО «СГЭС»	г. Сургут, ул. Крылова 55/2	ООО «Сургутские городские электрические сети»	газовое	-	ПАО «Сургутнефтегаз»
4	Котельная ПКТС	г. Сургут ул. Мира д.40	СГМУП «ГТС» (котельная в эксплуатации на правах аренды)	газовое	-	ПАО "Сургутнефтегаз"
5	Котельная № 1	г. Сургут ул Нефтяников, д. 24 стр.6	СГМУП «ГТС»	газовое	газовое	ПАО «Сургутнефтегаз»
6	Котельная № 2	г. Сургут ул Нефтяников, д. 24 стр. 4	СГМУП «ГТС»	газовое	газовое	ПАО «Сургутнефтегаз»
7	Котельная № 3	г. Сургут ул Майская д. 10/2 стр.2	СГМУП «ГТС»	газовое	газовое	ПАО «Сургутнефтегаз»
8	Котельная № 5	п. Дорожный	СГМУП «ГТС»	газовое	-	ПАО «Сургутнефтегаз»
9	Котельная № 6	Заячий остров, промзона ГВК	СГМУП «ГТС»	газовое	-	ПАО «Сургутнефтегаз»
10	Котельная № 7	г. Сургут ул. Индустриальная	СГМУП «ГТС»	газовое	-	ПАО «Сургутнефтегаз»
11	Котельная № 9	г. Сургут ул. Буровая (тепличный комплекс)	СГМУП «ГТС»	газовое	дизельное	ПАО «Сургутнефтегаз»
12	Котельная № 13	г. Сургут мкр Ж/Д ул. Западная 1/1	СГМУП «ГТС»	газовое	дизельное	ПАО «Сургутнефтегаз»
13	Котельная № 14	г. Сургут мкр Ж/Д ул. Западная 1/1	СГМУП «ГТС»	газовое	-	ПАО «Сургутнефтегаз»
14	Котельная № 21	п. Звездный ул. Трубная	СГМУП «ГТС»	газовое	-	ПАО «Сургутнефтегаз»
15	Котельная № 22	п. Барсово СОЦ "Олимпия"	СГМУП «ГТС»	газовое	дизель	ПАО «Сургутнефтегаз»

№ п/п	Наименование источника	Адрес	Теплоснабжающая организация	Вид основного топлива	Наличие и вид резервного или аварийного топлива	Поставщики топлива
16	Котельная № 23	г. Сургут Югорский тракт 40, Ледовый дворец	СГМУП «ГТС»	газовое	дизель	ПАО «Сургутнефтегаз»
17	Котельная № 24	г. Сургут, ул. Игоря Киртбая, 12/1, Поликлиника Нефтяник	СГМУП «ГТС»	газовое		ПАО «Сургутнефтегаз»
18	Котельная №25 пос. Лесной	Пос. Лесной	СГМУП «ГТС»	электроэнергия	-	поставщик "Акционерное общество "Энергосбытовая компания "Восток"
19	Котельная № 26 пр.Набережный д.17/2	г. Сургут Набережный пр. 17/2	СГМУП «ГТС» (в эксплуатации с 31.12.2019г.)	газовое	-	ПАО «Сургутнефтегаз»
20	Котельная № 27 р.Набережный д.17	г. Сургут Набережный пр. 17	СГМУП «ГТС» (в эксплуатации с 31.12.2019г.)	газовое	-	ПАО «Сургутнефтегаз»
21	Котельная № 28 п. Юность	поселок Юность	СГМУП «ГТС» (в эксплуатации с 10.01.2020г.)	газовое	-	ПАО "Сургутнефтегаз"
22	Котельная № 29 п. Таёжный	поселок Таежный	СГМУП «ГТС» (в эксплуатации с 10.01.2020г.)	газовое	-	ПАО "Сургутнефтегаз"
23	Котельная № 30 пос. Лунный	поселок Лунный	СГМУП «ГТС» (в эксплуатации с 10.01.2020г.)	газовое	-	ПАО "Сургутнефтегаз"
24	Котельная № 31 п. Медвежий угол	поселок Медвежий угол				
25	Котельная № 32 п. Снежный	поселок Снежный	СГМУП «ГТС» (в эксплуатации с 10.01.2020г.)	газовое	дизельное	ПАО "Сургутнефтегаз"
26	Котельная № 33 п. Снежный	поселок Снежный	СГМУП «ГТС» (в эксплуатации с 10.01.2020г.)	газовое	дизельное	ПАО "Сургутнефтегаз"
27	Котельная № 34 ул.Крылова,40 ПЧ- 49	г. Сургут ул. Крылова	СГМУП «ГТС» (в эксплуатации с 10.01.2020г.)	газовое	дизельное	ПАО "Сургутнефтегаз"
28	Котельная № 1	г. Сургут аэропорт	ПАО «Сургутнефтегаз»	газовое	-	ПАО «Сургутнефтегаз»
29	Котельная № 3	г. Сургут, ш. Нефтеюганское, 56	ПАО «Сургутнефтегаз»	газовое	-	ПАО «Сургутнефтегаз»
30	Котельная № 4	г. Сургут, ул. Заячий остров, 6	ПАО «Сургутнефтегаз»	газовое	-	ПАО «Сургутнефтегаз»
31	Котельная № 5	г. Сургут, заезд Андреевский, 14	ПАО «Сургутнефтегаз»	газовое	-	ПАО «Сургутнефтегаз»
32	Котельная № 6	г. Сургут, ул. Буровая, 1	ПАО «Сургутнефтегаз»	газовое	-	ПАО «Сургутнефтегаз»
33	Котельная № 7	г. Сургут, ул. Заячий остров, 6	ПАО «Сургутнефтегаз»	газовое	-	ПАО «Сургутнефтегаз»

№ п/п	Наименование источника	Адрес	Теплоснабжающая организация	Вид основного топлива	Наличие и вид резервного или аварийного топлива	Поставщики топлива
34	Котельная № 8	г. Сургут, заезд Андреевский, 2	ПАО «Сургутнефтегаз»	газовое	-	ПАО «Сургутнефтегаз»
35	Котельная № 9	г. Сургут, ул. Индустриальная, 56	ПАО «Сургутнефтегаз»	газовое	-	ПАО «Сургутнефтегаз»
36	Котельная № 10	г. Сургут, ш. Нефтеюганское 7/1	ПАО «Сургутнефтегаз»	газовое	-	ПАО «Сургутнефтегаз»
37	Котельная № 12	г. Сургут, ул. Промышленная, д. 20/1	ПАО «Сургутнефтегаз»	газовое	-	ПАО «Сургутнефтегаз»
38	Котельная № 14	г. Сургут, ш. Нефтеюганское, 54	ПАО «Сургутнефтегаз»	газовое	-	ПАО «Сургутнефтегаз»
39	Котельная № 15	г. Сургут, Югорский тракт 6/1	ПАО «Сургутнефтегаз»	газовое	-	ПАО «Сургутнефтегаз»
40	Котельная № 16	г. Сургут, ул. Промышленная, 2	ПАО «Сургутнефтегаз»	газовое	-	ПАО «Сургутнефтегаз»
41	Котельная № 17	г. Сургут, заезд Андреевский, 9	ПАО «Сургутнефтегаз»	газовое	-	ПАО «Сургутнефтегаз»
42	Котельная № 19	г. Сургут, ул. Автомобилистов, 16	ПАО «Сургутнефтегаз»	газовое	-	ПАО «Сургутнефтегаз»
43	Котельная ООО «Газпром энерго»	г. Сургут Северный промрайон ул. Производственная 17.	ООО «Газпром энерго» (в эксплуатации с 2020г)	газовое	-	ООО «Газпром энерго»
44	Котельная СГМУП «Сургутский хлебозавод»	г. Сургут, ш Нефтеюганское 2 (ПРОМЗОНА)	СГМУП «Сургутский хлебозавод»	газовое	-	ПАО «Сургутнефтегаз»
45	Котельная ООО УК «СЗТК»	г. Сургут ул Автомобилистов 3	ООО УК «СЗТК»	газовое	-	ПАО «Сургутнефтегаз»
46	Котельная АО «Горремстрой»	г. Сургут, Нефтеюганское шоссе, 21	АО «Горремстрой»	газовое	-	ПАО «Сургутнефтегаз»
47	Котельная АО «Аэропорт Сургут»	Ул. Аэрофлотская 49/1	АО «Аэропорт Сургут»	газовое	-	ПАО «Сургутнефтегаз»
48	Котельная ООО «ТВС-Сервис»	Ул. Инженерная 20 стр. 2	ООО «ТВС-Сервис»	газовое	-	ПАО «Сургутнефтегаз»
49	Котельная ООО «Скат-База»	г. Сургут, Монтажная улица, 6	ООО «Скат-База»	газовое	-	ПАО «Сургутнефтегаз»

8.3 Описание особенностей характеристик видов топлива в зависимости от мест поставки

Город обеспечивается газом от Уренгойского месторождения и от Среднеобских нефтяных месторождений (попутный газ), по отводам от магистральных газопроводов Уренгой-Челябинск и Уренгой-Сургут-Омск.

Основными газоснабжающими организациями Сургута являются ПАО «Сургутнефтегаз», осуществляющая снабжение природным и попутным газом и ЗАО «Газпром энерго» региональная компания ОАО «Газпром» осуществляющая снабжение природным газом.

8.4 Описание использования местных видов топлива

Местные виды топлив на источниках тепловой энергии на территории города Сургут – не используются.

Город обеспечивается газом от Уренгойского месторождения и от Среднеобских нефтяных месторождений (попутный газ), по отводам от магистральных газопроводов Уренгой-Челябинск и Уренгой-Сургут-Омск.

8.5 Описание видов топлива, их доли и значения низшей теплоты сгорания топлива, используемых для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения

На источниках тепловой энергии города Сургута уголь в качестве топлива для производства тепловой энергии не используется.

99,97% тепловой энергии вырабатывается на природном газе. Значения низшей теплоты сгорания по каждому источнику тепловой энергии представлены в п. 8.1.

8.6 Описание преобладающего в поселении, городском округе вида топлива, определяемого по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем поселении, городском округе

По совокупности всех систем теплоснабжения в городе Сургуте в качестве используемого топлива преобладает природный газ.

8.7 Описание приоритетного направления развития топливного баланса поселения, городского округа

Исходя из отсутствия проблем с поставкой природного газа в качестве топлива для источников тепловой энергии в дальнейшем так же предлагается использовать природный газ в качестве приоритетного топлива.

8.8 Описание изменений в топливных балансах источников тепловой энергии для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

На источниках используемое топливо не изменилось. Топливные балансы представлены в таблицах в п.8.1.

Часть 9. Надежность теплоснабжения

9.1 Описание и значения показателей, определяемых в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения, и иные сведения

Расчет надежности в базовой версии Схемы теплоснабжения произведен в соответствии с «Методическими рекомендациями по разработке схем теплоснабжения», утвержденными Приказом Минэнерго России и Минрегиона России от 29.12.2012 №565/667. При этом нормативные требования к надёжности теплоснабжения установлены в СП 124.13330.2012 (актуализированная версия СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети») в части пунктов 6.25-6.30 раздела «Надежность».

Подходы к расчету надежности теплоснабжения потребителей г. Сургута при актуализации Схемы теплоснабжения

В настоящее время методика оценки надежности, утвержденная Приказом Минэнерго России и Минрегиона России от 29.12.2012 № 565/667 «Об утверждении методических рекомендаций по разработке схем теплоснабжения», является наиболее достоверной и реалистичной поскольку позволяет оценивать надежность относительно конечных потребителей тепловой энергии и учитывать территориальные особенности расположения потребителей.

При актуализации Схемы теплоснабжения произведены следующие изменения, влияющие на оценку надежности теплоснабжения:

1) Разработана электронная модель 2-го уровня, с описанием распределительных (квартальных) тепловых сетей, до конечных потребителей;

2) В базы данных внесены сведения по системам транспорта тепловой энергии, характеризующие в полной мере надежность систем теплоснабжения потребителей за ретроспективный период, к числу показателей относятся:

- фактический срок ввода в эксплуатацию участков;
- фактическое число функциональных отказов на участках, на основании чего рассчитана фактическая интенсивность отказов функциональных отказов по каждому участку;
- фактическое время восстановления работоспособного состояния тепловых сетей, на основании чего рассчитано среднее время восстановления по каждому участку.

Целевая установка расчетов заключается в определении базовых показателей для оценки надежности теплоснабжения по состоянию на базовый период актуализации Схемы теплоснабжения.

Для выполнения целевой установки выполнены следующие задачи:

1) Доработана электронная модель для объективной оценки надежности теплоснабжения;

2) Внесены и скорректированы фактические данные, характеризующие надежность теплоснабжения города;

3) Произведены расчеты показателей надежности теплоснабжения;

4) Выявлены зоны ненадежного теплоснабжения. В течение расчетного периода актуализации Схемы теплоснабжения одной из основных задач является повышение надежности теплоснабжения таких зон.

Описание показателей, определяемых в соответствии с методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии представлены ниже.

Описание показателей надежности

В соответствии с СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» расчет надежности теплоснабжения должен производиться для каждого потребителя, при этом минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы следует принимать (пункт «б.26») для:

- источника теплоты $R_{ит} = 0,97$;
- тепловых сетей $R_{тс} = 0,9$;
- потребителя теплоты $R_{пт} = 0,99$;
- системы СЦТ в целом $R_{сцт} = 0,9 \times 0,97 \times 0,99 = 0,86$.

Расчет вероятности безотказной работы тепловой сети по отношению к каждому потребителю осуществляется по следующему алгоритму:

1. Определяется путь передачи теплоносителя от источника до потребителя, по отношению к которому выполняется расчет вероятности безотказной работы тепловой сети.

2. На первом этапе расчета устанавливается перечень участков теплопроводов, составляющих этот путь.

3. Для каждого участка тепловой сети устанавливаются: год его ввода в эксплуатацию, диаметр и протяженность.

4. На основе обработки данных по отказам и восстановлением (времени, затраченном на ремонт участка) всех участков тепловых сетей за несколько лет их работы устанавливаются следующие зависимости:

λ_0 - средневзвешенная частота (интенсивность) устойчивых отказов участков в конкретной системе теплоснабжения при продолжительности эксплуатации участков от 3 до 17 лет (1/км/год);

- средневзвешенная частота (интенсивность) отказов для участков тепловой сети с продолжительностью эксплуатации от 1 до 3 лет;
- средневзвешенная частота (интенсивность) отказов для участков тепловой сети с продолжительностью эксплуатации от 17 и более лет;
- средневзвешенная продолжительность ремонта (восстановления) участков тепловой сети;
- средневзвешенная продолжительность ремонта (восстановления) участков тепловой сети в зависимости от диаметра участка.

Частота (интенсивность) отказов (в соответствии с ГОСТ 27.002-09 «Надежность в технике») каждого участка тепловой сети измеряется с помощью показателя λ_i , который имеет размерность [1/км/год] или [1/км/час]. Интенсивность отказов всей тепловой сети (без резервирования) по отношению к потребителю представляется как последовательное (в смысле надежности) соединение элементов, при котором отказ одного из всей совокупности элементов приводит к отказу все системы в целом. Средняя вероятность безотказной работы системы, состоящей из последовательно соединенных элементов, будет равна произведению вероятностей безотказной работы:

$$P_c = \prod_{i=1}^{i=N} P_i = e^{-\lambda_1 L_1 t} \times e^{-\lambda_2 L_2 t} \times \dots \times e^{-\lambda_n L_n t} = e^{-t \times \sum_{i=1}^{i=N} \lambda_i L_i} = e^{\lambda_c t}, \quad (1.1)$$

Интенсивность отказов всего последовательного соединения равна сумме интенсивностей отказов на каждом участке $\lambda_c = L_1 \lambda_1 + L_2 \lambda_2 + \dots + L_n \lambda_n$, [1/час], где L_i - протяженность каждого участка, [км]. И, таким образом, чем выше значение интенсивности отказов системы, тем меньше вероятность безотказной работы. Параметр времени в этих выражениях всегда равен одному отопительному периоду, т.е. значение вероятности безотказной работы вычисляется как некоторая вероятность в конце каждого рабочего цикла (перед следующим ремонтным периодом).

Интенсивность отказов каждого конкретного участка может быть разной, но самое главное, она зависит от времени эксплуатации участка. В нашей практике для описания параметрической зависимости интенсивности отказов мы применяется зависимость от срока эксплуатации, следующего вида, близкая по характеру к распределению Вейбулла:

$$\lambda(t) = \lambda_0 (0,1 \tau)^{\alpha-1}, \quad (1.2.)$$

где τ - срок эксплуатации участка [лет].

Характер изменения интенсивности отказов зависит от параметра α : при $\alpha < 1$, она монотонно убывает, при $\alpha > 1$ - возрастает; при $\alpha = 1$ функция принимает вид

$\lambda(t) = \lambda_0 = Const$. А λ_0 - это средневзвешенная частота (интенсивность) устойчивых отказов в конкретной системе теплоснабжения.

Обработка значительного количества данных по отказам, позволяет использовать следующую зависимость для параметра формы интенсивности отказов:

$$\alpha = \begin{cases} 0,8 \cdot n_{при} \cdot 0 < \tau \leq 3 \\ 1 \cdot n_{при} \cdot 3 < \tau \leq 17 \\ 0,5 \times e^{(\tau/20)} \cdot n_{при} \cdot \tau > 17 \end{cases} \quad (1.3)$$

На рисунке ниже приведен вид зависимости интенсивности отказов от срока эксплуатации участка тепловой сети. При ее использовании следует помнить о некоторых допущениях, которые были сделаны при отборе данных:

- она применима только тогда, когда в тепловых сетях существует четкое разделение на эксплуатационный и ремонтный периоды;
- в ремонтный период выполняются гидравлические испытания тепловой сети после каждого отказа.

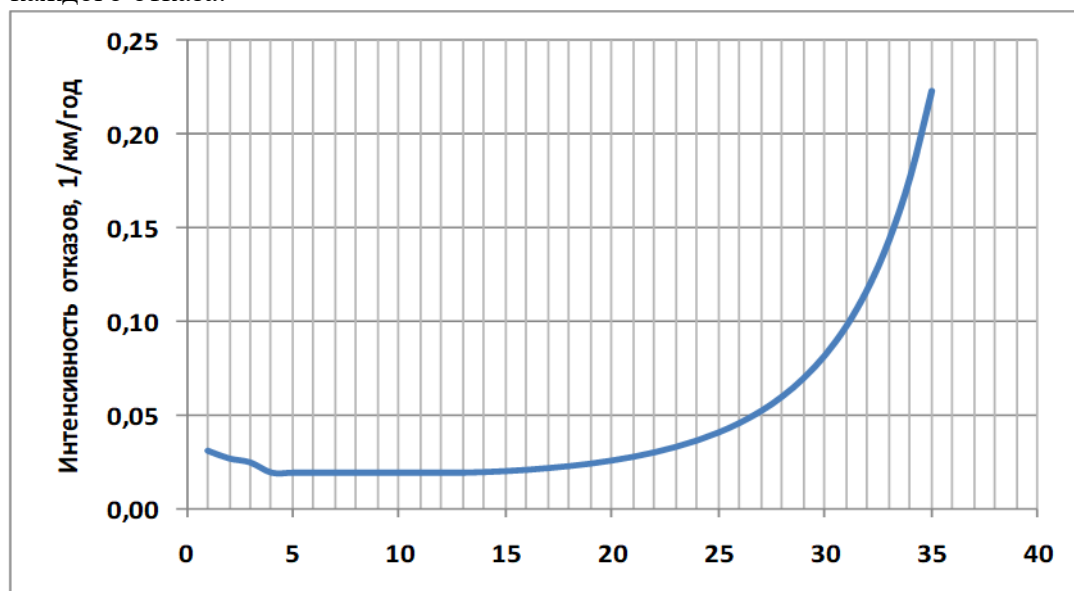


Рисунок 9.1.1 Интенсивность отказов в зависимости от срока эксплуатации участка тепловой сети

5. По данным региональных справочников по климату о среднесуточных температурах наружного воздуха за последние десять лет строят зависимость повторяемости температур наружного воздуха (график продолжительности тепловой нагрузки отопления).

6. С использованием данных о теплоаккумулирующей способности абонентских установок определяют время, за которое температура внутри отапливаемого помещения снизится до температуры, установленной в критериях отказа теплоснабжения. Отказ теплоснабжения потребителя – событие, приводящее к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий ниже $+12^{\circ}\text{C}$, в промышленных зданиях ниже $+8^{\circ}\text{C}$ (СП 124.13330.2012 «Тепловые сети»). Например, для расчета времени снижения температуры в жилом здании используют формулу:

$$t_{\epsilon} = t_n + \frac{Q_o}{q_o V} + \frac{t'_{\epsilon} - t_n - \frac{Q_o}{q_o V}}{\exp(z/\beta)}, \quad (1.4)$$

где

t_{ϵ}	-	внутренняя температура, которая устанавливается в помещении через время z в часах, после наступления исходного события, °С;
z	-	время отсчитываемое после начала исходного события, ч;
t'_{ϵ}	-	температура в отапливаемом помещении, которая была в момент начала исходного события, °С;
t_n	-	температура наружного воздуха, усредненная на периоде времени z , °С;
Q_o	-	подача теплоты в помещение, Дж/ч;
$q_o V$	-	удельные расчетные тепловые потери здания, Дж/(ч×°С);
β	-	коэффициент аккумуляции помещения (здания), ч.

Для расчет времени снижения температуры в жилом здании до +12°С при внезапном

прекращении теплоснабжения эта формула при $\left(\frac{Q_o}{q_o V} = 0\right)$ имеет следующий вид:

$$z = \beta \times \ln \frac{(t_{\epsilon} - t_n)}{(t_{\epsilon,a} - t_n)}, \quad (1.5)$$

где

$t_{\epsilon,a}$ - внутренняя температура, которая устанавливается критерием отказа теплоснабжения (+12°С для жилых зданий);

7. На основе данных о частоте (потоке) отказов участков тепловой сети, повторяемости температур наружного воздуха и данных о времени восстановления (ремонта) элемента (участка, НС, компенсатора и т.д.) тепловых сетей определяют вероятность отказа теплоснабжения потребителя. В случае отсутствия достоверных данных о времени восстановления теплоснабжения потребителей используют эмпирическую зависимость для времени, необходимого для ликвидации повреждения, предложенную Е.Я. Соколовым:

$$z_p = a \left[1 + (b + c l_{c.z}) D^{1.2} \right], \quad (1.6)$$

где

a, b, c	-	постоянные коэффициенты, зависящие от способа укладки теплопровода (подземный, надземный) и его конструкции, а также от способа диагностики места повреждения и уровня организации ремонтных работ
$l_{c.z}$	-	расстояние между секционирующими задвижками, м;
D	-	условный диаметр трубопровода, м.

Расчет выполняется для каждого участка и/или элемента, входящего в путь от источника до абонента:

- по каждой градации повторяемости температур с использованием уравнения 1.4 вычисляется допустимое время проведения ремонта;
- вычисляется относительная и накопленная частота событий, при которых время снижения температуры до критических значений меньше чем время ремонта повреждения;
- вычисляются относительные доли (см. уравнение 1.7) и поток отказов (см. уравнение 1.8) участка тепловой сети, способный привести к снижению температуры в отапливаемом помещении до температуры в +12°С:

$$\bar{z} = \left(1 - \frac{z_{i,j}}{z_p} \right) \times \frac{\tau_j}{\tau_{on}} \quad (1.7)$$

$$\bar{\omega}_i = \lambda_i L_i \times \sum_{j=1}^{j=N} \bar{z}_{i,j} \quad (1.8)$$

• вычисляется вероятность безотказной работы участка тепловой сети относительно абонента:

$$p_i = \exp(-\bar{\omega}_i) \quad (1.9)$$

9.1.1. Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей

Учитывая, что наиболее уязвимой частью СЦТ являются водяные тепловые сети, рассмотрим основные свойства, определяющие надежность, прежде всего, данной части СЦТ. Под надежностью тепловых сетей понимается их способность обеспечивать потребителей требуемым количеством теплоносителя при заданном его качестве, оставаясь в течение заданного срока (25—30 лет) в полностью работоспособном состоянии при сохранении заданных на стадии проектирования технико-экономических показателей (значений абсолютных и удельных потерь теплоты, удельной пропускной способности, расхода электроэнергии на перекачку и др.).

Сведения о зафиксированных функциональных отказах на тепловых сетях предоставлены теплоснабжающими организациями СГМУП «ГТС». На тепловых сетях других теплоснабжающих организаций за ретроспективный период аварий и функциональных отказов не зафиксировано.

Сведения об отказах на тепловых сетях в разрезе источников тепловой энергии за 2017-2021 гг. представлены в таблице 9.1.1.

Как видно, наибольшее число функциональных отказов характерно для систем теплоснабжения на базе Сургутской ГРЭС-1 и Сургутской ГРЭС-2, что объясняется количеством и разветвленностью магистральных и распределительных тепловых сетей от данных теплоисточников.

Довольно высокие значения повреждения на тепловых сетях характерны для котельных №1, 2, 3 СГМУП «ГТС».

За 5 лет на тепловых сетях зафиксировано 2387 функциональных отказа, из них наибольшее число произошло в 2021 г. – 660 ед. За рассматриваемый период не прослеживается положительная или отрицательная динамика изменения числа функциональных отказов на тепловых сетях, что свидетельствует о случайном, несистематическом характере их возникновения.

На основании статистической информации проведен анализ числа функциональных отказов по участкам, в зависимости от срока их службы. При этом срок службы от считывается от года ввода в эксплуатацию или от года проведения работ по капитальному ремонту участка.

Тем не менее, даже если бы все участки тепловых сетей были переложены или отремонтированы своевременно – это не гарантировало бы безотказную работу тепловых сетей, а лишь позволило бы минимизировать число функциональных отказов, что подтверждается наличием функциональных отказов на относительно новых тепловых сетях, введенных в 2016-2021 гг. – 17 шт. (0,2%). Отказы на относительно новых тепловых сетях могут быть вызваны несистемными факторами: некорректным ведением гидравлического режима, дефектами ремонта и монтажа и т.п.

Таблица 9.1.1 Статистика функциональных отказов на тепловых сетях по системам теплоснабжения

№ п/п	Теплоисточник	Зона действия источника						2017-2021
			2017	2018	2019	2020	2021	
1	Сургутская ГРЭС-1 - ПКТС - Город	Филиал ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1	86	47	300	153	148	734
ИТОГО по СЦТ на базе теплоисточника Филиал ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1			86	47	300	153	148	734
2	Сургутская ГРЭС-2	ПАО «Юнипро» - Сургутская ГРЭС-2	133	20	240	107	94	594
ИТОГО по СЦТ на базе теплоисточника ПАО «Юнипро» - Сургутская ГРЭС-2			133	20	240	107	94	594
3	Котельная К-45	ООО "СГЭС"	0	0	0	0	0	0
4	Котельная «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5»	ООО "СГЭС"	0	0	0	0	0	0
ИТОГО по СЦТ на базе теплоисточника ООО «СГЭС»			0	0	0	0	0	0
5	Котельная № 1 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	4	1	16	6	13	40
6	Котельная № 2 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	28	5	68	57	23	181
7	Котельная № 3 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	5	3	31	9	15	63
8	Котельная № 5 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	1	0	2	0	1	4
9	Котельная № 6 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	0	0
10	Котельная № 7 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	0	0	0	1	0	1
11	Котельная № 9 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	1	1
12	Котельная № 13 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	7	7
13	Котельная № 14 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	2	1	20	17	14	54
14	Котельная № 21 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	0	0	3	0	0	3
15	Котельная № 22 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	0	0
16	Котельная №23Ледовый дворец (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	0	0
17	Котельная №24 Полка Нефтяник (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	0	0
18	Котельная №25 пос. Лесной	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	0	0
19	Котельная № 28 п. Юность	СГМУП «ГТС»	90	70	0	35	6	201
20	Котельная № 29 п. Таёжный	СГМУП «ГТС»	12	16	0	2	1	31
21	Котельная № 30 пос. Лунный	СГМУП «ГТС»	49	37	0	6	6	98

№ п/п	Теплоисточник	Зона действия источника						2017-2021
			2017	2018	2019	2020	2021	
22	Котельная № 31 п. Медвежий угол	СГМУП «ГТС»	25	15	0	0	0	40
23	Котельная № 33 п. Снежный	СГМУП «ГТС»	0	2	0	2	1	5
24	Котельная № 34 ул.Крылова,40 ПЧ-49	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	0	0
25	Котельная № 26 пр.Набережный д.17/2	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	0	0
26	Котельная № 27 р.Набережный д.17	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	0	0
ИТОГО по СЦТ на базе теплоисточников СГМУП «ГТС»			216	150	140	135	88	729
27	Котельная №1 (ПАО «Сургутнефтегаз»)	ПАО «Сургутнефтегаз»	0	0	0	0	0	0
28	Котельная №3, (ПАО «Сургутнефтегаз»)	ПАО «Сургутнефтегаз»	0	0	0	0	0	0
29	Котельная №4 (ПАО «Сургутнефтегаз»)	ПАО «Сургутнефтегаз»	0	0	0	0	0	0
30	Котельная №5 (ПАО «Сургутнефтегаз»)	ПАО «Сургутнефтегаз»	0	0	0	0	0	0
31	Котельная №6 (ПАО «Сургутнефтегаз»)	ПАО «Сургутнефтегаз»	0	0	0	0	0	0
32	Котельная №7 (ПАО «Сургутнефтегаз»)	ПАО «Сургутнефтегаз»	0	0	0	0	0	0
33	Котельная №8 (ПАО «Сургутнефтегаз»)	ПАО «Сургутнефтегаз»	0	0	0	0	0	0
34	Котельная №9 (ПАО «Сургутнефтегаз»)	ПАО «Сургутнефтегаз»	0	0	0	0	0	0
35	Котельная №10 (ПАО «Сургутнефтегаз»)	ПАО «Сургутнефтегаз»	0	0	0	0	0	0
36	Котельная №12 (ПАО «Сургутнефтегаз»)	ПАО «Сургутнефтегаз»	0	0	0	0	0	0
37	Котельная №14 (ПАО «Сургутнефтегаз»)	ПАО «Сургутнефтегаз»	0	0	0	0	0	0
38	Котельная №15 (ПАО «Сургутнефтегаз»)	ПАО «Сургутнефтегаз»	0	0	0	0	0	0
39	Котельная №16 (ПАО «Сургутнефтегаз»)	ПАО «Сургутнефтегаз»	0	0	0	0	0	0
40	Котельная №17 (ПАО «Сургутнефтегаз»)	ПАО «Сургутнефтегаз»	0	0	0	0	0	0
ИТОГО по СЦТ на базе теплоисточников ПАО «Сургутнефтегаз»			0	0	0	0	0	0
42	Котельная промбазы УЭС ООО «Газпром энерго»	ООО «Газпром энерго»	0	0	0	0	0	0
ИТОГО по СЦТ на базе теплоисточника ООО «Газпром энерго»			0	0	0	0	0	0
43	Котельная СГМУП «Сургутский хлебозавод»	СГМУП «Сургутский хлебозавод»	0	0	0	0	0	0

№ п/п	Теплоисточник	Зона действия источника						2017-2021
			2017	2018	2019	2020	2021	
ИТОГО по СЦТ на базе теплоисточника СГМУП «Сургутский хлебозавод»			0	0	0	0	0	0
44	Котельная «СЗТК»	ООО УК «Северо-Западная Тепловая Компания» (ООО УК «СЗТК»)	0	0	0	0	0	0
ИТОГО по СЦТ на базе теплоисточника ООО УК «Северо-Западная Тепловая Компания» (ООО УК «СЗТК»)			0	0	0	0	0	0
45	Автоматизированная газовая водогрейная котельная тепловой мощностью 4,48 МВт	АО «Горремстрой»	0	0	0	0	0	0
ИТОГО по СЦТ на базе теплоисточника АО «Горремстрой»			0	0	0	0	0	0
46	Котельная АО «Аэропорт Сургут»	АО «Аэропорт Сургут»	0	0	0	0	0	0
ИТОГО по СЦТ на базе теплоисточника АО «Аэропорт Сургут»			0	0	0	0	0	0
47	Котельная ООО «ТВС-Сервис»	ООО «ТВС-Сервис»	0	0	0	0	0	0
ИТОГО по СЦТ на базе теплоисточника ООО «ТВС-Сервис»			0	0	0	0	0	0
48	Котельная ООО "Технические системы"	ООО "Технические системы"	0	0	0	0	0	0
ИТОГО по СЦТ на базе теплоисточника ООО «Технические системы»			0	0	0	0	0	0
49	Котельная ООО "Скат-База"	ООО "Скат-База"	0	0	0	0	0	0
ИТОГО по СЦТ на базе теплоисточника ООО «Скат-База»			0	0	0	0	0	0
ИТОГО по всем теплоисточникам			435	217	680	395	660	2387

Статистика отказов в зависимости от диаметров тепловых сетей представлена в таблице 9.1.2 и на рисунке 9.1.3.

Как видно, наибольшее число функциональных отказов характерно для распределительных и внутриквартальных тепловых сетей. Условные диаметры данных групп сетей, как правило, не превышают 300 мм. Для магистральных тепловых сетей характерна иная ситуация – функциональных отказов на тепловых сетях практически не наблюдалось.

Возможным вариантом оценки надежности тепловых сетей (как структурного элемента системы централизованного теплоснабжения), наряду с вероятностью безотказной работы, может служить интенсивность отказов – отношения числа функциональных отказов за рассматриваемый период к протяженности тепловой сети, шт./ (км·год).

По числу интенсивности отказов тепловых сетей, системы транспорта тепловой энергии можно классифицировать, как:

- высоконадежные при интенсивности менее 0,5 шт./ (км·год);
- надежные при интенсивности менее 0,5÷0,8 шт./ (км·год);
- малонадежные при интенсивности менее 0,8÷1,2 шт./ (км·год);
- ненадежные при интенсивности свыше 1,2 шт./ (км·год).

Наибольшая интенсивность отказов характерна для тепловых сетей следующих условных диаметров:

- 15 мм – 10,73 шт./ (км·год) – ненадежные сети;
- 20 мм – 2,437 шт./ (км·год) – ненадежные сети;
- 40 мм – 1,651 шт./ (км·год) – ненадежные сети;
- 125 мм – 7,794 шт./ (км·год) – ненадежные сети;
- 350 мм – 4,704 шт./ (км·год) – ненадежные сети.

В целом по рассматриваемой классификации все тепловые сети города следует отнести к категории высоконадежных, что связано с малым количеством функциональных отказов при значительной протяженности тепловых сетей. Однако для повышения надежности необходимо сократить интенсивность отказов на распределительных и внутриквартальных тепловых сетях.

Таблица 9.1.2 Статистика функциональных отказов по условным диаметрам тепловых сетей

Условный диаметр, мм	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2020
	15	10	2	13	1	0
20	22	9	14	1	8	54
25	54	12	25	15	18	124
32	16	5	18	7	30	76
40	6	1	12	3	4	26
50	53	58	126	92	163	492
65	0	3	1	0	2	6
70	20	29	0	50	82	181
80	23	37	175	57	85	377
100	103	2	133	84	129	451
125	0	1	4	1	4	10
150	38	31	96	58	95	318
200	24	3	43	18	24	112
250	34	2	11	1	4	52
300	12	3	1	1	6	23
350	0	0	0	0	0	0
400	6	2	3	3	0	14
500	14	8	2	2	4	30
600	0	0	1	0	0	1
700	0	0	2	1	0	3
800	0	0	0	0	2	2
средний диаметр	0	9	0	0	0	9
ИТОГО	435	217	680	395	660	2387



Рисунок 9.1.2 Статистика и интенсивность функциональных отказов в зависимости от диаметра трубопроводов участков тепловой сети

В соответствии с п. 2.10 Методических рекомендаций по техническому расследованию и учету технологических нарушений в системах коммунального энергоснабжения и работе энергетических организаций жилищно-коммунального комплекса МДК 4-01.2001: «2.10. Авариями в тепловых сетях считаются: 2.10.1. Разрушение (повреждение) зданий, сооружений, трубопроводов тепловой сети в период отопительного сезона при отрицательной среднесуточной температуре наружного воздуха, восстановление работоспособности которых продолжается более 36 часов».

9.1.2. Частота отключений потребителей

Согласно данным, предоставленным теплоснабжающими организациями, зафиксировано снижение теплоснабжения потребителей вследствие отказов участков тепловых сетей, за период 2021г., - 66. У остальных потребителей зафиксировано снижение параметров теплоснабжения и горячего водоснабжения потребителей вследствие возникновения функциональных отказов в тепловых сетях.

Среднее время восстановления работы тепловой сети и восстановления теплоснабжения потребителей составляет 3,46 ч.

9.1.3. Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключений

За анализируемый период аварийных ситуаций на тепловых сетях г. Сургута не зафиксировано.

Сведения о длительности устранения функциональных отказов на тепловых сетях в зависимости от условного диаметра представлены в таблице 9.1.4 и на рисунке 9.1.4.

Как видно, в среднем на ликвидацию функционального отказа уходит 3,46 ч.

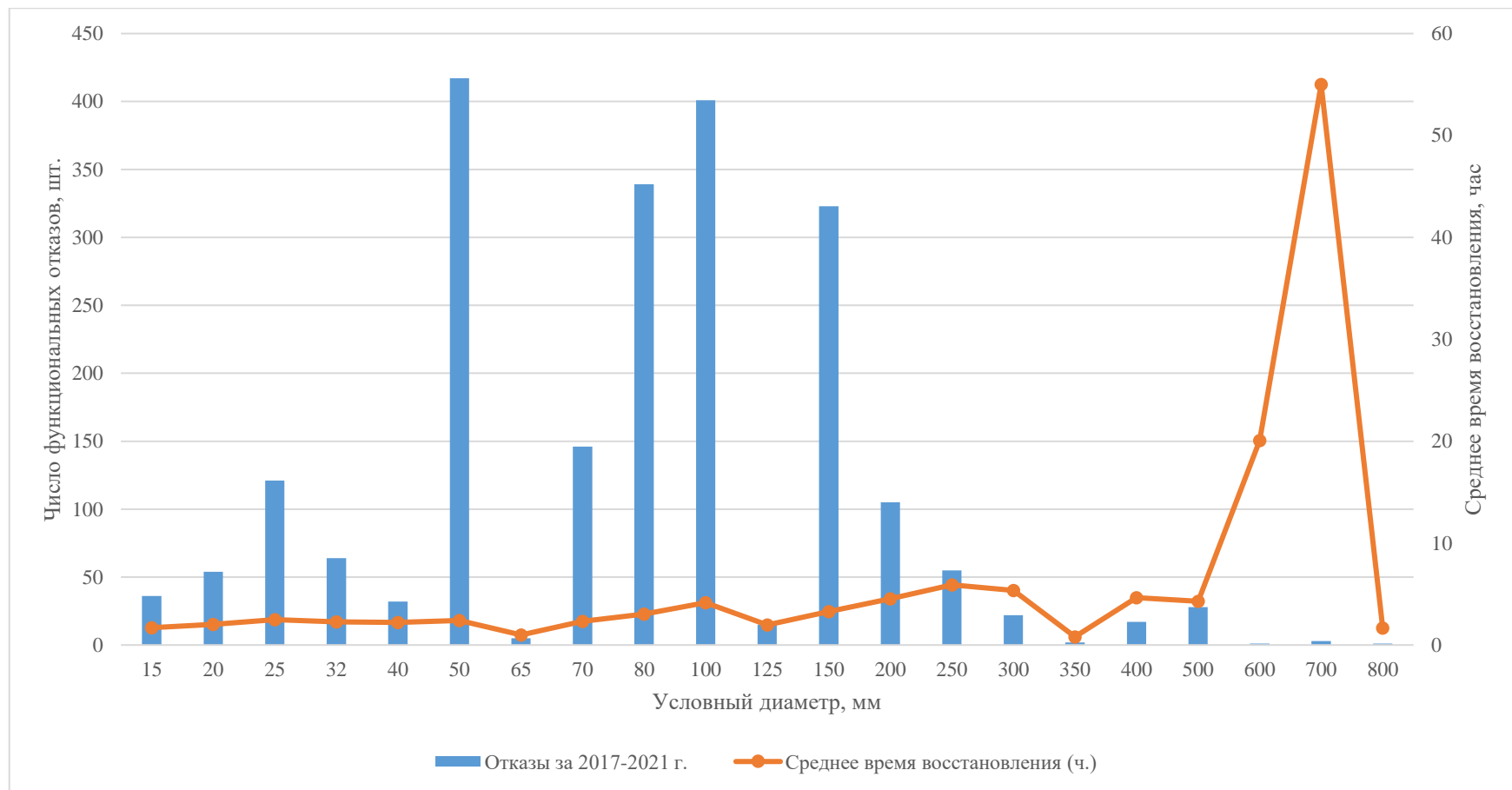


Рисунок 9.1.3 Среднее время восстановления и отказов на тепловых сетях

Таблица 9.1.3 Сведения о длительности устранения последствий функциональных отказов на тепловых сетях за период 2017-2021гг.

№ п/п	Теплоисточник	Зона действия источника	Число функциональных отказов, шт.						Суммарное время восстановления, ч						Среднее время восстановления, ч					
			2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021
1	Сургутская ГРЭС-1 - ПКТС - Город	Филиал ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1	86	47	30	15	14	734	181,7	125,5	1091,8	615,2	470,83	2485,2	2,1	2,6	3,6	4,0	2,8	15,2
					0	3	8		2	8	3	5		1	1	7	4	2	4	8

№ п/п	Теплоисточник	Зона действия источника	Число функциональных отказов, шт.						Суммарное время восстановления, ч						Среднее время восстановления, ч						
			2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021	
ИТОГО по СЦТ на базе теплоисточника Филиал ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1			86	47	30 0	15 3	14 8	734	181,7 2	125,5 8	1091,8 3	615,2 5	470,83	2485,2 1	2,1 1	2,6 7	3,6 4	4,0 2	2,8 4	15,2 8	
2	Сургутская ГРЭС-2	ПАО «Юнипро» - Сургутская ГРЭС-2	13 3	20	24 0	10 7	94	594	296,6 5	53,44	805,18	357,6	223	1735,8 7	2,2 3	2,6 7	3,3 5	3,3 4	2,3 7	13,9 6	
ИТОГО по СЦТ на базе теплоисточника ПАО «Юнипро» - Сургутская ГРЭС-2			13 3	20	24 0	10 7	94	594	296,6 5	53,44	805,18	357,6	223	1735,8 7	2,2 3	2,6 7	3,3 5	3,3 4	2,3 7	13,9 6	
3	Котельная К-45	ООО "СГЭС"	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
4	Котельная «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5»	ООО "СГЭС"	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
ИТОГО по СЦТ на базе теплоисточника ООО «СГЭС»			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Котельная № 1 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	4	1	16	6	13	40	10,83	2,67	53,75	16,92	45,83	130	2,7 1	2,6 7	3,3 6	2,8 2	3,5 3	15,0 9	
6	Котельная № 2 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	28	5	68	57	23	181	80,15	13,36	223,83	196,7 5	90,42	604,51	2,8 6	2,6 7	3,2 9	3,4 5	3,8 3	16,1	
7	Котельная № 3 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	5	3	31	9	15	63	4,83	8,02	69,3	34,17	38,75	155,07	0,9 7	2,6 7	2,2 4	3,8	2,5 8	12,2 6	
8	Котельная № 5 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	1	0	2	0	1	4	5,58	0	9,67	0	4,83	20,08	0	0	0	0	4,8 3	4,83	
9	Котельная № 6 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
10	Котельная № 7 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	0	0	0	1	0	1	0	0	0	2,08	0	2,08	0	0	0	2,0 8	0	2,08	
11	Котельная № 9 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	1,83	1,83	0	0	0	0	1,8 3	1,83	
12	Котельная № 13 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	7	7	0	0	0	0	34,08	34,08	0	0	0	0	4,8 7	4,87	
13	Котельная № 14 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	2	1	20	17	14	54	5,42	2,67	77,83	76,83	39,75	202,5	2,7 1	2,6 7	3,8 9	4,5 2	2,8 4	16,6 3	
14	Котельная № 21 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	0	0	3	0	0	3	0	0	5,75	0	0	5,75	0	0	1,9 2	0	0	1,92	
15	Котельная № 22 (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

№ п/п	Теплоисточник	Зона действия источника	Число функциональных отказов, шт.						Суммарное время восстановления, ч						Среднее время восстановления, ч					
			2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021
16	Котельная №23 Ледовый дворец (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	Котельная №24 Пол-ка Нефтяник (СГМУП «ГТС»)	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	Котельная №25 пос. Лесной	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	Котельная № 28 п. Юность	СГМУП «ГТС»	90	70	0	35	6	201	201,85	187,03	0	111,42	12,17	512,47	2,24	2,67	0	3,18	2,03	10,12
20	Котельная № 29 п. Таёжный	СГМУП «ГТС»	12	16	0	2	1	31	26,91	42,75	0	5,5	6,33	81,49	2,24	2,67	0	2,75	6,33	13,99
21	Котельная № 30 пос. Лунный	СГМУП «ГТС»	49	37	0	6	6	98	109,89	98,86	0	12,92	14,33	236	2,24	2,67	0	2,15	2,39	9,45
22	Котельная № 31 п. Медвежий угол	СГМУП «ГТС»	25	15	0	0	0	40	56,07	40,08	0	0	0	96,15	2,24	2,67	0	0	0	4,91
23	Котельная № 33 п. Снежный	СГМУП «ГТС»	0	2	0	2	1	5	0	5,34	0	9,67	5	20,01	0	2,67	0	4,83	5	12,5
24	Котельная № 34 ул. Крылова, 40 ПЧ-49	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Котельная № 26 пр. Набережный д. 17/2	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Котельная № 27 р. Набережный д. 17	СГМУП «ГТС»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО по СЦТ на базе теплоисточников СГМУП «ГТС»			216	150	140	135	88	729	501,53	400,78	440,13	466,25	259,24	2067,93	2,32	2,67	3,14	3,45	1,82	13,4
27	Котельная №1 (ПАО «Сургутнефтегаз»)	ПАО «Сургутнефтегаз»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Котельная №3, (ПАО «Сургутнефтегаз»)	ПАО «Сургутнефтегаз»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

№ п/п	Теплоисточник	Зона действия источника	Число функциональных отказов, шт.						Суммарное время восстановления, ч						Среднее время восстановления, ч					
			2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021
29	Котельная №4 (ПАО «Сургутнефтегаз»)	ПАО «Сургутнефтегаз»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Котельная №5 (ПАО «Сургутнефтегаз»)	ПАО «Сургутнефтегаз»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Котельная №6 (ПАО «Сургутнефтегаз»)	ПАО «Сургутнефтегаз»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Котельная №7 (ПАО «Сургутнефтегаз»)	ПАО «Сургутнефтегаз»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	Котельная №8 (ПАО «Сургутнефтегаз»)	ПАО «Сургутнефтегаз»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	Котельная №9 (ПАО «Сургутнефтегаз»)	ПАО «Сургутнефтегаз»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	Котельная №10 (ПАО «Сургутнефтегаз»)	ПАО «Сургутнефтегаз»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	Котельная №12 (ПАО «Сургутнефтегаз»)	ПАО «Сургутнефтегаз»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Котельная №14 (ПАО «Сургутнефтегаз»)	ПАО «Сургутнефтегаз»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	Котельная №15 (ПАО «Сургутнефтегаз»)	ПАО «Сургутнефтегаз»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	Котельная №16 (ПАО «Сургутнефтегаз»)	ПАО «Сургутнефтегаз»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	Котельная №17 (ПАО «Сургутнефтегаз»)	ПАО «Сургутнефтегаз»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

№ п/п	Теплоисточник	Зона действия источника	Число функциональных отказов, шт.					Суммарное время восстановления, ч					Среднее время восстановления, ч							
			2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021
ИТОГО по СЦТ на базе теплоисточников ПАО «Сургутнефтегаз»			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	Котельная промбазы УЭЗС ООО «Газпром энерго»	ООО «Газпром энерго»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО по СЦТ на базе теплоисточника ООО «Газпром энерго»			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
42	Котельная СГМУП «Сургутский хлебозавод»	СГМУП «Сургутский хлебозавод»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО по СЦТ на базе теплоисточника СГМУП «Сургутский хлебозавод»			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
43	Котельная «СЗТК»	ООО УК «Северо-Западная Тепловая Компания» (ООО УК «СЗТК»)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО по СЦТ на базе теплоисточника ООО УК «Северо-Западная Тепловая Компания» (ООО УК «СЗТК»)			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
44	Автоматизированная газовая водогрейная котельная тепловой мощностью 4,48 МВт	АО «Горремстрой»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО по СЦТ на базе теплоисточника АО «Горремстрой»			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
45	Котельная АО «Аэропорт Сургут»	АО «Аэропорт Сургут»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО по СЦТ на базе теплоисточника АО «Аэропорт Сургут»			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
46	Котельная ООО «ТВС-Сервис»	ООО «ТВС-Сервис»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО по СЦТ на базе теплоисточника ООО «ТВС-Сервис»			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

№ п/п	Теплоисточник	Зона действия источника	Число функциональных отказов, шт.						Суммарное время восстановления, ч						Среднее время восстановления, ч					
			2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021
48	Котельная ООО "Технические системы"	ООО "Технические системы"	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО по СЦТ на базе теплоисточника ООО «Технические системы»			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
49	Котельная ООО "Скат-База"	ООО "Скат-База"	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО по СЦТ на базе теплоисточника ООО «Скат-База»			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО по всем теплоисточникам			43 5	21 7	68 0	39 5	66 0	238 7	979,9	579,7 9	2337,1 4	1439, 1	1906,1 4	7242,0 7	2,2 5	2,6 7	3,4 4	3,6 4	3,4 6	15,4 6

Таблица 9.1.4 Сведения о длительности устранения последствий функциональных отказов на тепловых сетях за 2017-2021 гг., в зависимости от условных диаметров

Условный диаметр, мм	Число функциональных отказов, шт.						Суммарное время восстановления, ч						Среднее время восстановления, ч					
	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021
15	10	2	13	1	0	26	9,2	0,67	14,1	2,08	0	60,75	0,92	0,34	1,08	2,08	0	1,69
20	22	9	14	1	8	54	29,04	24,73	21,42	1,67	7,5	89,18	1,32	2,75	1,53	1,67	1,85	2,03
25	54	12	25	15	18	124	117,18	31,39	51,18	46,5	18,16	282,53	2,17	2,62	2,05	3,1	2,01	2,49
32	16	5	18	7	30	76	22,56	12,9	33,42	13,33	39,3	131,32	1,41	2,58	1,86	1,9	2,62	2,27
40	6	1	12	3	4	26	5,52	2,58	24,33	4,33	4,75	70,71	0,92	2,58	2,03	1,44	2,73	2,22
50	53	58	126	92	163	492	110,77	133,2	305,33	257,5	187,25	1009,53	2,09	2,3	2,42	2,8	2,28	2,41
65	0	3	1	0	2	6	0	9,17	0,37	0	2,5	12,04	0	3,06	0,37	0	2,5	0,98
70	20	29	0	50	82	181	56,6	50,66	0	162,67	124,3	412,95	2,83	1,75	0	3,25	3,03	2,33
80	23	37	175	57	85	377	61,64	121,58	467,17	183,88	124,91	973,18	2,68	3,29	2,67	3,23	2,97	3,05
100	103	2	133	84	129	451	262,65	5,25	417,92	322,22	176,5	1325,8	2,55	2,63	3,14	3,84	2,71	4,16
125	0	1	4	1	4	10	0	2,7	7,25	4	1,25	34,52	0	2,7	1,81	4	0,62	1,98
150	38	31	96	58	95	318	112,86	69,42	379,08	296,5	184	1131,11	2,97	2,24	3,95	5,03	3,83	3,29
200	24	3	43	18	24	112	65,04	13,25	320,17	88,08	53,3	556,24	2,71	4,42	7,45	4,89	4,44	4,53
250	34	2	11	1	4	52	66,3	17,25	74,75	5,5	17,5	200,6	1,95	8,63	6,8	5,5	8,75	5,91
300	12	3	1	1	6	23	27,36	14,75	6,42	6,08	25,6	88,11	2,28	4,92	6,42	6,08	8,55	5,36
350	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9,8	0	0	0	0	0	0,81
400	6	2	3	3	0	14	21,84	9,96	24,75	22,58	0	89,84	3,64	4,98	8,25	7,53	0	4,66
500	14	8	2	2	4	30	11,34	15,3	14,67	16,42	15,1	72,83	0,81	1,91	7,34	8,21	7,58	4,3

Условный диаметр, мм	Число функциональных отказов, шт.						Суммарное время восстановления, ч						Среднее время восстановления, ч					
	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021
600	0	0	1	0	0	1	0	0	20,08	0	0	20,08	0	0	20,08	0	0	20,08
700	0	0	2	1	0	3	0	0	154,75	10,25	0	165	0	0	77,38	10,25	0	55
800	0	0	0	0	2	2	0	0	0	0	10,1	10,1	0	0	0	0	10,1	1,68
средний диаметр	0	9	0	0	0	9	0	45,03	0	0	0	45,03	0	5	0	0	0	5
ИТОГО	435	217	680	395	660	2387	979,9	579,79	2337,16	1443,6	992,02	6332,47	2,25	2,67	3,44	3,65	3,02	3,07

9.1.4. Графические материалы (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения)

Как отмечалось ранее, для оценки надежности теплоснабжения упрощенно может использоваться показатель интенсивности отказов тепловых сетей. Однако он укрупненный, оценочный параметр и применим для оценки надежности системы теплоснабжения в целом.

Для определения зон ненадежного теплоснабжения используется методика оценки надежности, изложенная в совместном Приказе Министерства энергетики РФ и Министерства регионального развития РФ от 29 декабря 2012 г. №565/667 «Об утверждении методических рекомендаций по разработке схем теплоснабжения». Основные подходы и описание ключевых показателей для оценки надежности представлены в разделе 9.1.

Расчет произведен только для систем теплоснабжения, в которых за ретроспективный период были зафиксированы отказы, безотказные системы теплоснабжения считаются надежными.

9.1.4.1. Оценка надежности теплоснабжения от СГРЭС-1

Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от СГРЭС-1 приведена на рисунке ниже (выделена красным цветом).

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения потребителей от рассматриваемого источника приведены в Приложении 2Е и на рисунках 9.1.7. и 9.1.8 (отражены показатели надежности для выборочных потребителей, расположенных на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей ВБР).

Рисунок 9.1.4 Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от СГРЭС-1

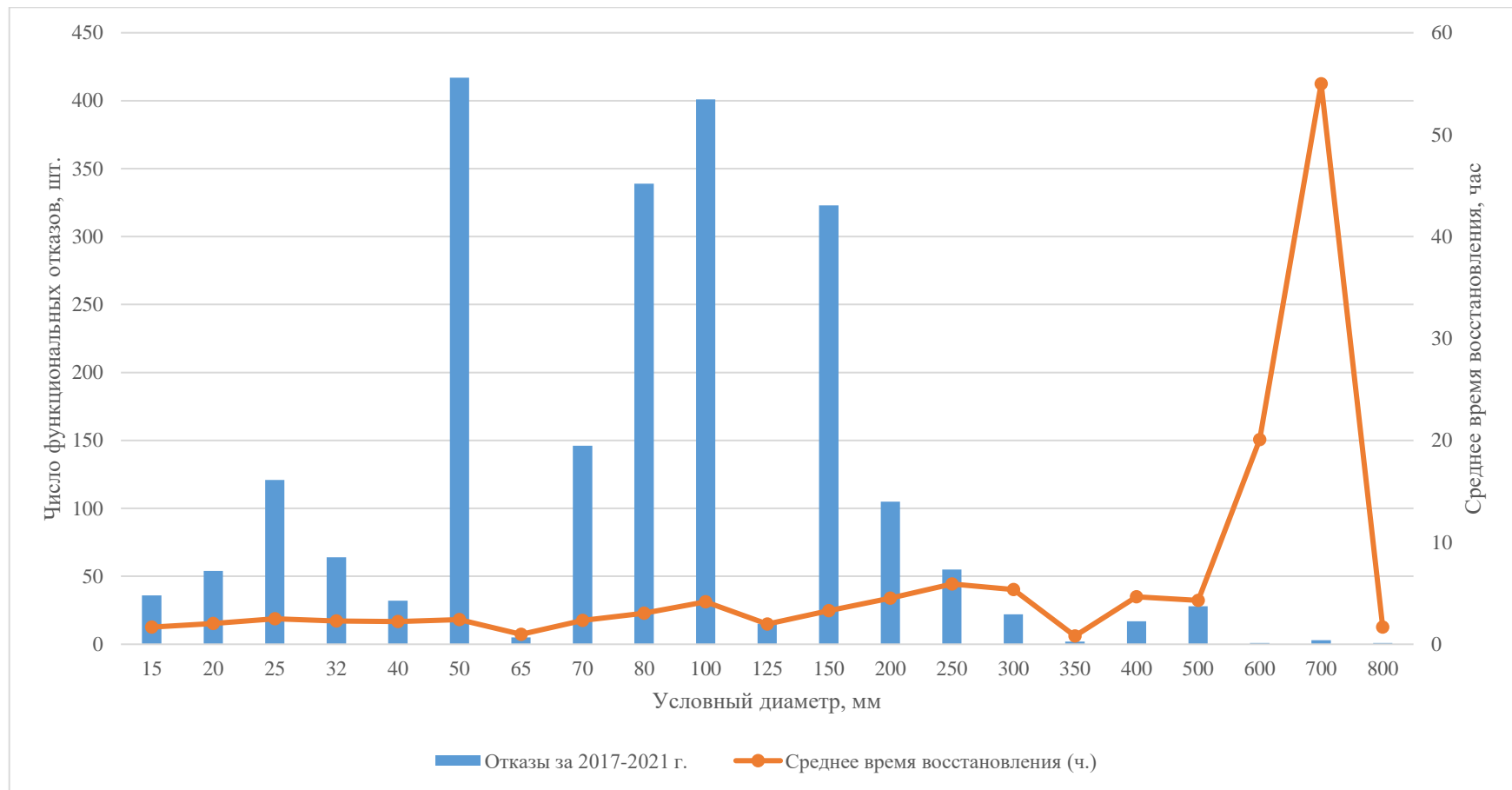


Рисунок 9.1.5 Карта функциональных отказов на тепловых сетях от СГРЭС-1

При оценке базовых показателей надежности сделаны следующие выводы:

1) По существующему положению вероятность безотказного теплоснабжения наименее надежного потребителя составляет 0,99987 при нормативе 0,9, коэффициент готовности к безотказному теплоснабжению составляет 0,999854 при нормативе 0,97.

Подобный уровень числа инцидентов является следствием комплексной программы повышения надежности теплоснабжения, включающей перекладку ветхих и ненадежных участков тепловых сетей. По состоянию на базовый период актуализации Схемы теплоснабжения, зоны ненадежного теплоснабжения в рассматриваемой системе отсутствуют.

