



**СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
ГОРОДСКОЙ ОКРУГ СУРГУТ
ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО
АВТОНОМНОГО ОКРУГА - ЮГРЫ
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2024 ГОД)**

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

КНИГА 12

ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

СОСТАВ РАБОТЫ

Наименование документа
Книга 1. Схема теплоснабжения в административных границах г. Сургута на период до 2035 года (Актуализация на 2024 г.) Утверждаемая часть Том 1 (Разделы 1-6)
Книга 1. Схема теплоснабжения в административных границах г. Сургута на период до 2035 года (Актуализация на 2024 г.) Утверждаемая часть Том 2 (Разделы 7-17)
Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения г. Сургута на период до 2035 года
Книга 2. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения Том 1 (Части 1-5)
Книга 2. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения Том 2 (Части 6-13)
Книга 3. Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения
Книга 4. Электронная модель системы теплоснабжения
Книга 5. Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей
Книга 6. Мастер-план развития систем теплоснабжения
Книга 7. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок
Книга 8. Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии
Книга 9. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей
Книга 10. Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения
Книга 11. Перспективные топливные балансы
Книга 12. Оценка надежности теплоснабжения
Книга 13. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение и (или) модернизацию
Книга 14. Индикаторы развития систем теплоснабжения
Книга 15. Ценовые (тарифные) последствия
Книга 16. Реестр единых теплоснабжающих организаций
Книга 17. Реестр мероприятий схемы теплоснабжения
Книга 18. Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения
Книга 19. Сводный том изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения
Книга 20. Оценка экологической безопасности теплоснабжения

СОДЕРЖАНИЕ

1. ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ В ПОКАЗАТЕЛЯХ НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ЗА ПЕРИОД, ПРЕДШЕСТВУЮЩИЙ АКТУАЛИЗАЦИИ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, С УЧЕТОМ ВВЕДЕННЫХ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ НОВЫХ И РЕКОНСТРУИРОВАННЫХ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И СООРУЖЕНИЙ НА НИХ	19
2. ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДА И РЕЗУЛЬТАТОВ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ ПО ОТКАЗАМ УЧАСТКОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ (АВАРИЙНЫМ СИТУАЦИЯМ), СРЕДНЕЙ ЧАСТОТЫ ОТКАЗОВ УЧАСТКОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ (АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ) В КАЖДОЙ СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	20
3. ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДА И РЕЗУЛЬТАТОВ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ ПО ВОССТАНОВЛЕНИЯМ ОТКАЗАВШИХ УЧАСТКОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ (УЧАСТКОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ, НА КОТОРЫХ ПРОИЗОШЛИ АВАРИЙНЫЕ СИТУАЦИИ), СРЕДНЕГО ВРЕМЕНИ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОТКАЗАВШИХ УЧАСТКОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ В КАЖДОЙ СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	25
4. ОБОСНОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ОЦЕНКИ ВЕРОЯТНОСТИ ОТКАЗА (АВАРИЙНОЙ СИТУАЦИИ) И БЕЗОТКАЗНОЙ (БЕЗАВАРИЙНОЙ) РАБОТЫ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПО ОТНОШЕНИЮ К ПОТРЕБИТЕЛЯМ, ПРИСОЕДИНЕННЫМ К МАГИСТРАЛЬНЫМ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫМ ТЕПЛОПРОВОДАМ	27
4.1. СГРЭС-1+ПКТС	27
4.1.1. СГРЭС-1+ПКТС (западная часть)	27
4.1.2. СГРЭС-1+ПКТС (южная часть)	31
4.2. СГРЭС-2	35
4.2.1. СГРЭС-2 (ВЖР)	35
4.2.2. СГРЭС-2 (Промзона)	38
4.3. Котельная №1	43
4.4. Котельная №2	47
4.5. Котельная №3	51
4.6. Котельная №5	55
4.7. Котельная №6	58
4.8. Котельная №7	61
4.9. Котельная №9	64
4.10. Котельная №13	67
4.11. Котельная №14	70
4.12. Котельная №21	73
4.13. Котельная №22 "Олимпия"	76
4.14. Котельная №23 "Ледовый Дворец"	79
4.15. Котельная №24 "Нефтяник"	82
4.16. Котельная №25 п. Лесной	85
4.17. Котельная №26 "Набережный"	88
4.18. Котельная №27 "Набережный"	91
4.19. Котельная №28 п. Юность	94
4.20. Котельная №29 п. Таежный	97
4.21. Котельная №30 п. Лунный	100
4.22. Котельная №32 п. Снежный	103
4.23. Котельная №33 п. Снежный	106
4.24. Котельная №34 Крылова, 40	109

4.25. Котельная №35 Спортивное (законсервирована)	112
4.26. Котельная №1 ПАО «Сургутнефтегаз»	115
4.27. Котельная №3 ПАО «Сургутнефтегаз»	118
4.28. Котельная №4 ПАО «Сургутнефтегаз»	121
4.29. Котельная №5 ПАО «Сургутнефтегаз»	124
4.30. Котельная №6 ПАО «Сургутнефтегаз»	127
4.31. Котельная №7 ПАО «Сургутнефтегаз»	130
4.32. Котельная №8 ПАО «Сургутнефтегаз»	133
4.33. Котельная №9 ПАО «Сургутнефтегаз»	136
4.34. Котельная №10 ПАО «Сургутнефтегаз»	139
4.35. Котельная №12 ПАО «Сургутнефтегаз»	142
4.36. Котельная №14 ПАО «Сургутнефтегаз»	145
4.37. Котельная №15 ПАО «Сургутнефтегаз»	148
4.38. Котельная №16 ПАО «Сургутнефтегаз»	151
4.39. Котельная №17 ПАО «Сургутнефтегаз»	154
4.40. Котельная №19 ПАО «Сургутнефтегаз»	157
4.41. Котельная №22 ПАО «Сургутнефтегаз»	160
4.42. Котельная К-45	163
4.43. Котельная «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5» (СОК)	166
4.44. Котельная ООО «Газпром энерго»	169
4.45. Котельная АО «Аэропорт Сургут»	172
4.46. Котельная СГМУП «Сургутский Хлебозавод»	175
4.47. Котельная ООО УК «СЗТК»	178
4.48. Котельная ООО «ТВС-сервис»	181
4.49. Котельная АО «Горремстрой»	184
4.50. Котельная ООО «Технические системы»	187
5. ОБОСНОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ОЦЕНКИ КОЭФФИЦИЕНТОВ ГОТОВНОСТИ ТЕПЛОПРОВОДОВ К НЕСЕНИЮ ТЕПЛОЙ НАГРУЗКИ	190
6. ОБОСНОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ОЦЕНКИ НЕДООТПУСКА ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ ПО ПРИЧИНЕ ОТКАЗОВ (АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ) И ПРОСТОЕВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ	191
7. ПРЕДЛОЖЕНИЯ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИЕ НАДЕЖНОСТЬ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	192
7.1. Применение на источниках тепловой энергии рациональных тепловых схем с дублированными связями и новых технологий, обеспечивающих нормативную готовность энергетического оборудования	192
7.2. Установка резервного оборудования	192
7.3. Организация совместной работы нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть	193
7.4. Резервирование тепловых сетей смежных районов	194
7.5. Устройство резервных насосных станций	198
7.6. Установка баков-аккумуляторов	198
8. ДЕЙСТВИЯ ПРИ ВОЗНИКНОВЕНИИ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ НА ИСТОЧНИКЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	200
8.1. Риски возникновения аварий, масштабы и последствия	200
8.2. Схема теплоснабжения объектов первой категории	201

8.3. Расчеты допустимого времени устранения технологических нарушений	201
8.4. Обеспечение циркуляции теплоносителя при возникновении аварий на Сургутской ГРЭС-1 и ГРЭС-2	203
8.4.1 Возможности теплоснабжения от СГРЭС-1 и ПКТС при аварии на СГРЭС-2- ВЖР	203
8.4.2 Возможности теплоснабжения от СГРЭС-1 и ПКТС при аварии на СГРЭС-2-ВЖР и перспективных резервирующих перемычках	223
8.4.3 Возможности теплоснабжения от СГРЭС-1 и ПКТС при аварии на СГРЭС-2- Промзона	231
8.4.4 Возможности теплоснабжения от СГРЭС-1 и ПКТС при аварии на СГРЭС-2-Промзона и перспективных резервирующих перемычках	236
8.4.5 Возможности теплоснабжения от СГРЭС-1 и ПКТС при аварии на СГРЭС-2	241
8.4.6 Возможности теплоснабжения от СГРЭС-1 и ПКТС при аварии на СГРЭС-2-Промзона и перспективных резервирующих перемычках	249
8.4.7 Возможности теплоснабжения от СГРЭС-2 и ПКТС при аварии на СГРЭС-1	256
8.4.8 Возможности теплоснабжения от котельных №13, №14 СГМУП «Городские тепловые сети» и К-45 ООО «Сургутские городские электрические сети» при отказе одного из теплоисточников, его магистральных тепловых сетей или насосных станций	274
8.1.1.1. Отказ К-45 ООО «СГЭС»	274
8.1.1.2. Отказ Котельной №14 СГМУП «ГТС»	282
8.1.1.3. Отказ Котельной №13 СГМУП «ГТС»	290
8.4.9 Возможности теплоснабжения и перечень микрорайонов города с адресами, попадающих под отключение теплоснабжения в случае выхода из строя в зимний период времени одновременно Сургутских ГРЭС-1 и ГРЭС-2	294
8.5. Организация управления ликвидацией аварий на теплопроизводящих объектах и тепловых сетях г. Сургут	297
9. СВОДНАЯ ОЦЕНКА МЕРОПРИЯТИЙ, ТРЕБУЕМЫХ ДЛЯ СОХРАНЕНИЯ/УЛУЧШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ Г. СУРГУТА	298

ПЕРЕЧЕНЬ ТАБЛИЦ

Таблица 2.1 - Сведения об отказах на тепловых сетях города, в разрезе источников тепловой энергии.....	21
Таблица 3.1 – Среднее время, затраченное на восстановление теплоснабжения потребителей после аварийных отключений	26
Таблица 4.1 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны СГРЭС-1+ПКТС (западная часть) единой теплоснабжающей организации №1, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ).....	28
Таблица 4.2 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны СГРЭС-1+ПКТС (южная часть) единой теплоснабжающей организации №1, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ).....	32
Таблица 4.3 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны СГРЭС-2 (ВЖР) единой теплоснабжающей организации №1, 2, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)	36
Таблица 4.4 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны СГРЭС-2 (Промзона) единой теплоснабжающей организации №1, 2, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ).....	39
Таблица 4.5 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны котельной №1 единой теплоснабжающей организации №2, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)	44
Таблица 4.6 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны котельной №2 единой теплоснабжающей организации №2, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)	48
Таблица 4.7 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны котельной №3 единой теплоснабжающей организации №2, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)	52
Таблица 4.8 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны котельной №5 единой теплоснабжающей организации №2, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)	56
Таблица 4.9 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны котельной №6 единой теплоснабжающей организации №2, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)	59
Таблица 4.10 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны котельной №7 единой теплоснабжающей организации №2, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)	62
Таблица 4.11 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны котельной №9 единой теплоснабжающей организации №2, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)	65
Таблица 4.12 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны котельной №13 единой теплоснабжающей организации №2, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ).....	68

[illegible]

[illegible]

реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)	149
Таблица 4.40 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны котельной №16 ПАО «Сургутнефтегаз» единой теплоснабжающей организации №3, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)	152
Таблица 4.41 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны котельной №17 ПАО «Сургутнефтегаз» единой теплоснабжающей организации №3, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)	155
Таблица 4.42 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны котельной №19 ПАО «Сургутнефтегаз» единой теплоснабжающей организации №3, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)	158
Таблица 4.43 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны котельной №22 ПАО «Сургутнефтегаз» единой теплоснабжающей организации №3, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)	161
Таблица 4.44 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны котельной К-45 единой теплоснабжающей организации №1, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)	164
Таблица 4.45 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны котельной «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5» (СОК) единой теплоснабжающей организации №1, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)	167
Таблица 4.46 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны котельной ООО «Газпром энерго» единой теплоснабжающей организации №4, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)	170
Таблица 4.47 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны котельной АО «Аэропорт Сургут» единой теплоснабжающей организации №5, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)	173
Таблица 4.48 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны котельной СГМУП «Сургутский Хлебозавод» единой теплоснабжающей организации №6, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)	176
Таблица 4.49 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны котельной ООО УК «СЗТК» единой теплоснабжающей организации №7, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)	179
Таблица 4.50 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны котельной ООО «ТВС-сервис» единой теплоснабжающей организации №8, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)	182

Таблица 4.51 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны котельной АО «Горремстрой» единой теплоснабжающей организации №9, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ).....	185
Таблица 4.52 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны котельной ООО «Технические системы» единой теплоснабжающей организации №10, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)	188
Таблица 6.1 – Ожидаемая динамика изменения показателя при условии реализации мероприятий учтенных инвестиционной программой регулируемых организаций	191
Таблица 7.1 - Допустимое снижение подачи теплоты, %.....	197
Таблица 8.1 – Риски возникновения аварий, масштабы и последствия аварий	200
Таблица 8.2 – Снижение температуры внутри жилого здания при внезапном прекращении теплоснабжения для г. Сургута	202

ПЕРЕЧЕНЬ РИСУНКОВ

Рисунок 2.1 – Соотношение числа отказов.....	24
Рисунок 4.1 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия СГРЭС-1+ПКТС (западная часть) (рисунок П46.1 МУ).....	27
Рисунок 4.2 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия СГРЭС-1+ПКТС (западная часть) (рисунок П46.2 МУ).....	30
Рисунок 4.3 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия СГРЭС-1+ПКТС (южная часть) (рисунок П46.1 МУ).....	31
Рисунок 4.4 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия СГРЭС-1+ПКТС (южная часть) (рисунок П46.2 МУ).....	34
Рисунок 4.5 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия СГРЭС-2 (ВЖР) (рисунок П46.1 МУ).....	35
Рисунок 4.6 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия СГРЭС-2 (ВЖР) (рисунок П46.2 МУ).....	37
Рисунок 4.7 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия СГРЭС-2 (Промзона) (рисунок П46.1 МУ).....	38
Рисунок 4.8 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия СГРЭС-2 (Промзона) (рисунок П46.2 МУ).....	42
Рисунок 4.9 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной №1 (рисунок П46.1 МУ).....	43
Рисунок 4.10 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной №1 (рисунок П46.2 МУ).....	46
Рисунок 4.11 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной №2 (рисунок П46.1 МУ).....	47
Рисунок 4.12 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной №2 (рисунок П46.2 МУ).....	50
Рисунок 4.13 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной №3 (рисунок П46.1 МУ).....	51
Рисунок 4.14 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной №3 (рисунок П46.2 МУ).....	54
Рисунок 4.15 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной №5 (рисунок П46.1 МУ).....	55
Рисунок 4.16 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной №5 (рисунок П46.2 МУ).....	57
Рисунок 4.17 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной №6 (рисунок П46.1 МУ).....	58
Рисунок 4.18 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной №6 (рисунок П46.2 МУ).....	60
Рисунок 4.19 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной №7 (рисунок П46.1 МУ).....	61
Рисунок 4.20 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной №7 (рисунок П46.2 МУ).....	63

Рисунок 4.21 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной №9 (рисунок П46.1 МУ).....	64
Рисунок 4.22 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной №9 (рисунок П46.2 МУ).....	66
Рисунок 4.23 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной №13 (рисунок П46.1 МУ).....	67
Рисунок 4.24 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной №13 (рисунок П46.2 МУ).....	69
Рисунок 4.25 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной №14 (рисунок П46.1 МУ).....	70
Рисунок 4.26 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной №14 (рисунок П46.2 МУ).....	72
Рисунок 4.27 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной №21 (рисунок П46.1 МУ).....	73
Рисунок 4.28 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной №21 (рисунок П46.2 МУ).....	75
Рисунок 4.29 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной №22 "Олимпия" (рисунок П46.1 МУ).....	76
Рисунок 4.30 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной №22 "Олимпия" (рисунок П46.2 МУ).....	78
Рисунок 4.31 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной №23 "Ледовый Дворец" (рисунок П46.1 МУ).....	79
Рисунок 4.32 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной №23 "Ледовый Дворец" (рисунок П46.2 МУ).....	81
Рисунок 4.33 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной №24 "Нефтяник" (рисунок П46.1 МУ).....	82
Рисунок 4.34 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной №24 "Нефтяник" (рисунок П46.2 МУ).....	84
Рисунок 4.35 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной №25 п. Лесной (рисунок П46.1 МУ).....	85
Рисунок 4.36 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной №25 п. Лесной (рисунок П46.2 МУ).....	87
Рисунок 4.37 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной №26 "Набережный" (рисунок П46.1 МУ).....	88
Рисунок 4.38 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной №26 "Набережный" (рисунок П46.2 МУ).....	90
Рисунок 4.39 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной №27 "Набережный" (рисунок П46.1 МУ).....	91
Рисунок 4.40 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной №27 "Набережный" (рисунок П46.2 МУ).....	93
Рисунок 4.41 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной №28 п. Юность (рисунок П46.1 МУ)	94

Рисунок 4.42 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной №28 п. Юность (рисунок П46.2 МУ)	96
Рисунок 4.43 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной №29 п. Таежный (рисунок П46.1 МУ).....	97
Рисунок 4.44 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной №29 п. Таежный (рисунок П46.2 МУ).....	99
Рисунок 4.45 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной №30 п. Лунный (рисунок П46.1 МУ).....	100
Рисунок 4.46 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной №30 п. Лунный (рисунок П46.2 МУ).....	102
Рисунок 4.47 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной №32 п. Снежный (рисунок П46.1 МУ)	103
Рисунок 4.48 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной №32 п. Снежный (рисунок П46.2 МУ)	105
Рисунок 4.49 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной №33 п. Снежный (рисунок П46.1 МУ)	106
Рисунок 4.50 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной №33 п. Снежный (рисунок П46.2 МУ)	108
Рисунок 4.51 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной №34 Крылова, 40 (рисунок П46.1 МУ).....	109
Рисунок 4.52 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной №34 Крылова, 40 (рисунок П46.2 МУ)	111
Рисунок 4.53 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной №35 Спортивное (законсервирована) (рисунок П46.1 МУ)	112
Рисунок 4.54 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной №35 Спортивное (законсервирована) (рисунок П46.2 МУ)	114
Рисунок 4.55 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной №1 ПАО «Сургутнефтегаз» (рисунок П46.1 МУ).....	115
Рисунок 4.56 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной №1 ПАО «Сургутнефтегаз» (рисунок П46.2 МУ).....	117
Рисунок 4.57 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной №3 ПАО «Сургутнефтегаз» (рисунок П46.1 МУ).....	118
Рисунок 4.58 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной №3 ПАО «Сургутнефтегаз» (рисунок П46.2 МУ).....	120
Рисунок 4.59 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной №4 ПАО «Сургутнефтегаз» (рисунок П46.1 МУ).....	121
Рисунок 4.60 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной №4 ПАО «Сургутнефтегаз» (рисунок П46.2 МУ).....	123
Рисунок 4.61 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной №5 ПАО «Сургутнефтегаз» (рисунок П46.1 МУ).....	124
Рисунок 4.62 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной №5 ПАО «Сургутнефтегаз» (рисунок П46.2 МУ).....	126

Рисунок 4.84 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной №19 ПАО «Сургутнефтегаз» (рисунок П46.2 МУ)	159
Рисунок 4.85 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной №22 ПАО «Сургутнефтегаз» (рисунок П46.1 МУ)	160
Рисунок 4.86 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной №22 ПАО «Сургутнефтегаз» (рисунок П46.2 МУ)	162
Рисунок 4.87 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной К-45 (рисунок П46.1 МУ)	163
Рисунок 4.88 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной К-45 (рисунок П46.2 МУ)	165
Рисунок 4.89 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5» (СОК) (рисунок П46.1 МУ)	166
Рисунок 4.90 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5» (СОК) (рисунок П46.2)	168
Рисунок 4.91 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной ООО «Газпром энерго» (рисунок П46.1 МУ)	169
Рисунок 4.92 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной ООО «Газпром энерго» (рисунок П46.2 МУ)	171
Рисунок 4.93 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной АО «Аэропорт Сургут» (рисунок П46.1 МУ)	172
Рисунок 4.94 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной АО «Аэропорт Сургут» (рисунок П46.2 МУ)	174
Рисунок 4.95 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной СГМУП «Сургутский Хлебозавод» (рисунок П46.1 МУ)	175
Рисунок 4.96 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной СГМУП «Сургутский Хлебозавод» (рисунок П46.2 МУ)	177
Рисунок 4.97 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной ООО УК «СЗТК» (рисунок П46.1 МУ)	178
Рисунок 4.98 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной ООО УК «СЗТК» (рисунок П46.2)	180
Рисунок 4.99 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной ООО «ТВС-сервис» (рисунок П46.1 МУ)	181
Рисунок 4.100 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной ООО «ТВС-сервис» (рисунок П46.2 МУ)	183
Рисунок 4.101 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной АО «Горремстрой» (рисунок П46.1 МУ)	184
Рисунок 4.102 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной АО «Горремстрой» (рисунок П46.2 МУ)	186
Рисунок 4.103 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной ООО «Технические системы» (рисунок П46.1 МУ)	187

Рисунок 4.104 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной ООО «Технические системы» (рисунок П46.2 МУ).....	189
Рисунок 8.1 – Путь от источника СГРЭС-1-ПКТС в к источнику СГРЭС-2 ВЖР.....	204
Рисунок 8.2 – Существующая перемычка в районе павильон П-12Путь от источника СГРЭС-1-ПКТС в к источнику СГРЭС-2 ВЖР.....	204
Рисунок 8.3 – Модифицированная зона теплоснабжения котельной №1	207
Рисунок 8.4 – Путь построения пьезометрического графика от Котельной №1 до потребителя с наилучшими параметрами гидравлического режима	208
Рисунок 8.5 – Пьезометрический график от Котельной №1 до потребителя с наилучшими параметрами гидравлического режима.....	209
Рисунок 8.6 – Модифицированная зона теплоснабжения котельной №2	210
Рисунок 8.7 – Путь построения пьезометрического графика от Котельной №2 до.....	211
Рисунок 8.8 – Пьезометрический график от Котельной №2 до потребителя с наилучшими параметрами гидравлического режима.....	212
Рисунок 8.9 – Объединенная зона теплоснабжения СГРЭС-1 – ПКТС – ВЖР.....	214
Рисунок 8.10 – Области замерзания потребителей СГРЭС-1-ПКТС-ВЖР.....	216
Рисунок 8.11 – Путь построения пьезометрического графика от СГРЭС-1 до ЦТП-88.....	218
Рисунок 8.12 – Зона ЦТП 88, 90, 100 –наиболее проблемная зона обеспечения тепловой энергией в аварийном режиме.....	219
Рисунок 8.13 – График падения температур от ПКТС до потребителя ЦТП-88 по ул. Школьная 15	220
Рисунок 8.14 – Пьезометрический график от ПКТС до потребителя ЦТП-88 по ул. Школьная 15	221
Рисунок 8.15 – Зоны теплоснабжения не обеспеченные тепловой нагрузкой при аварийном режиме работы....	222
Рисунок 8.16 – Путь от источника СГРЭС-1-в к источнику СГРЭС-2 ВЖР.....	224
Рисунок 8.17 – Перспективные перемычки в районе ПНС-1 (РП-3)	225
Рисунок 8.18 – Объединенная зона теплоснабжения СГРЭС-1 – ПКТС - ВЖР.....	227
Рисунок 8.19 – Области замерзания потребителей при прекращении ТС СГРЭС-2ВЖР при перспективных резервирующих перемычках	229
Рисунок 8.20 – Путь теплоносителя при аварии теплопровода СГРЭС-2 – Промзона.....	231
Рисунок 8.21 – Объединенная зона теплоснабжения СГРЭС-1 – ПКТС – Промзона	234
Рисунок 8.22 – Области замерзания СГРЭС-1 – ПКТС – Промзона.....	235
Рисунок 8.23 – Путь теплоносителя при аварии теплопровода СГРЭС-2 – Промзона по перспективной перемычке	237
Рисунок 8.24 – Перспективна перемычка резервирующая СГРЭС-1-Промзона (РП-1)	237
Рисунок 8.25 – Объединенная зона теплоснабжения СГРЭС-1 – ПКТС – Промзона	239
Рисунок 8.26 – Области замерзания СГРЭС-1 – ПКТС – Промзона.....	240
Рисунок 8.27 – Пути от источника СГРЭС-1 до СГРЭС-2 через существующие резервирующие перемычки.....	242
Рисунок 8.28 – Объединённая зона теплоснабжения СГРЭС-1-ПКТС-СГРЭС-2	245
Рисунок 8.29 – Области замерзания СГРЭС-1-ПКТС-СГРЭС-2	246
Рисунок 8.30 – Пути от источника СГРЭС-1 до СГРЭС-2 через существующие резервирующие перемычки.....	250
Рисунок 8.31 – Объединённая зона теплоснабжения СГРЭС-1-ПКТС-СГРЭС-2	252
Рисунок 8.32 – Области замерзания СГРЭС-1-ПКТС-СГРЭС-2	253
Рисунок 8.33 – Области замерзания абонентов СГРЭС-2-ПКТС-Город.....	257

Рисунок 8.34 – Баланс тепловой мощности в зоне ПКТС при отказе СГРЭС-1	258
Рисунок 8.35 – Зоны действия СГРЭС-2-Промзона-СГРЭС-1 (синяя) и СГРЭС-2-ВЖР-ПКТС-Город (красная) ..	260
Рисунок 8.36 – Баланс тепловой мощности в модифицированной зоне ПКТС при сохранении теплоснабжения потребителей 1 категории и отключении нагрузки ГВС для потребителей остальных категорий.....	261
Рисунок 8.37 – Баланс тепловой мощности в модифицированной зоне ПКТС при сохранении теплоснабжения потребителей 1 категории и отключении нагрузки ГВС для потребителей остальных категорий.....	262
Рисунок 8.38 – Баланс тепловой мощности в модифицированной зоне ПКТС при сохранении теплоснабжения потребителей 1 категории и отключении нагрузки ГВС для потребителей остальных категорий.....	263
Рисунок 8.39 – Путь построения пьезометрического графика от ПКТС до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима (отопление и ГВС – уровень аварийной брони, вентиляция – полное отключение)	264
Рисунок 8.40 – Пьезометрический график от ПКТС до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима (отопление и ГВС – уровень аварийной брони, вентиляция – полное отключение)	265
Рисунок 8.41 – График падения температур от ПКТС до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима (отопление и ГВС – уровень аварийной брони, вентиляция – полное отключение).....	266
Рисунок 8.42 – Баланс тепловой мощности в модифицированной зоне СГРЭС-2 при отказе СГРЭС-1.....	268
Рисунок 8.43 – Путь построения пьезометрического графика от СГРЭС-2 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима (без ограничений).....	269
Рисунок 8.44 – Пьезометрический график от СГРЭС-2 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима (без ограничений)	270
Рисунок 8.45 – График падения температур от СГРЭС-2 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима (без ограничений)	271
Рисунок 8.46 – Резервная схема теплоснабжения зоны К-45 через перемычку 2Ду250	274
Рисунок 8.47 – Максимальная нагрузка объединенной системы теплоснабжения.....	275
Рисунок 8.48 – Пьезометрический график от котельной №14 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима (без ограничений)	276
Рисунок 8.49 – Пьезометрический график от котельной №14 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима (с отключением ГВС).....	278
Рисунок 8.50 – Пьезометрический график от котельной №14 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима (с отключением ГВС, отопления и вентиляции до уровня аварийной брони	279
Рисунок 8.51 – Пьезометрический график от котельной №14 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима (после выполнения мероприятий)	281
Рисунок 8.52 – Максимальная нагрузка объединенной системы теплоснабжения.....	282
Рисунок 8.53 – Баланс тепловой мощности в модифицированной зоне К-45 при введении 1, 2 этапов ограничений	283
Рисунок 8.54 – Модифицированная зона действия котельной №13, при аварии на котельной №14.....	284
Рисунок 8.55 – Пьезометрический график от котельной К-45 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима (с отключением ГВС, отопления и вентиляции до уровня аварийной брони).....	285
Рисунок 8.56 – Пьезометрический график от котельной №13 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима (без ограничений)	286
Рисунок 8.57 – Баланс тепловой мощности в модифицированной зоне К-45 (с отключением ГВС, вентиляции и снижением отопительной нагрузки на 20%)	288

<i>Рисунок 8.58 – Пьезометрический график от котельной К-45 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима (с отключением ГВС, вентиляции и снижением отопительной нагрузки на 20%)</i>	289
<i>Рисунок 8.59 – Модифицированная зона действия котельной №14, при аварии на котельной №13</i>	291
<i>Рисунок 8.60 – Максимальная нагрузка объединенной системы теплоснабжения</i>	292
<i>Рисунок 8.61 – Пьезометрический график от котельной №14 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима (без ограничений)</i>	293
<i>Рисунок 8.62 – Режим теплоснабжения в случае выхода из строя в зимний период времени одновременно СГРЭС-1 и СГРЭС-2 (Котельная ПКТС работает на выделенную зону)</i>	295
<i>Рисунок 8.63 – Режим теплоснабжения в случае выхода из строя в зимний период времени одновременно СГРЭС-1 и СГРЭС-2 (Котельная работает на обе зоны СГРЭС-1 и СГРЭС-2 для поддержания циркуляции теплоносителя в системе СГРЭС-1 и СГРЭС-2)</i>	296

1. ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ В ПОКАЗАТЕЛЯХ НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ЗА ПЕРИОД, ПРЕДШЕСТВУЮЩИЙ АКТУАЛИЗАЦИИ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, С УЧЕТОМ ВВЕДЕННЫХ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ НОВЫХ И РЕКОНСТРУИРОВАННЫХ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И СООРУЖЕНИЙ НА НИХ

Книга впервые разработана с учетом Методических указаний по разработке схем теплоснабжения, утвержденных Приказом Министерства энергетики РФ 05.03.2019 г. №212 (далее по тексту – МУ). В книгу был добавлен раздел «8. Действия при возникновении аварийных ситуаций на источнике теплоснабжения».

2. ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДА И РЕЗУЛЬТАТОВ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ ПО ОТКАЗАМ УЧАСТКОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ (АВАРИЙНЫМ СИТУАЦИЯМ), СРЕДНЕЙ ЧАСТОТЫ ОТКАЗОВ УЧАСТКОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ (АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ) В КАЖДОЙ СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Оценка надежности теплоснабжения по существующему положению представлена в разделе 9 Книге 2.

Для оценки надежности теплоснабжения, с точки зрения численности отказов на участках тепловых сетей, применен количественный метод анализа. Данный метод направлен на выявление динамики изменения частоты отказов (аварий) на составных элементах тепловой сети (шт.).

В таблице ниже представлен поток отказов (частота отказов) на тепловых сетях города, в разрезе источников централизованного теплоснабжения, а также рассчитана удельная повреждаемость по каждому источнику тепловой энергии.

Таблица 2.1 - Сведения об отказах на тепловых сетях города, в разрезе источников тепловой энергии

№ п/п	Наименование теплоисточника	ЕТО	Общее число отказов, шт.					Отказы в отопительный период, шт.					Отказы в период испытаний, шт.					Отказы в межотопительный период без учета испытаний, шт.					Удельная повреждаемость тепловых сетей за прошедший год, шт./((км·год)					Удельная повреждаемость тепловых сетей за отопительный период, шт./((км·год)				
			2018	2019	2020	2021	2022	2018	2019	2020	2021	2022	2018	2019	2020	2021	2022	2018	2019	2020	2021	2022	2018	2019	2020	2021	2022	2018	2019	2020	2021	2022
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	32	33
1	СГРЭС-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	Котельная ПКТС	1	47	300	153	190	119	37	197	153	190	100	9	25	0	0	19	1	78	0	0	0	1,38	8,82	4,34	5,37	3,36	1,09	5,79	4,34	5,37	2,83
3	СГРЭС-2	1	20	240	107	125	77	14	240	107	125	74	6	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0,09	1,02	0,45	0,53	0,31	0,06	1,02	0,45	0,53	0,30
4	Котельная №1 СГМУП «ГТС»	1	1	16	6	18	5	1	16	6	18	4	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0,05	0,77	0,29	0,81	0,23	0,05	0,77	0,29	0,81	0,18
5	Котельная №2 СГМУП «ГТС»	1	5	68	57	34	18	5	68	57	34	16	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0,10	1,29	1,08	0,64	0,34	0,10	1,29	1,08	0,64	0,30
6	Котельная №3 СГМУП «ГТС»	1	3	31	9	20	3	3	31	9	20	1	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0,06	0,65	0,19	0,42	0,06	0,06	0,65	0,19	0,42	0,02
7	Котельная №5 СГМУП «ГТС»	1	0	2	0	3	0	0	2	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,13	0,00	0,19	0,00	0,00	0,13	0,00	0,19	0,00
8	Котельная №6 СГМУП «ГТС»	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9	Котельная №7 СГМУП «ГТС»	2	0	0	1	0	1	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,40	0,00	0,40	0,00	0,00	0,40	0,00	0,40
10	Котельная №9 СГМУП «ГТС»	2	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,59	0,00	0,00	0,00	0,00	0,59	0,00
11	Котельная №13 СГМУП «ГТС»	2	0	0	0	16	4	0	0	0	16	1	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,80	0,15	0,00	0,00	0,00	0,80	0,04
12	Котельная №14 СГМУП «ГТС»	2	1	20	17	10	5	1	20	17	10	4	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0,02	0,47	0,40	0,23	0,12	0,02	0,47	0,40	0,23	0,09
13	Котельная №21 СГМУП «ГТС»	2	0	3	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	1,72	0,00	0,00	0,00	0,00	1,72	0,00	0,00	0,00
14	Котельная №22 "Олимпия" СГМУП «ГТС»	2	0	0	0	0	2	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,29
15	Котельная №23 "Ледовый Дворец" СГМУП «ГТС»	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16	Котельная №24 "Нефтяник" СГМУП «ГТС»	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
17	Котельная №25 п. Лесной СГМУП «ГТС»	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18	Котельная №26 "Набережный" СГМУП «ГТС»	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
19	Котельная №27 "Набережный" СГМУП «ГТС»	2	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	11,90	0,00	0,00	0,00	0,00	11,90
20	Котельная №28 п. Юность СГМУП «ГТС»	2	70	0	35	10	19	8	0	35	10	19	34	0	0	0	0	28	0	0	0	0	3,01	0,00	1,51	0,43	0,82	0,34	0,00	1,51	0,43	0,82
21	Котельная №29 п. Таежный СГМУП «ГТС»	2	16	0	2	1	1	0	0	2	1	1	5	0	0	0	0	11	0	0	0	0	11,11	0,00	1,39	0,69	0,69	0,00	0,00	1,39	0,69	0,69
22	Котельная №30 п. Лунный СГМУП «ГТС»	2	37	0	6	5	7	0	0	6	5	7	26	0	0	0	0	11	0	0	0	0	4,66	0,00	0,75	0,63	0,88	0,00	0,00	0,75	0,63	0,88
23	Котельная №32 п. Снежный СГМУП «ГТС»	2	0	0	0	0	3	0	0	0	0	1	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	2,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,72
24	Котельная №33 п. Снежный СГМУП «ГТС»	23	2	0	2	3	0	0	0	2	3	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	3,92	0,00	3,92	5,89	0,00	0,00	0,00	3,92	5,89	0,00

№ п/п	Наименование теплоисточника	ЕТО	Общее число отказов, шт.					Отказы в отопительный период, шт.					Отказы в период испытаний, шт.					Отказы в межотопительный период без учета испытаний, шт.					Удельная повреждаемость тепловых сетей за прошедший год, шт./ (км·год)					Удельная повреждаемость тепловых сетей за отопительный период, шт./ (км·год)				
			2018	2019	2020	2021	2022	2018	2019	2020	2021	2022	2018	2019	2020	2021	2022	2018	2019	2020	2021	2022	2018	2019	2020	2021	2022	2018	2019	2020	2021	2022
25	Котельная №34 Крылова, 40 СГМУП «ГТС»	23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
26	Котельная №35 Спортивное СГМУП «ГТС» (законсервирована)	23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
27	Котельная №1 ПАО «Сургутнефтегаз»	23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
28	Котельная №3 ПАО «Сургутнефтегаз»	23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
29	Котельная №4 ПАО «Сургутнефтегаз»	23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
30	Котельная №5 ПАО «Сургутнефтегаз»	23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
31	Котельная №6 ПАО «Сургутнефтегаз»	23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
32	Котельная №7 ПАО «Сургутнефтегаз»	23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
33	Котельная №8 ПАО «Сургутнефтегаз»	23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
34	Котельная №9 ПАО «Сургутнефтегаз»	23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
35	Котельная №10 ПАО «Сургутнефтегаз»	23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
36	Котельная №12 ПАО «Сургутнефтегаз»	23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
37	Котельная №14 ПАО «Сургутнефтегаз»	23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
38	Котельная №15 ПАО «Сургутнефтегаз»	23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
39	Котельная №16 ПАО «Сургутнефтегаз»	23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
40	Котельная №17 ПАО «Сургутнефтегаз»	23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
41	Котельная №19 ПАО «Сургутнефтегаз»	23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
42	Котельная №22 ПАО «Сургутнефтегаз»	23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
43	Котельная К-45	23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
44	Котельная «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5» (СОК)	23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
45	Котельная ООО «Газпром энерго»	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
46	Котельная АО «Аэропорт Сургут»	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

№ п/п	Наименование теплоисточника	ЕТО	Общее число отказов, шт.					Отказы в отопительный период, шт.					Отказы в период испытаний, шт.					Отказы в межотопительный период без учета испытаний, шт.					Удельная повреждаемость тепловых сетей за прошедший год, шт./((км·год)					Удельная повреждаемость тепловых сетей за отопительный период, шт./((км·год)				
			2018	2019	2020	2021	2022	2018	2019	2020	2021	2022	2018	2019	2020	2021	2022	2018	2019	2020	2021	2022	2018	2019	2020	2021	2022	2018	2019	2020	2021	2022
47	Котельная СГМУП «Сургутский Хлебозавод»	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
48	Котельная ООО УК «СЗТК»	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
49	Котельная ООО «ТВС-сервис»	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
50	Котельная АО «Горремстрой»	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
51	Котельная ООО «Технические системы»	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
52	Котельная ООО «СКАТ-База»	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
53	Котельная ООО «ТехСтрой»	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого			202	680	395	436	265	69	577	395	436	232	81	25	0	0	33	52	78	0	0	0	0,21	0,70	0,40	0,44	0,24	0,07	0,59	0,40	0,44	0,21

В таблице и на рисунке ниже представлен поток отказов (частота отказов) на тепловых сетях города, в разрезе источников централизованного теплоснабжения, а также рассчитана удельная повреждаемость.

Наибольшее количество повреждений в 2019-2022 гг. в г. Сургуте фиксируется в тепловых сетях источников Филиала ПАО «ОГК-2» - Сургутская ГРЭС-1 и ПАО «Юнипро» - Сургутская ГРЭС-2 и, как видно из диаграммы, имеет тенденцию к снижению.

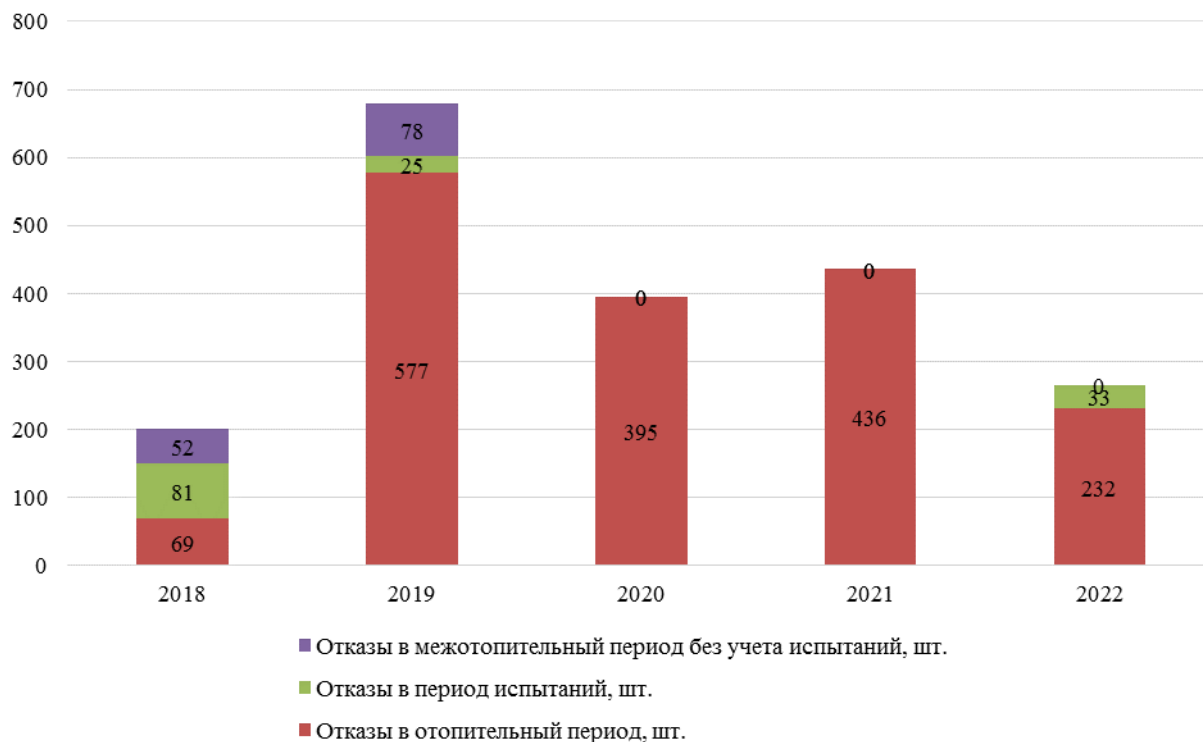


Рисунок 2.1 – Соотношение числа отказов

3. ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДА И РЕЗУЛЬТАТОВ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ ПО ВОССТАНОВЛЕНИЯМ ОТКАЗАВШИХ УЧАСТКОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ (УЧАСТКОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ, НА КОТОРЫХ ПРОИЗОШЛИ АВАРИЙНЫЕ СИТУАЦИИ), СРЕДНЕГО ВРЕМЕНИ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОТКАЗАВШИХ УЧАСТКОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ В КАЖДОЙ СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

По категории отключений потребителей, инциденты на тепловых сетях классифицируются на:

- отказы (инциденты, которые не считаются авариями);
- аварии.

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».

Как показал статистический анализ инцидентов на тепловых сетях, в г. Сургут за 2018-2022 гг. аварийных ситуаций не возникало. Происходили только отказы.

Время, затраченное на восстановление теплоснабжения потребителей после аварийных отключений, в значительной степени зависит от следующих факторов: диаметр трубопровода, тип прокладки, объем дренирования и заполнения тепловой сети, а также времени, затраченного на согласование раскопок с собственниками смежных коммуникаций.

Среднее время, затраченное на восстановление теплоснабжения потребителей после аварийных отключений в отопительный период, зависит от характеристик трубопровода отключаемой теплосети. Нормативный перерыв теплоснабжения (с момента обнаружения, идентификации дефекта и подготовки рабочего места, включающего в себя установление точного места повреждения (со вскрытием канала) и начала операций по локализации поврежденного трубопровода). Указанные нормативы регламентированы п. 6.10 СП 124.13330.2012 Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003 и представлены в таблице ниже.

Таблица 3.1 – Среднее время, затраченное на восстановление теплоснабжения потребителей после аварийных отключений

Диаметр труб тепловых сетей, мм	Время восстановления теплоснабжения, ч
300	15
400	18
500	22
600	26
700	29
800-1000	40
1200-1400	до 54

В целом по городу время восстановления работоспособности тепловых сетей соответствует установленным нормативам, что отражено в таблицах ниже.

4. ОБОСНОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ОЦЕНКИ ВЕРОЯТНОСТИ ОТКАЗА (АВАРИЙНОЙ СИТУАЦИИ) И БЕЗОТКАЗНОЙ (БЕЗАВАРИЙНОЙ) РАБОТЫ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПО ОТНОШЕНИЮ К ПОТРЕБИТЕЛЯМ, ПРИСОЕДИНЕННЫМ К МАГИСТРАЛЬНЫМ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫМ ТЕПЛОПРОВОДАМ

4.1. СГРЭС-1+ПКТС

4.1.1. СГРЭС-1+ПКТС (западная часть)

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения, сформированные в соответствии с Приложением 46 МУ, по методике расчета, изложенной в Приложении 18 МУ, представлены на рисунках и в таблице ниже.

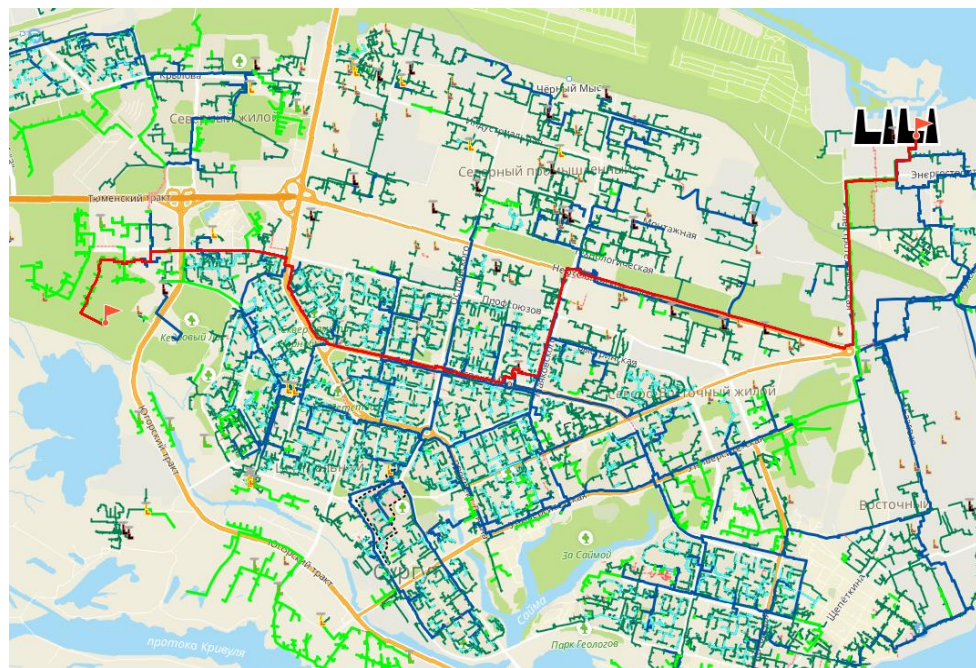


Рисунок 4.1 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия СГРЭС-1+ПКТС (западная часть) (рисунок П46.1 МУ)

Таблица 4.1 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны СГРЭС-1+ПКТС (западная часть) единой теплоснабжающей организации №1, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	СГРЭС-1 (Город)	Ввод/вывод, СГРЭС-1	1,4	0,0010	2000	1	35	0,0001198	93,2	0,0000001	0,0000001	0,9999913
2	Ввод/вывод, СГРЭС-1	узел	1,2	0,5650	2000	1	35	0,0001198	44,2	0,0000677	0,0000678	0,9976532
3	узел	узел	1,2	1,1100	2000	1	35	0,0001198	44,2	0,0001329	0,0002007	0,9930598
4	узел	узел	1,2	0,0781	2000	1	35	0,0001198	44,2	0,0000093	0,0002100	0,9927368
5	узел	узел	1,2	0,0144	2000	1	35	0,0001198	44,2	0,0000017	0,0002117	0,9926771
6	узел	узел	1,2	0,1719	2000	1	35	0,0001198	44,2	0,0000206	0,0002323	0,9919657
7	узел	узел	1,2	0,7141	2000	1	35	0,0001198	44,2	0,0000855	0,0003178	0,9890104
8	узел	узел	1,2	0,6516	2000	1	35	0,0001198	44,2	0,0000780	0,0003958	0,9863139
9	узел	ТК	1,2	0,5400	2000	1	35	0,0001198	44,2	0,0000647	0,0004605	0,9840791
10	ТК	узел	1,2	0,7891	2000	1	35	0,0001198	44,2	0,0000945	0,0005550	0,9808136
11	узел	узел	1,2	0,6037	2000	1	35	0,0001198	44,2	0,0000723	0,0006273	0,9783153
12	узел	узел	1,2	0,8749	2000	1	35	0,0001198	44,2	0,0001048	0,0007321	0,9746949
13	узел	П-3	1,2	0,2457	2000	1	35	0,0001198	44,2	0,0000294	0,0007615	0,9736783
14	П-3	узел	1,2	0,2909	2000	1	35	0,0001198	44,2	0,0000348	0,0007963	0,9724744
15	узел	узел	1,2	0,0083	2000	1	35	0,0001198	44,2	0,0000010	0,0007973	0,9724399
16	узел	узел	1,2	0,0119	2000	1	35	0,0001198	44,2	0,0000014	0,0007987	0,9723908
17	узел	ТК	1,2	0,1958	2000	1	35	0,0001198	44,2	0,0000234	0,0008221	0,9715807
18	ТК	узел	1,2	0,8381	2000	1	35	0,0001198	44,2	0,0001004	0,0009225	0,9681126
19	узел	узел	1,2	0,0770	2000	1	35	0,0001198	44,2	0,0000092	0,0009317	0,9677941
20	узел	ПКТС (ввод)	1,2	0,0220	2000	1	35	0,0001198	44,2	0,0000026	0,0009343	0,9677029
21	ПКТС (ввод)	узел	1	0,0094	2000	1	35	0,0000599	63,2	0,0000006	0,0009349	0,9676752
22	узел	НС ПКТС	1	0,0113	2000	1	35	0,0001198	63,0	0,0000014	0,0009363	0,9676083
23	НС ПКТС	РД ПКТС (РК-3)	1	0,0010	2000	1	35	0,0001198	62,9	0,0000001	0,0009364	0,9676024
24	РД ПКТС (РК-3)	узел	1	0,0113	2000	1	35	0,0001198	62,9	0,0000014	0,0009378	0,9675356
25	узел	Ввод/Вывод, Пиковая котельная СГМУП "ГТС"	1	0,0051	2000	1	35	0,0001198	62,9	0,0000006	0,0009384	0,9675053
26	Ввод/Вывод, Пиковая котельная СГМУП "ГТС"	узел	1	0,0151	2000	1	35	0,0001198	62,9	0,0000018	0,0009402	0,9674162
27	узел	РД ПКТС (РК-1)	1	0,0704	2000	1	35	0,0001198	62,9	0,0000084	0,0009486	0,9670008
28	РД ПКТС (РК-1)	Коллектор - 1	1	0,0010	2000	1	35	0,0001198	62,9	0,0000001	0,0009487	0,9669949
29	Коллектор - 1	1TK5	0,804	0,6280	2001	2	34	0,0000955	46,6	0,0000600	0,0010087	0,9648092
30	1TK5	1TK8	0,72	0,2414	2001	2	34	0,0000955	43,0	0,0000231	0,0010318	0,9640325
31	1TK8	1TK10	0,704	0,3111	2000	2	35	0,0001198	41,7	0,0000373	0,0010691	0,9628160
32	1TK10	1TK13 (УТ-4)	0,72	0,2967	2000	2	35	0,0001198	42,8	0,0000355	0,0011046	0,9616248
33	1TK13 (УТ-4)	1TK15	0,804	0,2790	2000	2	35	0,0001198	44,1	0,0000334	0,0011380	0,9604704
34	1TK15	1TK16	0,804	0,1851	2016	2	19	0,0000138	44,1	0,0000025	0,0011405	0,9603824
35	1TK16	1TK17	0,804	0,0185	2016	2	19	0,0000138	44,1	0,0000003	0,0011408	0,9603736
36	1TK17	1TK19	0,804	0,0858	2016	2	19	0,0000138	44,1	0,0000012	0,0011420	0,9603328
37	1TK19	1TK39	0,804	0,5897	2009	2	26	0,0000253	44,1	0,0000149	0,0011569	0,9598172
38	1TK39	1TK40	0,804	0,1698	2009	2	26	0,0000253	44,1	0,0000043	0,0011612	0,9596687
39	1TK40	н.о. №13	0,704	0,0221	2009	2	26	0,0000253	40,6	0,0000006	0,0011618	0,9596509
40	н.о. №13	1TK41	0,704	0,1893	2018	2	17	0,0000114	40,6	0,0000022	0,0011640	0,9595823
41	1TK41	1TK42	0,704	0,0817	2000	2	35	0,0001198	40,6	0,0000098	0,0011738	0,9592714

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
42	1TK42	1TK43	0,704	0,0852	2000	2	35	0,0001198	40,6	0,0000102	0,0011840	0,9589473
43	1TK43	1TK44	0,704	0,2490	2000	2	35	0,0001198	40,6	0,0000298	0,0012138	0,9580001
44	1TK44	узел	0,515	0,1159	2017	2	18	0,000013	28,8	0,0000015	0,0012153	0,9579660
45	узел	т.А	0,515	0,0694	2017	2	18	0,000013	28,8	0,0000009	0,0012162	0,9579456
46	т.А	узел	0,515	0,2250	1997	2	38	0,0002602	28,8	0,0000585	0,0012747	0,9566273
47	узел	1TK45	0,515	0,1036	2017	2	18	0,000013	28,8	0,0000014	0,0012761	0,9565969
48	1TK45	1TK46	0,515	0,1258	2017	2	18	0,000013	28,8	0,0000016	0,0012777	0,9565599
49	1TK46	ТК - 118535	0,5	0,1690	2000	2	35	0,0001198	28,2	0,0000202	0,0012979	0,9561134
50	ТК - 118535	ТК-6 (т. А)	0,5	0,3366	2000	2	35	0,0001198	28,2	0,0000403	0,0013382	0,9552242
51	ТК-6 (т. А)	УТ-1	0,259	0,1078	2016	1	19	0,0000138	14,5	0,0000015	0,0013397	0,9552074
52	УТ-1	ТК - 118331	0,207	0,0620	2016	1	19	0,0000138	12,1	0,0000009	0,0013406	0,9551994
53	ТК - 118331	ТК - 118330	0,259	0,1533	2023	2	12	0,0000114	14,8	0,0000017	0,0013423	0,9551792
54	ТК - 118330	ТК - 118329	0,25	0,0874	2000	2	35	0,0001198	13,7	0,0000105	0,0013528	0,9550674
55	ТК - 118329	ТК - 118334	0,25	0,0817	2000	2	35	0,0001198	13,7	0,0000098	0,0013626	0,9549628
56	ТК - 118334	ТК - 118324	0,25	0,1851	2000	2	35	0,0001198	13,7	0,0000222	0,0013848	0,9547259
57	ТК - 118324	ТК - 118325	0,25	0,0396	2000	2	35	0,0001198	13,7	0,0000047	0,0013895	0,9546752
58	ТК - 118325	ТК - 118326	0,25	0,0530	2000	2	35	0,0001198	13,7	0,0000063	0,0013958	0,9546074
59	ТК - 118326	ТК - 118327	0,25	0,1061	2000	2	35	0,0001198	13,7	0,0000127	0,0014085	0,9544716
60	ТК - 118327	ТК - 118337	0,25	0,1326	2000	2	35	0,0001198	13,7	0,0000159	0,0014244	0,9543019
61	ТК - 118337	ТК - 118339	0,175	0,1209	2000	2	35	0,0001198	10,2	0,0000145	0,0014389	0,9541860
62	ТК - 118339	ТК - 118340	0,175	0,0652	2000	2	35	0,0001198	10,2	0,0000078	0,0014467	0,9541235
63	ТК - 118340	узел	0,05	0,3363	2031	2	4	0,0000114	4,5	0,0000038	0,0014505	0,9541099
64	узел	Спортивное ядро в микрорайоне №35А	0,04	0,0725	2031	2	4	0,0000114	4,2	0,0000008	0,0014513	0,9541072

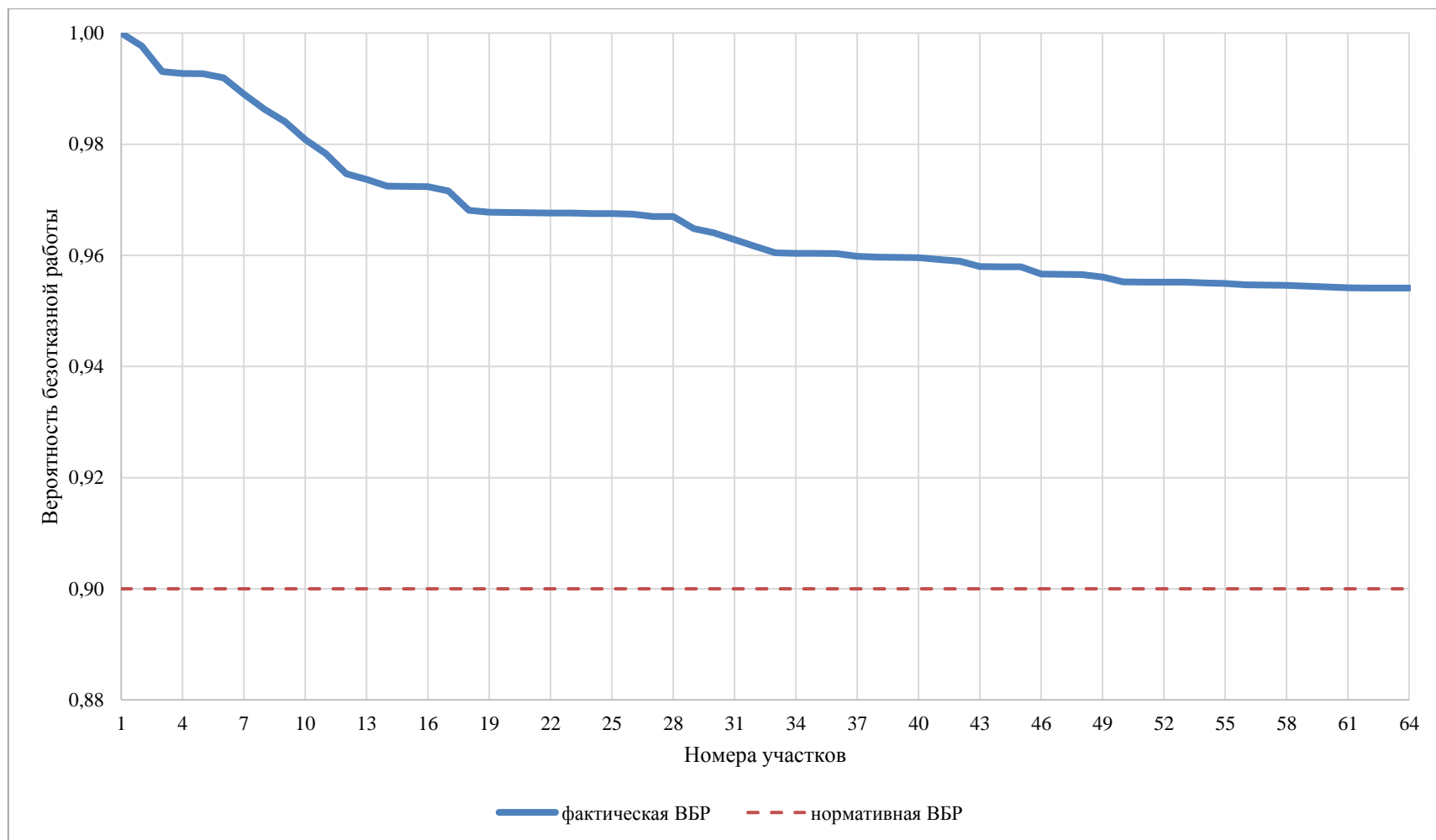


Рисунок 4.2 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия СГРЭС-1+ПКТС (западная часть) (рисунок П46.2 МУ)

4.1.2. СГРЭС-1+ПКТС (южная часть)

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения, сформированные в соответствии с Приложением 46 МУ, по методике расчета, изложенной в Приложении 18 МУ, представлены на рисунках и в таблице ниже.

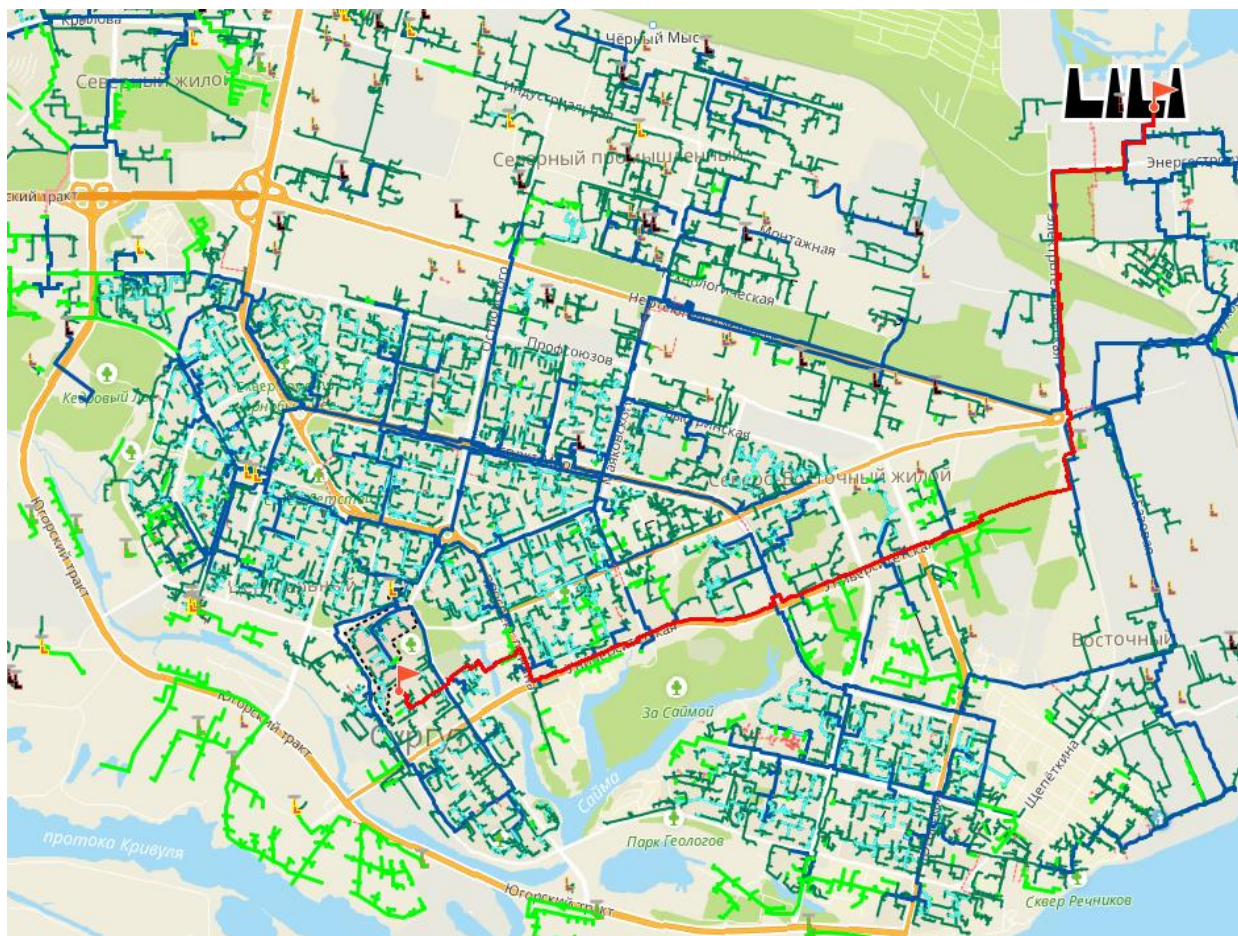


Рисунок 4.3 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия СГРЭС-1+ПКТС (южная часть) (рисунок П46.1 МУ)

Таблица 4.2 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны СГРЭС-1+ПКТС (южная часть) единой теплоснабжающей организации №1, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	СГРЭС-1 (Город)	Ввод/вывод, СГРЭС-1	1,4	0,0010	2000	1	35	0,0001198	93,2	0,0000001	0,0000001	0,9999913
2	Ввод/вывод, СГРЭС-1	ТК - 119429	1	0,2136	2000	2	35	0,0001198	36,4	0,0000256	0,0000257	0,9992629
3	ТК - 119429	ТК - 119431	1	0,0145	2000	2	35	0,0001198	36,4	0,0000017	0,0000274	0,9992134
4	ТК - 119431	ТК - 119464	1	2,4577	2000	2	35	0,0001198	36,4	0,0002943	0,0003217	0,9908326
5	ТК - 119464	узел	1	0,3240	2000	2	35	0,0001198	36,4	0,0000388	0,0003605	0,9897277
6	узел	ТК - 119464	1	2,0370	2000	2	35	0,0000599	36,4	0,0001220	0,0004825	0,9862546
7	ТК - 119464	ТК - 119471	1	0,3056	2000	2	35	0,0001198	36,4	0,0000366	0,0005191	0,9852125
8	ТК - 119471	ТК - 119420	1	0,5798	2000	2	35	0,0001198	36,4	0,0000694	0,0005885	0,9832353
9	ТК - 119420	9ТК2-7 (УТ-5)	1	0,3863	2000	2	35	0,0001198	36,4	0,0000463	0,0006348	0,9819180
10	9ТК2-7 (УТ-5)	9ТК2-6	0,63	0,1130	2013	2	22	0,0000169	36,5	0,0000019	0,0006367	0,9818633
11	9ТК2-6	9ТК2-4	0,63	0,3127	2013	2	22	0,0000169	36,5	0,0000053	0,0006420	0,9817119
12	9ТК2-4	9ТК2-3	0,616	0,3800	2006	2	29	0,000038	34,8	0,0000145	0,0006565	0,9813184
13	9ТК2-3	9ТК2-2	0,616	0,3200	2006	2	29	0,000038	34,8	0,0000122	0,0006687	0,9809871
14	9ТК2-2	9ТК2-1	0,63	0,1309	2006	2	29	0,000038	37,2	0,0000050	0,0006737	0,9808421
15	9ТК2-1	9ТК2-1	0,63	0,0231	2006	2	29	0,000038	37,2	0,0000009	0,0006746	0,9808165
16	9ТК2-1	9ТК2	0,63	0,0500	2006	1	29	0,000038	37,2	0,0000019	0,0006765	0,9807611
17	9ТК2	9ТК2-2 (3ТК32)	0,616	0,0679	2000	1	35	0,0001198	36,4	0,0000081	0,0006846	0,9805293
18	9ТК2-2 (3ТК32)	узел	0,63	0,0036	2000	1	35	0,0001198	33,2	0,0000004	0,0006850	0,9805181
19	узел	узел	0,63	0,0039	2000	1	35	0,0001198	33,2	0,0000005	0,0006855	0,9805059
20	узел	3ТК31	0,63	0,3311	2000	1	35	0,0001198	33,2	0,0000396	0,0007251	0,9794747
21	3ТК31	3ТК-30	0,63	0,4650	2013	1	22	0,0000169	33,2	0,0000079	0,0007330	0,9792698
22	3ТК-30	3ТК29	0,63	0,1845	2013	1	22	0,0000169	33,2	0,0000031	0,0007361	0,9791885
23	3ТК29	3ТК28 (УТ-3)	0,63	0,2707	2013	2	22	0,0000169	33,2	0,0000046	0,0007407	0,9790692
24	3ТК28 (УТ-3)	3ТК27 (УТ-2)	0,63	0,2156	2013	2	22	0,0000169	33,2	0,0000037	0,0007444	0,9789742
25	3ТК27 (УТ-2)	3ТК25	0,426	0,4684	2004	2	31	0,0000529	23,6	0,0000248	0,0007692	0,9785171
26	3ТК25	3ТК23	0,426	0,1285	2013	1	22	0,0000169	23,6	0,0000022	0,0007714	0,9784769
27	3ТК23	узел	0,414	0,0050	1997	2	38	0,0002602	24,0	0,0000013	0,0007727	0,9784524
28	узел	ТК - 119310	0,426	0,1318	2018	2	17	0,0000114	24,5	0,0000015	0,0007742	0,9784236
29	ТК - 119310	ТК - 119311	0,3	0,0750	2028	2	7	0,0000114	16,4	0,0000009	0,0007751	0,9784126
30	ТК - 119311	5ТК4Б	0,3	0,6106	2028	2	7	0,0000114	16,4	0,0000070	0,0007821	0,9783234
31	5ТК4Б	5ТК4А	0,259	0,0319	2010	2	25	0,0000226	14,7	0,0000007	0,0007828	0,9783151
32	5ТК4А	узел	0,259	0,0035	2010	2	25	0,0000226	14,7	0,0000001	0,0007829	0,9783142
33	узел	ЦТП-72	0,259	0,0010	2010	2	25	0,0000226	14,5	0,0000000	0,0007829	0,9783139
34	ЦТП-72	РД ЦТП-72	0,259	0,0030	2010	2	25	0,0000226	14,7	0,0000001	0,0007830	0,9783131
35	РД ЦТП-72	РД ЦТП-72	0,259	0,0010	2010	2	25	0,0000226	14,7	0,0000000	0,0007830	0,9783128
36	РД ЦТП-72	узел	0,259	0,0010	2010	2	25	0,0000226	14,7	0,0000000	0,0007830	0,9783125
37	узел	ТК72-1 (ТК-3-1)	0,259	0,0760	2000	2	35	0,0001198	14,7	0,0000091	0,0007921	0,9782079
38	ТК72-1 (ТК-3-1)	ТК-72-2 (ТК-3-2)	0,259	0,0480	1996	2	39	0,0003492	14,7	0,0000168	0,0008089	0,9780152
39	ТК-72-2 (ТК-3-2)	ТК-72-3 (ТК-3-3)	0,259	0,0520	1996	2	39	0,0003492	14,7	0,0000182	0,0008271	0,9778065
40	ТК-72-3 (ТК-3-3)	ТК-72-4 (ТК-3-4)	0,259	0,0500	1996	2	39	0,0003492	14,7	0,0000175	0,0008446	0,9776058
41	ТК-72-4 (ТК-3-4)	ТК-72-5 (ТК-3-5)	0,207	0,0934	2008	2	27	0,0000287	12,0	0,0000027	0,0008473	0,9775806
42	ТК-72-5 (ТК-3-5)	Ввод/Вывод, Республики, 74	0,15	0,0180	2008	2	27	0,0000287	9,0	0,0000005	0,0008478	0,9775770
43	Ввод/Вывод, Республики, 74	узел	0,15	0,0180	2008	1	27	0,0000287	9,0	0,0000005	0,0008483	0,9775734

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
44	узел	узел	0,15	0,0025	2000	1	35	0,0001198	9,0	0,0000003	0,0008486	0,9775713
45	узел	Ввод/Вывод, Республики, 74	0,15	0,0123	2000	1	35	0,0001198	9,0	0,0000015	0,0008501	0,9775609
46	Ввод/Вывод, Республики, 74	Ввод/Вывод, Республики, 76	0,15	0,0488	2012	2	23	0,0000185	9,0	0,0000009	0,0008510	0,9775545
47	Ввод/Вывод, Республики, 76	узел	0,15	0,0488	2012	1	23	0,0000185	9,0	0,0000009	0,0008519	0,9775481
48	узел	узел	0,1	0,0192	2000	1	35	0,0001198	6,7	0,0000023	0,0008542	0,9775360
49	узел	Ввод/Вывод, Республики, 76	0,1	0,0060	1998	1	37	0,0001975	6,7	0,0000012	0,0008554	0,9775298
50	Ввод/Вывод, Республики, 76	ТК-72-6 (ТК-3-6)	0,1	0,0060	1998	2	37	0,0001975	6,7	0,0000012	0,0008566	0,9775236
51	ТК-72-6 (ТК-3-6)	Ввод/Вывод, Республики, 78	0,082	0,0936	2000	1	35	0,0001198	5,9	0,0000112	0,0008678	0,9774718
52	Ввод/Вывод, Республики, 78	Общественное, МБОУДОД "Центр детского творчества"	0,082	0,0148	2000	1	35	0,0001198	5,9	0,0000018	0,0008696	0,9774636

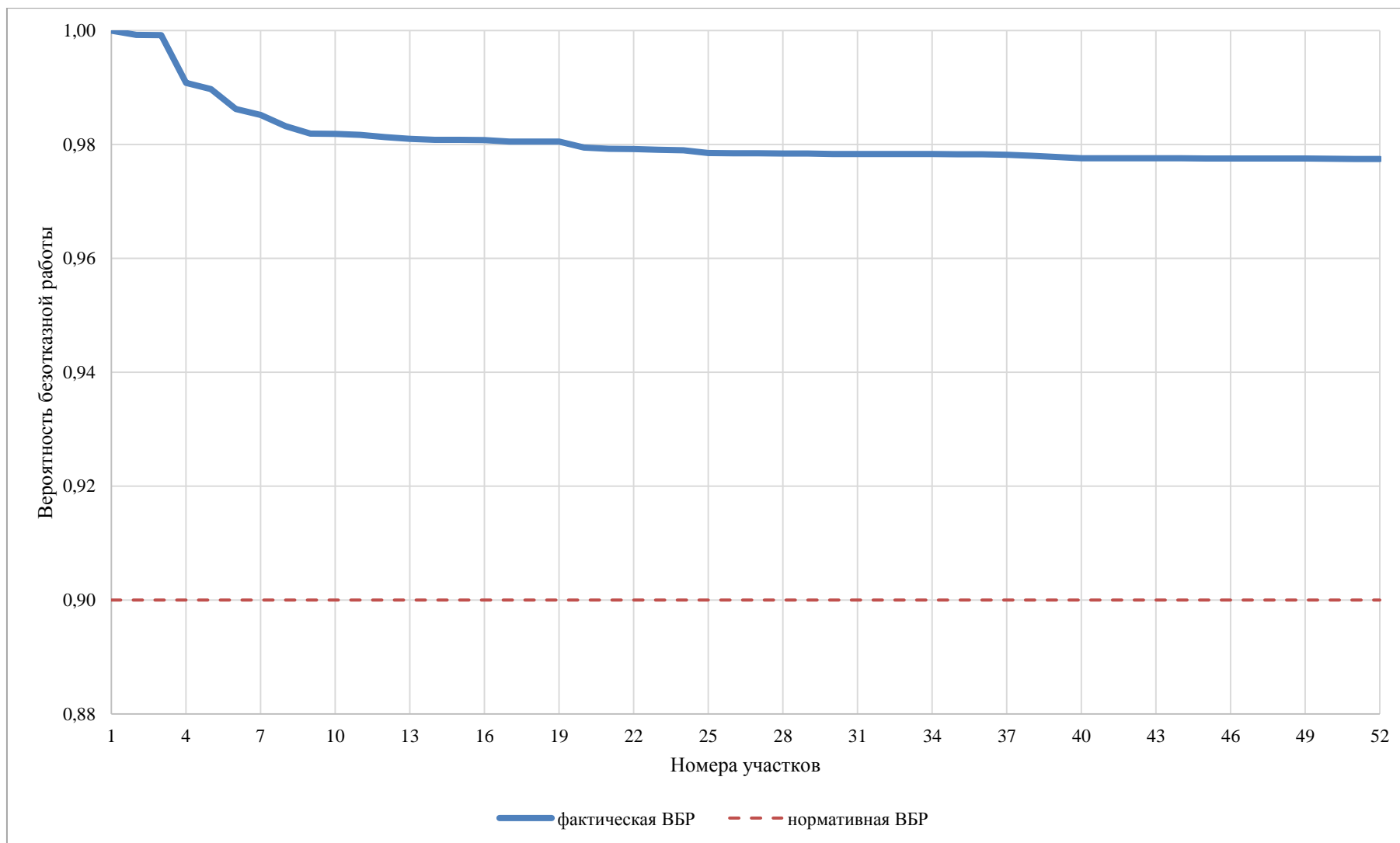


Рисунок 4.4 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия СГРЭС-1+ПКТС (южная часть) (рисунок П46.2 МУ)

4.2. СГРЭС-2

4.2.1. СГРЭС-2 (ВЖР)

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения, сформированные в соответствии с Приложением 46 МУ, по методике расчета, изложенной в Приложении 18 МУ, представлены на рисунках и в таблице ниже.