2) С целью поддержания нормативной надежности в течение расчетного срока разработки Схемы теплоснабжения необходимо выполнять следующие мероприятия:

- контроль исправного состояния и безопасной эксплуатации трубопроводов;
- экспертное обследование технического состояния трубопроводов в установленные сроки с выдачей рекомендаций по дальнейшей эксплуатации или выдачей запрета на дальнейшую эксплуатацию трубопроводов;
- перекладка тепловых сетей при неудовлетворительном техническом состоянии.

9.1.4.2. Оценка надежности теплоснабжения от СГРЭС-2-ВЖР

Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от СГРЭС-2-ВЖР приведена на рисунке ниже (выделена красным цветом).

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения потребителей от рассматриваемого источника приведены в Приложении 2Е и на рисунках 9.1.11 – 9.1.12 (отражены показатели надежности для выборочных потребителей, расположенных на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей надежностью).

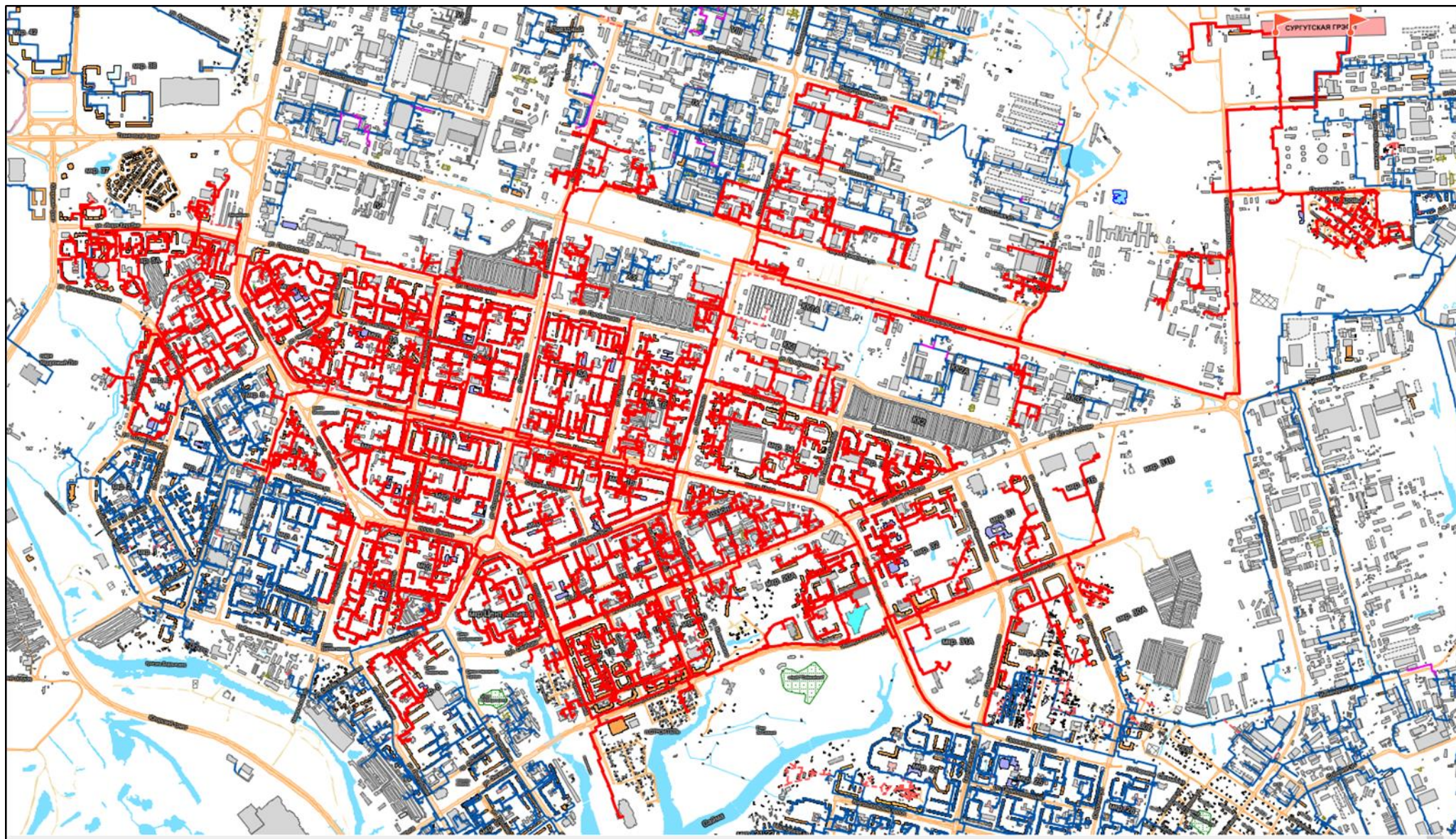


Рисунок 9.1.6 Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от СГРЭС-1

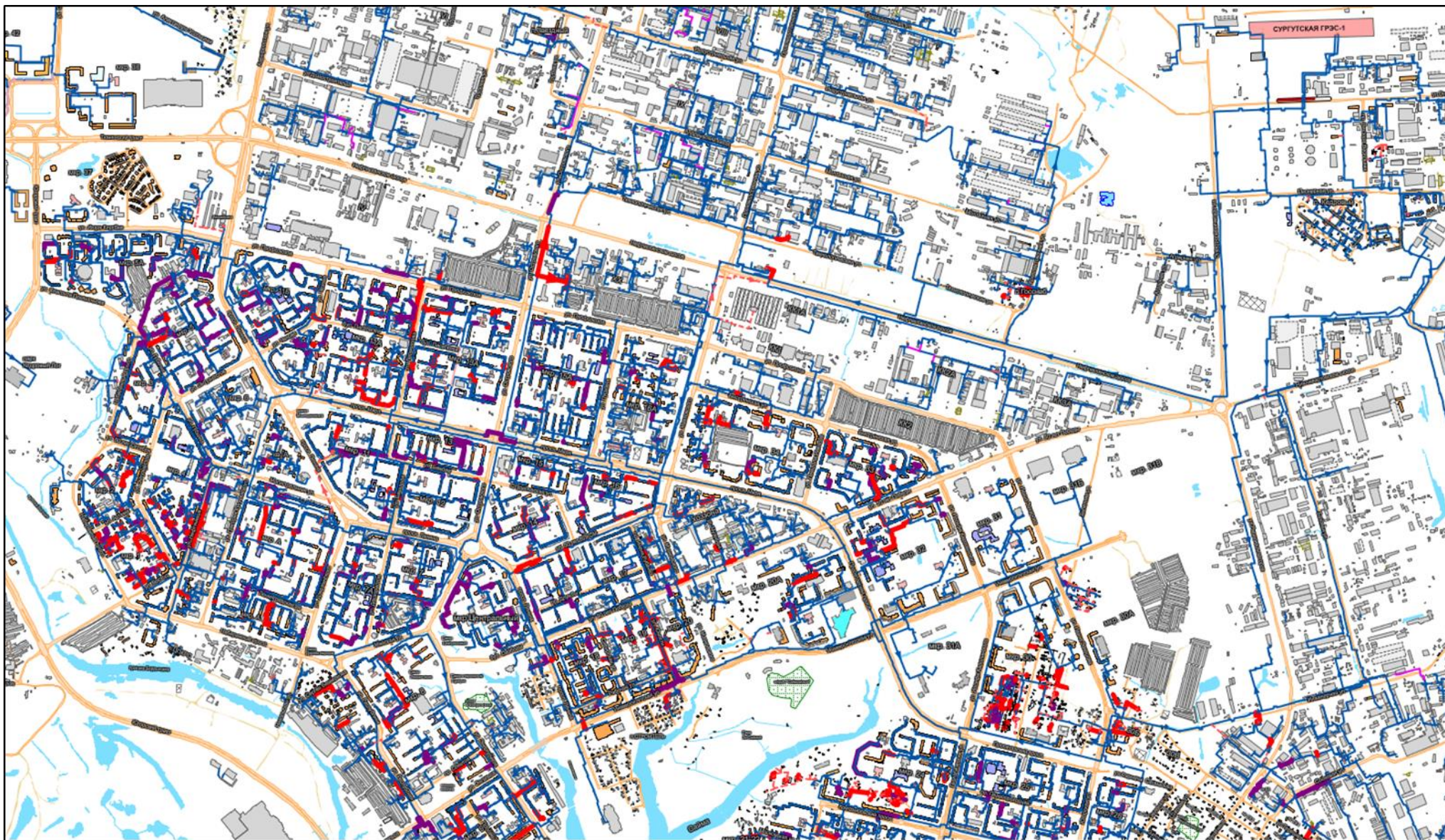


Рисунок 9.1.7 Карта функциональных отказов на тепловых сетях от СГРЭС-1

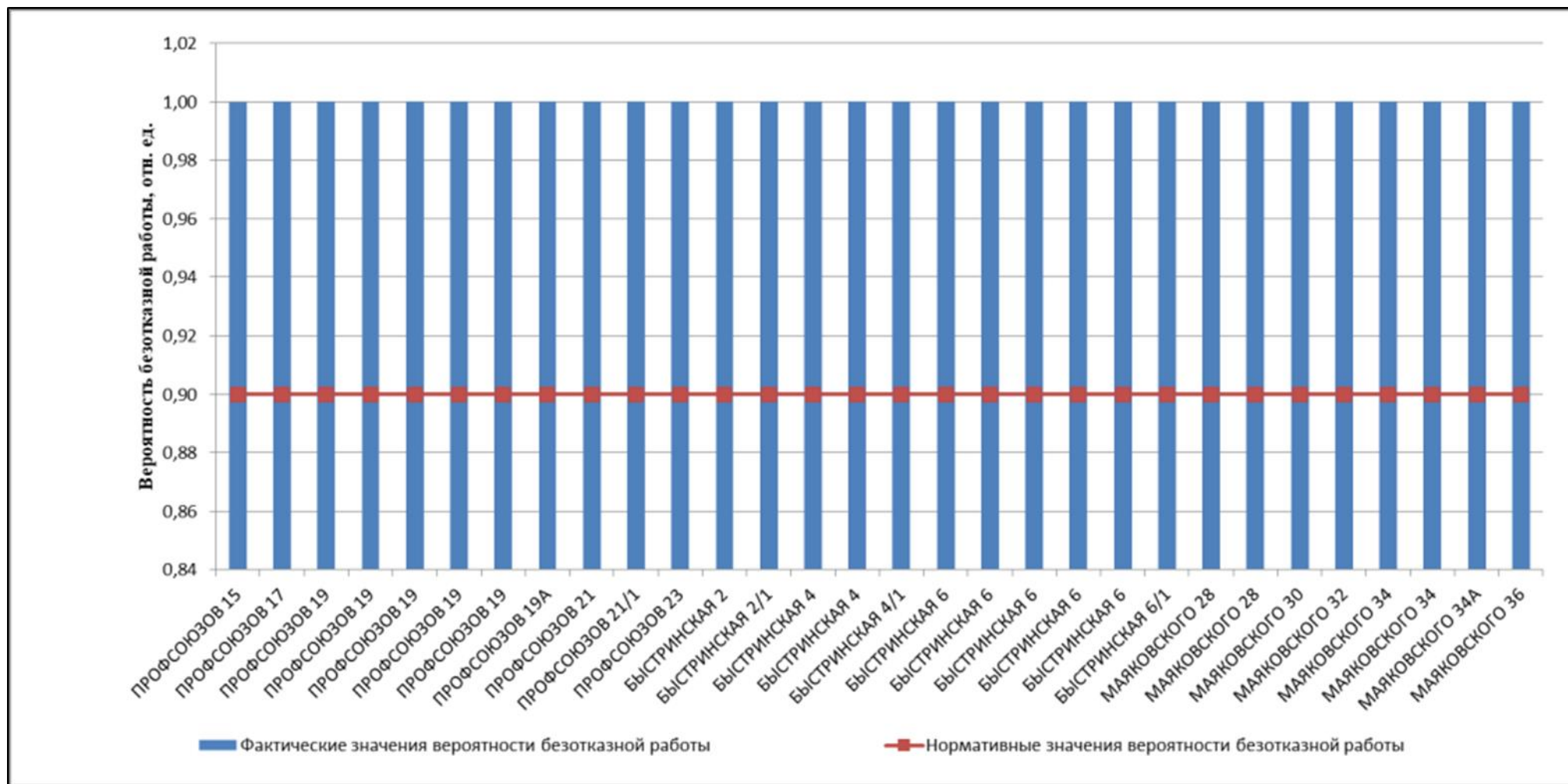


Рисунок 9.1.8 Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей в рассматриваемой системе теплоснабжения (выборочные потребители, расположенные на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей ВБР)

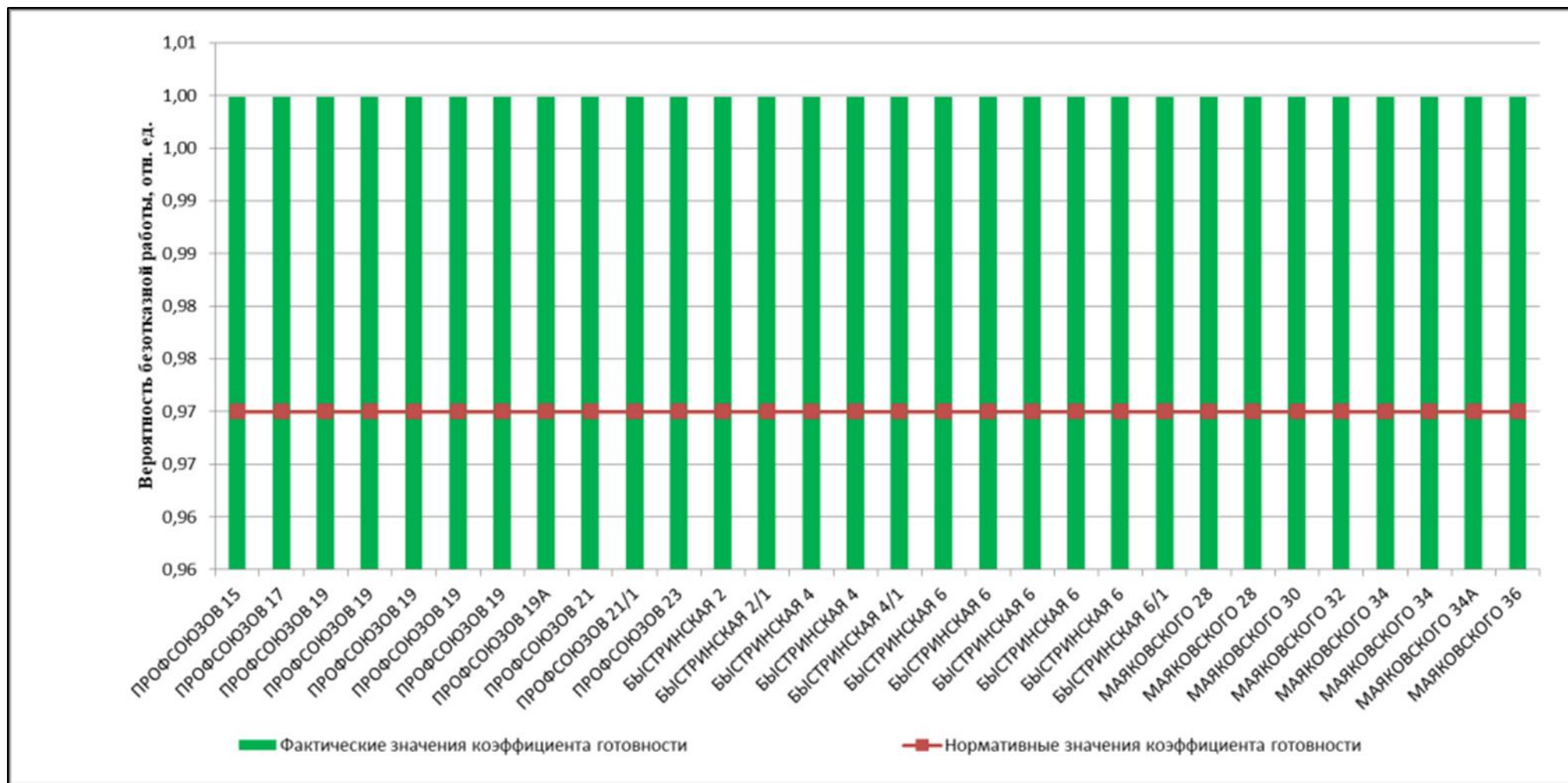


Рисунок 9.1.9 Коэффициент готовности системы к теплоснабжению потребителей (выборочные потребители, расположенные на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей ВБР)

При оценке базовых показателей надежности сделаны следующие выводы:

1) По существующему положению вероятность безотказного теплоснабжения наименее надежного потребителя составляет 0,99987 при нормативе 0,9, коэффициент готовности к безотказному теплоснабжению составляет 0,999854 при нормативе 0,97.

Подобный уровень числа инцидентов является следствием комплексной программы повышения надежности теплоснабжения, включающей перекладку ветхих и ненадежных участков тепловых сетей. По состоянию на базовый период актуализации Схемы теплоснабжения, зоны ненадежного теплоснабжения в рассматриваемой системе отсутствуют.

2) С целью поддержания нормативной надежности в течение расчетного срока разработки Схемы теплоснабжения необходимо выполнять следующие мероприятия:

- контроль исправного состояния и безопасной эксплуатации трубопроводов;
- экспертное обследование технического состояния трубопроводов в установленные сроки с выдачей рекомендаций по дальнейшей эксплуатации или выдачей запрета на дальнейшую эксплуатацию трубопроводов;
- перекладка тепловых сетей при неудовлетворительном техническом состоянии.

9.1.4.3. Оценка надежности теплоснабжения от СГРЭС-2-ВЖР

Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от СГРЭС-2-ВЖР приведена на рисунке ниже (выделена красным цветом).

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения потребителей от рассматриваемого источника приведены на рисунках 9.1.11 – 9.1.12 (отражены показатели надежности для выборочных потребителей, расположенных на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей надежностью).

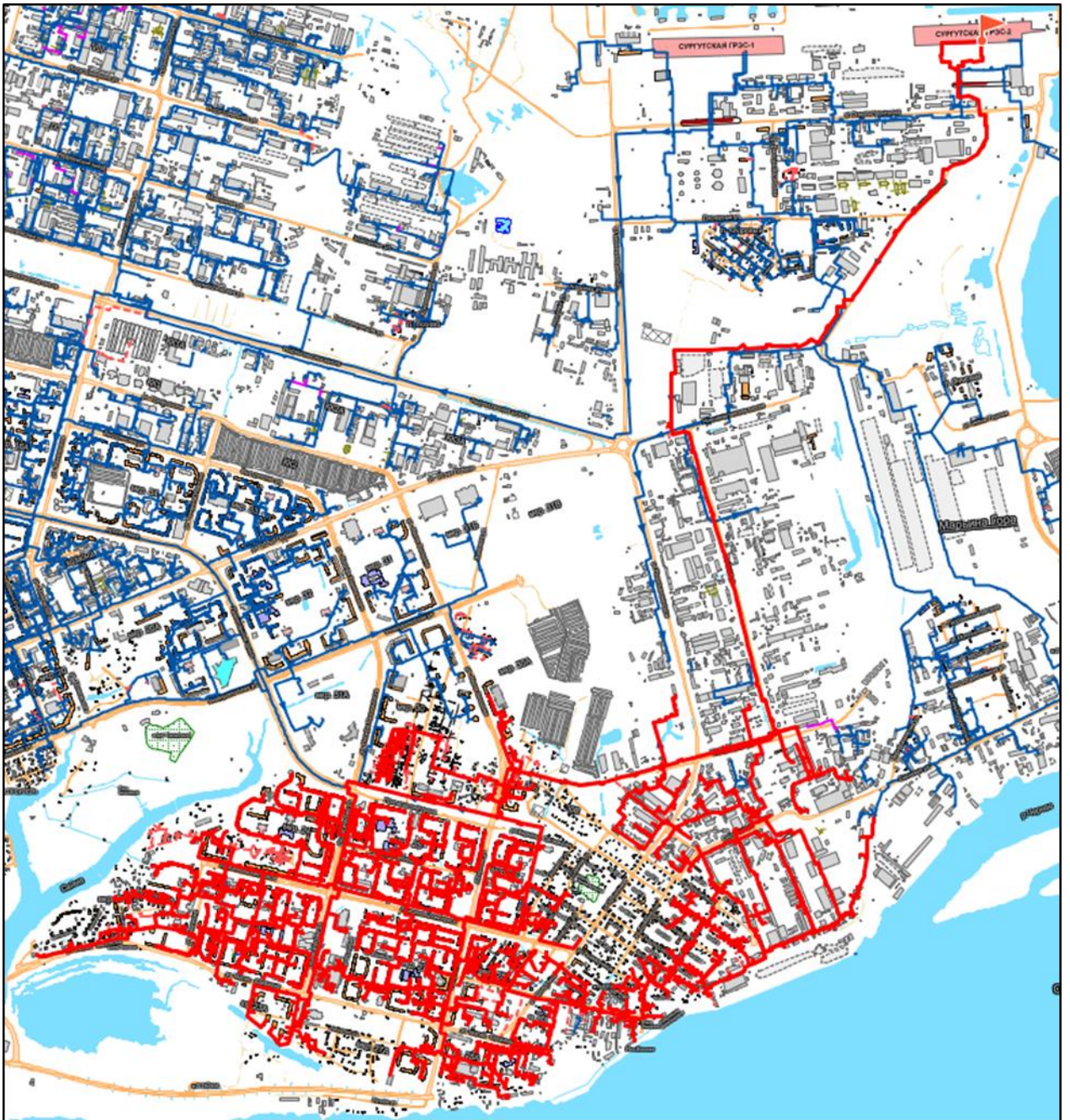


Рисунок 9.1.10 Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от СГРЭС-2-ВЖР

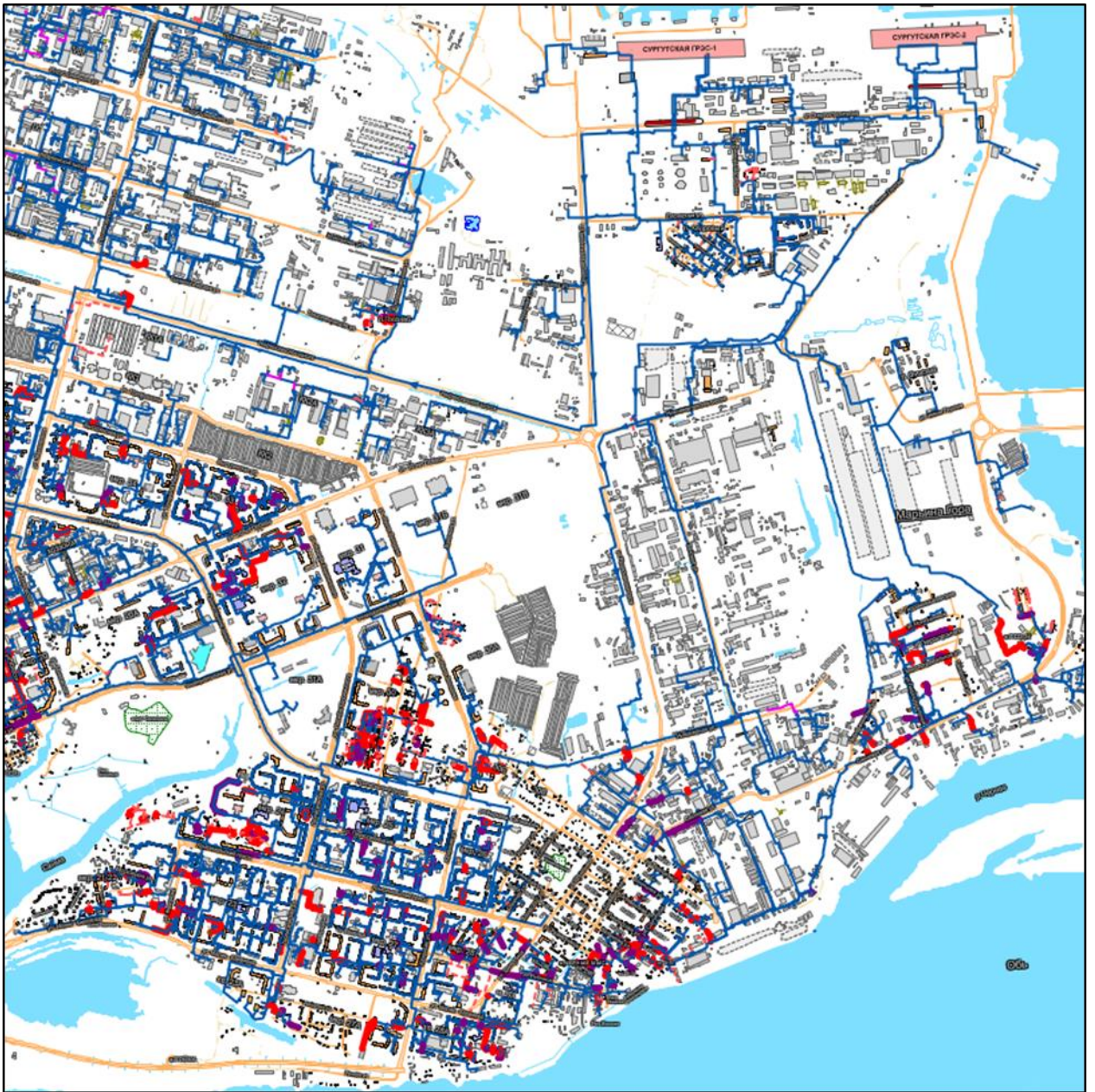


Рисунок 9.1.11 Карта функциональных отказов на тепловых сетях от СГРЭС-2-ВЖР

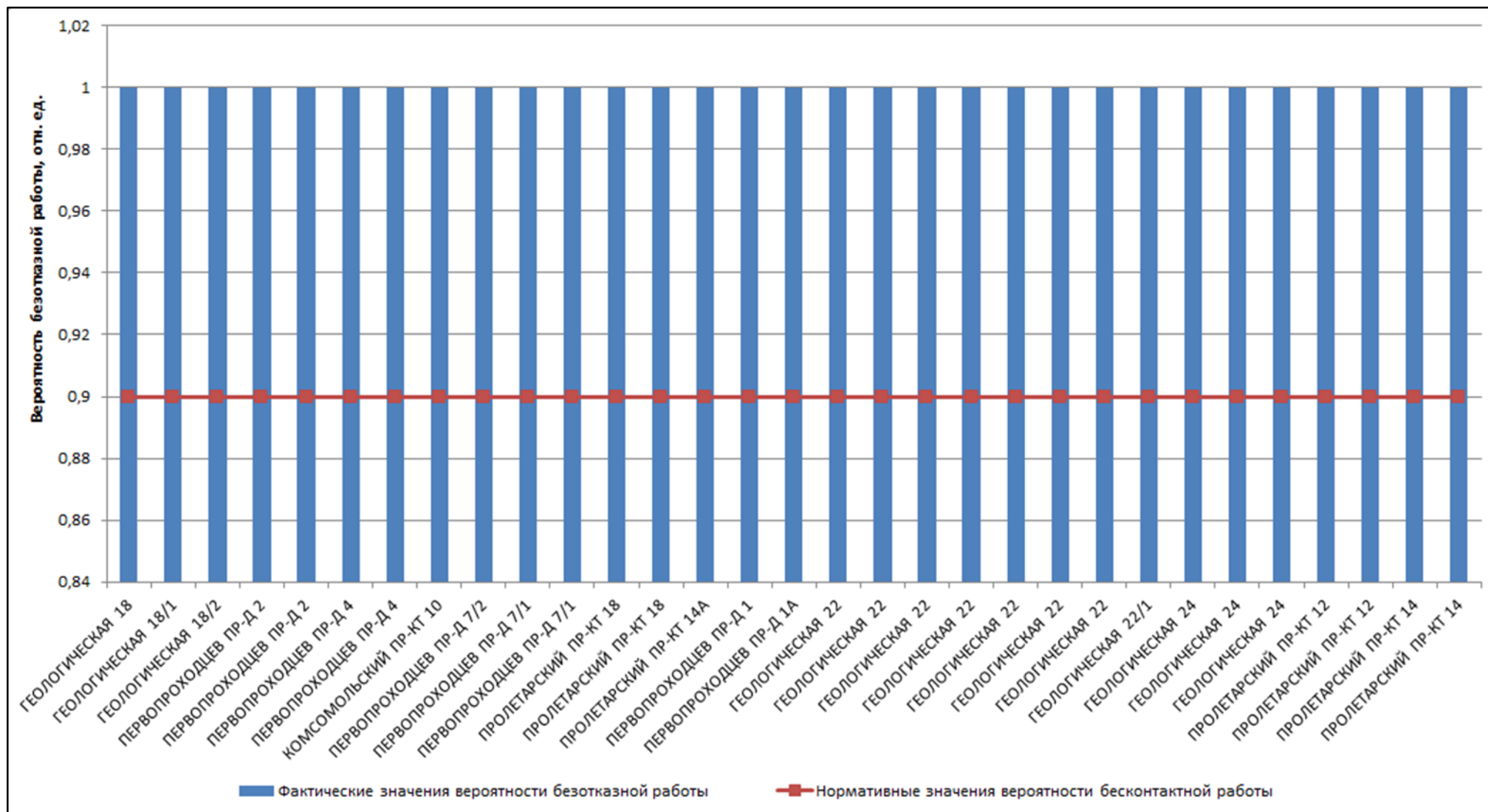


Рисунок 9.1.12 Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей в рассматриваемой системе теплоснабжения (выборочные потребители, расположенные на пути от источника тепловой энергии до одного из наиболее удаленных потребителей)

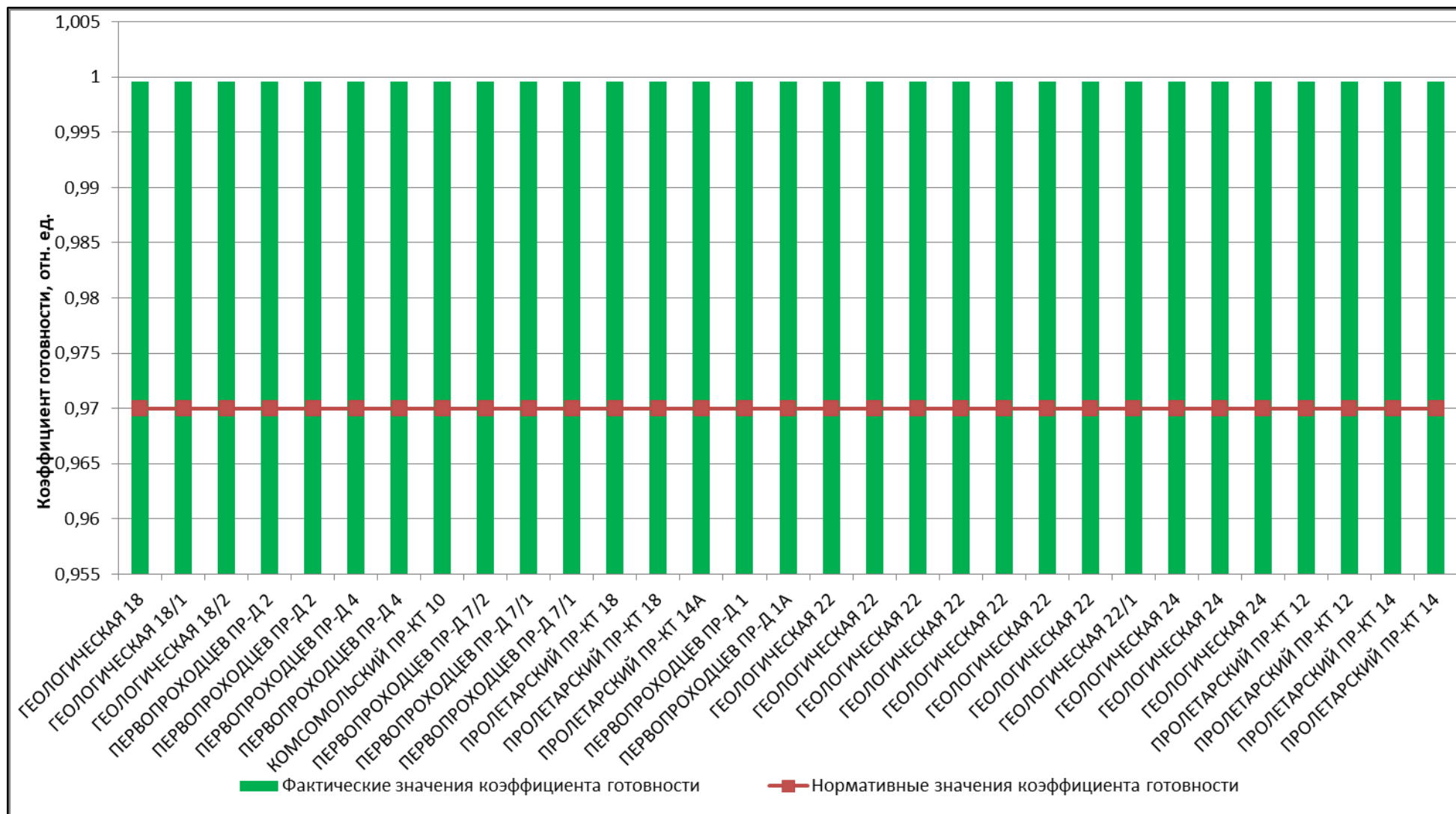


Рисунок 9.1.13 Коэффициент готовности системы к теплоснабжению потребителей (выборочные потребители, расположенные на пути от источника тепловой энергии до одного из наиболее удаленных потребителей)

При оценке базовых показателей надежности сделаны следующие выводы:

1) По существующему положению вероятность безотказного теплоснабжения наименее надежного потребителя составляет 1 при нормативе 0,9, коэффициент готовности к безотказному теплоснабжению составляет 0,999922 при нормативе 0,97. При предшествующей актуализации Схемы теплоснабжения коэффициент готовности составлял 0,917. Причиной столь существенного изменения является резкое сокращение аварийных ситуаций на тепловых сетях до значения 42 шт. в 2016 г. Подобный уровень числа инцидентов является следствием комплексной программы повышения надежности теплоснабжения, включающей перекладку ветхих участков тепловых сетей. По состоянию на базовый период актуализации Схемы теплоснабжения, зоны ненадежного теплоснабжения в рассматриваемой системе отсутствуют.

2) С целью поддержания нормативной надежности в течение расчетного срока разработки Схемы теплоснабжения необходимо выполнять следующие мероприятия:

- контроль исправного состояния и безопасной эксплуатации трубопроводов;
- экспертное обследование технического состояния трубопроводов в установленные сроки с выдачей рекомендаций по дальнейшей эксплуатации или выдачей запрета на дальнейшую эксплуатацию трубопроводов;
- перекладка тепловых сетей при неудовлетворительном техническом состоянии.

9.1.4.4. Оценка надежности теплоснабжения от СГРЭС-2 – Промзона

Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от СГРЭС-2 – Промзона приведена на рисунке ниже (выделена красным цветом).

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения потребителей от рассматриваемого источника приведены на рисунках 9.1.15 – 9.1.16 (отражены показатели надежности для выборочных потребителей, расположенных на пути от источника тепловой энергии до одного из наиболее удаленных потребителей).

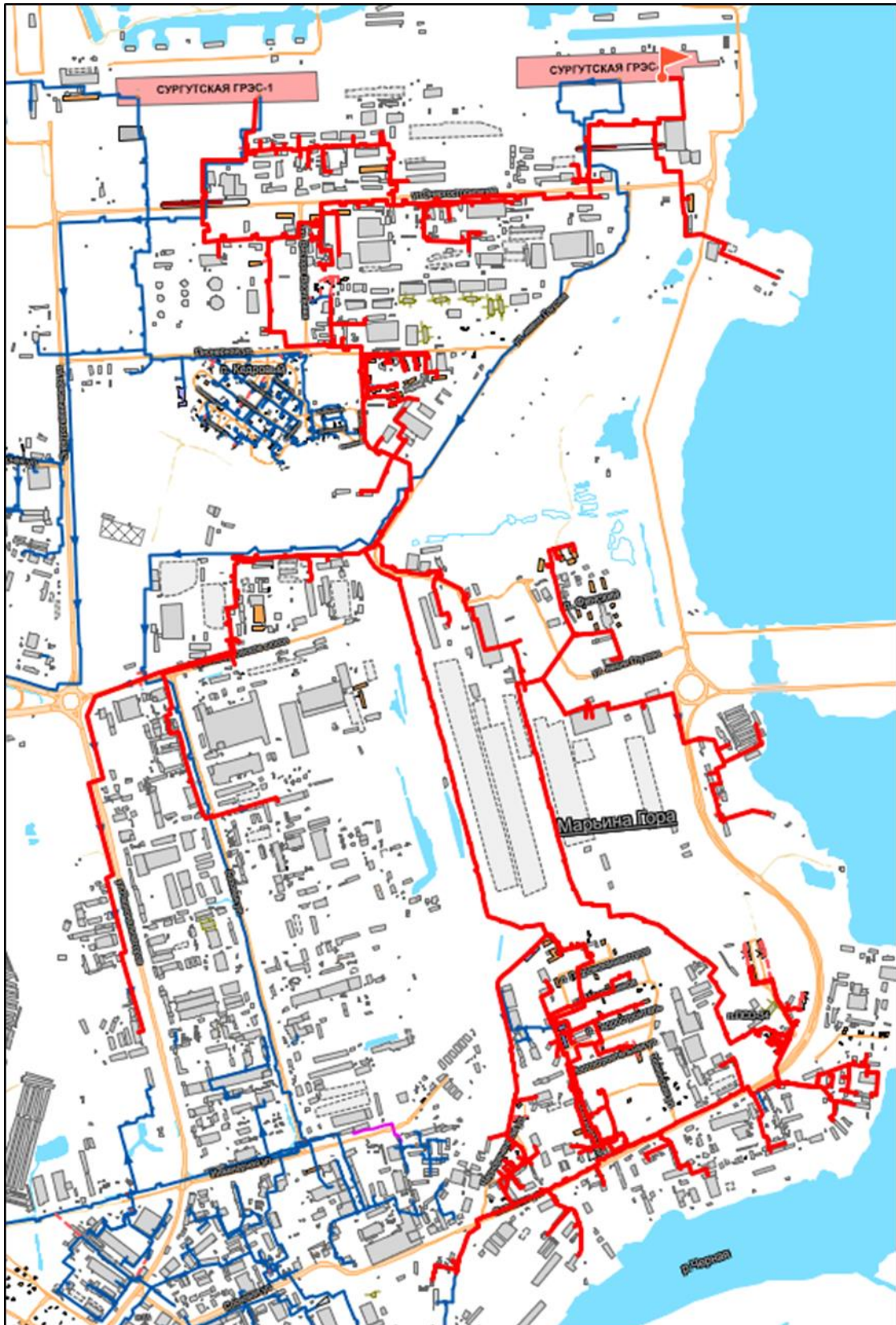


Рисунок 9.1.14 Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от СГРЭС-2 – Промзона

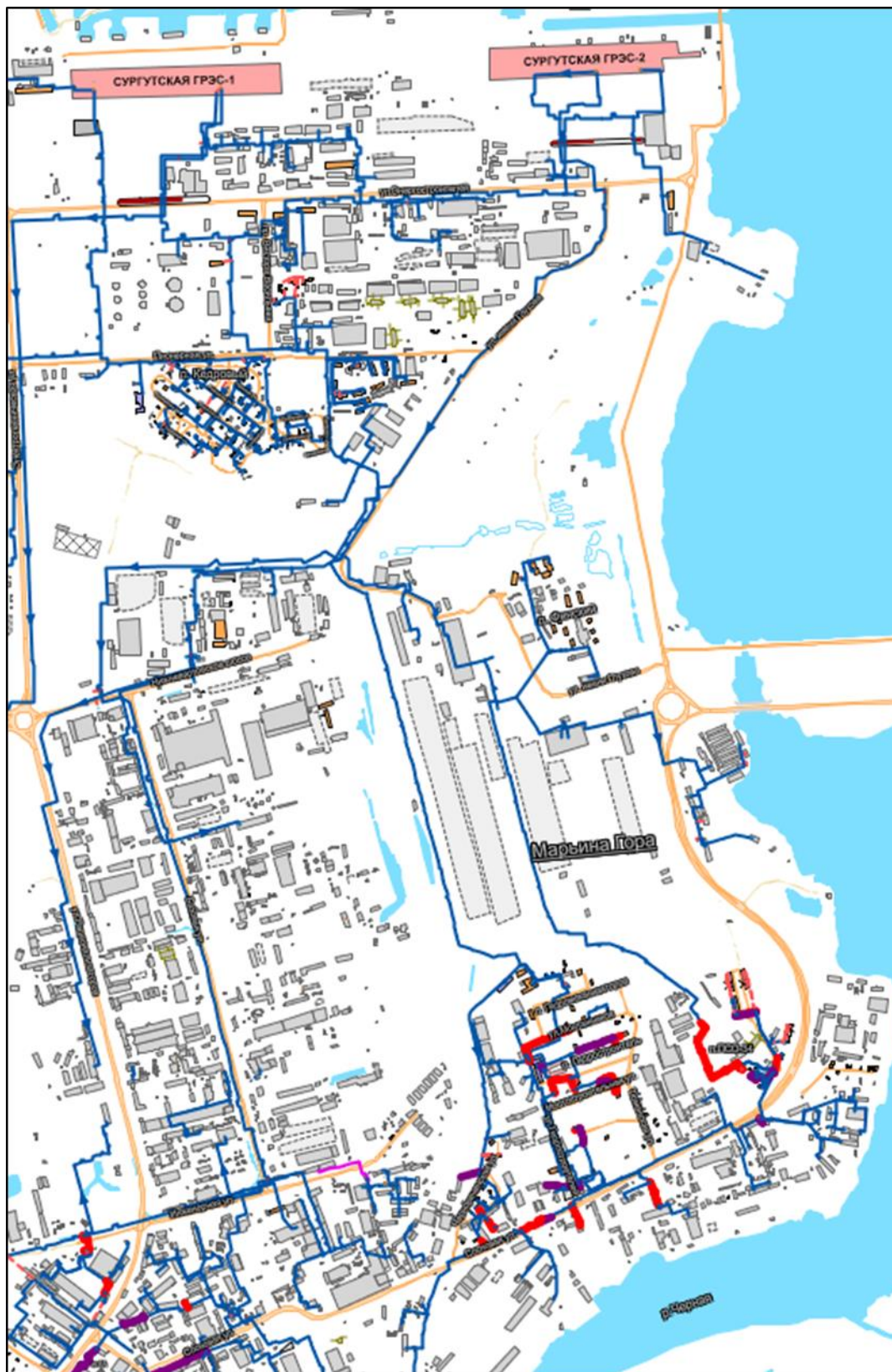


Рисунок 9.1.15 Карта функциональных отказов на тепловых сетях от СГРЭС-2-Промзона

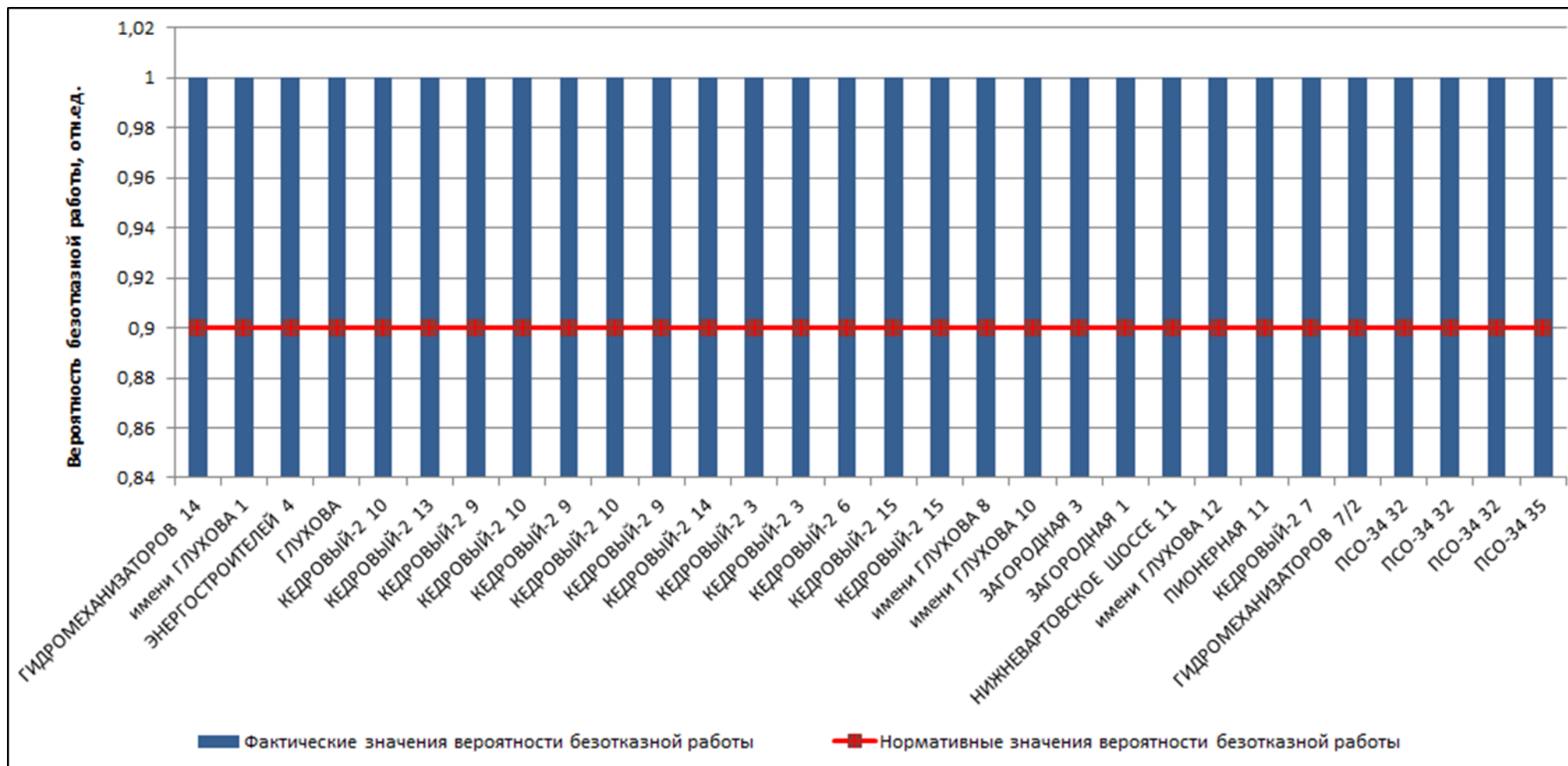


Рисунок 9.1.16 Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей в рассматриваемой системе теплоснабжения (выборочные потребители, расположенные на пути от источника тепловой энергии до одного из наиболее удаленных потребителей)

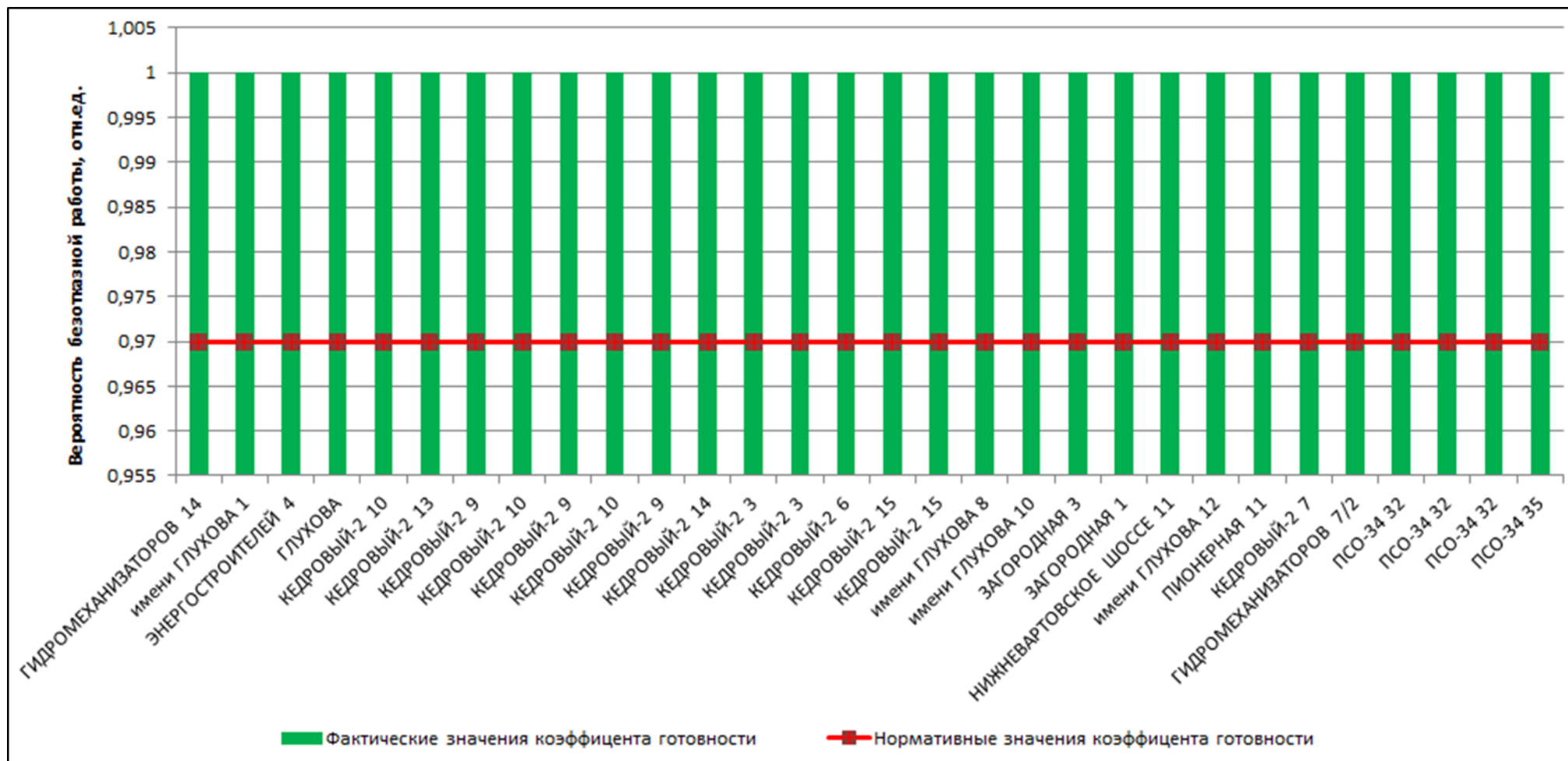


Рисунок 9.1.17 Коэффициент готовности системы к теплоснабжению потребителей (выборочные потребители, расположенные на пути от источника тепловой энергии до одного из наиболее удаленных потребителей)

При оценке базовых показателей надежности сделаны следующие выводы:

1) По состоянию на момент актуализации Схемы теплоснабжения, зоны ненадежного теплоснабжения в рассматриваемой системе отсутствуют. Причиной тому является относительно малое количество функциональных отказов на тепловых сетях. Вероятность безотказной работы и коэффициент готовности соответствуют нормативным требованиям.

2) С целью поддержания нормативной надежности в течение расчетного срока разработки Схемы теплоснабжения необходимо выполнять следующие мероприятия:

- контроль исправного состояния и безопасной эксплуатации трубопроводов;
- экспертное обследование технического состояния трубопроводов в установленные сроки с выдачей рекомендаций по дальнейшей эксплуатации или выдачей запрета на дальнейшую эксплуатацию трубопроводов;
- перекладка тепловых сетей при неудовлетворительном техническом состоянии.

9.1.4.5. Оценка надежности теплоснабжения от котельной №1 СГМУП «ГТС»

Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от котельной №1 СГМУП «ГТС» приведена на рисунке ниже (выделена красным цветом).

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения потребителей от рассматриваемого источника приведены на рисунках 9.1.19 – 9.1.20 (отражены показатели надежности для выборочных потребителей, расположенных на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей ВБР).