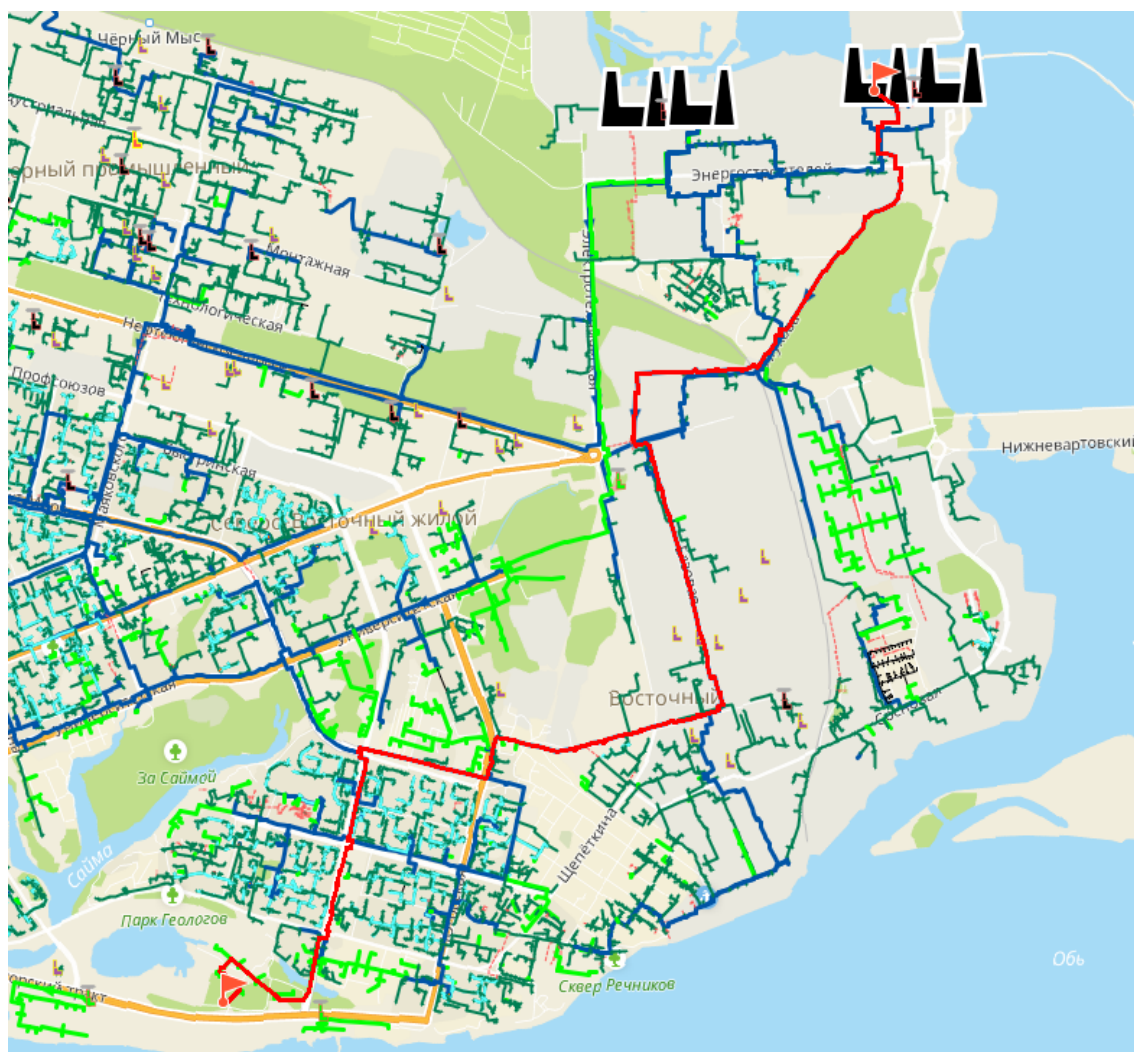


Рисунок 4.5 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия СГРЭС-2 (ВЖР) (рисунок П46.1 МУ)

Таблица 4.3 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны СГРЭС-2 (ВЖР) единой теплоснабжающей организации №1, 2, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	СГРЭС-2 (ВЖР)	узел	1	0,0010	1995	1	40	0,0004777	63,7	0,0000005	0,0000005	0,9999782
2	узел	узел	0,804	0,2906	1995	1	40	0,0004777	47,8	0,0001388	0,0001393	0,9952361
3	узел	узел	1	0,1061	1995	1	40	0,0004777	36,4	0,0000507	0,0001900	0,9939188
4	узел	П-1	1	0,2906	1995	1	40	0,0004777	36,4	0,0001388	0,0003288	0,9903112
5	П-1	узел	1	1,4580	1995	1	40	0,0004777	36,4	0,0006965	0,0010253	0,9722121
6	узел	узел	1	0,0531	1995	1	40	0,0004777	36,4	0,0000254	0,0010507	0,9715527
7	узел	узел	1	1,4393	1995	1	40	0,0004777	36,4	0,0006876	0,0017383	0,9536847
8	узел	ПНС-1	1	0,0174	1995	1	40	0,0004777	36,4	0,0000083	0,0017466	0,9534683
9	ПНС-1	П-3	1	0,0055	1995	1	40	0,0004777	36,4	0,0000026	0,0017492	0,9533997
10	П-3	П-4	1	0,5320	1995	1	40	0,0004777	36,4	0,0002541	0,0020033	0,9467954
11	П-4	П-5	1	1,3739	1995	1	40	0,0004777	36,4	0,0006564	0,0026597	0,9297394
12	П-5	узел	0,804	0,7175	1995	1	40	0,0004777	37,1	0,0003428	0,0030025	0,9206569
13	узел	П-10	0,804	0,0153	1995	1	40	0,0004777	37,1	0,0000073	0,0030098	0,9204628
14	П-10	узел	0,804	0,4867	1995	1	40	0,0004777	37,1	0,0002325	0,0032423	0,9143021
15	узел	П-6	0,804	0,0415	1995	1	40	0,0004777	37,1	0,0000198	0,0032621	0,9137770
16	П-6	узел	0,804	0,2755	1995	1	40	0,0004777	37,1	0,0001316	0,0033937	0,9102892
17	узел	узел	0,804	0,1075	1995	1	40	0,0004777	37,1	0,0000513	0,0034450	0,9089288
18	узел	П-7	0,804	0,1254	1995	1	40	0,0004777	37,1	0,0000599	0,0035049	0,9073417
19	П-7	узел	0,804	0,1606	2015	2	20	0,0000146	37,1	0,0000023	0,0035072	0,9072795
20	узел	узел	0,804	0,3740	1995	1	40	0,0004777	37,1	0,0001787	0,0036859	0,9025446
21	узел	узел	0,804	0,3955	1995	1	40	0,0004777	37,1	0,0001890	0,0038749	0,8975376
22	узел	П-8	0,804	0,0096	1995	1	40	0,0004777	37,1	0,0000046	0,0038795	0,8974163
23	П-8	П-12	0,804	0,1055	1995	1	40	0,0004777	37,1	0,0000504	0,0039299	0,8960813
24	П-12	узел	0,82	0,0050	2004	1	31	0,0000529	48,3	0,0000003	0,0039302	0,8960722
25	узел	9ТК4	0,82	0,3055	2004	2	31	0,0000529	48,3	0,0000161	0,0039463	0,8955151
26	9ТК4	9ТК5	0,82	0,2709	2004	2	31	0,0000529	48,3	0,0000143	0,0039606	0,8950209
27	9ТК5	9ТК6	0,82	0,0109	2004	1	31	0,0000529	48,3	0,0000006	0,0039612	0,8950010
28	9ТК6	9ТК-6А	0,426	0,2041	2009	2	26	0,0000253	23,2	0,0000052	0,0039664	0,8949156
29	9ТК-6А	узел	0,426	0,1628	2009	2	26	0,0000253	23,2	0,0000041	0,0039705	0,8948475
30	узел	9ТК12	0,426	0,1676	2009	2	26	0,0000253	23,2	0,0000042	0,0039747	0,8947774
31	9ТК12	9ТК12А	0,426	0,2841	2009	2	26	0,0000253	23,2	0,0000072	0,0039819	0,8946585
32	9ТК12А	ТК - 119869	0,175	0,4315	2027	2	8	0,0000114	10,0	0,0000049	0,0039868	0,8946233
33	ТК - 119869	ТК - 119900	0,175	0,1425	2027	2	8	0,0000114	10,0	0,0000016	0,0039884	0,8946117
34	ТК - 119900	ТК - 119901	0,175	0,0182	2027	2	8	0,0000114	10,0	0,0000002	0,0039886	0,8946102
35	ТК - 119901	ТК - 119902	0,175	0,0209	2027	2	8	0,0000114	10,0	0,0000002	0,0039888	0,8946085
36	ТК - 119902	ТК - 119903	0,207	0,1550	2027	2	8	0,0000114	11,9	0,0000018	0,0039906	0,8945935
37	ТК - 119903	ТК - 119857	0,207	0,1483	2027	2	8	0,0000114	11,9	0,0000017	0,0039923	0,8945792
38	ТК - 119857	ТК - 119858	0,125	0,0612	2027	2	8	0,0000114	7,8	0,0000007	0,0039930	0,8945753
39	ТК - 119858	ТК - 119859	0,125	0,0893	2027	2	8	0,0000114	7,8	0,0000010	0,0039940	0,8945696
40	ТК - 119859	ТК - 119860	0,125	0,0338	2027	2	8	0,0000114	7,8	0,0000004	0,0039944	0,8945674
41	ТК - 119860	ТК - 119861	0,1	0,1351	2027	2	8	0,0000114	6,6	0,0000015	0,0039959	0,8945601
42	ТК - 119861	ТК - 119862	0,1	0,0412	2027	2	8	0,0000114	6,6	0,0000005	0,0039964	0,8945579
43	ТК - 119862	узел	0,1	0,1200	2027	2	8	0,0000114	6,6	0,0000014	0,0039978	0,8945514
44	узел	Спортивный комплекс с игровыми залами	0,1	0,0250	2027	2	8	0,0000114	6,6	0,0000003	0,0039981	0,8945500

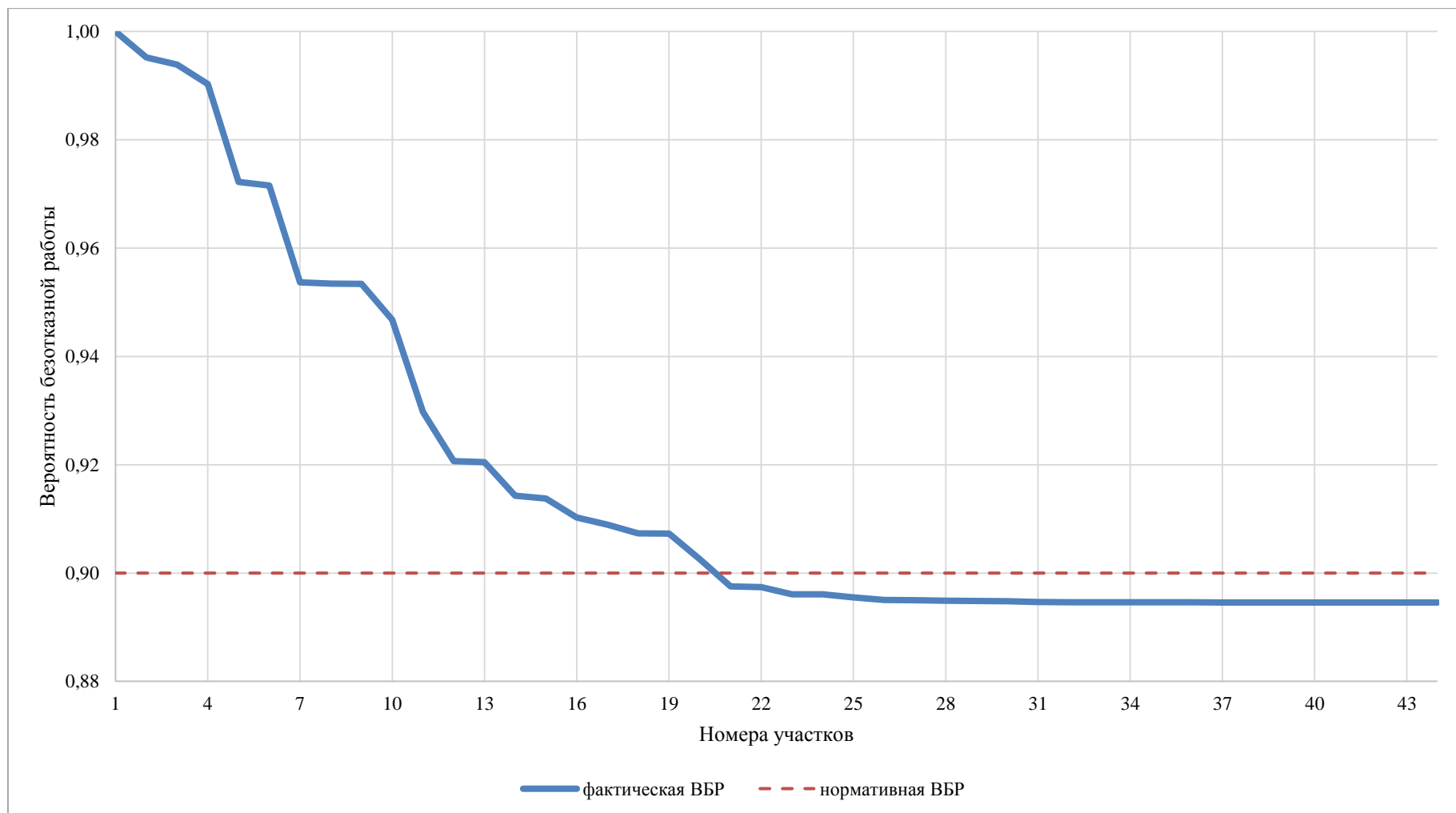


Рисунок 4.6 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия СГРЭС-2 (ВЖР) (рисунок П46.2 МУ)

4.2.2. СГРЭС-2 (Промзона)

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения, сформированные в соответствии с Приложением 46 МУ, по методике расчета, изложенной в Приложении 18 МУ, представлены на рисунках и в таблице ниже.

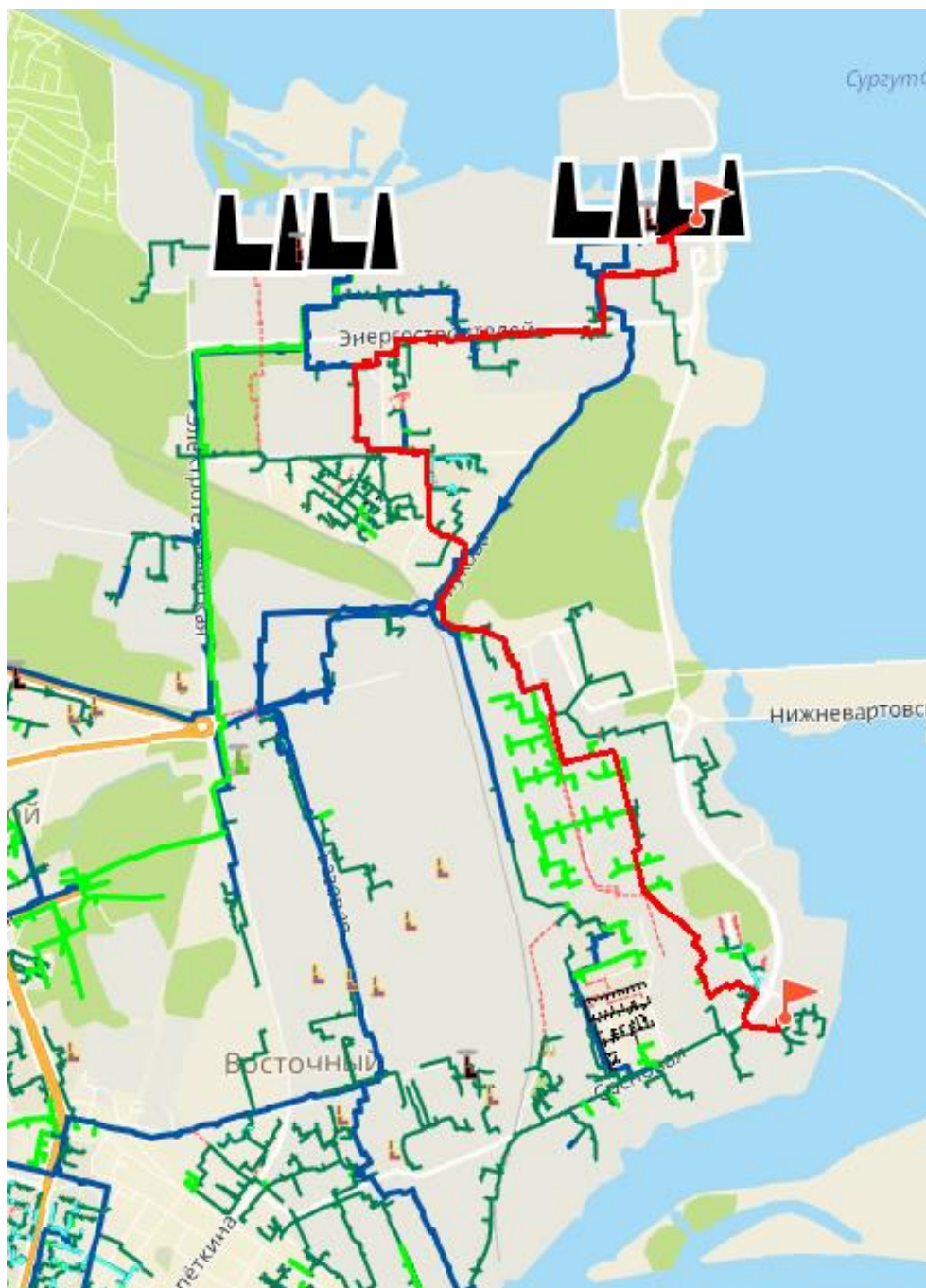


Рисунок 4.7 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия СГРЭС-2 (Промзона) (рисунок П46.1 МУ)

Таблица 4.4 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны СГРЭС-2 (Промзона) единой теплоснабжающей организации №1, 2, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	СГРЭС-2 (Промзона)	Коллекторы СГРЭС-2 - Промзона	0,804	0,3218	1995	1	40	0,0004777	37,0	0,0001537	0,0001537	0,9952944
2	Коллекторы СГРЭС-2 - Промзона	узел	0,804	0,0016	1995	1	40	0,0004777	37,0	0,0000008	0,0001545	0,9952710
3	узел	узел	0,804	0,1297	1995	1	40	0,0004777	37,0	0,0000619	0,0002164	0,9933748
4	узел	НО7	0,804	0,2451	1995	1	40	0,0004777	37,0	0,0001171	0,0003335	0,9897905
5	НО7	С1-1, С1-2	0,804	0,1189	1995	1	40	0,0004777	37,0	0,0000568	0,0003903	0,9880518
6	С1-1, С1-2	НО8	0,804	0,0380	1995	1	40	0,0004777	37,0	0,0000181	0,0004084	0,9874964
7	НО8	НО9	0,804	0,0087	1995	1	40	0,0004777	37,0	0,0000041	0,0004125	0,9873698
8	НО9	С2-1, С2-2	0,804	0,0222	1995	1	40	0,0004777	37,0	0,0000106	0,0004231	0,9870449
9	С2-1, С2-2	Врезка на ИП Крупинин	0,804	0,0953	1995	1	40	0,0004777	37,0	0,0000455	0,0004686	0,9856509
10	Врезка на ИП Крупинин	НО10	0,804	0,0634	1995	1	40	0,0004777	37,0	0,0000303	0,0004989	0,9847236
11	НО10	НО11	0,804	0,0999	1995	1	40	0,0004777	37,0	0,0000477	0,0005466	0,9832621
12	НО11	НО12	0,804	0,1315	1995	1	40	0,0004777	37,0	0,0000628	0,0006094	0,9813388
13	НО12	НО13	0,804	0,1228	1995	1	40	0,0004777	37,0	0,0000587	0,0006681	0,9795431
14	НО13	НО14	0,804	0,0989	1995	1	40	0,0004777	37,0	0,0000473	0,0007154	0,9780966
15	НО14	С3-1, С3-2	0,804	0,0953	1995	1	40	0,0004777	37,0	0,0000455	0,0007609	0,9767037
16	С3-1, С3-2	НО15	0,804	0,0340	1995	1	40	0,0004777	37,0	0,0000163	0,0007772	0,9762061
17	НО15	С4-1, С4-2	0,804	0,0098	1995	1	40	0,0004777	37,0	0,0000047	0,0007819	0,9760622
18	С4-1, С4-2	НО16	0,804	0,0853	1995	1	40	0,0004777	37,0	0,0000407	0,0008226	0,9748154
19	НО16	НО17	0,804	0,0478	1995	1	40	0,0004777	37,0	0,0000228	0,0008454	0,9741161
20	НО17	НО18	0,804	0,0928	1995	1	40	0,0004777	37,0	0,0000443	0,0008897	0,9727589
21	НО18	узел	0,804	0,0184	1995	1	40	0,0004777	37,0	0,0000088	0,0008985	0,9724898
22	узел	НО19	0,804	0,1348	1995	1	40	0,0004777	37,0	0,0000644	0,0009629	0,9705193
23	НО19	НО20	0,804	0,0384	1995	1	40	0,0004777	37,0	0,0000183	0,0009812	0,9699576
24	НО20	узел	0,804	0,0126	1995	1	40	0,0004777	37,0	0,0000060	0,0009872	0,9697728
25	узел	НО21	0,804	0,0249	1995	1	40	0,0004777	37,0	0,0000119	0,0009991	0,9694091
26	НО21	узел	0,804	0,0148	1995	1	40	0,0004777	37,0	0,0000071	0,0010062	0,9691933
27	узел	НО22	0,804	0,0796	1995	1	40	0,0004777	37,0	0,0000380	0,0010442	0,9680290
28	НО22	НО23	0,804	0,1391	1995	1	40	0,0004777	37,0	0,0000664	0,0011106	0,9659952
29	НО23	ТУ	0,804	0,0389	1995	1	40	0,0004777	37,0	0,0000186	0,0011292	0,9654265
30	ТУ	НО1	0,804	0,0028	1995	1	40	0,0004777	37,0	0,0000014	0,0011306	0,9653850
31	НО1	С8-1, С8-2	0,804	0,0034	1995	1	40	0,0004777	37,0	0,0000016	0,0011322	0,9653357
32	С8-1, С8-2	ТП-1	0,804	0,0059	1995	1	40	0,0004777	37,0	0,0000028	0,0011350	0,9652497
33	ТП-1	12-3, 12-4	0,804	0,0852	1995	1	40	0,0004777	37,0	0,0000407	0,0011757	0,9640036
34	12-3, 12-4	НО2	0,804	0,0292	1995	1	40	0,0004777	37,0	0,0000139	0,0011896	0,9635773
35	НО2	НО3	0,804	0,0972	1995	1	40	0,0004777	37,0	0,0000464	0,0012360	0,9621559
36	НО3	НО4	0,804	0,1047	1995	1	40	0,0004777	37,0	0,0000500	0,0012860	0,9606251
37	НО4	узел	0,804	0,0380	1995	1	40	0,0004777	37,0	0,0000182	0,0013042	0,9600690
38	узел	НО5	0,804	0,0561	1995	1	40	0,0004777	37,0	0,0000268	0,0013310	0,9592492
39	НО5	ТК	0,804	0,0548	1995	1	40	0,0004777	37,0	0,0000262	0,0013572	0,9584477
40	ТК	НО6	0,804	0,0202	1995	1	40	0,0004777	37,0	0,0000097	0,0013669	0,9581517
41	НО6	12-5, 12-6	0,804	0,1127	1995	1	40	0,0004777	37,0	0,0000538	0,0014207	0,9565041
42	12-5, 12-6	12-7, 12-6	0,804	0,0367	1995	1	40	0,0004777	37,0	0,0000175	0,0014382	0,9559680
43	12-7, 12-6	12-9, 12-10	0,804	0,0076	1995	1	40	0,0004777	37,0	0,0000036	0,0014418	0,9558570
44	12-9, 12-10	НО7	0,804	0,0063	1995	1	40	0,0004777	37,0	0,0000030	0,0014448	0,9557650
45	НО7	12-11, 12-12	0,804	0,0223	1995	1	40	0,0004777	37,0	0,0000106	0,0014554	0,9554392
46	12-11, 12-12	НО8	0,804	0,0823	1995	1	40	0,0004777	37,0	0,0000393	0,0014947	0,9542364
47	НО8	12-13, 12-14	0,804	0,0324	1995	1	40	0,0004777	37,0	0,0000155	0,0015102	0,9537630

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
48	12-13, 12-14	12-15, 12-16	0,804	0,0037	1995	1	40	0,0004777	37,0	0,0000018	0,0015120	0,9537090
49	12-15, 12-16	НО9	0,804	0,0335	1995	1	40	0,0004777	37,0	0,0000160	0,0015280	0,9532193
50	НО9	НО10	0,804	0,0626	1995	1	40	0,0004777	37,0	0,0000299	0,0015579	0,9523046
51	НО10	Б (узел)	0,804	0,0054	1995	1	40	0,0004777	37,0	0,0000026	0,0015605	0,9522256
52	Б (узел)	НО11	0,804	0,1006	1995	1	40	0,0004777	37,0	0,0000481	0,0016086	0,9507541
53	НО11	НО12	0,804	0,1173	1995	1	40	0,0004777	46,3	0,0000560	0,0016646	0,9486077
54	НО12	13-3, 13-4	0,804	0,0620	1995	1	40	0,0004777	46,3	0,0000296	0,0016942	0,9474726
55	13-3, 13-4	НО13	0,804	0,0577	1995	1	40	0,0004777	46,3	0,0000276	0,0017218	0,9464170
56	НО13	13-5, 13-6, 13-7, 13-8	0,804	0,0260	1995	1	40	0,0004777	46,3	0,0000124	0,0017342	0,9459409
57	13-5, 13-6, 13-7, 13-8	НО14	0,804	0,0893	1995	1	40	0,0004777	46,3	0,0000426	0,0017768	0,9443072
58	НО14	узел	0,804	0,0847	1995	1	40	0,0004777	46,3	0,0000405	0,0018173	0,9427568
59	узел	узел	0,804	0,0216	1995	1	40	0,0004777	46,3	0,0000103	0,0018276	0,9423616
60	узел	НО15	0,804	0,0134	1995	1	40	0,0004777	46,3	0,0000064	0,0018340	0,9421161
61	НО15	НО16	0,804	0,1213	1995	1	40	0,0004777	46,3	0,0000579	0,0018919	0,9398961
62	НО16	НО17	0,804	0,0708	1995	1	40	0,0004777	46,3	0,0000338	0,0019257	0,9385996
63	НО17	С15-1, С15-2	0,804	0,0181	1995	1	40	0,0004777	46,3	0,0000086	0,0019343	0,9382683
64	С15-1, С15-2	НО1-1	0,4	0,0188	1995	1	40	0,0004777	22,8	0,0000090	0,0019433	0,9380993
65	НО1-1	НО2-1	0,414	0,0037	1995	1	40	0,0004777	23,7	0,0000018	0,0019451	0,9380648
66	НО2-1	НО3-1	0,4	0,0283	1995	1	40	0,0004777	22,8	0,0000135	0,0019586	0,9378097
67	НО3-1	НО4-1	0,4	0,0178	1995	1	40	0,0004777	22,8	0,0000085	0,0019671	0,9376496
68	НО4-1	15-5, 15-6	0,4	0,0111	1995	1	40	0,0004777	22,8	0,0000053	0,0019724	0,9375501
69	15-5, 15-6	НО5-1	0,414	0,1174	1995	1	40	0,0004777	23,5	0,0000561	0,0020285	0,9364612
70	НО5-1	15-7-1, 15-7-2	0,414	0,0165	1995	1	40	0,0004777	23,5	0,0000079	0,0020364	0,9363086
71	15-7-1, 15-7-2	узел	0,4	0,0376	1995	1	40	0,0004777	23,0	0,0000180	0,0020544	0,9359676
72	узел	узел	0,4	0,0612	1995	1	40	0,0004777	23,0	0,0000292	0,0020836	0,9354125
73	узел	НО6-1	0,414	0,0513	1995	1	40	0,0004777	23,5	0,0000245	0,0021081	0,9349367
74	НО6-1	В (узел)	0,414	0,0058	1995	1	40	0,0004777	23,5	0,0000028	0,0021109	0,9348833
75	В (узел)	узел	0,412	0,1066	1995	1	40	0,0004777	23,7	0,0000509	0,0021618	0,9338852
76	узел	узел	0,414	0,0475	1995	1	40	0,0004777	23,6	0,0000227	0,0021845	0,9334419
77	узел	НО7-1	0,414	0,0914	1995	1	40	0,0004777	23,6	0,0000437	0,0022282	0,9325882
78	НО7-1	15-17-1, 15-18-2	0,414	0,0659	1995	1	40	0,0004777	23,6	0,0000315	0,0022597	0,9319725
79	15-17-1, 15-18-2	НО7.12	0,414	0,0147	2011	2	24	0,0000203	23,9	0,0000003	0,0022600	0,9319666
80	НО7.12	узел	0,309	0,1788	1995	2	40	0,0004777	17,4	0,0000854	0,0023454	0,9307413
81	узел	узел	0,309	0,1050	1995	2	40	0,0004777	17,4	0,0000502	0,0023956	0,9300215
82	узел	узел	0,259	0,1491	1995	2	40	0,0004777	13,9	0,0000712	0,0024668	0,9292051
83	узел	узел	0,259	0,1344	1995	2	40	0,0004777	13,9	0,0000642	0,0025310	0,9284693
84	узел	узел	0,259	0,2110	1995	2	40	0,0004777	13,9	0,0001008	0,0026318	0,9273143
85	узел	узел	0,259	0,0670	1995	2	40	0,0004777	13,9	0,0000320	0,0026638	0,9269475
86	узел	узел	0,259	0,1150	1995	2	40	0,0004777	13,9	0,0000549	0,0027187	0,9263180
87	НО13		0,207	0,2199	2011	1	24	0,0000203	11,3	0,0000045	0,0027232	0,9262763
88	узел	узел	0,207	0,1679	2011	1	24	0,0000203	11,3	0,0000034	0,0027266	0,9262445
89	узел	узел	0,207	0,0861	2011	1	24	0,0000203	11,3	0,0000017	0,0027283	0,9262282
90	узел	узел	0,207	0,1881	2011	1	24	0,0000203	11,3	0,0000038	0,0027321	0,9261926
91	узел	УТ4	0,207	0,6381	2011	1	24	0,0000203	11,3	0,0000130	0,0027451	0,9260717
92	УТ4	узел	0,207	0,3260	2011	2	24	0,0000203	11,3	0,0000066	0,0027517	0,9260099
93	узел	Ввод/вывод, ЦТП-101	0,207	0,1941	2011	2	24	0,0000203	11,3	0,0000039	0,0027556	0,9259731
94	Ввод/вывод, ЦТП-101	ЦТП-101	0,207	0,0500	2011	2	24	0,0000203	11,3	0,0000010	0,0027566	0,9259636
95	ЦТП-101	ТК-101-1(ТК-1)	0,207	0,0060	1995	1	40	0,0004777	11,3	0,0000029	0,0027595	0,9259369

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
96	ТК-101-1(ТК-1)	ТК-101-2(ТК-2)	0,207	0,1284	1995	1	40	0,0004777	12,0	0,0000613	0,0028208	0,9253286
97	ТК-101-2(ТК-2)	ТК-101-3(ТК-3)	0,15	0,0768	1995	1	40	0,0004777	9,0	0,0000367	0,0028575	0,9250559
98	ТК-101-3(ТК-3)	ТК-3	0,15	0,0844	1995	1	40	0,0004777	9,0	0,0000403	0,0028978	0,9247566
99	ТК-3	ТП-2	0,15	0,0091	1995	1	40	0,0004777	9,0	0,0000043	0,0029021	0,9247243
100	ТП-2	узел	0,125	0,1514	1995	1	40	0,0004777	7,8	0,0000723	0,0029744	0,9242563
101	узел	АБК, База	0,125	0,0744	1995	1	40	0,0004777	7,8	0,0000356	0,0030100	0,9240261

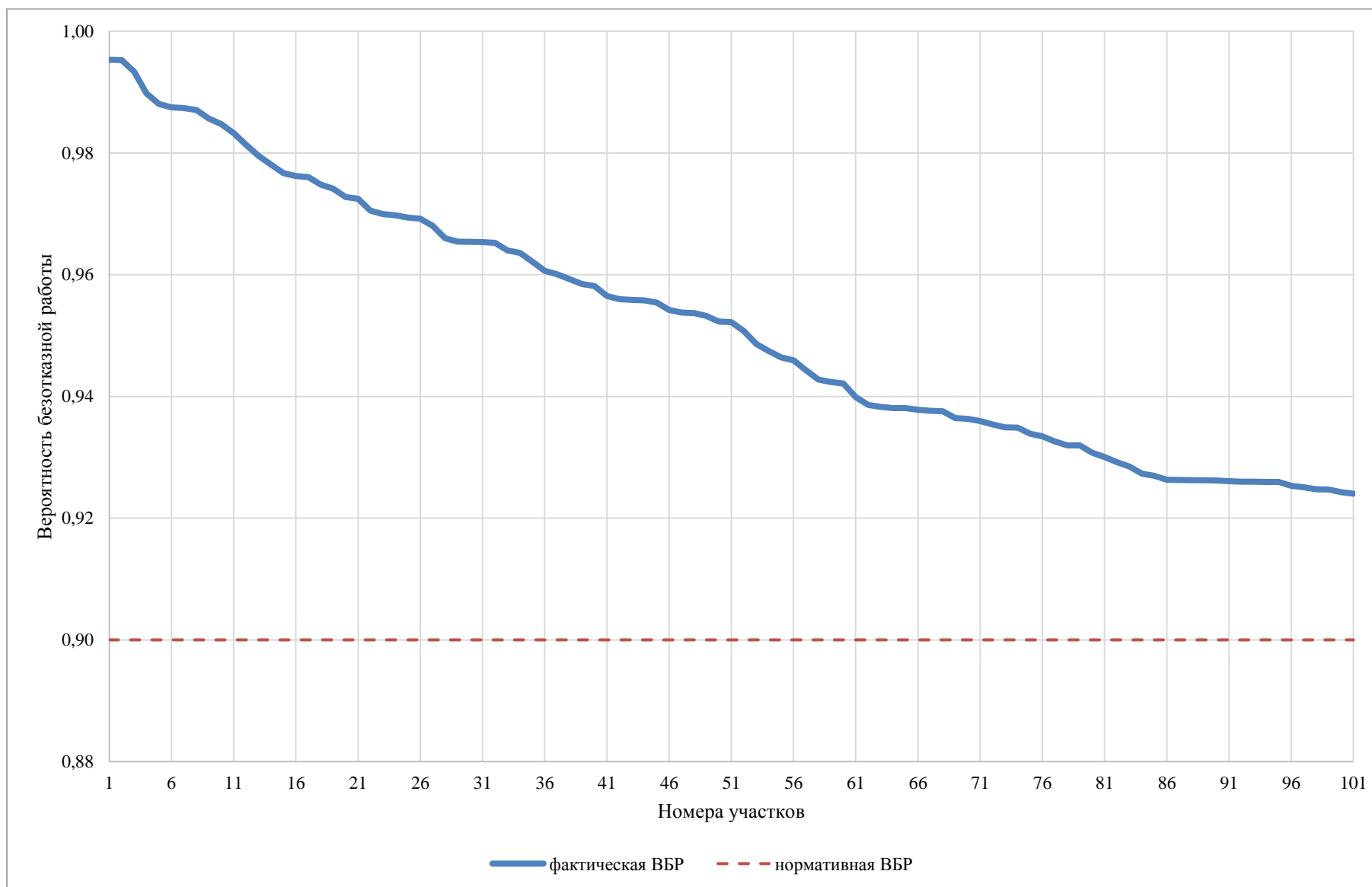


Рисунок 4.8 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия СГРЭС-2 (Промзона) (рисунок П46.2 МУ)

4.3. Котельная №1

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения, сформированные в соответствии с Приложением 46 МУ, по методике расчета, изложенной в Приложении 18 МУ, представлены на рисунках и в таблице ниже.