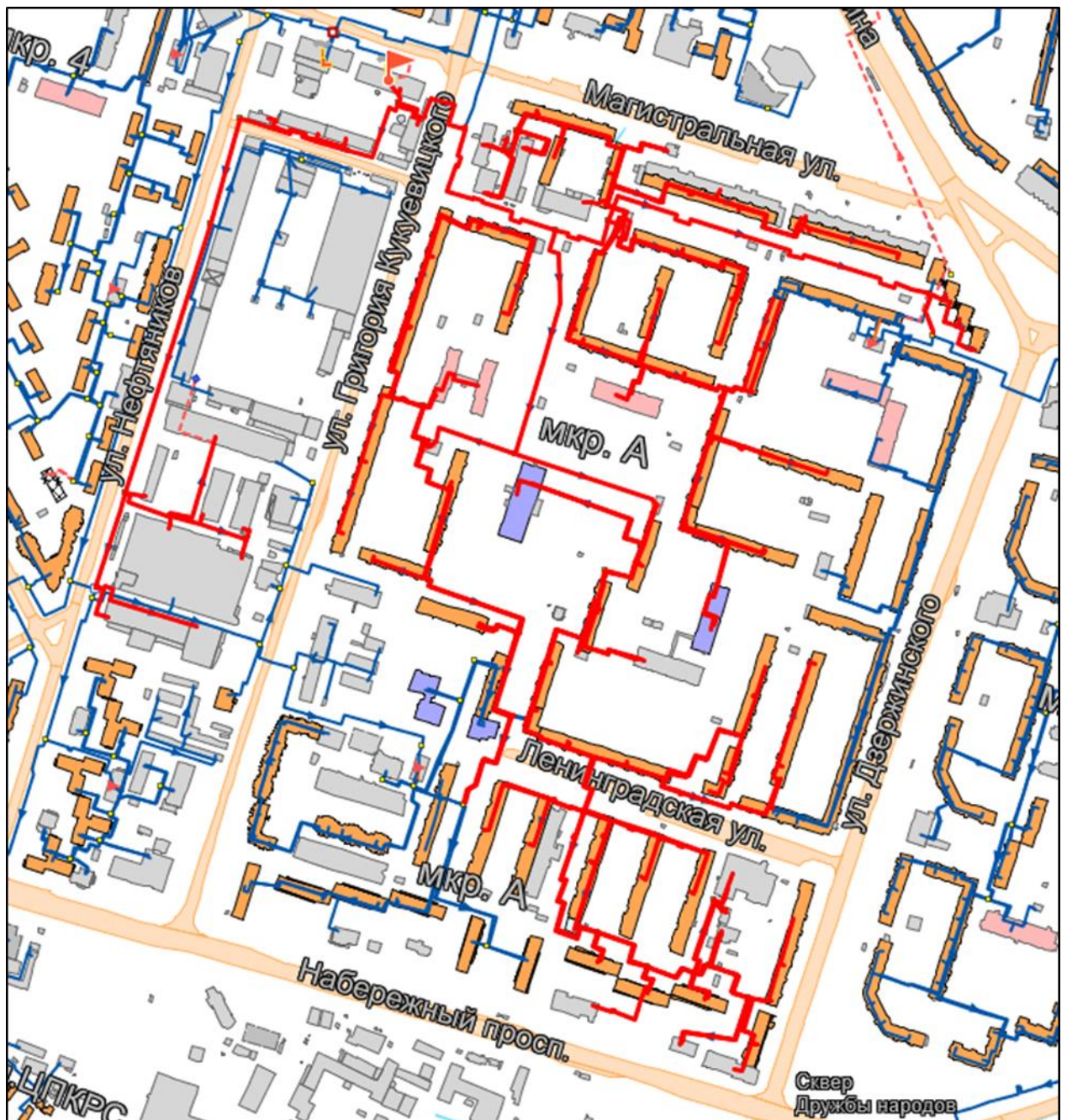


Рисунок 9.1.18 Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от Котельной №1 СГМУП «ГТС»

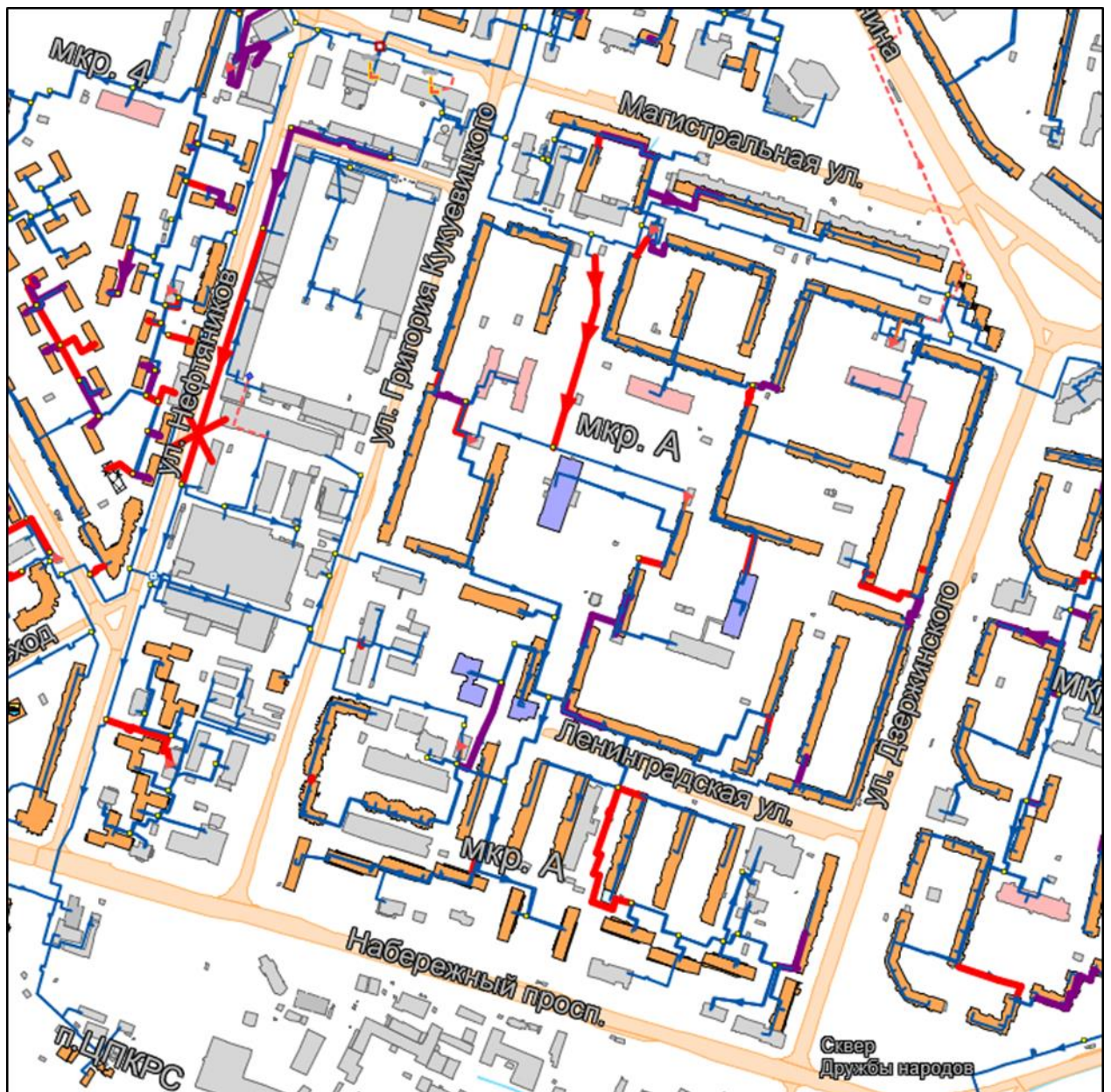


Рисунок 9.1.19 Карта функциональных отказов на тепловых сетях от Котельной №1 СГМУП «ГТС»

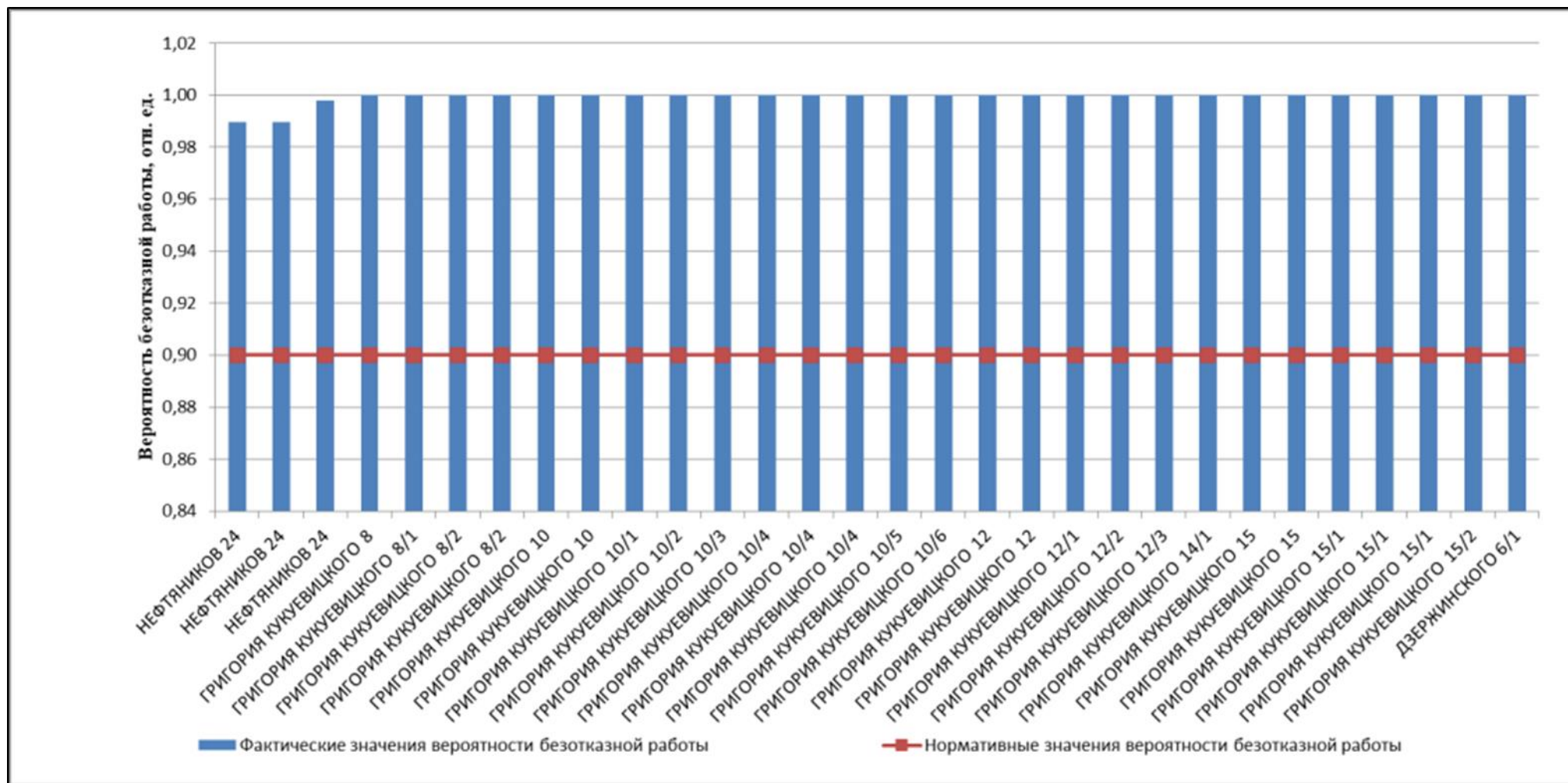


Рисунок 9.1.20 Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей в рассматриваемой системе теплоснабжения (выборочные потребители, расположенные на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей ВБР)

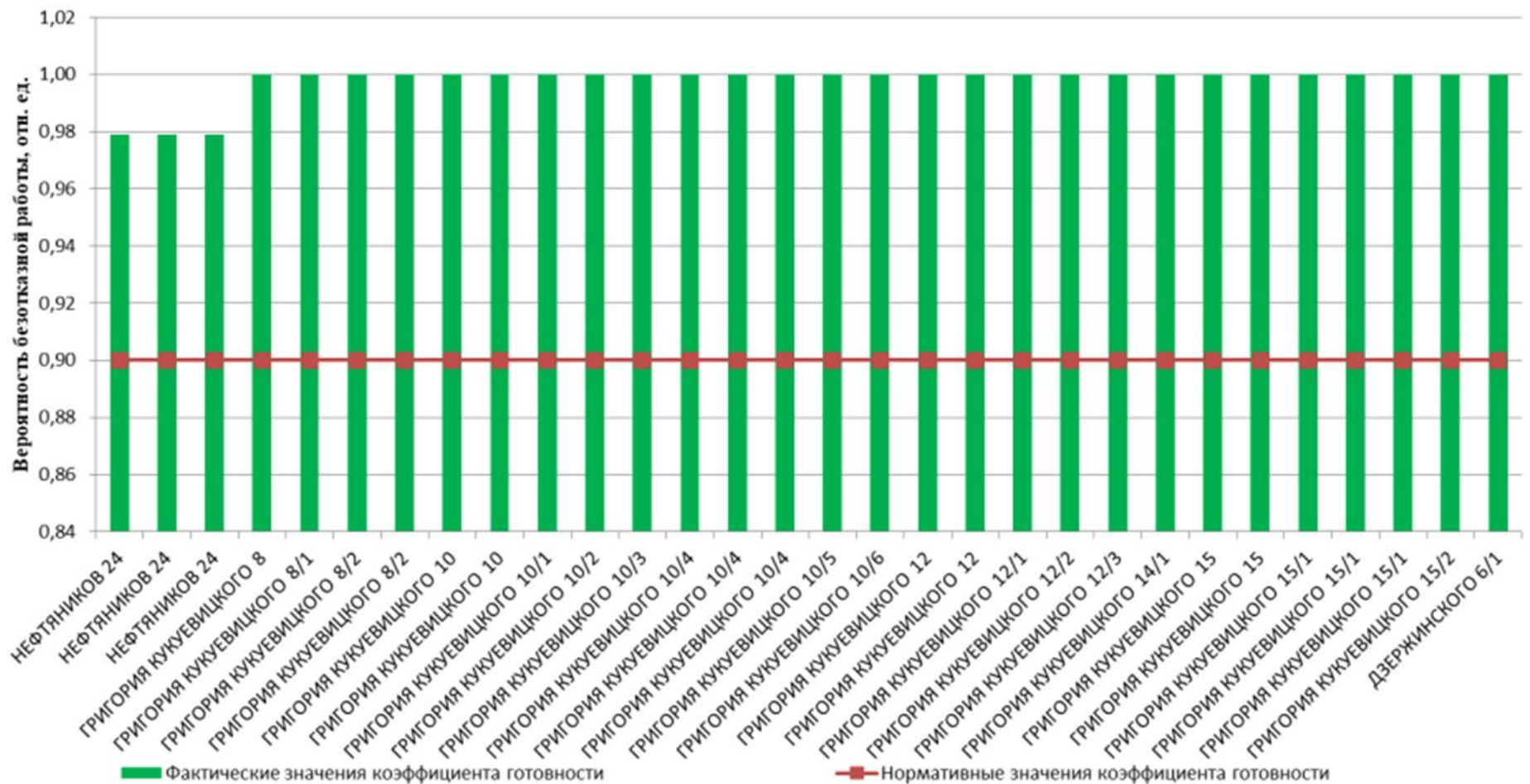


Рисунок 9.1.21 Коэффициент готовности системы к теплоснабжению потребителей (выборочные потребители, расположенные на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей ВБР)

При оценке базовых показателей надежности сделаны следующие выводы:

1) По состоянию на момент актуализации Схемы теплоснабжения зоны ненадежного теплоснабжения в рассматриваемой системе отсутствуют. Причиной тому является относительно малое количество функциональных отказов на тепловых сетях. Вероятность безотказной работы и коэффициент готовности соответствуют нормативным требованиям.

2) С целью поддержания нормативной надежности в течение расчетного срока разработки Схемы теплоснабжения необходимо выполнять следующие мероприятия:

- контроль исправного состояния и безопасной эксплуатации трубопроводов;
- экспертное обследование технического состояния трубопроводов в установленные сроки с выдачей рекомендаций по дальнейшей эксплуатации или выдачей запрета на дальнейшую эксплуатацию трубопроводов;
- перекладка тепловых сетей при неудовлетворительном техническом состоянии.

9.1.4.6. Оценка надежности теплоснабжения от котельной №2 СГМУП «ГТС»

Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от котельной №2 СГМУП «ГТС» приведена на рисунке ниже (выделена красным цветом).

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения потребителей от рассматриваемого источника приведены на рисунках 9.1.23 – 9.1.24 (отражены показатели надежности для выборочных потребителей, расположенных на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей ВБР).

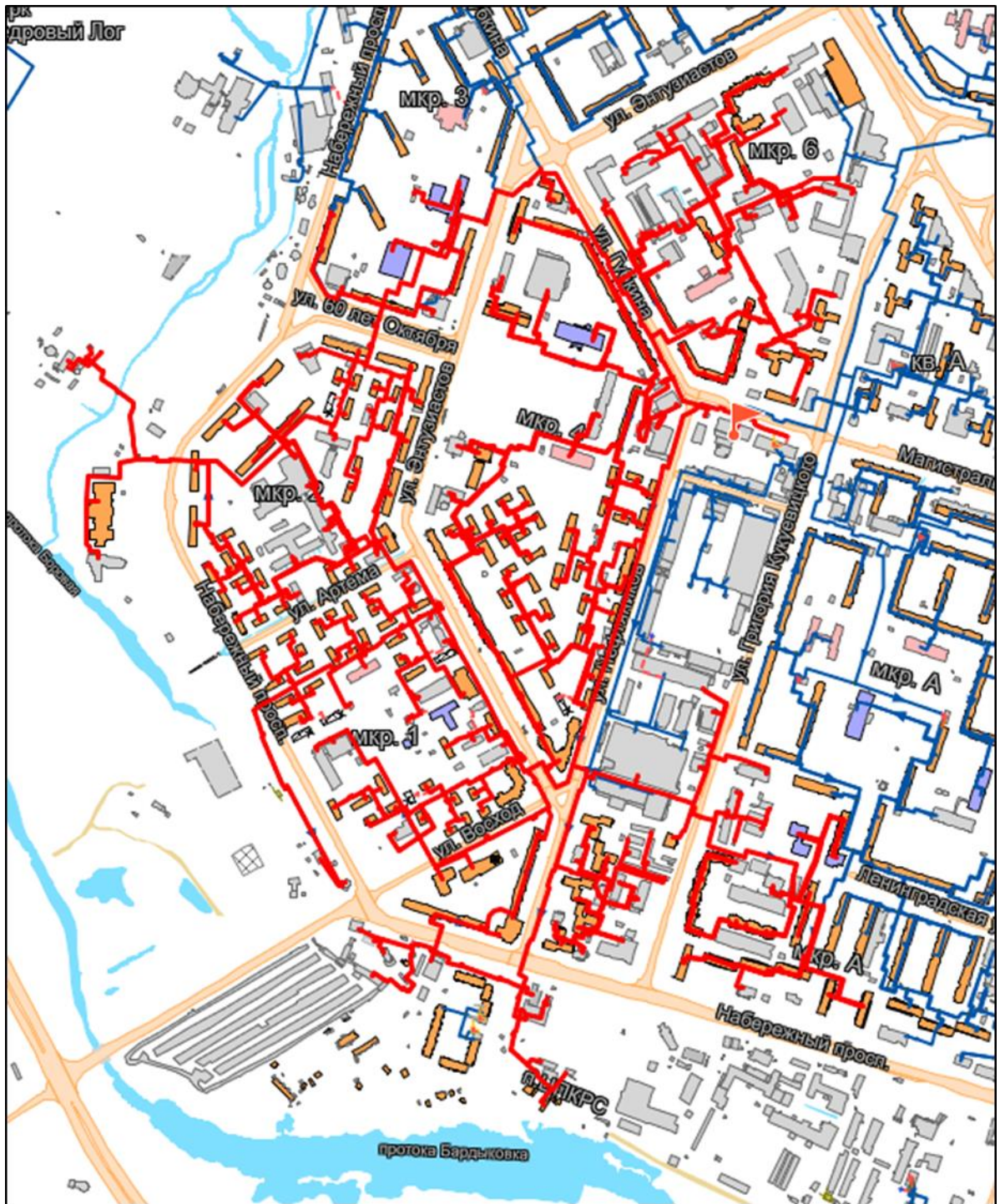


Рисунок 9.1.22 Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от котельной №2 СГМУП «ГТС»

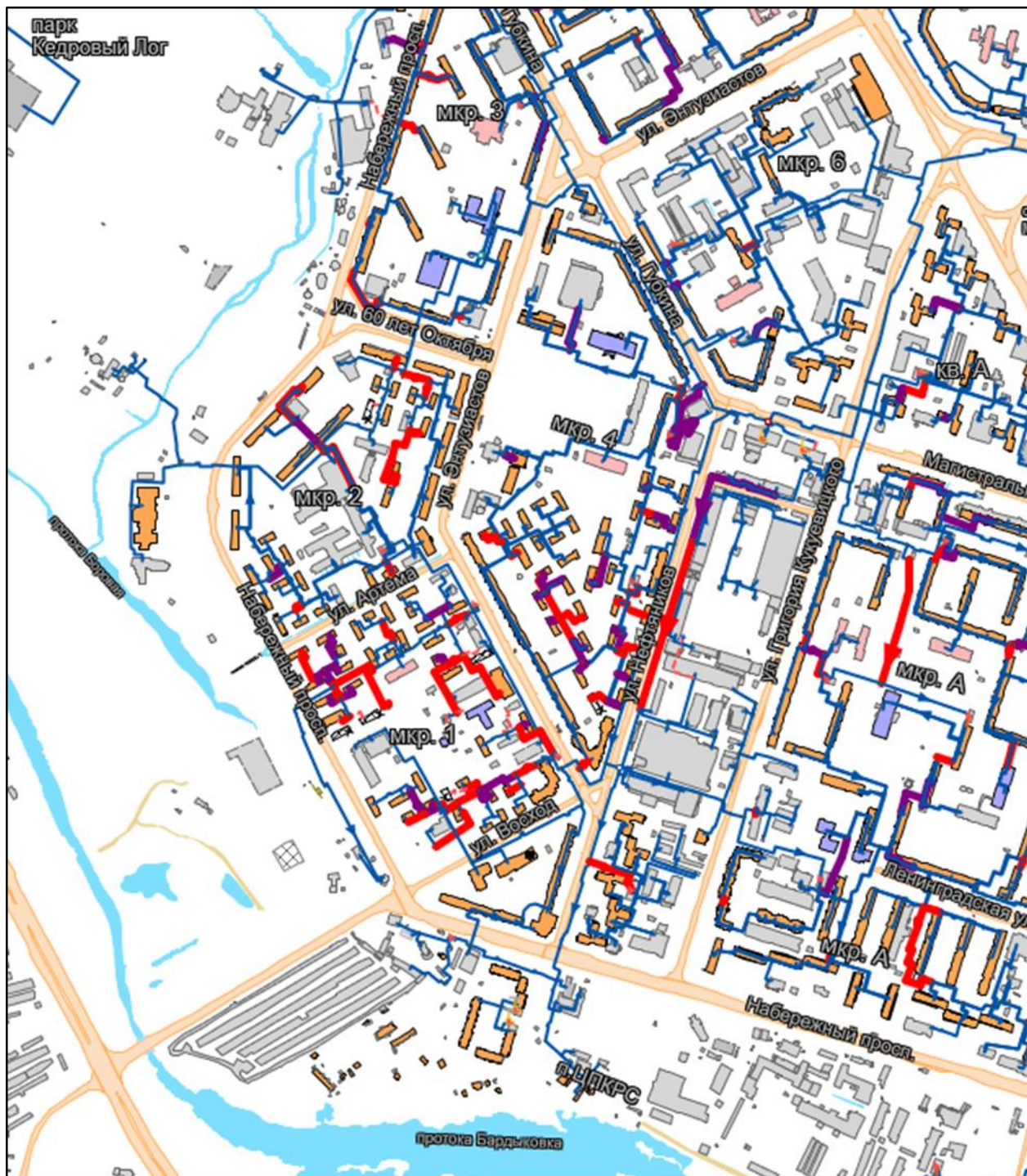


Рисунок 9.1.23 Карта функциональных отказов на тепловых сетях от Котельной №2 СГМУП «ГТС»

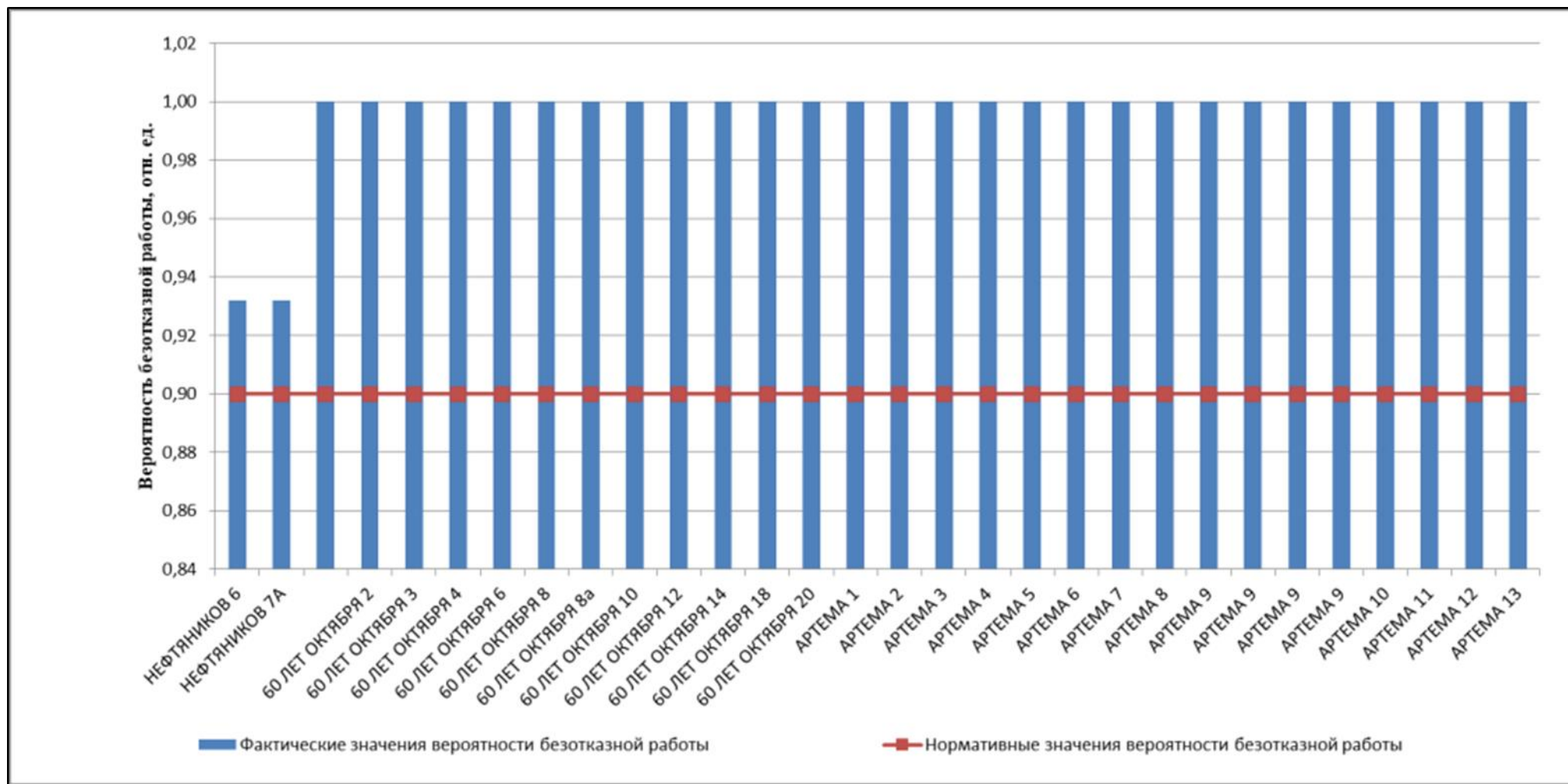


Рисунок 9.1.24 Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей в рассматриваемой системе теплоснабжения (выборочные потребители, расположенные на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей ВБР)

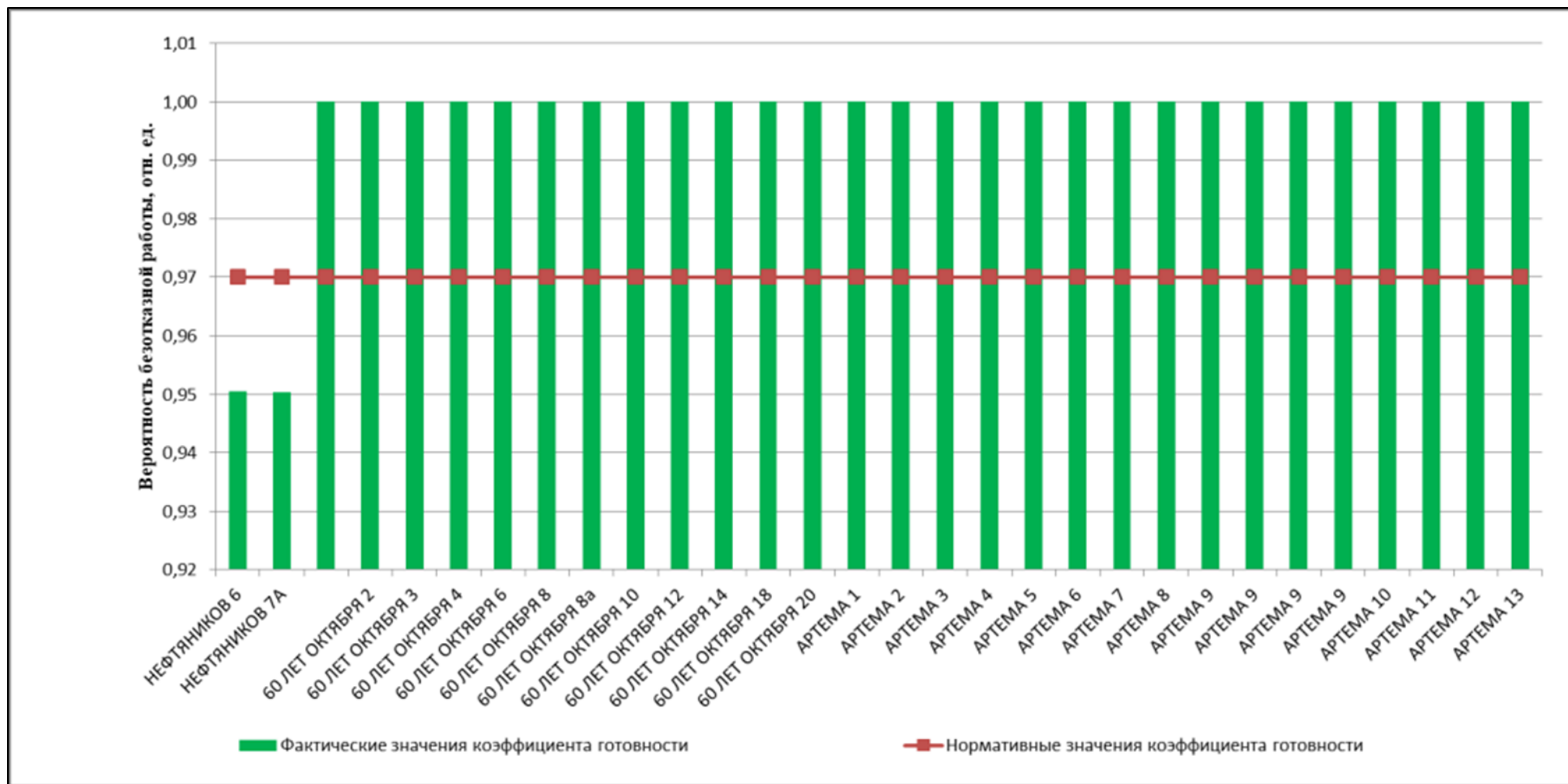


Рисунок 9.1.25 Коэффициент готовности системы к теплоснабжению потребителей (выборочные потребители, расположенные на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей ВБР)

При оценке базовых показателей надежности сделаны следующие выводы:

1) По существующему положению вероятность безотказного теплоснабжения наименее надежного потребителя составляет 0,932098 при нормативе 0,9, коэффициент готовности к безотказному теплоснабжению составляет 0,950452 при нормативе 0,97.

Оценка надежности исключительно на основании данных показателей позволяет сделать формальный вывод о ненадежности теплоснабжения 2 потребителей (Нефтяников, 6 и Нефтяников, 7А) по существующему положению. Однако существующие подходы и методики по расчету показателей надежности недостаточно унифицированы, поскольку не позволяют учитывать:

- объемы резервирования тепловой нагрузки потребителей;
- возможность переключений при функциональном отказе участка тепловой сети.

Следствием чего является завышенная расчетная величина недоотпуска тепловой энергии конечным потребителям, при оценке надежности.

Тепловые сети рассматриваемой системы теплоснабжения имеют требуемый уровень надежности, что обеспечивается многократным резервированием тепловой нагрузки. Фактически недоотпуск тепловой энергии потребителям минимален, что обусловлено оперативностью переключений на тепловых сетях, во избежание снижения качества оказываемой услуги теплоснабжения.

2) Для улучшения показателей живучести, вероятности безотказной работы и коэффициента готовности на перспективу необходимо предусмотреть мероприятия, направленные на повышение надежности теплоснабжения.

9.1.4.7. Оценка надежности теплоснабжения от котельной №3 СГМУП «ГТС»

Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от котельной №3 СГМУП «ГТС» приведена на рисунке ниже (выделена красным цветом).

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения потребителей от рассматриваемого источника приведены и на рисунках 9.1.27 – 9.1.28 (отражены показатели надежности для выборочных потребителей, расположенных на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей ВБР).

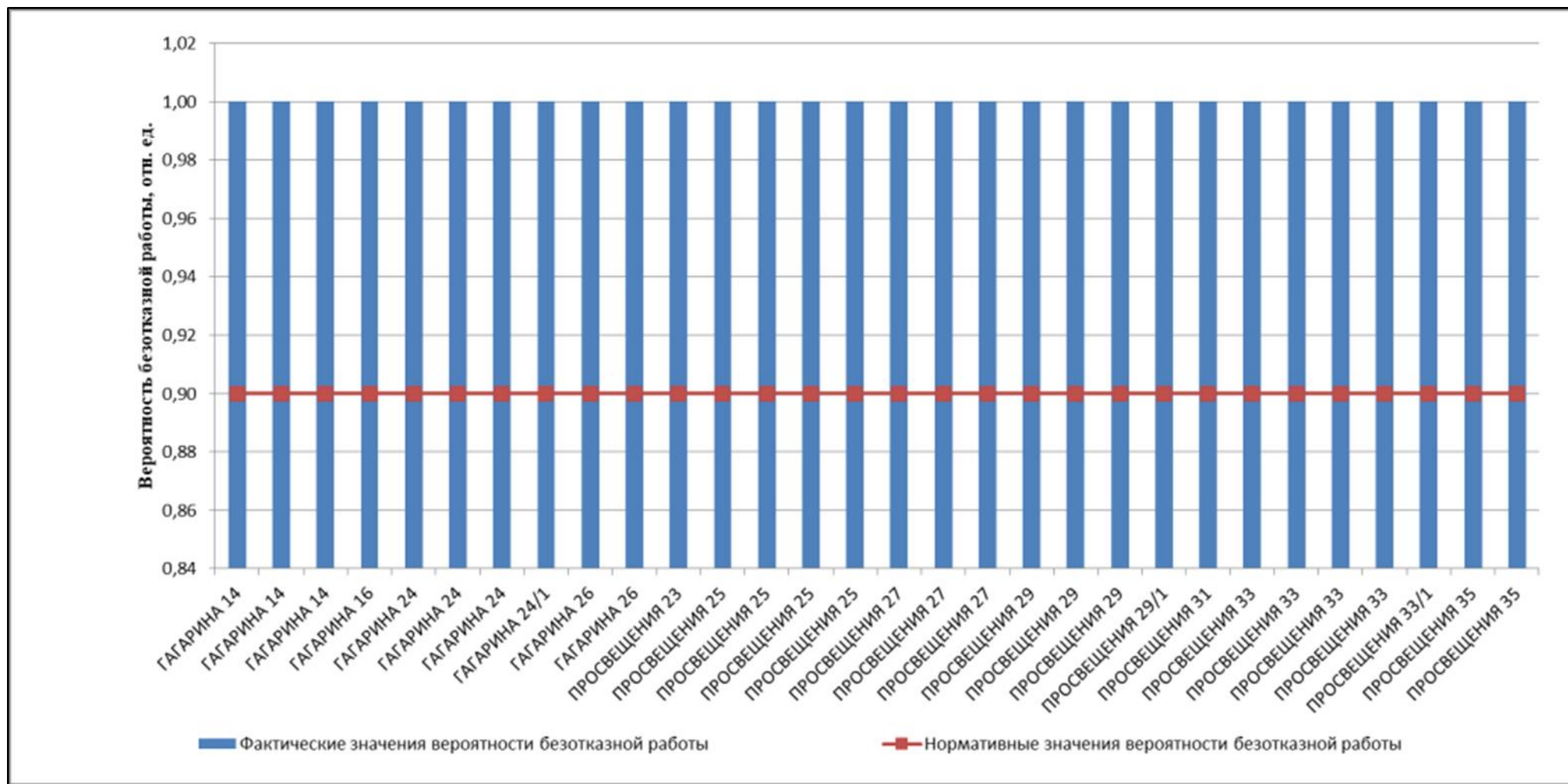


Рисунок 9.1.28 Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей в рассматриваемой системе теплоснабжения (выборочные потребители, расположенные на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей ВБР)

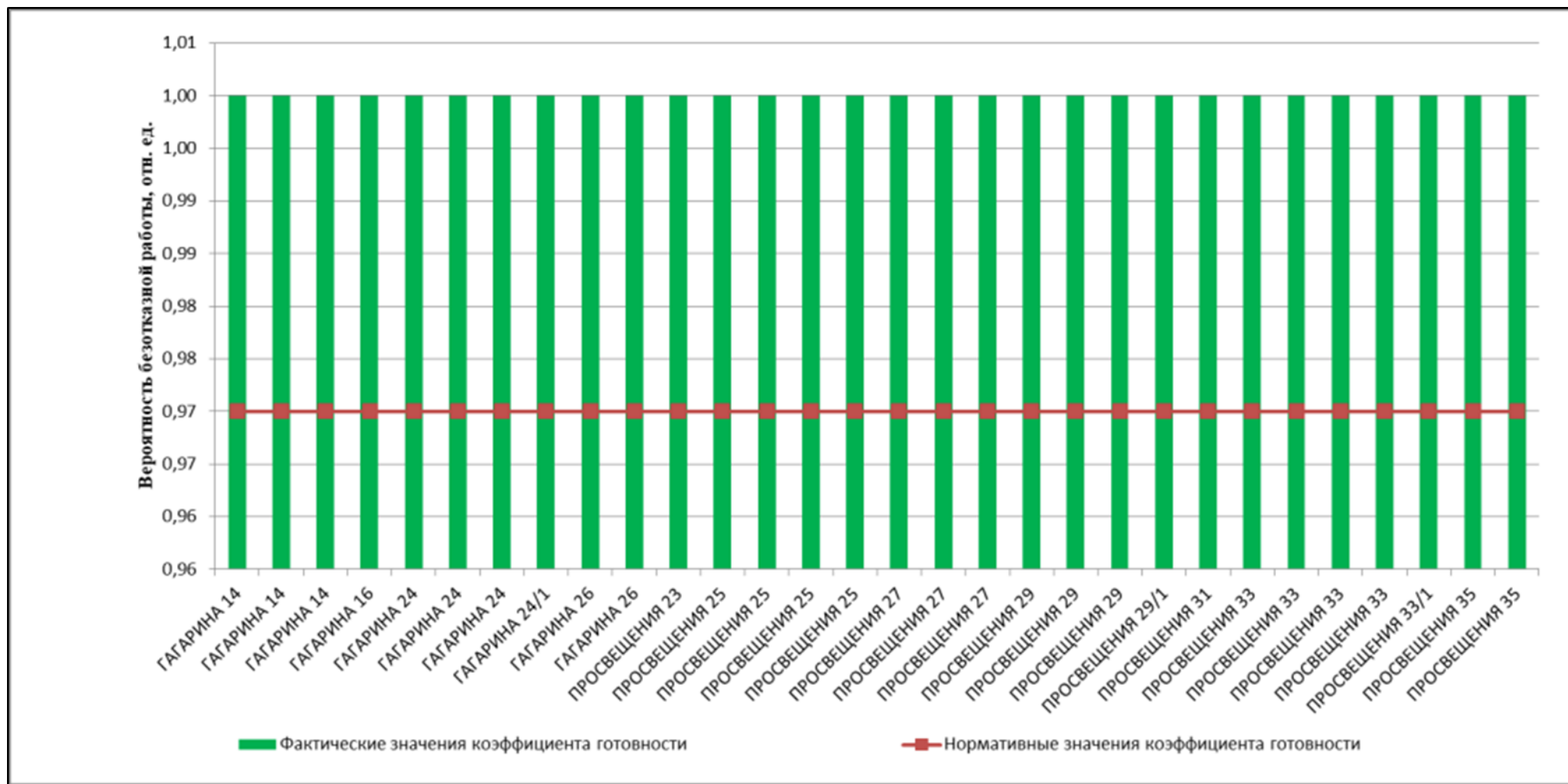


Рисунок 9.1.29 Коэффициент готовности системы к теплоснабжению потребителей (выборочные потребители, расположенные на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей ВБР)

При оценке базовых показателей надежности сделаны следующие выводы:

1) По состоянию на момент актуализации Схемы теплоснабжения зоны ненадежного теплоснабжения в рассматриваемой системе отсутствуют. Причиной тому является относительно малое количество функциональных отказов на тепловых сетях. Вероятность безотказной работы и коэффициент готовности соответствуют нормативным требованиям.

2) С целью поддержания нормативной надежности в течение расчетного срока разработки Схемы теплоснабжения необходимо выполнять следующие мероприятия:

- контроль исправного состояния и безопасной эксплуатации трубопроводов;
- экспертное обследование технического состояния трубопроводов в установленные сроки с выдачей рекомендаций по дальнейшей эксплуатации или выдачей запрета на дальнейшую эксплуатацию трубопроводов;
- перекладка тепловых сетей при неудовлетворительном техническом состоянии.

9.1.4.8. Оценка надежности теплоснабжения от котельной №5 СГМУП «ГТС»

Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от котельной №5 СГМУП «ГТС» приведена на рисунке ниже (выделена красным цветом).

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения потребителей от рассматриваемого источника приведены на рисунках 9.1.31 – 9.1.32 (отражены показатели надежности для выборочных потребителей, расположенных на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей ВБР).

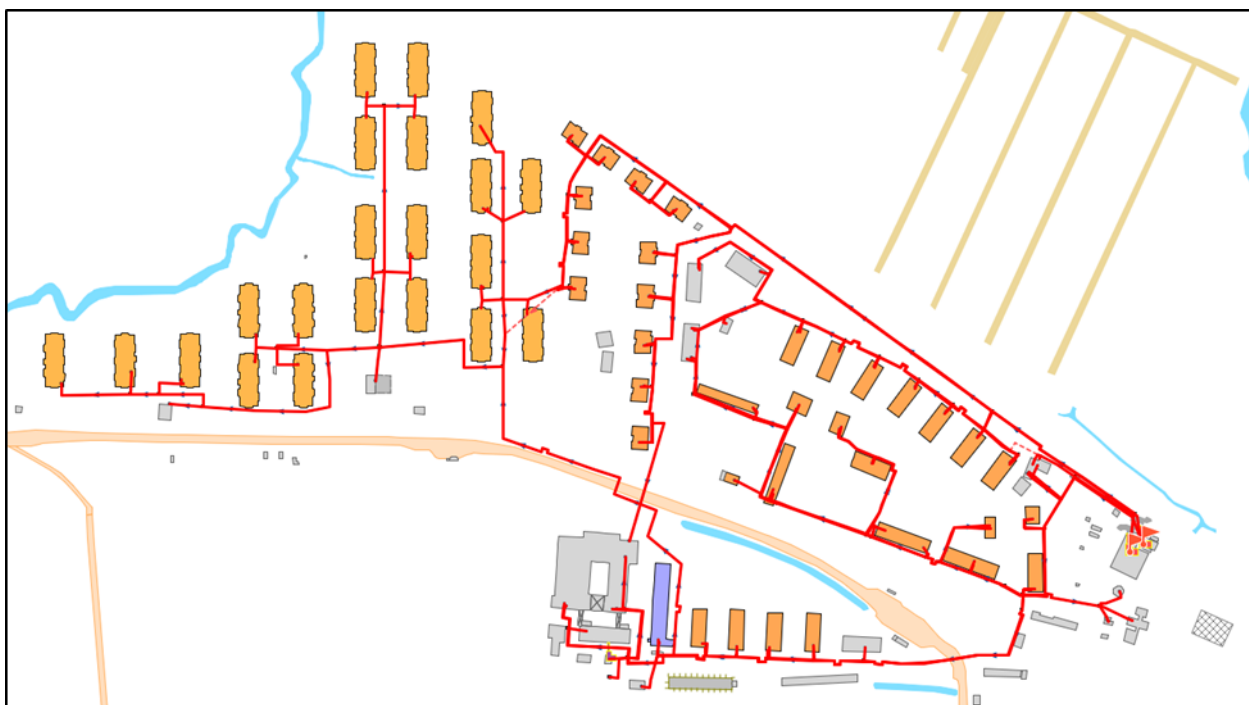


Рисунок 9.1.30 Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от котельной №5 СГМУП «ГТС»

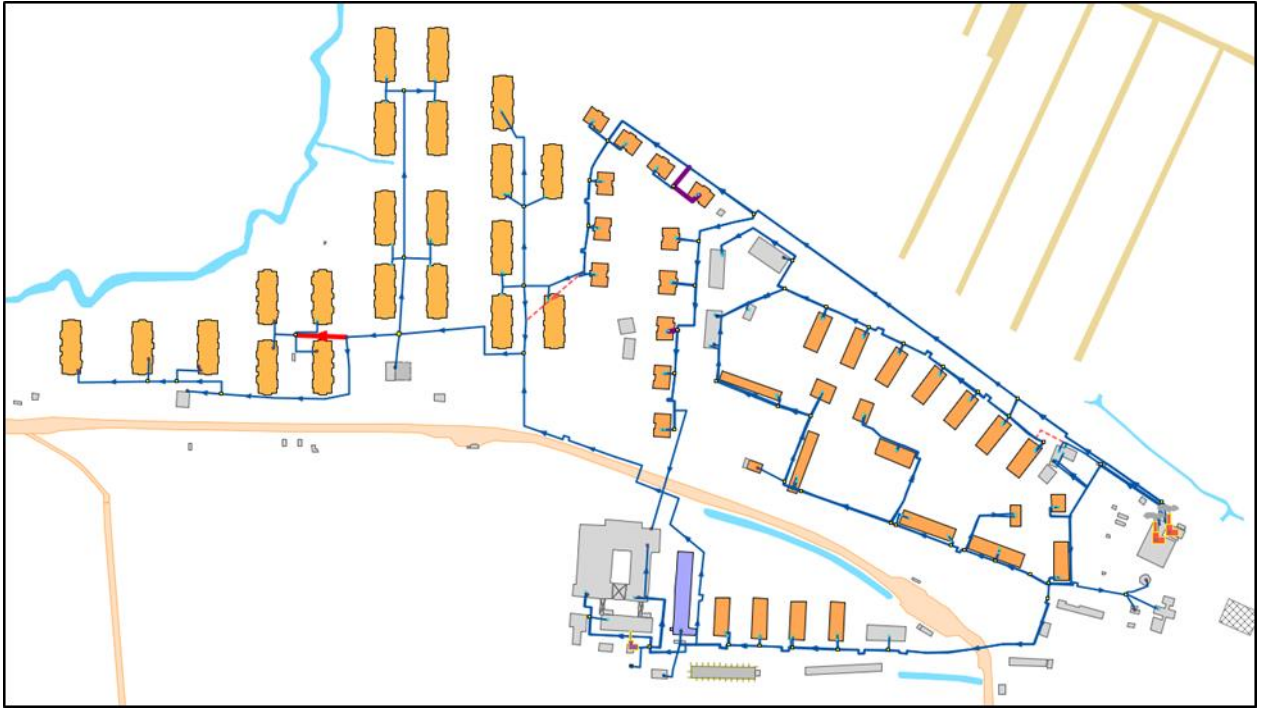


Рисунок 9.1.31 Карта функциональных отказов на тепловых сетях от Котельной №5 СГМУП «ГТС»

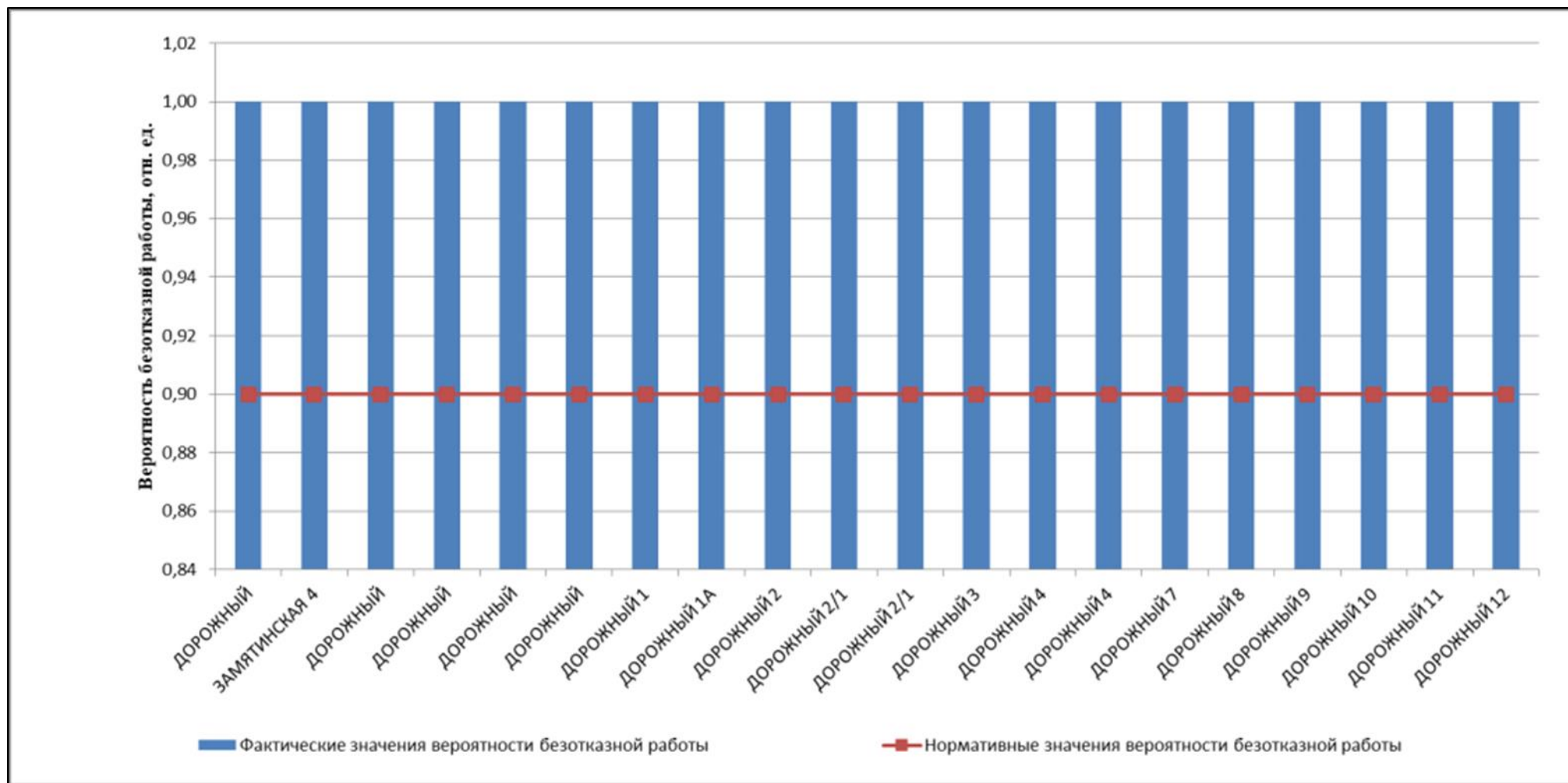


Рисунок 9.1.32 Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей в рассматриваемой системе теплоснабжения (выборочные потребители, расположенные на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей ВБР)

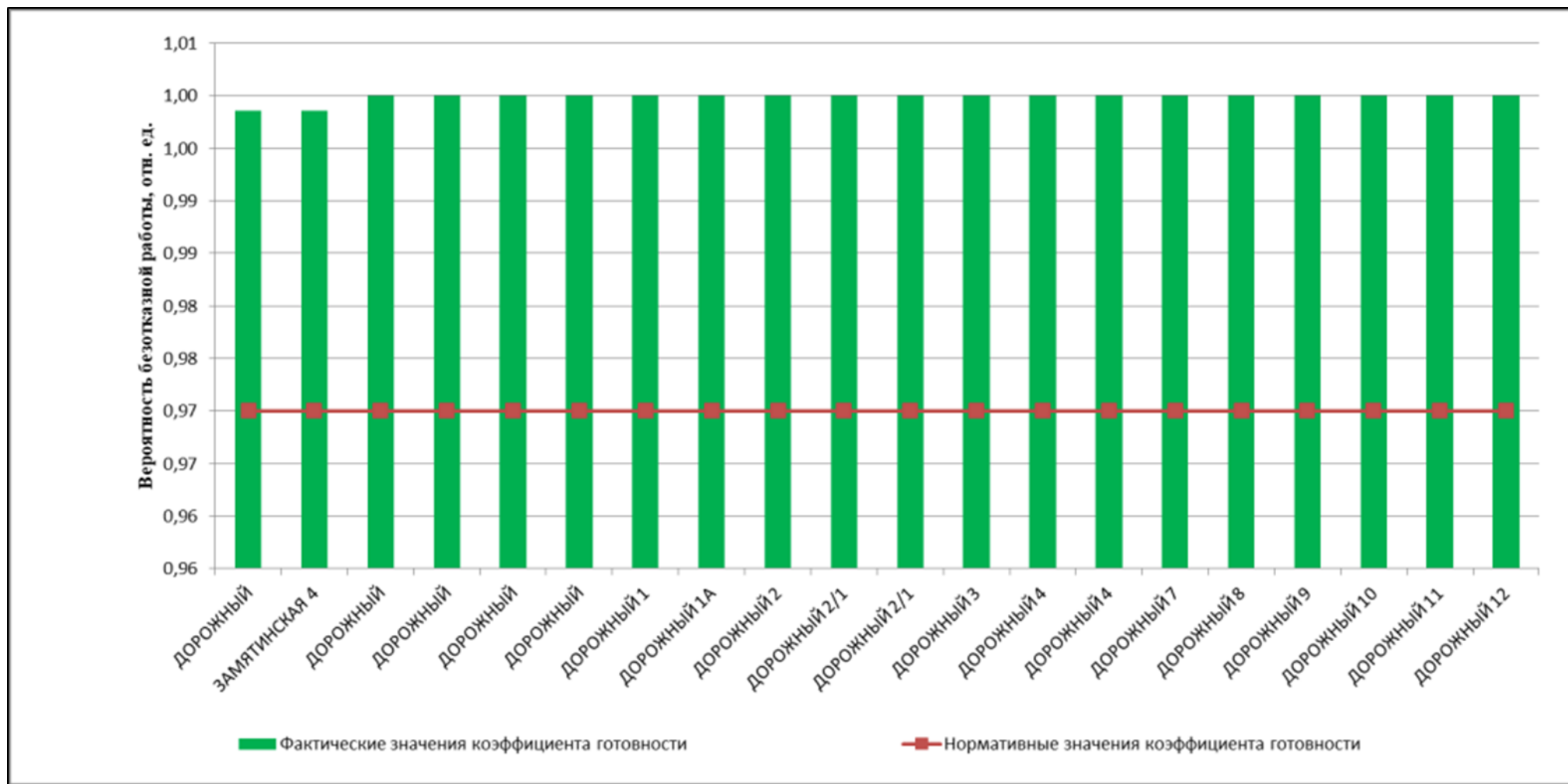


Рисунок 9.1.33 Коэффициент готовности системы к теплоснабжению потребителей (выборочные потребители, расположенные на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей ВБР)

При оценке базовых показателей надежности сделаны следующие выводы:

1) По состоянию на базовый период актуализации Схемы теплоснабжения, зоны ненадежного теплоснабжения в рассматриваемой системе отсутствуют. Причиной тому является относительно малое количество функциональных отказов на тепловых сетях. Вероятность безотказной работы и коэффициент готовности соответствуют нормативным требованиям.

2) С целью поддержания нормативной надежности в течение расчетного срока разработки Схемы теплоснабжения необходимо выполнять следующие мероприятия:

- контроль исправного состояния и безопасной эксплуатации трубопроводов;
- экспертное обследование технического состояния трубопроводов в установленные сроки с выдачей рекомендаций по дальнейшей эксплуатации или выдачей запрета на дальнейшую эксплуатацию трубопроводов;
- перекладка тепловых сетей при неудовлетворительном техническом состоянии.

9.1.4.9. Оценка надежности теплоснабжения от котельной №14 СГМУП «ГТС»

Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от котельной №14 СГМУП «ГТС» приведена на рисунке ниже (выделена красным цветом).

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения потребителей от рассматриваемого источника приведены на рисунках 9.1.35 – 9.1.36 (отражены показатели надежности для выборочных потребителей, расположенных на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей ВБР).

Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от котельной №14 СГМУП «ГТС» приведена на рисунке ниже (выделена красным цветом).

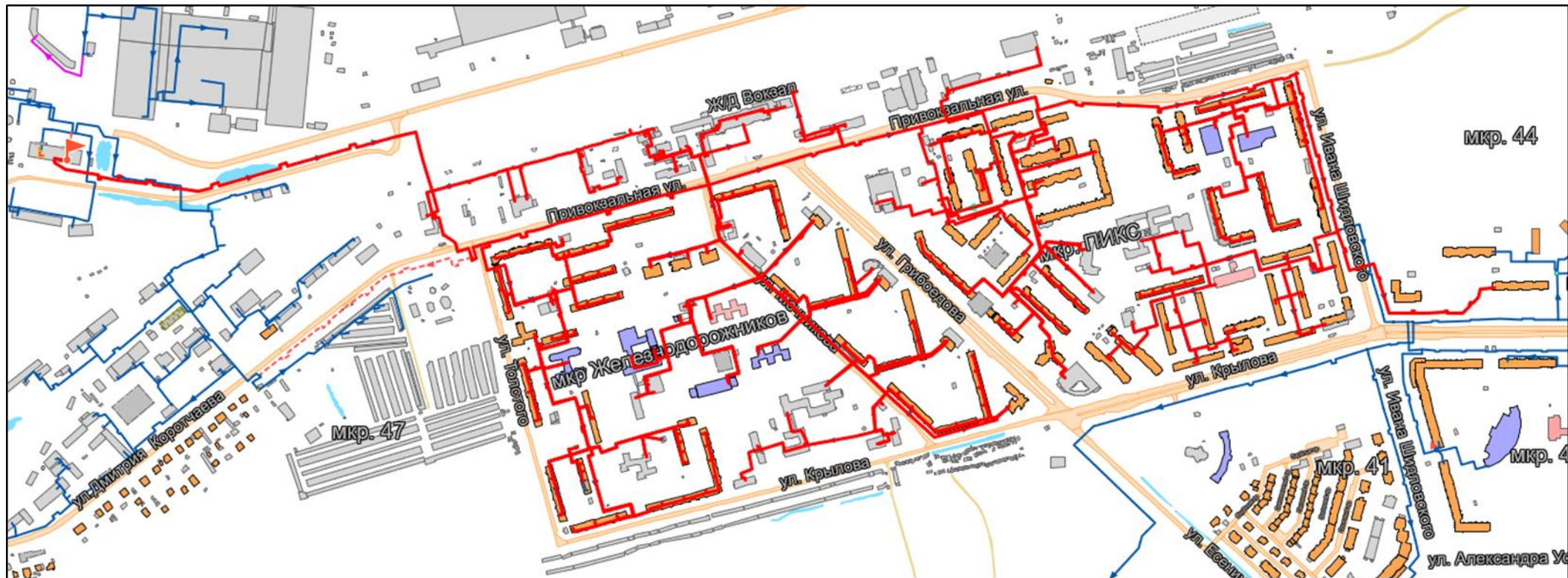


Рисунок 9.1.34 Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от котельной №14 СГМУП «ГТС»

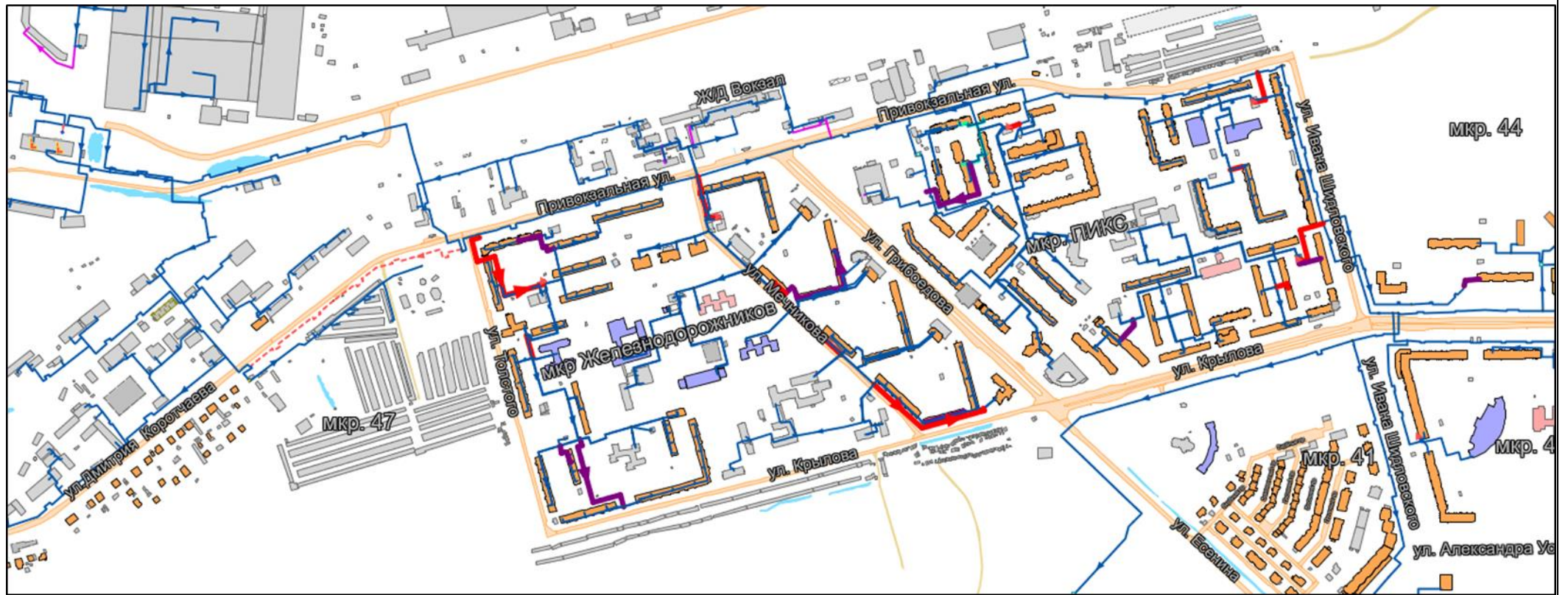


Рисунок 9.1.35 Карта функциональных отказов на тепловых сетях от Котельной №14 СГМУП «ГТС»

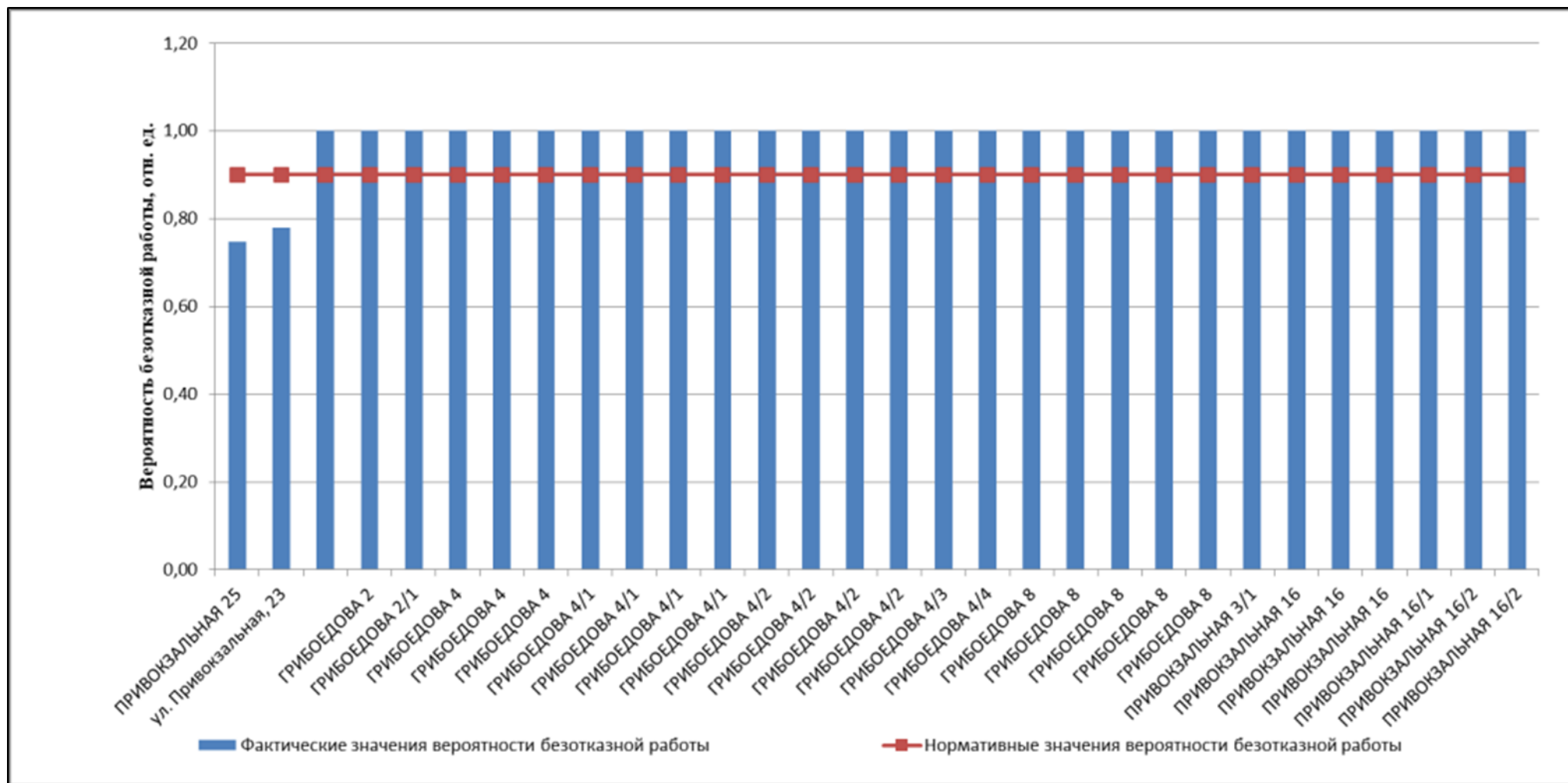


Рисунок 9.1.36 Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей в рассматриваемой системе теплоснабжения (выборочные потребители, расположенные на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей ВБР)

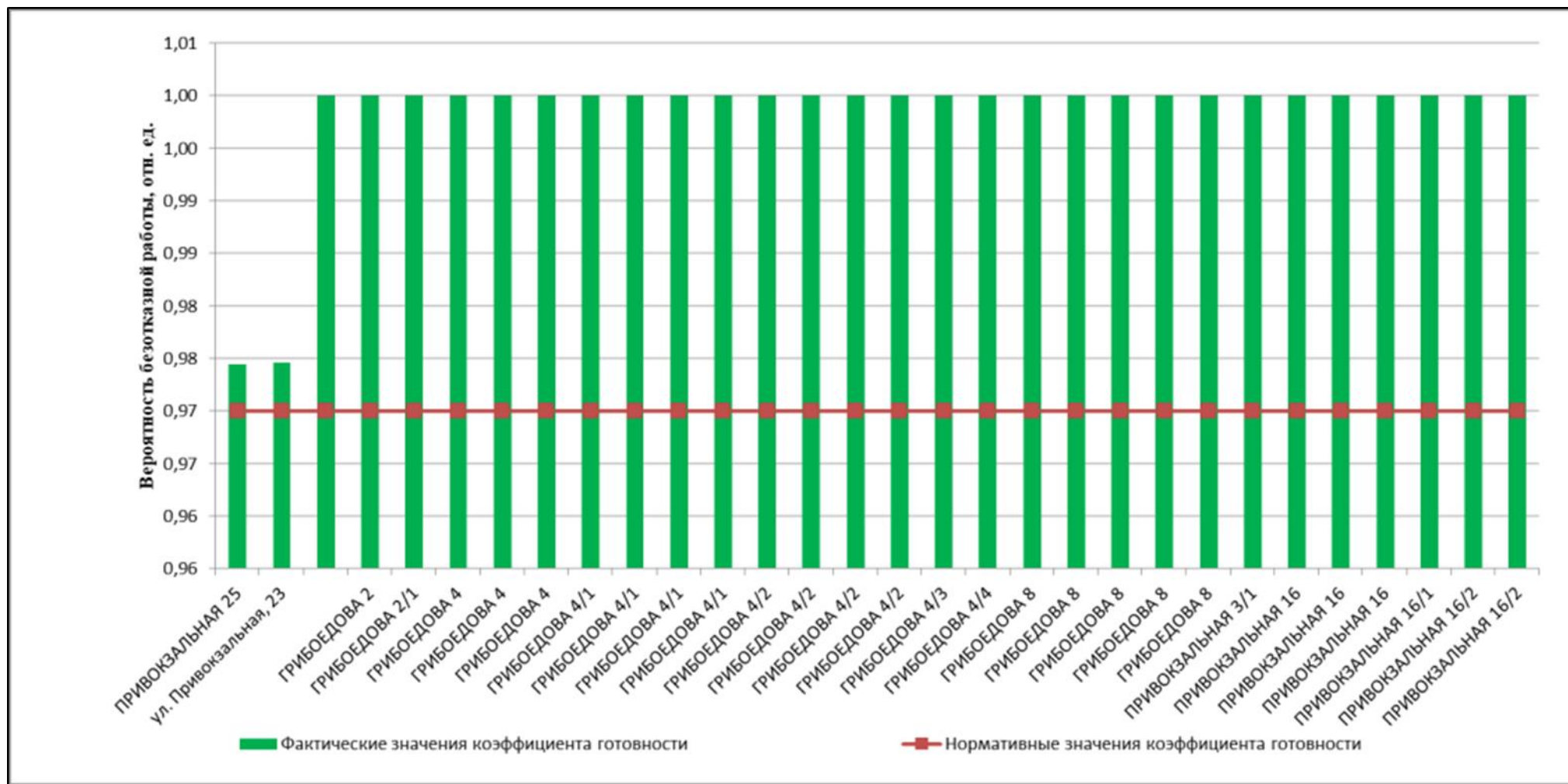


Рисунок 9.1.37 Коэффициент готовности системы к теплоснабжению потребителей (выборочные потребители, расположенные на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей ВБР)

При оценке базовых показателей надежности сделаны следующие выводы:

1) По состоянию на момент актуализации Схемы теплоснабжения зоны ненадежного теплоснабжения в рассматриваемой системе отсутствуют. Причиной тому является относительно малое количество функциональных отказов на тепловых сетях. Вероятность безотказной работы и коэффициент готовности соответствуют нормативным требованиям.

Оценка надежности исключительно на основании данных показателей позволяет сделать формальный вывод о ненадежности теплоснабжения 2 потребителей (Привокзальная, 25 и Привокзальная, 23) по существующему положению. Однако существующие подходы и методики по расчету показателей надежности недостаточно унифицированы, поскольку не позволяют учитывать:

- объемы резервирования тепловой нагрузки потребителей;
- возможность переключений при функциональном отказе участка тепловой сети.

Следствием чего является завышенная расчетная величина недоотпуска тепловой энергии конечным потребителям, при оценке надежности.

Тепловые сети рассматриваемой системы теплоснабжения имеют требуемый уровень надежности, что обеспечивается многократным резервированием тепловой нагрузки. Фактически недоотпуск тепловой энергии потребителям минимален, что обусловлено оперативностью переключений на тепловых сетях, во избежание снижения качества оказываемой услуги теплоснабжения.

2) С целью поддержания нормативной надежности в течение расчетного срока разработки Схемы теплоснабжения необходимо выполнять следующие мероприятия:

- контроль исправного состояния и безопасной эксплуатации трубопроводов;
- экспертное обследование технического состояния трубопроводов в установленные сроки с выдачей рекомендаций по дальнейшей эксплуатации или выдачей запрета на дальнейшую эксплуатацию трубопроводов;
- перекладка тепловых сетей при неудовлетворительном техническом состоянии.

По результатам разработки раздела следуют выводы:

1) Системы теплоснабжения, на которых за отчетный период функциональных отказов не происходило, могут считаться надежными, т.к. фактические показатели надежности теплоснабжения превышают нормативные значения;

2) Ряд систем теплоснабжения, имевших функциональные отказы на тепловых сетях за отчетный период, по состоянию на базовый период актуализации могут считаться надежными, т.к. вероятность безотказной работы, коэффициент готовности соответствуют действующим нормативам. Причиной тому является малое количество функциональных отказов на тепловых сетях при значительной протяженности системы транспорта тепловой энергии (низкая интенсивность отказов), а также быстрое время ликвидации обнаруженных повреждений, нормативные сроки ликвидации повреждений соблюдаются.

3) Для крупных систем теплоснабжения (на базе СГРЭС-1 и СГРЭС-2) аварии и функциональные отказы на магистральных теплопроводах нехарактерны. Высокое качество обслуживания тепломагистралей предопределяет высокие показатели в целом по системе теплоснабжения. Наибольшее число функциональных отказов характерно для распределительных и внутриквартальных участков тепловых сетей. Как правило, наименее надежные зоны теплоснабжения располагаются на концевых участках. В целом по показателю интенсивности отказов тепловых сетей может быть классифицирована как высоконадежная, что встречается довольно редко в крупных городах РФ с населением свыше 100 тыс. чел.

9.1.5. Результаты анализа аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора, в соответствии с Правилами расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2015 г. N 1114 "О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике"

Аварийных ситуаций, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора, в соответствии с Правилами расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2015 г. N 1114 "О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике", в системе теплоснабжения г. Сургут округа не возникало.

9.1.6. Результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении

Согласно данным, предоставленным теплоснабжающими организациями, зафиксировано снижение теплоснабжения потребителей вследствие отказов участков тепловых сетей, за период 2021г., - 66 (из 660 отказов работы тепловых сетей за 2021 год). У остальных потребителей зафиксировано снижение параметров теплоснабжения и горячего водоснабжения потребителей вследствие возникновения функциональных отказов в тепловых сетях.

Среднее время восстановления работы тепловой сети и восстановления теплоснабжения потребителей составляет 3,46.

9.2 Описание изменений в надежности теплоснабжения для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Актуализированные значения надежности за 2021 год представлены в разделах 9.1.1 – 9.1.3. За период 2021 г. на случилось 660 функциональных отказов на тепловых сетях.

Часть 10. Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций

10.1 Описание показателей хозяйственной деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций в соответствии с требованиями, устанавливаемыми Правительством Российской Федерации в стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями и органами регулирования

В настоящем разделе приведены технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций, согласно предоставленной ими информации.

Крупные теплоснабжающие организации, в ведении которых находятся комбинированные источники, рассматриваются отдельно в объемах предоставленной информации. Это Филиал ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1 и Филиал «Сургутская ГРЭС-2» ПАО «Юнипро». Технико-экономические показатели работы прочих организаций с некомбинированными источниками теплоснабжения рассматриваются в таблицах 10.1.1 – 10.1.15.

Таблица 10.1.1 Технико-экономические показатели "Филиал ПАО "ОГК-2"- Сургутская ГРЭС-1

Показатели	2019 г. (тепловой метод)	2020г.(тепловой метод)	2021 г.
Раздел 1. Общие сведения			
Установленная мощность электростанции на конец года			
электрическая, кВт	3333000,00	3333000,00	3333000,00
тепловая, Гкал/ч	903,00	903,00	903,00
Средняя установленная мощность за отчетный год			
электрическая, кВт	3333000,00	3333000,00	3333000,00
тепловая, Гкал/ч	903,00	903,00	903,00
Средние ограничения установленной мощности за отчетный год			
электрическая, кВт			
тепловая, Гкал/ч	0,00	0,00	0,00
Располагаемая мощность электростанции на конец года			
электрическая, кВт	3333000,00	3333000,00	3333000,00
тепловая, Гкал/ч	903,00	903,00	903,00
Средняя рабочая мощность за отчетный год			
электрическая, кВт	2732366,00	2838197,00	
тепловая, Гкал/ч	X	X	X
Раздел 2. Эксплуатационные данные			
Произведено электрической энергии - всего, МВт*ч	18652078	15994242,642	16483800
в т.ч. по теплофикационному циклу, МВт*ч	1099905	1005182,429	1117490
Израсходовано электроэнергии на собственные производственные нужды электростанции, МВт*ч	875176	766982,433	
из них:			
на производство электроэнергии, МВт*ч	875176	766982,433	
на отпуск тепловой энергии, МВт*ч	0,00		
Отпущено электроэнергии с шин электростанции, МВт*ч	17776902	15227260,209	
Отпущено тепловой энергии - всего, Гкал	1725984	1557341	1771560
из них:			
турбоагрегатами, Гкал	1725984	1557341	1771560
пиковыми водогрейными котлами, Гкал	X	X	X
редукционно-охладительными установками котлов, Гкал	X	X	X

Показатели	2019 г. (тепловой метод)	2020г.(тепловой метод)	2021 г.
котельными, находящимися на балансе электростанции, Гкал	X	X	X
Раздел 3. Расход условного топлива на отпуск электроэнергии и теплоэнергии			
Всего, т у.т.			
по нормативам на фактический отпуск, т у.т.			
фактически, т у.т.	6020108,00	5155094,00	5322670
На отпущенную электроэнергию, т у.т.			
по нормативам на фактический отпуск, т у.т.			
фактически, т у.т.	5758911,00	4919796,00	
Удельный расход условного топлива на отпущенную электроэнергию, г/кВт*ч			
норматив, г/кВт*ч	325,1	325,0	
факт, г/кВт*ч	324,0	323,1	322,4
На отпущенную тепловую энергию, т у.т.			
по нормативам на фактический отпуск, т у.т.			
фактически, т у.т.	261197,00	235298,00	
Удельный расход условного топлива на отпущенную теплоэнергию, кг/Гкал			
норматив, кг/Гкал	151,9	151,7	
факт, кг/Гкал	151,3	151,1	151,6
Раздел 4. Расход топлива по видам			
Газ природный и попутный всего			
в натуральном исчислении, тыс. м ³	5224097,00	4500242,973	4 649 831
в условном исчислении, т у.т.	6020108,00	5155094,00	5322670

Таблица 10.1.2 Техничко-экономические показатели "Филиал ПАО "ОГК-2"- Сургутская ГРЭС-1 (форма-4 филиал ПАО "ОГК-2" - Сургутская ГРЭС-1)

Параметр	2021
Установленная мощность, МВт	3333
Располагаемая мощность, МВт	3295,08
Рабочая мощность, МВт	2734,9
Собственное потребление мощности, МВт	104,46
в т.ч.собственные потребители (для электростанций розничного рынка), МВт	0
Сальдо - переток мощности, в т.ч., МВт	-2630,44
- на ОРЭМ в т.ч., МВт	-2630,44
- по регулируемым договорам, МВт	0,00
- на розничный рынок, МВт	0,00
- на экспорт (приграничная торговля), МВт	0,00
Минимальная возможная выработка электроэнергии ¹ , млн.кВтч	0
Выработка электроэнергии. Всего, млн.кВтч	16483,8
Максимальная возможная выработка электроэнергии ² , млн.кВтч	0
по теплофикационному циклу (для ГРЭС и ТЭЦ), млн.кВтч	1117,49
по конденсационному циклу (для ГРЭС и ТЭЦ), млн.кВтч	15366,31
Расход электроэнергии на собственные нужды. Всего, млн.кВтч	808,8
- на производство электроэнергии, млн.кВтч	808,80
- то же в % к выработке электроэнергии, %	4,91
- на производство теплоэнергии, млн.кВтч	0,00
--тоже в кВтч/Гкал, кВтч/Г кал	0,00
Отпуск электроэнергии с шин электростанции, млн.кВтч	15675,01
по теплофикационному циклу (для ГРЭС и ТЭЦ), млн.кВтч	1031,06
по конденсационному циклу (для ГРЭС и ТЭЦ), млн.кВтч	14643,95
Расход электроэнергии на :, млн.кВтч	76,89
- хозяйственные нужды, млн.кВтч	4,72
- потери в пристанционной электросети, млн.кВтч	72,16
-- то же в % к отпуску с шин, %	0,46
Электропотребление всего (строка 7+строка 9+строка 10.1), млн.кВтч	885,68
в т.ч.собственные потребители (для электростанций розничного рынка), млн.кВтч	0
Кроме того покупка электроэнергии на розничном рынке для производственных и хозяйственных нужд), млн.кВтч	0

Параметр	2021
Отпуск электроэнергии в сеть (сальдо-переток), в т.ч., млн.кВтч	-15598,12
- на ОРЭМ в т.ч., млн.кВтч	-15598,12
- по регулируемым договорам, млн.кВтч	0,00
- на розничный рынок, млн.кВтч	0,00
- на экспорт (пограничная торговля), млн.кВтч	0,00
Покупка электроэнергии, млн.кВтч	0
- на ОРЭМ, млн.кВтч	0
- на розничном рынке, млн.кВтч	0,00
Производство теплоэнергии, тыс.Г кал	1771,56
Расход теплоэнергии на собственные (производственные) нужды (без учета расходов на производство прочей продукции), тыс.Гкал	0
Отпуск теплоэнергии с коллекторов (п.13 - п.14), тыс.Гкал	1771,56
в том числе по регулируемым ценам, тыс.Гкал	0
Расход теплоэнергии на хозяйственные нужды (без учета расходов на производство прочей продукции), тыс.Гкал	13,02
Полезный отпуск теплоэнергии (п.15 - п.16), тыс.Гкал	1758,54
в том числе по регулируемым ценам, тыс.Гкал	0
Установленная тепловая мощность, Гкал/час	903
Потребность в топливе,	0
- условное топливо, тыс. т.у.т.	5322,67
- натуральное топливо,	0,00
~ уголь, тыс.т.	0
~ мазут, тыс.т.	0
~ газ, млн. куб.м.	4649,83
тыс.т.,	0
Удельный расход условного топлива на отпущенную электроэнергию, г/кВтч	322,44
по теплофикационному циклу, г/кВтч	199,63
по конденсационному циклу, г/кВтч	331,08
Удельный расход условного топлива на отпущенную тепловую энергию, кг/Гкал	151,56

Таблица 10.1.3 Техничко-экономические показатели Филиал «Сургутская ГРЭС-2» ПАО «Юнипро»

Наименование показателя	Ед. изм.	2017	2018	2019	2020	2021
Выработка электрической энергии	млн кВт-ч	26 721,801	25 155,449	23 981,314	21 708,220	22 828,064
Расход электрической энергии на собственные нужды, в том числе	млн кВт-ч	691,232	661,861	626,228	583,034	601,182
расход электрической энергии на ТФУ	млн кВт-ч	12,331	12,132	12,548	11,313	11,313
отпуск электрической энергии с шин ТЭЦ	млн кВт-ч	26 030,569	24 493,587	23 355,085	21 125,186	22 226,883
Отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ, в том числе:	тыс. Гкал	944,902	966,297	913,444	809,289	948,186
из производственных отборов;	тыс. Гкал					
из теплофикационных отборов	тыс. Гкал	944,902	966,297	913,444	809,289	948,186
из отборов противодавления	тыс. Гкал					
из конденсаторов	тыс. Гкал					
из ПВК	тыс. Гкал					
из РОУ	тыс. Гкал					
Фактическое значение удельного расхода тепловой энергии брутто на выработку электрической энергии турбоагрегатами	ккал/кВт-ч	1 869,795	1 867,770	1 870,299	1 876,903	1 876,903
Увеличение отпуска тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ за счет прироста тепловой нагрузки потребителей, присоединенных к тепловым сетям ТЭЦ, за актуализируемый период, в том числе:	тыс. Гкал					
с сетевой водой	тыс. Гкал					
с паром	тыс. Гкал					
Расход тепла на выработку электрической энергии	тыс. Гкал	49 964,286	46 984,589	44 852,224	40 744,223	40 744,223
Расход тепловой энергии на собственные нужды	тыс. Гкал	148,056	219,907	175,952	159,455	162,851
Удельный расход тепловой энергии нетто на производство электрической энергии группой турбоагрегатов;	ккал/кВт-ч					
Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии;	г/кВт-ч	306,033	306,852	305,690	305,848	306,591
Отношение отпуска тепловой энергии с отработавшим паром к полному отпуску тепловой энергии от ТЭЦ;	%					
Удельная теплофикационная выработка, в том числе:	кВт-ч/Гкал					
с паром производственных отборов;	кВт-ч/Гкал					
с паром теплофикационных отборов	кВт-ч/Гкал					

Наименование показателя	Ед. изм.	2017	2018	2019	2020	2021
Выработка электрической энергии по теплофикационному циклу;	млн кВт-ч	419,377	436,307	416,154	360,212	415,682
Выработка электрической энергии по конденсационному циклу	млн кВт-ч	26 302,424	24 719,142	23 565,159	21 348,008	22 412,383
Удельный расход тепла брутто на выработку электрической энергии турбоагрегатами по теплофикационному циклу	ккал/кВт-ч					
Удельный расход тепловой энергии нетто на выработку электрической энергии турбоагрегатами по теплофикационному циклу	ккал/кВт-ч					
Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии, в том числе	г/кВт-ч	306,033	306,852	305,690	305,848	306,591
по теплофикационному циклу;	г/кВт-ч	161,813	162,120	161,589	161,388	161,428
по конденсационному циклу	г/кВт-ч	308,256	309,313	308,140	305,848	306,416
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	164,885	165,052	164,629	164,268	164,408
Полный расход топлива на ТЭЦ	тыс. туг	8 122,022	7 675,392	7 289,799	6 594,035	6 970,444

Таблица 10.1.4 Эксплуатационные показатели котельных в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации Сургутское городское муниципальное унитарное предприятие «Городские тепловые сети» за 2021 год

	Наименование показателя	Ед. изм.	2017	2018	2019	2020	2021
Зона действия котельной №1 ул. Нефтяников. д.24 стр.6	Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	20	20	20	20	20
	Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг/Гкал	150,23	151,23	148,14	155,15	158,68
	Собственные нужды	%	2,7	3,1	3,4	2,9	2,8
	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	153,25	154,71	152,17	158,75	162,40
	Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал	20,54	20,27	19,92	19,79	21,06
	Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м ³ /Гкал	130,64	131,51	128,82	134,92	137,98
	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	20,07	23,16	22,18	17,92	18,66
Зона действия котельной №2 ул. Нефтяников. д.24 стр.4	Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	20	20	20	20	20
	Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг/Гкал	153,14	153,61	153,73	157,18	157,28
	Собственные нужды	%	2,5	2,4	2,6	2,3	2,6
	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	156,5100	156,8400	157,28	160,47	160,59
	Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал	12,37	12,46	12,63	15,66	14,57
	Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м ³ /Гкал	133,17	133,58	133,68	136,68	136,76
	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	26,177	27,14	25,52	20,84	32,42
Зона действия котельной №3 ул. Майская д.10/2стр.2	Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	20	20	20	20	20
	Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг/Гкал	158,25	154,52	154,87	149,37	147,73
	Собственные нужды	%	2,5	1,9	2,2	2,3	2,6
	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	161,896	157,578	158,19	152,58	151,03
	Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал	15,42	13,29	15,3	16,01	14,32
	Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м ³ /Гкал	137,61	134,37	134,67	129,89	128,46
Зона действия котельной №5	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	28,440	28,10	31,7	26,11	33,62
	Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5
	Удельный расход условного топлива на выработку тепловой	кг/Гкал	140,31	139,96	141,48	141,72	126,65

	Наименование показателя	Ед. изм.	2017	2018	2019	2020	2021
пос. Дорожный	энергии						
	Собственные нужды	%	11,25	11,16	10	10	8,5
	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	150,114	150,328	152,6	151,81	135,05
	Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал	35,28	19,98	28,25	33,03	29,31
	Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м ³ /Гкал	122,01	121,71	123,03	123,242	110,14
	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	16,722	21,17	21,70	18,89	25,32
Зона действия котельной №6 Заячий остров , промзона ГВК	Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	15	15	15	15	15
	Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг/Гкал	168,68	163,86	152,31	153,84	152,01
	Собственные нужды	%	6	6	8,6	7	8,5
	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	178,808	173,695	165,41	163,99	162,02
	Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал	21,75	24,82	25,11	26,21	23,09
	Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м ³ /Гкал	146,68	142,49	132,45	133,778	132,18
	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	16,296	16,9	17,11	18,90	24,18
Зона действия котельной №7 ул. Индустриальная	Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	15	15	15	15	15
	Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг/Гкал	175,34	166,69	174,13	173,03	186,88
	Собственные нужды	%	4,34	5,64	5,87	4,9	5,2
	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	182,174	174,860	183,27	180,20	195,07
	Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал	36	28,58	31,39	34,47	26,08
	Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м ³ /Гкал	152,47	144,95	151,42	150,467	162,50
	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	9,064	9,89	9,33	8,04	10,15
Зона действия котельной №9 ул. Буровая	Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	15	15	15	15	15
	Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг/Гкал	176,82	177,008	167,06	163,59	156,91
	Собственные нужды	%	2,25	3,39	3,86	0,75	0,8
	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	181,067	183,032	173,75	164,69	157,93
	Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой	кВт-ч/Гкал	35,18	31,24	29,9	41,85	35,25

	Наименование показателя	Ед. изм.	2017	2018	2019	2020	2021
	энергии с коллекторов						
	Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м ³ /Гкал	153,76	153,92	145,27	142,256	136,45
	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	10,180	10,59	9,97	18,35	24,47
Зона действия котельной №13 ул. Западная 1/1	Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	15	15	15	15	15
	Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг/Гкал	142,26	134,51	147,45	147,60	138,25
	Собственные нужды	%	5,23	4,12	3,01	2,07	1,3
	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	146,735	140,298	150,91		139,77
	Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал	69,16	66,84	62,36	53,23	54,28
	Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м ³ /Гкал	123,71	116,97	128,22	128,353	120,21
	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	27,34	24,29	23,16	30,29	24,51
Зона действия котельной №14 ул. Западная 1/1	Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	20	20	20	20	20
	Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг/Гкал	155,04	154,59	147,37	147,52	152,18
	Собственные нужды	%	3,4	3,28	3,90	3,4	3,9
	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	159,696	159,075	152,39	30,29	156,56
	Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал	19,94	19,63	20,49	20,55	19,5
	Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м ³ /Гкал	134,82	134,43	128,15	128,286	132,33
	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	27,254	28,91	27,34	22,94	28,31
Зона действия котельной №21 пос. Звездный ул. Трубная	Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	15	15	15	15	15
	Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг/Гкал	146,64	138,19	139,403	147,43	146,98
	Собственные нужды	%	1,7	2,15	2,04	1,78	2
	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	148,843	140,545	141,77		149,35
	Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал	18,74	16,88	17,58	18,62	18,03
	Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м ³ /Гкал	127,52	120,17	121,22	128,20	127,81
	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	26,311	28,43	25,99	22,25	24,95

	Наименование показателя	Ед. изм.	2017	2018	2019	2020	2021
Зона действия котельной № 22 ГМУ СОЦ Олимпия ул. Олимпийская	Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	20	20	20	20	20
	Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг/Гкал	168,47	166,38	140,28	140,54	133,56
	Собственные нужды	%	4,9	6,76	6,17	4,25	5,1
	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	175,711	177,863	148,72	146,32	139,67
	Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал	50,3	45,14	47,44	52,84	40,87
	Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м ³ /Гкал	146,5	144,68	121,99	122,21	116,14
	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	7,984	8,52	8,4	7,16	8,89
Зона действия котельной №23 Югорский тракт д.40	Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	15	15	15	15	15
	Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг/Гкал	144,50	128,14	145,02	155,84	159,82
	Собственные нужды	%	0,35	2,49	3,05	2,4	3
	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	145,087	131,331	149,5	159,58	163,62
	Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал	8,12	7,83	11,3	12,81	13,53
	Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м ³ /Гкал	125,86	111,43	126,11	135,51	138,98
	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	20,932	24,41	21,93	15,44	17,53
Зона действия котельной №24 ул. Киртбая д.12/1	Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	15	15	15	15	15
	Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг/Гкал	152,61	138,18	136,05	144,08	146,48
	Собственные нужды	%	0	9,6	10,08	7,49	9
	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	152,614	151,311	150,28	154,88	157,79
	Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал	155,43	92,9	98,16	79,95	84,51
	Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м ³ /Гкал	132,71	120,16	118,31	125,291	127,38
	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	4,115	6,69	6,35	4,22	5,39
Зона действия котельной № 25 пос. Лесной	Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет			30	30	30
	Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг/Гкал					0
	Собственные нужды	%			0	0	0

	Наименование показателя	Ед. изм.	2017	2018	2019	2020	2021
	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал					0
	Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал			1341,79	1457,38	1352
	Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м ³ /Гкал					0
	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%			19,59	11,73	14,32
Зона действия котельной № 26 пр. Набережный д.17/2	Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет				15	15
	Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг/Гкал				160,25	170,8
	Собственные нужды	%				0	0,7
	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал				160,26	171,85
	Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал				16,19	21,39
	Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м ³ /Гкал				139,36	148,53
	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%				28,12	19,49
Зона действия котельной № 27 пр. Набережный д.17	Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет				15	15
	Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг/Гкал				160,25	170,8
	Собственные нужды	%				0	0,7
	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал				160,26	171,85
	Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал				16,19	21,39
	Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м ³ /Гкал				139,356	148,53
	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%				28,12	19,17
Зона действия котельной № 28 пос. Юность	Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет				10	10
	Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг/Гкал				161,28	167,64
	Собственные нужды	%				3,46	1,8
	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал				164,53	171,88
	Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал				14,21	16,14
	Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с	м ³ /Гкал				140,251	145,78

	Наименование показателя	Ед. изм.	2017	2018	2019	2020	2021
	коллекторов						
	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%				11,27	12,11
Зона действия котельной № 29 пос. Таёжный	Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет				15	15
	Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг/Гкал				162,28	157,05
	Собственные нужды	%				2,6	1,9
	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал				165,27	159,90
	Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал				15,61	16,75
	Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м ³ /Гкал				141,119	136,49
	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%				18,43	21,31
Зона действия котельной № 30 пос. Лунный	Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет				15	15
	Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг/Гкал				161,74	165,04
	Собственные нужды	%				2,89	1,8
	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал				164,78	169,17
	Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал				31,99	29,17
	Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м ³ /Гкал				140,645	143,52
	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%				11,30	12,64
Зона действия котельной № 32 пос. Снежный	Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет				10	10
	Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг/Гкал				160,14	162,62
	Собственные нужды	%				2,11	1,7
	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал				160,14	167,0
	Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал				20,64	18,22
	Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м ³ /Гкал				139,26	141,41
	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%				11,03	13,62
Зона действия котельной № 33	Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет				15	15
	Удельный расход условного топлива на выработку тепловой	кг/Гкал				160,14	162,62

	Наименование показателя	Ед. изм.	2017	2018	2019	2020	2021
пос. Снежный	энергии						
	Собственные нужды	%				2,11	1,7
	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал				160,14	167,0
	Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал				20,64	18,22
	Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м ³ /Гкал				139,26	141,41
	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%				11,03	13,62
Зона действия котельной № 34 ул. Крылова ПЧ-49	Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет				15	15
	Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг/Гкал				156,54	161,63
	Собственные нужды	%				1,8	1,8
	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал				159,28	167,44
	Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал				24,98	21,59
	Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м ³ /Гкал				136,13	140,55
	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%				7,78	10,03
Зона действия котельной ПКТС	Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	20	20	20	20	20
	Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг/Гкал	149,52	152,96	155,37	153,78	154,24
	Собственные нужды	%	5,15	7,96	2,59	3,3	4,0
	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал					158,77
	Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал	32,43	28,01	31,37		27,51
	Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м ³ /Гкал	130,02	133,01	135,11	133,726	133,70
	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	14,482				33,17
Зона действия котельной № 35 Спортивное ядро, мкр. 35А	Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет					15
	Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг/Гкал					0
	Собственные нужды	%					0
	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал					0
	Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой	кВт-ч/Гкал					0

	Наименование показателя	Ед. изм.	2017	2018	2019	2020	2021
	энергии с коллекторов						
	Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м ³ /Гкал					0
	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%					0
	Доля котельных оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от установленной мощности)	%	100	100	100	100	100
	Доля котельных оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от общего количества котельных)	%	100	100	100	100	100
	Доля котельных оборудованных устройствами водоподготовки (от общего количества котельных)	%	100	100	100	96	96
	Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала (от общего количества котельных)	%	21	21	27	36	37,5
	Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10 Гкал/ч	%	37	37	44	64	56
	Общая частота прекращений теплоснабжения от котельных	1/год	0	0	0	0	0
	Средняя продолжительность прекращения теплоснабжения от котельных	час	0	0	0	0	0
	Средний недоотпуск тепловой энергии в тепловые сети на единицу прекращения теплоснабжения	тыс. Гкал	0	0	0	0	0
	Вид резервного топлива		Аварийное – дизельное топливо				
	Расход резервного топлива	т.у.т	0	0	0	0	0

Таблица 10.1.5 Техничко-экономические показатели ООО "Сургутские городские электрические сети" за 2016-2021 гг.

№	Показатели	Ед. изм.	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
1	Операционные расходы	тыс.руб.	151 498,47	161 261,38	173 315,82	189 371,15	203 343,23	207 806,34
1.1.	Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс.руб.	5 908,41	8 166,19	8 577,39	11 648,57	12 314,42	12 573,16
1.2.	Расходы на ремонт основных средств	тыс.руб.	20 047,90	23 976,94	25 157,54	18 726,56	17 433,05	17 750,67
1.3.	Расходы на оплату труда	тыс.руб.	87 956,09	92 215,24	100 308,06	107 622,15	111 306,22	113 796,29
	Численность	чел.	113,16	109,61	113,81	118,15	119,30	120,19
	Средняя зарплата в месяц	руб.	64 772,66	70 106,60	293 305,39	302 898,44	354 009,69	315 436,80
1.3.1.	ОПР	тыс.руб.	56 098,58	54 631,96	60 667,75	64 166,78	66 721,05	68 193,26
	Численность	чел.	81,00	75,00	79,00	81,30	81,80	82,58
	Средняя зарплата в месяц	руб.	57 714,59	60 702,18	270 669,11	274 443,19	323 666,30	287 848,70
	<i>Льготный проезд к месту отдыха</i>	тыс.руб.	1 379,40	1 458,72	1 540,64	1 474,18	1 455,97	1 490,11
1.3.2.	Цеховые	тыс.руб.	15 913,72	18 944,51	20 080,39	21 616,95	22 017,58	22 544,17
	Численность	чел.	18,16	19,79	19,99	20,68	21,10	21,16
	Средняя зарплата в месяц	руб.	73 025,52	79 793,23	331 901,45	353 067,84	391 635,57	350 737,78
	<i>Льготный проезд к месту отдыха</i>	тыс.руб.	297,00	366,99	384,94	338,60	358,31	366,63
1.3.3.	АУП	тыс.руб.	14 034,29	16 536,25	17 344,09	19 688,10	20 417,26	20 858,49
	Численность	чел.	14,00	14,83	14,83	16,18	16,40	16,45
	Средняя зарплата в месяц	руб.	83 537,43	92 932,91	194 217,76	305 706,52	366 795,32	323 550,92
	<i>Льготный проезд к месту отдыха</i>	тыс.руб.	233,10	276,82	290,25	337,54	336,04	343,64
1.4.	Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями	тыс.руб.	18 574,98	19 642,80	20 833,93	20 494,90	26 264,46	26 864,09
1.4.1.	Транспортные расходы связанные с обслуживанием производственных объектов	тыс.руб.	12 413,15	13 504,87	14 181,93	16 527,88	17 516,49	17 838,12
1.4.2.	Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования	тыс.руб.	6 161,83	6 137,94	6 652,00	3 967,02	3 705,72	3 791,70
1.4.3.	Расходы на осуществление деятельности по сбыту тепловой энергии	тыс.руб.					5 042,26	5 234,26
1.5.	Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями	тыс.руб.	15 213,83	13 211,39	14 228,97	25 777,53	30 475,63	31 172,02
1.5.1.	Расходы на оплату услуг связи		1 359,59	1 454,63	1 521,11	2 033,11	2 086,06	2 128,83
1.5.2.	Расходы на оплату вневедомственной охраны		8 989,28	8 020,46	8 533,06	9 307,26	12 702,17	13 010,08
1.5.3.	Расходы на оплату коммунальных услуг		76,58	84,44	98,41	45,32	309,02	319,29
1.5.4.	Расходы на оплату юридических, информационных, аудиторских и консультационных услуг		85,30	93,35	102,36	3 016,80	3 316,98	3 385,37
1.5.5.	Программное обеспечение		571,37	586,75	584,16	1 406,08	1 610,13	1 656,92
1.5.6.	Расходы на оплату других работ и услуг		105,74	557,35	155,01	30,99	32,22	29,09
1.5.7.	НПФ, ДМС		0,00	0,00	29,75	0,00	0,00	0,00
1.5.8.	Прочие (клининг, агентские)		4 025,98	2 414,41	3 205,12	9 937,99	10 419,04	10 642,42
1.6.	Расходы на служебные командировки	тыс.руб.	522,90	516,13	541,01	1 110,02	1 159,90	1 182,76
1.7.	Расходы на обучение персонала	тыс.руб.	504,14	558,92	588,51	724,38	753,79	772,21
1.8.	Лизинговый платеж, арендная плата	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1.9.	Другие расходы, не относящиеся к неподконтрольным расходам	тыс.руб.	2 770,21	2 973,76	3 121,40	3 267,05	3 635,76	3 695,14

№	Показатели	Ед. изм.	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
1.9.1.	Расходы по охране труда и технике безопасности.	тыс.руб.	1 579,85	1 726,76	1 813,33	2 217,64	2 412,29	2 445,01
1.9.2.	Расходы на канцелярские товары.	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1.9.3.	Прочие (услуги банка)	тыс.руб.	1 190,36	1 247,00	1 308,07	1 049,41	1 223,47	1 250,13
2	Неподконтрольные расходы	тыс.руб.	210 178,98	241 374,40	258 132,91	270 098,50	240 753,50	190 269,94
2.1.	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс.руб.	12 665,35	20 543,38	20 987,28	21 999,88	25 981,59	28 193,89
2.1.1.	Стоки производственные	тыс.руб.	382,22	808,99	700,24	583,09	566,78	530,68
2.1.2.	Услуги по передаче т/э	тыс.руб.	12 283,13	19 734,39	20 287,03	21 416,79	25 414,81	27 663,21
2.2.	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс.руб.	11 230,14	25 168,61	27 701,98	26 152,73	23 677,15	20 114,23
2.2.1.	Плата за выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду, размещение отходов и другие виды негативного воздействия на окружающую среду в пределах установленных нормативов и (или) лимитов	тыс.руб.	27,00	22,55	0,00	0,00	0,00	0,00
2.2.2.	Расходы на обязательное страхование	тыс.руб.	262,62	309,09	254,57	505,85	310,95	339,89
2.2.3.	Земельный налог	тыс.руб.	0,00	1 443,90	262,76	1 155,62	2 521,54	2 087,81
2.2.4.	Транспортный налог	тыс.руб.	0,00	0,00	80,61	87,54	92,22	95,43
2.2.5.	Водный налог	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.2.6.	Налог на имущество	тыс.руб.	10 890,51	23 393,06	27 104,04	24 403,72	20 752,45	17 591,10
2.2.7.	Иные расходы	тыс.руб.	50,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.3.	Концессионная плата	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.4.	Арендная плата	тыс.руб.	11 068,94	6 758,24	8 586,03	7 204,16	7 385,82	5 844,22
2.5.	Расходы по сомнительным долгам	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	2 435,31	3 567,96	3 779,43
2.6.	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	25 513,75	26 010,91	28 344,65	30 154,77	26 212,20	27 080,82
2.6.1.	ОПР	тыс.руб.	17 012,50	16 543,46	18 361,16	19 277,76	11 953,95	11 688,90
2.6.2.	Цеховые	тыс.руб.	4 820,91	5 274,48	5 590,89	6 191,78	6 223,01	6 224,90
2.6.3.	АУП	тыс.руб.	3 680,33	4 192,97	4 392,60	4 685,22	8 035,24	8 762,05
2.7.	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс.руб.	149 172,67	162 066,52	171 586,27	181 062,78	153 546,80	104 923,69
2.7.1.	амортизация основных средств	тыс.руб.	149 172,67	162 066,52	171 586,27	181 062,78	153 546,80	104 923,69
2.8.	Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним	тыс.руб.	0,00	0,00	0,39	0,00	0,00	0,00
2.9.	Прочие с 91 счета	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.10.	Налог на прибыль	тыс.руб.	528,14	826,75	926,30	1 088,87	381,97	333,66
3,00	Расходы на приобретение энергетических ресурсов		1 158 803,21	1 170 125,31	1 309 525,96	1 400 766,05	1 466 970,68	1 478 430,81
3.1.	Топливо	тыс.руб.	35 942,97	42 257,77	46 402,68	54 150,90	61 498,91	62 127,33
3.1.1.	Затраты на газ	тыс.руб.	35 942,97	42 257,77	46 402,68	54 150,90	61 498,91	62 127,33
3.1.1.1.	КПД	%	92,00	92,16	0,00	0,00	0,00	183,50
3.1.1.2.	НУР топлива от выработки	кг.у.т. Гкал.	155,28	154,63	0,00	0,00	0,00	312,71
3.1.1.3.	НУР топлива от отпуска в сеть	кг.у.т. Гкал.	0,00	157,59	155,28	0,00	0,00	0,00
3.1.1.3.1	Теплота сгорания топлива	ккал/кг	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.1.1.4.	Переводной коэффициент		1,15	1,15	0,00	0,00	0,00	2,31
3.1.1.5.	НУР топлива от выработки	м3/Гкал	135,03	134,33	134,69	135,02	135,85	137,07

№	Показатели	Ед. изм.	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
3.1.1.6.	НУР топлива от отпуска в сеть	м3/Гкал	0,00	137,04	283,45			
3.1.1.7.	Цена топлива	руб/ т. м3	3 543,49	3 456,00	3 594,43	3 691,28	3 886,83	3 891,68
3.1.1.7.1.	топливо	руб/ т. м3	3 096,34	3 195,00	3 312,43	6 819,45	7 126,26	7 235,24
3.1.1.7.2.	транспортировка	руб/ т. м3	447,15	261,00	271,24	755,52	754,22	761,69
3.1.1.8.	Объем топлива	тыс. м3	10 143,38	12 227,36	12 909,60	14 669,95	15 822,38	15 964,14
3.2.	Электрическая энергия	тыс.руб.	52 794,86	48 573,15	63 501,69	65 562,18	73 280,27	81 084,51
3.2.1.	Затраты на э/э	тыс.руб.	52 279,06	48 573,15	63 501,69	65 562,18	73 280,27	81 084,51
3.2.1.1	НУР э/э	кВтч/Гкал	5,50	5,29	5,28	5,32	5,34	5,36
3.2.1.2	Цена э/э	руб/кВтч	7,90	7,74	4,47	4,37	4,79	5,44
3.2.1.3	Объем э/э	тыс.кВтч	13 618,46	13 100,22	14 205,91	14 993,86	15 313,25	14 901,57
3.2.2.	Электрическая энергия для прочих нужд	тыс.руб.	515,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.3.	Вода	тыс.руб.	19 052,86	21 556,16	24 858,28	29 494,42	32 153,01	32 911,31
3.3.1.	Затраты на воду	тыс.руб.	19 052,86	21 556,16	24 858,28	29 494,42	32 153,11	32 911,31
3.3.2.	НУР воды (производство)	м3/Гкал	0,42	0,27	0,27	0,28	0,27	0,27
3.3.3.	Цена воды	руб/м3	29,26	33,32	35,30	39,56	42,48	44,86
3.3.4.	Расход воды (объем)	тыс. м3	651,16	646,85	704,12	745,62	756,82	733,69
3.4.	Покупная тепловая энергия	тыс.руб.	1 050 447,41	1 057 186,20	1 174 140,41	1 250 110,53	1 297 545,35	1 299 250,48
3.4.1.	Цена	руб./Гкал	437,76	443,14	451,98	460,65	471,67	487,47
3.4.2.	Объем	тыс. Гкал	2 399,59	2 385,68	2 597,74	2 713,81	2 750,99	2 665,30
3.5.	Расходы на компенсацию потерь (тариф утвержден приказом органа регулирования)	тыс.руб.	565,11	552,03	622,91	1 448,02	2 493,14	3 057,18
4.	Прибыль	тыс.руб.	3 300,89	3 306,99	3 705,18	4 355,48	1 527,90	1 334,63
4.1.	Нормативный уровень прибыли	%	0,00	0,00	0,83	0,00	0,00	0,00
4.1.1.	Расходы на развитие производства (по инвестиционной программе)	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4.1.2.	Расходы по коллективному договору (в т.ч. на поощрение)	тыс.руб.	3 300,89	3 306,99	3 705,18	4 355,48	1 527,90	1 334,63
4.1.3.	Прочие	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5,00	Расчетная предпринимательская прибыль	тыс.руб.	21 035,69	23 465,49	25 184,70	27 213,81	26 970,49	26 428,82
5.1.	Размер расчетной предпринимательской прибыли	%	15,00	15,00	15,00	20,00	20,00	20,00
5.2.	Сумма для расчета		3 921,35	469 309,70	497 957,41	517 323,96	520 341,98	513 035,11
6	Результаты деятельности до перехода к регулированию цен (тарифов) на основе долгосрочных параметров регулирования	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	Корректировка:	тыс.руб.	0,00	6 725,26	0,00	-26 952,19	-16 377,65	8 035,58
	Итого необходимая валовая выручка (НВВ)	тыс.руб.	1 544 817,24	1 606 258,82	1 769 864,57	1 864 852,80	1 923 188,14	1 912 306,12
9	Тариф на тепловую энергию (среднегодовой), удельный расход	руб./Гкал без НДС	653,68	679,77	688,53	691,60	698,27	713,22
10	Полезный отпуск		2 363,27	2 362,94	2 570,51	2 696,42	2 754,20	2 681,23
11	Выработка		75,13	91,03	95,85	108,65	116,47	116,47

Таблица 10.1.6 Смета расходов, связанных с производством и передачей тепловой энергии ООО "Сургутские городские электрические сети" на 2022 гг.

№	Показатели	Ед. изм.	2022 год
			Тариф
	Покупка, выработка		2 787,18
	Собственные нужды		
	Потери		146,90
	Полезный отпуск с хоз.нуждами		2 640,28
	Протяженность сетей		51,559
Раздел 1. Параметры для расчета расходов (индексы)			
1	Индекс потребительских цен	%	17,20
2	Индекс эффективности операционных расходов установленный	%	4,00
3	Индекс изменения количества активов	х	71,14
3.1.	Производство т/э		0,00
	Установленная тепловая мощность источника т/э	Гкал/ч	0,00
3.2.	Передача т/э		0,00
	Количество условных единиц	у.е.	2 675,08
	Коэффициент эластичности затрат по росту активов (Кэл)	х	3,00
	Коэффициент индексации операционных расходов	%	3,21
Раздел 2. Калькуляция			
1	Операционные расходы	тыс.руб.	223 215,27
1.1.	Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс.руб.	13 448,62
1.2.	Расходы на ремонт основных средств	тыс.руб.	19 343,69
1.3.	Расходы на оплату труда	тыс.руб.	121 317,88
	Численность	чел.	119,20
	Средняя зарплата в месяц	руб.	113 085,27
1.3.1.	ОПР	тыс.руб.	72 943,31
	Численность	чел.	81,8
	Средняя зарплата в месяц	руб.	99 080,84
	Льготный проезд к месту отдыха	тыс.руб.	1 622,52
1.3.2.	Цеховые	тыс.руб.	23 834,36
	Численность	чел.	21,1
	Средняя зарплата в месяц	руб.	125 808,19
	Льготный проезд к месту отдыха	тыс.руб.	401,30
1.3.3.	АУП	тыс.руб.	22 140,87
	Численность	чел.	16,4
	Средняя зарплата в месяц	руб.	150 464,62
	Льготный проезд к месту отдыха	тыс.руб.	221 917,39
1.4.	Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями	тыс.руб.	29 383,32

№	Показатели	Ед. изм.	2022 год
			Тариф
1.4.1.	Транспортные расходы связанные с обслуживанием производственных объектов	тыс.руб.	18 904,97
1.4.2.	Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования	тыс.руб.	4 517,46
1.4.3.	Расходы на осуществление деятельности по сбыту тепловой энергии	тыс.руб.	5 960,90
1.5.	Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями	тыс.руб.	33 698,71
1.5.1.	Расходы на оплату услуг связи		2 298,88
1.5.2.	Расходы на оплату вневедомственной охраны		14 199,95
1.5.3.	Расходы на оплату коммунальных услуг		409,62
1.5.4.	Расходы на оплату юридических, информационных, аудиторских и консультационных услуг		3 669,46
1.5.5.	Программное обеспечение		1 814,20
1.5.6.	Расходы на оплату других работ и услуг		50,52
1.5.7.	НПФ, ДМС		0,00
1.5.8.	Прочие (клининг, агентские)		11 256,07
1.6.	Расходы на служебные командировки	тыс.руб.	1 252,00
1.7.	Расходы на обучение персонала	тыс.руб.	843,52
1.8.	Лизинговый платеж, арендная плата	тыс.руб.	0,00
1.9.	Другие расходы, не относящиеся к неподконтрольным расходам	тыс.руб.	3 927,52
1.9.1.	Расходы по охране труда и технике безопасности.	тыс.руб.	2 597,07
1.9.2.	Расходы на канцелярские товары.	тыс.руб.	3,01
1.9.3.	Прочие (услуги банка)	тыс.руб.	1 327,44
2	Неподконтрольные расходы	тыс.руб.	178 992,02
2.1.	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс.руб.	15 634,49
2.1.1.	Стоки производственные	тыс.руб.	384,25
2.1.2.	Услуги по передаче т/э	тыс.руб.	15 250,25
2.1.2.1.	Объем		410,74
2.1.2.2.	Стоимость		258,05
2.2.	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс.руб.	17 184,94
2.2.1.	Плата за выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду, размещение отходов и другие виды негативного воздействия на окружающую среду в пределах установленных нормативов и (или) лимитов	тыс.руб.	0,00
2.2.2.	Расходы на обязательное страхование	тыс.руб.	388,52
2.2.3.	Земельный налог	тыс.руб.	2 387,38
2.2.4.	Транспортный налог	тыс.руб.	87,64
2.2.5.	Водный налог	тыс.руб.	0,00
2.2.6.	Налог на имущество	тыс.руб.	14 321,39
2.2.7.	Иные расходы	тыс.руб.	0,00
2.3.	Концессионная плата	тыс.руб.	0,00
2.4.	Арендная плата	тыс.руб.	26 317,37
2.5.	Расходы по сомнительным долгам	тыс.руб.	3 734,54
2.6.	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	28 813,56

№	Показатели	Ед. изм.	2022 год
			Тариф
2.6.1.	ОПР	тыс.руб.	12 702,53
2.6.2.	Цеховые	тыс.руб.	5 923,18
2.6.3.	АУП	тыс.руб.	10 187,85
2.7.	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс.руб.	87 024,73
2.8.	Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним	тыс.руб.	0,00
2.9.	Суммарная экономия от снижения операционных расходов и от снижения потребления энергетических ресурсов, достигнутая регулируемой организацией в предыдущем долгосрочном периоде регулирования	тыс.руб.	0,00
2.10.	Налог на прибыль	тыс.руб.	282,38
3	Расходы на приобретение энергетических ресурсов		1 480 369,45
3.1.	Топливо	тыс.руб.	63 851,28
3.1.1.	Затраты на газ	тыс.руб.	63 851,28
3.1.1.1.	КПД	%	0,00
3.1.1.2.	НУР топлива от выработки	кг.у.т. Гкал.	156,3
3.1.1.3.	НУР топлива от отпуска в сеть	кг.у.т. Гкал.	171,4
3.1.1.3.1	Теплота сгорания топлива	ккал/кг	0,00
3.1.1.4.	Переводной коэффициент		1,15
3.1.1.5.	НУР топлива от выработки	м3/Гкал	136,12
3.1.1.6.	НУР топлива от отпуска в сеть	м3/Гкал	149,25
3.1.1.7.	Цена топлива	руб/ т. м3	4 027,35
3.1.1.7.1.	топливо	руб/ т. м3	
3.1.1.7.2.	транспортировка	руб/ т. м3	
3.1.1.8.	Объем топлива	тыс. м3	15 854,42
3.2.	Электрическая энергия	тыс.руб.	77 827,73
3.2.1.	Затраты на э/э	тыс.руб.	77 827,73
3.2.1.1	НУР э/э	кВтч/Гкал	5,38
3.2.1.2	Цена э/э	руб/кВтч	5,36
3.2.1.3	Объем э/э	тыс.кВтч	14 518,18
3.2.2.	Электрическая энергия для прочих нужд	тыс.руб.	0,00
3.3.	Вода	тыс.руб.	31 439,25
3.3.1.	Затраты на воду	тыс.руб.	31 439,25
3.3.2.	НУР воды (производство)	м3/Гкал	0,26
3.3.3.	Цена воды	руб/м3	44,17
3.3.4.	Расход воды (объем)	тыс. м3	711,84
3.4.	Покупная тепловая энергия	тыс.руб.	1 301 929,23
3.4.1.	Цена	руб./Гкал	503,77
3.4.2.	Объем	тыс. Гкал	2 584,38
3.5.	Расходы на компенсацию потерь (тариф утвержден приказом органа регулирования)	тыс.руб.	5 321,97
4.	Прибыль	тыс.руб.	1 129,50
4.1.	Нормативный уровень прибыли	%	0,00

№	Показатели	Ед. изм.	2022 год
			Тариф
4.1.1.	Расходы на развитие производства (по инвестиционной программе)	тыс.руб.	0,00
4.1.2.	Расходы по коллективному договору (в т.ч. на поощрение)	тыс.руб.	1 129,50
4.1.3.	Прочие	тыс.руб.	0,00
5	Расчетная предпринимательская прибыль	тыс.руб.	30 410,84
5.1.	Размер расчетной предпринимательской прибыли	%	10
5.2.	Сумма для расчета		21 968
6	Результаты деятельности до перехода к регулированию цен (тарифов) на основе долгосрочных параметров регулирования	тыс.руб.	0,00
7	Корректировка:	тыс.руб.	315,89
	Корректировка прошлых периодов		
9	Тариф на тепловую энергию	руб.Гкал без НДС	725,09

Таблица 10.1.7 Показатели финансово-хозяйственной деятельности АО «Аэропорт Сургут» за 2019 г.

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка; Передача. Тепловая энергия; Сбыт. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации
			Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует Информация
2	Выручка от регулируемой деятельности по виду деятельности	тыс. руб.	9 786,33
3	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс. руб.	27 077,92
3.1	расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс. руб.	0,00
3.2	расходы на топливо	тыс. руб.	6 730,56
3.2.1	газ природный по нерегулируемой цене	х	х
3.2.1.1	объем	тыс м3	1 949,00
3.2.1.2	стоимость за единицу объема	тыс. руб.	3,45
3.2.1.3	стоимость доставки	тыс. руб.	
3.2.1.4	способ приобретения	х	
3.3	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс. руб.	757,21
3.3.1	Средневзвешенная стоимость 1 кВт.ч (с учетом мощности)	руб.	2,87
3.3.2	Объем приобретенной электрической энергии	тыс. кВт·ч	264,2623
3.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	224,15
3.5	Расходы на хим. реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб.	76,75
3.6	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс. руб.	6 345,86
3.7	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб.	1 903,76
3.8	Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс. руб.	0,00
3.9	Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс. руб.	0,00
3.10	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс. руб.	282,86
3.11	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс. руб.	192,66
3.12	Общепроизводственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	0,00
3.12.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	0,00
3.12.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	0,00

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка; Передача. Тепловая энергия; Сбыт. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
			Информация
3.13	Общехозяйственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	0,00
3.13.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	0,00
3.13.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	0,00
3.14	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств	тыс. руб.	4 732,65
	Информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 процентов суммы расходов по указанной статье расходов		есть
3.15	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности, в том числе:	тыс. руб.	5 831,45
3.15.1	Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования	тыс. руб.	194,64
3.15.2	Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями	тыс. руб.	755,50
3.15.3	Другие расходы, не относящиеся к неподконтрольным расходам	тыс. руб.	4 780,21
3.15.4	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс. руб.	16,60
3.15.5	Расходы на обучение персонала	тыс. руб.	84,50
4	Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс. руб.	-17 291,60
5	Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс. руб.	-17 291,60
5.1	Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации	тыс. руб.	0,00
6	Изменение стоимости основных фондов, в том числе:	тыс. руб.	0,00
6.1	Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации)	тыс. руб.	0,00
6.1.1	Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию	тыс. руб.	0,00
6.1.2	Изменение стоимости основных фондов за счет их вывода в эксплуатацию	тыс. руб.	0,00
6.2	Изменение стоимости основных фондов за счет их переоценки	тыс. руб.	0,00

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка; Передача. Тепловая энергия; Сбыт. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации
			Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует Информация
7	Годовая бухгалтерская отчетность, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему	х	
8	Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для теплоснабжения, в том числе по каждому источнику тепловой энергии	Гкал/ч	17,50
9	Тепловая нагрузка по договорам теплоснабжения	Гкал/ч	3,77
10	Объем вырабатываемой тепловой энергии	тыс. Гкал	14,6812
10.1	Объем приобретаемой тепловой энергии	тыс. Гкал	
11	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. Гкал	6,1315
11.1	Определенном по приборам учета, в т.ч.:	тыс. Гкал	5,5357
11.1.1	Определенный по приборам учета объем тепловой энергии, отпускаемой по договорам потребителям, максимальный объем потребления тепловой энергии объектов которых составляет менее чем 0,2 Гкал	тыс. Гкал	0,7368
11.2	Определенном расчетным путем (нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс. Гкал	0,5958
12	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям	Ккал/ч. мес.	0,00
13	Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	0,72
13.1	Плановый объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	0,00
14	Среднесписочная численность основного производственного персонала	человек	10,50
15	Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	человек	0,00
16	Норматив удельного расхода условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, с распределением по источникам тепловой энергии, используемым для осуществления регулируемых видов деятельности	кг у. т./Гкал	0,0000
17	Плановый удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл./Гкал	162,2300

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка; Передача. Тепловая энергия; Сбыт. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации
			Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует Информация
18	Фактический удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл./Гкал	156,1818
19	Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. кВт.ч/Гкал	18,00
20	Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	куб.м/Гкал	0,40

Таблица 10.1.8 Показатели финансово хозяйственной деятельности СГМУП "Сургутский хлебозавод" за 2019 г.