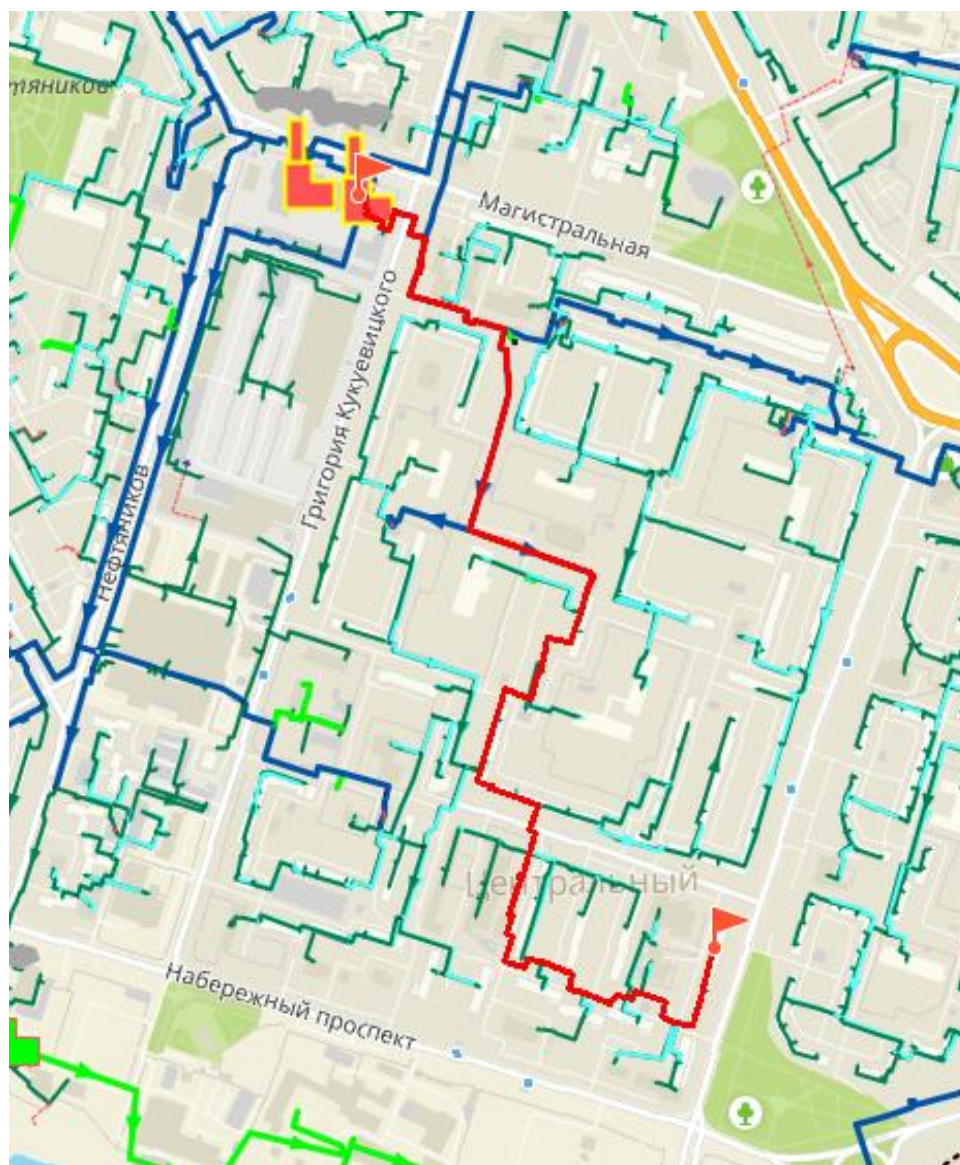


Рисунок 4.9 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной №1 (рисунок П46.1 МУ)

Таблица 4.5 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны котельной №1 единой теплоснабжающей организации №2, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	Котельная №1 СГМУП "ГТС"	Ввод/вывод, Нефтяников, 24, Котельная №1	0,515	0,0050	2003	1	32	0,0000635	30,3	0,0000003	0,0000003	0,9999904
2	Ввод/вывод, Нефтяников, 24, Котельная №1	Ввод/вывод, Нефтяников, 24, Котельная №1	0,426	0,0050	2003	1	32	0,0000635	21,9	0,0000003	0,0000006	0,9999835
3	Ввод/вывод, Нефтяников, 24, Котельная №1	10ТК1	0,426	0,0053	2003	2	32	0,0000635	21,9	0,0000003	0,0000009	0,9999762
4	10ТК1	ЗТК17	0,426	0,0813	2004	2	31	0,0000529	21,9	0,0000043	0,0000052	0,9998828
5	ЗТК17	ЗТК15А (УТ-1)	0,426	0,2026	2004	2	31	0,0000529	21,9	0,0000107	0,0000159	0,9996501
6	ЗТК15А (УТ-1)	т.врезки к ЗТК16	0,325	0,0293	2004	2	31	0,0000529	18,1	0,0000015	0,0000174	0,9996222
7	т.врезки к ЗТК16	ЗТК16	0,325	0,2142	2003	2	32	0,0000635	18,1	0,0000136	0,0000310	0,9993770
8	ЗТК16	т. А в сторону ЦТП-6	0,325	0,1392	2003	2	32	0,0000635	18,1	0,0000088	0,0000398	0,9992176
9	т. А в сторону ЦТП-6	ЦТП-6	0,325	0,0092	2004	2	31	0,0000529	18,1	0,0000005	0,0000403	0,9992089
10	ЦТП-6	РД ЦТП-6	0,309	0,0010	2003	1	32	0,0000635	17,8	0,0000001	0,0000404	0,9992078
11	РД ЦТП-6	Ввод/вывод, Дзержинского, 12	0,207	0,0170	2004	2	31	0,0000529	11,5	0,0000009	0,0000413	0,9991976
12	Ввод/вывод, Дзержинского, 12	узел	0,207	0,0500	2003	1	32	0,0000635	11,5	0,0000032	0,0000445	0,9991615
13	узел	узел	0,207	0,0400	2003	1	32	0,0000635	11,5	0,0000025	0,0000470	0,9991326
14	узел	Ввод/вывод, Дзержинского, 12	0,207	0,0200	2003	1	32	0,0000635	11,5	0,0000013	0,0000483	0,9991181
15	Ввод/вывод, Дзержинского, 12	ТК	0,207	0,0600	2003	2	32	0,0000635	11,5	0,0000038	0,0000521	0,9990747
16	ТК	Ввод/вывод, Дзержинского, 10/1	0,207	0,0200	2003	2	32	0,0000635	11,5	0,0000013	0,0000534	0,9990602
17	Ввод/вывод, Дзержинского, 10/1	узел	0,207	0,0500	2003	1	32	0,0000635	11,5	0,0000032	0,0000566	0,9990241
18	узел	узел	0,207	0,0500	2003	1	32	0,0000635	11,5	0,0000032	0,0000598	0,9989880
19	узел	Ввод/вывод, Дзержинского, 10/1	0,207	0,0062	2003	1	32	0,0000635	11,5	0,0000004	0,0000602	0,9989835
20	Ввод/вывод, Дзержинского, 10/1	Ввод/вывод, Дзержинского, 8А	0,207	0,0832	2003	2	32	0,0000635	11,5	0,0000053	0,0000655	0,9989234
21	Ввод/вывод, Дзержинского, 8А	узел	0,207	0,0314	2003	1	32	0,0000635	11,5	0,0000020	0,0000675	0,9989007
22	узел	узел	0,207	0,1000	2003	1	32	0,0000635	11,5	0,0000063	0,0000738	0,9988284
23	узел	узел	0,207	0,0030	2003	1	32	0,0000635	11,5	0,0000002	0,0000740	0,9988262
24	узел	узел	0,207	0,0350	2003	1	32	0,0000635	11,5	0,0000022	0,0000762	0,9988009
25	узел	узел	0,207	0,0320	2003	1	32	0,0000635	11,5	0,0000020	0,0000782	0,9987778
26	узел	узел	0,207	0,0608	2003	1	32	0,0000635	11,5	0,0000039	0,0000821	0,9987338
27	узел	узел	0,207	0,0608	2003	1	32	0,0000635	11,5	0,0000039	0,0000860	0,9986898
28	узел	Ввод/вывод, Дзержинского, 8А	0,207	0,0025	2003	1	32	0,0000635	11,5	0,0000002	0,0000862	0,9986880
29	Ввод/вывод, Дзержинского, 8А	узел	0,207	0,0266	2003	1	32	0,0000635	11,5	0,0000017	0,0000879	0,9986688

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
30	узел	ТК-6-2 (ТК-8)	0,207	0,0316	2003	1	32	0,0000635	11,5	0,0000020	0,0000899	0,9986459
31	ТК-6-2 (ТК-8)	ТК-6-3 (ТК-9)	0,15	0,2320	2014	2	21	0,0000157	8,9	0,0000036	0,0000935	0,9986138
32	ТК-6-3 (ТК-9)	ТК-6-4 (ТК-10)	0,15	0,1480	2014	2	21	0,0000157	8,9	0,0000023	0,0000958	0,9985933
33	ТК-6-4 (ТК-10)	ТК-6-5 (ТК-11)	0,15	0,1060	2014	2	21	0,0000157	8,9	0,0000017	0,0000975	0,9985786
34	ТК-6-5 (ТК-11)	ТК-6-6 (ТК-11а)	0,1	0,0224	2003	2	32	0,0000635	6,6	0,0000014	0,0000989	0,9985693
35	ТК-6-6 (ТК-11а)	ТК-6-7 (ТК-12)	0,1	0,1546	2014	2	21	0,0000157	6,6	0,0000024	0,0001013	0,9985535
36	ТК-6-7 (ТК-12)	Ввод/вывод, Ленинградская, 1	0,1	0,0800	2014	2	21	0,0000157	6,6	0,0000013	0,0001026	0,9985453
37	Ввод/вывод, Ленинградская, 1	узел	0,1	0,0970	2003	1	32	0,0000635	6,6	0,0000062	0,0001088	0,9985050
38	узел	Жилой дом (Ленинградская, 1)	0,1	0,0970	2003	1	32	0,0000635	6,6	0,0000062	0,0001150	0,9984647

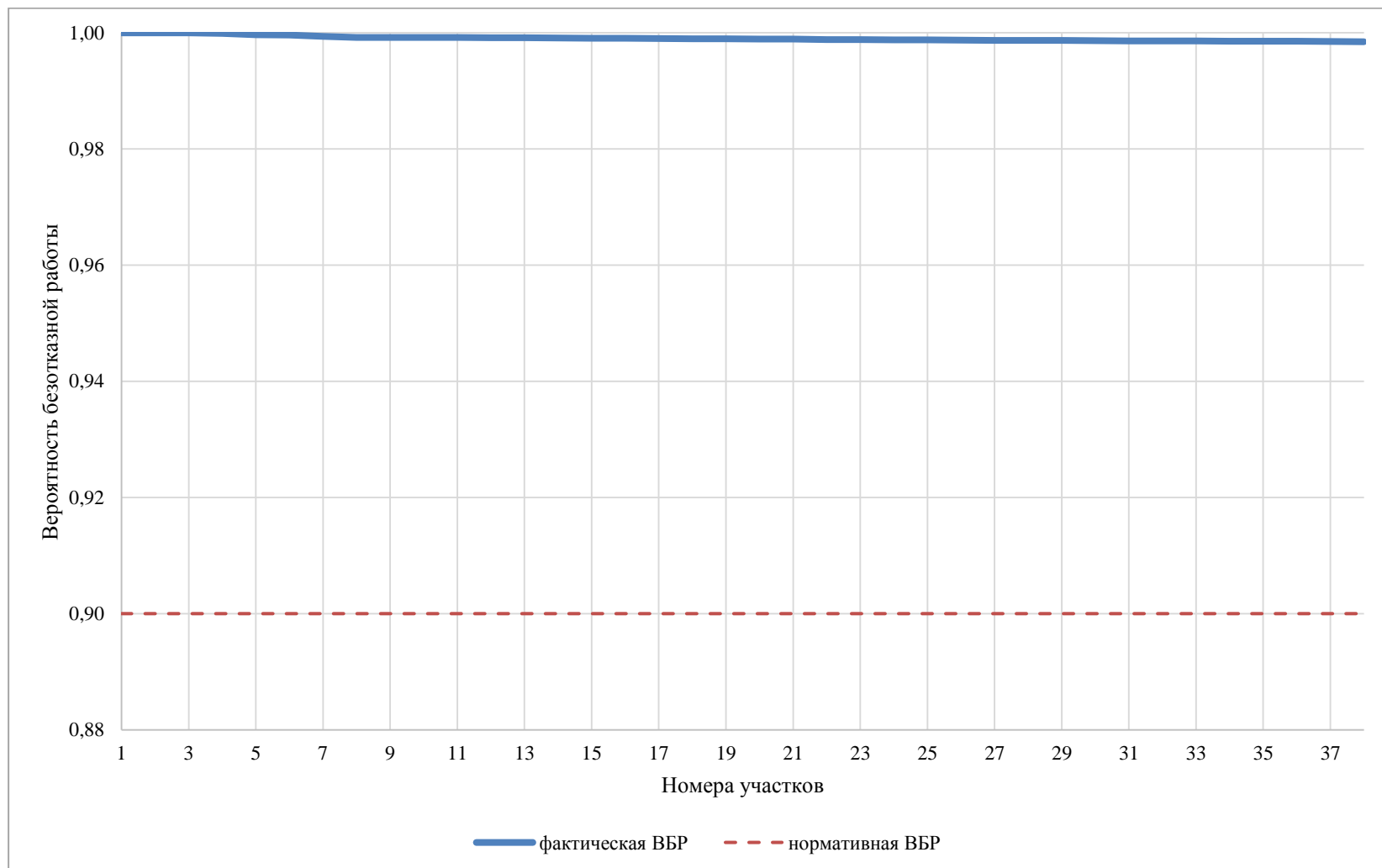


Рисунок 4.10 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной №1 (рисунок П46.2 МУ)

4.4. Котельная №2

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения, сформированные в соответствии с Приложением 46 МУ, по методике расчета, изложенной в Приложении 18 МУ, представлены на рисунках и в таблице ниже.

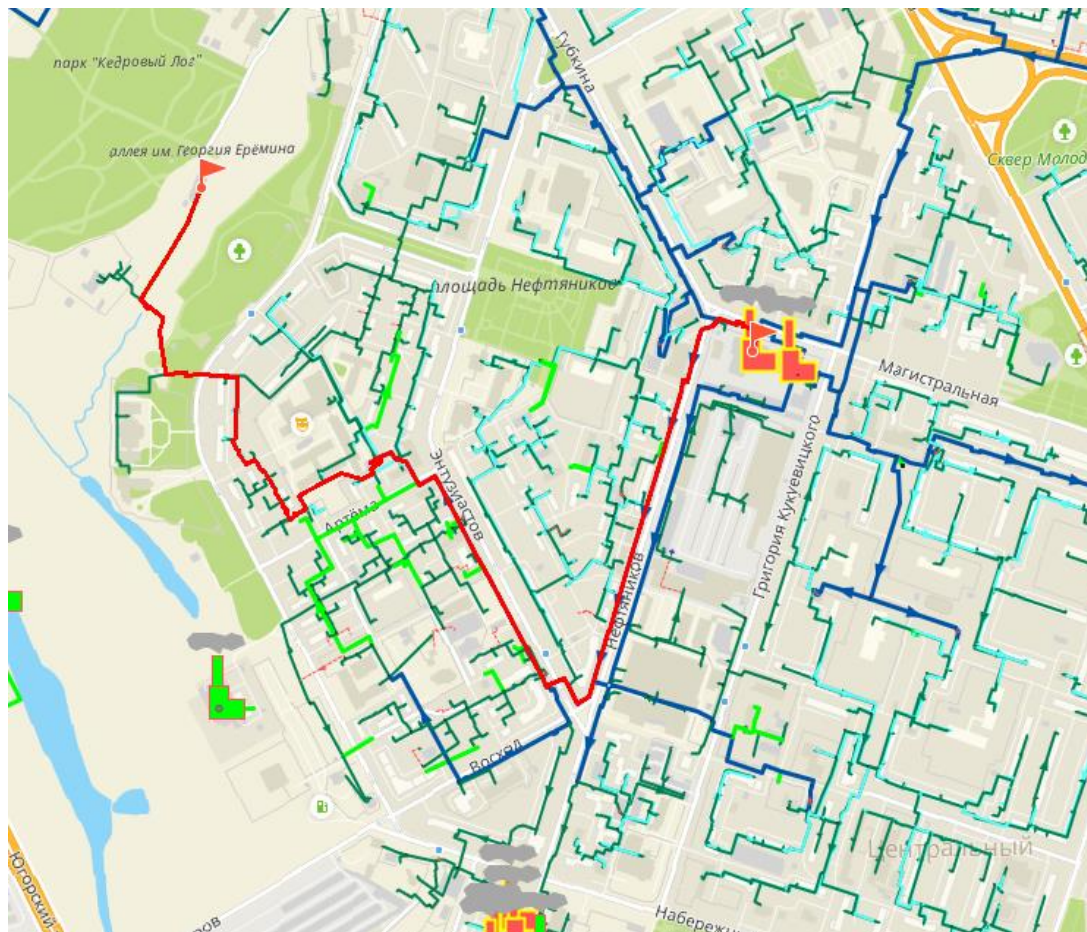


Рисунок 4.11 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной №2 (рисунок П46.1 МУ)

Таблица 4.6 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны котельной №2 единой теплоснабжающей организации №2, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	Котельная №2 СГМУП "ГТС"	Ввод/вывод, Нефтяников, 24, Котельная №2	0,515	0,0104	2003	1	32	0,0000635	30,3	0,0000007	0,0000007	0,9999804
2	Ввод/вывод, Нефтяников, 24, Котельная №2	4ТК1	0,515	0,0104	2003	1	32	0,0000635	30,3	0,0000007	0,0000014	0,9999608
3	4ТК1	узел	0,704	0,0656	2004	2	31	0,0000529	42,6	0,0000035	0,0000049	0,9998156
4	узел	4ТК2	0,616	0,0050	2004	2	31	0,0000529	36,9	0,0000003	0,0000052	0,9998060
5	4ТК2	4ТК4	0,515	0,0390	1999	2	36	0,0001525	27,9	0,0000059	0,0000111	0,9996430
6	4ТК4	4ТК5	0,515	0,2030	2003	2	32	0,0000635	27,9	0,0000129	0,0000240	0,9992898
7	4ТК5	4ТК8	0,515	0,2846	2002	2	33	0,0000773	27,9	0,0000220	0,0000460	0,9986867
8	4ТК5	4ТК8	0,515	0,0840	2002	2	33	0,0000773	27,9	0,0000065	0,0000525	0,9985087
9	4ТК8	4ТК9	0,426	0,0580	2002	2	33	0,0000773	24,5	0,0000045	0,0000570	0,9984007
10	4ТК9	4ТК10	0,426	0,0390	2010	2	25	0,0000226	24,5	0,0000009	0,0000579	0,9983795
11	4ТК10	4ТК10А	0,259	0,0170	2003	2	32	0,0000635	14,4	0,0000011	0,0000590	0,9983642
12	4ТК10А	ТК	0,259	0,0512	2003	2	32	0,0000635	14,4	0,0000032	0,0000622	0,9983183
13	ТК	ТК нов.	0,259	0,1501	2003	2	32	0,0000635	14,4	0,0000095	0,0000717	0,9981835
14	ТК нов.	4ТК13	0,259	0,0686	2003	2	32	0,0000635	14,4	0,0000044	0,0000761	0,9981219
15	4ТК13	ТК-94-1 (4ТК14)	0,259	0,1626	2003	2	32	0,0000635	14,4	0,0000103	0,0000864	0,9979759
16	ТК-94-1 (4ТК14)	Ввод/вывод, ЦТП-94	0,259	0,0388	2003	2	32	0,0000635	14,4	0,0000025	0,0000889	0,9979411
17	Ввод/вывод, ЦТП-94	узел	0,259	0,0065	2003	1	32	0,0000635	14,4	0,0000004	0,0000893	0,9979353
18	узел	ЦТП-94	0,259	0,0125	2003	1	32	0,0000635	14,4	0,0000008	0,0000901	0,9979241
19	ЦТП-94	РД ЦТП-94	0,259	0,0070	2004	1	31	0,0000529	14,9	0,0000004	0,0000905	0,9979187
20	РД ЦТП-94	узел	0,259	0,0040	2004	1	31	0,0000529	14,9	0,0000002	0,0000907	0,9979156
21	узел	Ввод/вывод, ЦТП-94	0,15	0,0058	2002	1	33	0,0000773	8,9	0,0000004	0,0000911	0,9979117
22	Ввод/вывод, ЦТП-94	ТК-94-2 (ТК-2)	0,15	0,0288	2002	2	33	0,0000773	8,9	0,0000022	0,0000933	0,9978923
23	ТК-94-2 (ТК-2)	ТК-94-3 (ТК-3)	0,15	0,0197	2004	1	31	0,0000529	8,9	0,0000010	0,0000943	0,9978832
24	ТК-94-3 (ТК-3)	ТК-94-4 (ТК-4)	0,15	0,0665	2002	1	33	0,0000773	8,9	0,0000051	0,0000994	0,9978383
25	ТК-94-4 (ТК-4)	ТК-94-5 (ТК-5)	0,15	0,0660	2002	2	33	0,0000773	8,9	0,0000051	0,0001045	0,9977938
26	ТК-94-5 (ТК-5)	ТК-6	0,15	0,0280	2013	2	22	0,0000169	8,9	0,0000005	0,0001050	0,9977897
27	ТК-6	ТК-7	0,15	0,0276	2013	2	22	0,0000169	8,9	0,0000005	0,0001055	0,9977856
28	ТК-7	ТК-9	0,15	0,0450	2013	2	22	0,0000169	8,9	0,0000008	0,0001063	0,9977790
29	ТК-9	узел	0,15	0,0352	2013	2	22	0,0000169	8,9	0,0000006	0,0001069	0,9977738
30	узел	ТК-94-12 (ТК-12)	0,15	0,0503	2013	2	22	0,0000169	8,9	0,0000009	0,0001078	0,9977664
31	ТК-94-12 (ТК-12)	Ввод/вывод, Набережный проспект, 48	0,15	0,1070	2004	2	31	0,0000529	8,9	0,0000057	0,0001135	0,9977171
32	Ввод/вывод, Набережный проспект, 48	узел	0,15	0,0100	1997	1	38	0,0002602	8,9	0,0000026	0,0001161	0,9976944
33	узел	узел	0,1	0,0009	2004	1	31	0,0000529	6,7	0,0000000	0,0001161	0,9976941
34	узел	Ввод/вывод, Набережный проспект, 48	0,1	0,0009	2004	1	31	0,0000529	6,7	0,0000000	0,0001161	0,9976938
35	Ввод/вывод, Набережный	Ввод/вывод, Набережный	0,15	0,0083	2004	1	31	0,0000529	9,2	0,0000004	0,0001165	0,9976898

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
	проспект, 48	проспект, 48										
36	Ввод/вывод, Набережный проспект, 48	ТК	0,1	0,0917	2004	1	31	0,0000529	6,7	0,0000048	0,0001213	0,9976578
37	ТК	узел	0,082	0,1350	2004	1	31	0,0000529	5,9	0,0000071	0,0001284	0,9976166
38	узел	Досуговый комплекс в парке «Кедровый лог»	0,1	0,3070	2028	2	7	0,0000014	6,6	0,0000320	0,0001604	0,9976056

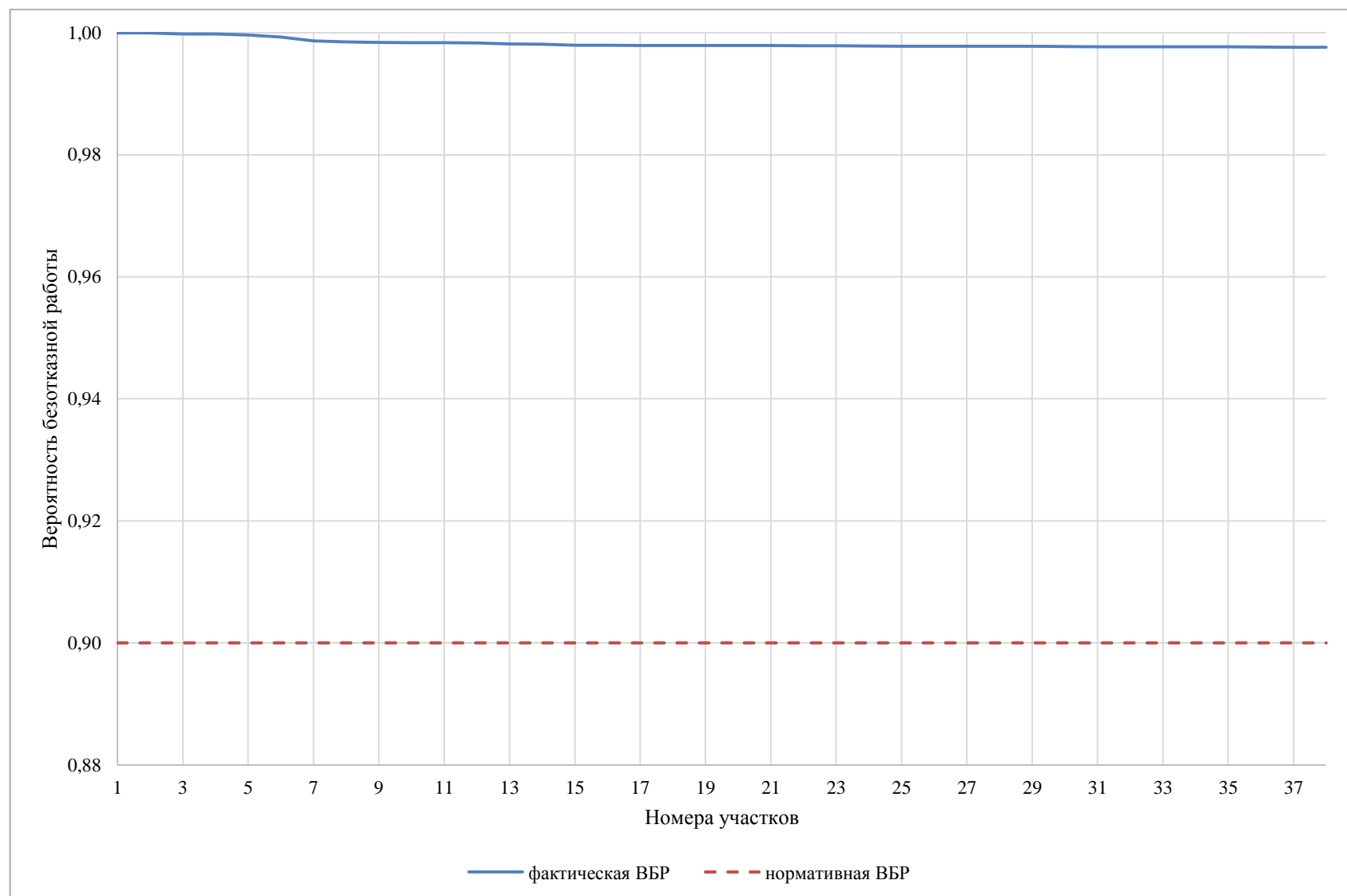


Рисунок 4.12 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной №2 (рисунок П46.2 МУ)

Таблица 4.7 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны котельной №3 единой теплоснабжающей организации №2, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	Котельная №3 СГМУП "ГТС"	узел	0,704	0,0110	2002	1	33	0,0000773	42,1	0,0000009	0,0000009	0,9999648
2	узел	Ввод/вывод, Майская, 10/2, Котельная №3	0,704	0,0205	2002	1	33	0,0000773	42,1	0,0000016	0,0000025	0,9998993
3	Ввод/вывод, Майская, 10/2, Котельная №3	узел	0,704	0,0337	2002	1	33	0,0000773	42,1	0,0000026	0,0000051	0,9997914
4	узел	узел	0,704	0,0272	2002	1	33	0,0000773	42,1	0,0000021	0,0000072	0,9997045
5	узел	ШО (УТ-1)	0,704	0,0013	2002	1	33	0,0000773	42,1	0,0000001	0,0000073	0,9997003
6	ШО (УТ-1)	5ТК1	0,704	0,0987	2002	2	33	0,0000773	42,1	0,0000076	0,0000149	0,9993844
7	5ТК1	Сильфонный компенсатор	0,426	0,2293	2005	2	30	0,0000446	21,8	0,0000102	0,0000251	0,9991655
8	Сильфонный компенсатор	6ТК29	0,426	0,1006	2005	2	30	0,0000446	21,8	0,0000045	0,0000296	0,9990694
9	6ТК29	узел	0,426	0,0930	2005	2	30	0,0000446	21,8	0,0000041	0,0000337	0,9989806
10	узел	6ТК28	0,426	0,2441	2005	2	30	0,0000446	21,8	0,0000109	0,0000446	0,9987475
11	6ТК28	6ТК27	0,426	0,0769	2004	2	31	0,0000529	21,8	0,0000041	0,0000487	0,9986604
12	6ТК27	узел	0,426	0,1195	2004	2	31	0,0000529	21,8	0,0000063	0,0000550	0,9985251
13	узел	6ТК25	0,426	0,2184	2004	2	31	0,0000529	21,8	0,0000115	0,0000665	0,9982777
14	6ТК25	6ТК24	0,426	0,1850	2004	2	31	0,0000529	21,8	0,0000098	0,0000763	0,9980682
15	6ТК24	6ТК22	0,426	0,2637	2004	2	31	0,0000529	21,8	0,0000139	0,0000902	0,9977696
16	6ТК22	6 ТК 21	0,426	0,0270	2004	2	31	0,0000529	21,8	0,0000014	0,0000916	0,9977390
17	6 ТК 21	6ТК20	0,426	0,1000	2004	2	31	0,0000529	21,8	0,0000053	0,0000969	0,9976258
18	6ТК20	6ТК19	0,426	0,1668	2004	2	31	0,0000529	21,8	0,0000088	0,0001057	0,9974369
19	6ТК19	6ТК17	0,426	0,2870	2004	2	31	0,0000529	21,8	0,0000152	0,0001209	0,9971119
20	6ТК19	6ТК17	0,426	0,0414	2004	2	31	0,0000529	21,8	0,0000022	0,0001231	0,9970650
21	6ТК17	6ТК16	0,426	0,1387	2004	2	31	0,0000529	21,8	0,0000073	0,0001304	0,9969079
22	6ТК16	врезка №1	0,426	0,0120	2004	2	31	0,0000529	21,8	0,0000006	0,0001310	0,9968943
23	врезка №1	врезка №2	0,426	0,0619	2002	2	33	0,0000773	21,8	0,0000048	0,0001358	0,9967917
24	врезка №2	6ТК15	0,426	0,0912	2004	2	31	0,0000529	21,8	0,0000048	0,0001406	0,9966884
25	6ТК15	6ТК14	0,426	0,0677	2004	2	31	0,0000529	21,8	0,0000036	0,0001442	0,9966117
26	6ТК14	ЦТП-65	0,259	0,0309	2002	2	33	0,0000773	14,9	0,0000024	0,0001466	0,9965767
27	ЦТП-65	РД ЦТП-65	0,259	0,0050	2002	1	33	0,0000773	14,9	0,0000004	0,0001470	0,9965710
28	РД ЦТП-65	РД ЦТП-65	0,259	0,0010	2002	1	33	0,0000773	14,9	0,0000001	0,0001471	0,9965699
29	РД ЦТП-65	ТК-65-1 (6ТК-15)	0,259	0,0010	2002	2	33	0,0000773	14,9	0,0000001	0,0001472	0,9965688
30	ТК-65-1 (6ТК-15)	Ввод/Вывод, Просвещения, 33	0,207	0,0197	2002	1	33	0,0000773	12,0	0,0000015	0,0001487	0,9965509
31	Ввод/Вывод, Просвещения, 33	узел	0,207	0,0197	2002	1	33	0,0000773	12,0	0,0000015	0,0001502	0,9965330
32	узел	Ввод/Вывод, Просвещения, 33	0,15	0,0574	2002	1	33	0,0000773	9,0	0,0000044	0,0001546	0,9964939
33	Ввод/Вывод, Просвещения, 33	Ввод/Вывод, Просвещения, 27	0,15	0,0574	2002	1	33	0,0000773	9,0	0,0000044	0,0001590	0,9964548
34	Ввод/Вывод, Просвещения, 27	узел	0,15	0,0574	2002	1	33	0,0000773	9,0	0,0000044	0,0001634	0,9964157
35	узел	узел	0,15	0,0140	2002	1	33	0,0000773	9,0	0,0000011	0,0001645	0,9964062
36	узел	узел	0,15	0,0222	2002	1	33	0,0000773	9,0	0,0000017	0,0001662	0,9963911
37	узел	узел	0,15	0,0398	2002	1	33	0,0000773	9,0	0,0000031	0,0001693	0,9963641
38	узел	Ввод/Вывод, Просвещения, 27	0,15	0,0130	2002	1	33	0,0000773	9,0	0,0000010	0,0001703	0,9963553

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
39	Ввод/Вывод, Просвещения, 27	Ввод/Вывод, Просвещения, 25	0,15	0,0533	2002	1	33	0,0000773	9,0	0,0000041	0,0001744	0,9963190
40	Ввод/Вывод, Просвещения, 25	узел	0,15	0,0025	2002	1	33	0,0000773	9,0	0,0000002	0,0001746	0,9963173
41	узел	узел	0,15	0,0101	2002	1	33	0,0000773	9,0	0,0000008	0,0001754	0,9963105
42	узел	узел	0,1	0,0188	2002	1	33	0,0000773	6,7	0,0000015	0,0001769	0,9963009
43	узел	узел	0,1	0,0200	2002	1	33	0,0000773	6,7	0,0000015	0,0001784	0,9962907
44	узел	узел	0,05	0,0122	2002	1	33	0,0000773	4,6	0,0000009	0,0001793	0,9962865
45	узел	Жилой дом (Просвещения, 25)	0,05	0,0382	2002	1	33	0,0000773	4,6	0,0000030	0,0001823	0,9962732

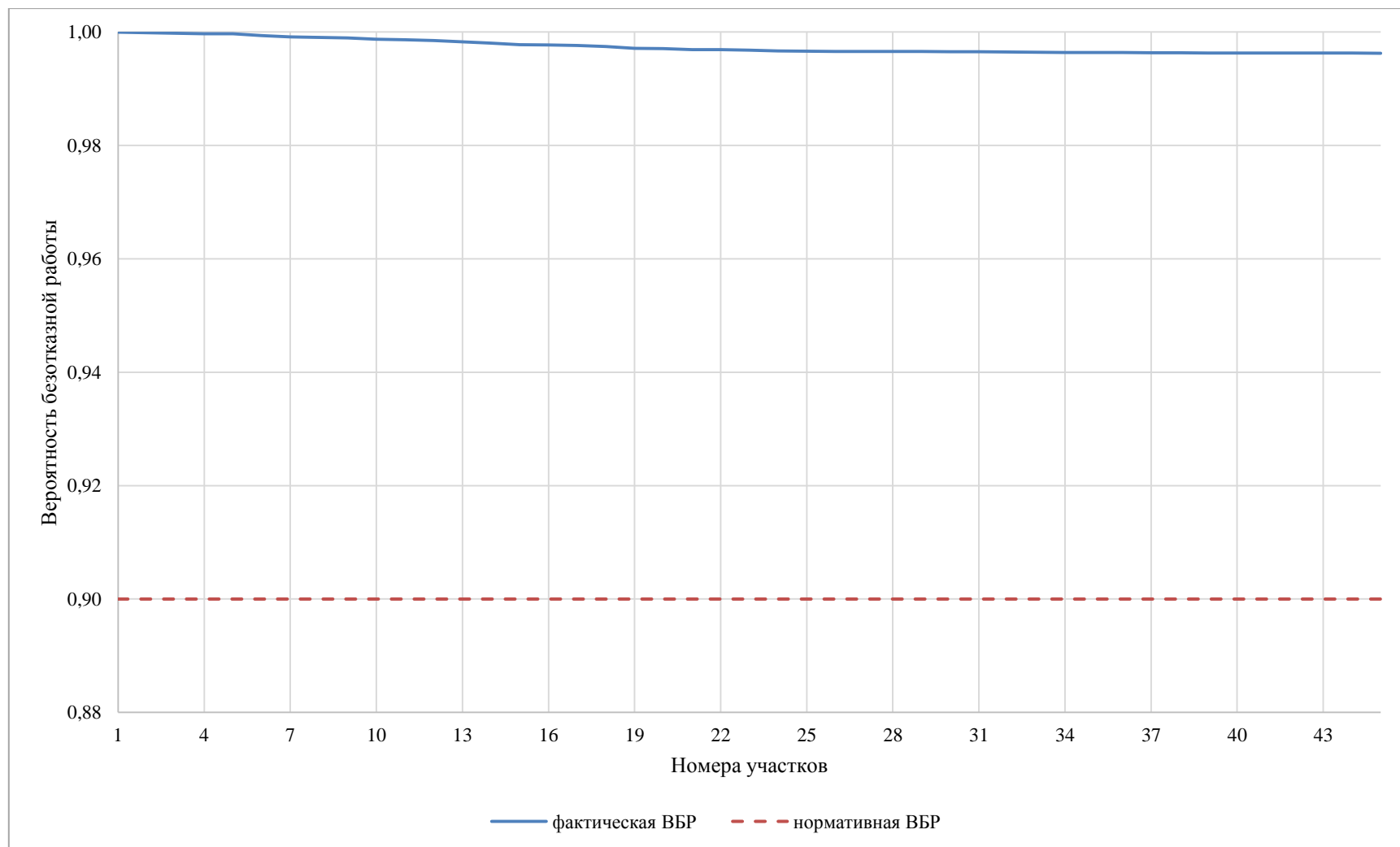


Рисунок 4.14 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной №3 (рисунок П46.2 МУ)

4.6. Котельная №5

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения, сформированные в соответствии с Приложением 46 МУ, по методике расчета, изложенной в Приложении 18 МУ, представлены на рисунках и в таблице ниже.