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка; Передача. Тепловая энергия; Сбыт. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации
			Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует Информация
2	Выручка от регулируемой деятельности по виду деятельности	тыс. руб.	23 341,00
3	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс. руб.	23 014,25
3.1	расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс. руб.	0,00
3.2	расходы на топливо	тыс. руб.	8 872,79
3.2.1	газ природный по нерегулируемой цене	х	х
3.2.1.1	объем	тыс м3	2 273,16
3.2.1.2	стоимость за единицу объема	тыс. руб.	3,90
3.2.1.3	стоимость доставки	тыс. руб.	0,49
3.2.1.4	способ приобретения	х	Прочее
3.3	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс. руб.	1 651,20
3.3.1	Средневзвешенная стоимость 1 кВт.ч (с учетом мощности)	руб.	4,75
3.3.2	Объем приобретенной электрической энергии	тыс. кВт·ч	347,3500

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка; Передача. Тепловая энергия; Сбыт. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
			Информация
3.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	704,06
3.5	Расходы на хим. реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб.	1 094,30
3.6	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс. руб.	4 470,50
3.7	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб.	1 358,95
3.8	Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс. руб.	1 693,80
3.9	Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс. руб.	508,15
3.10	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс. руб.	857,57
3.11	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс. руб.	0,00
3.12	Общепроизводственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	984,17
3.12.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	0,00
3.12.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	0,00
3.13	Общехозяйственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	719,21
3.13.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	0,00
3.13.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	0,00
3.14	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств	тыс. руб.	0,00
	Информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 процентов суммы расходов по указанной статье расходов		отсутствует
3.15	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности, в том числе:	тыс. руб.	99,55
3.15.1	расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс. руб.	99,55
4	Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс. руб.	326,75
5	Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс. руб.	261,25
5.1	Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий,	тыс. руб.	0,00

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка; Передача. Тепловая энергия; Сбыт. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации
			Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует Информация
	предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации		
6	Изменение стоимости основных фондов, в том числе:	тыс. руб.	0,00
6.1	Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации)	тыс. руб.	0,00
6.1.1	Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию	тыс. руб.	0,00
6.1.2	Изменение стоимости основных фондов за счет их вывода в эксплуатацию	тыс. руб.	0,00
6.2	Изменение стоимости основных фондов за счет их переоценки	тыс. руб.	0,00
7	Годовая бухгалтерская отчетность, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему	х	
8	Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для теплоснабжения, в том числе по каждому источнику тепловой энергии	Гкал/ч	10,08
8.1	котельная	Гкал/ч	10,08
9	Тепловая нагрузка по договорам теплоснабжения	Гкал/ч	5,15
10	Объем вырабатываемой тепловой энергии	тыс. Гкал	16,3300
10.1	Объем приобретаемой тепловой энергии	тыс. Гкал	0,0000
11	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. Гкал	15,0150
11.1	Определенном по приборам учета, в т.ч.:	тыс. Гкал	15,0150
11.1.1	Определенный по приборам учета объем тепловой энергии, отпускаемой по договорам потребителям, максимальный объем потребления тепловой энергии объектов которых составляет менее чем 0,2 Гкал	тыс. Гкал	3,8690
11.2	Определенном расчетным путем (нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс. Гкал	0,0000
12	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям	Ккал/ч. мес.	189,00
13	Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	189,00
13.1	Планный объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	189,00

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка; Передача. Тепловая энергия; Сбыт. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
			Информация
14	Среднесписочная численность основного производственного персонала	человек	9,50
15	Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	человек	3,00
16	Норматив удельного расхода условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, с распределением по источникам тепловой энергии, используемым для осуществления регулируемых видов деятельности	кг у. т./Гкал	172,6900
16.1	котельная	кг у. т./Гкал	172,6900
17	Плановый удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл./Гкал	172,6900
18	Фактический удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл./Гкал	172,5000
18.1	котельная	кг усл. топл./Гкал	172,5000
19	Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. кВт.ч/Гкал	19,39
20	Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	куб.м/Гкал	1,09

Таблица 10.1.9 Показатели финансово-хозяйственной деятельности ООО Управляющая компания «Северо-Западная Тепловая Компания» за 2019 г.

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка; Передача. Тепловая энергия; Сбыт. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
			Информация
2	Выручка от регулируемой деятельности по виду деятельности	тыс. руб.	25 783,07
3	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг)	тыс. руб.	28 784,80

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерени я	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка; Передача. Тепловая энергия; Сбыт. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
			Информация
	по регулируемому виду деятельности, включая:		
3.1	расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс. руб.	0,00
3.2	расходы на топливо	тыс. руб.	7 590,61
3.2.1	газ природный по регулируемой цене	х	х
3.2.1. 1	объем	тыс м3	1 962,92
3.2.1. 2	стоимость за единицу объема	тыс. руб.	3,87
3.2.1. 3	стоимость доставки	тыс. руб.	0,00
3.2.1. 4	способ приобретения	х	Прямые договора без торгов
3.3	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс. руб.	2 946,07
3.3.1	Средневзвешенная стоимость 1 кВт.ч (с учетом мощности)	руб.	4,83
3.3.2	Объем приобретенной электрической энергии	тыс. кВт.ч	610,0100
3.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	262,80
3.5	Расходы на хим. реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб.	0,00
3.6	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс. руб.	7 532,94
3.7	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб.	2 274,95
3.8	Расходы на оплату труда административно-	тыс. руб.	3 997,38

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка; Передача. Тепловая энергия; Сбыт. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
			Информация
	управленческого персонала		
3.9	Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс. руб.	1 207,21
3.10	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс. руб.	0,00
3.11	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс. руб.	1 462,65
3.12	Общепроизводственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	1 499,70
3.12.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	0,00
3.12.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	0,00
3.13	Общехозяйственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	0,00
3.13.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	0,00
3.13.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	0,00
	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств		0,00
3.14	Информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 процентов суммы расходов по указанной статье расходов	тыс. руб.	отсутствует
3.15	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности, в том числе:	тыс. руб.	10,49

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка; Передача. Тепловая энергия; Сбыт. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
			Информация
3.15.1	Другие расходы	тыс. руб.	10,49
4	Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс. руб.	3 001,73
5	Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс. руб.	0,00
5.1	Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации	тыс. руб.	0,00
6	Изменение стоимости основных фондов, в том числе:	тыс. руб.	0,00
6.1	Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации)	тыс. руб.	0,00
6.1.1	Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию	тыс. руб.	0,00
6.1.2	Изменение стоимости основных фондов за счет их вывода в эксплуатацию	тыс. руб.	0,00
6.2	Изменение стоимости основных фондов за счет их переоценки	тыс. руб.	0,00
7	Годовая бухгалтерская отчетность, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему	х	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=4f69c815-6865-416f-a32e-bf6dd31aeb98
8	Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для	Гкал/ч	16,00

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка; Передача. Тепловая энергия; Сбыт. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
			Информация
	теплоснабжения, в том числе по каждому источнику тепловой энергии		
9	Тепловая нагрузка по договорам теплоснабжения	Гкал/ч	1,60
10	Объем вырабатываемой тепловой энергии	тыс. Гкал	9 959,2300
10.1	Объем приобретаемой тепловой энергии	тыс. Гкал	0,0000
11	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. Гкал	9 507,0300
11.1	Определенном по приборам учета, в т.ч.:	тыс. Гкал	9 344,5800
11.1.1	Определенный по приборам учета объем тепловой энергии, отпускаемой по договорам потребителям, максимальный объем потребления тепловой энергии объектов которых составляет менее чем 0,2 Гкал	тыс. Гкал	0,0000
11.2	Определенном расчетным путем (нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс. Гкал	0,0000
12	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям	Ккал/ч. мес.	0,00
13	Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	162,45
13.1	Плановый объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	622,39
14	Среднесписочная численность основного производственного персонала	человек	20,00

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка; Передача. Тепловая энергия; Сбыт. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
			Информация
15	Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	человек	8,00
16	Норматив удельного расхода условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, с распределением по источникам тепловой энергии, используемым для осуществления регулируемых видов деятельности	кг у. т./Гкал	167,8500
17	Плановый удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл./Гкал	235,3700
18	Фактический удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл./Гкал	235,3800
19	Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. кВт.ч/Гкал	0,06
20	Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	куб.м/Гкал	0,72

Таблица 10.1.10 Показатели финансово-хозяйственной деятельности ООО «ТВС-сервис» за 2019 г.

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка; Передача. Тепловая энергия; Сбыт. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
			Информация
2	Выручка от регулируемой деятельности по виду деятельности	тыс. руб.	9 404,26
3	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс. руб.	12 470,65
3.1	расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс. руб.	0,00
3.2	расходы на топливо	тыс. руб.	4 567,31
3.2.1	газ природный по нерегулируемой цене	х	х
3.2.1.1	объем	тыс м3	846,79
3.2.1.2	стоимость за единицу объема	тыс. руб.	4,74
3.2.1.3	стоимость доставки	тыс. руб.	552,68
3.2.1.4	способ приобретения	х	Прямые договора без торгов
3.3	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс. руб.	328,16
3.3.1	Средневзвешенная стоимость 1 кВт.ч (с учетом мощности)	руб.	5,95
3.3.2	Объем приобретенной электрической энергии	тыс. кВт·ч	55,1700
3.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	39,86
3.5	Расходы на хим. реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб.	11,10

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка; Передача. Тепловая энергия; Сбыт. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
			Информация
3.6	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс. руб.	1 181,51
3.7	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб.	356,82
3.8	Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс. руб.	1 355,91
3.9	Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс. руб.	409,49
3.10	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс. руб.	552,57
3.11	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс. руб.	180,00
3.12	Общепроизводственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	1 506,26
3.12.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	38,42
3.12.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	0,00
3.13	Общехозяйственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	0,00
3.13.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	0,00
3.13.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	0,00
3.14	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств	тыс. руб.	1 467,84
	Информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма		отсутствует

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка; Передача. Тепловая энергия; Сбыт. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
			Информация
	оплаты услуг которых превышает 20 процентов суммы расходов по указанной статье расходов		
3.15	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности, в том числе:	тыс. руб.	513,82
3.15.1	транспортные расходы	тыс. руб.	63,76
3.15.2	общехозяйственные расходы	тыс. руб.	450,06
4	Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс. руб.	350,00
5	Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс. руб.	245,00
5.1	Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации	тыс. руб.	0,00
6	Изменение стоимости основных фондов, в том числе:	тыс. руб.	872,82
6.1	Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации)	тыс. руб.	872,82
6.1.1	Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию	тыс. руб.	872,82
6.1.2	Изменение стоимости основных фондов за счет их вывода в эксплуатацию	тыс. руб.	0,00

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка; Передача. Тепловая энергия; Сбыт. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
			Информация
6.2	Изменение стоимости основных фондов за счет их переоценки	тыс. руб.	0,00
7	Годовая бухгалтерская отчетность, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему	х	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=075296aa-b71a-4cbb-b05c-1366d83ce30a
8	Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для теплоснабжения, в том числе по каждому источнику тепловой энергии	Гкал/ч	2,75
9	Тепловая нагрузка по договорам теплоснабжения	Гкал/ч	2,36
10	Объем вырабатываемой тепловой энергии	тыс. Гкал	5,6892
10.1	Объем приобретаемой тепловой энергии	тыс. Гкал	
11	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. Гкал	5,6466
11.1	Определенном по приборам учета, в т.ч.:	тыс. Гкал	5,6466
11.1.1	Определенный по приборам учета объем тепловой энергии, отпускаемой по договорам потребителям, максимальный объем потребления тепловой энергии объектов которых составляет менее чем 0,2 Гкал	тыс. Гкал	5,6466
11.2	Определенном расчетным путем (нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс. Гкал	0,0000
12	Нормативы технологических потерь при передаче	Ккал/ч. мес.	0,00

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка; Передача. Тепловая энергия; Сбыт. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
			Информация
	тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям		
13	Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	0,00
13.1	Плановый объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	0,00
14	Среднесписочная численность основного производственного персонала	человек	3,50
15	Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	человек	2,00
16	Норматив удельного расхода условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, с распределением по источникам тепловой энергии, используемым для осуществления регулируемых видов деятельности	кг у. т./Гкал	174,4000
17	Плановый удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл./Гкал	174,4000
18	Фактический удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл./Гкал	173,6900
19	Удельный расход электрической энергии на производство	тыс. кВт.ч/Гкал	0,01

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка; Передача. Тепловая энергия; Сбыт. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
			Информация
	(передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям		
20	Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	куб.м/Гкал	0,15

Таблица 10.1.11 Показатели финансово-хозяйственной деятельности ООО "Технические системы" за 2019 г.

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка; Передача. Тепловая энергия; Сбыт. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
			Информация
2	Выручка от регулируемой деятельности по виду деятельности	тыс. руб.	4 384,00
3	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс. руб.	4 212,91
3.1	расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс. руб.	0,00
3.2	расходы на топливо	тыс. руб.	1 013,38
3.2.1	газ природный по регулируемой цене	х	х
3.2.1.1	объем	тыс м3	213,72
3.2.1.2	стоимость за единицу объема	тыс. руб.	4,16
3.2.1.3	стоимость доставки	тыс. руб.	124,30
3.2.1.4	способ приобретения	х	Прямые договора без торгов
3.3	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс. руб.	316,68

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка; Передача. Тепловая энергия; Сбыт. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
			Информация
3.3.1	Средневзвешенная стоимость 1 кВт.ч (с учетом мощности)	руб.	6,04
3.3.2	Объем приобретенной электрической энергии	тыс. кВт.ч	52,4300
3.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	11,54
3.5	Расходы на хим. реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб.	0,00
3.6	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс. руб.	979,13
3.7	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб.	293,74
3.8	Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс. руб.	303,00
3.9	Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс. руб.	90,90
3.10	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс. руб.	69,58
3.11	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс. руб.	0,00
3.12	Общепроизводственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	388,00
3.12.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	388,00
3.12.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	0,00

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка; Передача. Тепловая энергия; Сбыт. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
			Информация
3.13	Общехозяйственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	0,00
3.13.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	0,00
3.13.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	0,00
3.14	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств	тыс. руб.	0,00
	Информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 процентов суммы расходов по указанной статье расходов		отсутствует
3.15	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности, в том числе:	тыс. руб.	746,96
3.15.1	Аренда земли	тыс. руб.	115,80
3.15.2	Налог на имущество	тыс. руб.	64,80
3.15.3	Юридические услуги	тыс. руб.	84,83
3.15.4	Плата за ТКО	тыс. руб.	76,32
3.15.5	Услуги связи	тыс. руб.	78,25
3.15.6	Обязательное страхование	тыс. руб.	14,03
3.15.7	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности в соответствии с законодательством РФ	тыс. руб.	312,93
4	Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по	тыс. руб.	0,00

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка; Передача. Тепловая энергия; Сбыт. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
			Информация
	регулируемому виду деятельности		
5	Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс. руб.	171,00
5.1	Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации	тыс. руб.	0,00
6	Изменение стоимости основных фондов, в том числе:	тыс. руб.	0,00
6.1	Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации)	тыс. руб.	0,00
6.1.1	Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию	тыс. руб.	0,00
6.1.2	Изменение стоимости основных фондов за счет их вывода в эксплуатацию	тыс. руб.	0,00
6.2	Изменение стоимости основных фондов за счет их переоценки	тыс. руб.	0,00
7	Годовая бухгалтерская отчетность, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему	х	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=56c2477e-a1e3-4fd8-937c-362217882c7c
8	Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для теплоснабжения, в том числе по каждому источнику тепловой энергии	Гкал/ч	9,00

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка; Передача. Тепловая энергия; Сбыт. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
			Информация
9	Тепловая нагрузка по договорам теплоснабжения	Гкал/ч	2,40
10	Объем вырабатываемой тепловой энергии	тыс. Гкал	2 402,9300
10.1	Объем приобретаемой тепловой энергии	тыс. Гкал	0,0000
11	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. Гкал	2 402,9300
11.1	Определенном по приборам учета, в т.ч.:	тыс. Гкал	2 402,9300
11.1.1	Определенный по приборам учета объем тепловой энергии, отпускаемой по договорам потребителям, максимальный объем потребления тепловой энергии объектов которых составляет менее чем 0,2 Гкал	тыс. Гкал	0,0000
11.2	Определенном расчетным путем (нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс. Гкал	0,0000
12	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям	Ккал/ч. мес.	0,00
13	Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	0,09
13.1	Плановый объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	0,09
14	Среднесписочная численность основного производственного персонала	человек	5,00
15	Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	человек	2,00

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка; Передача. Тепловая энергия; Сбыт. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
			Информация
16	Норматив удельного расхода условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, с распределением по источникам тепловой энергии, используемым для осуществления регулируемых видов деятельности	кг у. т./Гкал	159,8400
17	Плановый удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл./Гкал	159,8400
18	Фактический удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл./Гкал	102,3000
19	Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. кВт.ч/Гкал	0,02
20	Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	куб.м/Гкал	0,15

Таблица 10.1.12 Показатели финансово-хозяйственной деятельности ООО «Скат-База» за 2019 г.

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка; Передача. Тепловая энергия; Сбыт. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
			Информация
2	Выручка от регулируемой деятельности по виду деятельности	тыс. руб.	5 092,00
3	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс. руб.	10 648,82
3.1	расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс. руб.	0,00
3.2	расходы на топливо	тыс. руб.	3 047,06
3.2.1	газ природный по регулируемой цене	х	х
3.2.1.1	объем	тыс м3	656,47
3.2.1.2	стоимость за единицу объема	тыс. руб.	4,06
3.2.1.3	стоимость доставки	тыс. руб.	381,79
3.2.1.4	способ приобретения	х	Прямые договора без торгов
3.3	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс. руб.	1 001,50
3.3.1	Средневзвешенная стоимость 1 кВт.ч (с учетом мощности)	руб.	7,59
3.3.2	Объем приобретенной электрической энергии	тыс. кВт·ч	131,9590
3.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	47,32
3.5	Расходы на хим. реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб.	0,00
3.6	Расходы на оплату труда основного	тыс. руб.	1 727,47

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка; Передача. Тепловая энергия; Сбыт. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует	
			Информация	
	производственного персонала			
3.7	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб.		521,70
3.8	Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс. руб.		701,62
3.9	Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс. руб.		212,00
3.10	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс. руб.		156,69
3.11	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс. руб.		0,00
3.12	Общепроизводственные расходы, в том числе:	тыс. руб.		324,49
3.12.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.		324,49
3.12.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.		0,00
3.13	Общехозяйственные расходы, в том числе:	тыс. руб.		0,00
3.13.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.		0,00
3.13.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.		0,00
3.14	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств	тыс. руб.		0,00
	Информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 процентов суммы			отсутствует

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка; Передача. Тепловая энергия; Сбыт. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
			Информация
	расходов по указанной статье расходов		
3.15	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности, в том числе:	тыс. руб.	2 908,97
3.15.1	АСС, поверка приборов, Обслуживание УУГ, ТО котельной	тыс. руб.	445,78
3.15.2	Охрана, связь	тыс. руб.	1 844,96
3.15.3	налоги	тыс. руб.	125,23
3.15.4	Расходы на материалы и запчасти	тыс. руб.	290,00
3.15.5	Отходы	тыс. руб.	203,00
4	Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс. руб.	10 650,79
5	Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс. руб.	-558,79
5.1	Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации	тыс. руб.	0,00
6	Изменение стоимости основных фондов, в том числе:	тыс. руб.	0,00
6.1	Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации)	тыс. руб.	0,00
6.1.1	Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию	тыс. руб.	0,00

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка; Передача. Тепловая энергия; Сбыт. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
			Информация
6.1.2	Изменение стоимости основных фондов за счет их вывода в эксплуатацию	тыс. руб.	0,00
6.2	Изменение стоимости основных фондов за счет их переоценки	тыс. руб.	0,00
7	Годовая бухгалтерская отчетность, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему	х	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=e9c0286c-17c8-4fe3-b33f-35f322d46bcf
8	Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для теплоснабжения, в том числе по каждому источнику тепловой энергии	Гкал/ч	5,46
9	Тепловая нагрузка по договорам теплоснабжения	Гкал/ч	1,30
10	Объем вырабатываемой тепловой энергии	тыс. Гкал	4,7790
10.1	Объем приобретаемой тепловой энергии	тыс. Гкал	0,0000
11	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. Гкал	4,5520
11.1	Определенном по приборам учета, в т.ч.:	тыс. Гкал	4,5520
11.1.1	Определенный по приборам учета объем тепловой энергии, отпускаемой по договорам потребителям, максимальный объем потребления тепловой энергии объектов которых составляет менее чем 0,2 Гкал	тыс. Гкал	4,5520
11.2	Определенном расчетным путем (нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс. Гкал	0,0000

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка; Передача. Тепловая энергия; Сбыт. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
			Информация
12	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям	Ккал/ч. мес.	0,24
13	Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	0,24
13.1	Плановый объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	0,00
14	Среднесписочная численность основного производственного персонала	человек	5,00
15	Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	человек	1,00
16	Норматив удельного расхода условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, с распределением по источникам тепловой энергии, используемым для осуществления регулируемых видов деятельности	кг у. т./Гкал	158,5900
17	Плановый удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл./Гкал	157,7000
18	Фактический удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл./Гкал	157,7000

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка; Передача. Тепловая энергия; Сбыт. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
			Информация
19	Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. кВт.ч/Гкал	24,79
20	Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	куб.м/Гкал	0,19

Таблица 10.1.13 Показатели финансово-хозяйственной деятельности АО «Горремстрой» за 2019 г.

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка; Передача. Тепловая энергия; Сбыт. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
			Информация
2	Выручка от регулируемой деятельности по виду деятельности	тыс. руб.	3 362,00
3	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс. руб.	4 443,89
3.1	расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс. руб.	0,00
3.2	расходы на топливо	тыс. руб.	1 016,24
3.2.1	газ природный по регулируемой цене	х	х
3.2.1.1	объем	тыс м3	261,12
3.2.1.2	стоимость за единицу объема	тыс. руб.	3,41
3.2.1.3	стоимость доставки	тыс. руб.	126,60
3.2.1.4	способ приобретения	х	Прямые договора без торгов
3.3	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс. руб.	505,10
3.3.1	Средневзвешенная стоимость 1 кВт.ч (с учетом мощности)	руб.	4,84
3.3.2	Объем приобретенной электрической энергии	тыс. кВт·ч	104,6000
3.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	16,80

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка; Передача. Тепловая энергия; Сбыт. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации
			Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует Информация
3.5	Расходы на хим. реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб.	0,00
3.6	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс. руб.	1 081,08
3.7	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб.	330,81
3.8	Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс. руб.	480,48
3.9	Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс. руб.	147,03
3.10	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс. руб.	220,75
3.11	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс. руб.	0,00
3.12	Общепроизводственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	645,60
3.12.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	0,00
3.12.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	0,00
3.13	Общехозяйственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	0,00
3.13.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	0,00
3.13.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	0,00
3.14	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств	тыс. руб.	0,00
	Информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 процентов суммы расходов по указанной статье расходов		отсутствует
3.15	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности, в том числе:	тыс. руб.	0,00
4	Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс. руб.	-1 082,00
5	Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс. руб.	0,00
5.1	Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации	тыс. руб.	0,00
6	Изменение стоимости основных фондов, в том числе:	тыс. руб.	0,00

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка; Передача. Тепловая энергия; Сбыт. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
			Информация
6.1	Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации)	тыс. руб.	0,00
6.1.1	Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию	тыс. руб.	0,00
6.1.2	Изменение стоимости основных фондов за счет их вывода в эксплуатацию	тыс. руб.	0,00
6.2	Изменение стоимости основных фондов за счет их переоценки	тыс. руб.	0,00
7	Годовая бухгалтерская отчетность, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему	х	
8	Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для теплоснабжения, в том числе по каждому источнику тепловой энергии	Гкал/ч	1,93
9	Тепловая нагрузка по договорам теплоснабжения	Гкал/ч	0,80
10	Объем вырабатываемой тепловой энергии	тыс. Гкал	2,1760
10.1	Объем приобретаемой тепловой энергии	тыс. Гкал	0,0000
11	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. Гкал	1,9028
11.1	Определенном по приборам учета, в т.ч.:	тыс. Гкал	1,8730
11.1.1	Определенный по приборам учета объем тепловой энергии, отпускаемой по договорам потребителям, максимальный объем потребления тепловой энергии объектов которых составляет менее чем 0,2 Гкал	тыс. Гкал	1,8730
11.2	Определенном расчетным путем (нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс. Гкал	1,8730
12	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям	Ккал/ч. мес.	0,03
13	Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	0,22
13.1	Планный объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	0,00
14	Среднесписочная численность основного производственного персонала	человек	3,00
15	Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	человек	1,00

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка; Передача. Тепловая энергия; Сбыт. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
			Информация
16	Норматив удельного расхода условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, с распределением по источникам тепловой энергии, используемым для осуществления регулируемых видов деятельности	кг у. т./Гкал	155,4900
17	Плановый удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл./Гкал	135,0900
18	Фактический удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл./Гкал	93,2000
19	Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. кВт.ч/Гкал	22,00
20	Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	куб.м/Гкал	0,44

Таблица 10.1.14 Показатели финансово-хозяйственной деятельности ООО «Газпром Энерго»

Наименование показателя	Ед. изм.	2017	2018	2019	2020	2021
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	-	-	-	7	8
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	-	-	-	153,26	153,26
Собственные нужды	%	-	-	-	5,14	5,23
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	-	-	-	158,05	158,05
Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал	-	-	-	36,09	31,96
Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м3/Гкал	-	-	-	0,13	0,10
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	-	-	-	13,07	16,44
Доля котельных оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от установленной мощности)	%	-	-	-	100	100
Доля котельных оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от общего количества котельных)	%	-	-	-	100	100

Доля котельных оборудованных устройствами водоподготовки (от общего количества котельных)	%	-	-	-	100	100
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала (от общего количества котельных)	%	-	-	-	0	0
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10 Гкал/ч	%	-	-	-	0	0
Общая частота прекращений теплоснабжения от котельных	1/год	-	-	-	0	0
Средняя продолжительность прекращения теплоснабжения от котельных	час	-	-	-	-	-
Средний недоотпуск тепловой энергии в тепловые сети на единицу прекращения теплоснабжения	тыс. Гкал	-	-	-	0	0
Вид резервного топлива		-	-	-	-	-
Расход резервного топлива	т.у.т	-	-	-	0	0

Таблица 10.15 Эксплуатационные показатели котельных ПАО «Сургутнефтегаз»

Наименование показателя	Ед.изм.	2017	2018	2019	2020	2021
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельных	лет	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	154,3	158,1	156,7	155,9	157,6
Собственные нужды	%	2,26	2,26	2,26	2,26	2,22
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	157,8	161,7	160,2	159,4	161,1
Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии	кВт*ч/Гкал	22,826	21,351	21,382	22,512	21,1
Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии	м3/Гкал	0,141	0,147	0,152	0,134	0,13
Коэффициент использования установленной мощности	%	56	58	57	58	57
Доля котельных оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от	%	100	100	100	100	100
Доля котельных оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от общего	%	100	100	100	100	100
Доля котельных оборудованных устройствами водоподготовки (от общего количества котельных)	%	100	100	100	100	100
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала (от общего количества котельных)	%	73	73	73	80	80
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10Гкал/ч	%	91	91	91	92	92
Общая частота прекращения теплоснабжения от котельных	1/год	0	0	0	0	0

10.2 Описание изменений технико-экономических показателей теплоснабжающих и теплосетевых организаций для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

За период актуализации схемы теплоснабжения существенных изменений в технико-экономических показателях не произошло.

Котельные СГМУП «Тепловик» переданы в эксплуатацию СГМУП «ГТС» в начале 2020 года.

Котельная №31 СГМУП «ГТС» в декабре 2020 года переведена в режим ЦТП.

Часть 11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения

11.1 Описание динамики утвержденных цен (тарифов), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации с учетом последних 3 лет

Тарифы на тепловую энергию устанавливаются Региональной службой по тарифам Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, в соответствии с Федеральным законом от 14 апреля 1995 года № 41-ФЗ «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации» (с изменениями на 27 июля 2010 года), постановлением Правительства Российской Федерации от 26 февраля 2004 года № 109 «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации» (с изменениями на 29 сентября 2010 года), приказом Федеральной службы по тарифам от 8 апреля 2005 года № 130-э «Об утверждении Регламента рассмотрения дел об установлении тарифов и (или) их предельных уровней на электрическую (тепловую) энергию (мощность) и на услуги, оказываемые на оптовом и розничных рынках электрической (тепловой) энергии (мощности)» (с изменениями на 6 апреля 2009 года), приказом Федеральной службы по тарифам от 7 октября 2010 года №2 244-э/2 «Об установлении предельных максимальных уровней тарифов на тепловую энергию, поставляемую энергоснабжающими организациями потребителям, в среднем по субъектам Российской Федерации на 2011 год», постановлением Губернатора Ханты-Мансийского автономного округа - Югры от 30 июня 2010 года № 112 «О Региональной службе по тарифам Ханты-Мансийского автономного округа - Югры» (с изменениями на 18 августа 2010 года), на основании обращений энергоснабжающих организаций и протокола правления Региональной службы по тарифам Ханты-Мансийского автономного округа - Югры.

Динамика утвержденных тарифов, устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по регулируемым видам деятельности ТСО в части теплоснабжения с учетом последних 3 лет по предоставленной информации приведена в таблице 11.1.1.

Таблица 11.1.1 Тарифы на тепловую энергию руб./Гкал, для ТСО Сургута за последние 3 года

Наименование теплоснабжающей организации	Тип потребителя	2018		2019		2020		2021	
		01.01.2018-30.06.2018	01.07.2018-31.12.2018	01.01.2019-30.06.2019	01.07.2019-31.12.2019	01.01.2020-30.06.2020	01.07.2020-31.12.2020	01.01.2021-30.06.2021	01.07.2021-31.12.2021
Филиал ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1 Для т. э., отпускаемой с горячей водой	Организации – перепродавцы	395,39	411,21	411,21	428,01	428,01	443,63	443,63	458,88
	Бюджетные потребители	395,39	411,21	411,21	428,01	428,01	443,63	443,63	458,88
	Прочие	395,39	411,21	411,21	428,01	428,01	443,63	443,63	458,88
Филиал ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1 Для т. э., отпускаемой с паром от 2,5-7,0 МПа	Прочие	-	-	-	-	-	-	-	-
Филиал ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1 (на теплоноситель)	Прочие	31,46	31,46	31,46	32,60	32,60	33,77	33,77	34,93
ПАО «Юнипро» - Сургутская ГРЭС-2 (тепловая энергия)		536,09	536,09	535,95	535,95	535,95	551,27	551,27	566,12
ПАО «Юнипро» - Сургутская ГРЭС-2 (на теплоноситель)		36,46	53,46	53,46	53,46	48,50	50,24	50,24	51,95
СГМУП «ГТС» (отпуск абонентам)	Население	1 706,16	1 746,81	1 776,42	1 811,94	1811,94	1852,28	1852,28	1915,25
	Прочие	1 445,90	1 480,35	1 480,35	1 509,95	1509,95	1543,57	1543,57	1596,04
	Бюджетные потребители	1 445,90	1 480,35	1 480,35	1 509,95	1509,95	1543,57	1543,57	1596,04
СГМУП «ГТС» (на территории поселка Лесной города Сургута)	прочие	6653,85	8957,36	8957,36	9206,74	9206,74	9528,74	1543,57	1596,04
	население	7851,54	10569,68	10748,83	11048,09	11048,09	11434,49	1852,28	1915,25
СГМУП «ГТС» (передача тепловой энергии, теплоносителя)						201,32	201,32	201,32	229,46
СГМУП «ГТС» (на территории поселка Юность, поселка МО-94, поселка Таежный, поселка МК-32, поселка Лунный, поселка Медвежий Угол города Сургута)	прочие	2820,24	2915,20	2915,20	2973,48	2973,48	3077,54	1543,57	1596,04
	население	3327,88	3439,94	3498,24	3568,18	3568,18	3693,05	1852,28	1915,25

Наименование теплоснабжающей организации	Тип потребителя	2018		2019		2020		2021	
		01.01.2018- 30.06.2018	01.07.2018- 31.12.2018	01.01.2019- 30.06.2019	01.07.2019- 31.12.2019	01.01.2020- 30.06.2020	01.07.2020- 31.12.2020	01.01.2021- 30.06.2021	01.07.2021- 31.12.2021
СГМУП «ГТС» (на территории поселка Снежный города Сургута)	бюджетные потребители	3433,15	3435,26	3435,26	3509,45	3509,45	3653,27	1543,57	1596,04
СГМУП «ГТС» (на территории поселка Кедровый-2, поселка Финский города Сургута)	прочие	1464,84	1523,43	1523,43	1553,87	1553,87	1608,22	1543,57	1596,04
	население	1728,51	1797,65	1828,12	1864,64	1864,64	1929,86	1852,28	1915,25
СГМУП «ГТС» (на территории поселка Кедровый-1 города Сургута)	прочие	1296,52	1348,37	1348,37	1375,28	1375,28	1423,37	1543,57	1596,04
	население	1529,89	1591,08	1618,04	1650,34	1650,34	1708,04	1852,28	1915,25
СГМУП «ГТС» (от котельной по ул. Крылова, 40)	бюджетные организации	1613,05	1677,57	1677,57	1754,71	1754,71	2131,52	1543,57	1596,04
СГМУП «ГТС» (компенсация потерь)	прочие			1480,35	1509,95	1509,95	1543,57	1543,57	1596,04
СГМУП "ГТС" (на территории города Сургута от котельных, расположенных на проспекте Набережный, 17, 17/1, 17/2)	прочие					1287,25	1332,28	1332,28	1377,57
	население					1544,70	1598,74	1598,74	1653,08
ООО «Сургутские городские электрические сети» (ООО «СГЭС») Тепло КК-45		1430,2	1549,9	1549,91	1580,84	1580,84	1636,16	1691,77	1749,29
ООО «Сургутские городские электрические сети» (ООО «СГЭС») СГЭС без тр.по сетям СПС		655,7	656,2	654,87	654,87	654,87	666,29	688,94	712,36
ООО «Сургутские городские электрические сети» (ООО «СГЭС») СГЭС с тр.по сетям СПС		984,9	1026,9	1018,41	1018,41	1018,41	1028,59	1063,53	0,00
ООО «Сургутские городские электрические сети» (ООО «СГЭС») Тепло СОК		1701,4	1733,3	1733,30	1813,02	1813,02	3748,48	3740,75	3901,56
ООО «Сургутские городские электрические сети» (ООО «СГЭС») СГЭС передача		211,2	333,7	333,67	344,87	344,87	377,09	178,68	180,01
ПАО «Сургутнефтегаз»		1862,84	1937,28	1937,28	2026,39	2026,39	2105,25	2503,15	2588,23

Наименование теплоснабжающей организации	Тип потребителя	2018		2019		2020		2021	
		01.01.2018- 30.06.2018	01.07.2018- 31.12.2018	01.01.2019- 30.06.2019	01.07.2019- 31.12.2019	01.01.2020- 30.06.2020	01.07.2020- 31.12.2020	01.01.2021- 30.06.2021	01.07.2021- 31.12.2021
ООО «Газпром энерго» (Управление по эксплуатации зданий и сооружений)		2161,25	2259,85	2230,04	2325,92	2325,92	2407,23	566,34	566,34
ООО «Газпром энерго» (Сургутское ЛПУМГ)		707,35	743,42						
АО «Аэропорт Сургут»	Прочие	1538,65	1602,12	1569,95	1637,45	1628,27	1693,36	1901,67	1940,61
СГМУП «Сургутский хлебозавод» Отборный пар, 2,5-7,0 кг/см ²	Прочие	1661,66	1665,42	1525,18	1590,76	1590,76	1618,59	1618,59	1822,19
ООО УК «Северо-Западная Тепловая Компания» (ООО УК «СЗТК»)	Прочие	2580,39	2694,54	2672,02	2786,88	2646,57	2646,57	-	-
ООО «ТВС-Сервис»		1589,95	1626,70	1622,29	1691,99	1691,99	1751,74	2185,34	2185,34
АО «Горремстрой»		1734,51	1822,98	1769,73	1845,78	1845,78	3070,44	2073,06	2073,06
ООО «Технические системы»		2121,90	2230,11	2165,01	2258,04	2258,04	2346,97	2389,95	2389,95
ООО «Специализированная компания автотехники-база»	Прочие	2030,19	2111,39	2155,79	2230,35	2155,79	2230,35	2230,35	2439,20

Как видно из данных таблицы 11.1.1 наиболее низкие тарифы и, соответственно, себестоимость тепловой энергии имеет место на комбинированных источниках тепловой энергии – Сургутской ГРЭС-1 и Сургутской ГРЭС-2. Для данных источников установленный тариф на тепловую энергию более чем в два раза ниже, чем для некомбинированных источников теплоснабжения. С учётом этого обстоятельства, видится целесообразным, с точки зрения минимизации совокупных расходов потребителей, развивать зоны теплоснабжения и увеличивать теплоотпуск комбинированных источников теплоснабжения Сургута.

11.2 Описание структуры цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения

Структура тарифов аналогична структуре затратных статей Теплоснабжающих организаций. Наибольшую долю в структуре себестоимости производства тепловой энергии занимают расходы на приобретение топлива.

Для наиболее репрезентативного представления о структуре тарифа теплоснабжающих организаций Сургута имеет смысл более детально рассмотреть структуру затрат крупных ТСО, обладающих источниками теплоснабжения большой и средней мощности (свыше 50 Гкал/ч) с совокупным отпуском около 90% от теплоотпуска всех ТСО Сургута, по которым при этом имеется информация. Это Филиал ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1, СГМУП «ГТС» и ООО «Сургутские городские электрические сети» - по данным ТСО также имеется информация по структуре тарифа на тепловую энергию за отчётный год, которая представлена ниже.

ФИЛИАЛ ПАО «ОГК-2» - СУРГУТСКАЯ ГРЭС-1

Тариф на тепловую энергию, на 2020 год филиала ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1 включает в себя:

Таблица 11.2.1 Структура тарифа филиала ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1

Категория	Калькуляция затрат организаций теплоснабжения		Период	Факт 2021	Тариф 2021 (утвержденный РЭК)		
	№ п/п	Наименование показателя			Единица измерения	I полугодие	II полугодие
	1	2	3	4	8.1	8.2	8
		Является ли организация плательщиком НДС	(да/нет)	да	да	да	да
		Установленная мощность станций		903,00	903,00	903,00	903,00
Энергетические ресурсы	1	Стоимость натурального топлива с учётом транспортировки (перевозки) (топливо на технологические цели)	тыс.руб.	702 564,89	334 291,57	270 096,64	604 388,20
Энергетические ресурсы	2	Энергия, в том числе:	тыс.руб.	283,53	123,26	112,39	235,65
	2.2	энергия на хозяйственные нужды	тыс.руб.	283,53	123,26	112,39	235,65
	2.2.1	<i>тепловая энергия:</i>	<i>тыс.руб.</i>	<i>102,00</i>	<i>32,34</i>	<i>32,01</i>	<i>64,36</i>
	2.2.2	<i>электрическая энергия</i>	<i>тыс.руб.</i>	<i>181,53</i>	<i>90,91</i>	<i>80,38</i>	<i>171,30</i>
Операционные расходы	7	Затраты на оплату труда	тыс.руб.	40 551,39	20 176,46	20 176,46	40 352,91
Неподконтрольные расходы	8	Отчисления на социальные нужды, в том числе	тыс.руб.	13 647,61	5 693,05	5 693,05	11 386,09

Категория	Калькуляция затрат организаций теплоснабжения		Период	Факт 2021	Тариф 2021 (утвержденный РЭК)		
	№ п/п	Наименование показателя			Единица измерения	I полугодие	II полугодие
	1	2	3	4			
Операционные расходы	9	Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс.руб.	22 397,14	6 274,84	6 274,84	12 549,68
Операционные расходы	10	Ремонт основных средств, выполняемый подрядным способом	тыс.руб.	41 249,15	10 310,00	10 310,00	20 620,00
Операционные расходы	11	Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями	тыс.руб.	9 726,37	3 533,67	3 533,67	7 067,33
	11.1	транспортные услуги	тыс.руб.	4 973,68	2 071,54	2 071,54	4 143,07
	11.2	работы по техническому регламенту	тыс.руб.	-	-	-	-
	11.3	прочие услуги вспомогательных производств	тыс.руб.	-	-	-	-
	11.4	иные работы и услуги производственного характера	тыс.руб.	4 752,68	1 462,13	1 462,13	2 924,26
Операционные расходы	12	Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями, включая:	тыс.руб.	20 612,06	5 338,99	5 338,99	10 677,99
	12.1	услуги связи	тыс.руб.	179,35	16,47	16,47	32,93
	12.2	услуги вневедомственной охраны	тыс.руб.	8 669,67	2 828,53	2 828,53	5 657,06
	12.3	коммунальные услуги	тыс.руб.	2 022,99	800,72	800,72	1 601,44
	12.4	расходы на консультационные услуги	тыс.руб.	5,25			-
	12.5	расходы на юридические услуги	тыс.руб.	0,24			-
	12.6	расходы на информационные услуги	тыс.руб.	803,89	1 654,15	1 654,15	3 308,30
	12.7	расходы на аудиторские услуги	тыс.руб.	-	-	-	-
	12.8	услуги по стратегическому управлению организацией	тыс.руб.	-	-	-	-
	12.9	расходы по подготовке и освоению производства (пуско-наладочные работы)	тыс.руб.	-	-	-	-

Категория	Калькуляция затрат организаций теплоснабжения		Период	Факт 2021	Тариф 2021 (утвержденный РЭК)		
	№ п/п	Наименование показателя			Единица измерения	I полугодие	II полугодие
	1	2	3	4			
	12.10	целевые средства на НИОКР	тыс.руб.	-	-	-	-
	12.11	средства на необязательное (дополнительное) страхование	тыс.руб.				-
	12.12	иные работы и услуги	тыс.руб.	8 930,67	39,13	39,13	78,25
Операционные расходы	13	Расходы на служебные командировки	тыс.руб.	87,79	89,35	89,35	178,71
Операционные расходы	14	Расходы на обучение персонала	тыс.руб.	197,69	123,38	123,38	246,76
Операционные расходы	15	Расходы на вывод из эксплуатации (в том числе на консервацию) и вывод из консервации	тыс.руб.	-	-	-	-
Операционные расходы	16	Услуги банков	тыс.руб.	-	-	-	-
Операционные расходы	17	Прочие операционные расходы	тыс.руб.		2 241,60	2 241,60	4 483,21
	19	Арендная плата	тыс.руб.	531,83	207,70	207,70	415,40
Неподконтрольные расходы	20	Концессионная плата	тыс.руб.	-	-	-	-
	21	Лизинговый платеж	тыс.руб.				
Неподконтрольные расходы	22	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, в том числе:	тыс.руб.	2 145,85	2 384,76	2 384,76	4 769,53
	22.1	плата за выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду, размещение отходов и другие виды негативного воздействия на окружающую среду в пределах установленных нормативов и (или) лимитов	тыс.руб.	129,82	63,81	63,81	127,62
	22.2	расходы на обязательное страхование	тыс.руб.	27,14	14,02	14,02	28,03
	22.3	иные расходы (НПФ)	тыс.руб.	559,95			
	22.4	уплата налогов, всего	тыс.руб.	1 428,95	2 306,94	2 306,94	4 613,87
	22.4.1	налог на имущество организаций	тыс.руб.	909,73	2 017,98	2 017,98	4 035,96
	22.4.2	земельный налог	тыс.руб.	-	-	-	-
	22.4.3	транспортный налог	тыс.руб.	2,30	2,03	2,03	4,07

Категория	Калькуляция затрат организаций теплоснабжения		Период Единица измерения	Факт 2021	Тариф 2021 (утвержденный РЭК)		
	№ п/п	Наименование показателя			I полугодие	II полугодие	ГОД
	1	2	3	4	8.1	8.2	8
	22.4.4	водный налог	тыс.руб.	511,63	286,92	286,92	573,85
	22.4.5	прочие налоги	тыс.руб.	5,28			-
Неподконтрольные расходы	23	Расходы по сомнительным долгам	тыс.руб.	-	-	-	-
Неподконтрольные расходы	24	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс.руб.	17 090,98	8 013,13	8 013,13	16 026,26
	24.1	Амортизация производственного оборудования	тыс.руб.	17 090,98	8 013,13	8 013,13	16 026,26
Неподконтрольные расходы	25	Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним	тыс.руб.				-
Неподконтрольные расходы	26	Прочие неподконтрольные расходы	тыс.руб.	-	-	-	-
Неподконтрольные расходы	27	Налог на прибыль	тыс.руб.		0,00	0,00	-
	28	Итого расходы	тыс.руб.	871 086,29	398 801,76	334 595,97	733 397,74
	29	Экономия средств	тыс.руб.		858,67	858,67	1 717,34
	29.1	выпадающие доходы	тыс.руб.	-	-	-	-
	29.1.1	по результатам досудебного рассмотрения споров ФАС России	тыс.руб.	-	-	-	-
	29.1.2	по результатам рассмотрения разногласий ФАС России	тыс.руб.	-	-	-	-
	29.1.3	экономически обоснованные расходы, понесённые за отчётные периоды	тыс.руб.	-	-	-	-
	29.1.4	выпадающие доходы за отчётные периоды регулирования, связанные с изменением объёмов реализации	тыс.руб.	-	-	-	-
	29.2	экономия средств	тыс.руб.		858,67	858,67	1 717,34
	29.3	выпадающие доходы/экономия средств от подключения объектов заявителей, подключаемая нагрузка которых не превышает 0,1 Гкал/ч (справочно)	тыс.руб.	-	-	-	-
	29.4	прочее	тыс.руб.	-	-	-	-

Категория	Калькуляция затрат организаций теплоснабжения		Период	Факт 2021	Тариф 2021 (утвержденный РЭК)		
	№ п/п	Наименование показателя			Единица измерения	I полугодие	II полугодие
	1	2	3				
	30	Избыток средств, полученный за отчетные периоды регулирования	тыс.руб.		11 031,42	20 037,45	31 068,87
	31	Перекрестное субсидирование, в том числе	тыс.руб.		-	-	-
Прибыль	32	Прибыль	тыс.руб.		3 219,35	2 878,43	6 097,77
	34	Необходимая валовая выручка без НДС	тыс.руб.	871 086,29	393 582,53	319 661,44	713 243,98
	38	Полезный отпуск продукции всего:	Гкал	1 758,54	887,19	696,61	1 583,80
	39	ТАРИФ НА ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ	руб./Гкал	495,35	443,63	458,88	450,34

Расходы на топливо являются основными составляющими условно-переменных затрат. Таким образом, указанная статья расходов в основном и определяет себестоимость продукции. Относительно факта прошлых лет наблюдается динамика увеличения доли переменных расходов в структуре затрат, что обусловлено ростом цен на топливо.

ФИЛИАЛ «СУРГУТСКАЯ ГРЭС-2» ПАО «ЮНИПРО»

Результаты финансово-хозяйственной деятельности Филиала «Сургутская ГРЭС-2» ПАО «Юнипро» приведены ниже в табличной форме:

Таблица 11.2.2 Структура тарифа филиала ПАО «ЮНИПРО» - Сургутская ГРЭС-2

№ п/п	Наименование показателей	Факт 2020г.	Ожид. 2021г.	Тариф 2021
1	Расходы на приобретение энергетических ресурсов, холодной воды и теплоноситель	323803,87	379711,61	377989,79
2	Операционные (подконтрольные) расходы, в т.ч.:	92916,09	101548,84	62903,27
2.1	Расходы на оплату труда	48985,09	51896,73	32585,34
2.2	Расходы на приобретение сырья и материалов	5352,97	7110,29	3880,16
2.3	Ремонт основных средств, выполняемый подрядным способом	9995,89	18889,96	10110,2
2.4	Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями	1417,72	1669,13	1704,02
2.5	Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями	6497,27	7837,52	4937,4
2.6	Расходы на служебные командировки	37,56	112,91	59,39
2.7	Расходы на обучение персонала	168,61	276,23	336,55
2.8	Услуги банков	-	-	-
2.9	Прочие операционные расходы	20409	13690,18	9284,45
2.10	Аренда непромышленных объектов	51,96	65,89	5,76
3	Расчёт неподконтрольных расходов, в т.ч.:	46183,42	53993,62	39340,49
3.1	Отчисления на социальные нужды	13192,5	13976,65	8663,79
3.2	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	-	-	-
3.3	Амортизация основных средств и нематериальных активов	27871,01	33463,83	25848,51
3.4	Арендная плата	291,28	315,35	199,64

3.5	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	4880,59	6303,68	4634,32
3.6	Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним	-	-	-
3.7	Налог на прибыль	-	-	-
3.8	Экономия средств	-	-	-
4	Выпадающие доходы	9267,94	-	-
5	Прибыль	-26673,93	-48822,97	6197,54
6	НВВ на производство теплоэнергии	434012,46	494633,91	494663,91
7	Тариф на ТЭ на коллекторах источника тепловой энергии	543,3	557,68	557,68

СГМУП «ГТС»

Калькуляции тарифов на 2022 г. СГМУП «ГТС» приведены ниже в табличной форме:

Таблица 11.2.3 Калькуляция тарифов на 2022 год СГМУП «ГТС» приведены ниже в табличной форме:

№ п/п	Наименование статьи расходов	Тариф	2022 год		Принято РСТ Югры по результатам корректировки			Обоснования корректировок и расходов
		2022 год	Предложение ТСО на корректировку	Отклонение от тарифа	2022 год	Отклонение	2023 год	
1.	Операционные расходы, всего:	121020 0,62	1221039,7 6	10839,1 4	121855 0,35	8349,73	125461 9,44	В соответствии с принятыми показателями
1.1.	Индекс потребительских цен	103,90	-	-	104,30	0,40	104,00	
1.2.1.	Индекс количества активов (производство)	0,00	-	-	0,00	0,00	0,00	
1.2.2.	Индекс количества активов (передача)	0,00	-	-	0,01	0,01	0,00	
1.3.	Индекс эффективности операционных расходов	1,00	-	-	1,00	0,00	1,00	
1.4.	Коэффициент эластичности затрат по росту активов	0,75	-	-	0,75	0,00	0,75	
1.5.	Коэффициент индексации операционных расходов	1,029	-	-	1,036	0,007	1,030	
2.	Неподконтрольные расходы, всего:	641484, 87	697713,80	56228,9 3	612710, 70	- 28774,1 7	589894, 55	В соответствии с принятыми расходами
2.1.	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющим и регулируемые виды деятельности	23222,1 0	30402,29	7180,19	18253,5 5	-4968,55	24975,9 3	В соответствии с принятыми расходами
2.1.1.	Стоки производственные всего, в том числе	1782,77	9307,94	7525,18	2319,58	536,82	9049,04	В соответствии с принятой ценой и

№ п/п	Наименование статьи расходов	Тариф	2022 год		Принято РСТ Югры по результатам корректировки			Обоснования корректировок и расходов
		2022 год	Предложение ТСО на корректировку	Отклонение от тарифа	2022 год	Отклонение	2023 год	
								объемом стоков
2.1.1.1	Водоотведение	1782,77	2659,41	876,65	2319,58	536,82	9049,04	В соответствии с принятой ценой и объемом водоотведения
2.1.1.1.1	Объем водоотведения, тыс. м3	39,18	58,46	19,28	51,04	11,87	51,04	Согласно фактическим показателям за 2020 год
2.1.1.1.2	Цена водоотведения, руб./м3	45,51	45,49	-0,01	45,44	-0,06	177,28	Поставщик - СГ МУП "Горводоканал", цена принята согласно приказу РСТ Югры от 06.12.2018 №79-нп (второе полугодие 2021 года в размере 44,78 руб./м3) и показателям Прогноза
	Индексы цен на водоотведение, %	103,60	-	-	103,40	-0,20	103,60	С июля по Прогнозу
2.1.2.	Плата за негативное воздействие на работу центральной системы водоотведения	0,00	1329,70	1329,70	0,00	0,00	1329,70	*
2.1.2.1	Объем сточных вод, тыс. м3	0,00	58,46	58,46	0,00	0,00	58,46	
2.1.2.2	Цена за негативное воздействие на работу центральной системы водоотведения, руб./м3	0,00	22,75	22,75	0,00	0,00	22,75	
2.1.2.	Плата за сброс загрязняющих веществ сверх установленных нормативов	0,00	5318,83	5318,83	0,00	0,00	5318,83	
2.1.2.1	Объем сточных вод, тыс. м3	0,00	58,46	58,46	0,00	0,00	58,46	
2.1.2.2	Цена за сброс загрязняющих веществ сверх	0,00	90,98	90,98	0,00	0,00	90,98	

№ п/п	Наименование статьи расходов	Тариф	2022 год		Принято РСТ Югры по результатам корректировки			Обоснования корректировок и расходов
		2022 год	Предложено ТСО на корректировку	Отклонение от тарифа	2022 год	Отклонение	2023 год	
	установленных нормативов, руб./м3							
2.1.3.	Услуги по передаче т/эн	21439,33	21094,35	-344,98	15933,97	-5505,36	15926,89	В соответствии с принимаемым и показателями
2.1.3.1.	ООО "Сибпромстрой №18"	5995,84	5197,55	-798,29	0,00	-5995,84	0,00	Договор расторгнут
2.1.3.2.	ООО "СГЭС"	14118,12	15619,02	1500,90	14882,39	764,27	15166,21	В соответствии с договорами №1-20 и №1-20/1
2.1.3.2.1.	Объем, тыс. Гкал	49,33	85,91	36,58	83,04	33,71	83,04	В соответствии с согласованными балансами
2.1.3.2.2.	Цена, руб./Гкал	286,19	181,80	-104,38	179,22	-106,97	182,64	Согласно приказу РСТ Югры от 18.12.2018 №127-нп
2.1.3.2.	ООО «Газпром энерго»	1325,37	277,47	-1047,90	1051,58	-273,79	760,68	В соответствии с договором № 53-09/37/21-Д
2.1.3.2.	Объем, тыс. Гкал	10,00	2,09	-7,91	2,09	-7,91	2,09	В соответствии с согласованными балансами
2.1.3.2.	Цена, руб./Гкал	132,54	132,89	0,35	503,63	371,09	364,31	Согласно приказу РСТ Югры от 08.12.2020 № 81-нп
	Индексы цен на тепловую энергию, %	103,60	-	-	103,40	-0,20	103,60	С июля по Прогнозу
2.2.	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	40960,58	33977,43	-6983,15	33977,43	-6983,15	33982,31	х
2.3.	Концессионная плата	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	х
2.4.	Арендная плата	19621,82	19840,99	219,17	19840,99	219,17	19840,99	х
2.5.	Расходы по сомнительным долгам	55648,25	55648,14	-0,10	55648,14	-0,10	18056,31	В соответствии с п. 47 Основ и представленн

№ п/п	Наименование статьи расходов	Тариф	2022 год		Принято РСТ Югры по результатам корректировки			Обоснования корректировок и расходов
		2022 год	Предложено ТСО на корректировку	Отклонение от тарифа	2022 год	Отклонение	2023 год	
								ыми документами
2.6.	Отчисления на социальные нужды	246141,05	246907,96	766,91	246907,96	766,91	254216,44	С учетом корректировок и операционных расходов и фактическими отчислениями за 2020 год (в %)
2.7.	Амортизация основных средств и нематериальных активов	237603,29	281631,97	44028,68	219581,98	-18021,31	219581,98	Амортизация принята в соответствии сп. 43 Основ в отношении имущества созданного (приобретенного) не за счет бюджетных средств
2.8.	Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним	0,00	10423,29	10423,29	0,00	0,00	0,00	Расходы, возникшие в 2022 - 2023 годах согласно п.63 Основ будут относиться к расчетному периоду регулирования на 2024-2025 годы
2.9.	Расходы концессионера на осуществление государственного кадастрового учета и (или) государственной регистрации права собственности концедента	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	х
2.10.	Суммарная экономия от снижения операционных расходов и от снижения потребления энергетических ресурсов, достигнутая регулируемой организацией в предыдущем долгосрочном	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	х

№ п/п	Наименование статьи расходов	Тариф	2022 год		Принято РСТ Югры по результатам корректировки			Обоснования корректировок и расходов
		2022 год	Предложено ТСО на корректировку	Отклонение от тарифа	2022 год	Отклонение	2023 год	
	периоде регулирования							
2.11.	Налог на прибыль	18287,79	18881,72	593,93	18500,63	212,85	19240,59	В соответствии с принятой налогооблагаемой базой. Налоговая ставка - 20%
3.	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	2022579,89	1953150,65	-69429,25	1954537,35	-68042,54	2026809,98	В соответствии с принятыми расходами
	Технологические потери, тыс.Гкал	244,41	238,20	-6,21	238,79	-5,63	238,79	На уровне показателей энергосбережения и энергетической эффективности утвержденных Приказом РСТ Югры от 18.12.2018 № 125-нп (далее - Приказ №125-нп)
	Технологические потери, %	8,96	8,96	0,00	8,96	0,00	8,96	
3.1.	Расходы на топливо	288252,35	386096,14	97843,79	394113,70	105861,35	411199,66	В соответствии с принимаемым и показателями
3.1.1.	Расходы на топливо газ	278893,69	382399,51	103505,82	390200,29	111306,60	407129,71	В соответствии с принимаемым и показателями
3.1.1.1.	НУР газа (от отпуска в сеть), кг.у.т./Гкал	163,89	163,89	0,00	163,89	0,00	163,89	На уровне показателей энергосбережения и энергетической эффективности утвержденных Приказом № 125-нп
3.1.1.2.	КПД газ, %	89,48	91,01	1,53	89,48	0,00	89,48	
3.1.1.3.	Цена топлива газа (сухой отбензиненный компримированный газ, горючий	4060,05	4035,25	-24,80	4070,64	10,59	4247,25	Поставщик газа ПАО "Сургутнефтегаз", транспортиро

№ п/п	Наименование статьи расходов	Тариф	2022 год		Принято РСТ Югры по результатам корректировки			Обоснования корректировок и расходов
		2022 год	Предложение ТСО на корректировку	Отклонение от тарифа	2022 год	Отклонение	2023 год	
	природный в пределах суточной нормы (лимитный), руб./тыс.м3							<p>вка - ОАО "Сургутгаз". Стоимость газа сухого отбензиненного компримированного сформирована с учетом : 1) цены газа, установленной договором поставки газа на 2021 год в размере 3 681,0 руб./тыс.м3 с 01.07.2021 и показателей Прогноза; 2) тарифа на услуги по транспортировке газа в соответствии с приказом ФСТ России от 14.04.2015 №88-э/9 по группам: от 0,01-0,1 млн. м3 в размере с 01.07.2017 519,95 руб./тыс.м3, от 0,1 до 1,0 млн. м3 в размере с 01.07.2017 484,65 руб./тыс.м3 ,от 1 до 10 млн.м3 в размере 399 руб/ тыс.м3 от 10 до 100 млн. м3 в размере 266,47 руб./тыс.м3, 3)тарифа на услуги по транспортировке газа по магистральным газопроводам в соответствии с приказом</p>