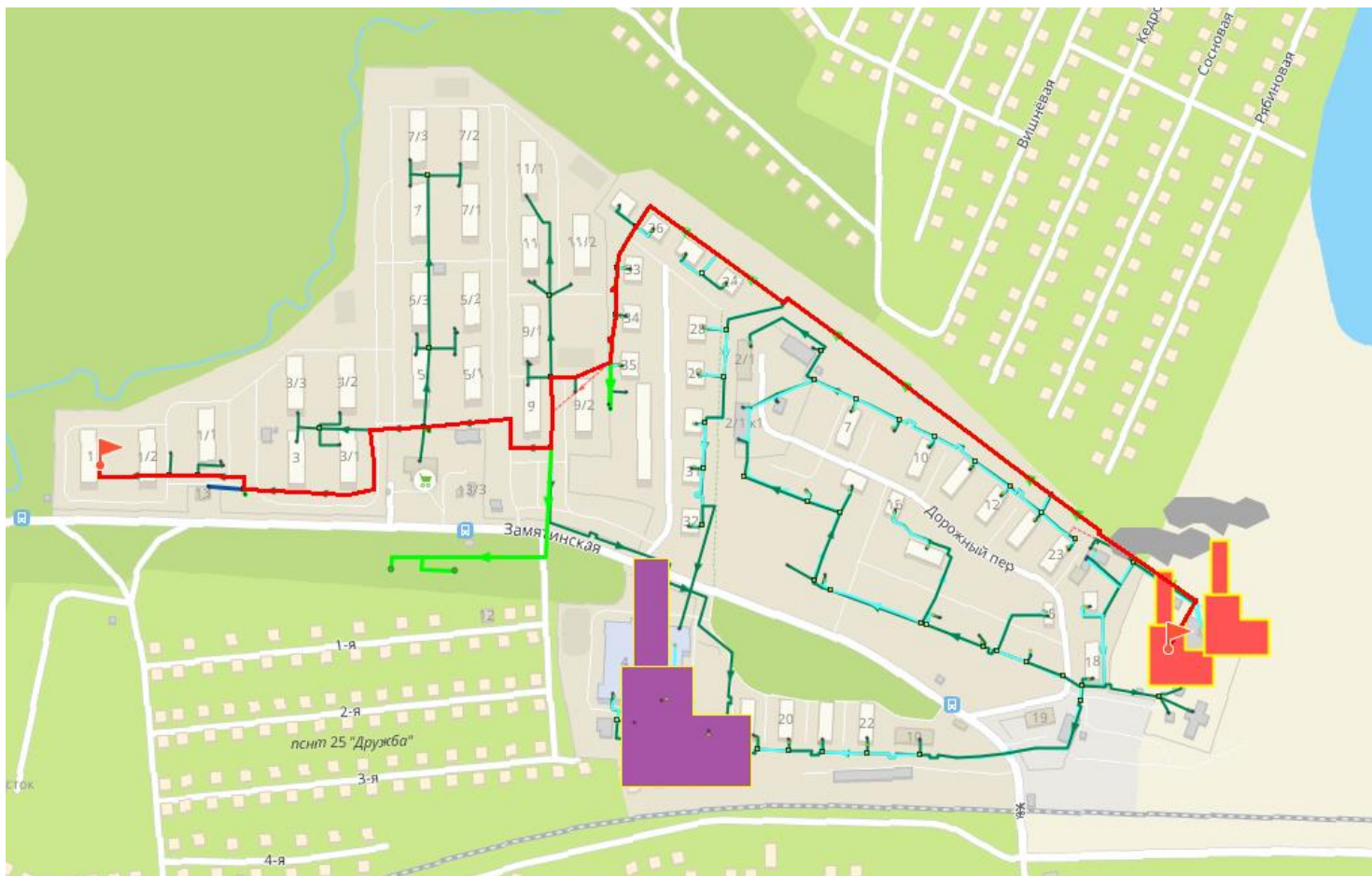


Рисунок 4.15 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной №5 (рисунок П46.1 МУ)

Таблица 4.8 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны котельной №5 единой теплоснабжающей организации №2, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	Котельная №5 СГМУП "ГТС"	узел	0,2	0,0140	2029	1	6	0,0000054	11,0	0,0000004	0,0000004	0,9999992
2	узел	ТКО	0,2	0,0023	2029	1	6	0,0000054	11,0	0,0000004	0,0000007	0,9999991
3	ТКО	УТ-4А	0,2	0,1610	2029	1	6	0,0000054	11,0	0,0000002	0,0000010	0,9999983
4	УТ-4А	ТК-1	0,2	0,4400	2029	1	6	0,0000054	11,0	0,0000002	0,0000011	0,9999971
5	ТК-1	узел	0,2	0,0685	2030	1	5	0,0000048	11,0	0,0000002	0,0000013	0,9999965
6	узел	ТК4	0,2	0,0900	2030	1	5	0,0000048	11,0	0,0000001	0,0000014	0,9999959
7	ТК4	ТК5	0,2	0,0400	2030	1	5	0,0000048	11,0	0,0000001	0,0000016	0,9999953
8	ТК5	ТК6	0,2	0,0400	2030	1	5	0,0000048	11,0	0,0000001	0,0000017	0,9999947
9	ТК6	узел	0,2	0,0390	2030	1	5	0,0000048	11,0	0,0000001	0,0000018	0,9999941
10	узел	ТК	0,15	0,0325	2004	2	31	0,0000529	9,0	0,0000017	0,0000035	0,9999786
11	ТК	ТК	0,15	0,0210	2004	2	31	0,0000529	9,0	0,0000011	0,0000046	0,9999686
12	ТК	ТК	0,15	0,0297	2004	2	31	0,0000529	9,0	0,0000016	0,0000062	0,9999544
13	ТК	УТ-1	0,15	0,0278	2004	2	31	0,0000529	9,0	0,0000015	0,0000077	0,9999412
14	УТ-1	ТК	0,15	0,0988	2004	2	31	0,0000529	9,0	0,0000052	0,0000129	0,9998941
15	ТК	ТК	0,1	0,0456	2004	2	31	0,0000529	6,7	0,0000024	0,0000153	0,9998779
16	ТК	узел	0,065	0,1866	2004	2	31	0,0000529	5,2	0,0000099	0,0000252	0,9998271
17	узел	узел	0,065	0,0488	2004	2	31	0,0000529	5,2	0,0000026	0,0000278	0,9998138
18	узел	узел	0,065	0,0240	2004	2	31	0,0000529	5,2	0,0000013	0,0000291	0,9998072
19	узел	Жилой дом (Замятинская, 1)	0,05	0,0692	2004	2	31	0,0000529	4,6	0,0000037	0,0000328	0,9997906

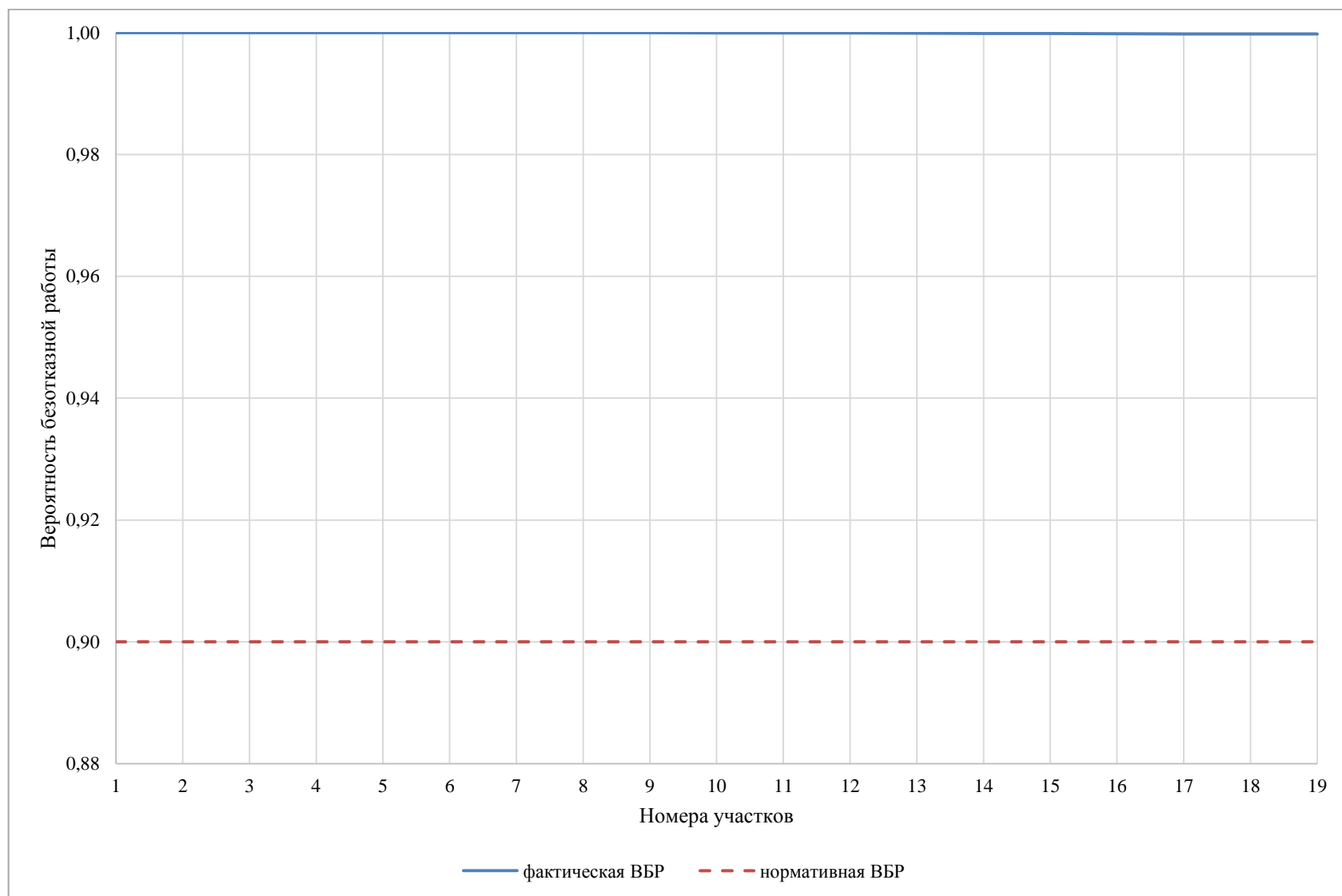


Рисунок 4.16 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной №5 (рисунок П46.2 МУ)

4.7. Котельная №6

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения, сформированные в соответствии с Приложением 46 МУ, по методике расчета, изложенной в Приложении 18 МУ, представлены на рисунках и в таблице ниже.

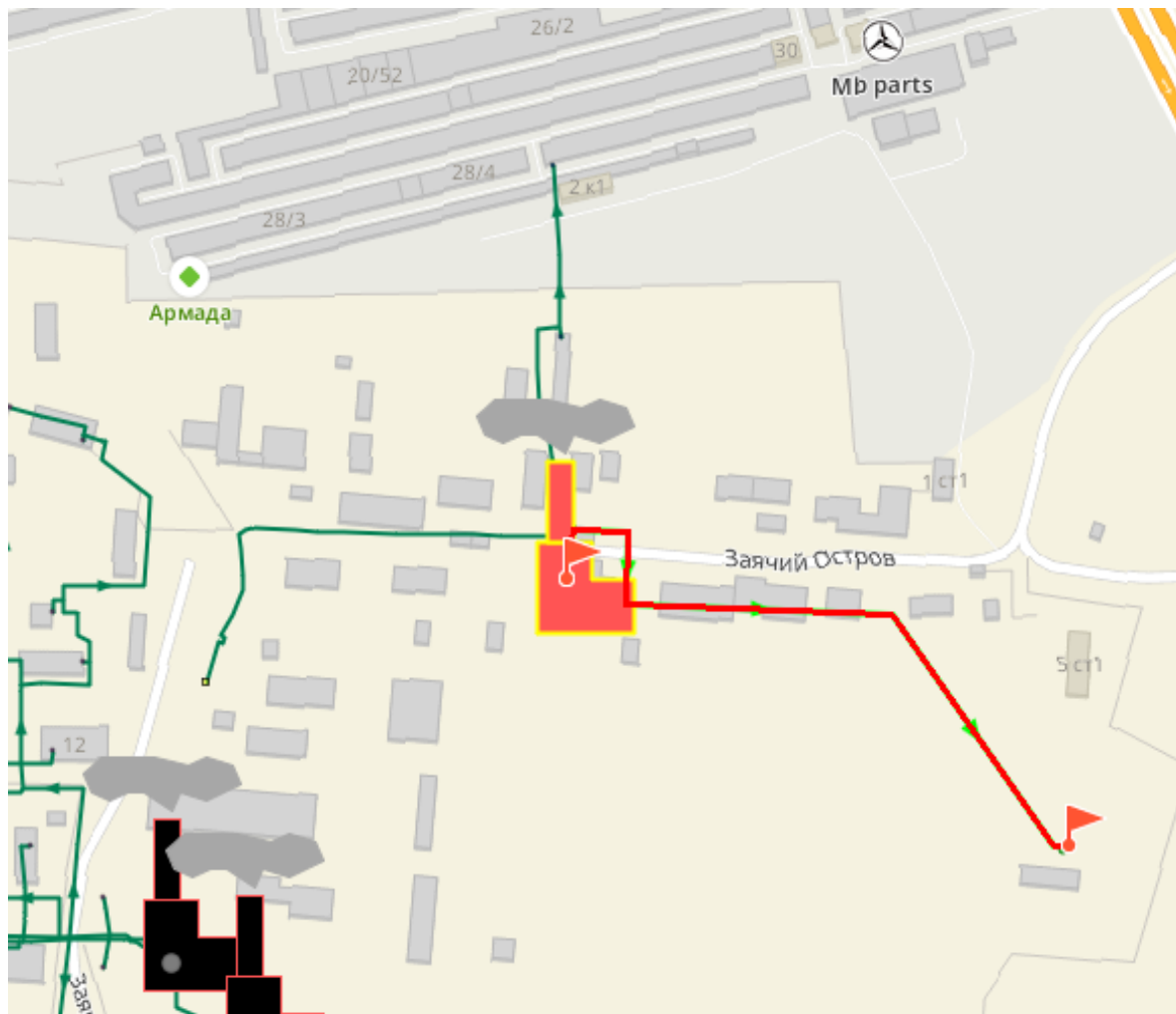


Рисунок 4.17 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной №6 (рисунок П46.1 МУ)

Таблица 4.9 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны котельной №6 единой теплоснабжающей организации №2, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	Котельная №6 СГМУП "ГТС"	узел	0,15	0,0010	2023	1	12	8,1E-05	9,2	0,0000001	0,0000001	0,9999993
2	узел	узел	0,105	0,0274	2023	1	12	8,1E-05	7,0	0,0000022	0,0000023	0,9999843
3	узел	узел	0,15	0,3851	2023	2	12	8,1E-05	8,9	0,0000312	0,0000335	0,9997135
4	узел	КОС	0,125	0,0039	2023	2	12	8,1E-05	7,9	0,0000003	0,0000338	0,9997110

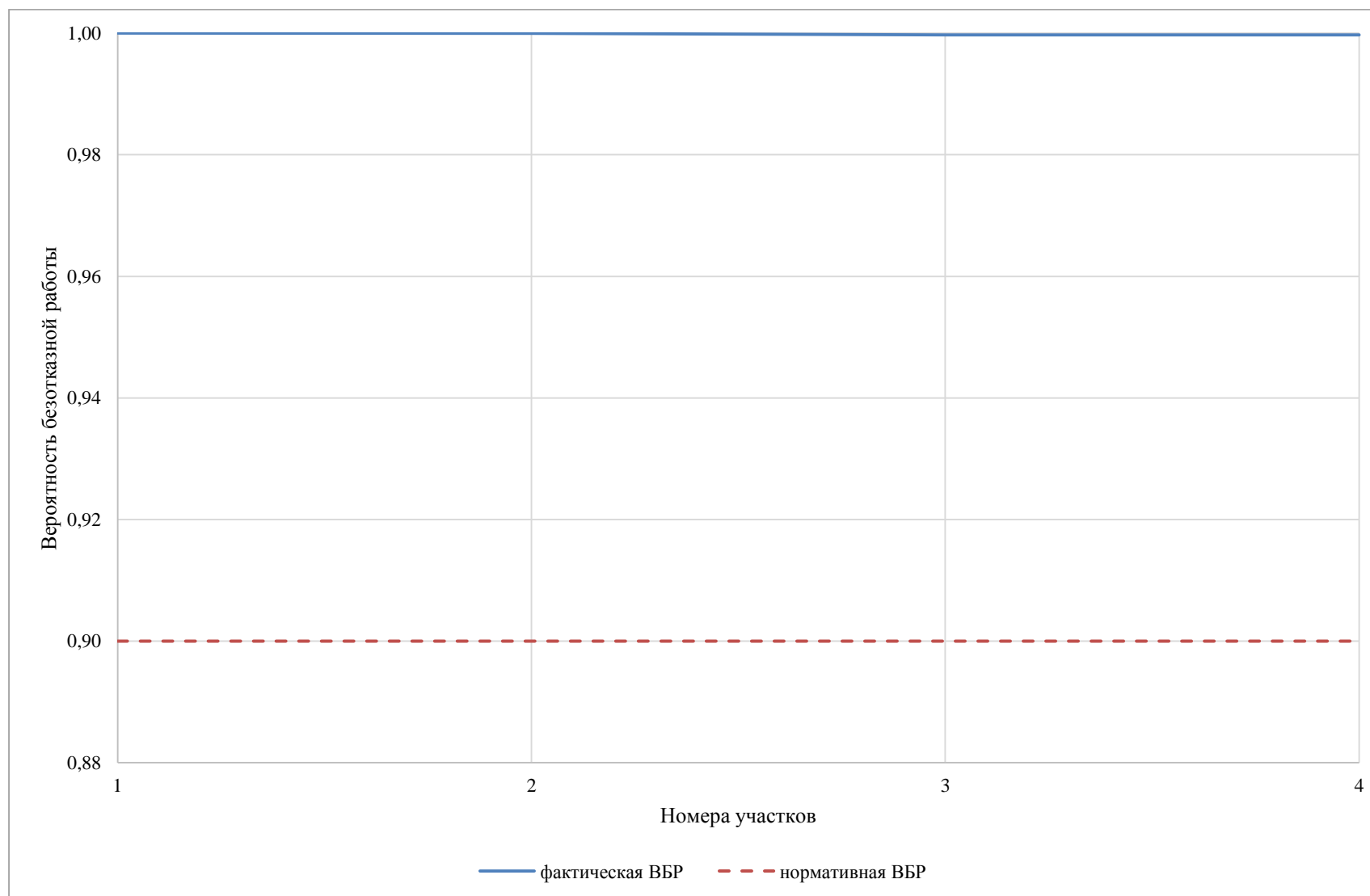


Рисунок 4.18 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной №6 (рисунок П46.2 МУ)

4.8. Котельная №7

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения, сформированные в соответствии с Приложением 46 МУ, по методике расчета, изложенной в Приложении 18 МУ, представлены на рисунках и в таблице ниже.

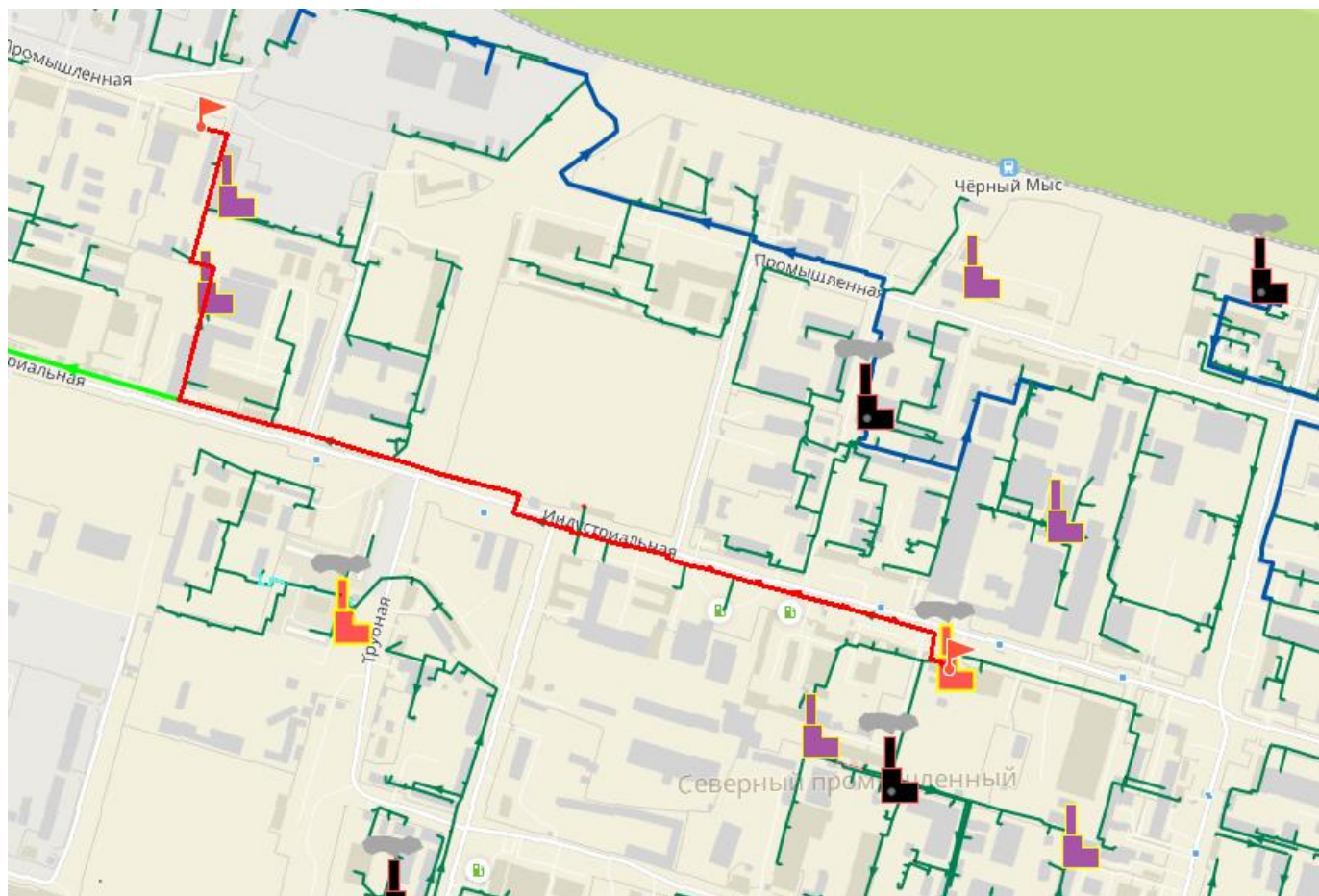


Рисунок 4.19 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной №7
(рисунок П46.1 МУ)

Таблица 4.10 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны котельной №7 единой теплоснабжающей организации №2, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	Котельная №7 СГМУП "ГТС"	узел	0,45	0,0050	2003	1	32	0,0000635	26,2	0,0000003	0,0000003	0,9999921
2	узел	узел	0,207	0,0225	2011	1	24	0,0000203	11,3	0,0000005	0,0000008	0,9999872
3	узел	ТК-1 (УТ-1)	0,207	0,3762	2011	2	24	0,0000203	11,3	0,0000076	0,0000084	0,9999051
4	ТК-1 (УТ-1)	ТК-2 (УТ-2)	0,207	0,0805	2011	2	24	0,0000203	11,3	0,0000016	0,0000100	0,9998875
5	ТК-2 (УТ-2)	узел	0,207	0,1069	2011	2	24	0,0000203	11,3	0,0000022	0,0000122	0,9998642
6	узел	ТК-3	0,207	0,0280	2011	1	24	0,0000203	11,3	0,0000006	0,0000128	0,9998581
7	ТК-3	узел	0,207	0,0526	2003	2	32	0,0000635	11,3	0,0000033	0,0000161	0,9998222
8	узел	ТК-4	0,15	0,1888	2003	1	32	0,0000635	9,1	0,0000120	0,0000281	0,9997188
9	ТК-4	узел	0,105	0,0813	2003	1	32	0,0000635	6,6	0,0000052	0,0000333	0,9996863
10	узел	узел	0,105	0,0704	2003	1	32	0,0000635	6,6	0,0000045	0,0000378	0,9996581
11	узел	узел	0,105	0,1463	2003	1	32	0,0000635	6,6	0,0000093	0,0000471	0,9995996
12	узел	2 ТП	0,105	0,0410	2003	1	32	0,0000635	6,6	0,0000026	0,0000497	0,9995832
13	2 ТП	узел	0,105	0,1413	2003	1	32	0,0000635	6,6	0,0000090	0,0000587	0,9995266
14	узел	узел	0,105	0,0038	2003	1	32	0,0000635	6,6	0,0000002	0,0000589	0,9995251
15	узел	узел	0,105	0,0227	2003	1	32	0,0000635	6,6	0,0000014	0,0000603	0,9995160
16	узел	узел	0,105	0,0018	2003	1	32	0,0000635	6,6	0,0000001	0,0000604	0,9995153
17	узел	узел	0,105	0,2098	2003	1	32	0,0000635	6,6	0,0000133	0,0000737	0,9994314
18	узел	узел	0,105	0,0017	2003	1	32	0,0000635	6,6	0,0000001	0,0000738	0,9994307
19	узел	узел	0,105	0,0775	2003	1	32	0,0000635	6,6	0,0000049	0,0000787	0,9993997
20	узел	узел	0,105	0,0649	2003	1	32	0,0000635	6,6	0,0000041	0,0000828	0,9993737
21	узел	узел	0,105	0,0041	2003	1	32	0,0000635	6,6	0,0000003	0,0000831	0,9993721
22	узел	узел	0,105	0,0437	2003	1	32	0,0000635	6,6	0,0000028	0,0000859	0,9993546
23	узел	АБК, ООО "Ремонтное дорожно-строительное предприятие"	0,105	0,0408	2003	1	32	0,0000635	6,6	0,0000026	0,0000885	0,9993383

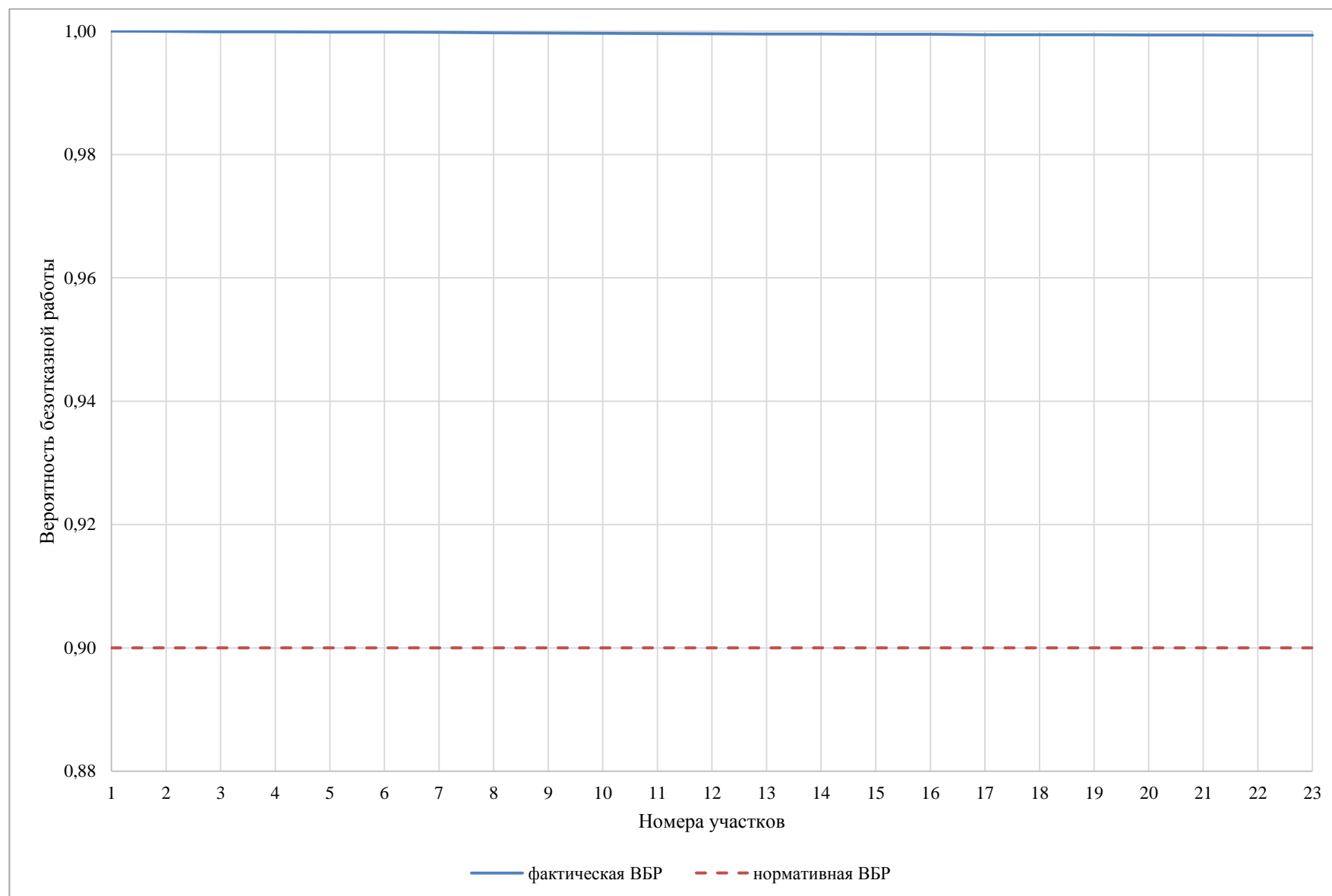


Рисунок 4.20 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной №7 (рисунок П46.2 МУ)

4.9. Котельная №9

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения, сформированные в соответствии с Приложением 46 МУ, по методике расчета, изложенной в Приложении 18 МУ, представлены на рисунках и в таблице ниже.

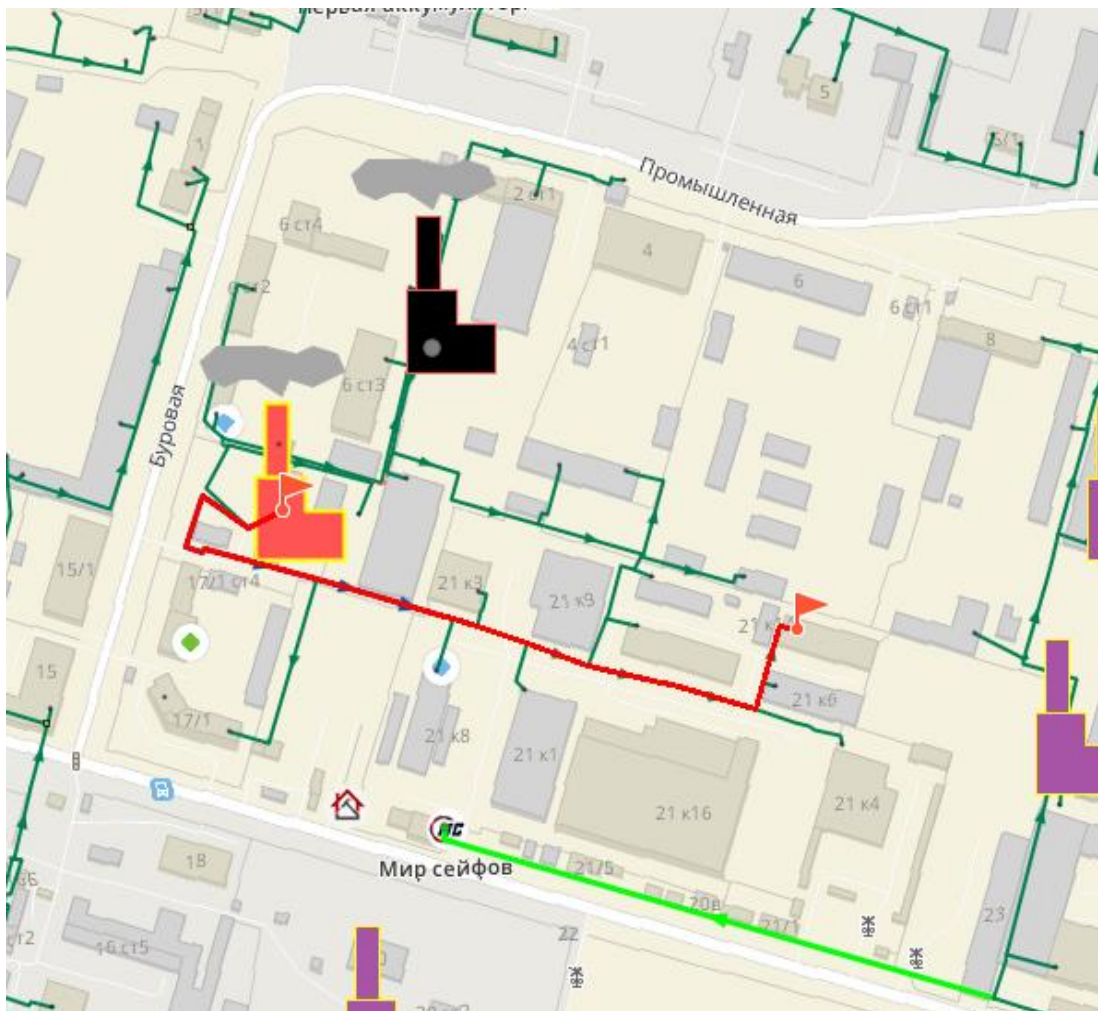


Рисунок 4.21 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной №9 (рисунок П46.1 МУ)

Таблица 4.11 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны котельной №9 единой теплоснабжающей организации №2, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	Котельная №9 СГМУП "ГТС"	узел	0,45	0,0404	2004	1	31	0,0000529	26,2	0,0000021	0,0000021	0,9999443
2	узел	узел	0,259	0,0460	2009	1	26	0,0000253	14,7	0,0000012	0,0000033	0,9999272
3	узел	узел	0,259	0,0854	2009	1	26	0,0000253	14,7	0,0000022	0,0000055	0,9998955
4	узел	узел	0,259	0,0379	2009	1	26	0,0000253	14,7	0,0000010	0,0000065	0,9998814
5	узел	узел	0,259	0,0405	2009	1	26	0,0000253	14,7	0,0000010	0,0000075	0,9998664
6	узел	узел	0,15	0,0098	2009	1	26	0,0000253	9,0	0,0000002	0,0000077	0,9998642
7	узел	узел	0,15	0,0148	2009	1	26	0,0000253	9,0	0,0000004	0,0000081	0,9998608
8	узел	узел	0,15	0,0326	2009	1	26	0,0000253	9,0	0,0000008	0,0000089	0,9998534
9	узел	узел	0,15	0,0402	2009	1	26	0,0000253	9,0	0,0000010	0,0000099	0,9998443
10	узел	узел	0,15	0,1072	2009	1	26	0,0000253	9,0	0,0000027	0,0000126	0,9998199
11	узел	узел	0,1	0,0169	2004	1	31	0,0000529	6,7	0,0000009	0,0000135	0,9998139
12	узел	Склад №10	0,05	0,0459	2004	1	31	0,0000529	4,6	0,0000024	0,0000159	0,9998028

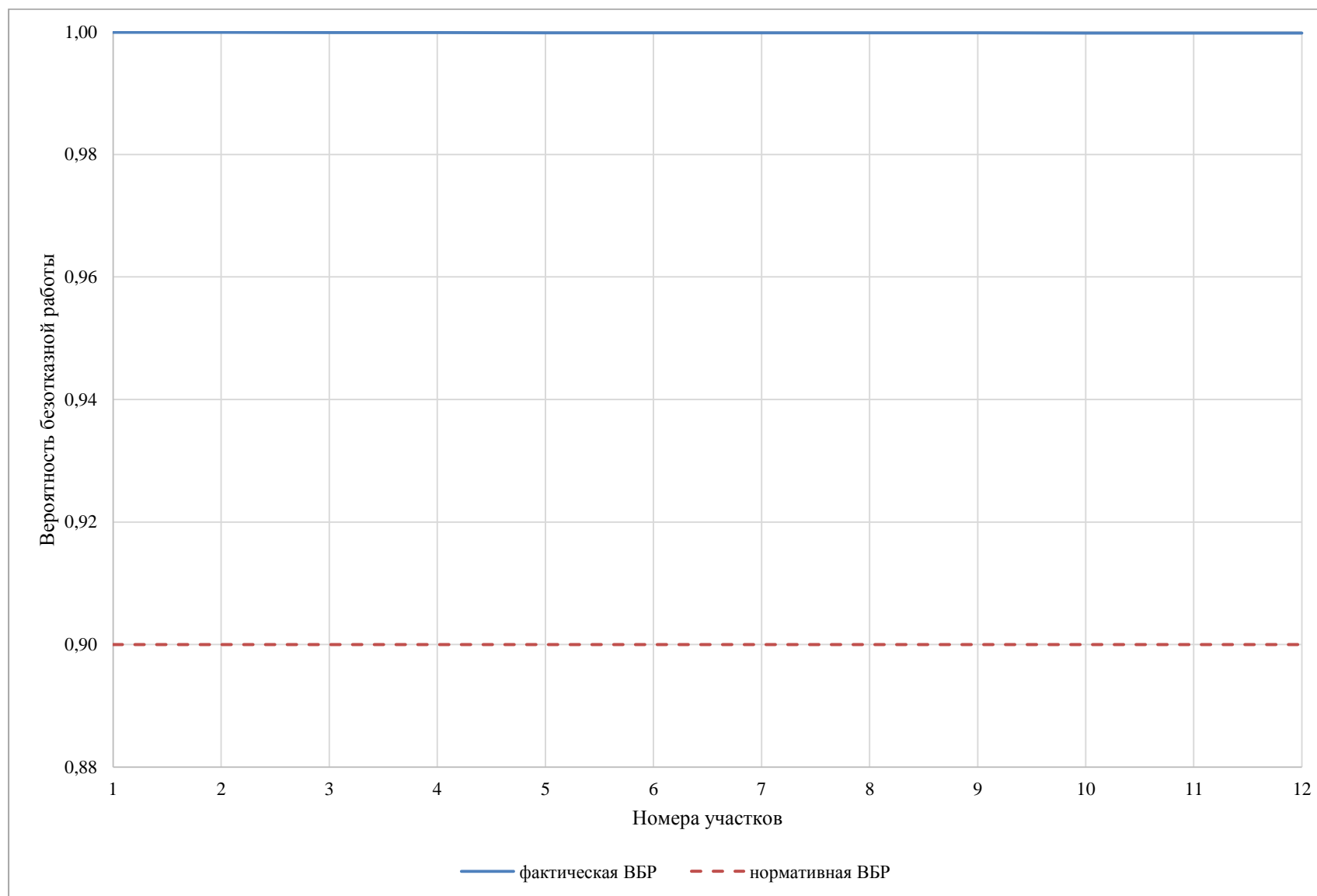


Рисунок 4.22 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной №9 (рисунок П46.2 МУ)

4.10. Котельная №13

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения, сформированные в соответствии с Приложением 46 МУ, по методике расчета, изложенной в Приложении 18 МУ, представлены на рисунках и в таблице ниже.