№ п/п	Наименование статьи расходов	Тариф	2022 год		Принято РСТ Югры по результатам корректировки			Обоснования корректировок и расходов
		2022 год	Предложено ТСО на корректировку	Отклонение от тарифа	2022 год	Отклонение	2023 год	
								ФСТ России от 21.10.2014 №231-э/2 в размере 86,41 руб./тыс.м3
	Индексы цен на топливо, %	103,00	-	-	105,00	2,00	104,00	С июля по Прогнозу
3.1.1.4.	Объем топлива, тыс.м3	68692,21	94764,80	26072,59	95857,21	27165,00	95857,21	Исходя из принятых объемов отпуска тепловой энергии в сеть, НУР топлива и калорийного эквивалента топлива в размере 1,15, согласно паспортам газа за отчетный период 2020 года
3.1.2.	Расходы на топливо электрическая энергия	9358,67	3696,63	-5662,03	3913,41	-5445,25	4069,95	В соответствии с принимаемым и показателями
3.1.2.1.	НУР электроэнергии (от отпуска в сеть), кг.у.т./Гкал	163,89	163,89	0,00	163,89	0,00	163,89	На уровне показателей энергосбережения и энергетической
3.1.2.2.	КПД ээ, %	89,48	98,00	8,52	89,48	0,00	89,48	эффективности и утвержденны х Приказом № 125-нп
3.1.2.3.	Цена топлива э/э, руб./кВтч	6,41	5,35	-1,07	5,65	-0,76	5,88	Поставщики э/э АО "Энрегосбытовая компания" Восток", АО "Газпром энергосбыт Тюмень". Цена э/э принята с учетом цены за отчетный период 2021 года (5,46 руб./кВтч) и показателей Прогноза

№ п/п	Наименование статьи расходов	Тариф	2022 год		Принято РСТ Югры по результатам корректировки			Обоснования корректировок и расходов
		2022 год	Предложено ТСО на корректировку	Отклонение от тарифа	2022 год	Отклонение	2023 год	
	Индексы цен на топливо ээ, %	104,00	-	-	103,50	-0,50	104,00	Среднегодовой по Прогнозу
3.1.2.4.	Объем топлива (электроэнергии), тыс.кВтч	1458,98	691,52	-767,46	692,26	-766,72	692,26	Исходя из принятых объемов отпуска тепловой энергии в сеть, НУР топлива и калорийного эквивалента топлива в размере 0,123
3.1.2.	Норматив запасов топлива на источниках тепловой энергии, тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	Утвержденные нормативы запасов топлива на источниках тепловой энергии не представлены, затраты не заявляет
3.2.	Расходы на электрическую энергию	136323,12	140046,54	3723,42	140392,99	4069,87	146008,71	В соответствии с принимаемым и показателями
3.2.1.	НУР электроэнергии на производство, кВтч/Гкал	19,45	19,45	0,00	19,45	0,00	19,45	На уровне показателей энергосбережения и энергетической эффективности и утвержденных Приказом № 125-нп
	НУР электроэнергии на передачу, кВтч/Гкал	4,29	4,29	0,00	4,29	0,00	4,29	
3.2.2.	Цена э/э, руб./кВтч	6,41	5,67	-0,74	5,65	-0,76	5,88	Поставщики э/э АО "Энрегобытовая компания" Восток", АО "Газпром энергосбыт Тюмень". Цена э/э принята с учетом цены за отчетный период 2021 года (5,46 руб./кВтч) и показателей Прогноза

№ п/п	Наименование статьи расходов	Тариф	2022 год		Принято РСТ Югры по результатам корректировки			Обоснования корректировок и расходов
		2022 год	Предложено ТСО на корректировку	Отклонение от тарифа	2022 год	Отклонение	2023 год	
	Индексы цен на электроэнергию, %	104,00	-	-	103,50	-0,50	104,00	Среднегодовой по Прогнозу
3.2.3.	Объем электроэнергии, тыс.кВтч	21252,21	24689,46	3437,25	24834,77	3582,55	24834,77	Исходя из принятых объемов выработки, отпуска в сеть тепловой энергии и НУР электроэнергии
3.3.	Расходы на холодную воду	25449,50	31774,62	6325,12	25940,35	490,86	26874,21	В соответствии с принимаемым и показателями
3.3.1.	НУР воды на производство, м3/Гкал	0,07	0,07	0,00	0,07	0,00	0,07	На уровне показателей энергосбережения и энергетической эффективности утвержденных Приказом № 125-нп
	НУР воды на передачу, м3/Гкал	0,20	0,20	0,00	0,20	0,00	0,20	
3.3.2.	Цена воды, руб./м3	43,48	44,18	0,70	44,22	0,74	45,81	Поставщики: подпитка тепловых сетей теплоносителем с ГРЭС 1 и 2; производство тепловой энергии СГ МУП "Горводоканал" и СГ МУП "ГТС". Цена воды принята согласно распоряжениям РЭК от 19.12.2018 № 47, от 14.12.2017 № 43, приказам РСТ Югры от 06.12.2018 № 79-нп и показателям Прогноза
	Индексы цен на воду, %	103,60	-	-	103,40	-0,20	103,60	С июля по Прогнозу

№ п/п	Наименование статьи расходов	Тариф	2022 год		Принято РСТ Югры по результатам корректировки			Обоснования корректировок и расходов
		2022 год	Предложено ТСО на корректировку	Отклонение от тарифа	2022 год	Отклонение	2023 год	
3.3.3.	Объем воды, тыс. м ³	585,31	584,44	-0,87	586,61	1,30	586,61	Исходя из принятых объемов выработки, транспортируемой тепловой энергии и НУР воды
3.4.	Расходы на покупную тепловую энергию	157255 4,92	1395233,3 4	- 177321, 58	139409 0,31	- 178464, 62	144272 7,39	В соответствии с принятой ценой и объемом покупной тепловой энергии
3.4.1.	Объем, тыс. Гкал	2248,38	1992,66	-255,72	1992,63	-255,75	1992,63	В соответствии с принимаемым и показателями баланса тепловой энергии
3.4.2.	Цена, руб/Гкал	699,42	700,19	0,77	699,62	0,21	724,03	Поставщик тепловой энергии ООО "СГЭС". Цена принята согласно приказам РСТ Югры от 18.12.2018 №125-нп, от 17.12.2019 №156-нп и показателей Прогноза
	Индексы цен на тепловую энергию, %	103,40	-	-	103,40	0,00	103,60	С июля по Прогнозу
4.	Прибыль	73151,1 5	75526,89	2375,74	74002,5 4	851,38	76962,3 7	В соответствии с
4.1.	Нормативный уровень прибыли, %	1,85	1,96	0,11	1,92	0,06	1,95	коллективным договором Организации
5.	Расчетная предпринимательская прибыль	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	В соответствии с п. 48(2) Основ
5.1.	Размер прибыли, %	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
6.	Результаты деятельности до перехода к регулированию тарифов на	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	х

№ п/п	Наименование статьи расходов	Тариф	2022 год		Принято РСТ Югры по результатам корректировки			Обоснования корректировок и расходов
		2022 год	Предложено ТСО на корректировку	Отклонение от тарифа	2022 год	Отклонение	2023 год	
	основе долгосрочных параметров регулирования							
7.	Корректировка с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов	0,00	489791,48	489791,48	69230,94	69230,94	117811,00	* Приложение 2
8.	Корректировка с учетом надежности и качества реализуемых товаров (оказываемых услуг), подлежащая учету в НВВ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	х
9.	Корректировка НВВ в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы	-	-	-	-	-	-	х
10.	Корректировка*	-	-	-	-	-	-	х
11.	Итого необходимая валовая выручка, в том числе	3947416,54	4437222,58	489806,04	3929031,88	-18384,66	4066097,32	В соответствии с принятыми расходами
11.1.	НВВ на производство	1070459,21	1215928,33	145469,13	1204646,82	134187,61	1244927,43	
11.2.	НВВ покупной тепловой энергии	1572554,92	1395233,34	-177321,58	1394090,31	-178464,62	1442727,39	
11.3.	НВВ на передачу	1304402,41	1826060,90	521658,49	1330294,75	25892,34	1378442,50	
13.	Объем полезного отпуска, тыс. Гкал	2482,97	2419,95	-63,02	2425,79	-57,18	2425,79	В соответствии со схемой теплоснабжения
13.1.	1 полугодие, тыс. Гкал	1434,72	1365,37	-69,34	1368,67	-66,05	1368,67	
	Доля полезного отпуска в годовом объеме, %	57,78	56,42	-1,36	56,42	-1,36	56,42	
13.2.	2 полугодие, тыс. Гкал	1048,25	1054,58	6,33	1057,13	8,87	1057,13	
	Доля полезного отпуска в годовом объеме, %	42,22	43,58	1,36	43,58	1,36	43,58	

№ п/п	Наименование статьи расходов	Тариф	2022 год		Принято РСТ Югры по результатам корректировки			Обоснования корректировок и расходов
		2022 год	Предложено ТСО на корректировку	Отклонение от тарифа	2022 год	Отклонение	2023 год	
14.	Тариф, руб./ Гкал (без НДС)	1589,80	1833,60	243,80	1619,69	29,89	1676,19	С учетом корректировок и НВВ
15.	Объем договорной тепловой нагрузки, Гкал/час	168,0	308,0	139,98	235,6	67,66	235,6	В соответствии с принятой выработкой

Таблица 11.2.4 Калькуляция тарифов на 2022 год СГМУП «ГТС» от котельных по адресу пр. Набережный, д. 17, д. 17/1, д. 17/2 приведены ниже в табличной форме:

№ п/п	Наименование статьи расходов	Тари ф	2022 год		Принято РСТ Югры по результатам корректировки			Обоснования корректировки расходов
		2022 год	Предложен о ТСО на корректиро вку	Отклоне ние от тарифа	2022 год	Отклоне ние от тарифа	2023 год	
1.	Операционные расходы, всего:	2 585,7 9	2 583,30	-2,49	2 595, 75	9,95	2 672, 58	В соответствии с принятыми показателями
1.1.	Индекс потребительских цен	103,9 0	-	-	104, 30	0,40	104, 00	
1.2.1.	Индекс количества активов (производство)	0,00	-	-	0,00	0,00	0,00	
1.2.2.	Индекс количества активов (передача)	0,00	-	-	0,72	0,72	0,00	
1.3.	Индекс эффективности операционных расходов	1,00	-	-	1,00	0,00	1,00	
1.4.	Коэффициент эластичности затрат по росту активов	0,75	-	-	0,75	0,00	0,75	
1.5.	Коэффициент индексации операционных расходов	1,029	-	-	1,03 3	0,004	1,03 0	
2.	Неподконтрольн ые расходы, всего:	1 402,2 8	3 457,79	2 055,51	1 416, 03	13,75	1 449, 98	В соответствии с принятыми расходами
2.1.	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющи ми регулируемые виды деятельности	15,42	53,34	37,92	10,6 3	-4,79	11,0 0	В соответствии с принятыми расходами
2.1.1.	Стоки производственны е	15,42	53,34	37,92	10,6 3	-4,79	11,0 0	В соответствии с принимаемыми объемом и ценой стоков
2.1.1.1.	Цена , руб./м3	45,51	45,37	-0,14	45,4 4	-0,06	47,0 3	Цена стоков принята в соответствии с приказом РСТ Югры от 06.12.2018 № 79-нп (на второе полугодие 2021 года в размере 44,78 руб./м3) и показателей Прогноза. Поставщик воды

								СГ МУП "Горводоканал"
	Индексы цен на водоотведение, %	103,90	-	-	104,30	0,40	104,00	С июля по Прогнозу
2.1.1.2.	Объем, тыс.м3	0,34	1,18	0,84	0,23	-0,10	0,23	С учетом фактических объемов водоотведения и объемов выработки тепловой энергии за 2020 год
2.2.	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	115,75	113,55	-2,20	113,55	-2,20	113,55	х
2.3.	Концессионная плата	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	х
2.4.	Арендная плата	0,00	14,96	14,96	14,96	14,96	14,96	х
2.5.	Расходы по сомнительным долгам	0,00	157,85	157,85	157,85	157,85	0,00	Согласно п.47 Основ в размере не более 2% от НВВ отнесенной на население
2.6.	Отчисления на социальные нужды	703,54	699,10	-4,44	691,30	-12,23	711,76	С учетом корректировки операционных расходов и фактических отчислений за 2020 год (в %)
2.7.	Амортизация основных средств и нематериальных активов	544,87	2 419,00	1 874,13	401,13	-143,75	571,03	*
2.8.	Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	х
2.9.	Расходы концессионера на осуществление государственного кадастрового учета и (или) государственной регистрации права собственности концедента	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	х
2.10.	Суммарная экономия от снижения операционных расходов и от снижения потребления энергетических	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	х

	ресурсов, достигнутая регулируемой организацией в предыдущем долгосрочном периоде регулирования							
2.11.	Налог на прибыль	22,71	0,00	-22,71	26,61	3,90	27,67	В соответствии с принятой налогооблагаемой базой. Налоговая ставка - 20%
3.	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	4 088,65	4 531,31	442,66	4 046,13	-42,52	4 215,82	В соответствии с принятыми расходами
	Технологические потери, тыс.Гкал	0,00	0,75	0,75	0,00	0,00	0,00	На уровне показателей энергосбережения и энергетической эффективности утвержденных Приказом РСТ Югры от 08.12.2020 № 79-нп (далее - Приказ № 79-нп)
	Технологические потери, %	0,00	11,38	11,38	0,00	0,00	0,00	
3.1.	Расходы на топливо	3 467,46	3 900,97	433,52	3 483,36	15,91	3 630,75	В соответствии с принимаемыми показателями
3.1.2.	НУР топлива (от отпуска в сеть), кг у.т./Гкал	161,29	161,29	0,00	161,29	0,00	161,29	На уровне показателей энергосбережения и энергетической эффективности утвержденных Приказом № 79-нп
3.1.3.	КПД, %	90,74	89,88	-0,87	90,74	0,00	90,74	
3.1.4.	Цена газа сухого отбензинного компримированного (коммерческого), руб./тыс.м3	4 233,29	4 220,64	-12,66	4 245,98	12,69	4 425,64	Поставщик газа ПАО "Сургутнефтегаз", транспортировка - ОАО "Сургутгаз ". Стоимость газа сухого отбензинного компримированного сформирована с учетом : 1) цены газа, установленной договором поставки газа на 2021 год в размере 3 681,00 руб./тыс.м3 с 01.07.2021 и показателей Прогноза; 2) тарифа на услуги по транспортировке

								газа по газораспределительным сетям ОАО "Сургутгаз" в соответствии с приказом ФСТ России от 14.04.2015 № 88-э/9 в размере 484,65 руб./тыс.м3
	Индексы цен на топливо "газ", %	103,00	-	-	105,00	2,00	104,00	С июля по Прогнозу
3.1.5.	Объем топлива, тыс. м3	819,09	924,26	105,17	820,39	1,30	820,39	Исходя из принятых объемов отпуска тепловой энергии в сеть, НУР топлива и калорийного эквивалента топлива в размере 1,15 согласно паспортам качества газа за отчетный период 2021 года
3.1.6.	Норматив запасов топлива на источниках тепловой энергии (тонн, м3)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	Утвержденные нормативы запасов топлива на источниках тепловой энергии не представлены, затраты не заявляет
3.2.	Расходы на электрическую энергию	578,95	566,41	-12,54	520,54	-58,41	541,36	В соответствии с принимаемыми показателями
3.2.1.	НУР электроэнергии, кВтч/Гкал	15,09	7,73	-7,36	15,09	0,00	15,09	Согласно Приказу № 79-нп
3.2.2.	Цена э/э, руб./кВтч	6,41	5,43	-0,99	5,77	-0,65	6,00	Цена э/э принята с учетом ср. цены за отчетный период 2021 года (5,57 руб./кВтч) и показателей Прогноза. Поставщик Поставщик э/э АО «Газпром энергосбыт Тюмень»
	Индексы цен на электроэнергию, %	104,00	-	-	103,50	-0,50	104,00	Среднегодовой по Прогнозу
3.2.3.	Объем электроэнергии, тыс.кВтч	90,26	104,35	14,09	90,26	0,00	90,26	Исходя из принятых объемов выработки тепловой энергии и НУР электроэнергии
3.3.	Расходы на холодную воду	42,25	63,93	21,68	42,23	-0,02	43,70	В соответствии с принимаемыми показателями
3.3.1.	НУР воды, м3/Гкал	0,17	0,09	-0,08	0,17	0,00	0,17	Согласно Приказу № 79-нп

3.3.2.	Цена воды, руб./м3	41,95	42,04	0,09	41,93	-0,02	43,40	Цена воды принята согласно приказу РСТ Югры от 06.12.2018 № 79-нп (на второе полугодие 2021 года в размере 41,32 руб./м3) и показателям Прогноза. Поставщик - СГ МУП "Горводоканал"
	Индексы цен на воду, %	103,60	-	-	103,40	-0,20	103,60	С июля по Прогнозу
3.3.3.	Объем воды, тыс.м3	1,01	1,18	0,17	1,01	0,00	1,01	Исходя из принятых объемов выработки тепловой энергии и НУР воды
4.	Прибыль	90,82	110,66	19,84	106,44	15,62	110,70	В соответствии с коллективным договором
4.1.	Нормативный уровень прибыли, %	1,11	1,04	-0,08	1,30	0,00	1,31	
5.	Расчетная предпринимательская прибыль	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	С учетом п. 48(2) Основ ценообразования
6.	Результаты деятельности до перехода к регулированию тарифов на основе долгосрочных параметров регулирования	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	x
7.	Корректировка с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
8.	Корректировка с учетом надежности и качества реализуемых товаров (оказываемых услуг), подлежащая учету в НВВ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
9.	Корректировка НВВ в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы	-	-	-	-	-	-	x
10.	Корректировка**	-	-	-	-	-	-	x

11.	Итого НВВ	8 167,5 5	10 683,07	2 515,52	8 164, 35	-3,20	8 449, 08	В соответствии с принятыми расходами
11.1.	НВВ на производство	8 167,5 5	10 668,56	2 501,01	8 153, 10	-14,45	8 437, 83	
11.2.	НВВ на передачу	0,00	14,51	14,51	11,2 5	11,25	11,2 5	
13.	Объем полезного отпуска, тыс. Гкал	5,84	5,84	0,00	5,84	0,00	5,84	В соответствии со схемой теплоснабжения
13.1.	1 полугодие, тыс. Гкал	3,37	3,29	-0,08	3,29	-0,08	3,29	
	Доля полезного отпуска в годовом объеме, %	57,65	56,35	-1,30	56,3 5	-1,30	56,3 5	
13.2.	2 полугодие, тыс. Гкал	2,47	2,55	0,08	2,55	0,08	2,55	
	Доля полезного отпуска в годовом объеме, %	42,35	43,65	1,30	43,6 5	1,30	43,6 5	
14.	Тариф, руб./Гкал (без НДС)	1398, 55	1 829,29	430,74	1 398, 01	-0,55	1 446, 76	С учетом корректировки НВВ
15.	Объем договорной тепловой нагрузки, Гкал/час	2,04	3,08	1,04	2,04	0,00	2,04	В соответствии с принятой выработкой

ПАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»

Структура тарифа на тепловую энергию в 2019г. для потребителей г. Сургута приведена ниже в табличной форме:

Таблица 11.2.5 Структура тарифа ПАО «Сургутнефтегаз»

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка; Передача. Тепловая энергия; Сбыт. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - город Сургут, город Сургут (71876000); Сургутский муниципальный район, Сургутский муниципальный район (71826000); Белоярский муниципальный район, Белоярский муниципальный район (71811000); Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
			Информация
2	Выручка от регулируемой деятельности по виду деятельности	тыс. руб.	48 601,12
3	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс. руб.	3 325 552,93
3.1	расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс. руб.	0,00
3.2	расходы на топливо	тыс. руб.	299 905,70
3.2.1	газ природный по нерегулируемой цене	х	х
3.2.1.1	объем	тыс м3	128 849,49
3.2.1.2	стоимость за единицу объема	тыс. руб.	2,31
3.2.1.3	стоимость доставки	тыс. руб.	0,00
3.2.1.4	способ приобретения	х	Прочее
3.2.2	нефть	х	х
3.2.2.1	объем	тонны	155,35
3.2.2.2	стоимость за единицу объема	тыс. руб.	14,50
3.2.2.3	стоимость доставки	тыс. руб.	0,00
3.2.2.4	способ приобретения	х	Прочее
3.3	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс. руб.	120 918,01
3.3.1	Средневзвешенная стоимость 1 кВт.ч (с учетом мощности)	руб.	4,29
3.3.2	Объем приобретенной электрической энергии	тыс. кВт·ч	28 186,0816
3.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	160 251,00
3.5	Расходы на хим. реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб.	22 920,74
3.6	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс. руб.	235 779,45
3.7	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб.	68 680,68

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка; Передача. Тепловая энергия; Сбыт. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - город Сургут, город Сургут (71876000); Сургутский муниципальный район, Сургутский муниципальный район (71826000); Белоярский муниципальный район, Белоярский муниципальный район (71811000); Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
			Информация
3.8	Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс. руб.	174 858,03
3.9	Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс. руб.	39 921,99
3.10	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс. руб.	277 098,71
3.11	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс. руб.	0,00
3.12	Общепроизводственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	50 012,44
3.12.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	8 438,93
3.12.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	0,00
3.13	Общехозяйственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	312 416,52
3.13.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	7 717,14
3.13.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	23 942,38
3.14	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств	тыс. руб.	558 048,49
	Информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 процентов суммы расходов по указанной статье расходов		отсутствует
3.15	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности, в том числе:	тыс. руб.	1 004 741,17
3.15.1	Расходы на выполнение работ, оказание услуг производственного характера	тыс. руб.	951 723,86
3.15.2	Налог на имущество	тыс. руб.	53 017,31
4	Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс. руб.	-9 588,97
5	Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс. руб.	-10 942,98
5.1	Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных	тыс. руб.	0,00

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка; Передача. Тепловая энергия; Сбыт. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - город Сургут, город Сургут (71876000); Сургутский муниципальный район, Сургутский муниципальный район (71826000); Белоярский муниципальный район, Белоярский муниципальный район (71811000); Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует	
			Информация	
	инвестиционной программой регулируемой организации			
6	Изменение стоимости основных фондов, в том числе:	тыс. руб.		282 362,16
6.1	Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации)	тыс. руб.		282 844,13
6.1.1	Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию	тыс. руб.		302 444,02
6.1.2	Изменение стоимости основных фондов за счет их вывода в эксплуатацию	тыс. руб.		19 599,90
6.2	Изменение стоимости основных фондов за счет их переоценки	тыс. руб.		-481,96
7	Годовая бухгалтерская отчетность, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему	х		
8	Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для теплоснабжения, в том числе по каждому источнику тепловой энергии	Гкал/ч		908,00
8.142	УЭЗиС Котельная №1	Гкал/ч		1,38
8.143	УЭЗиС Котельная №2	Гкал/ч		4,30
8.144	УЭЗиС Котельная №3	Гкал/ч		5,16
8.145	УЭЗиС Котельная №4	Гкал/ч		1,33
8.146	УЭЗиС Котельная №5	Гкал/ч		10,32
8.147	УЭЗиС Котельная №6	Гкал/ч		3,44
8.148	УЭЗиС Котельная №7	Гкал/ч		4,30
8.149	УЭЗиС Котельная №8	Гкал/ч		4,30
8.150	УЭЗиС Котельная №9	Гкал/ч		7,74
8.151	УЭЗиС Котельная №10	Гкал/ч		27,52
8.152	УЭЗиС Котельная №11	Гкал/ч		4,30
8.153	УЭЗиС Котельная №12	Гкал/ч		36,46
8.154	УЭЗиС Котельная №14	Гкал/ч		5,16
8.155	УЭЗиС Котельная №15	Гкал/ч		7,74
8.156	УЭЗиС Котельная №16	Гкал/ч		1,29
8.157	УЭЗиС Котельная №17	Гкал/ч		4,30
8.158	УЭЗиС Котельная №18	Гкал/ч		12,29
8.159	УЭЗиС Котельная №20	Гкал/ч		20,89
8.160	УЭЗиС Котельная №21	Гкал/ч		7,36
9	Тепловая нагрузка по договорам теплоснабжения	Гкал/ч		11,49
10	Объем вырабатываемой тепловой энергии	тыс. Гкал		1 027,7610
10.1	Объем приобретаемой тепловой энергии	тыс. Гкал		

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка; Передача. Тепловая энергия; Сбыт. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - город Сургут, город Сургут (71876000); Сургутский муниципальный район, Сургутский муниципальный район (71826000); Белоярский муниципальный район, Белоярский муниципальный район (71811000); Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
			Информация
11	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. Гкал	24,6540
11.1	Определенном по приборам учета, в т.ч.:	тыс. Гкал	20 062,0000
11.1.1	Определенный по приборам учета объем тепловой энергии, отпускаемой по договорам потребителям, максимальный объем потребления тепловой энергии объектов которых составляет менее чем 0,2 Гкал	тыс. Гкал	3,5400
11.2	Определенном расчетным путем (нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс. Гкал	4 592,0000
12	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям	Ккал/ч. мес.	0,00
13	Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	39,30
13.1	Плановый объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	0,00
14	Среднесписочная численность основного производственного персонала	человек	317,46
15	Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	человек	120,00
16	Норматив удельного расхода условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, с распределением по источникам тепловой энергии, используемым для осуществления регулируемых видов деятельности	кг у. т./Гкал	160,5206
16.142	УЭЗиС Котельная №1	кг у. т./Гкал	160,5000
16.143	УЭЗиС Котельная №2	кг у. т./Гкал	160,5000
16.144	УЭЗиС Котельная №3	кг у. т./Гкал	160,5000
16.145	УЭЗиС Котельная №4	кг у. т./Гкал	160,5000
16.146	УЭЗиС Котельная №5	кг у. т./Гкал	160,5000
16.147	УЭЗиС Котельная №6	кг у. т./Гкал	160,5000

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка; Передача. Тепловая энергия; Сбыт. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - город Сургут, город Сургут (71876000); Сургутский муниципальный район, Сургутский муниципальный район (71826000); Белоярский муниципальный район, Белоярский муниципальный район (71811000); Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
			Информация
16.148	УЭЗиС Котельная №7	кг у. т./Гкал	160,5000
16.149	УЭЗиС Котельная №8	кг у. т./Гкал	160,5000
16.150	УЭЗиС Котельная №9	кг у. т./Гкал	160,5000
16.151	УЭЗиС Котельная №10	кг у. т./Гкал	160,5000
16.152	УЭЗиС Котельная №11	кг у. т./Гкал	160,5000
16.153	УЭЗиС Котельная №12	кг у. т./Гкал	160,5000
16.154	УЭЗиС Котельная №14	кг у. т./Гкал	160,5000
16.155	УЭЗиС Котельная №15	кг у. т./Гкал	160,5000
16.156	УЭЗиС Котельная №16	кг у. т./Гкал	160,5000
16.157	УЭЗиС Котельная №17	кг у. т./Гкал	160,5000
16.158	УЭЗиС Котельная №18	кг у. т./Гкал	160,5000
16.159	УЭЗиС Котельная №20	кг у. т./Гкал	160,5000
16.160	УЭЗиС Котельная №21	кг у. т./Гкал	160,5000
17	Плановый удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл./Гкал	0,0000
18	Фактический удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл./Гкал	160,5621
18.142	УЭЗиС Котельная №1	кг усл. топл./Гкал	157,1000
18.143	УЭЗиС Котельная №2	кг усл. топл./Гкал	162,3000
18.144	УЭЗиС Котельная №3	кг усл. топл./Гкал	162,5000
18.145	УЭЗиС Котельная №4	кг усл. топл./Гкал	177,9000
18.146	УЭЗиС Котельная №5	кг усл. топл./Гкал	158,6000
18.147	УЭЗиС Котельная №6	кг усл. топл./Гкал	158,5000

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка; Передача. Тепловая энергия; Сбыт. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - город Сургут, город Сургут (71876000); Сургутский муниципальный район, Сургутский муниципальный район (71826000); Белоярский муниципальный район, Белоярский муниципальный район (71811000); Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
			Информация
18.148	УЭЗиС Котельная №7	кг усл. топл./Гкал	163,2000
18.149	УЭЗиС Котельная №8	кг усл. топл./Гкал	159,9000
18.150	УЭЗиС Котельная №9	кг усл. топл./Гкал	159,0000
18.151	УЭЗиС Котельная №10	кг усл. топл./Гкал	158,5000
18.152	УЭЗиС Котельная №11	кг усл. топл./Гкал	161,7000
18.153	УЭЗиС Котельная №12	кг усл. топл./Гкал	158,6000
18.154	УЭЗиС Котельная №14	кг усл. топл./Гкал	161,6000
18.155	УЭЗиС Котельная №15	кг усл. топл./Гкал	158,9000
18.156	УЭЗиС Котельная №16	кг усл. топл./Гкал	157,1000
18.157	УЭЗиС Котельная №17	кг усл. топл./Гкал	163,8000
18.158	УЭЗиС Котельная №18	кг усл. топл./Гкал	160,5000
18.159	УЭЗиС Котельная №20	кг усл. топл./Гкал	162,8000
18.160	УЭЗиС Котельная №21	кг усл. топл./Гкал	163,8000
19	Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. кВт.ч/Гкал	0,03
20	Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	куб.м/Гкал	0,52

ООО «СУРГУТСКИЕ ГОРОДСКИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ»

Для ООО «Сургутские городские электрические сети» имеет смысл отдельно рассмотреть структуру тарифа на транспортировку тепловой энергии от СГРЭС-1 и СГРЭС-2 и тарифа для собственного источника тепловой энергии (Западный жилой район).

Структура тарифа на тепловую энергию в 2020 году приведена ниже в табличной форме:

Таблица 11.2.6 Структура тарифа ООО «СГЭС»

	Показатели	Ед. изм.	2016 год Тариф	2017 год Тариф	2018 год Тариф	2019 год Тариф	2020 год Тариф	2021 год Тариф
			2474,724	2476,706	2688,769	2817,679	2910,191	2833,053
	Покупка, выработка		1,8	1,8	1,8	2,054	2,054	2,049182
	Собственные нужды		132,47	134,778	146,271	148,409	153,937	149,7718
	Потери		2340,454	2362,945	2570,506	2694,495	2754,2	2681,232
	Полезный отпуск		30,5939	33,4288	38,664	41,459	42,3071	44,1159
	Протяженность сетей		0	0	0	0	0	0
Раздел 1. Параметры для расчета расходов (индексы)			0	35,5	211,4	9,2	12	14,4
1	Индекс потребительских цен	%	0	3	2,01	2	4	4
2	Индекс эффективности операционных расходов установленный	%	0	0	0	11,39777	68,47973	3,40804
3	Индекс изменения количества активов	х	0	0	0	0	0	0
3.1.	Производство т/э		0	0	0	0	0	0
	Установленная тепловая мощность источника т/э	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0
	Передача т/э		2083,822	2294,9408	2391,6661	2459,894	2490,596	2484,698
	Количество условных единиц	у.е.			2,25	2,25	3	3
	Коэффициент эластичности затрат по росту активов (Кэл)	х			3,467134465	1,124061	4,704572	4,141219
	Коэффициент индексации операционных расходов	%			0	86805,08	88713,56	90284,02
Раздел 2. Калькуляция			151498,5	161261,376	173315,8177	189371,2	203343,2	207806,3
1	Операционные расходы	тыс.руб.	5908,405	8166,18746	8577,391052	11648,57	12314,42	12573,16
1.1.	Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс.руб.	20047,9	23976,9397	25157,53538	18726,56	17433,05	17750,67
1.2.	Расходы на ремонт основных средств	тыс.руб.	87956,09	92215,2407	100308,0614	107622,1	111306,2	113796,3
1.3.	Расходы на оплату труда	тыс.руб.	113,16	109,613125	113,81	118,15	119,3	120,1944
	Численность	чел.	64772,66	70106,5989	293305,3882	302898,4	354009,7	315436,8
	Средняя зарплата в месяц	руб.	56098,58	54631,963	60667,74881	64166,78	66721,05	68193,26
1.3.1.	ОПР	тыс.руб.	81	75	79	81,3	81,8	82,58225
	Численность	чел.	57714,59	60702,1811	270669,1098	274443,2	323666,3	287848,7
	Средняя зарплата в месяц	руб.	1379,4	1458,71773	1540,644013	1474,181	1455,974	1490,109
	Льготный проезд к месту отдыха	тыс.руб.	15913,72	18944,5086	20080,39206	21616,95	22017,58	22544,17

			2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
	Показатели	Ед. изм.	Тариф	Тариф	Тариф	Тариф	Тариф	Тариф
1.3.2.	Цеховые	тыс.руб.	18,16	19,785	19,99	20,68	21,1	21,15805
	Численность	чел.	73025,52	79793,2295	331901,4531	353067,8	391635,6	350737,8
	Средняя зарплата в месяц	руб.	297	366,986718	384,9412039	338,5985	358,3056	366,6324
	Льготный проезд к месту отдыха	тыс.руб.	14034,29	16536,2493	17344,08612	19688,1	20417,26	20858,49
1.3.3.	АУП	тыс.руб.	14	14,828125	14,83	16,18	16,4	16,45411
	Численность	чел.	83537,43	92932,9079	194217,7592	305706,5	366795,3	323550,9
	Средняя зарплата в месяц	руб.	233,1	276,815408	290,2492028	337,5368	336,0405	343,6438
	Льготный проезд к месту отдыха	тыс.руб.	18574,98	19642,8046	20833,93262	20494,9	26264,46	26864,09
1.4.	Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями	тыс.руб.	12413,15	13504,8695	14181,92886	16527,88	17516,49	17838,12
1.4.1.	Транспортные расходы связанные с обслуживанием производственных объектов	тыс.руб.	6161,834	6137,93516	6652,003761	3967,017	3705,717	3791,697
1.4.2.	Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования	тыс.руб.					5042,257	5234,265
1.4.3.	Расходы на осуществление деятельности по сбыту тепловой энергии	тыс.руб.	15213,83	13211,3932	14228,97158	25777,53	30475,63	31172,02
1.5.	Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями	тыс.руб.	1359,589	1454,63439	1521,105013	2033,107	2086,064	2128,835
1.5.1.	Расходы на оплату услуг связи		8989,279	8020,46124	8533,062054	9307,256	12702,17	13010,08
1.5.2.	Расходы на оплату вневедомственной охраны		76,57915	84,437492	98,41220724	45,32345	309,0205	319,291
1.5.3.	Расходы на оплату коммунальных услуг		85,29671	93,3506992	102,3558205	3016,801	3316,975	3385,374
1.5.4.	Расходы на оплату юридических, информационных, аудиторских и консультационных услуг		571,37	586,746013	584,1635631	1406,076	1610,135	1656,924
1.5.5.	Программное обеспечение		105,7355	557,35475	155,0059241	30,98509	32,22449	29,09159
1.5.6.	Расходы на оплату других работ и услуг		0	0	29,74723685	0	0	0
1.5.7.	НПФ, ДМС		4025,983	2414,40865	3205,119765	9937,985	10419,04	10642,42

			2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
	Показатели	Ед. изм.	Тариф	Тариф	Тариф	Тариф	Тариф	Тариф
1.5.8.	Прочие (клининг, агентские)		522,9	516,128076	541,0079648	1110,017	1159,896	1182,762
1.6.	Расходы на служебные командировки	тыс.руб.	504,1395	558,920941	588,512677	724,3794	753,7891	772,2071
1.7.	Расходы на обучение персонала	тыс.руб.	0	0	0	0	0	0
1.8.	Лизинговый платеж, арендная плата	тыс.руб.	2770,214	2973,7617	3121,400457	3267,048	3635,761	3695,144
1.9.	Другие расходы, не относящиеся к неподконтрольным расходам	тыс.руб.	1579,854	1726,75765	1813,327718	2217,64	2412,286	2445,014
1.9.1.	Расходы по охране труда и технике безопасности.	тыс.руб.	0	0	0	0	0	0
1.9.2.	Расходы на канцелярские товары.	тыс.руб.	1190,36	1247,00405	1308,072739	1049,408	1223,475	1250,13
1.9.3.	Прочие (услуги банка)	тыс.руб.	210179	241374,397	258132,9079	270098,5	240753,5	190269,9
2	Неподконтрольные расходы	тыс.руб.	12665,35	20543,3778	20987,27631	21999,88	25981,59	28193,89
2.1.	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс.руб.	382,2207	808,985957	700,2447749	583,0935	566,7777	530,6848
2.1.1.	Стоки производственные	тыс.руб.	12283,13	19734,3918	20287,03153	21416,79	25414,81	27663,21
2.1.2.	Услуги по передаче т/э	тыс.руб.	11230,14	25168,6058	27701,98276	26152,73	23677,15	20114,23
2.2.	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс.руб.	27	22,55	0	0	0	0
2.2.1.	Плата за выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду, размещение отходов и другие виды негативного воздействия на окружающую среду в пределах установленных нормативов и (или) лимитов	тыс.руб.	262,62	309,094856	254,5722212	505,8508	310,9454	339,8853
2.2.2.	Расходы на обязательное страхование	тыс.руб.	0	1443,89908	262,75976	1155,616	2521,537	2087,814
2.2.3.	Земельный налог	тыс.руб.	0	0	80,605	87,54359	92,22233	95,43412
2.2.4.	Транспортный налог	тыс.руб.	0	0	0	0	0	0
2.2.5.	Водный налог	тыс.руб.	10890,51	23393,0619	27104,03578	24403,72	20752,45	17591,1

			2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
	Показатели	Ед. изм.	Тариф	Тариф	Тариф	Тариф	Тариф	Тариф
2.2.6.	Налог на имущество	тыс.руб.	50,01	0	0	0	0	0
2.2.7.	Иные расходы	тыс.руб.	0	0	0	0	0	0
2.3.	Концессионная плата	тыс.руб.	11068,94	6758,24207	8586,028256	7204,159	7385,82	5844,224
2.4.	Арендная плата	тыс.руб.	0	0	0	2435,308	3567,96	3779,431
2.5.	Расходы по сомнительным долгам	тыс.руб.	25513,75	26010,9056	28344,65235	30154,77	26212,2	27080,82
2.6.	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	17012,5	16543,4554	18361,16355	19277,76	11953,95	11688,9
2.6.1.	ОПР	тыс.руб.	4820,915	5274,47777	5590,885405	6191,783	6223,01	6224,898
2.6.2.	Цеховые	тыс.руб.	3680,328	4192,9724	4392,603395	4685,224	8035,241	8762,045
2.6.3.	АУП	тыс.руб.	149172,7	162066,518	171586,274	181062,8	153546,8	104923,7
2.7.	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс.руб.	149172,7	162066,518	171586,274	181062,8	153546,8	104923,7
2.7.1.	амортизация основных средств	тыс.руб.	0		0	0	0	0
2.7.2.	амортизация прочая	тыс.руб.	0		0	0	0	0
2.7.2.1.	Ввод объектов в 2016	тыс.руб.	0		0	0	0	0
2.7.2.2.	Ввод объектов в 2017	тыс.руб.	0		0	0	0	0
2.7.2.3.	Ввод объектов в 2018	тыс.руб.	0	0	0,39	0	0	0
2.8.	Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним	тыс.руб.	0	0	0	0	0	0
2.9.	Прочие с 91 счета	тыс.руб.	528,1434	826,748206	926,3041799	1088,871	381,9742	333,6568
2.10.	Налог на прибыль	тыс.руб.	1158803	1170125,31	1309525,964	1400766	1466971	1478431
3	Расходы на приобретение энергетических ресурсов		35942,97	42257,7706	46402,68	54150,9	61498,91	62127,33
3.1.	Топливо	тыс.руб.	35942,97	42257,7706	46402,68	54150,9	61498,91	62127,33
3.1.1.	Затраты на газ	тыс.руб.	92	92,15625	0	0	0	183,5
3.1.1.1.	КПД	%	155,28	154,63	0	0	0	312,7128
3.1.1.2.	НУР топлива от выработки	кг.у.т. Гкал.	0	157,593783	155,28	0	0	0
3.1.1.3.	НУР топлива от отпуска в сеть	кг.у.т. Гкал.	0	0	0	0	0	0
3.1.1.3.1	Теплота сгорания топлива	ккал/кг	1,15	1,15	0	0	0	2,307793
3.1.1.4.	Переводной коэффициент		135,0261	134,328233	134,6910953	135,0235	135,8531	137,0703
3.1.1.5.	НУР топлива от выработки	м3/Гкал	0	137,038072	283,4549259			
3.1.1.6.	НУР топлива от отпуска в сеть	м3/Гкал	3543,49	3456,0007	3594,432051	3691,28	3886,83	3891,681
3.1.1.7.	Цена топлива	руб/ т. м3	3096,34	3195	3312,43	6819,445	7126,258	7235,237
3.1.1.7.1.	топливо	руб/ т. м3	447,15	261,0007	271,24	755,5231	754,2249	761,6905
3.1.1.7.2.	транспортировка	руб/ т. м3	10143,38	12227,3617	12909,6	14669,95	15822,38	15964,14

			2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
	Показатели	Ед. изм.	Тариф	Тариф	Тариф	Тариф	Тариф	Тариф
3.1.1.8.	Объем топлива	тыс. м3	52794,86	48573,1459	63501,68984	65562,18	73280,27	81084,51
3.2.	Электрическая энергия	тыс.руб.	52279,06	48573,1459	63501,68984	65562,18	73280,27	81084,51
3.2.1.	Затраты на э/э	тыс.руб.	5,503019	5,28937412	5,283426664	5,321351	5,340361	5,356874
3.2.1.1	НУР э/э	кВтч/Гкал	7,898258	7,74259436	4,470088346	4,372602	4,785416	5,441339
3.2.1.2	Цена э/э	руб/кВтч	13618,46	13100,2246	14205,91383	14993,86	15313,25	14901,57
3.2.1.3	Объем э/э	тыс.кВтч	515,8001	0	0	0	0	0
3.2.2.	Электрическая энергия для прочих нужд	тыс.руб.	19052,86	21556,1625	24858,2755	29494,42	32153,01	32911,31
3.3.	Вода	тыс.руб.	19052,86	21556,1625	24858,2755	29494,42	32153,11	32911,31
3.3.1.	Затраты на воду	тыс.руб.	0,416667	0,27374844	0,273923808	0,276524	0,270642	0,269812
3.3.2.	НУР воды (производство)	м3/Гкал	29,25982	33,3247004	35,30388842	39,55667	42,4844	44,85741
3.3.3.	Цена воды	руб/м3	651,1611	646,852403	704,1228774	745,6244	756,8215	733,6873
3.3.4.	Расход воды (объем)	тыс. м3	1050447	1057186,2	1174140,408	1250111	1297545	1299250
3.4.	Покупная тепловая энергия	тыс.руб.	437,7604	443,138308	451,9848319	460,6478	471,665	487,4684
3.4.1.	Цена	руб./Гкал	2399,594	2385,68	2597,742945	2713,81	2750,989	2665,302
3.4.2.	Объем	тыс. Гкал	565,1105	552,03252	622,91	1448,02	2493,143	3057,179
3.5.	Расходы на компенсацию потерь (тариф утвержден приказом органа регулирования)	тыс.руб.	3300,889	3306,99283	3705,179276	4355,483	1527,897	1334,627
4.	Прибыль	тыс.руб.	0	0	0,83	0	0	0
4.1.	Нормативный уровень прибыли	%	0	0	0	0	0	0
4.1.1.	Расходы на развитие производства (по инвестиционной программе)	тыс.руб.	3300,889	3306,99283	3705,181047	4355,483	1527,897	1334,627
4.1.2.	Расходы по коллективному договору (в т.ч. на поощрение)	тыс.руб.	0	0	0	0	0	0
4.1.3.	Прочие	тыс.руб.	21035,69	23465,4861	25184,69845	27213,81	26970,49	26428,82
5	Расчетная предпринимательская прибыль	тыс.руб.	15	15	15	20	20	20
5.1.	Размер расчетной предпринимательской прибыли	%	3921,35	469309,703	497957,4102	517324	520342	513035,1
5.2.	Сумма для расчета		0	0	0	0	0	0
6	Результаты деятельности до перехода к регулированию цен (тарифов) на основе	тыс.руб.	0	6725,26	0	-26952,2	-16377,6	8035,582

			2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
	Показатели	Ед. изм.	Тариф	Тариф	Тариф	Тариф	Тариф	Тариф
	долгосрочных параметров регулирования							
7	Корректировка:	тыс.руб.	0			0	0	0
7.1.	Учет отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов	тыс.руб.	0		0	0	0	0
7.2.	Учет надежности и качества реализуемых товаров (оказываемых услуг), подлежащая учету в НВВ	тыс.руб.	0		0	0	0	0
7.3.	НВВ в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы	тыс.руб.	0		0	0	0	0
7.4.	Учет в НВВ и учитывающая отклонение фактических показателей энергосбережения и повышения энергетической эффективности от установленных плановых (расчетных) показателей и отклонение сроков реализации программы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности от установленных сроков реализации такой программы	тыс.руб.	1544817	1606258,82	1769864,567	1864853	1923188	1912306
	Итого необходимая валовая выручка (НВВ)	тыс.руб.	653,6766	679,769984	688,5276106	691,6038	698,2746	713,2193
9	Тариф на тепловую энергию (среднегодовой), удельный расход	руб.Гкал без НДС	2363,274	2362,94461	2570,506309	2696,418	2754,2	2681,232
10	Полезный отпуск		75,13		0	0	0	0
11	Выручка		75,13	91,026	95,84597983	108,6474	116,4669	116,4668
11	Выработка							
			1430,283	1408,93671	1344,851504	1472,653	1543,3	1515,59
	Полезный отпуск 1 полугодие		973,7718	958,714905	1225,654618	1223,765	1210,914	1165,641

			2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
	Показатели	Ед. изм.	Тариф	Тариф	Тариф	Тариф	Тариф	Тариф
	Полезный отпуск 2 полугодие		2404,055	2367,65161	2570,506122	2696,418	2754,214	2681,232
	Полезный отпуск год							
	Тариф 1 полугодие							
	Тариф 2 полугодие							
	Тариф 1 полугодие							
	Тариф 2 полугодие		642,5883	678,41857	688,5276607	691,6037	698,2711	713,2193
	Среднегодовой тариф			1,05575934	1,014900964	1,004468	1,00964	1,021407

ООО «ГАЗПРОМ ЭНЕРГО»

Структура тарифа на тепловую энергию в 2021 г приведена ниже в табличной форме:

Таблица 11.2.7 Структура тарифа УЭЭС ООО «Газпром энерго»

№ п/п	Статьи затрат	Ед. изм.	2021 год (утверждено)	2022 год (утверждено)	2023 год (утверждено)
1	2	3	5	6	7
1	Операционные расходы ОР	тыс.руб.	776,97	783,92	807,12
1.1.	Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс.руб.	83,50	84,25	86,74
1.2.	Расходы на ремонт основных средств	тыс.руб.			
1.3.	Расходы на оплату труда	тыс.руб.	655,69	661,56	681,13
1.4.	Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями	тыс.руб.			
1.5.	Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями	тыс.руб.			
1.6.	Расходы на служебные командировки	тыс.руб.			
1.7.	Расходы на обучение персонала	тыс.руб.			
1.8.	Лизинговый платеж, арендная плата (транспорт)	тыс.руб.			
1.9.	Другие расходы, не относящиеся к неподконтрольным расходам	тыс.руб.	37,78	38,12	39,25
2	Неподконтрольные расходы	тыс.руб.	278,03	294,43	300,86
2.1.	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс.руб.			
2.2.	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс.руб.	7,65	5,400	5,40
2.3.	Концессионная плата	тыс.руб.			
2.4.	Арендная плата	тыс.руб.	52,85	70,85	70,85
2.6.	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	199,330	201,11	207,07
2.7.	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс.руб.			
2.8.	Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним	тыс.руб.			
2.9.	Суммарная экономия от снижения операционных расходов и от снижения потребления энергетических ресурсов, достигнутая регулируемой организацией в предыдущем долгосрочном периоде регулирования	тыс.руб.			
2.10.	Налог на прибыль	тыс.руб.	18,20	17,07	17,54
3	Расходы на приобретение энергетических ресурсов		101,34	22,66	23,44
3.1.	Расходы на компенсацию потерь	тыс.руб.	101,34	22,66	23,44
4.	Прибыль	тыс.руб.	72,78	68,270	70,160
5.	Расчетная предпринимательская прибыль	тыс.руб.	51,84	53,28	54,77
6.	Итого необходимая валовая выручка (НВВ)	тыс.руб.	1 280,96	1 222,57	1 256,35
7.	Полезный отпуск	тыс.Гкал.	10,00	2,088	2,088
8.	Тариф (среднегодовой)	руб.Гкал без НДС	128,10	585,41	601,59

АО «АЭРОПОРТ СУРГУТ»

Структура тарифа за 2019 год представлена в таблице 11.2.8.

Таблица 11.2.8 Структура тарифа АО «АЭРОПОРТ СУРГУТ» за 2019 год

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка; Передача. Тепловая энергия; Сбыт. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
			Информация
2	Выручка от регулируемой деятельности по виду деятельности	тыс. руб.	9 786,33
3	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс. руб.	27 077,92
3.1	расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс. руб.	0,00
3.2	расходы на топливо	тыс. руб.	6 730,56
3.2.1	газ природный по нерегулируемой цене	х	х
3.2.1.1	объем	тыс м3	1 949,00
3.2.1.2	стоимость за единицу объема	тыс. руб.	3,45
3.2.1.3	стоимость доставки	тыс. руб.	
3.2.1.4	способ приобретения	х	
3.3	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс. руб.	757,21
3.3.1	Средневзвешенная стоимость 1 кВт.ч (с учетом мощности)	руб.	2,87
3.3.2	Объем приобретенной электрической энергии	тыс. кВт·ч	264,2623
3.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	224,15
3.5	Расходы на хим. реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб.	76,75
3.6	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс. руб.	6 345,86
3.7	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб.	1 903,76
3.8	Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс. руб.	0,00
3.9	Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс. руб.	0,00
3.10	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс. руб.	282,86
3.11	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс. руб.	192,66
3.12	Общепроизводственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	0,00
3.12.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	0,00
3.12.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	0,00

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка; Передача. Тепловая энергия; Сбыт. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
			Информация
3.13	Общехозяйственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	0,00
3.13.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	0,00
3.13.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	0,00
3.14	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств	тыс. руб.	4 732,65
	Информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 процентов суммы расходов по указанной статье расходов		есть
3.15	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности, в том числе:	тыс. руб.	5 831,45
3.15.1	Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования	тыс. руб.	194,64
3.15.2	Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями	тыс. руб.	755,50
3.15.3	Другие расходы, не относящиеся к неподконтрольным расходам	тыс. руб.	4 780,21
3.15.4	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс. руб.	16,60
3.15.5	Расходы на обучение персонала	тыс. руб.	84,50
4	Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс. руб.	-17 291,60
5	Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс. руб.	-17 291,60
5.1	Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации	тыс. руб.	0,00
6	Изменение стоимости основных фондов, в том числе:	тыс. руб.	0,00
6.1	Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации)	тыс. руб.	0,00
6.1.1	Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию	тыс. руб.	0,00
6.1.2	Изменение стоимости основных фондов за счет их вывода в эксплуатацию	тыс. руб.	0,00
6.2	Изменение стоимости основных фондов за счет их переоценки	тыс. руб.	0,00

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка; Передача. Тепловая энергия; Сбыт. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации
			Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует Информация
7	Годовая бухгалтерская отчетность, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему	х	
8	Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для теплоснабжения, в том числе по каждому источнику тепловой энергии	Гкал/ч	17,50
9	Тепловая нагрузка по договорам теплоснабжения	Гкал/ч	3,77
10	Объем вырабатываемой тепловой энергии	тыс. Гкал	14,6812
10.1	Объем приобретаемой тепловой энергии	тыс. Гкал	
11	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. Гкал	6,1315
11.1	Определенном по приборам учета, в т.ч.:	тыс. Гкал	5,5357
11.1.1	Определенный по приборам учета объем тепловой энергии, отпускаемой по договорам потребителям, максимальный объем потребления тепловой энергии объектов которых составляет менее чем 0,2 Гкал	тыс. Гкал	0,7368
11.2	Определенном расчетным путем (нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс. Гкал	0,5958
12	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям	Ккал/ч. мес.	0,00
13	Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	0,72
13.1	Плановый объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	0,00
14	Среднесписочная численность основного производственного персонала	человек	10,50
15	Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	человек	0,00
16	Норматив удельного расхода условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, с распределением по источникам тепловой энергии, используемым для осуществления регулируемых видов деятельности	кг у. т./Гкал	0,0000
17	Плановый удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл./Гкал	162,2300

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка; Передача. Тепловая энергия; Сбыт. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации
			Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует Информация
18	Фактический удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл./Гкал	156,1818
19	Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. кВт.ч/Гкал	18,00
20	Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	куб.м/Гкал	0,40

СГМУП «СУРГУТСКИЙ ХЛЕБОЗАВОД»

Структура тарифа на тепловую энергию в 2019 г приведена ниже в табличной форме:

Таблица 11.2.9 Структура тарифа СГМУП «Сургутский Хлебозавод»

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка; Передача. Тепловая энергия; Сбыт. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации
			Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует Информация
2	Выручка от регулируемой деятельности по виду деятельности	тыс. руб.	23 341,00
3	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс. руб.	23 014,25
3.1	расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс. руб.	0,00
3.2	расходы на топливо	тыс. руб.	8 872,79
3.2.1	газ природный по нерегулируемой цене	х	х
3.2.1.1	объем	тыс м3	2 273,16
3.2.1.2	стоимость за единицу объема	тыс. руб.	3,90
3.2.1.3	стоимость доставки	тыс. руб.	0,49
3.2.1.4	способ приобретения	х	Прочее
3.3	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс. руб.	1 651,20
3.3.1	Средневзвешенная стоимость 1 кВт.ч (с учетом мощности)	руб.	4,75
3.3.2	Объем приобретенной электрической энергии	тыс. кВт·ч	347,3500

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка; Передача. Тепловая энергия; Сбыт. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации
			Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует Информация
3.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	704,06
3.5	Расходы на хим. реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб.	1 094,30
3.6	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс. руб.	4 470,50
3.7	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб.	1 358,95
3.8	Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс. руб.	1 693,80
3.9	Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс. руб.	508,15
3.10	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс. руб.	857,57
3.11	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс. руб.	0,00
3.12	Общепроизводственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	984,17
3.12.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	0,00
3.12.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	0,00
3.13	Общехозяйственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	719,21
3.13.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	0,00
3.13.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	0,00
3.14	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств	тыс. руб.	0,00
	Информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 процентов суммы расходов по указанной статье расходов		отсутствует
3.15	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности, в том числе:	тыс. руб.	99,55
3.15.1	расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс. руб.	99,55
4	Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс. руб.	326,75
5	Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс. руб.	261,25
5.1	Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий,	тыс. руб.	0,00

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка; Передача. Тепловая энергия; Сбыт. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
			Информация
	предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации		
6	Изменение стоимости основных фондов, в том числе:	тыс. руб.	0,00
6.1	Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации)	тыс. руб.	0,00
6.1.1	Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию	тыс. руб.	0,00
6.1.2	Изменение стоимости основных фондов за счет их вывода в эксплуатацию	тыс. руб.	0,00
6.2	Изменение стоимости основных фондов за счет их переоценки	тыс. руб.	0,00
7	Годовая бухгалтерская отчетность, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему	х	
8	Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для теплоснабжения, в том числе по каждому источнику тепловой энергии	Гкал/ч	10,08
8.1	котельная	Гкал/ч	10,08
9	Тепловая нагрузка по договорам теплоснабжения	Гкал/ч	5,15
10	Объем вырабатываемой тепловой энергии	тыс. Гкал	16,3300
10.1	Объем приобретаемой тепловой энергии	тыс. Гкал	0,0000
11	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. Гкал	15,0150
11.1	Определенном по приборам учета, в т.ч.:	тыс. Гкал	15,0150
11.1.1	Определенный по приборам учета объем тепловой энергии, отпускаемой по договорам потребителям, максимальный объем потребления тепловой энергии объектов которых составляет менее чем 0,2 Гкал	тыс. Гкал	3,8690
11.2	Определенном расчетным путем (нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс. Гкал	0,0000
12	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям	Ккал/ч. мес.	189,00
13	Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	189,00
13.1	Планный объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	189,00

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка; Передача. Тепловая энергия; Сбыт. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
			Информация
14	Среднесписочная численность основного производственного персонала	человек	9,50
15	Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	человек	3,00
16	Норматив удельного расхода условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, с распределением по источникам тепловой энергии, используемым для осуществления регулируемых видов деятельности	кг у. т./Гкал	172,6900
16.1	котельная	кг у. т./Гкал	172,6900
17	Плановый удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл./Гкал	172,6900
18	Фактический удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл./Гкал	172,5000
18.1	котельная	кг усл. топл./Гкал	172,5000
19	Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. кВт.ч/Гкал	19,39
20	Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	куб.м/Гкал	1,09

ООО УК «СЗТК»

Структура тарифа на тепловую энергию в 2019 году для потребителей г. Сургута приведена ниже в табличной форме:

Таблица 11.2.10 Структура тарифа ООО УК «СЗТК»

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка; Передача. Тепловая энергия; Сбыт. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
			Информация
2	Выручка от регулируемой деятельности по виду деятельности	тыс. руб.	25 783,07

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка; Передача. Тепловая энергия; Сбыт. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
			Информация
3	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс. руб.	28 784,80
3.1	расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс. руб.	0,00
3.2	расходы на топливо	тыс. руб.	7 590,61
3.2.1	газ природный по регулируемой цене	х	х
3.2.1.1	объем	тыс м3	1 962,92
3.2.1.2	стоимость за единицу объема	тыс. руб.	3,87
3.2.1.3	стоимость доставки	тыс. руб.	0,00
3.2.1.4	способ приобретения	х	Прямые договора без торгов
3.3	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс. руб.	2 946,07
3.3.1	Средневзвешенная стоимость 1 кВт.ч (с учетом мощности)	руб.	4,83
3.3.2	Объем приобретенной электрической энергии	тыс. кВт·ч	610,0100
3.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	262,80
3.5	Расходы на хим. реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб.	0,00
3.6	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс. руб.	7 532,94
3.7	Отчисления на социальные нужды основного	тыс. руб.	2 274,95

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка; Передача. Тепловая энергия; Сбыт. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
			Информация
	производственного персонала		
3.8	Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс. руб.	3 997,38
3.9	Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс. руб.	1 207,21
3.10	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс. руб.	0,00
3.11	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс. руб.	1 462,65
3.12	Общепроизводственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	1 499,70
3.12.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	0,00
3.12.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	0,00
3.13	Общехозяйственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	0,00
3.13.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	0,00
3.13.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	0,00
3.14	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств	тыс. руб.	0,00
	Информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 процентов суммы расходов по указанной статье расходов		отсутствует