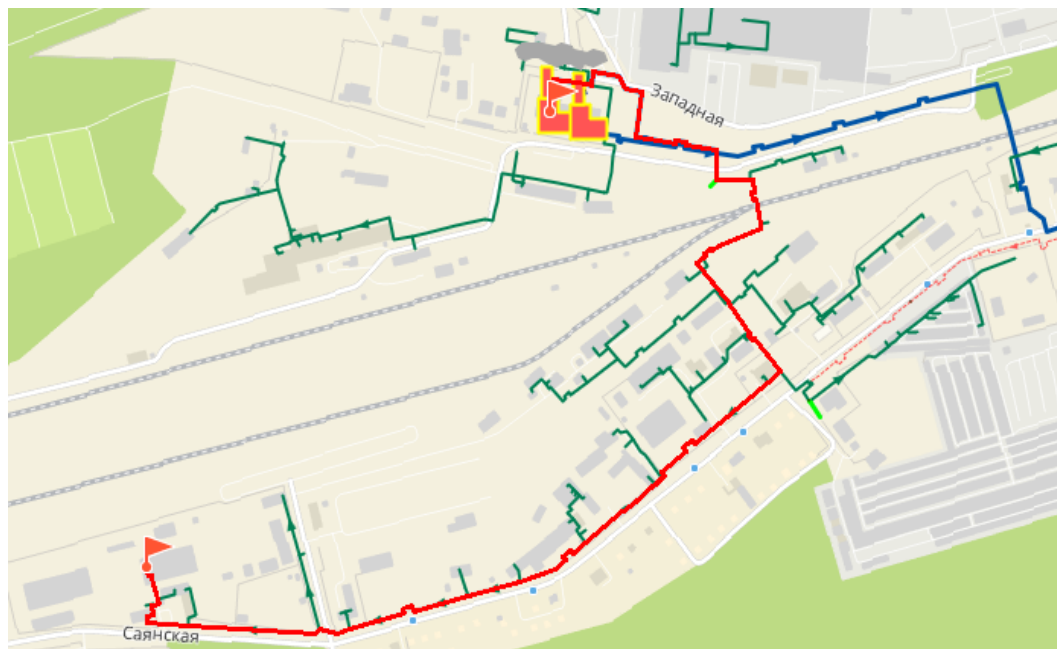


Рисунок 4.23 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной №13 (рисунок П46.1 МУ)

Таблица 4.12 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны котельной №13 единой теплоснабжающей организации №2, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	Котельная №13 СГМУП "ГТС"	узел	0,414	0,1006	1991	1	44	0,0020751	23,1	0,0002088	0,0002088	0,9957156
2	узел	узел	0,414	0,0062	1991	1	44	0,0020751	23,1	0,0000128	0,0002216	0,9954538
3	узел	узел	0,414	0,1915	1991	1	44	0,0020751	23,1	0,0003973	0,0006189	0,9873026
4	узел	узел	0,414	0,1531	1991	1	44	0,0020751	23,1	0,0003178	0,0009367	0,9807836
5	узел	узел	0,414	0,0495	1991	1	44	0,0020751	23,1	0,0001028	0,0010395	0,9786746
6	узел	узел	0,207	0,0786	1991	1	44	0,0020751	11,3	0,0001631	0,0012026	0,9770399
7	узел	узел	0,207	0,1114	1991	1	44	0,0020751	11,3	0,0002312	0,0014338	0,9747224
8	узел	узел	0,207	0,0849	1991	1	44	0,0020751	11,3	0,0001762	0,0016100	0,9729562
9	узел	узел	0,207	0,0040	1991	1	44	0,0020751	11,3	0,0000084	0,0016184	0,9728724
10	узел	узел	0,207	0,0593	1991	1	44	0,0020751	11,3	0,0001230	0,0017414	0,9716390
11	узел	узел	0,207	0,0712	1991	1	44	0,0020751	11,3	0,0001477	0,0018891	0,9701578
12	узел	узел	0,207	0,0232	1991	1	44	0,0020751	11,3	0,0000482	0,0019373	0,9696743
13	узел	узел	0,207	0,2329	1991	1	44	0,0020751	11,3	0,0004832	0,0024205	0,9648296
14	узел	узел	0,207	0,0067	1991	1	44	0,0020751	11,3	0,0000138	0,0024343	0,9646908
15	узел	узел	0,207	0,0064	1991	1	44	0,0020751	11,3	0,0000133	0,0024476	0,9645570
16	узел	узел	0,207	0,0066	1991	1	44	0,0020751	11,3	0,0000136	0,0024612	0,9644207
17	узел	узел	0,207	0,0332	1991	1	44	0,0020751	11,3	0,0000689	0,0025301	0,9637302
18	узел	узел	0,207	0,0215	1991	1	44	0,0020751	11,3	0,0000446	0,0025747	0,9632829
19	узел	узел	0,207	0,0026	1991	1	44	0,0020751	11,3	0,0000053	0,0025800	0,9632294
20	узел	узел	0,207	0,0703	1991	1	44	0,0020751	11,3	0,0001458	0,0027258	0,9617675
21	узел	узел	0,207	0,1254	1991	1	44	0,0020751	11,3	0,0002603	0,0029861	0,9591583
22	узел	узел	0,207	0,0819	1991	1	44	0,0020751	11,3	0,0001700	0,0031561	0,9574543
23	узел	узел	0,207	0,1987	1991	1	44	0,0020751	11,3	0,0004124	0,0035685	0,9533202
24	узел	узел	0,207	0,0478	1991	1	44	0,0020751	11,3	0,0000991	0,0036676	0,9523268
25	узел	узел	0,15	0,1990	1991	1	44	0,0020751	9,0	0,0004130	0,0040806	0,9490058
26	узел	узел	0,1	0,0632	1991	1	44	0,0020751	6,7	0,0001311	0,0042117	0,9482263
27	узел	узел	0,1	0,0360	1991	1	44	0,0020751	6,7	0,0000748	0,0042865	0,9477818
28	узел	узел	0,1	0,0129	1991	1	44	0,0020751	6,7	0,0000268	0,0043133	0,9476223
29	узел	узел	0,082	0,0034	1991	1	44	0,0020751	5,9	0,0000071	0,0043204	0,9475851
30	узел	узел	0,082	0,0309	1991	1	44	0,0020751	5,9	0,0000640	0,0043844	0,9472485
31	узел	Административное здание, ОМТО-5	0,082	0,0224	1991	1	44	0,0020751	5,9	0,0000464	0,0044308	0,9470047

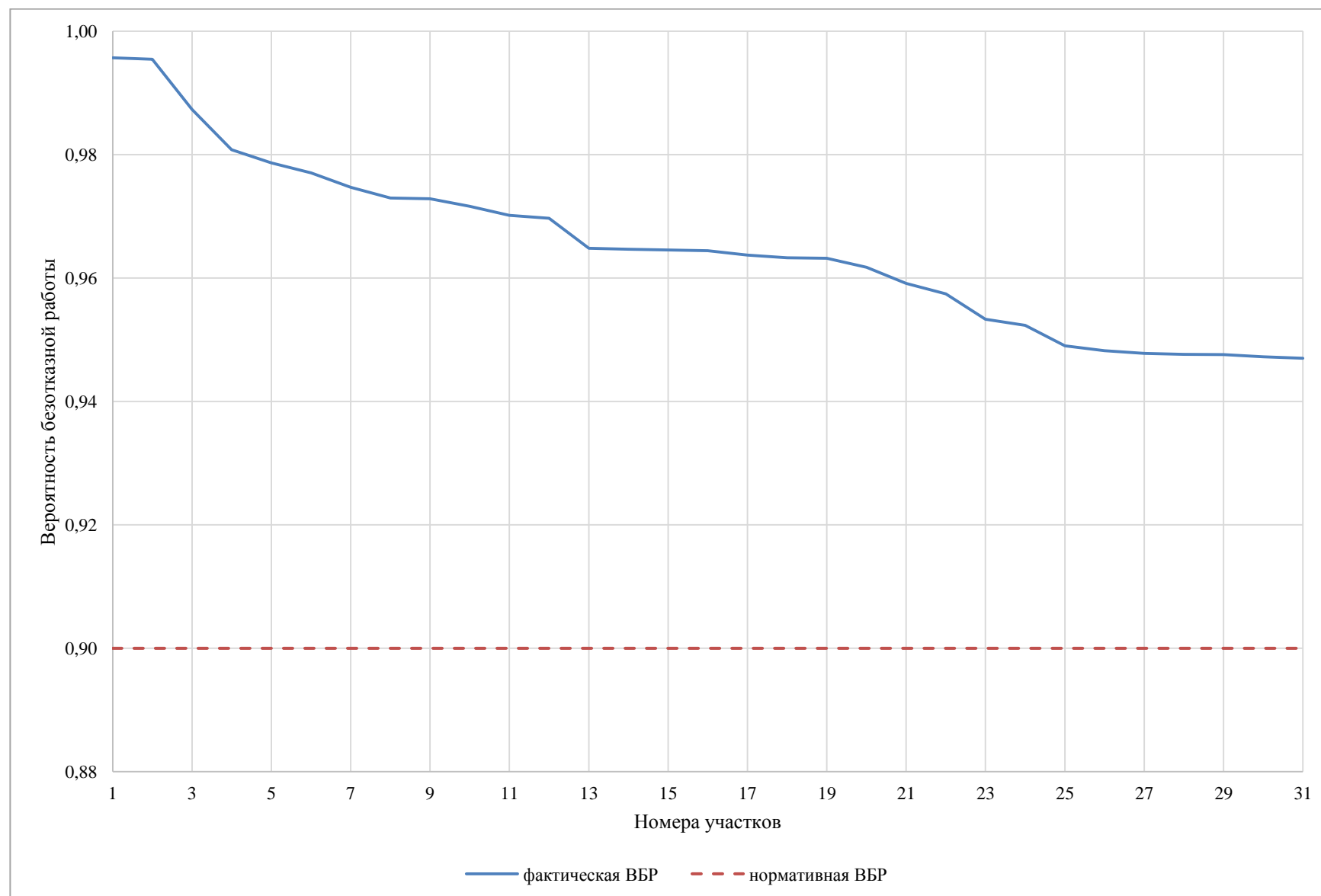


Рисунок 4.24 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной №13 (рисунок П46.2 МУ)

4.11. Котельная №14

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения, сформированные в соответствии с Приложением 46 МУ, по методике расчета, изложенной в Приложении 18 МУ, представлены на рисунках и в таблице ниже.

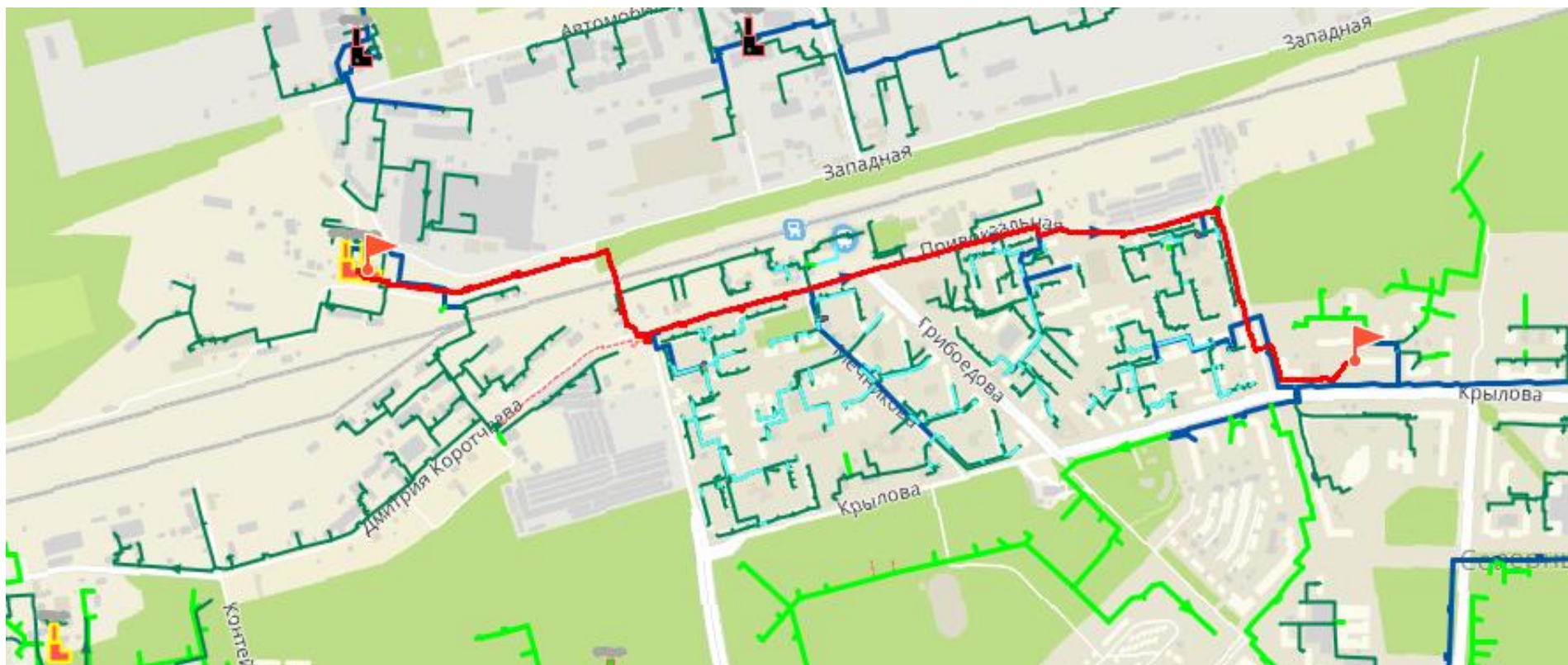


Рисунок 4.25 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной №14 (рисунок П46.1 МУ)

Таблица 4.13 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны котельной №14 единой теплоснабжающей организации №2, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	Котельная №14 СГМУП "ГТС"	Ввод/Вывод, Котельная №14 СГМУП "ГТС"	0,515	0,0257	2013	1	22	0,0000169	27,9	0,0000004	0,0000004	0,9999883
2	Ввод/Вывод, Котельная №14 СГМУП "ГТС"	узел	0,515	0,1354	2013	1	22	0,0000169	27,9	0,0000023	0,0000027	0,9999266
3	узел	узел	0,515	0,7944	2013	1	22	0,0000169	27,9	0,0000135	0,0000162	0,9995649
4	узел	узел	0,515	0,0626	2013	2	22	0,0000169	27,9	0,0000011	0,0000173	0,9995364
5	узел	ТК-3	0,515	0,0168	2017	2	18	0,000013	27,9	0,0000002	0,0000175	0,9995305
6	ТК-3	узел	0,515	0,0613	2017	1	18	0,000013	27,9	0,0000008	0,0000183	0,9995090
7	узел	2ТК-2	0,515	0,4464	2003	1	32	0,0000635	27,9	0,0000283	0,0000466	0,9987468
8	2ТК-2	2ТК-3	0,515	0,2562	2008	2	27	0,0000287	27,9	0,0000073	0,0000539	0,9985493
9	2ТК-3	2ТК-4	0,414	0,1415	2008	1	27	0,0000287	22,4	0,0000041	0,0000580	0,9984617
10	2ТК-4	ТК-4	0,414	0,2345	2003	1	32	0,0000635	22,4	0,0000149	0,0000729	0,9981400
11	ТК-4	ТК 6	0,414	0,4349	2008	1	27	0,0000287	22,4	0,0000125	0,0000854	0,9978706
12	ТК 6	ТК-4	0,414	0,0459	2003	1	32	0,0000635	22,4	0,0000029	0,0000883	0,9978077
13	ТК-4	ТК 5	0,309	0,3137	2003	1	32	0,0000635	17,2	0,0000199	0,0001082	0,9974772
14	ТК 5	ТК-5а	0,1	0,3050	2003	1	32	0,0000635	6,6	0,0000194	0,0001276	0,9973543
15	ТК-5а	узел	0,1	0,0305	2003	1	32	0,0000635	6,6	0,0000019	0,0001295	0,9973420
16	узел	ТК-5б	0,1	0,0923	2003	1	32	0,0000635	6,6	0,0000059	0,0001354	0,9973048
17	ТК-5б	Ввод/Вывод, Крылова 49	0,1	0,0330	2003	1	32	0,0000635	6,6	0,0000021	0,0001375	0,9972915
18	Ввод/Вывод, Крылова 49	Жилой дом (Крылова, 49)	0,1	0,0360	2003	1	32	0,0000635	6,6	0,0000023	0,0001398	0,9972770

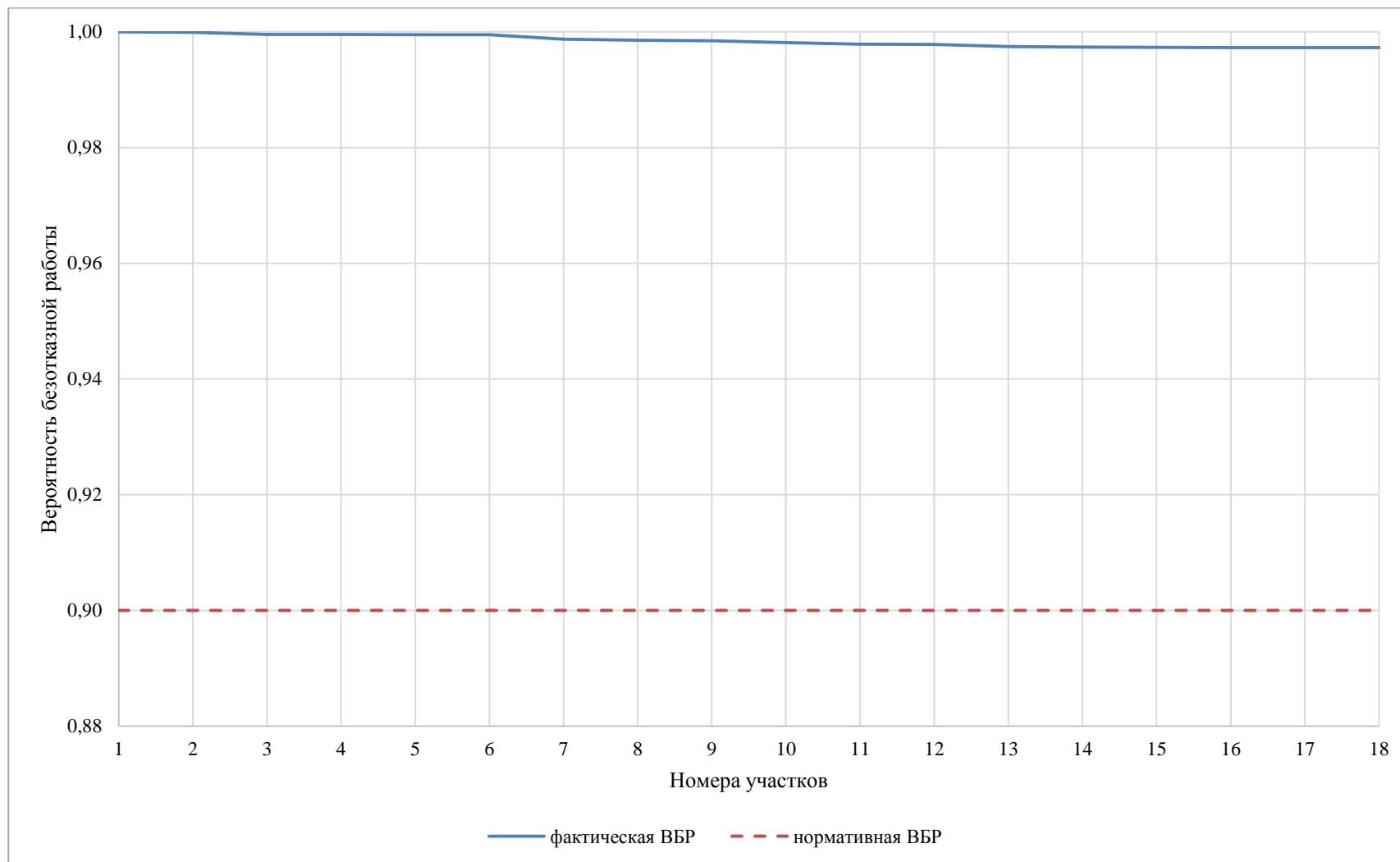


Рисунок 4.26 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной №14 (рисунок П46.2 МУ)

4.12. Котельная №21

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения, сформированные в соответствии с Приложением 46 МУ, по методике расчета, изложенной в Приложении 18 МУ, представлены на рисунках и в таблице ниже.

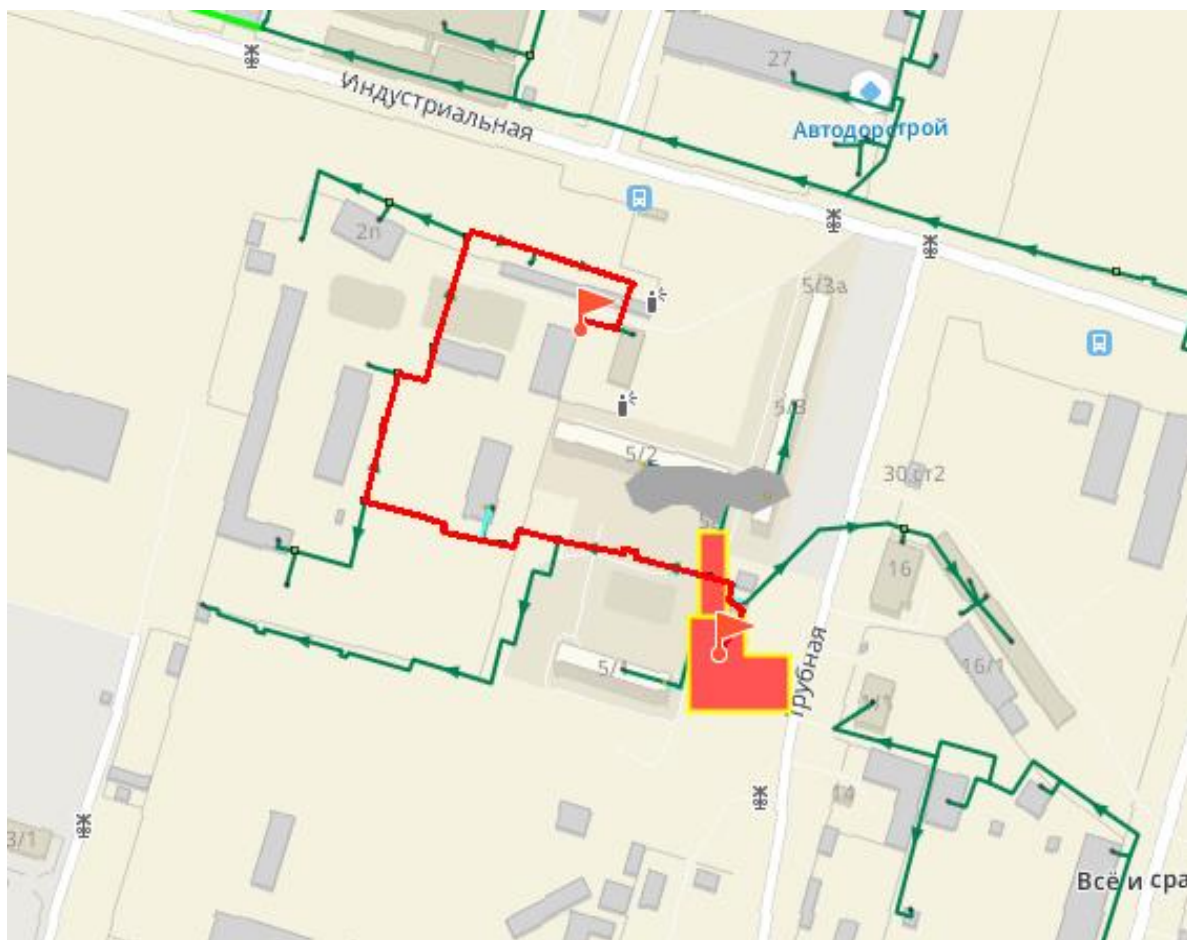


Рисунок 4.27 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной №21 (рисунок П46.1 МУ)

Таблица 4.14 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны котельной №21 единой теплоснабжающей организации №2, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	Котельная №21 СГМУП "ГТС"	ЦТП-47	0,207	0,0184	2006	1	29	0,000038	12,1	0,0000007	0,0000007	0,9999915
2	ЦТП-47	узел	0,207	0,0091	2006	1	29	0,000038	12,1	0,0000003	0,0000010	0,9999873
3	узел	РД ЦТП-47	0,207	0,0030	2006	1	29	0,000038	12,1	0,0000001	0,0000011	0,9999859
4	РД ЦТП-47	узел	0,207	0,0010	2006	1	29	0,000038	12,1	0,0000000	0,0000011	0,9999854
5	узел	РД ЦТП-47	0,207	0,0010	2006	1	29	0,000038	12,1	0,0000000	0,0000011	0,9999849
6	РД ЦТП-47	узел	0,207	0,0010	2006	2	29	0,000038	12,1	0,0000000	0,0000011	0,9999844
7	узел	ТК-1	0,207	0,0233	2006	1	29	0,000038	12,1	0,0000009	0,0000020	0,9999737
8	ТК-1	ТК	0,15	0,0882	2006	1	29	0,000038	9,0	0,0000034	0,0000054	0,9999436
9	ТК	узел	0,15	0,0228	2006	1	29	0,000038	9,0	0,0000009	0,0000063	0,9999358
10	узел	ТК-2	0,15	0,0149	2006	1	29	0,000038	9,0	0,0000006	0,0000069	0,9999307
11	ТК-2	узел	0,15	0,0120	2006	1	29	0,000038	9,0	0,0000005	0,0000074	0,9999266
12	узел	ТК	0,15	0,0709	2006	1	29	0,000038	9,0	0,0000027	0,0000101	0,9999024
13	ТК	ТК	0,15	0,0727	2006	1	29	0,000038	9,0	0,0000028	0,0000129	0,9998776
14	ТК	ТК	0,1	0,0328	2006	1	29	0,000038	6,7	0,0000012	0,0000141	0,9998693
15	ТК	ТК	0,1	0,0603	2006	1	29	0,000038	6,7	0,0000023	0,0000164	0,9998540
16	ТК	узел	0,1	0,0401	2006	1	29	0,000038	6,7	0,0000015	0,0000179	0,9998438
17	узел	узел	0,1	0,0595	2006	1	29	0,000038	6,7	0,0000023	0,0000202	0,9998287
18	узел	ТК	0,1	0,0223	2006	1	29	0,000038	6,7	0,0000008	0,0000210	0,9998230
19	ТК	Ввод/вывод, Индустриальная, 24	0,1	0,0218	2006	1	29	0,000038	6,7	0,0000008	0,0000218	0,9998175
20	Ввод/вывод, Индустриальная, 24	клуб (Индустриальная, 24)	0,1	0,0029	2006	1	29	0,000038	6,7	0,0000001	0,0000219	0,9998168

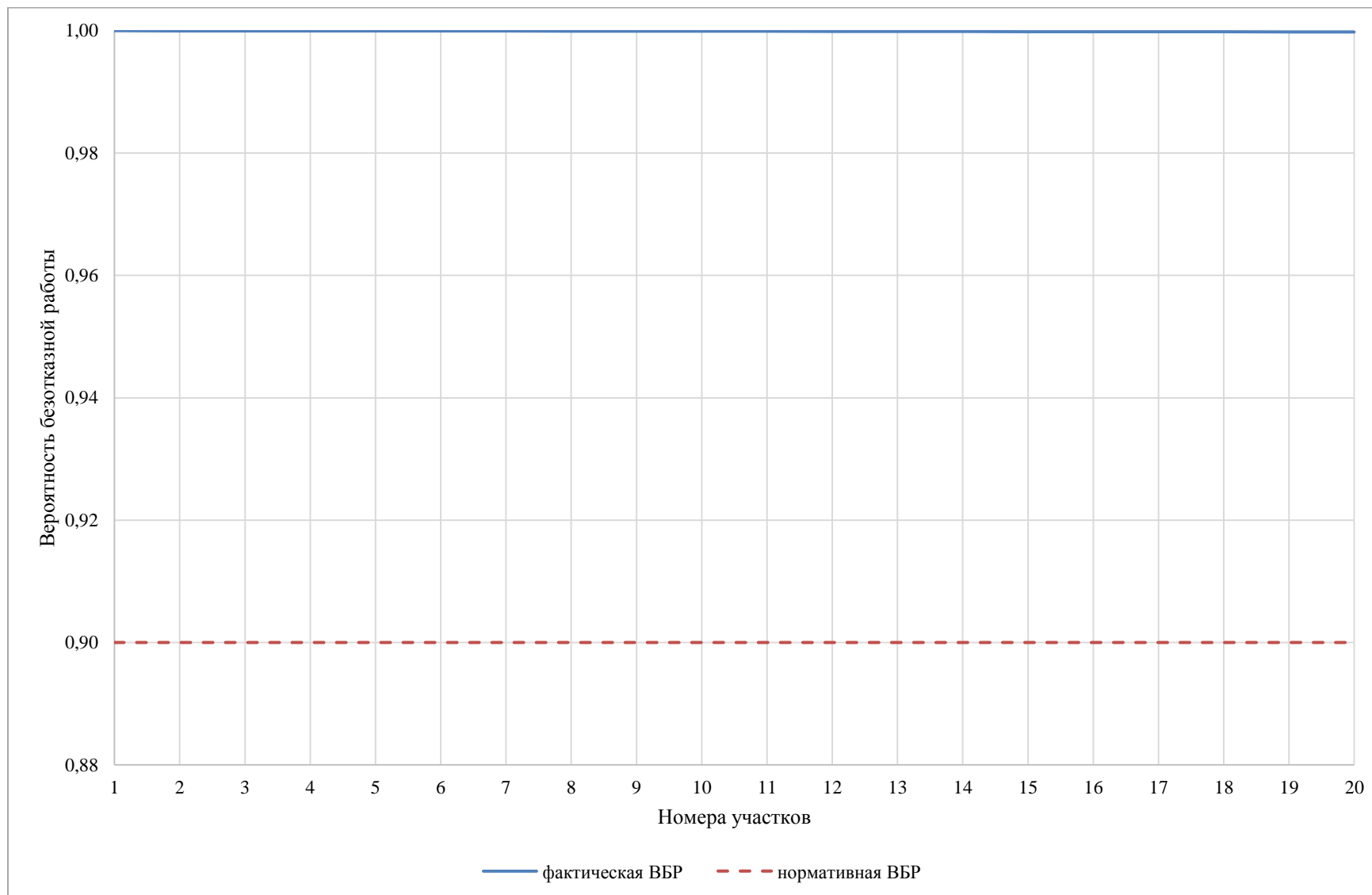


Рисунок 4.28 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной №21 (рисунок П46.2 МУ)

4.13. Котельная №22 "Олимпия"

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения, сформированные в соответствии с Приложением 46 МУ, по методике расчета, изложенной в Приложении 18 МУ, представлены на рисунках и в таблице ниже.

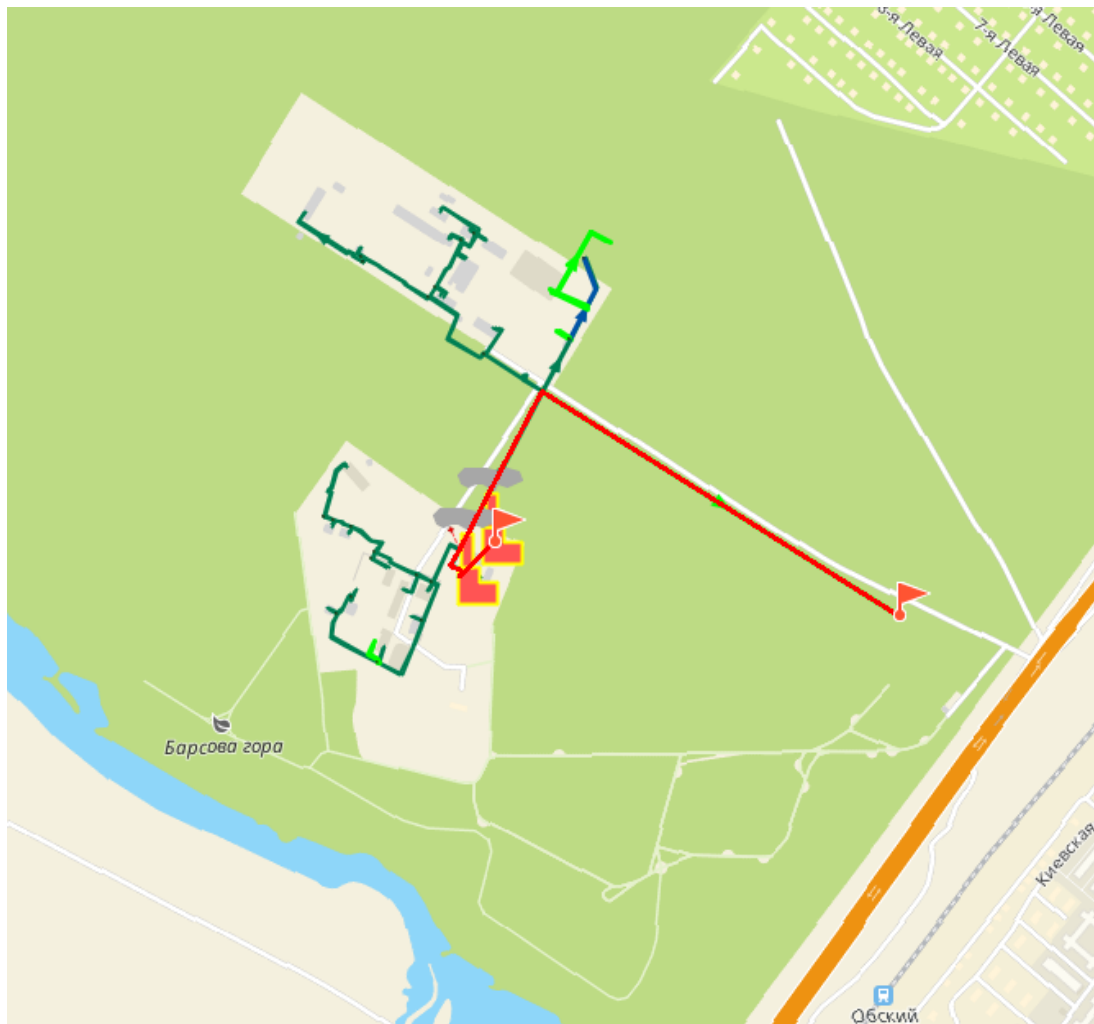


Рисунок 4.29 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной №22 "Олимпия" (рисунок П46.1 МУ)

Таблица 4.15 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны котельной №22 "Олимпия" единой теплоснабжающей организации №2, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	Котельная №22 СГМУП "ГТС"	УТ-1	0,207	0,0100	2008	2	27	0,0000287	11,9	0,0000003	0,0000003	0,9999966
2	УТ-1	УТ-2	0,207	0,0380	2008	2	27	0,0000287	11,9	0,0000011	0,0000014	0,9999837
3	УТ-2	УТ-14	0,207	0,2200	2008	2	27	0,0000287	11,9	0,0000063	0,0000077	0,9999088
4	УТ-14	Музей барсова гора	0,082	0,1886	2024	2	11	0,0000114	5,9	0,0000021	0,0000098	0,9998962

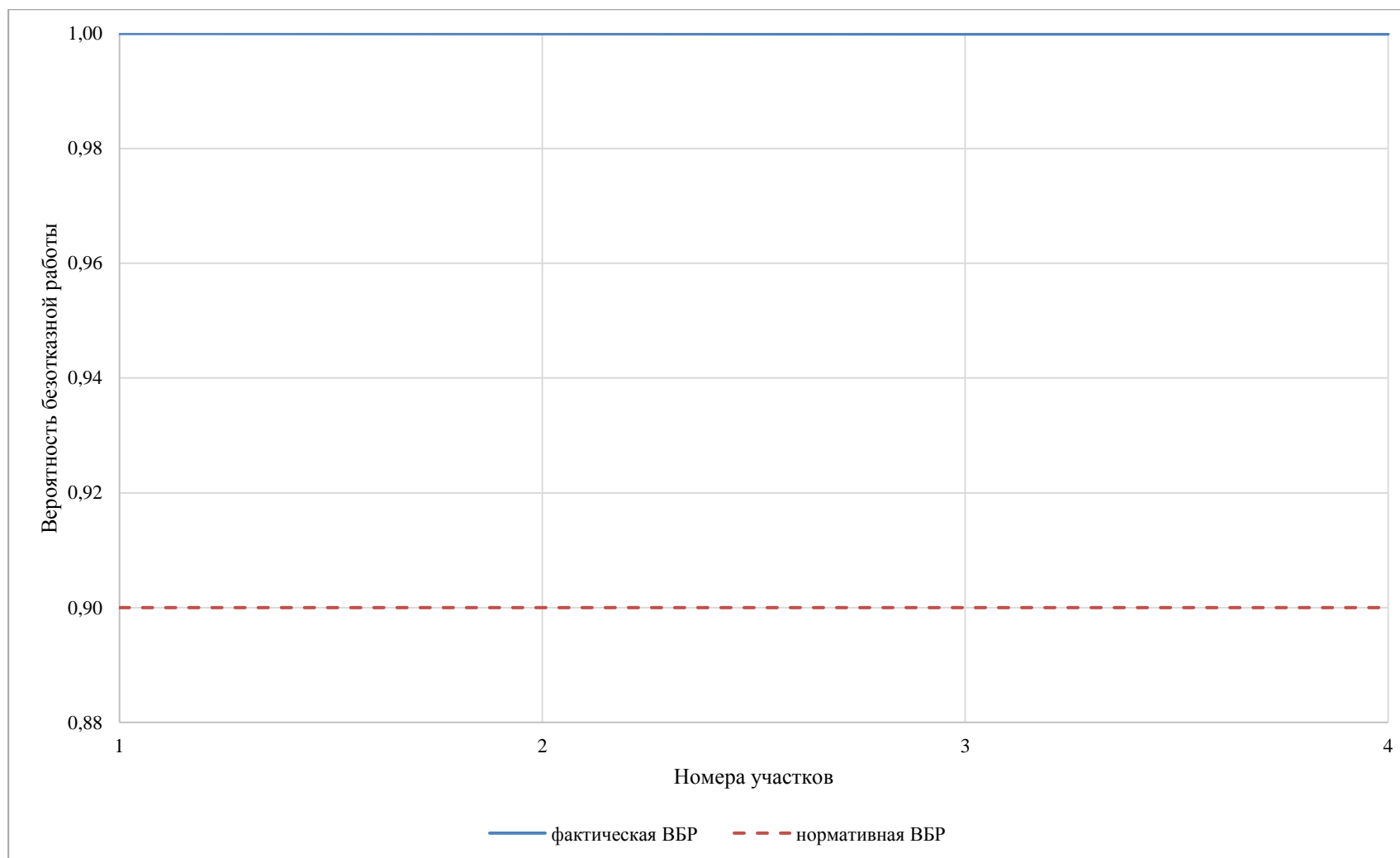


Рисунок 4.30 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной №22 "Олимпия" (рисунок П46.2 МУ)

4.14. Котельная №23 "Ледовый Дворец"

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения, сформированные в соответствии с Приложением 46 МУ, по методике расчета, изложенной в Приложении 18 МУ, представлены на рисунках и в таблице ниже.



Рисунок 4.31 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной №23 "Ледовый Дворец" (рисунок П46.1 МУ)

Таблица 4.16 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны котельной №23 "Ледовый Дворец" единой теплоснабжающей организации №2, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	Котельная №23 "Ледовый дворец" СГМУП "ГТС"	т. А	0,15	0,2211	2023	2	12	0,0000114	9,0	0,0000025	0,0000025	0,9999774
2	т. А	узел	0,15	0,1159	2023	2	12	0,0000114	9,0	0,0000013	0,0000038	0,9999656
3	узел	Центр высоких биомедицинских технологий	0,15	0,0232	2023	2	12	0,0000114	9,0	0,0000003	0,0000041	0,9999632

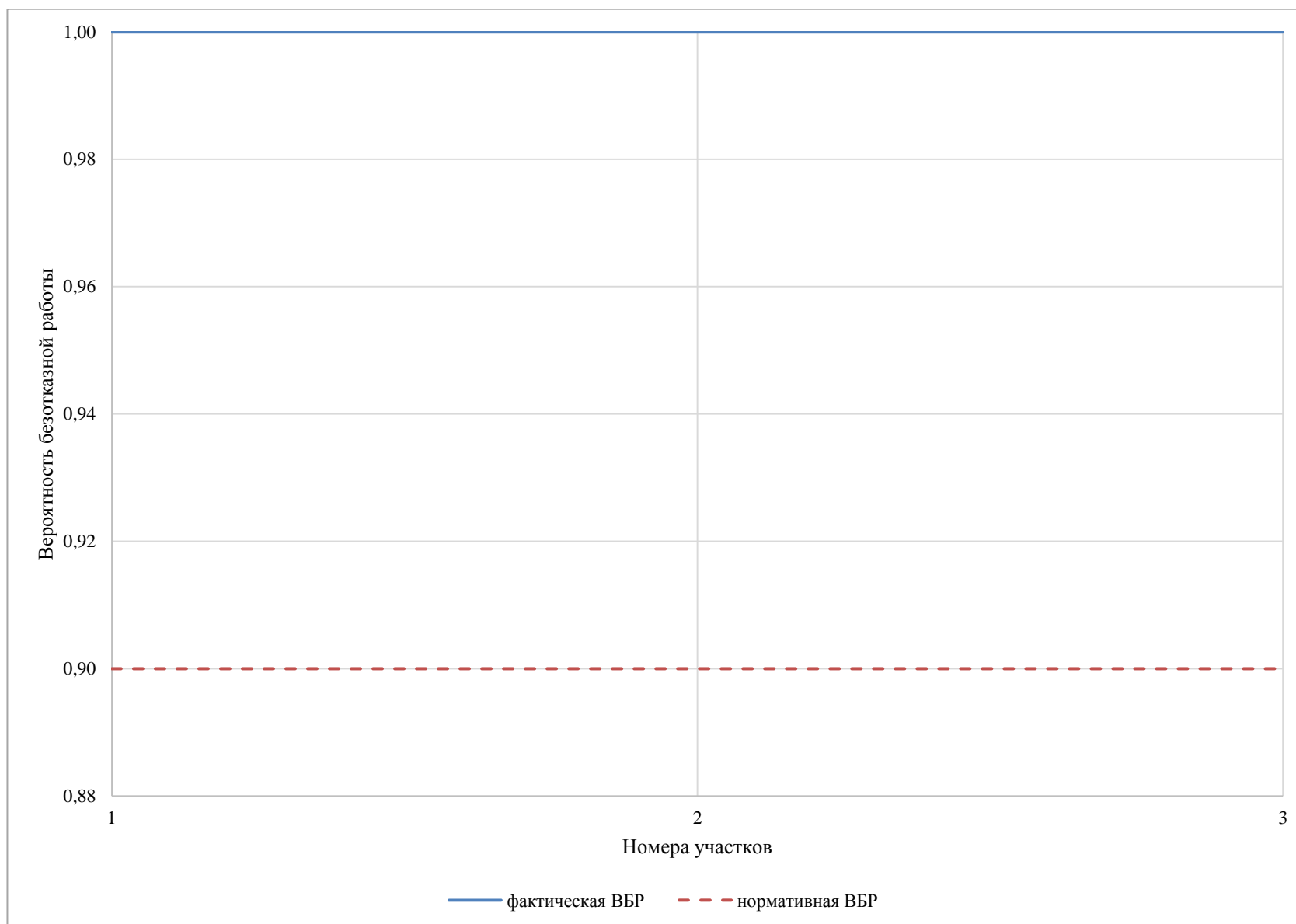


Рисунок 4.32 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной №23 "Ледовый Дворец" (рисунок П46.2 МУ)

4.15. Котельная №24 "Нефтяник"

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения, сформированные в соответствии с Приложением 46 МУ, по методике расчета, изложенной в Приложении 18 МУ, представлены на рисунках и в таблице ниже.

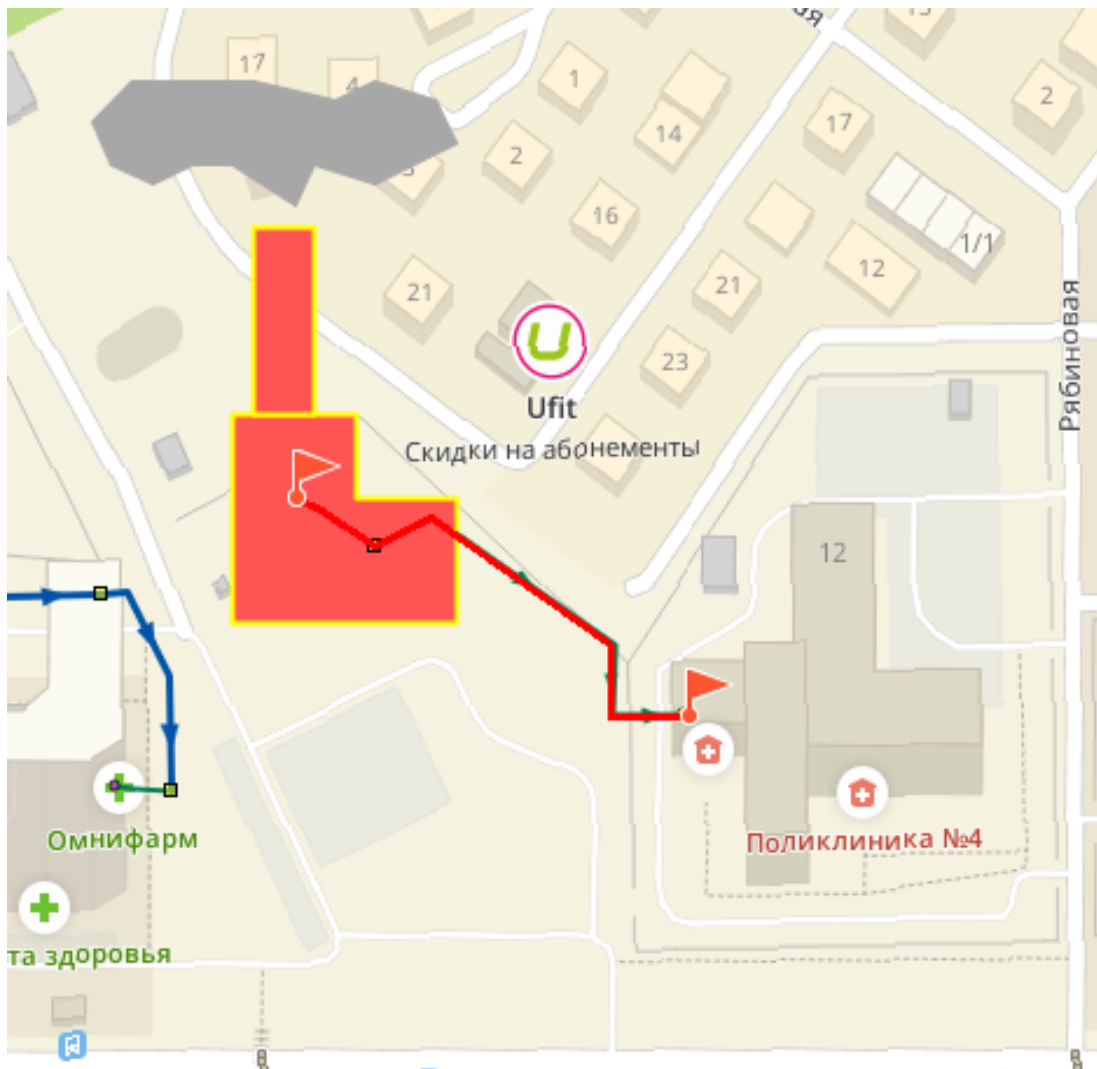


Рисунок 4.33 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной №24 "Нефтяник" (рисунок П46.1 МУ)

Таблица 4.17 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны котельной №24 "Нефтяник" единой теплоснабжающей организации №2, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	Котельная №24 Поликл СГМУП "ГТС"	узел	0,207	0,0120	2012	1	23	0,0000185	12,1	0,0000002	0,0000002	0,9999973
2	узел	ТК	0,207	0,0120	2016	1	19	0,0000138	12,1	0,0000002	0,0000004	0,9999953
3	ТК	Поликлиника "Нефтяник"	0,15	0,1060	2016	1	19	0,0000138	9,1	0,0000015	0,0000019	0,9999820

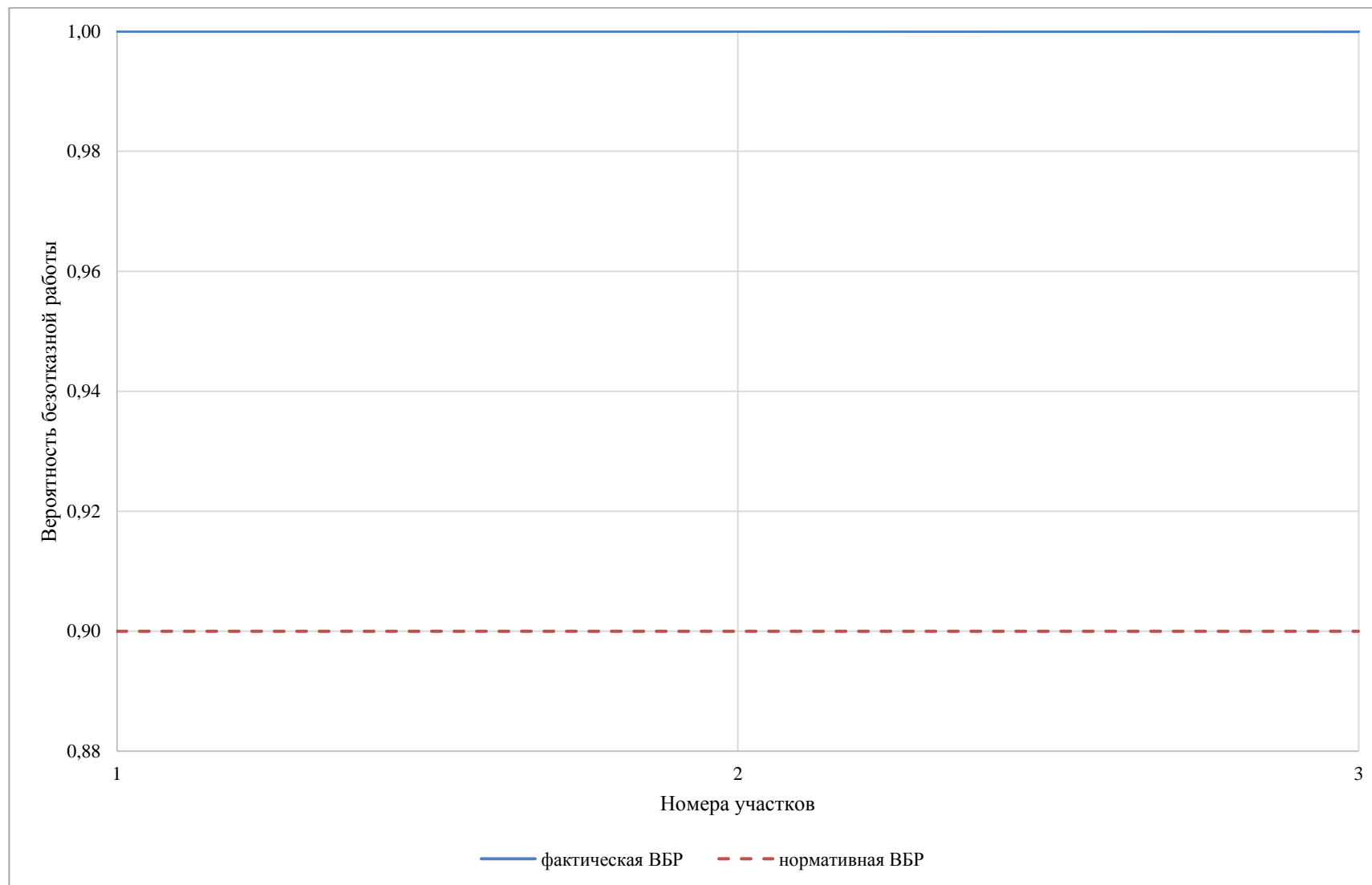


Рисунок 4.34 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной №24 "Нефтяник" (рисунок П46.2 МУ)

4.16. Котельная №25 п. Лесной

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения, сформированные в соответствии с Приложением 46 МУ, по методике расчета, изложенной в Приложении 18 МУ, представлены на рисунках и в таблице ниже.



Рисунок 4.35 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной №25 п. Лесной (рисунок П46.1 МУ)

Таблица 4.18 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны котельной №25 п. Лесной единой теплоснабжающей организации №2, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	Котельная №25 СГМУП "ГТС"	Ввод/вывод, Котельная №25 СГМУП "ГТС"	0,1	0,0170	2018	1	17	0,0000114	6,6	0,0000002	0,0000002	0,9999987
2	Ввод/вывод, Котельная №25 СГМУП "ГТС"	ТК-1	0,1	0,0074	2018	1	17	0,0000114	6,6	0,0000001	0,0000003	0,9999981
3	ТК-1	ТК-2	0,1	0,0243	2000	1	35	0,0001198	6,6	0,0000029	0,0000032	0,9999789
4	ТК-2	ТК-3	0,1	0,0339	2000	1	35	0,0001198	6,6	0,0000041	0,0000073	0,9999521
5	ТК-3	узел	0,1	0,0532	2000	1	35	0,0001198	6,6	0,0000064	0,0000137	0,9999101
6	узел	ТК-4	0,1	0,0069	2000	1	35	0,0001198	6,6	0,0000008	0,0000145	0,9999047
7	ТК-4	узел	0,1	0,0543	2000	1	35	0,0001198	6,6	0,0000065	0,0000210	0,9998618
8	узел	узел	0,1	0,0152	2000	1	35	0,0001198	6,6	0,0000018	0,0000228	0,9998498
9	узел	узел	0,1	0,0284	2000	1	35	0,0001198	6,6	0,0000034	0,0000262	0,9998274
10	узел	узел	0,1	0,0172	2000	1	35	0,0001198	6,6	0,0000021	0,0000283	0,9998139
11	узел	узел	0,065	0,0340	2000	1	35	0,0001198	5,2	0,0000041	0,0000324	0,9997928
12	узел	Жилой дом, откp ГВС (Лесной, 125)	0,025	0,0221	2000	1	35	0,0001198	3,6	0,0000026	0,0000350	0,9997832

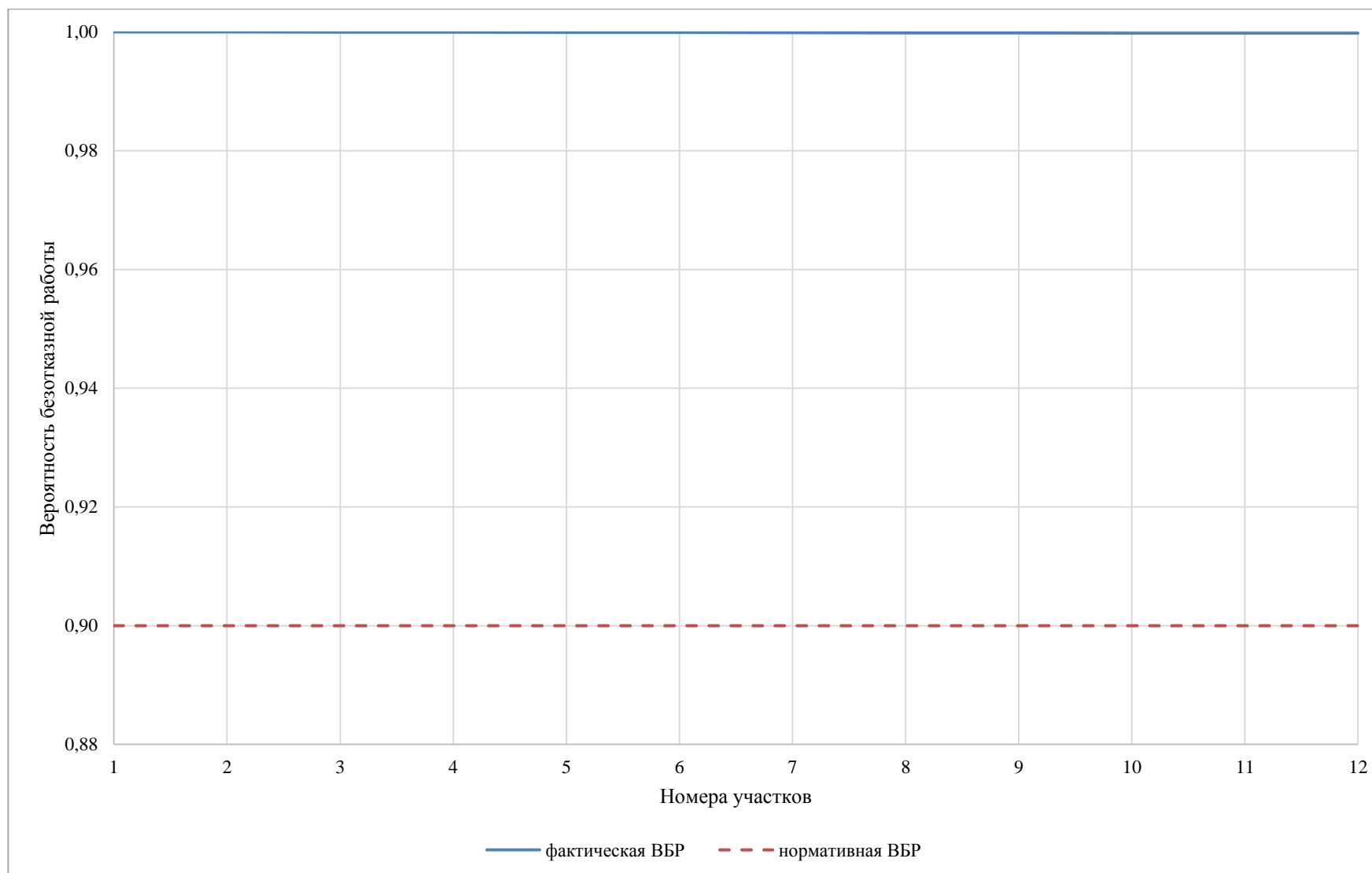


Рисунок 4.36 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной №25 п. Лесной (рисунок П46.2 МУ)

4.17. Котельная №26 "Набережный"

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения, сформированные в соответствии с Приложением 46 МУ, по методике расчета, изложенной в Приложении 18 МУ, представлены на рисунках и в таблице ниже.

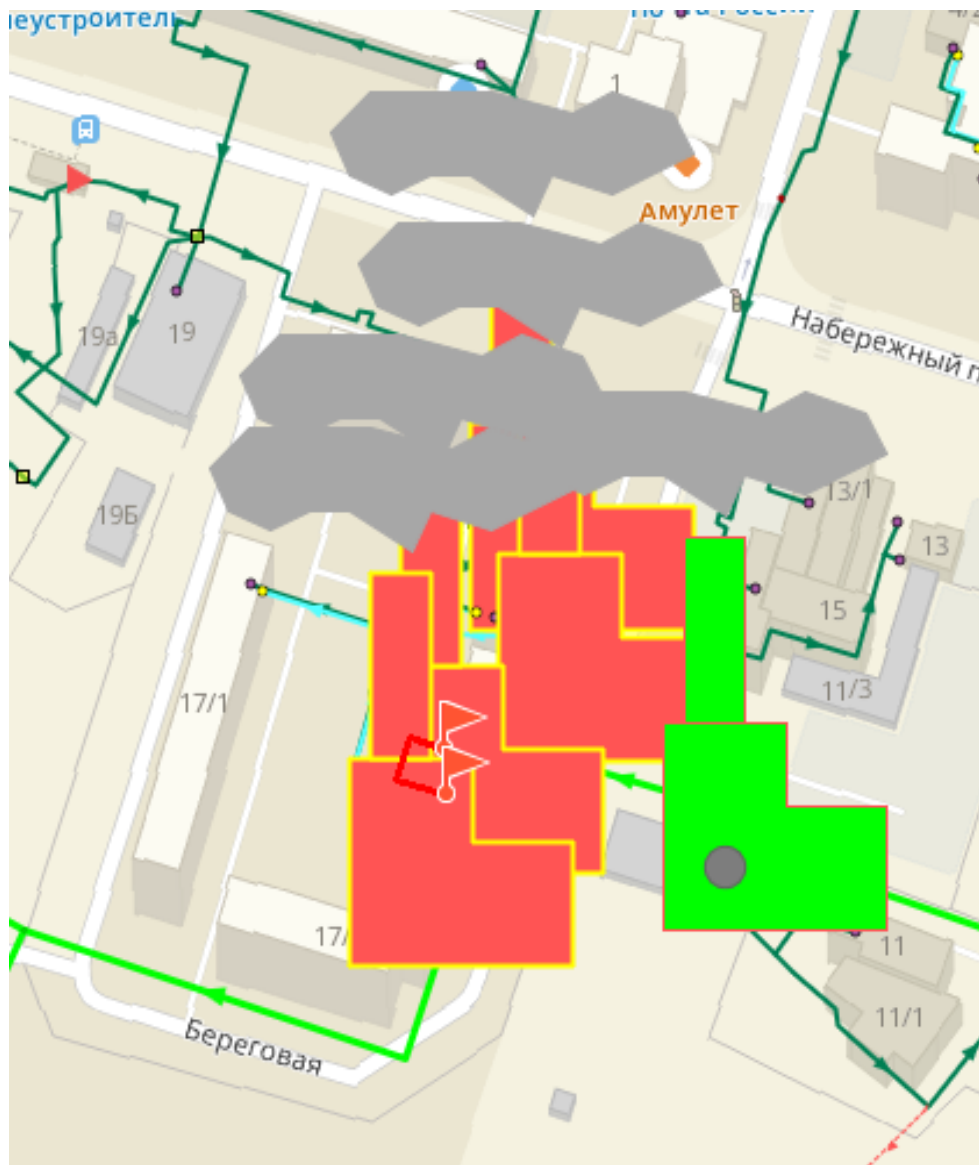


Рисунок 4.37 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной №26 "Набережный" (рисунок П46.1 МУ)

Таблица 4.19 - Результаты расчета вероятности безотказной работы тепловых пунктов зоны котельной №26 "Набережный" единой теплоснабжающей организации №2, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	Котельная №26 СГМУП "ГТС"	ТК	0,1	0,0190	2004	1	31	0,0000529	6,7	0,0000010	0,0000010	0,9999932
2	ТК	Жилой дом (Набережный проспект, 17/2)	0,1	0,0121	2004	1	31	0,0000529	6,7	0,0000006	0,0000016	0,9999889

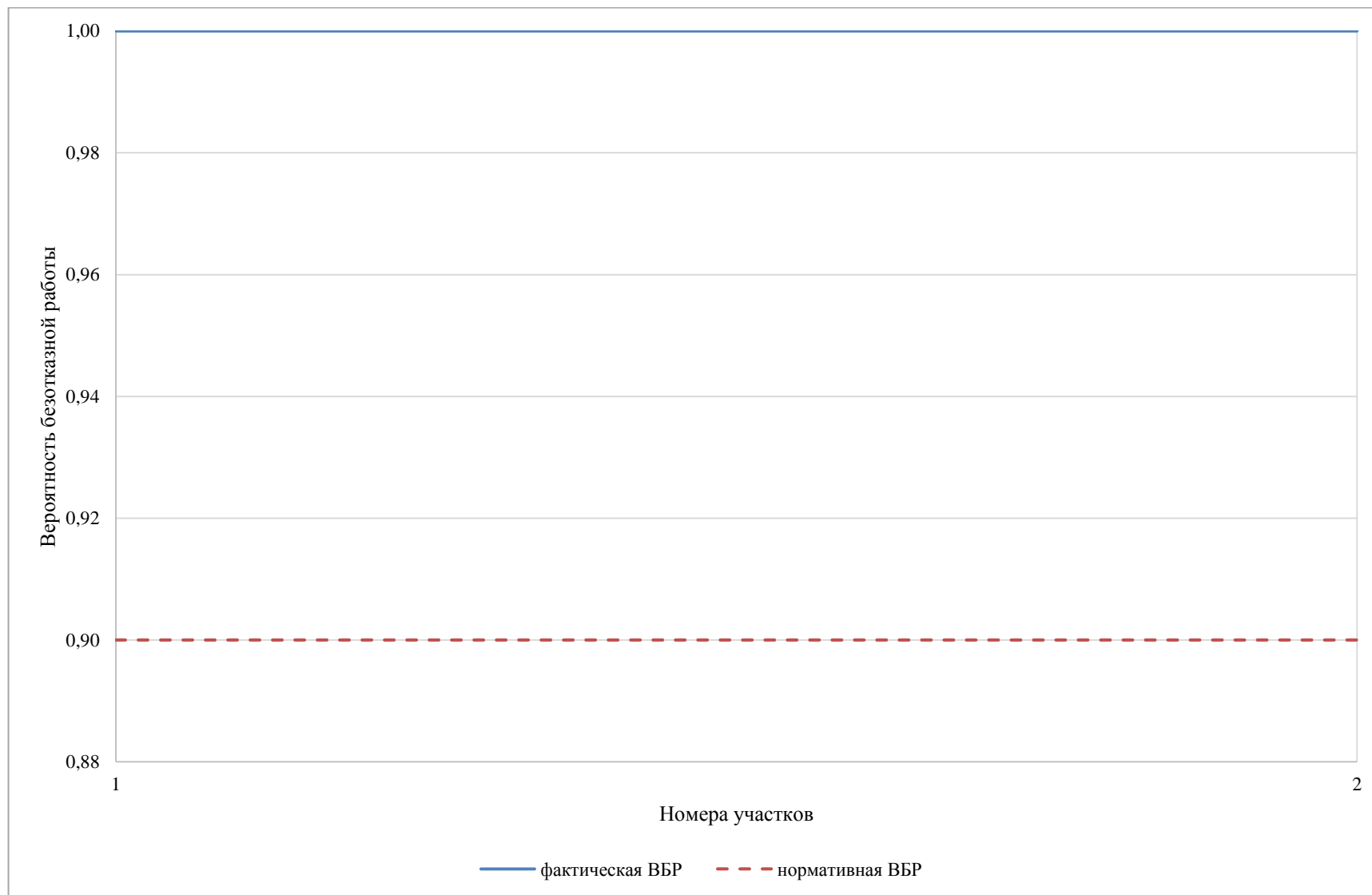


Рисунок 4.38 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной №26 "Набережный" (рисунок П46.2 МУ)

4.18. Котельная №27 "Набережный"

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения, сформированные в соответствии с Приложением 46 МУ, по методике расчета, изложенной в Приложении 18 МУ, представлены на рисунках и в таблице ниже.

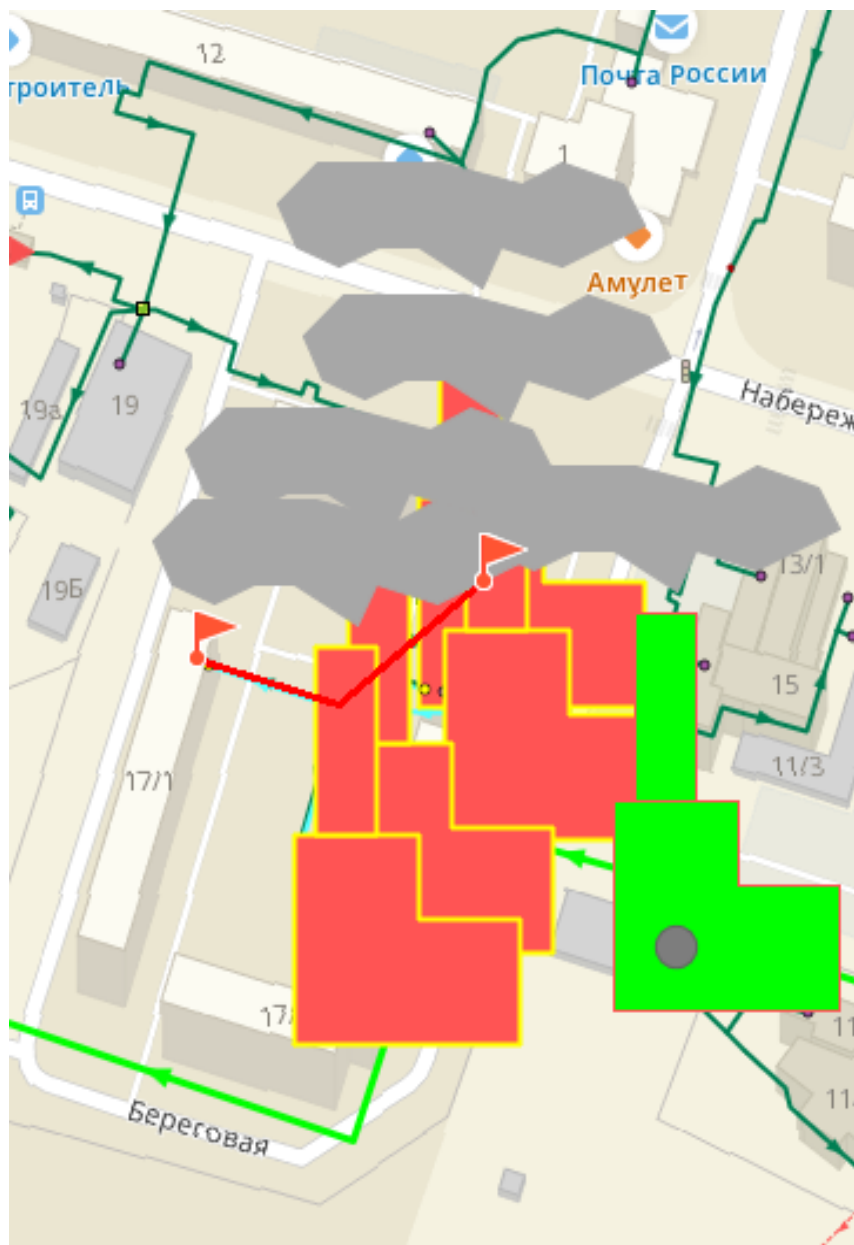


Рисунок 4.39 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной №27 "Набережный" (рисунок П46.1 МУ)

Таблица 4.20 - Результаты расчета вероятности безотказной работы тепловых пунктов зоны котельной №27 "Набережный" единой теплоснабжающей организации №2, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	Котельная №27 СГМУП "ГТС"	ТК	0,15	0,0248	2004	1	31	0,0000529	9,1	0,0000013	0,0000013	0,9999880
2	ТК	Жилой дом (Набережный проспект, 17/1)	0,1	0,0362	2004	1	31	0,0000529	6,7	0,0000019	0,0000032	0,9999751

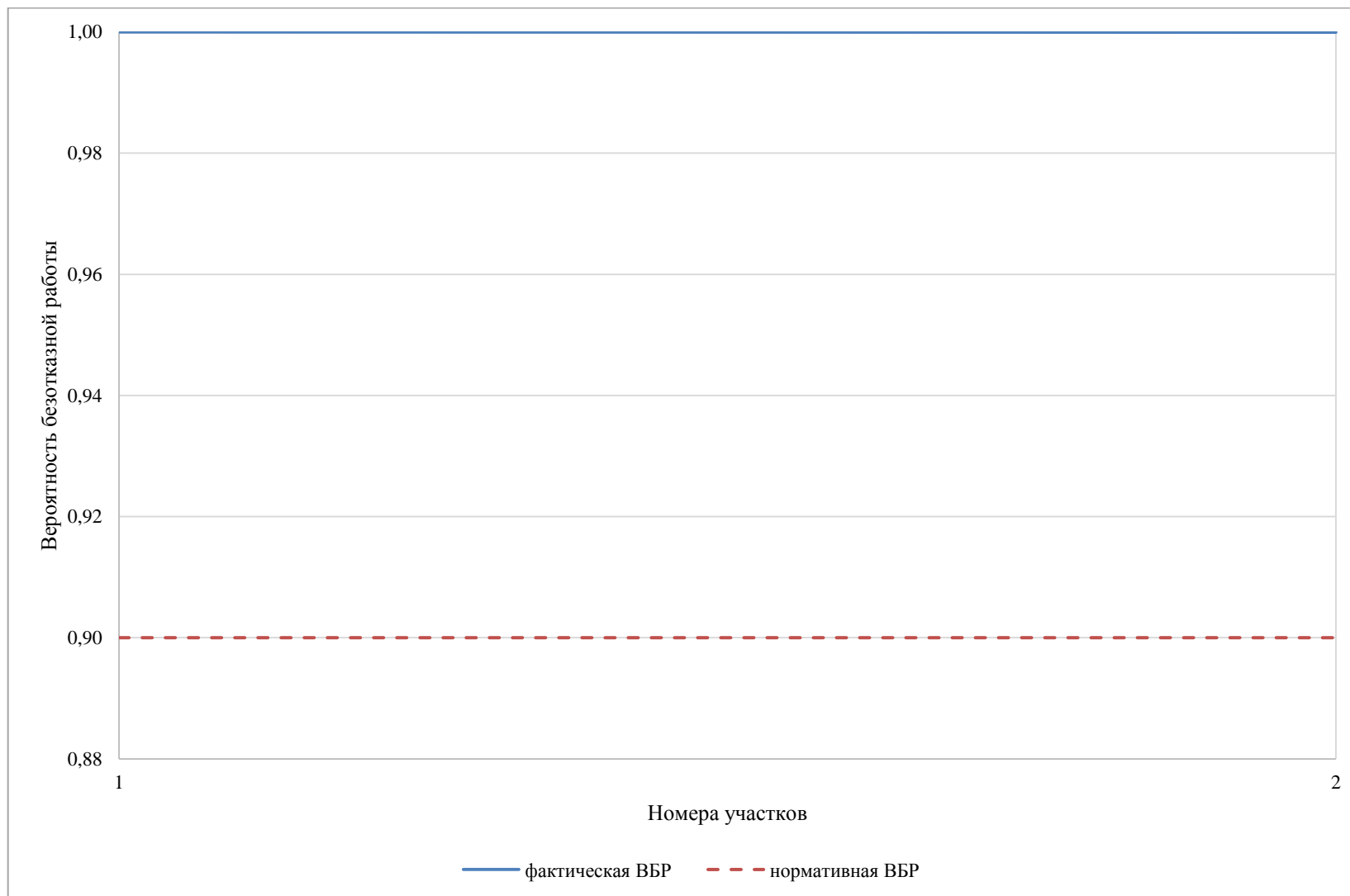


Рисунок 4.40 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной №27 "Набережный" (рисунок П46.2 МУ)

4.19. Котельная №28 п. Юность

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения, сформированные в соответствии с Приложением 46 МУ, по методике расчета, изложенной в Приложении 18 МУ, представлены на рисунках и в таблице ниже.