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка; Передача. Тепловая энергия; Сбыт. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
			Информация
3.15	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности, в том числе:	тыс. руб.	10,49
3.15.1	Другие расходы	тыс. руб.	10,49
4	Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс. руб.	3 001,73
5	Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс. руб.	0,00
5.1	Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации	тыс. руб.	0,00
6	Изменение стоимости основных фондов, в том числе:	тыс. руб.	0,00
6.1	Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации)	тыс. руб.	0,00
6.1.1	Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию	тыс. руб.	0,00
6.1.2	Изменение стоимости основных фондов за счет их вывода в эксплуатацию	тыс. руб.	0,00
6.2	Изменение стоимости основных фондов за счет их переоценки	тыс. руб.	0,00
7	Годовая бухгалтерская отчетность, включая бухгалтерский	х	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=4f69c815-6865-416f-a32e-bf6dd31aeb98

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка; Передача. Тепловая энергия; Сбыт. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
			Информация
	баланс и приложения к нему		
8	Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для теплоснабжения, в том числе по каждому источнику тепловой энергии	Гкал/ч	16,00
9	Тепловая нагрузка по договорам теплоснабжения	Гкал/ч	1,60
10	Объем вырабатываемой тепловой энергии	тыс. Гкал	9 959,2300
10.1	Объем приобретаемой тепловой энергии	тыс. Гкал	0,0000
11	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. Гкал	9 507,0300
11.1	Определенном по приборам учета, в т.ч.:	тыс. Гкал	9 344,5800
11.1.1	Определенный по приборам учета объем тепловой энергии, отпускаемой по договорам потребителям, максимальный объем потребления тепловой энергии объектов которых составляет менее чем 0,2 Гкал	тыс. Гкал	0,0000
11.2	Определенном расчетным путем (нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс. Гкал	0,0000
12	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям	Ккал/ч. мес.	0,00
13	Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	162,45

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка; Передача. Тепловая энергия; Сбыт. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
			Информация
13.1	Плановый объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	622,39
14	Среднесписочная численность основного производственного персонала	человек	20,00
15	Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	человек	8,00
16	Норматив удельного расхода условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, с распределением по источникам тепловой энергии, используемым для осуществления регулируемых видов деятельности	кг у. т./Гкал	167,8500
17	Плановый удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл./Гкал	235,3700
18	Фактический удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл./Гкал	235,3800
19	Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. кВт.ч/Гкал	0,06

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка; Передача. Тепловая энергия; Сбыт. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
			Информация
20	Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	куб.м/Гкал	0,72

ООО «ТВС-СЕРВИС»

Структура тарифа на тепловую энергию в 2019 гг для потребителей г. Сургута приведена ниже в табличной форме:

Таблица 11.2.11 Структура тарифа ООО «ТВС-СЕРВИС»

	Показатели	Ед. изм.	2020 год			2021 год			
			Тариф	Факт		Ожидаемый			
				ВСЕГ О, в т.ч.	Производство	Передача	ВСЕГ О, в т.ч.	Производство	Передача
1	2	3	4	5	5.1.	5.2.	6	6.1.	6.2.
1	Операционные расходы	тыс.руб.	3 591,41	4 561,35	4 561,35		5 451,80	5 451,80	
1.1.	Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс.руб.		71,20	71,20		77,00	77,00	
1.2.	Расходы на ремонт основных средств	тыс.руб.		888,25	888,25		1 500,00	1 500,00	
1.3.	Расходы на оплату труда	тыс.руб.		2 871,00	2 871,00		2 957,20	2 957,20	
	Численность	чел.		5,75	5,75		5,75	5,75	
	Средняя зарплата в месяц	руб.		41 603,00	41 603,00		42 858,00	42 858,00	
1.3.1.	ОПР	тыс.руб.		1 560,00	1 560,00		1 606,81	1 606,81	
	Численность	чел.		3,5	3,5		3,50	3,5	
	Средняя зарплата в месяц	руб.		37 143,00	37 143,00		38 257,30	38 257,30	
	Льготный проезд к месту отдыха	тыс.руб.							
1.3.2.	Цеховые	тыс.руб.		536,00	536,00		552,10	552,10	
	Численность	чел.		1	1		1,00	1	

	Показатели	Ед. изм.	Тари ф	2020 год			2021 год		
				Факт			Ожидаемый		
				ВСЕГ О, в т.ч.	Производ ство	Перед ача	ВСЕГ О, в т.ч.	Производ ство	Перед ача
	Средняя зарплата в месяц	руб.		44 667,00	44 667,00		46 007,00	46 007,00	
	Льготный проезд к месту отдыха	тыс.руб.							
1.3.3.	АУП	тыс.руб.		775,00	775,00		798,30	798,30	
	Численность	чел.		1,25	1,25		1,25	1,25	
	Средняя зарплата в месяц	руб.		51 667,00	51 667,00		53 217,00	53 217,00	
	Льготный проезд к месту отдыха	тыс.руб.							
1.4.	Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями	тыс.руб.		143,60	143,60		143,60	143,60	
1.4.1.	Транспортные расходы связанные с обслуживанием производственных объектов	тыс.руб.		33,71	33,71		33,71	33,71	
1.4.2.	Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования	тыс.руб.		109,89	109,89		109,89	109,89	
1.5.	Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями	тыс.руб.		587,30	587,30		744,00	744,00	
1.5.1.	Расходы на оплату услуг связи	тыс.руб.		0,00	0,00		0,00	0,00	
1.5.2.	Расходы на оплату вневедомственной охраны	тыс.руб.		218,97	218,97		225,00	225,00	
1.5.3.	Расходы на оплату коммунальных услуг	тыс.руб.		18,45	18,45		19,00	19,00	
1.5.4.	Расходы на оплату	тыс.руб.		36,14	36,14		37,20	37,20	

	Показатели	Ед. изм.	Тари ф	2020 год			2021 год		
				Факт			Ожидаемый		
				ВСЕГ О, в т.ч.	Производ ство	Перед ача	ВСЕГ О, в т.ч.	Производ ство	Перед ача
	юридических, информационных, аудиторских и консультационных услуг								
1.5.5.	Расходы на оплату других работ и услуг	тыс.руб.		295,00	295,00		443,50	443,50	
1.5.6.	Прочие	тыс.руб.		18,74	18,74		19,30	19,30	
1.6.	Расходы на служебные командировки	тыс.руб.		0,00	0,00		0,00	0,00	
1.7.	Расходы на обучение персонала	тыс.руб.		0,00	0,00		30,00	30,00	
1.8.	Лизинговый платеж, арендная плата	тыс.руб.		0,00	0,00		0,00	0,00	
1.9.	Другие расходы, не относящиеся к неподконтрольным расходам	тыс.руб.		0,00	0,00		0,00	0,00	
1.9.1.	Расходы по охране труда и технике безопасности.	тыс.руб.		0,00	0,00		0,00	0,00	
1.9.2.	Расходы на канцелярские товары.	тыс.руб.		0,00	0,00		0,00	0,00	
1.9.3.	Прочие	тыс.руб.		0,00	0,00		0,00	0,00	
2	Неподконтрольные расходы	тыс.руб.	1 468,7 5	2 068,25	2 068,25		1 547,55	1 547,55	
2.1.	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс.руб.	0,00						
2.1.1.	Стоки производственные	тыс.руб.	0,00						
2.1.1.1.	объем стоков	тыс. м3							
2.1.1.2.	цена стоков	руб./м3							

	Показатели	Ед. изм.	2020 год				2021 год		
			Тари ф	Факт			Ожидаемый		
				ВСЕГ О, в т.ч.	Производ ство	Перед ача	ВСЕГ О, в т.ч.	Производ ство	Перед ача
2.1.2.	Услуги по передаче т/э	тыс.ру б.	0,00						
2.1.2.1.	Объем т/э	тыс. Гкал							
2.1.2.2.	Цена т/э	руб./ Гкал							
2.2.	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс.ру б.	186,10	188,71	188,71		204,96	204,96	
2.2.1.	Плата за выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду, размещение отходов и другие виды негативного воздействия на окружающую среду в пределах установленных нормативов и (или) лимитов	тыс.ру б.	0,00						
2.2.2.	Расходы на обязательное страхование	тыс.ру б.	16,50	16,50	16,50		16,50	16,50	
2.2.3.	Земельный налог	тыс.ру б.	70,50	87,41	87,41		87,42	87,42	
2.2.4.	Транспортный налог	тыс.ру б.	0,00						
2.2.5.	Водный налог	тыс.ру б.	0,00						
2.2.6.	Налог на имущество	тыс.ру б.	0,00						
2.2.7.	Иные расходы	тыс.ру б.	0,00						
2.3.	Концессионная плата	тыс.ру б.	0,00						
2.4.	Арендная плата	тыс.ру б.	0,00						
2.5.	Расходы по сомнительным долгам	тыс.ру б.	0,00						
2.6.	Отчисления на социальные нужды	тыс.ру б.	761,10	867,04	867,04		893,09	893,09	

	Показатели	Ед. изм.	2020 год				2021 год		
			Тари ф	Факт			Ожидаемый		
				ВСЕГ О, в т.ч.	Производ ство	Перед ача	ВСЕГ О, в т.ч.	Производ ство	Перед ача
2.6.1.	ОПР	тыс.ру б.		471,12	471,12		485,26	485,26	
2.6.2.	Цеховые	тыс.ру б.		161,87	161,87		166,73	166,73	
2.6.3.	АУП	тыс.ру б.		234,05	234,05		241,10	241,10	
2.7.	Амортизация основных средств и нематериальны х активов	тыс.ру б.	521,6 5	449,50	449,50		449,50	449,50	
2.7.1.	амортизация основных средств	тыс.ру б.	521,6 5	449,50	449,50		449,50	449,50	
2.7.2.	амортизация прочая	тыс.ру б.							
2.7.2. 1.	Ввод объектов в 2016	тыс.ру б.							
2.7.2. 2.	Ввод объектов в 2017	тыс.ру б.							
2.7.2. 3.	Ввод объектов в 2018	тыс.ру б.							
2.8.	Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним	тыс.ру б.	0,00	563,00	563,00		0,00	0,00	
2.9.	Расходы концессионера на осуществление государственно го кадастрового учета и (или) государственно й регистрации права собственности концедента	тыс.ру б.	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	
2.10.	Суммарная экономия от снижения операционных расходов и от снижения потребления энергетических ресурсов, достигнутая	тыс.ру б.	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	

	Показатели	Ед. изм.	2020 год				2021 год		
			Тари ф	Факт			Ожидаемый		
				ВСЕГ О, в т.ч.	Производ ство	Перед ача	ВСЕГ О, в т.ч.	Производ ство	Перед ача
	регулируемой организацией в предыдущем долгосрочном периоде регулирования								
2.11.	Налог на прибыль	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	
3	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс.руб.	4 847,0 7	4 011,50	4 011,50		4 207,06	4 207,06	
3.1.	Топливо	тыс.руб.	4 341,1 4	3 655,71	3 655,71		3753,7 5	3753,75	
3.1.1.	Затраты на газ	тыс.руб.	4 341,1 4	3 655,71	3 655,71		3753,7 5	3753,75	
3.1.1.1.	КПД	%	83,50	83,50	83,50		83,50	83,50	
3.1.1.2.	НУР топлива от выработки	кг.у.т. Гкал.							
3.1.1.3.	НУР топлива от отпуска в сеть	кг.у.т. Гкал.	174,4 0	174,40	174,40		174,40	174,40	
3.1.1.3.1.	Теплота сгорания топлива	ккал/кг							
3.1.1.4.	Переводной коэффициент		1,15	1,15	1,15		1,15	1,15	
3.1.1.5.	НУР топлива от выработки	м3/Гкал							
3.1.1.6.	НУР топлива от отпуска в сеть	м3/Гкал	151,6 0	151,60	151,60		151,60	151,60	
3.1.1.7.	Цена топлива	руб/ т. м3	4 801,3 1	4 801,31	4 801,31		4930,0 6	4930,06	
3.1.1.7.1.	топливо	руб/ т. м3	4219, 73	4219,7 3	4219,73		4330,0 6	4330,06	
3.1.1.7.2.	транспортировка	руб/ т. м3	581,5 8	581,58	581,58		600	600	
3.1.1.8.	Объем топлива	тыс. м3	904,1 6	761,4	761,4		761,4	761,4	
3.1.2.	Затраты на нефть	тыс.руб.							
3.1.1.1.	КПД	%							
3.1.1.2.	НУР топлива от выработки	кг.у.т. Гкал.							

	Показатели	Ед. изм.	2020 год				2021 год		
			Тари ф	Факт			Ожидаемый		
				ВСЕГ О, в т.ч.	Производ ство	Перед ача	ВСЕГ О, в т.ч.	Производ ство	Перед ача
3.1.1.3.	НУР топлива от отпуска в сеть	кг.у.т. Гкал.							
3.1.1.4.	Переводной коэффициент								
3.1.1.5.	НУР топлива от выработки	т.н.т							
3.1.1.6.	НУР топлива от отпуска в сеть	т.н.т							
3.1.1.7.	Цена топлива	руб/ тонн							
3.1.1.7.1.	Топливо	руб/ тонн							
3.1.1.7.2.	транспортировка	руб/ тонн							
3.1.1.8.	Объем топлива	тонн							
	Затраты на другие виды топлива заполняются аналогично	тыс.ру б.							
3.2.	Электрическая энергия	тыс.ру б.	464,0 8	316,00	316,00		412,11	412,11	
3.2.1.	Затраты на э/э	тыс.ру б.	464,0 8	316,00	316,00		412,11	412,11	
3.2.1.1.	НУР э/э	кВтч/Г кал	12,25	12,25	12,25		12,25	12,25	
3.2.1.2.	Цена э/э	руб/кВ тч	6,26	6,32	6,32		7,23	7,23	
3.2.1.3.	Объем э/э	тыс.кВ тч	74,12	50,00	50,00		57,00	57,00	
3.3.	Вода	тыс.ру б.	41,85	39,79	39,79		41,20	41,20	
3.3.1.	Затраты на воду	тыс.ру б.	41,85	39,79	39,79		41,20	41,20	
3.3.2.	НУР воды (производство)	м3/Гка л	0,15	0,15	0,15		0,15	0,15	
3.3.3.	Цена воды	руб/м3	46,98	46,98	46,98		48,64	48,64	
3.3.4.	Расход воды (объем)	тыс. м3	0,89	0,847	0,847		0,847	0,847	
3.4.	Покупная тепловая энергия	тыс.ру б.							
3.4.1.	Цена	руб./Гк ал							
3.4.2.	Объем	тыс. Гкал							
3.5.	Расходы на компенсацию потерь (тариф утвержден приказом)	тыс.ру б.							

	Показатели	Ед. изм.	2020 год				2021 год		
			Тари ф	Факт			Ожидаемый		
				ВСЕГ О, в т.ч.	Производ ство	Перед ача	ВСЕГ О, в т.ч.	Производ ство	Перед ача
	органа регулирования)								
4.	Прибыль	тыс.ру б.	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	
4.1.	Нормативный уровень прибыли	%							
4.1.1.	Расходы на развитие производства (по инвестиционной программе)	тыс.ру б.							
4.1.2.	Расходы по коллективному договору (в т.ч. на поощрение)	тыс.ру б.							
4.1.3.	Прочие	тыс.ру б.							
5	Расчетная предпринимательская прибыль	тыс.ру б.	278,00	331,48	331,48		350,00	350,00	
5.1.	Размер расчетной предпринимательской прибыли	%	5,00	5,00	5,00		5,00	5,00	
6	Результаты деятельности до перехода к регулированию цен (тарифов) на основе долгосрочных параметров регулирования	тыс.ру б.							
7	Корректировка:	тыс.ру б.							
7.1.	Учет отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов	тыс.ру б.							
7.2.	Учет надежности и качества реализуемых	тыс.ру б.							

	Показатели	Ед. изм.	Тари ф	2020 год			2021 год		
				Факт			Ожидаемый		
				ВСЕГ О, в т.ч.	Производ ство	Перед ача	ВСЕГ О, в т.ч.	Производ ство	Перед ача
	товаров (оказываемых услуг), подлежащая учету в НВВ								
7.3.	НВВ в связи с изменением (неисполнением) инвестиционно й программы	тыс.ру б.							
7.4.	Учет в НВВ и учитывающая отклонение фактических показателей энергосбережения и повышения энергетической эффективности от установленных плановых (расчетных) показателей и отклонение сроков реализации программы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности от установленных сроков реализации такой программы	тыс.ру б.							
8	Итого необходимая валовая выручка (НВВ)	тыс.ру б.		10 972,58	10 972,58		11 556,41	11 556,41	
9	Тариф на тепловую энергию (среднегодовой)	руб./ Гкал без НДС	1 715,8 9	2 185,34	2 185,34		2 301,62	2 301,62	

АО «ГОРРЕМСТРОЙ»

Структура тарифа на тепловую энергию в 2019г. для потребителей г. Сургута приведена ниже в табличной форме:

Таблица 11.2.12 Структура тарифа АО «Горремстрой»

№ п/п	Наименование статьи расходов	Тариф	2021 год		Принято РСТ Югры по результатам корректировки				Обоснования корректировки расходов
			2021 год	Предложено ТСО на корректировку	Отклонение от тарифа	2021 год	Отклонение от тарифа	2022 год	
1.	Операционные расходы, всего:	1 871,51	2 705,92	834,41	1 869,70	-1,80	1 923,19	1 980,12	В соответствии с принятыми показателями
1.1.	Индекс потребительских цен	103,70	-	-	103,60	-0,10	103,90	104,00	
1.2.1.	Индекс количества активов (производство)	0,00	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	
1.2.2.	Индекс количества активов (передача)	0,00	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	
1.3.	Индекс эффективности операционных расходов	1,00	-	-	1,00	0,00	1,00	1,00	
1.4.	Коэффициент эластичности затрат по росту активов	0,75	-	-	0,75	0,00	0,75	0,75	
1.5.	Коэффициент индексации операционных расходов	1,027	-	-	1,026	-0,001	1,029	1,030	
2.	Неподконтрольные расходы, всего:	614,84	779,78	164,94	720,84	105,99	739,47	756,98	В соответствии с принятыми расходами
2.1.	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющим и регулируемые виды деятельности	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	х
2.2.	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	29,23	61,89	32,66	29,48	0,25	29,48	27,13	Принята плата за выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду в размере 1,50 тыс. руб., расходы на обязательное страхование в размере 16,50 тыс. руб., земельный налог в размере 1,50 тыс. руб., налог на имущество в размере 9,98 тыс.руб.
2.3.	Концессионная плата	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	х
2.4.	Арендная плата	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	х

№ п/п	Наименование статьи расходов	Тариф	2021 год		Принято РСТ Югры по результатам корректировки				Обоснования корректировки расходов
		2021 год	Предложено ТСО на корректировку	Отклонение от тарифа	2021 год	Отклонение от тарифа	2022 год	2023 год	
2.5.	Расходы по сомнительным долгам	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	х
2.6.	Отчисления на социальные нужды	372,10	477,84	105,74	477,84	105,74	496,48	516,33	х
2.7.	Амортизация основных средств и нематериальных активов	213,51	240,05	26,54	213,51	0,00	213,51	213,51	В соответствии с представленными документами, исходя из срока полезного использования и остаточной стоимости объектов теплоснабжения
2.8.	Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	х
2.9.	Расходы концессионера на осуществление государственного кадастрового учета и (или) государственной регистрации права собственности концедента	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	х
2.10.	Суммарная экономия от снижения операционных расходов и от снижения потребления энергетических ресурсов, достигнутая регулируемой организацией в предыдущем долгосрочном периоде регулирования	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	х
2.11.	Налог на прибыль	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	х
3.	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	1 238,90	1 896,58	657,68	1 736,74	497,84	1 792,58	1 850,14	В соответствии с принятыми расходами

№ п/п	Наименование статьи расходов	Тариф	2021 год		Принято РСТ Югры по результатам корректировки				Обоснования корректировки расходов
		2021 год	Предложено ТСО на корректировку	Отклонение от тарифа	2021 год	Отклонение от тарифа	2022 год	2023 год	
	Технологические потери, тыс.Гкал	0,18	0,24	0,06	0,25	0,07	0,25	0,25	На уровне показателей
	Технологические потери, %	10,42	10,50	0,08	10,42	0,00	10,42	10,42	энергосбережения и энергетической эффективности, утвержденных Приказом РСТ Югры от 04.12.2018 № 72-нп (далее - Приказ № 72-нп)
3.1.	Расходы на топливо	981,45	1 258,33	276,88	1 348,86	367,41	1 389,49	1 431,17	В соответствии с принимаемыми показателями
3.1.2.	НУР топлива (от отпуска в сеть), кг у.т./Гкал	155,49	155,70	0,21	155,49	0,00	155,49	155,49	На уровне показателей
3.1.3.	КПД, %	94,00	94,00	0,00	94,00	0,00	94,00	94,00	энергосбережения и энергетической эффективности утвержденных Приказом № 72-нп
3.1.4.	Цена газа (горючий отобранный лимитный), руб./тыс. м3	4 127,24	4 194,43	67,19	4 106,07	-21,17	4 229,74	4 356,63	Поставщиком газа является ПАО "Сургутнефтегаз". Стоимость газа сформирована с учетом цены на газ, согласно представленным счет-фактурам за 2 полугодие 2020 года в размере 3573,00 руб./тыс.м3, цены транспортировки газа по газораспределительным сетям ОАО "Сургутгаз" в соответствии с приказами ФСТ России от 14.04.2015 № 88-э/9 в размере 484,65 руб./тыс.м3 и показателей Прогноза
	Индексы цен на топливо "газ", %	103,00	-	-	103,00	0,00	103,00	103,00	С июля по Прогнозу
3.1.5.	Объем топлива, тыс. м3	237,80	300,00	62,20	328,50	90,71	328,50	328,50	Исходя из принятых объемов отпуска тепловой энергии в сеть, НУР топлива и калорийного эквивалента топлива в размере 1,14 согласно актам сдачи-приемки газа

№ п/п	Наименование статьи расходов	Тариф	2021 год		Принято РСТ Югры по результатам корректировки				Обоснования корректировки расходов
		2021 год	Предложено ТСО на корректировку	Отклонение от тарифа	2021 год	Отклонение от тарифа	2022 год	2023 год	
									за отчетный период 2020 года
3.1.6.	Норматив запасов топлива на источниках тепловой энергии (тонн, м3)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	Утвержденные нормативы запасов топлива на источниках тепловой энергии не представлены, затраты не заявляет
3.2.	Расходы на электрическую энергию	213,45	586,50	373,05	328,22	114,76	341,35	355,00	В соответствии с принимаемыми показателями
3.2.1.	НУР электроэнергии, кВтч/Гкал	22,00	22,00	0,00	22,00	0,00	22,00	22,00	Согласно Приказу № 72-нп
3.2.2.	Цена э/э, руб./кВтч	5,37	5,34	-0,03	6,08	0,70	6,32	6,57	Цена э/э принята с учетом средней цены за отчетный период 2020 года (5,84 руб./кВтч) и показателей Прогноза. Поставщик э/э АО "ЭНЕРГОСБЫТОВАЯ КОМПАНИЯ "ВОСТОК"
	Индексы цен на электроэнергию, %	104,10	-	-	104,00	-0,10	104,00	104,00	Среднегодовой по Прогнозу
3.2.3.	Объем электроэнергии, тыс.кВтч	39,72	109,83	70,11	54,02	14,30	54,02	54,02	Исходя из принятых объемов выработки тепловой энергии и НУР электроэнергии
3.3.	Расходы на холодную воду	43,99	51,74	7,75	59,66	15,67	61,74	63,96	В соответствии с принимаемыми показателями
3.3.1.	НУР воды, м3/Гкал	0,60	0,49	-0,11	0,60	0,00	0,60	0,60	Согласно Приказу № 72-нп
3.3.2.	Цена воды, руб./м3.	40,61	43,12	2,51	40,50	-0,11	41,91	43,41	Цена воды принята согласно приказу РСТ Югры от 06.12.2018 № 79-нп (39,96 руб./м3) и показателей Прогноза. Поставщик - СГ МУП "Горводоканал"
	Индексы цен на воду, %	103,60	-	-	103,40	-0,20	103,60	103,60	С июля по Прогнозу
3.3.3.	Объем воды, тыс.м3	1,08	1,20	0,12	1,47	0,39	1,47	1,47	Исходя из принятых объемов выработки тепловой энергии и НУР воды
4.	Прибыль	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	х

№ п/п	Наименование статьи расходов	Тариф	2021 год		Принято РСТ Югры по результатам корректировки				Обоснования корректировки расходов
		2021 год	Предложено ТСО на корректировку	Отклонение от тарифа	2021 год	Отклонение от тарифа	2022 год	2023 год	
4.1.	Нормативный уровень прибыли, %	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
5.	Расчетная предпринимательская прибыль	137,19	132,30	-4,89	129,79	-7,40	135,60	140,32	Расходы определены согласно п. 74 (1) Основ в соответствии с формулой 20 п. 49 Методических указаний
6.	Результаты деятельности до перехода к регулированию тарифов на основе долгосрочных параметров регулирования	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	х
7.	Корректировка с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	х
8.	Корректировка с учетом надежности и качества реализуемых товаров (оказываемых услуг), подлежащая учету в НВВ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	х
9.	Корректировка НВВ в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы	-	-	-	-	-	-	-	х
10.	Корректировка*	-	-	-	-	-	-	-	х
11.	Итого НВВ	3 862,44	5 514,58	1 652,14	4 457,07	594,63	4 590,84	4 727,55	В соответствии с принятыми расходами
11.1.	НВВ на производство	3 733,09	5 514,58	1 781,49	4 329,05	595,96	4 458,86	4 591,37	
11.2.	НВВ на передачу	129,35	0,00	-129,35	2 128,02	-1,32	8 131,98	8 136,18	
13.	Объем полезного отпуска, тыс. Гкал	1,58	2,05	0,47	2,15	0,57	2,15	2,15	Согласно Схеме теплоснабжения

№ п/п	Наименование статьи расходов	Тариф	2021 год		Принято РСТ Югры по результатам корректировки				Обоснования корректировки расходов
		2021 год	Предложено ТСО на корректировку	Отклонение от тарифа	2021 год	Отклонение от тарифа	2022 год	2023 год	
12.1.	1 полугодие, тыс. Гкал	0,87	1,24	0,37	1,30	0,43	1,30	1,30	
12.1.1.	Доля полезного отпуска в годовом объеме, %	55,00	60,49	5,49	60,49	5,49	60,49	60,49	
12.2.	2 полугодие, тыс. Гкал	0,71	0,81	0,10	0,85	0,14	0,85	0,85	
12.2.1.	Доля полезного отпуска в годовом объеме, %	45,00	39,51	-5,49	39,51	-5,49	39,51	39,51	
14.	Тариф, руб./ Гкал (без НДС)	2443,03	2 690,04	247,00	2 073,06	-369,98	2 135,27	2 198,86	С учетом корректировки НВВ
15.	Объем договорной тепловой нагрузки, Гкал/час	0,62	0,84	0,22	0,84	0,22	0,84	0,84	В соответствии с принятой выработкой

ООО «ТЕХНИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ»

Структура тарифа на тепловую энергию в 2021г. для потребителей г. Сургута приведена ниже в табличной форме:

Таблица 11.2.13 Структура тарифа ООО «Технические системы»

1	Показатели	Ед. изм.	Тари ф	2020 год			2021 год		
				Факт			Ожидаемый		
				ВСЕГ О, в т.ч.	Производ ство	Перед ача	ВСЕГ О, в т.ч.	Производ ство	Перед ача
2	Численность	чел.	4	6,00			6,00		
	Средняя зарплата в месяц	руб.							
1.3.1.	ОПР	тыс.ру б.		899,81			962,36		
	Численность	чел.		4			4,00		
	Средняя зарплата в месяц	руб.		26 732,36			26 732,36		
	Льготный проезд к месту отдыха	тыс.ру б.							
1.3.2.	Цеховые	тыс.ру б.							
	Численность	чел.							
	Средняя зарплата в месяц	руб.							
	Льготный проезд к месту отдыха	тыс.ру б.							
1.3.3.	АУП	тыс.ру б.		429,00			600,00		
	Численность	чел.		2			2,00		
	Средняя зарплата в месяц	руб.		17 875,00			25 000,00		
	Льготный проезд к месту отдыха	тыс.ру б.							
1.4.	Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями	тыс.ру б.		274,00			195,00		
1.4.1.	Транспортные расходы связанные с обслуживанием производственных объектов	тыс.ру б.		27,40					

	Показатели	Ед. изм.	Тари ф	2020 год			2021 год		
				Факт			Ожидаемый		
				ВСЕГ О, в т.ч.	Производ ство	Перед ача	ВСЕГ О, в т.ч.	Производ ство	Перед ача
1.4.2.	Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования	тыс.ру б.		246,60			195,00		
1.5.	Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями	тыс.ру б.		443,57			274,29		
1.5.1.	Расходы на оплату услуг связи	тыс.ру б.		76,40			76,40		
1.5.2.	Расходы на оплату вневедомственной охраны	тыс.ру б.							
1.5.3.	Расходы на оплату коммунальных услуг	тыс.ру б.							
1.5.4.	Расходы на оплату юридических, информационных, аудиторских и консультационных услуг	тыс.ру б.		29,00			25,00		
1.5.5.	Расходы на оплату других работ и услуг	тыс.ру б.		83,00			83,00		
1.5.6.	Прочие	тыс.ру б.		255,17			89,89		
1.6.	Расходы на служебные командировки	тыс.ру б.		27,20					
1.7.	Расходы на обучение персонала	тыс.ру б.		58,00					
1.8.	Лизинговый платеж, арендная плата	тыс.ру б.							
1.9.	Другие расходы, не относящиеся к неподконтрольным расходам	тыс.ру б.		58,40			35,00		
1.9.1.	Расходы по охране труда и технике безопасности.	тыс.ру б.		23,80					

	Показатели	Ед. изм.	2020 год				2021 год		
			Тари ф	Факт			Ожидаемый		
				ВСЕГ О, в т.ч.	Производ ство	Перед ача	ВСЕГ О, в т.ч.	Производ ство	Перед ача
1.9.2.	Расходы на канцелярские товары.	тыс.ру б.		34,60			35,00		
1.9.3.	Прочие	тыс.ру б.							
2	Неподконтрольные расходы	тыс.ру б.	684,21	1031,32			1059,40		
2.1.	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс.ру б.							
2.1.1.	Стоки производственные	тыс.ру б.							
2.1.1.1.	объем стоков	тыс. м3							
2.1.1.2.	цена стоков	руб./м3							
2.1.2.	Услуги по передаче т/э	тыс.ру б.							
2.1.2.1.	Объем т/э	тыс. Гкал							
2.1.2.2.	Цена т/э	руб./Гкал							
2.2.	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс.ру б.		452,09			402,66		
2.2.1.	Плата за выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду, размещение отходов и другие виды негативного воздействия на окружающую среду в пределах установленных нормативов и (или) лимитов	тыс.ру б.		129,00			132,87		

	Показатели	Ед. изм.	2020 год			2021 год			
			Тари ф	Факт			Ожидаемый		
				ВСЕГ О, в т.ч.	Производ ство	Перед ача	ВСЕГ О, в т.ч.	Производ ство	Перед ача
2.2.2.	Расходы на обязательное страхование	тыс.ру б.		14,03			14,03		
2.2.3.	Земельный налог	тыс.ру б.							
2.2.4.	Транспортный налог	тыс.ру б.							
2.2.5.	Водный налог	тыс.ру б.							
2.2.6.	Налог на имущество	тыс.ру б.		55,76			55,76		
2.2.7.	Иные расходы (расходы по ЕНВД, Налог по УСН, Услуги банка)	тыс.ру б.		253,30			200,00		
2.3.	Концессионная плата	тыс.ру б.							
2.4.	Арендная плата	тыс.ру б.		115,00			118,45		
2.5.	Расходы по сомнительным долгам	тыс.ру б.							
2.6.	Отчисления на социальные нужды	тыс.ру б.		394,65			468,71		
2.6.1.	ОПР	тыс.ру б.		267,24			288,71		
2.6.2.	Цеховые	тыс.ру б.							
2.6.3.	АУП	тыс.ру б.		127,41			180,00		
2.7.	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс.ру б.		69,58			69,58		
2.7.1.	амортизация основных средств	тыс.ру б.							
2.7.2.	амортизация прочая	тыс.ру б.							
2.7.2.1.	Ввод объектов в 2016	тыс.ру б.							
2.7.2.2.	Ввод объектов в 2017	тыс.ру б.							
2.7.2.3.	Ввод объектов в 2018	тыс.ру б.							
2.8.	Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным	тыс.ру б.							

	Показатели	Ед. изм.	2020 год			2021 год			
			Тари ф	Факт			Ожидаемый		
				ВСЕГ О, в т.ч.	Производ ство	Перед ача	ВСЕГ О, в т.ч.	Производ ство	Перед ача
	договорам, включая проценты по ним								
2.9.	Расходы концессионера на осуществление государственного кадастрового учета и (или) государственной регистрации права собственности концедента	тыс.ру б.							
2.10.	Суммарная экономия от снижения операционных расходов и от снижения потребления энергетических ресурсов, достигнутая регулируемой организацией в предыдущем долгосрочном периоде регулирования	тыс.ру б.							
2.11.	Налог на прибыль	тыс.ру б.							
3	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс.ру б.	1 926,25	1 456,90		1 961,96			
3.1.	Топливо	тыс.ру б.	1 524,75	1 037,48		1 530,05			
3.1.1.	Затраты на газ	тыс.ру б.	1 524,75	1 037,48		1 530,05			
3.1.1.1.	КПД	%	89,60	89,60		89,6			
3.1.1.2.	НУР топлива от выработки	кг.у.т. Гкал.	159,84			159,84			
3.1.1.3.	НУР топлива от отпуска в сеть	кг.у.т. Гкал.							

	Показатели	Ед. изм.	2020 год			2021 год			
			Тари ф	Факт			Ожидаемый		
				ВСЕГ О, в т.ч.	Производ ство	Перед ача	ВСЕГ О, в т.ч.	Производ ство	Перед ача
3.1.1. 3.1	Теплота сгорания топлива	ккал/кг							
3.1.1. 4.	Переводной коэффициент		1,15	1,15		1,15			
3.1.1. 5.	НУР топлива от выработки	м3/Гкал							
3.1.1. 6.	НУР топлива от отпуска в сеть	м3/Гкал							
3.1.1. 7.	Цена топлива	руб/ т. м3	4 922,9 3	4 787,64		4 940,11			
3.1.1. 7.1.	топливо	руб/ т. м3		4 216,06		4 342,54			
3.1.1. 7.2.	транспортировка	руб/ т. м3		571,58		185,53			
3.1.1. 8.	Объем топлива	тыс. м3	309,7 2	216,70		355,72			
3.1.2.	Затраты на нефть	тыс.ру б.							
3.1.1. 1.	КПД	%							
3.1.1. 2.	НУР топлива от выработки	кг.у.т. Гкал.							
3.1.1. 3.	НУР топлива от отпуска в сеть	кг.у.т. Гкал.							
3.1.1. 4.	Переводной коэффициент								
3.1.1. 5.	НУР топлива от выработки	т.н.т							
3.1.1. 6.	НУР топлива от отпуска в сеть	т.н.т							
3.1.1. 7.	Цена топлива	руб/ тонн							
3.1.1. 7.1.	Топливо	руб/ тонн							
3.1.1. 7.2.	транспортировка	руб/ тонн							
3.1.1. 8.	Объем топлива	тонн							
	Затраты на другие виды топлива заполняются аналогично	тыс.ру б.							
3.2.	Электрическая энергия	тыс.ру б.	389,9 8	407,88		420,37			
3.2.1.	Затраты на э/э	тыс.ру б.	389,9 8	407,88		420,37			
3.2.1. 1	НУР э/э	кВтч/Г кал	24,50						
3.2.1. 2	Цена э/э	руб/кВ тч	7,15	6,88		7,09			

	Показатели	Ед. изм.	2020 год				2021 год		
			Тари ф	Факт			Ожидаемый		
				ВСЕГ О, в т.ч.	Производ ство	Перед ача	ВСЕГ О, в т.ч.	Производ ство	Перед ача
3.2.1.3	Объем э/э	тыс.кВт тч	54,52	59,29			59,29		
3.3.	Вода	тыс.ру б.		11,54			11,54		
3.3.1.	Затраты на воду	тыс.ру б.	11,54	11,54			11,54		
3.3.2.	НУР воды (производство)	м3/Гка л	0,17						
3.3.3.	Цена воды	руб/м3	31,20	31,20			31,20		
3.3.4.	Расход воды (объем)	тыс. м3	0,37	0,37			0,37		
3.4.	Покупная тепловая энергия	тыс.ру б.							
3.4.1.	Цена	руб./Гка л							
3.4.2.	Объем	тыс. Гкал							
3.5.	Расходы на компенсацию потерь (тариф утвержден приказом органа регулирования)	тыс.ру б.							
4.	Прибыль	тыс.ру б.	161,1 7						
4.1.	Нормативный уровень прибыли	%							
4.1.1.	Расходы на развитие производства (по инвестиционно й программе)	тыс.ру б.							
4.1.2.	Расходы по коллективному договору (в т.ч. на поощрение)	тыс.ру б.							
4.1.3.	Прочие	тыс.ру б.							
5	Расчетная предпринимате льская прибыль	тыс.ру б.		18,00			18,00		
5.1.	Размер расчетной предпринимате льской прибыли	%							
6	Результаты деятельности до перехода к	тыс.ру б.							

	Показатели	Ед. изм.	Тари ф	2020 год			2021 год		
				Факт			Ожидаемый		
				ВСЕГ О, в т.ч.	Производ ство	Перед ача	ВСЕГ О, в т.ч.	Производ ство	Перед ача
	регулированию цен (тарифов) на основе долгосрочных параметров регулирования								
7	Корректировка:	тыс.ру б.							
7.1.	Учет отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов	тыс.ру б.							
7.2.	Учет надежности и качества реализуемых товаров (оказываемых услуг), подлежащая учету в НВВ	тыс.ру б.							
7.3.	НВВ в связи с изменением (неисполнением) инвестиционно й программы	тыс.ру б.							
7.4.	Учет в НВВ и учитывающая отклонение фактических показателей энергосбережения и повышения энергетической эффективности от установленных плановых (расчетных) показателей и отклонение сроков реализации программы в области энергосбережен	тыс.ру б.							

Показатели	Ед. изм.	Тари ф	2020 год			2021 год		
			Факт			Ожидаемый		
			ВСЕГ О, в т.ч.	Производ ство	Перед ача	ВСЕГ О, в т.ч.	Производ ство	Перед ача
ия и повышения энергетической эффективности от установленных сроков реализации такой программы								
8 Итого необходимая валовая выручка (НВВ)	тыс.ру б.	5 026,50	4 741,21		5 106,01			
9 Тариф на тепловую энергию (среднегодовой)	руб./ Гкал без НДС	2 359,86	2 262,42		2 389,95			
10 Справочно: Указываются субсидии, плата концедента (из бюджетов, бюджетной системы РФ)**	тыс.ру б.	X						

ООО «СКАТ-БАЗА»

Структура тарифа за 2019 год ООО «СКАТ-БАЗА» представлена в таблице 11.2.14.

Таблица 11.2.14 Структура тарифа ООО «СКАТ-БАЗА»

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка; Передача. Тепловая энергия; Сбыт. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
			Информация
2	Выручка от регулируемой деятельности по виду деятельности	тыс. руб.	5 092,00
3	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс. руб.	10 648,82
3.1	расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс. руб.	0,00

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка; Передача. Тепловая энергия; Сбыт. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
			Информация
3.2	расходы на топливо	тыс. руб.	3 047,06
3.2.1	газ природный по регулируемой цене	х	х
3.2.1.1	объем	тыс м3	656,47
3.2.1.2	стоимость за единицу объема	тыс. руб.	4,06
3.2.1.3	стоимость доставки	тыс. руб.	381,79
3.2.1.4	способ приобретения	х	Прямые договора без торгов
3.3	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс. руб.	1 001,50
3.3.1	Средневзвешенная стоимость 1 кВт.ч (с учетом мощности)	руб.	7,59
3.3.2	Объем приобретенной электрической энергии	тыс. кВт.ч	131,9590
3.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	47,32
3.5	Расходы на хим. реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб.	0,00
3.6	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс. руб.	1 727,47
3.7	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб.	521,70
3.8	Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс. руб.	701,62
3.9	Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс. руб.	212,00

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка; Передача. Тепловая энергия; Сбыт. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
			Информация
3.10	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс. руб.	156,69
3.11	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс. руб.	0,00
3.12	Общепроизводственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	324,49
3.12.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	324,49
3.12.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	0,00
3.13	Общехозяйственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	0,00
3.13.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	0,00
3.13.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	0,00
3.14	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств	тыс. руб.	0,00
	Информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 процентов суммы расходов по указанной статье расходов		отсутствует
3.15	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности, в том числе:	тыс. руб.	2 908,97
3.15.1	АСС, поверка приборов, Обслуживание УУГ, ТО котельной	тыс. руб.	445,78
3.15.2	Охрана, связь	тыс. руб.	1 844,96
3.15.3	налоги	тыс. руб.	125,23

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка; Передача. Тепловая энергия; Сбыт. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
			Информация
3.15.4	Расходы на материалы и запчасти	тыс. руб.	290,00
3.15.5	Отходы	тыс. руб.	203,00
4	Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс. руб.	10 650,79
5	Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс. руб.	-558,79
5.1	Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации	тыс. руб.	0,00
6	Изменение стоимости основных фондов, в том числе:	тыс. руб.	0,00
6.1	Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации)	тыс. руб.	0,00
6.1.1	Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию	тыс. руб.	0,00
6.1.2	Изменение стоимости основных фондов за счет их вывода в эксплуатацию	тыс. руб.	0,00
6.2	Изменение стоимости основных фондов за счет их переоценки	тыс. руб.	0,00
7	Годовая бухгалтерская отчетность, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему	х	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=e9c0286c-17c8-4fe3-b33f-35f322d46bcf
8	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	5,46

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка; Передача. Тепловая энергия; Сбыт. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует	
			Информация	
	объектов основных фондов, используемых для теплоснабжения, в том числе по каждому источнику тепловой энергии			
9	Тепловая нагрузка по договорам теплоснабжения	Гкал/ч		1,30
10	Объем вырабатываемой тепловой энергии	тыс. Гкал		4,7790
10.1	Объем приобретаемой тепловой энергии	тыс. Гкал		0,0000
11	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. Гкал		4,5520
11.1	Определенном по приборам учета, в т.ч.:	тыс. Гкал		4,5520
11.1.1	Определенный по приборам учета объем тепловой энергии, отпускаемой по договорам потребителям, максимальный объем потребления тепловой энергии объектов которых составляет менее чем 0,2 Гкал	тыс. Гкал		4,5520
11.2	Определенном расчетным путем (нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс. Гкал		0,0000
12	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям	Ккал/ч. мес.		0,24
13	Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год		0,24
13.1	Плановый объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год		0,00
14	Среднесписочная численность основного производственного персонала	человек		5,00

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка; Передача. Тепловая энергия; Сбыт. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
			Информация
15	Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	человек	1,00
16	Норматив удельного расхода условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, с распределением по источникам тепловой энергии, используемым для осуществления регулируемых видов деятельности	кг у. т./Гкал	158,5900
17	Плановый удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл./Гкал	157,7000
18	Фактический удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл./Гкал	157,7000
19	Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. кВт.ч/Гкал	24,79
20	Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	куб.м/Гкал	0,19

11.3 Описание платы за подключение к системе теплоснабжения

Плата за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения ООО «СГЭС» объектов капитального строительства заявителей, подключаемая мощность которых не превышает 0,1 Гкал/ч, на территории г. Сургута на 2016-2017 годы в размере 550 рублей с учётом НДС. Размер платы установлен Приказом РСТ ХМАО-Югры от 20.10.2016 г. № 112-нп «Об установлении платы за подключение к системе теплоснабжения общества с ограниченной ответственностью «Сургутские городские электрические сети».

Плата за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения СГМУП «Сургутский Хлебозавод», АО «Аэропорт Сургут», ООО «Сибпромстрой №18», ОАО «Сургутстройтрест», ООО «Скат-База» установлена на основании Приказа РСТ ХМАО-Югры от 06.12.2016 г. №155-нп. Величина утвержденной платы составляет 550 руб./Гкал/ч.

Плата за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения ООО УК «СЗТК», ОАО «Сургутстройтрест», ООО «Скат-База» установлена на основании Приказа РСТ ХМАО-Югры от 05.12.2017 г. №151-нп. Величина утвержденной платы составляет 550 руб./Гкал/ч.

На основании Приказа Региональной службы по тарифа Ханты-Мансийского автономного округа – ЮГРЫ от 7 декабря 2021 года №98-нп устанавливается плата за подключение к системе теплоснабжения Сургутского городского муниципального унитарного предприятия «Городские тепловые сети» (СГМУП «ГТС») на 2022 год при наличии технической возможности подключения и расходы на создание (реконструкцию) тепловых сетей (за исключением создания (реконструкции) тепловых пунктов) от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей, в том числе канальная прокладка. Согласно таблице 11.3.1.

Таблица 11.3.1 Плата за подключение к системе теплоснабжения Сургутского городского муниципального унитарного предприятия «Городские тепловые сети» (СГМУП «ГТС») на 2022 год при наличии технической возможности подключения и расходы на создание (реконструкцию) тепловых сетей (за исключением создания (реконструкции) тепловых пунктов) от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей, в том числе канальная прокладка

№ п/ п	Наименование	Ед.изм.	Плата, без НДС
1	Расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей	тыс.руб./Гкал/ч	9,87
2	Расходы на создание (реконструкцию) тепловых сетей (за исключением создания (реконструкции) тепловых пунктов) от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей, подключаемая тепловая нагрузка которых не превышает 1,5 Гкал/ч, в том числе бесканальная прокладка	тыс.руб./Гкал/ч	9 156,52

11.4 Описание платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей

В соответствии с требованиями Федерального Закона Российской Федерации от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении»:

- потребители тепловой энергии, в том числе застройщики, планирующие подключение к системе теплоснабжения, заключают договоры о подключении к системе теплоснабжения и вносят плату за подключение к системе теплоснабжения;

- потребители, подключенные к системе теплоснабжения, но не потребляющие тепловой энергии (мощности), теплоносителя по договору теплоснабжения, заключают с теплоснабжающими организациями договоры на оказание услуг по поддержанию резервной мощности;

- потребители могут заключать с теплоснабжающей организацией долгосрочные договора теплоснабжения (на срок более чем один год) с условием оплаты потребленной энергии как по долгосрочному тарифу, устанавливаемому органом регулирования, так и по ценам, определенным соглашением сторон.

В г. Сургут на момент актуализации Схемы теплоснабжения договоры на поддержание резервной тепловой мощности, долгосрочные договоры теплоснабжения, по которым цена определяется по соглашению сторон, и долгосрочные договоры, в отношении которых установлен долгосрочный тариф, не заключались.

11.5 Описание динамики предельных уровней цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям, утверждаемых в ценовых зонах теплоснабжения с учетом последних 3 лет

Ценовые зоны теплоснабжения в городе Сургуте отсутствуют. Предельные цены на тепловую энергию не устанавливаются

11.6 Описание средневзвешенного уровня сложившихся за последние 3 года цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую единой теплоснабжающей организацией потребителям в ценовых зонах теплоснабжения

Ценовые зоны теплоснабжения в городе Сургуте отсутствуют. Средневзвешенный уровень цен на тепловую энергию не определяется

11.7 Описание изменений в утвержденных ценах (тарифах), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Изменения в утвержденных тарифах представлены в следующих пунктах:

- Утвержденные тарифы за 2021 год представлены в пункте 11.1.
- Структура тарифов за 2019, 2020 и 2021, 2022 года представлена в пункте

11.2.

Котельные СГМУП «Тепловик» переданы в эксплуатацию СГМУП «ГТС» в начале 2020 года.

Часть 12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения

В данном подразделе приводится краткое общее описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения Сургута. Решения по преодолению данных проблем содержатся в соответствующих разделах схемы теплоснабжения.

12.1 Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)

С момента утверждения действующей схемы теплоснабжения Сургута в 2013 году и актуализации в 2020, 2021 годах описанные в ней проблемы теплоснабжения сохранили свою актуальность. В первую очередь это относится к следующим проблемам:

- вынужденная корректировка температурного графика центрального качественного регулирования СГРЭС-1 и СГРЭС-2 с 75°C до 82°C (соответствует тн.в. - минус 7,66°C), что приводит к «перетопу» потребителей, подключенных через элеваторные узлы;
- высокое давление (близкие к максимально допустимым по условиям механической прочности отопительных приборов) в обратных трубопроводах местных систем теплопотребления в ВЖР, наиболее удаленных потребителей от ЦТП 54 и ЦТП 58, 61.

Данная проблема технологического комплекса СГРЭС-2 – ВЖР, обусловлена в первую очередь местоположением и режимом работы ПНС-1.

- значительное изменение расходов циркуляции в СЦТ города в течение отопительного периода (34...100%), требующее внедрения систем автоматического регулирования расхода на источниках теплоснабжения и ЦТП, а также корректного местного регулирования;
- дефицит напора подкачивающих насосов СЭ2500-60-11 в группе ПН7...ПН12 на ПКТС;
- высокие гидравлические потери тепломагистрали 2Ду1000 «СГРЭС-1 – ПКТС» на участке от П-3 до ПКТС, по причине ограниченной пропускной способности участка;
- превышение договорных тепловых нагрузок относительно их фактически достигаемых значений, отсутствие действенных законодательных механизмов их приведения в соответствие;
- несанкционированный разбор теплоносителя из систем теплоснабжения;
- моральный и физический износ основного оборудования ряда источников теплоснабжения (в первую очередь котельных №6, №7, №28 СГМУП «ГТС»);
- невозможность выдачи всей располагаемой тепловой мощности от СГРЭС-1 и СГРЭС-2 из-за ограничений, налагаемых системой транспортировки тепловой энергии от них.
- дробление систем транспортировки тепловой энергии на отдельные имущественные объекты происходит вплоть до отдельных абонентских тепловых вводов, которые являются частью системы теплопотребления объекта, что может приводить к снижению качества в обслуживании теплосетевых объектов (с возникновением соответствующих рисков) и нежелательному росту тарифов для конечных потребителей.

Необходимость временного перевода существующих и перспективных объектов, расположенных в мкр. 31А г. Сургута, с источника теплоснабжения СГРЭС-1 на источник теплоснабжения СГРЭС-2 с устройством резервирующей перемычки в тепловой камере

УТ1 для высвобождения тепловой нагрузки в размере 12,594 Гкал/ч и возможности подключения перспективных объектов капитального строительства, расположенных в зоне действия теплового источника СГРЭС-1 до реализации мероприятий ООО «СГЭС» в части реконструкции тепловых сетей от СГРЭС-1 с увеличением диаметра от П-3 (Нефтеюганское ш.) до ПКТС с Ду1000 на Ду1200 и технического перевооружения пиковой котельной тепловых сетей (ПКТС) с заменой существующих перекачивающих насосов и установкой высоковольтных преобразователей частоты, обеспечивающих снятие технических ограничений подключения к системе теплоснабжения от теплоисточника СГРЭС-1 с выполнением гидравлического расчета от источника ГРЭС-2 до узла врезки на существующие объекты: «Здание лечебно-диагностического корпуса клинического перинатального центра на 315 коек», «Здание хозяйственного и пищевого блока»

Отсутствие источника финансирования для выполнения мероприятий по проектированию и строительству отдельного выхода сетей теплоснабжения из котельной по существующему коридору с устройством ИТП для нужд ГВС и автоматизированных узлов управления на нужды ТС двух капитальных 5-ти этажных домов в п. Таежный для перевода потребителей на закрытую схему ГВС.

Также ряд перечисленных выше проблем подтверждён проведенными в феврале – марте 2017 года испытаниями по определению максимальной пропускной способности, в результате которых было выявлено:

Гидравлические режимы работы системы теплоснабжения, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя, определены с помощью теплогидравлических расчетов, выполнены с использованием программно-расчетного комплекса Zulu Thermo. После выполненных теплогидравлических расчетов построены пьезометрические графики.

По результатам расчёта определены участки тепловой сети, имеющие дефицит пропускной способности. В таблице 1.80 представлен расчет балансов пропускной способности выпусков источников тепловой энергии.

Источники, имеющие дефицит пропускной способности тепловых сетей в районе выпуска из котельной:

- Котельная №5 п. Дорожный СГМУП «ГТС» (выпуск отопления);
- Котельная №21 п. Звездный СГМУП «ГТС»;
- Котельная №23 Ледовый дворец СГМУП «ГТС»;
- Котельная №25 пос. Лесной СГМУП «ГТС»;
- Котельная №27 Набережный 17 СГМУП «ГТС»;
- Котельная №28 п. Юность СГМУП «ГТС» (выпуск отопления);
- Котельная №30 п. Лунный СГМУП «ГТС» (выпуск отопления);
- Котельная №33 п. Снежный СГМУП «ГТС»;
- Котельная №7 ПАО «Сургутнефтегаз»;
- Котельная №8 ПАО «Сургутнефтегаз»;
- Котельная №9 ПАО «Сургутнефтегаз»
- Котельная №16 ПАО «Сургутнефтегаз».

Для данных источников требуется замена участков тепловых сетей с увеличением диаметра для повышения пропускной способности.

Помимо выпусков из источников тепловых сетей имеются дефициты пропускной способности на магистральных, квартальных сетях. Данные участки представлены в электронной модели.

Существующая схема трубопроводов внутреннего тракта сетевой воды СГРЭС-1 (после реконструкции с расшивкой внутреннего тракта) имеет максимальную пропускную способность равную 11000 т/ч. При данном расходе циркуляции максимальный отпуск тепловой энергии от СГРЭС-1 на город составляет 600 Гкал/ч.

1. Оценка существующей пропускной способности магистральной тепловой сети «СГРЭС-1 – ПКТС» и внутренних трактов сетевой воды теплоисточников СГРЭС-1 и ПКТС с учетом имеющихся ограничений и допустимых характеристик оборудования

Анализ оборудования теплофикационного комплекса СГРЭС-1

Установленная теплофикационная мощность СГРЭС-1 для теплоснабжения города Сургута составляет 903 Гкал/ч.

Проектная схема трубопроводов внутреннего тракта сетевой воды СГРЭС-1 (до выполнения реконструкции в 2011 году) имела максимальную пропускную способность равную 8500...8700 т/ч (не зависимо от числа включенных сетевых насосов и включения в работу ПСГ блока 12).

При данном расходе циркуляции 8500...8700 т/ч максимальный отпуск тепловой энергии от СГРЭС-1 на город составлял не более 464...475 Гкал/ч (при Тн.в. = - 23,00С) и 358...366 Гкал/ч (при Тн.в. = - 43,00С).

Выводы по теплофикационному комплексу теплоисточника СГРЭС-1:

1). Проектная схема теплофикационного комплекса теплоисточника СГРЭС-1 для вывода тепломагистрали 2Ду1200 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» имела резерв по тепловой мощности и величине пропускной способности внутреннего тракта сетевой воды (по условию максимального расхода циркуляции 8500...8700 т/ч) по отношению к существующей подключенной нагрузке (по состоянию на 01.09.2018 года):

- резерв по увеличению циркуляции $(8700 - 7900) = 800$ т/ч (+10%);
- резерв по максимальному отпуску тепловой энергии от СГРЭС-1 при Тн.в. = - 23,00С $283,3$ Гкал/ч (+31,37%).

2). Запертая тепловая мощность СГРЭС-1 проектной схемы теплофикационного комплекса теплоисточника СГРЭС-1 для вывода тепломагистрали 2Ду1200 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» по условию максимальной пропускной способности внутреннего тракта сетевой воды 8500...8700 т/ч составляет 228 Гкал/ч.

3). После выполнения в 2011 году реконструкции схемы внутреннего тракта сетевой воды СГРЭС-1 по проекту ЗАО «ПИЦ УралГЭП» 03.060.07.00-10 «Сургутская ГРЭС-1. Увеличение пропускной способности трубопроводов СГРЭС-1 существующей СЦТ», с увеличением пропускной способности, появилась возможность увеличить отпуск тепловой энергии на город по отношению к существующей подключенной нагрузке (по состоянию на 01.09.2018 года):

- увеличение циркуляции $(11000 - 7900) = 3100$ т/ч (+39%);
- увеличение максимального отпуска тепловой энергии от СГРЭС-1 при Тн.в. = - 23,00С $(600,8 - 431,5) = 169,3$ Гкал/ч (+39%).

Основные выводы по теплофикационному комплексу СГРЭС-1

1). Теплоисточник СГРЭС-1 на настоящий момент не имеет ограничений по гидравлическому режиму и отпуску теплоты и после завершения работ по реконструкции внутреннего тракта сетевой воды обладает требуемым резервом для нужд теплоснабжения города Сургута.

2). Пропускная способность внутреннего тракта сетевой воды и существующий состав насосного оборудования теплофикационного комплекса СГРЭС-1:

- первый подъем (ТНП-1...ТНП-4 и ТНЛ-1...ТНЛ-2) с насосами СЭ2500-60-11;
- второй подъем (ТНЗ-1...ТНЗ-6) с насосами СЭ2500-180-10.

При существующем максимальном расходе циркуляции в тепломагистрали «СГРЭС-1 – ПКТС» составляющем 7750...7890 т/ч (7900 ч) имеет резерв для обеспечения увеличения циркуляции при аварийных режимах на $(11000 - 7900) = 3100$ т/ч (+39%).

3). На основании имеющегося на СГРЭС-1 резерва по циркуляции в размере до 3000...3100 т/ч должны быть разработаны технические мероприятия обеспечивающие его использование для аварийного резервирования теплоисточника СГРЭС-2 (тепломагистрали: «СГРЭС-2 – ВЖР» и «СГРЭС-2 – Промзона»).

Анализ гидравлических режимов тепломагистрали 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС»

Тепломагистраль 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» и внутренний тракт сетевой воды ПКТС на настоящий момент не обладают требуемой пропускной способностью для существующей величины подключенной нагрузки (по состоянию на 01.09.2018 года).

В отопительных сезонах 2016-2017 г.г. и на 2017-2018 г.г. для режима в точке излома температурного графика на выходе из ПКТС на город постоянно фиксируются нарушения гидравлического режима, вызванные снижением расчетного располагаемого напора на город на 0,5...1,2 кгс/см², что недопустимо.

Выводы по гидравлическим режимам тепломагистрали 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 - ПКТС»

1). Тепломагистраль 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» на настоящий момент является основным ограничителем подачи требуемого расхода теплоносителя в город от теплоисточника СГРЭС-1 и не обладает требуемой пропускной способностью для существующей величины подключенной нагрузки (по состоянию на 01.09.2018 года).

2). Дальнейшее подключение потребителей в зоне теплоснабжения ПКТС без увеличения пропускной способности тепломагистрали 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» и(или) выполнения работ по техническому перевооружению внутреннего тракта сетевой воды ПКТС недопустимо, т.к. это может привести к полному «обвалу» гидравлического режима СЦТ Центрального жилого района города Сургута.

3). Заложенное в проекте тепломагистрали «СГРЭС-1 – ПКТС» (ОАО «ВНИПИЭнергопром», 1982 год) техническое решение со строительством:

- головного участка тепломагистрали 2d1220x10,0 мм, L = 5840 м от выхода из стены главного корпуса СГРЭС-1 до павильона П-3;
- участка на входе в город 2d1020x9,0 мм, L = 1474 м от павильона П-3 до входа в здание ПКТС.

При росте нагрузок в зоне теплоснабжения ПКТС и выработке трубопроводами тепломагистрали рабочего ресурса (25 лет) проектом предусматривалось перекладка участка от павильона П-3 до входа в здание ПКТС с увеличением диаметров с 2d1020x9,0 мм на 2d1220x10,0 мм.

При перекладке участка №2 с увеличением диаметра с 2d1220x10,0 мм на 2d1020x9,0 мм доля гидравлических потерь снизится с 40,7% до 14,9%, что позволит обеспечить подключение дополнительно тепловой нагрузки в зоне теплоснабжения ПКТС в количестве + 48...52 Гкал/ч.

Анализ тепловых режимов тепломагистрали 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС».

Для увеличения пропускной способности тепломагистрали 2Ду1200/1000 мм с 2007 года была увеличена температура в подающем трубопроводе на выходе с СГРЭС-1 с $T1_{\text{СГРЭС-1}} = 750\text{С}$ до $T1_{\text{СГРЭС-1}} = 820\text{С}$ в диапазоне температур наружного воздуха $T_{\text{н.в.}} = -7,66...0,00\text{С}$.

Повышение температуры $T1_{\text{СГРЭС-1}}$ до 820С привело к нерасчетному увеличению отпуска теплоты потребителям.

По состоянию на 01.09.2018 года потребители в зоне теплоснабжения ПКТС подразделяются на три группы:

- 1 группа потребителей: с прямым подключением к магистральным тепловым сетям и элеваторными узлами в ИТП (без автоматики и корректирующих насосов);
- 2 группа потребителей: подключенных после ЦТП оснащенных корректирующими насосами;
- 3 группа потребителей: с прямым подключением к магистральным тепловым сетям и автоматизированными тепловыми узлами.

Первая группа потребителей имеет перетоп во всем диапазоне температур наружного воздуха с Тн.в. = -7,66...0,00С.

Вторая группа потребителей имеет перетоп в диапазоне температур наружного воздуха от Тн.в.= -7,66...- 4,2(0,0)0С (до момента включения в работу корректирующих насосов).

Третья группа потребителей: не имеет перетопы.

Применительно ко второй группе потребителей избыточный отпуск теплоты (перетоп) в диапазоне температур наружного воздуха Тн.в. = -7,66...-4,2(0,0)0С происходит в связи с невозможностью работы корректирующих насосов с производительностью менее 10...15% от номинальной (нерабочая зона характеристики Q-H).

Оценка дальнейшего увеличения температуры Т1_СГРЭС-1 в подающем трубопроводе на выходе из СГРЭС-1 более 820С для режима в точке излома температурного графика.

Возможное перспективное повышение температуры Т1_СГРЭС-1 для нижней срезки температурного графика с 82,0°С до 90,0°С приведет к дополнительному снижению относительного расхода греющего теплоносителя на подогреватели ГВС только на 13,0%, но при этом температура внутреннего воздуха в помещениях увеличится с 22,140С до 24,580С, что может вызвать встречные иски и отказ от оплаты сверхнормативной тепловой энергии со стороны управляющих компаний.

Согласно требований п.7.6. СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003: «При центральном качественном и качественно-количественном регулировании по совместной нагрузке отопления, вентиляции и горячего водоснабжения точка излома графика температур воды в подающем и обратном трубопроводах должна приниматься при температуре наружного воздуха, соответствующей точке излома графика регулирования по нагрузке отопления».

Дальнейшее повышение температуры Т1_СГРЭС-1 для нижней срезки температурного графика более 90,0°С (согласно представленного графика) уже не имеет физического смысла, т.к. это уже не будет приводить к снижению расхода греющего теплоносителя, а только к увеличению температура внутреннего воздуха в отапливаемых помещениях.

После выполнения мероприятий по увеличению пропускной способности тепломагистрали 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» рекомендуется выполнить снижение температуры Т1_СГРЭС-1 для нижней срезки температурного графика с 82,0°С до расчетного значения равного 75,0°С (согласно требований п.7.6. СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003).

Анализ оборудования пиковой котельной тепловых сетей (ПКТС)

Существующая пиковая котельная тепловых сетей (ПКТС) предназначена для:

- пикового подогрева прямой сетевой воды от Сургутской ГРЭС-1 с температуры 1120С до 1130С ... 1420С в диапазоне температур наружного воздуха от минус 230С до минус 430С;
- перекачки обратной сетевой воды от потребителей Центрального жилого района на СГРЭС-1 и снижения давления в обратном трубопроводе вывода тепловой сети на город до 2,0 кгс/см² в течении всего отопительного сезона;
- автоматического поддержания постоянных давлений в подающем и обратном трубопроводах и расчетных значений располагаемых напоров $dP = (P_1 - P_2) = (80 - 20) = 60 \text{ м} = \text{const}$ на город после коллекторных №1 и №2 при изменении гидравлического режима на тепломагистрали 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» на входе в ПКТС со стороны СГРЭС-1;
- защиты системы теплоснабжения города от внезапного повышения давления при отключении перекачивающих насосов в группе ПН-7...ПН-12 (от одного до всех);

- для аварийного резервирования системы теплоснабжения Центрального жилого района при аварийных ситуациях на тепломагистрали «СГРЭС-1 – ПКТС» или теплоисточнике СГРЭС-1.

Выводы по установленной и фактической тепловой мощности пиковой водогрейной котельной ПКТС:

Установленная тепловая мощность пиковой котельной тепловых сетей (ПКТС) составляет - 350 Гкал/ч. Фактическая пиковая тепловая мощность ПКТС для теплоснабжения города Сургута составляет 280...287 Гкал/ч и имеет резерв по отношению к существующей подключенной нагрузке (по состоянию на 2021 год) равный 82,59 Гкал/ч (+ 27,84 %).

Теплоисточник ПКТС имеет резерв по тепловой мощности и дефицит по величине пропускной способности внутреннего тракта сетевой воды (по условию требуемого максимального часового расхода циркуляции на город до 7774/7727 т/ч) по отношению к существующей подключенной нагрузке (по состоянию на 01.09.2018 года) при работе трех перекачивающих насосов в группе ПН-7...ПН-12:

- дефицит по пропускной способности (расходу) $(7385 - 7724) = - 339$ т/ч (- 4,6%);
- резерв по фактической мощности водогрейных котлов 82,59 Гкал/ч (+ 27,84%).

Анализ и выводы по фактической совместной пропускной способности тепломагистрали 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» и внутреннего тракта сетевой воды ПКТС

Для режима с увеличением давления в подающем трубопроводе на выходе из стены главного корпуса до $P1_{\text{СГРЭС-1}} = 16,0$ кгс/см² фактическое значение максимальной пропускной способности для подающего трубопровода тепломагистрали 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» и внутреннего тракта сетевой воды ПКТС по результатам испытаний проведенным в 2017 году составляет 8780 т/ч.

Полученное по результатам испытаний в 2017 году фактическое значение максимальной пропускной способности для обратного трубопровода тепломагистрали 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» и внутреннего тракта сетевой воды ПКТС составило 8020 т/ч (при работе четырех перекачивающих насосов в группе ПН-7...ПН-12 в ПКТС).

Основные выводы по совместной пропускной способности тепломагистрали 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» и внутреннего тракта сетевой воды ПКТС

1). Подающий трубопровод тепломагистрали 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» имеет большую максимальную пропускную способность равную 8780 т/ч по отношению к обратному трубопроводу для которого она составляет 8020 т/ч (при работе четырех перекачивающих насосов в группе ПН-7...ПН-12 в ПКТС).

2). При включении в ПКТС только трех перекачивающих насосов в группе ПН-7...ПН-12 максимальная пропускная способность обратного трубопровода составляет не более 7730 т/ч (с учетом переключения на тепломагистраль 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» подмешивающей насосной станции ПС-4 СГМУП «ГТС»).

3). Для существующей величины подключенной тепловой нагрузки в зоне теплоснабжения ПКТС и гидравлическом режиме в точке излома температурного графика при максимальном часовом водоразборе на ГВС фактические расходы теплоносителя по обратному трубопроводу в тепломагистрали 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» составляют 7750...7890 т/ч, т.е. превышают максимальную пропускную способность обратного трубопровода которая составляет не более 7730 т/ч.

4). Любое дополнительное подключение потребителей в зоне теплоснабжения ПКТС будет приводить к систематическим, а не кратковременным (по 2...4 часа) гидравлическим «обвалам» которые сегодня фиксируются в часы максимальных водоразборов на ГВС или при запаздывании с увеличением температуры $T1_{\text{СГРЭС-1}}$ на выходе из СГРЭС-1 (например: при существенном изменении температуры наружного воздуха).

5). В настоящий момент любое подключение новых объектов капитального строительства в зоне теплоснабжения ПКТС будет приводить к дополнительному росту гидравлических потерь ($dP = S \times G^2$) в тепломагистрале 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» и снижению фактического располагаемого напора на выходе из ПКТ, что не допустимо, т.к. приводит к нарушениям в теплоснабжении наиболее удаленных потребителей.

2. Оценка существующей пропускной способности магистральной тепловой сети «СГРЭС-2 – ВЖР» и внутренних трактов сетевой воды теплоисточника СГРЭС-2 и перекачивающей насосной станции ПНС с учетом имеющихся ограничений и допустимых характеристик оборудования

Анализ оборудования теплофикационного комплекса СГРЭС-2

Подключенная тепловая нагрузка к выводу тепломагистрала «СГРЭС-2 – ВЖР»:

- Существующая суммарная договорная нагрузка к выходным коллекторам СГРЭС-2 вывода 2Ду1000/800 мм «СГРЭС-2 – ВЖР» на город (при $T_{н.в.} = -43,00С$, максимальном водоразборе на ГВС, с учетом 5% тепловых потерь на инфильтрацию и $K = 1,48$ на тепловые потери в циркуляционных контурах ГВС) составляет – 210,114 Гкал/ч (с учетом вновь подключенных объектов на 01.09.2018 года).

Выводы по теплофикационному комплексу теплоисточника СГРЭС-2:

1). Ввод в эксплуатацию в 2009 году второго тепловывода от СГРЭС-2 позволяет обеспечить выдачу полной (проектной) тепловой мощности равной 410,5 Гкал/ч на Восточный жилой район с проектными значениями давлений сетевой воды на выходе из станции $P1/P2 = 16,0/3,0$ кгс/см².

2). Теплоисточник СГРЭС-2 имеет резерв по тепловой мощности и величине пропускной способности внутреннего тракта сетевой воды (по условию максимального расхода циркуляции 5 130 т/ч) по отношению к существующей подключенной нагрузке (по состоянию на 01.09.2019 года):

- резерв по увеличению циркуляции $(5\ 130 - 3\ 250) = 1\ 890$ т/ч (+37%);
- резерв по тепловой мощности 47,964 Гкал/ч (+9,54 %).

3). Теплоисточник СГРЭС-2 на настоящий момент не имеет ограничений по гидравлическому режиму и отпуску теплоты и обладает требуемым резервом для нужд теплоснабжения города Сургута до 2020...2025 года.

Анализ гидравлических режимов тепломагистрала 2Ду1000/800 мм «СГРЭС-2 – ВЖР»

Тепломагистраль 2Ду1000/800 мм «СГРЭС-2 – Восточный жилой район» с перекачивающей насосной станцией ПНС-1 на настоящий момент обладает требуемой пропускной способностью для существующей величины подключенной нагрузки (по состоянию на 01.09.2018 года) только при условии поддержания нижней срезки температурного графика не менее 820С.

Проведенные согласно утвержденной программы испытания по определению максимальной пропускной способности тепломагистрала «СГРЭС-2 – ВЖР» и внутреннего тракта сетевой воды ПНС в период: с 00-00 часов 10.03.2017 года по 16-00 часов 10.03.2017 года выявили:

- для температуры $T1_{СГРЭС-2} = 820С$ в диапазоне температур наружного воздуха $T_{н.в.} = -7,66...0,00С$ максимальная пропускная способность тепломагистрала от СГРЭС-2 до ЦТП в Восточном жилом районе составляет не более 3 900...3 950 т/ч (по условию обеспечения требуемого давления в обратных трубопроводах на выходе из ЦТП и на вводах у наиболее неблагоприятных потребителей);

- при расходе циркуляции в обратном трубопроводе тепломагистрала более 3 600...3 650 т/ давление обратной сетевой воды во всасывающих патрубках насосов ПН-

1...ПН-4 типа Wilo SCP 350/470HA-355 снижается ниже допустимого кавитационного запаса ($NPSH = 7,34$ м).

Предельные значения давлений P_2 и P_4 в обратных трубопроводах на вводах магистральной тепловой сети и на выводах распределительной тепловой сети отопления для ЦТП составляют:

- ЦТП-54: $P_2 \leq 4,45$ кгс/см², $P_4 \leq 4,90$ кгс/см²;
- ЦТП-58: $P_2 \leq 3,81$ кгс/см², $P_4 \leq 4,34$ кгс/см²;
- ЦТП-61: $P_2 \leq 4,27$ кгс/см², $P_4 \leq 4,75$ кгс/см².

В случае превышения давления P_2 на выходе из ЦТП более указанных значений у части потребителей давление в обратном трубопроводе местной системы отопления будет равно максимально допустимому значению $P_{4_макс} = 6,0$ кгс/см² по условию механической прочности отопительных приборов, что недопустимо.

Общие выводы по тепломагистрали 2Ду1000/800 мм «Сургутская ГРЭС-2 – Восточный жилой район»:

1). Тепломагистраль 2Ду1000/800 мм «СГРЭС-2 – ВЖР» и внутренний тракт сетевой воды перекачивающей насосной станции ПНС для режима в точке излома температурного графика при $T_{н.в.} = -7,660$ С при максимальном часовом режиме водоразбора на ГВС и выполнении следующих условий обладают требуемой пропускной способностью для существующей величины подключенной нагрузки (по состоянию на 01.09.2018 года):

- обеспечения температуры $T_{1_СГРЭС-2}$ не менее 820С в диапазоне температур наружного воздуха $T_{н.в.} = -7,66...0,00$ С;
- включения трех насосов в группе ПН-1...ПН-4 в перекачивающей насосной станции ПНС при расходах более 3300...3350 т/ч.

2). Диапазон суточного изменения расходов теплоносителя в тепломагистрали 2Ду1000/800 мм «СГРЭС-2 – ВЖР» в точке излома температурного графика на отопительный сезон 2018-2019 г.г. составляет:

- среднее за сутки (базовое значение) $G_{1_СГРЭС-2_ср_сут} = 3\ 000,30$ т/ч или 100%;
- минимальное часовое $G_{1_СГРЭС-2_мин} = 2507,05$ т/ч или 83,56%;
- максимальное часовое $G_{1_СГРЭС-2_макс} = 3455,75$ т/ч или 115,18%.

ИТОГО: изменение расхода составляет 948,69+493,25-455,45 т/ч или (16,44 + 15,18) = 31,62%.

Анализ тепловых режимов тепломагистрали 2Ду1000/800 мм «СГРЭС-2 – ВЖР».

Для увеличения пропускной способности тепломагистрали 2Ду1000/800 мм с 2010 года была увеличена температура в подающем трубопроводе на выходе с СГРЭС-2 с $T_{1_СГРЭС-2} = 750$ С до $T_{1_СГРЭС-2} = 820$ С в диапазоне температур наружного воздуха $T_{н.в.} = -7,66...0,00$ С.

Повышение температуры $T_{1_СГРЭС-2}$ до 820С привело к нерасчетному увеличению отпуска теплоты потребителям.

По состоянию на 01.09.2018 года потребители в зоне теплоснабжения СГРЭС-2 подразделяются на три группы:

- 1 группа потребителей: с прямым подключением к магистральным тепловым сетям и элеваторными узлами в ИТП (без автоматики и корректирующих насосов);
- 2 группа потребителей: подключенных после ЦТП оснащенных корректирующими насосами;
- 3 группа потребителей: с прямым подключением к магистральным тепловым сетям и автоматизированными тепловыми узлами или смесительными насосами в ЦТП (с температурными графиками 95-700С распределительных тепловых сетей).

Первая группа потребителей имеет перетоп во всем диапазоне температур наружного воздуха с $T_{н.в.} = -7,66...0,00$ С.

Вторая группа потребителей имеет перетоп в диапазоне температур наружного воздуха от Тн.в. = -7,66...- 4,2(0,0)0С (до момента включения в работу корректирующих насосов).

Третья группа потребителей: не имеет перетопа.

Применительно ко второй группе потребителей избыточный отпуск теплоты (перетоп) в диапазоне температур наружного воздуха Тн.в. = -7,66...-4,2(0,0)0С происходит в связи с невозможностью работы корректирующих насосов с производительностью менее 10...15% от номинальной (нерабочая зона характеристики Q-H).

Увеличение отпуска теплоты (перетоп) по зоне теплоснабжения СГРЭС-2 в течение отопительного сезона в диапазоне температур наружного воздуха Тн.в. = - 7,66°С ...- 4,2°С ...+0,00°С составляет:

- 1 группа потребителей: (52 038 - 51 449) = + 589 Гкал;
- 2 группа потребителей: (90 633 - 89 814) = + 819 Гкал.;

ИГОТО по зоне теплоснабжения СГРЭС-2: (589 + 819) = + 1408 Гкал.

Выводы:

1). Первое повышение температуры Т1_СГРЭС-2 для нижней срезки температурного графика в 2002 году с 72,0°С до 75,0°С привело к снижению относительного расхода греющего теплоносителя на подогреватели ГВС на 31,0%.

2). Второе повышение температуры Т1_СГРЭС-2 для нижней срезки температурного графика в 2010 году с 75,0°С до 82,0°С привело к снижению относительного расхода греющего теплоносителя на подогреватели ГВС на 25,7%.

График зависимости относительного расхода греющего теплоносителя qВВП_ГВС (%) на подогреватели ГВС от Т1_греющ в диапазоне 70,0...92,5°С для режима в точке излома температурного графика при Тн.в. = - 4,2°С.

Оценка дальнейшего увеличения температуры Т1_СГРЭС-2 в подающем трубопроводе на выходе из СГРЭС-2 более 820С для режима в точке излома температурного графика аналогична.

После выполнения мероприятий по увеличению пропускной способности тепломагистрали 2Ду1000/800 мм «СГРЭС-2 – ВЖР» рекомендуется выполнить снижение температуры Т1_СГРЭС-2 для нижней срезки температурного графика с 82,0°С до расчетного значения равного 75,0°С (согласно требований п.7.6. СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003).

Анализ перекачивающей насосной станции ПНС

Выполненная ОАО «Фортум» в летний период 2010 года реконструкция ПНС-1 с целью увеличения производительности с 3850 м3/ч до 5400 м3/ч (+ 40%) фактически привела к увеличению производительности не более чем до 4285 м3/ч (4180 т/ч) или на 435 м3/ч (424 т/ч), что составляет +11%.

Причины фактического отсутствия результата при выполнении реконструкции ПНС:

- не выполнена реконструкция подводящих трубопроводов d720x7,0 мм и коллекторов в насосной станции (сохранены тройники 720x426 мм на коллекторах);
- напор новых насосов подобран не верно (фактически с завода рабочие колеса пришли меньше проектных на (440 мм – 453 мм) = - 13 мм;
- не верно проектно решена автоматизация насосной с сохранением существующего регулирующего клапана;
- при реконструкции не автоматизирована схема частичной рассечки по подающему трубопроводу в павильоне П-3 (с увеличением производительности);
- при реконструкции не заменен быстродействующий сбросной клапан на всасывающем коллекторе насосной.

Выводы по перекачивающей насосной станции ПНС

1). Фактически при расходах циркуляции более 3 535 м³/ч (3 362 т/ч) и работе двух насосов в группе ПН-1...ПН-4 в перекачивающей насосной станции ПГС-1 она уже не может обеспечивать поддержание постоянного заданного значения давления в обратном трубопроводе тепломагистрали 2Ду1000/800 мм «СГРЭС-2 – ВЖР» со стороны города равного $P_{21_ПНС-1} = 1,10 \pm 0,10$ кгс/см².

При отсутствии включения в работу третьего насоса в ПНС-1 при расходах циркуляции в тепломагистрали более 3 350...3 400 т/ч будет происходить:

- снижение располагаемых напоров на вводах у всех потребителей в Восточном жилом районе и частичному ограничению циркуляции в подзонах теплоснабжения ЦТП-54, ЦТП-59 и ЦТП-61;
- повышению давления Р4 на вводах у наиболее неблагоприятных потребителей выше максимально допустимых значений по механической прочности ($P \geq 6,0$ кгс/см²).

2). Назначенная существующая уставка автоматического включения третьего насоса в ПНС-1 составляет:

- включение насоса – 3520...3540 т/ч;
- отключение насоса – 3460...3480 т/ч,

Назначенная существующая уставка автоматического включения третьего насоса в ПНС-1 несколько выше требуемых значений.

3). Максимальная загрузка ПНС-1 при включении в работу трех насосов составляет не более 4250...4285 т/ч и ограничена снижением давления обратной сетевой воды во всасывающих патрубках перекачивающих насосов ПН-1...ПН-4 типа Wilo SCP 350/470HA-355 ниже допустимого кавитационного запаса ($NPSH = 7,34$ м).

Основные выводы по перекачивающей насосной станции ПНС

1). Тепломагистраль 2Ду1000/800 мм «СГРЭС-2 – ВЖР» и внутренний тракт сетевой воды перекачивающей насосной станции ПНС-1 для режима в точке излома температурного графика при $T_{н.в.} = -7,660$ С при максимальном часовом режиме водоразбора на ГВС и выполнении следующих условий обладают требуемой пропускной способностью для существующей величины подключенной нагрузки (по состоянию на 01.09.2018 года):

- обеспечения температуры $T_{1_СГРЭС-2}$ не менее 820С в диапазоне температур наружного воздуха $T_{н.в.} = -7,66...0,00$ С
- включении трех насосов в группе ПН-1...ПН-4 в перекачивающей насосной станции ПНС-1 при расходах более 3 350...3 400 т/ч.

2). Максимальная пропускная способность тепломагистрали 2Ду1000/800 мм «СГРЭС-2 – ВЖР» после ввода в эксплуатацию ПНС-2 по предельным параметрам гидравлического режима (с увеличением $P_{1_СГРЭС-2}$ с 10,5 кгс/см² до 16,0 кгс/см² и перекладкой трубопроводов тепломагистрали с увеличением диаметров между павильонами П-5 и П-9 с 2d820x9,0 мм до 2d1020x10,0 мм) увеличивается с 4 250...4 285 т/ч до 5600...5800 т/ч, что позволит выполнить подключение дополнительной нагрузки в размере + 185...220 Гкал/ч (по отношению к существующей нагрузке на 01.09.2018 года).

Имеющееся технологическое ограничение для оборудования ПНС

Основным ограничением пропускной способности тепломагистрали «СГРЭС-2 – Восточный жилой район» является снижение давления обратной сетевой воды во всасывающих патрубках насосов ПН-1...ПН-4 типа Wilo SCP 350/470HA-355 снижается ниже допустимого кавитационного запаса ($NPSH = 7,34$ м) при расходе циркуляции $G_2 > 3 600...3 650$ т/ч.

Примечание: существующее технологическое ограничение обусловлено проектными ошибками допущенными ОАО «Фортум» при проведении реконструкции ПНС в 2010 году.

Описание и анализ существующей системы защиты потребителей от внезапного повышения при аварийном отключении сетевых насосов на Сургутской ГРЭС-2

В настоящий момент на СГРЭС-2 смонтирована и включена в работу схема защиты первой секции общестанционного обратного коллектора сетевой воды d1020x10 мм на базе двух быстродействующих клапанов сбросных БКС модели Bermad WW-720-00-ES (Израиль) с электронным управлением через электромагнитные клапана от системы АСУ ТП ОСО.

Схема защиты первой секции общестанционного обратного трубопровода d1020x10 мм (всасы СН-1...СН-3) предусматривает защиту:

- от внезапного повышения давления, вызванного аварийным отключением одного или нескольких работающих сетевых насосов первого подъема (насосы СН-1...СН-7);
- от гидравлического удара, что может быть вызвано аварийным отключением одного или нескольких работающих откачивающих сетевых насосов на перекачивающей насосной станции ПНС (расположенной на обратном трубопроводе тепломагистрали «СГРЭС-2 – ВЖР») образующего в общестанционном обратном трубопроводе d1020x10 мм волны высокого и низкого давления.

Оба быстродействующих клапана сбросных (БКС) Bermad WW-720-00-ES подключены к первой секции общестанционного обратного коллектора сетевой воды d1020x10 мм (всасы СН-1...СН-3) к которым подключены обратные трубопроводы основных потребителей - тепломагистралей «СГРЭС-2 – ВЖР» (первая и третья секции) и «СГРЭС-2 – Промзона» (первая секция).

Уставка срабатывания быстродействующих клапанов сбросных (БКС) Bermad WW-720-00-ES принята равной:

- быстродействующий клапан БКС: $4,0 \pm 0,1$ кгс/см²;
- быстродействующий клапан БКС: $4,2 \pm 0,1$ кгс/см².

Выполненные расчеты и испытания под нагрузкой показывает, что для существующей подключенной теплофикационной нагрузки к СГРЭС-2 достаточно действия одного быстродействующего сбросного клапана DN200 мм с расходом сбрасываемой сетевой воды из обратного общестанционного коллектора Ду800 мм в сливной циркуловод в количестве 1 385 м³/ч (384,6 л/с).

Примечание: требуемая расчетная величина сброса для существующей подключенной нагрузки должна быть не менее 850...900 м³/ч (236...250 л/с).

При перспективном увеличении подключенной теплофикационной нагрузки к СГРЭС-2 (на ВЖР с 185 до 410 Гкал/ч) требуется одновременная последовательная работа двух параллельно включенных быстродействующих сбросных клапанов DN200 мм с суммарной величиной сброса не менее 1600...1800 м³/ч (444,4...500 л/с).

Примечание: фактическая величина сброса для двух клапанов установленных 1 и 3 секциях коллектора Ду800 мм составит 2770 м³/ч (769,4 л/с).

Учитывая количество одновременно находящихся в работе сетевых насосов первого подъема СН-1...СН-7 в зимнее время (не менее 3-х насосов), конфигурацию их напорных патрубков, схемы подключения насосов и бойлерных установок БУ-1...БУ-6 возникающий гидравлический удар в напорном трубопроводе для одного аварийно отключившегося сетевого насоса (при соударении потока воды с обратным клапаном) не вызывает значительного положительного скачка давления в общестанционном напорном коллекторе d820x9,0 мм.

Использование в такой ситуации специального клапана, предупреждающего гидравлический удар и работающего на принципе волны низкого давления предшествующей гидравлическому удару и заранее открывающей сбросной клапан не представляется возможным, т.к. волна низкого давления непосредственно в общестанционном напорном коллекторе d820x9,0 мм будет минимальной.

Вывод: защита общестанционного напорного коллектора d820x9,0 мм на СГРЭС-2 от гидравлического удара при аварийном отключении одного сетевого насоса первого подъема в группе СН-1...СН-7 не требуется.

Пояснение к образованию гидравлического удара в напорных коллекторах d820x9,0 мм насосов второго подъема - при отключении одного из двух работающих повысительных сетевых насосов произойдет скачек давления, т.к. поток воды с прежней скоростью продолжит свое движение в сторону города:

- в группе ПСН-6...ПСН-9 (первый тепловывод d820x9,0 мм);
- в группе ПСН-10...ПСН-13 (второй тепловывод d820x9,0 мм);

Так как в работе всегда остается один из двух работающих насосов, то в начальный период времени ($\Delta t = 2$ сек) это приведет к понижению давления в общем напорном коллекторе d820x9,0 мм сетевых насосов с 10,0...12,5 кгс/см² до 6,5...7,5 кгс/см², что достаточно для исключения вскипания теплоносителя с температурой до 142 °С.

При аварийном отключении одного из работавших сетевых насосов второго подъема схема АВР немедленно выполнит включение в работу резервного сетевого насоса (находящегося в положении с полностью открытыми задвижками на всасе и напоре насоса):

- в группе ПСН-6...ПСН-9 (первый тепловывод d820x9,0 мм);
- в группе ПСН-10...ПСН-13 (второй тепловывод d820x9,0 мм);

Учитывая ряд факторов влияющих на силу образовавшегося при аварийном отключении насоса гидравлического удара:

- количество одновременно находящихся в работе повысительных сетевых насосов второго подъема ПСН-6...ПСН-13 в зимнее время (минимальное количество – 2 насоса (переходный период), номинальное количество (зимний режим) – 3 насоса);
- конфигурацию напорных патрубков в группе ПСН-6(10)...ПСН-9(13) с подключением к общему напорному коллектору $\square 820 \times 9,0$ мм (длиной не более 15 м);
- слияние подающих трубопроводов от двух тепловыводов в точке подключения к тепломагистрالي 2Ду1000/800 мм «СГРЭС-2 – ВЖР» в непосредственной близости от главного корпуса станции (длина каждого трубопровода не более 350 метров), что приводит к распределению и гашению силы гидравлического удара, то при аварийном отключении одного из двух (трех) работающих насосов второго подъема в группе ПСН-6...ПСН-13, то вносимое возмущение будет минимальным.

Включение в течение 1,0...1,5 секунд схемой АВР резервного сетевого насоса быстро устраняет возникшие в системе колебания и восстанавливает расчетное значение давления на город.

Для исключения возможности полного отключения работающих повысительных сетевых насосов в группе ПСН-6...ПСН-9 и группе ПСН-10...ПСН-13 (что может привести к образованию гидравлического удара значительной силы и повреждению магистральной тепловой сети и распределительных тепловых сетей города) на СГРЭС-2 предусмотрено:

- в работе находится не менее двух повысительных сетевых насосов, в том числе один из насосов на тепловыводе №1 (группа ПСН-6...ПСН-9) и один из насосов на тепловыводе №2 (группа ПСН-10...ПСН-13)
- включенные в работу повысительные сетевые насосы в группе ПСН-6...ПСН-9 и группе ПСН-10...ПСН-13 по электроснабжению запитаны с разных секций (что исключает одновременное отключение двух насосов);
- схемы АВР повысительных сетевых насосов в группе ПСН-6...ПСН-9 и группе ПСН-10...ПСН-13 всегда постоянно введены в работу;
- - пуск насосов резервных насосов выполняется с использованием гидромуфт Voith Turbo 650 SVTLs 21.2 (Германия), что исключает резкие скачки давления при работе схемы АВР.

Данные мероприятия позволяет организовать работу насосов второго подъема в группе ПСН-6...ПСН-13 с высокой степенью надежности и исключить образование гидравлических ударов значительной силы при аварийном отключении одного из работающих насосов.

Описание и анализ существующей системы защиты потребителей от внезапного повышения при аварийном отключении перекачивающих насосов в ПНС

Комплексная система защиты тепломагистрали «СГРЭС-2 – ВЖР» при аварийном отключении перекачивающих насосов в ПНС предусматривает:

- защиту потребителей города и общего всасывающего коллектора d720x8,0 мм в ПНС от внезапного повышения давления за счет сброса части обратной сетевой воды через клапан БКС в ПНС;
- защиту общего напорного коллектора d720x8,0 мм перекачивающих насосов в ПНС от гидравлического удара и повышения давления в общем обратном коллекторе d820x9,0 мм на СГРЭС-2 за счет сброса части обратной сетевой воды через клапаны БКС-1 и БКС-2 на СГРЭС-2.

В настоящий момент для ПНС и павильона П-3 предусматривается автоматическое управление комплексной системой защиты:

- технологическая защита (ТЗ) по параметру «Внезапное повышение давления в обратном трубопроводе» при аварийном отключении работающих перекачивающих насосов (одного, нескольких или всех) в перекачивающей насосной станции с целью защиты оборудования ПНС (коллектора и корпуса насосов) и потребителей города от внезапного повышения давления в обратном трубопроводе на базе быстродействующего сбросного клапана БКС в ПНС;
- технологическая защита (ТЗ) по параметру «Частичная рассечка подающего трубопровода» при аварийном отключении работающих перекачивающих насосов (одного, нескольких или всех) в перекачивающей насосной станции с целью защиты потребителей города от высокого давления в подающем трубопроводе на базе регулирующего гидравлического клапана РК-3 в павильоне секционирующих задвижек П-3.

Для внедрения комплексной системы защиты требуется:

- установка нового шкафа автоматики с микропроцессорным управлением в ПНС;
- замена существующего быстродействующего сбросного клапана (БКС) прямого действия установленного на всасывающем коллекторе перекачивающей насосной станции (ПНС) на быстродействующий клапан типа Raphael серии G-60 (DN 200, PN25, Kv = 670 м³/ч, Tr = -290С...+900С, герметичность – класс А) с электрогидравлической схемой управления;
- перевод существующей схемы электрогидравлического управления регулирующим гидравлическим клапаном РК-3 в павильоне П-3 на управление от нового шкафа автоматики с микропроцессорным управлением устанавливаемым в ПНС.

Новая комплексная автоматизированная система защиты предусматривается по двухуровневой схеме:

1 уровень, начальный этап развития авария при аварийном отключении насосов в ПНС:

- функция ТЗ: снижение давления в общем всасывающем коллекторе ПНС за счет открытия нового быстродействующего клапана Raphael серии G-6, DN 200, PN25, Kv = 670 м³/ч (уставка ТЗ для клапана БКС рассчитывается измерительным контроллером по группе параметров и условий);

2 уровень, перевод системы в установившийся послеаварийный режим:

- функция ТЗ: регулирование давления Р12 в подающем трубопроводе после регулирующего клапана РК-3 на город (уставка регулирования рассчитывается измерительным контроллером по группе параметров и условий).

После включения насосов в ПНС и восстановления расчетного гидравлического режима тепломагистрали «СГРЭС-2 – ВЖР» новая комплексная система защиты автоматически возвращается в исходное состояние (клапан БКС в ПНС – полностью закрыт, клапан РК-3 в павильоне П-3 – полностью открыт).

В павильоне П-3 на подающем трубопроводе смонтирован регулирующий клапан РК-3 включенный по схеме «частичной» рассечки подающего трубопровода тепломагистрали 2Ду1000/800 мм «СГРЭС-2 – Восточный жилой район».

Принципиальная схема павильона П-3 представлена на рисунке..... (смотреть в раздле сетей выше):

- с системой защиты от внезапного повышения давления у потребителей при аварийном отключении ПНС по схеме «частичной» рассечки подающего трубопровода с клапаном РК-3 (проектное обозначение клапана Р-2);
- коллекторами 2Ду700 мм подключения перекачивающей насосной станции ПНС (перед павильоном, со стороны СГРЭС-2)

Перечень оборудования входящего в состав системы защиты по схеме «частичной» рассечки подающего трубопровода тепломагистрали при аварийном отключении ПНС:

- нормально открытый клапан прямого действия типа РК-1 Ду700 мм, Ру25 кгс/см², Kv = 4 900 м³/ч с гидравлическим управлением;
- два электромагнитных клапана типа EV220B-15B Ду25 мм фирмы Danfoss (используемые в схеме гидравлического управления клапана прямого действия типа РК-1 Ду700 мм).

В перспективе при строительстве аварийной перемычки резервирования зон теплоснабжения от теплоисточников СГРЭС-1 и СГРЭС-2 предусматривается замена клапана прямого действия типа РК-1 Ду700 мм, Ру25 кгс/см², Kv = 4900 м³/ч с гидравлическим управлением установленного в павильоне П-3 на дисковый трехэксцентриковый дисковый поворотный из углеродистой стали со сварным типом присоединения типа HOGFORS 31300CS 700 ZG5, DN700, DN25, Kv = 20 000 м³/ч с электроприводом AUMA SAR 10.1/GS 160.3(54:1) / GZ 160.3 (4:1) / AM01.1 / EWG для скорости вращения электропривода 45 об/мин, Uупр = 24VDC с тиристорным реверсивным устройством оснащенного источником бесперебойного питания.

3. Оценка существующей пропускной способности магистральной тепловой сети «СГРЭС-2 – Промзона»

Тепломагистраль 2Ду800 мм «СГРЭС-2 – Промзона» на настоящий момент обладает требуемой пропускной способностью для существующей величины подключенной нагрузки (по состоянию на 01.09.2018 года).

Анализ тепловых и гидравлических режимов тепломагистрали 2Ду800 мм «СГРЭС-2 – Промзона»

Подключенная тепловая нагрузка и расходы циркуляции для вывода тепломагистрали «СГРЭС-2 – Промзона»:

- Существующая суммарная договорная нагрузка к выходным коллекторам СГРЭС-2 вывода 2Ду800 мм «СГРЭС-2 – Промзона» по состоянию на 01.09.2018 года составляет – 82,081 Гкал/ч.

Существующие фактические расходы циркуляции и давления в трубопроводах тепломагистрали 2Ду800 мм «СГРЭС-2 – Промзона» на выходе из СГРЭС-2 составляют:

- расходы циркуляции в подающем и обратном трубопроводах 1106,3/1051,7 т/ч;
- давления теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах 4,78/2,67 кгс/см²;
- располагаемый напор 21,0 м.

В марте 2018 года суммарный расход циркуляции по отношению к январю 2018 года снизился на $dG = (1051,66 - 1106,63) = - 54,97$ т/ч (- 4,96%), т.е. практически не изменился, что говорит об отсутствии у потребителей автоматизированных узлов управления (АУУ) и незначительной нагрузке ГВС.

Давления в подающем и обратном трубопроводе и располагаемый напор на выходе из стены главного корпуса СГРЭС-2 в течение отопительного сезона являются постоянным

величинами и поддерживаются автоматическими регуляторами (регулятор давления в ПС и регулятор подпитки), в том числе:

- давление в подающем трубопроводе 5,2 кгс/см²;
- давление в обратном трубопроводе 3,0 кгс/см²;
- располагаемый напор 2,2 кгс/см².

Анализ технологической схемы подключения тепломагистральной 2Ду800 мм «СГРЭС-2 – Промзона» к Сургутской ГРЭС-1

В связи с выработкой срока службы трубопроводами тепломагистральной «Промзона» (более 25 лет) проложенными по территории промплощадки СГРЭС-1 и в главном корпусе станции требуется предусмотреть полную замену:

- обратного трубопровода $d820 \times 9,0$ мм от до наружной ограды промплощадки до общего всасывающего коллектора $d1020 \times 10,0$ мм (в районе всаса насосов ТНЛ-1...ТНЛ-2);
- подающего трубопровода $d530 \times 8,0$ мм от до наружной ограды промплощадки до общего напорного коллектора $d1020 \times 10,0$ мм группы насосов ТНП-1...ТНП-4 и ТНЛ-1...ТНЛ-2.

Основание для проведения замены трубопроводов тепломагистральной 2Ду800 мм «СГРЭС-2 – Промзона»:

1) Существующий обратный трубопровод $d820 \times 9,0$ мм тепломагистральной «СГРЭС-2 – Промзона» проложенный совместно с трубопроводами $d1200 \times 12,0$ мм тепломагистральной «СГРЭС-1 – ПКТС» на всей территории промплощадки СГРЭС-1 должен быть заменен на новый такого же диаметра по условию превышения срока службы более 25 лет.

2) Подающий трубопровод $d530 \times 8,0$ мм связи с СГРЭС-2 тепломагистральной «СГРЭС-2 – Промзона» проложенный на эстакаде совместно с газопроводами от ГРП к второй очереди СГРЭС-1 должен вынесен на отдельную эстакаду, т.к. при возникновении гидравлических ударов при аварийной ситуации это может привести к непредсказуемым последствиям.

3) Существующая технологическая схема подключения трубопроводов тепловой сети «Промзона» в главном корпусе СГРЭС-1 с полным отсутствием расходомеров и датчиков давления не позволяют выполнить эксплуатационное подключение данной тепловой сети к теплофикационному комплексу СГРЭС-1 в аварийной ситуации.

При рабочем давлении в общем напорном коллекторе $d1020 \times 10,0$ мм группы насосов ТНП-1...ТНП-4 и ТНЛ-1...ТНЛ-2 равно $P = 8,5...9,5$ кгс/см² подающий трубопровод тепломагистральной «СГРЭС-2 – Промзона» с существующим давлением $P = 4,6...5,2$ кгс/см² (в трубопроводах тепломагистральной по ул. Энергостроителей) и его существующим ветхим состоянием может не выдержать увеличения давления до $P = 8,5...9,5$ кгс/см², что может вместо требуемого резервирования создать новую аварийную ситуацию.

Вывод: схема резервирования СГРЭС-1 и СГРЭС-2 через тепломагистральной «СГРЭС-2 – Промзона» не может быть использована при существующей технологической схеме подключения.

МЕРОПРИЯТИЯ, ПО РЕЗУЛЬТАТАМ КОТОРЫХ МОГУТ БЫТЬ СНЯТЫ ПРОБЛЕМЫ И ОГРАНИЧЕНИЯ

На сегодняшний день наиболее эффективными источниками теплоснабжения Сургута являются комбинированные источники тепловой энергии - СГРЭС-1 и СГРЭС-2. Производимая на них тепловая энергия по показателям себестоимости более чем в два раза ниже, чем на любом не комбинированном источнике. В перспективе целесообразна максимальная загрузка источников комбинированной выработки с присоединением к ним большей части перспективных потребителей тепловой энергии, расположенных в радиусе эффективного теплоснабжения источников.

По соотношению располагаемой тепловой мощности и присоединённых нагрузок СГРЭС-1 (с ПКТС) и СГРЭС-2 имеют ощутимый резерв, который составляет в совокупности более 300 Гкал/ч. Однако система теплоснабжения от СГРЭС-1 имеет ряд ограничений, препятствующих выдаче их тепловой мощности (пропускная способность теплосетевого тракта ПКТС и характеристик её сетевых насосов).

Преодоление указанных ограничений требует выработки принципиальных технических решений, как по крупным источникам теплоснабжения (ГРЭС-1 с ПКТС и СГРЭС-2), так и по системам транспортировки тепловой энергии от них.

Для увеличения пропускной способности внутреннего тракта сетевой воды ПКТС требуется:

1) Для приведения в соответствие максимальной пропускной способности трубопроводов тепломагистрали 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» и гидравлического режима ПКТС по обратному трубопроводу необходимо увеличить полезный напор группы откачивающих насосов ПН-7...ПН-12 с 60 м (номинальный напор существующих насосов СЭ250-60-11) до 90 м (рабочая точка для режима по состоянию на 2018...2030 год) для чего, предусмотреть их замену на более высоконапорные насосы типа Wilo SCP 400/660DV-CX/E1-FC с отечественными электродвигателями типа АДЧР-650-6.0-4У1 Р1 (U = 6,0 кВ, I = 77А, n = 1 485 об/мин, Nэл.дв. = 630 кВт) производства ОАО «РУСЭЛПРОМ» адаптированных под частотное регулирование (с сохранением номинальной мощности электродвигателей).

2) Для регулирования полезного напора группы откачивающих насосов ПН-7...ПН-12 предусмотреть установку индивидуальных преобразователей частоты для новых высоконапорных перекачивающих насосов типа Wilo SCP 400/660DV-CX/E1-FC, что позволяет обеспечить снижение потребления электроэнергии за отопительный сезон с 6 847 928 кВт*ч до 4 893 520 кВт*ч (снижение на 1 954 408 кВт*ч или на 28,54%) применительно к существующей величине подключенной тепловой нагрузки по состоянию на 01.03.2017 года.

3) Выполнить СМР и ввод в эксплуатацию дополнительного обратного трубопровода от точки слияния потоков от коллекторных №1 и №2 до общего всасывающего коллектора группы перекачивающих насосов ПН-8, ПН-10, ПН-12 диаметром 1d820x9,0 мм L = 275 метров (с установкой на трубопроводе задвижек, регулирующего клапана и строительством нового павильона для запорной арматуры).

4) Выполнить СМР и ввод в эксплуатацию дополнительного подающего трубопровода от ввода в ПКТС до точки разветвления на коллекторные №1 и №2 с ответвлением к общему всасывающему коллектору сетевых насосов СН-4...СН-6 диаметром 1d820x9,0 мм L = (221 + 82) = 303 метра (с установкой на трубопроводе задвижек, регулирующего клапана и строительством нового павильона для запорной арматуры).

5) Выполнить СМР и ввод в эксплуатацию нового участка тепломагистрали «СГРЭС-1 - ПКТС» с увеличением диаметров с 2□1020x9,0 мм на 2□1220x10,0 мм по территории промплощадки ПКТС суммарной длиной L = 136 м.

6) Перспективные мероприятия по увеличению надежности работы оборудования ПКТС:

- выполнить проектные работы и ввод в эксплуатацию системы защиты внутреннего тракта сетевой воды ПКТС и сальниковых компенсаторов на тепломагистрали «СГРЭС-1 - ПКТС» путем установки двух новых быстродействующих сбросных клапанов БКС-3 и БКС-4 (Bermad или Raphael DN200, PN16(25)) включенных по схеме «предупреждение гидравлического удара»;

- выполнить проектные работы и ввод в эксплуатацию двух автоматизированных узлов подпитки зоны теплоснабжения ЦЖР от теплоисточников СГРЭС-1 (с ввода тепломагистрали) и СГРЭС-2 (через коллекторную №2) для работы ПКТС в автономном режиме при аварийных ситуациях в отопительном сезоне;

- выполнить замену трех существующих комплектов составных теплосчетчиков на входе и выходе из ПКТС с заменой типов расходомеров и установкой струевыпрямителей лопастного типа (в связи с систематическим отказом существующих расходомеров при увеличении расходов циркуляции на город);

- выполнить проектные работы и ввод в эксплуатацию регулирующего поворотного затвора типа Vexve BFC1000W2 DN1000, PN25, Kv=56900 м³/ч с электроприводом SAR14.5/GS 250.3/GZ 250.3/AM01.1 на общем подающем трубопроводе □1020x10,0 мм в ПКТС.

Тепломагистраль 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» на настоящий момент является основным ограничителем подачи требуемого расхода теплоносителя в город от теплоисточника СГРЭС-1 и не обладает требуемой пропускной способностью для существующей величины подключенной нагрузки (по состоянию на 01.03.2017 года).

1. При перекладке участка 2d1020x9,0 мм протяженностью 1 475 м с увеличением диаметра на 2d1220x10,0 мм доля гидравлических потерь снизится с 40,7% до 14,9%, что позволит обеспечить подключение дополнительно тепловой нагрузки в зоне теплоснабжения ПКТС в количестве + 48...52 Гкал/ч.

2. Для дополнительного увеличения пропускной способности тепломагистрали 2Ду1200 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» требуется выполнить перекладку участка подающего трубопровода Ду 1200 мм ориентировочной длиной 2092 м и участка обратного трубопровода Ду 1200 мм ориентировочной длиной 2612 м с целью снижения внутренней шероховатости трубопровода и повышения надежности.

Данная перекладка участка подающего трубопровода d1220x10 мм позволит обеспечить подключение дополнительно тепловой нагрузки в зоне теплоснабжения ПКТС в количестве + 10,5 Гкал/ч.

После выполнения мероприятий по увеличению пропускной способности тепломагистрали 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС», а так же внутреннего тракта сетевой воды ПКТС, рекомендуется выполнить снижение температуры T1_СГРЭС-1 для нижней срезки температурного графика с 82,0°С до расчетного значения равного 75,0°С (согласно требований п.7.6. СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003).

Увеличение пропускной способности тепломагистрали «СГРЭС-2 – ВЖР»:

1. Перекладка трубопроводов тепломагистрали с увеличением диаметров между павильонами П-5 и П-7 с 2d820x8,0 мм до 2d1020x10,0 мм. (Максимальная пропускная способность тепломагистрали 2Ду1000/800 мм «СГРЭС-2 – ВЖР» после ввода в эксплуатацию ПНС-2 по предельным параметрам гидравлического режима (с увеличением P1_СГРЭС-2 с 10,5 кгс/см² до 16,0 кгс/см² и перекладкой трубопроводов тепломагистрали с увеличением диаметров между павильонами П-5 и П-7 с 2d820x8,0 мм до 2d1020x10,0 мм) увеличивается с 4 250...4 285 т/ч до 5 600...5 800 т/ч, что позволит выполнить подключение дополнительной нагрузки в размере + 185...220 Гкал/ч (по отношению к существующей нагрузке на 01.03.2017 года).

2. После выполнения мероприятий по увеличению пропускной способности тепломагистрали 2Ду1000/800 мм «СГРЭС-2 – ВЖР» рекомендуется выполнить снижение температуры T1_СГРЭС-2 для нижней срезки температурного графика с 82,0°С до расчетного значения равного 75,0°С (согласно требований п.7.6. СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003).

Примечание: выполнения мероприятия по вводу в эксплуатацию ПНС-2, с условием максимального расхода по тепломагистрали 2Ду1000/800 мм «СГРЭС-2-ВЖР» до 3800 т/ч, уже позволит произвести снижение нижней срезки температурного графика с 82,0°С до расчетного значения равного 75,0°С.

Технические решения по выполнению реконструкции подключения тепловой сети «Промзона»:

1) Существующий подающий трубопровод 1Ду800 мм проложенный совместно с трубопроводами 2Ду1200 мм тепломагистрالی «СГРЭС-1 – ПКТС» на всей территории промплощадки СГРЭС-1 заменяется на новый такого же диаметра по условиям срока службы более 25 лет.

Данный трубопровод в перспективе планируется использовать как общий для тепломагистрالی «СГРЭС-1 – ПКТС» и для тепломагистрالی «Промзона» (при ее аварийном подключении).

2) Перед входом в главный корпус станции к данному существующему подающему трубопроводу 1Ду800 мм предусматривается подключение нового трубопровода 1Ду800 мм вывода от повысительных насосов ТНЗ-7...ТНЗ-9.

Планируемая точка подключения в районе главного корпуса станции - в районе точки разветвления существующего обратного трубопровода Ду1200 мм и строящегося по проекту 03.060.07.00-10 нового обратного трубопровода Ду1000 мм.

Перед точкой подключения планируется размещение нового павильона с запорной арматурой (электроздвижка Ду800 мм, Ру25 кгс/см²) и регулирующим дисковым поворотным затвором Vexve BFC (Hogfors 31300CS) DN800, PN25.

3) Внутри главного корпуса на подающем трубопроводе 1Ду800 мм тепловой сети «Промзона» предусматривается:

- полная замена трубопровода Ду800 мм (по условиям срока службы более 25 лет);
- замена существующей электроздвижки Ду800 мм, Ру25 кгс/см² на новую;
- замена существующего регулирующего клапана Ду800 мм на новый дисковый регулирующий затвор.

Рекомендуемый тип дискового регулирующего затвора: Vexve BFC (Hogfors 31300CS) DN500, PN25, K_v = 15 600 м³/ч, Траб = -40...+260°С, тип присоединения – под сварку, фланец под электропривод F16 по ISO 5211 с электроприводом для регулирования AUMA SAR 10.1 / AM 01.1 / GSM 125.3 (52:1) / VZ 3.3 (3,1:1). Полное время хода привода на 900 - 53 секунды.

4) Переключение тепловых нагрузок поселка Кедровый на тепломагистраль «СГРЭС-2-Промзона» 2ДУ800 в районе опоры НО-6, в связи с выводом из эксплуатации теплоотрасы от здания ПРТЭЦ до поселка Кедровый

Внедрение мероприятия позволит:

- снизить общую стоимость проектных и СМР, т.к. в качестве подающего трубопровода 1Ду800 мм для новой тепломагистрالی используются существующие опоры и выполняется только замена трубопровода по условию срока службы;
- существенно повысить надежность схемы теплоснабжения, т.к. выводятся из эксплуатации ветхие трубопроводы наружной тепловой сети «Промзона» (выполняется ее переключение на новую тепломагистраль «СГРЭС-1 – 18 микрорайон»);
- в главном корпусе станции вывести из эксплуатации по сроку службы (демонтируется) обратный трубопровод 1Ду500 мм тепловой сети «Промзона»;
- в главном корпусе станции полностью заменить на новый (по сроку службы) подающий трубопровод 1Ду800 мм тепловой сети «Промзона» с монтажом нового узла регулирования;
- исчезает необходимость в контроле за размораживанием трубопроводов тепловой сети «Промзона»;
- восстановить из нерабочего состояния схему аварийного резервирования тепловой сети «Промзона»;
- существующий коридор позволяет запроектировать один обратный трубопровод Ду1000 мм в створе эстакады газопроводов к второй очереди станции с использованием П-образных вертикальных компенсаторов (по основной длине трассы).

Следует отметить, что данное техническое решение может быть реализовано в перспективе с вводом в эксплуатацию тепловывода СГРЭС-1 – 18 микрорайон.

В качестве альтернативы для обеспечения возможности в аварийных режимах поставок от СГРЭС-1 тепловой энергии потребителям СГРЭС-2 и наоборот предполагается строительство переемычки с узлом переключения, редуцирования и реверса между т/м «СГРЭС-1 – ПКТС» Ду 1200 мм и «СГРЭС-2 – Промзона» Ду 800 мм. в районе ул. Энергостроителей («Теплотрасса от ограды СГРЭС-1 до ограды СГРЭС-2»).

Данные переемычки позволяют осуществлять перераспределение зон теплоснабжения источников, повышая надежность и качество теплоснабжения потребителей.

Следует отметить, что при проектировании переемычек необходимо рассмотреть вариант организации их обогрева во избежание замерзания теплоносителя при низких температурах.

В дальнейшем при возникновении ситуации резервирования одного источника другим следует учитывать факт того, что компенсация собственных нужд ГРЭС будет восполняться через переемычку за счет мощностей резервного источника.

12.2 Описание существующих проблем организации надежного теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения (перечень причин, приводящих к снижению надежности теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)

Нормативный срок службы тепловых сетей достиг и превысил 30 лет, что приводит к повышенной аварийности и возможности нарушения подачи тепла потребителям.

По материальной характеристике 13,27% тепловых сетей СГМУП «ГТС» имеют срок эксплуатации более 30 лет.

Износ магистральных и квартальных тепловых сетей в системе теплоснабжения от СГМУП «ГТС» составляет 60,96%. Средний срок эксплуатации всех трубопроводов составляет 19 лет. Высокий процент износа тепловых сетей может приводить к функциональным отказам на тепловых сетях. В настоящее время СГМУП «ГТС» проводит ежегодные капитальные ремонты в следствии которых износ тепловых сетей снижается, что повышает надежность теплоснабжения.

За 5 лет на тепловых сетях зафиксировано 1864 функциональных отказа, из них наибольшее число произошло в 2020 г. – 396 ед

Подавляющее большинство отказов происходило на абонентских вводах. При этом в зону отключения попадали единичные потребители.

Проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей могут быть обусловлены завышенными расходами теплоносителя, отсутствием необходимого регулирования в ИТП и ЦТП, нарушением требований по максимальному давлению в обратном трубопроводе тепловой сети.

12.3 Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения

Важной проблемой теплоснабжения города является развитие систем теплоснабжения крупных источников тепловой энергии Сургута с одновременным повышением показателей их надёжности и живучести. Резервирование тепловой мощности теплоисточника Сургутская ГРЭС-1 невозможно осуществить при текущем положении по следующим причинам:

1) Моральный и физический износ основного и вспомогательного оборудования ПКТС (включая системы автоматического управления), а также отсутствие резерва пиковой тепловой мощности ПКТС при $T_{н.в.} = -43^{\circ}\text{C}$ для существующей величины подключенной тепловой нагрузки и расчетного гидравлического режима при $T_{н.в.} = -43^{\circ}\text{C}$ по причине отсутствия системы (насосов) рециркуляции теплоносителя для обеспечения совместной работы всех котлов с учетом поддержания минимальных расходов циркуляции.

Для решения проблемы требуется разработка технических решений по строительству новых участков тепловых сетей с целью организации связей между тепломагистралями для обеспечения резервирования смежных зон теплоснабжения.

При проектировании новых трубопроводов для наружной тепловой сети магистрали «СГРЭС-1 – 18 микрорайон» требуется одновременно запроектировать реконструкцию схемы подключения трубопроводов тепловой сети связи с СГРЭС-2 (тепломагистраль 2Ду800 мм «тепловой сети от ограды СГРЭС-1 до ограды СГРЭС-2»).

2). Существующие трубопроводы 1Ду500 мм (обратный) и 1Ду800 мм (подающий) тепловой сети от ограды СГРЭС-1 до ввода в главный корпус СГРЭС-1 выработали свой срок службы и требуют замены (технологическая связь между СГРЭС-1 и СГРЭС-2).

3). Существующая технологическая схема подключения трубопроводов «тепловой сети от ограды СГРЭС-1 до ограды СГРЭС-2» в главном корпусе СГРЭС-1 (обратный трубопровод Ду500 мм подключен к напорному коллектору насосов ТНП-1...ТНП-4; существующая схема регулирования давления только по подаче; полное отсутствие приборов контроля и учета) не позволяют выполнить эксплуатационное подключение данной тепловой сети к теплофикационному комплексу СГРЭС-1 в аварийной ситуации.

4). Диаметр обратного трубопровода 1Ду500 мм не соответствует требуемой пропускной способности для резервирования тепловой сети «Промзона» и главного корпуса СГРЭС-2.

12.4 Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения

В качестве основного топлива для котельных ТСО Сургута (за исключением Котельной №25 пос. Лесной СГМУП «ГТС», использующей в качестве топлива электрическую энергию) используется природный газ, поставляемый к источникам теплоснабжения Сургут от месторождения природного газа Уренгойское и от Среднеобских нефтяных месторождений (попутный газ), по отводам от магистральных газопроводов Уренгой-Челябинск и Уренгой-Сургут-Омск.

Основными газоснабжающими организациями Сургута являются ПАО «Сургутнефтегаз» (снабжение природным и попутным газом) и ЗАО «Газпром энерго» (региональная компания ОАО «Газпром» - снабжение природным газом). Природный и попутный газ, поставляемый в ТСО Сургута имеет сходные составы, и близкие теплотворные способности по этой причине в топливном балансе ТСО как правило учитывается общее потребление газового топлива (без разделения на природный газ и попутный газ).

Проблемы надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения города Сургута не выявлены.

12.5 Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения

Предписания надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения на территории города Сургута не выдавались.

12.6 Описание изменений технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения, произошедших в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

За период актуализации проблемы в работе системы теплоснабжения остаются на том же уровне. Однако проведенные мероприятия оказывают благоприятный эффект на систему теплоснабжения.