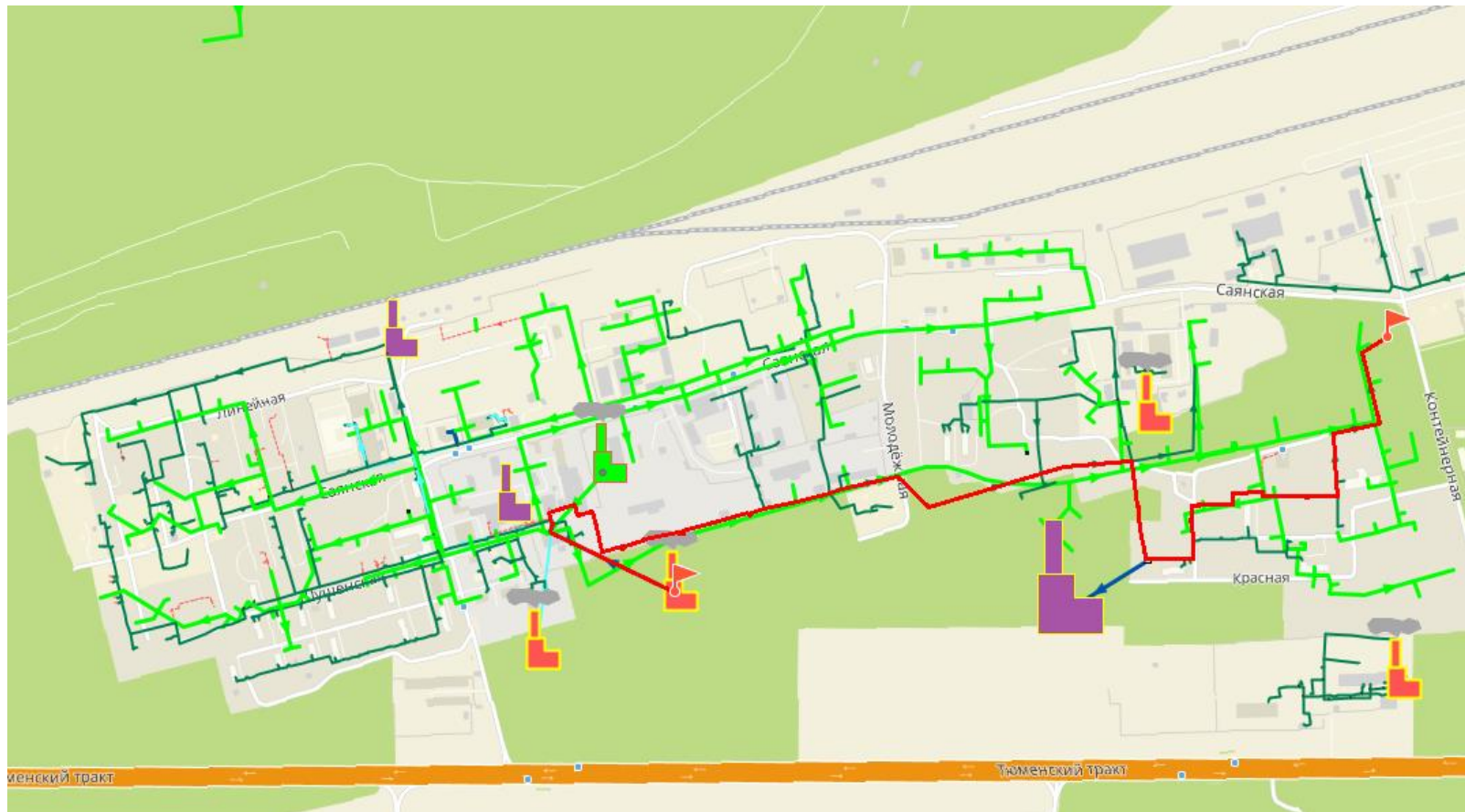


Рисунок 4.41 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной №28 п. Юность (рисунок П46.1 МУ)

Таблица 4.21 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны котельной №28 п. Юность единой теплоснабжающей организации №2, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	Котельная №28 СГМУП "ГТС"	узел	0,309	0,0010	2006	1	29	0,000038	17,8	0,0000000	0,0000000	0,9999993
2	узел	узел	0,259	0,0163	2006	1	29	0,000038	14,9	0,0000006	0,0000006	0,9999901
3	узел	ТК	0,259	0,0085	2006	1	29	0,000038	14,9	0,0000003	0,0000009	0,9999853
4	ТК	узел	0,207	0,0777	2006	1	29	0,000038	12,0	0,0000030	0,0000039	0,9999501
5	узел	узел	0,207	0,0908	2006	1	29	0,000038	12,0	0,0000035	0,0000074	0,9999089
6	узел	узел	0,15	0,0021	2006	1	29	0,000038	8,8	0,0000001	0,0000075	0,9999082
7	узел	узел	0,15	0,1394	2006	1	29	0,000038	8,8	0,0000053	0,0000128	0,9998618
8	узел	ТК	0,15	0,1603	2006	1	29	0,000038	8,8	0,0000061	0,0000189	0,9998084
9	ТК	узел	0,15	0,1126	2006	1	29	0,000038	8,8	0,0000043	0,0000232	0,9997709
10	узел	узел	0,207	0,5380	2006	1	29	0,000038	11,7	0,0000205	0,0000437	0,9995331
11	узел	узел	0,15	0,1721	2006	1	29	0,000038	8,8	0,0000065	0,0000502	0,9994757
12	узел	узел	0,15	0,0549	2006	1	29	0,000038	8,8	0,0000021	0,0000523	0,9994574
13	узел	узел	0,15	0,0083	2006	1	29	0,000038	8,8	0,0000003	0,0000526	0,9994546
14	узел	узел	0,15	0,0290	2006	1	29	0,000038	8,8	0,0000011	0,0000537	0,9994449
15	узел	узел	0,15	0,0077	2006	1	29	0,000038	8,8	0,0000003	0,0000540	0,9994423
16	узел	узел	0,15	0,0267	2006	1	29	0,000038	8,8	0,0000010	0,0000550	0,9994334
17	узел	узел	0,15	0,0359	2006	1	29	0,000038	8,8	0,0000014	0,0000564	0,9994214
18	узел	узел	0,15	0,0704	2006	1	29	0,000038	8,8	0,0000027	0,0000591	0,9993979
19	узел	узел	0,125	0,0186	2006	1	29	0,000038	7,7	0,0000007	0,0000598	0,9993925
20	узел	узел	0,125	0,0496	2006	1	29	0,000038	7,7	0,0000019	0,0000617	0,9993781
21	узел	узел	0,125	0,1392	2006	1	29	0,000038	7,7	0,0000053	0,0000670	0,9993376
22	узел	ТК	0,125	0,0210	2006	1	29	0,000038	7,7	0,0000008	0,0000678	0,9993315
23	ТК	Автозаправочная станция в п.Юность г. Сургута на пересечении улиц Контейнерной и Привокзальной, ООО НК Синергия	0,125	0,3320	2024	2	11	0,0000114	7,7	0,0000038	0,0000716	0,9993025

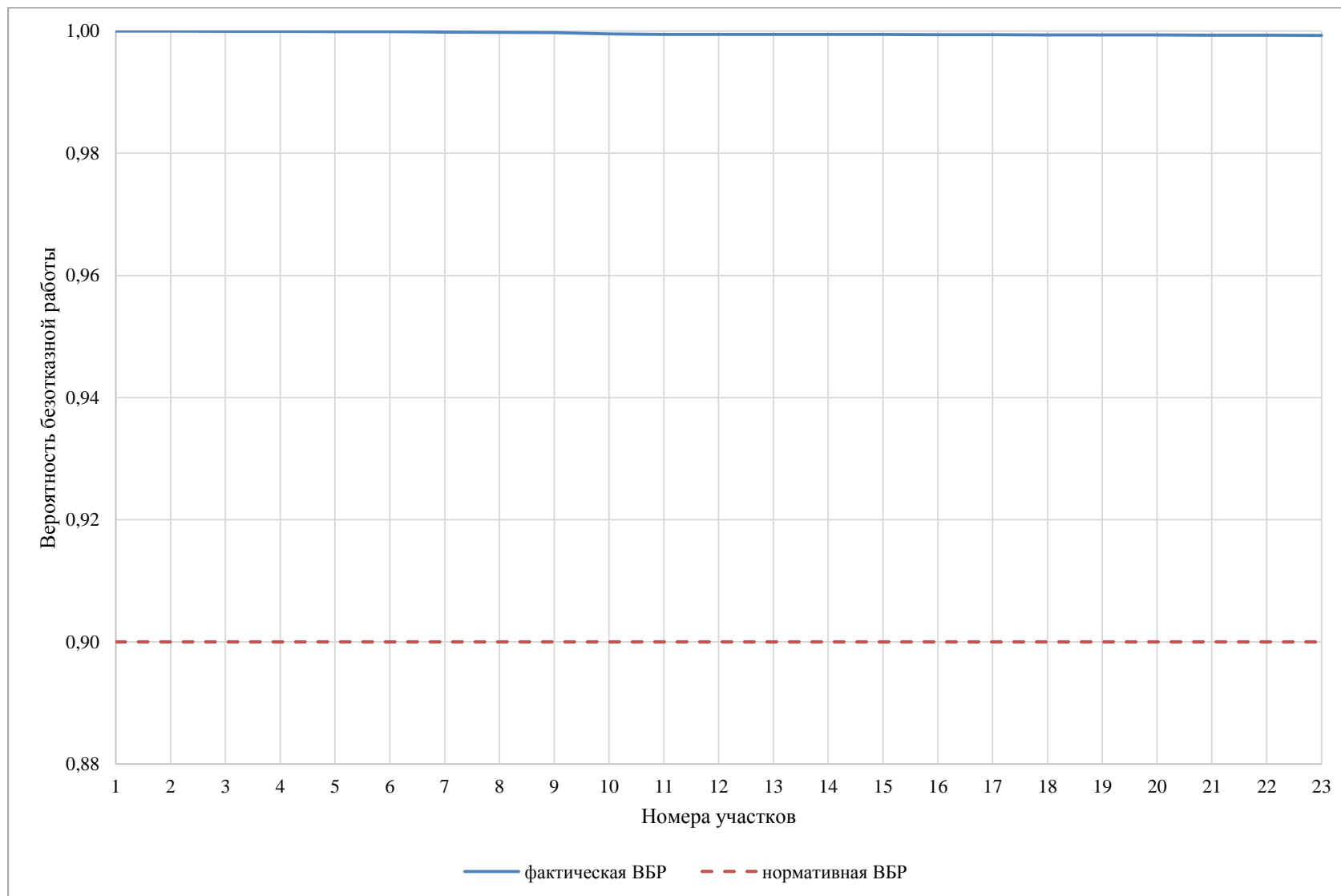


Рисунок 4.42 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной №28 п. Юность (рисунок П46.2 МУ)

4.20. Котельная №29 п. Таежный

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения, сформированные в соответствии с Приложением 46 МУ, по методике расчета, изложенной в Приложении 18 МУ, представлены на рисунках и в таблице ниже.

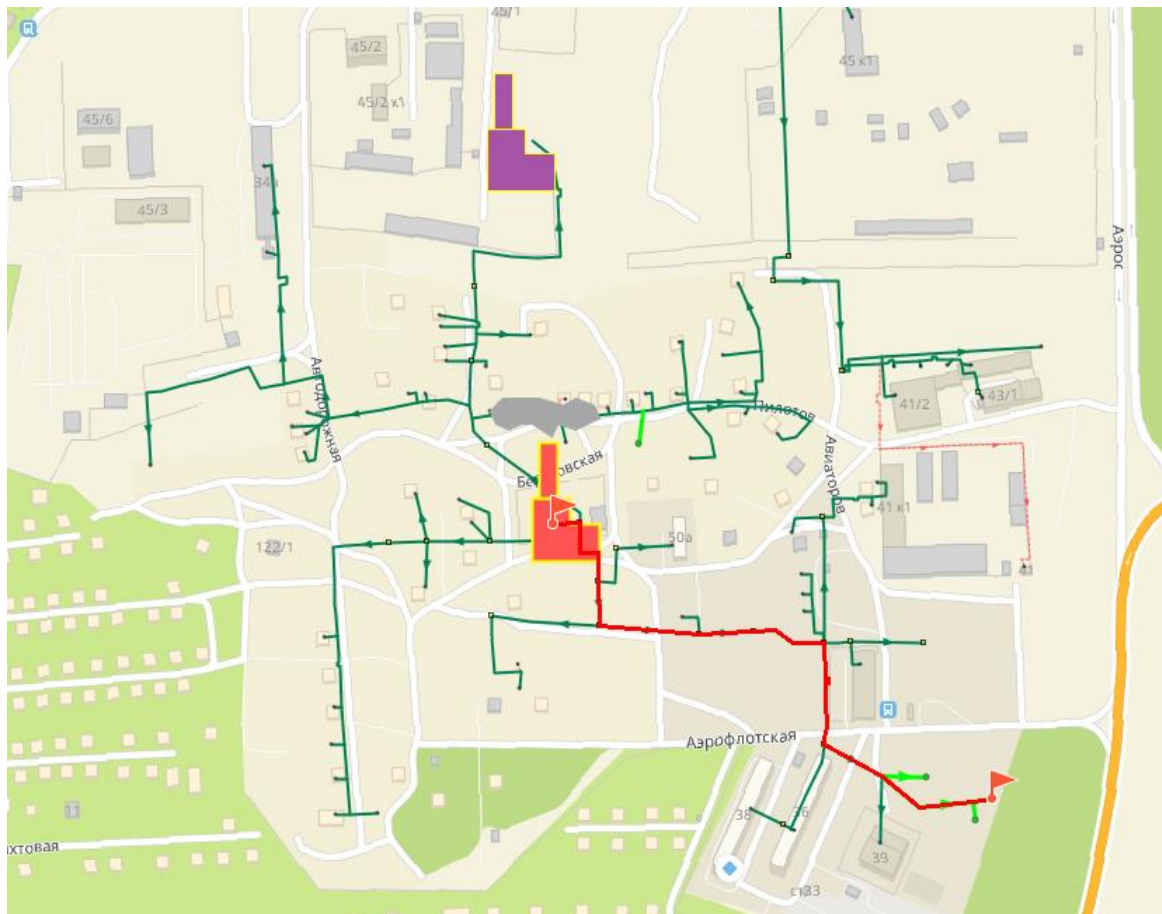


Рисунок 4.43 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной №29 п. Таежный (рисунок П46.1 МУ)

Таблица 4.22 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны котельной №29 п. Таежный единой теплоснабжающей организации №2, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	Котельная №29 СГМУП "ГТС"	ТК	0,207	0,0228	1997	1	38	0,0002602	12,1	0,0000059	0,0000059	0,9999286
2	ТК	ТК	0,15	0,0623	1997	1	38	0,0002602	8,8	0,0000162	0,0000221	0,9997873
3	ТК	ТК	0,15	0,0350	1997	1	38	0,0002602	8,8	0,0000091	0,0000312	0,9997080
4	ТК	ТК	0,15	0,0816	1997	1	38	0,0002602	8,8	0,0000212	0,0000524	0,9995230
5	ТК	ТК	0,15	0,0443	1997	1	38	0,0002602	8,8	0,0000115	0,0000639	0,9994225
6	ТК	ТК	0,15	0,0596	1997	1	38	0,0002602	8,8	0,0000155	0,0000794	0,9992874
7	ТК	узел	0,15	0,0510	1997	1	38	0,0002602	8,8	0,0000133	0,0000927	0,9991717
8	узел	ТК	0,15	0,0340	1997	1	38	0,0002602	8,8	0,0000089	0,0001016	0,9990945
9	ТК	узел	0,1	0,1064	1997	1	38	0,0002602	6,7	0,0000277	0,0001293	0,9989103
10	узел	узел	0,04	0,0849	1997	1	38	0,0002602	4,2	0,0000221	0,0001514	0,9988187
11	узел	Библиотека	0,04	0,0151	1997	1	38	0,0002602	4,2	0,0000039	0,0001553	0,9988024

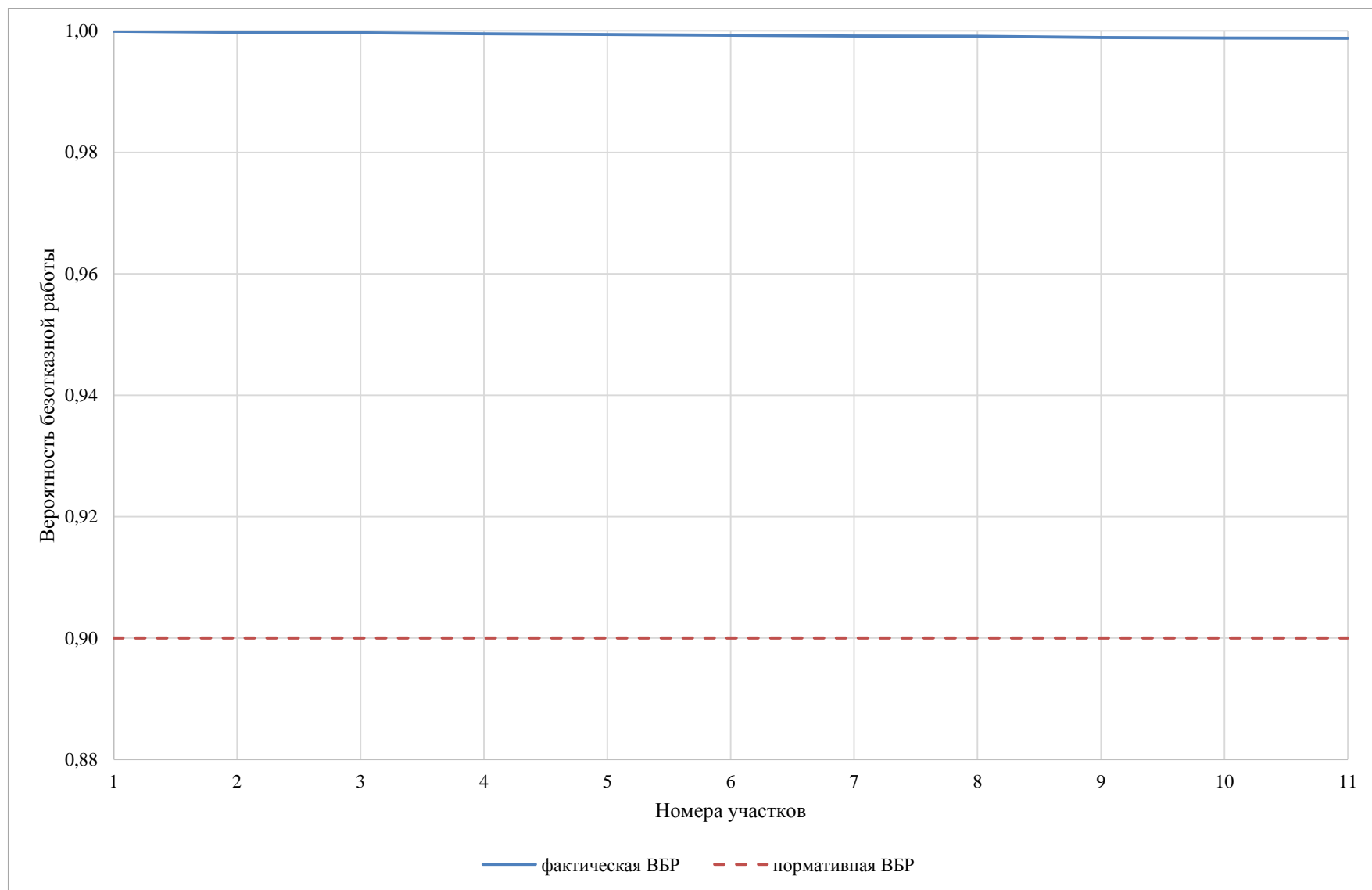


Рисунок 4.44 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной №29 п. Тажный (рисунок П46.2 МУ)

4.21. Котельная №30 п. Лунный

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения, сформированные в соответствии с Приложением 46 МУ, по методике расчета, изложенной в Приложении 18 МУ, представлены на рисунках и в таблице ниже.

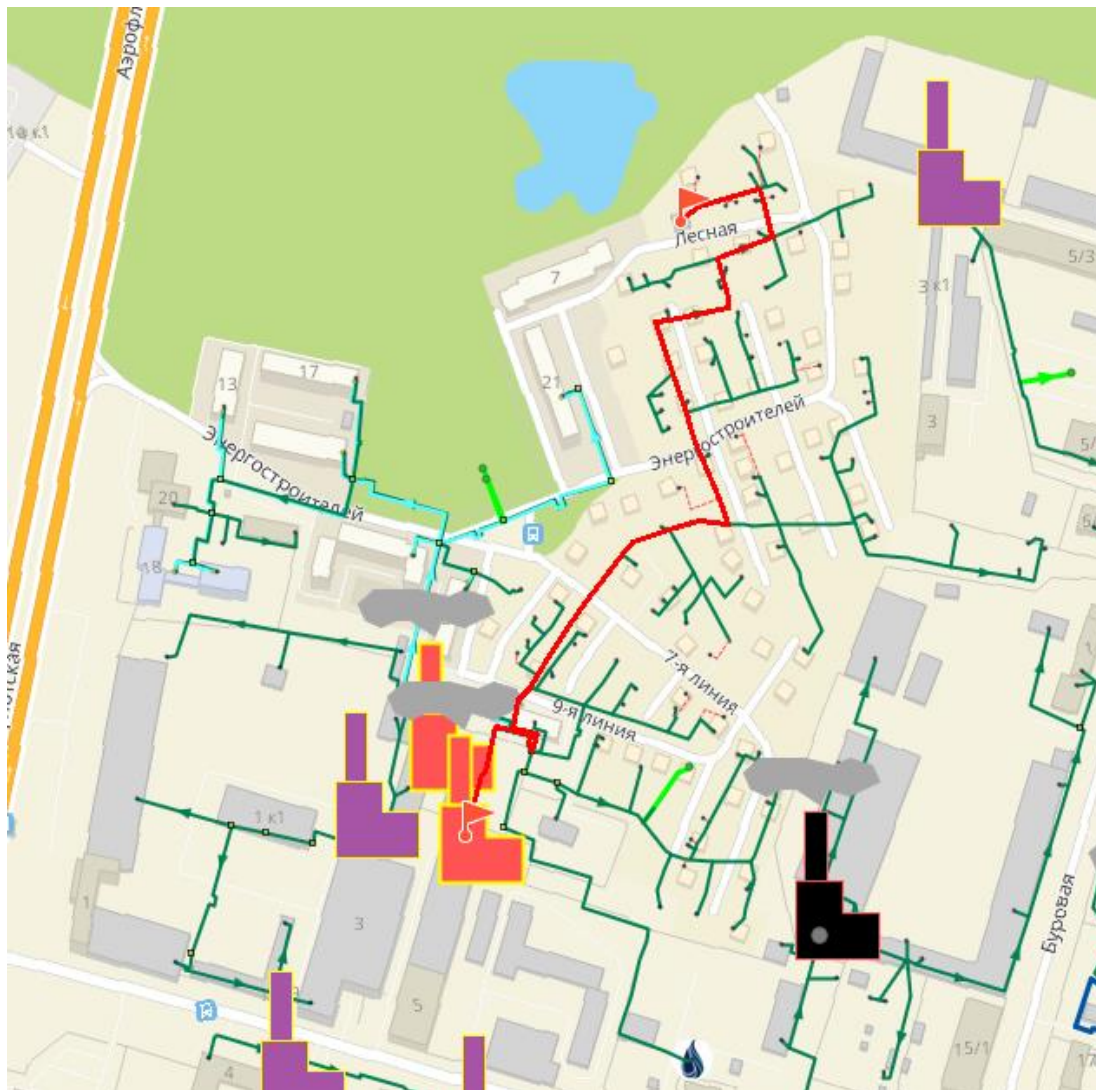


Рисунок 4.45 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной №30 п. Лунный (рисунок П46.1 МУ)

Таблица 4.23 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны котельной №30 п. Лунный единой теплоснабжающей организации №2, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	Котельная №30 СГМУП "ГТС"	Ввод/вывод, Котельная №30 СГМУП "ГТС"	0,207	0,0168	2001	1	34	0,0000955	11,8	0,0000016	0,0000016	0,9999812
2	Ввод/вывод, Котельная №30 СГМУП "ГТС"	ТК-1	0,207	0,0670	2001	1	34	0,0000955	11,8	0,0000064	0,0000080	0,9999061
3	ТК-1	узел	0,207	0,0282	2001	1	34	0,0000955	11,8	0,0000027	0,0000107	0,9998745
4	узел	узел	0,207	0,0293	2001	1	34	0,0000955	11,8	0,0000028	0,0000135	0,9998417
5	узел	узел	0,207	0,0101	2001	1	34	0,0000955	11,8	0,0000010	0,0000145	0,9998304
6	узел	узел	0,207	0,0945	2001	1	34	0,0000955	11,8	0,0000090	0,0000235	0,9997245
7	узел	узел	0,1	0,0356	2001	1	34	0,0000955	6,6	0,0000034	0,0000269	0,9997021
8	узел	узел	0,1	0,0405	2001	1	34	0,0000955	6,6	0,0000039	0,0000308	0,9996767
9	узел	узел	0,1	0,0176	2001	1	34	0,0000955	6,6	0,0000017	0,0000325	0,9996657
10	узел	узел	0,1	0,0284	2001	1	34	0,0000955	6,6	0,0000027	0,0000352	0,9996479
11	узел	узел	0,1	0,0314	2001	1	34	0,0000955	6,6	0,0000030	0,0000382	0,9996282
12	узел	узел	0,1	0,0067	2001	1	34	0,0000955	6,6	0,0000006	0,0000388	0,9996240
13	узел	узел	0,1	0,0204	2001	1	34	0,0000955	6,6	0,0000020	0,0000408	0,9996112
14	узел	узел	0,1	0,0346	2001	1	34	0,0000955	6,6	0,0000033	0,0000441	0,9995895
15	узел	узел	0,1	0,0092	2001	1	34	0,0000955	6,6	0,0000009	0,0000450	0,9995837
16	узел	узел	0,1	0,0577	2001	1	34	0,0000955	6,6	0,0000055	0,0000505	0,9995475
17	узел	узел	0,1	0,0016	2001	1	34	0,0000955	6,6	0,0000002	0,0000507	0,9995465
18	узел	узел	0,1	0,0125	2001	1	34	0,0000955	6,6	0,0000012	0,0000519	0,9995386
19	узел	узел	0,082	0,0386	2001	1	34	0,0000955	5,9	0,0000037	0,0000556	0,9995168
20	узел	узел	0,105	0,0020	2001	1	34	0,0000955	7,0	0,0000002	0,0000558	0,9995155
21	узел	узел	0,065	0,0229	2001	1	34	0,0000955	5,2	0,0000022	0,0000580	0,9995042
22	узел	узел	0,065	0,0080	2001	1	34	0,0000955	5,2	0,0000008	0,0000588	0,9995002
23	узел	узел	0,065	0,0219	2001	1	34	0,0000955	5,2	0,0000021	0,0000609	0,9994894
24	узел	узел	0,032	0,0204	2001	1	34	0,0000955	3,9	0,0000019	0,0000628	0,9994818
25	узел	Ввод/вывод, Лесная, 18	0,02	0,0148	2001	1	34	0,0000955	3,5	0,0000014	0,0000642	0,9994769
26	Ввод/вывод, Лесная, 18	Лесная, 18	0,02	0,0034	2001	1	34	0,0000955	3,5	0,0000003	0,0000645	0,9994758

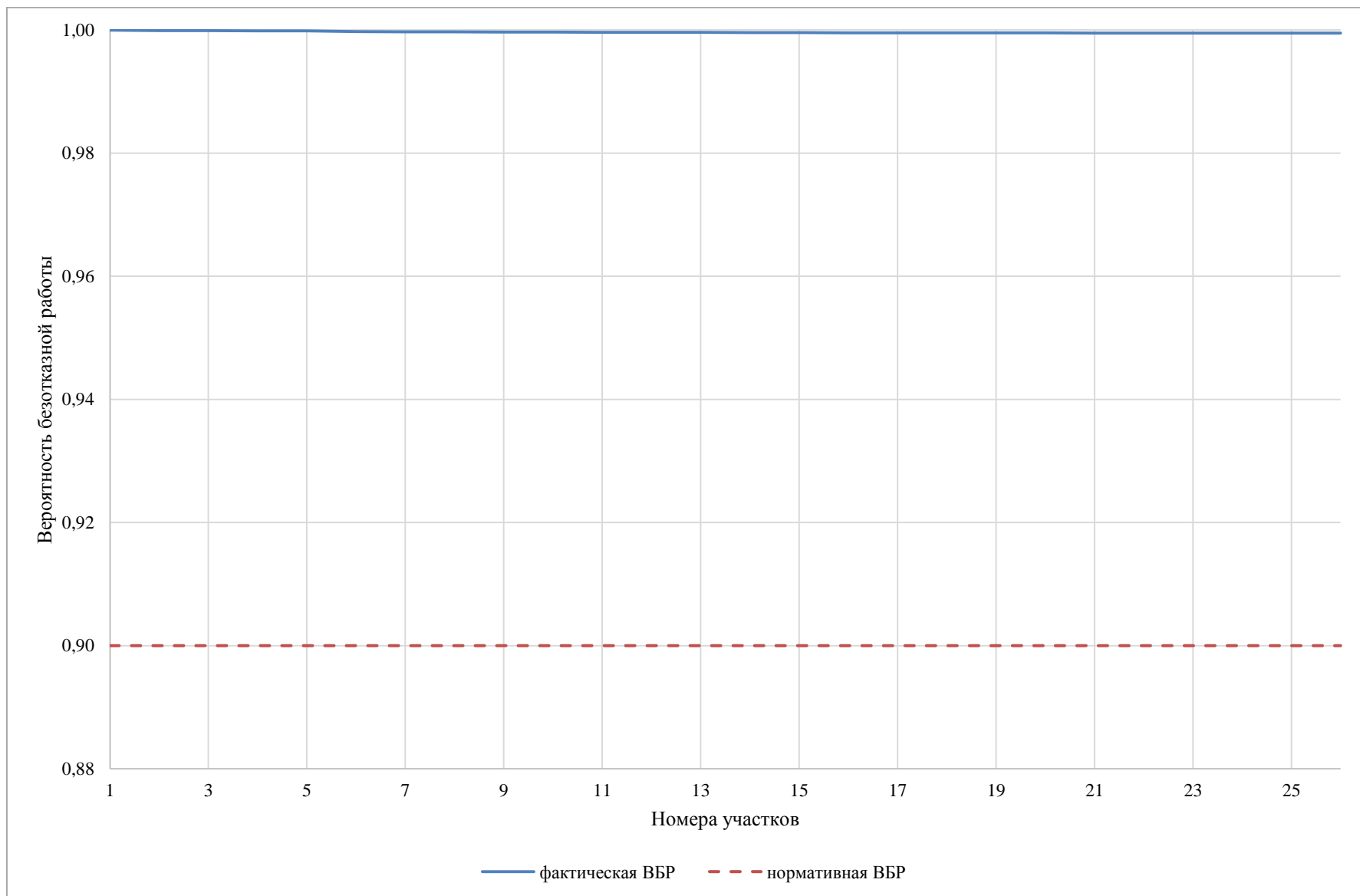


Рисунок 4.46 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной №30 п. Лунный (рисунок П46.2 МУ)

4.22. Котельная №32 п. Снежный

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения, сформированные в соответствии с Приложением 46 МУ, по методике расчета, изложенной в Приложении 18 МУ, представлены на рисунках и в таблице ниже.

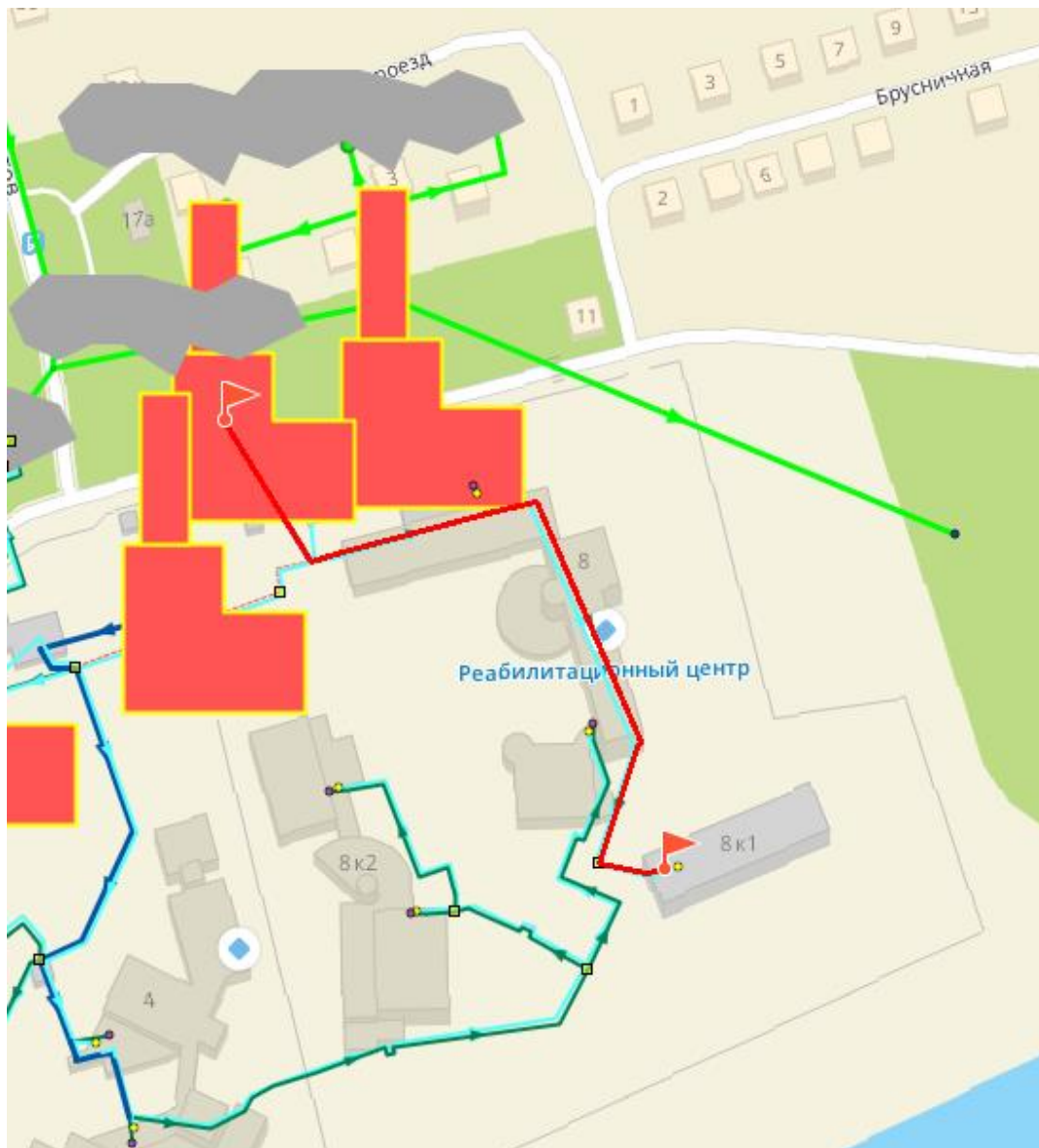


Рисунок 4.47 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной №32 п. Снежный (рисунок П46.1 МУ)

Таблица 4.24 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны котельной №32 п. Снежный единой теплоснабжающей организации №2, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	Котельная №32 СГМУП "ГТС"	узел	0,259	0,0198	2004	1	31	0,0000529	14,9	0,0000010	0,0000010	0,9999844
2	узел	Ввод/вывод, Еловая 8	0,1	0,0075	2004	1	31	0,0000529	6,7	0,0000004	0,0000014	0,9999817
3	Ввод/вывод, Еловая 8	узел	0,1	0,0455	2004	1	31	0,0000529	6,7	0,0000024	0,0000038	0,9999657
4	узел	Ввод/вывод, Еловая 8	0,1	0,0918	2004	1	31	0,0000529	6,7	0,0000049	0,0000087	0,9999333
5	Ввод/вывод, Еловая 8	ТК	0,1	0,0386	2004	1	31	0,0000529	6,7	0,0000020	0,0000107	0,9999197
6	ТК	Ввод/вывод, Еловая 8	0,1	0,0203	2004	1	31	0,0000529	6,7	0,0000011	0,0000118	0,9999125
7	Ввод/вывод, Еловая 8	детский дом "На Калинке"	0,1	0,0051	2004	1	31	0,0000529	6,7	0,0000003	0,0000121	0,9999107

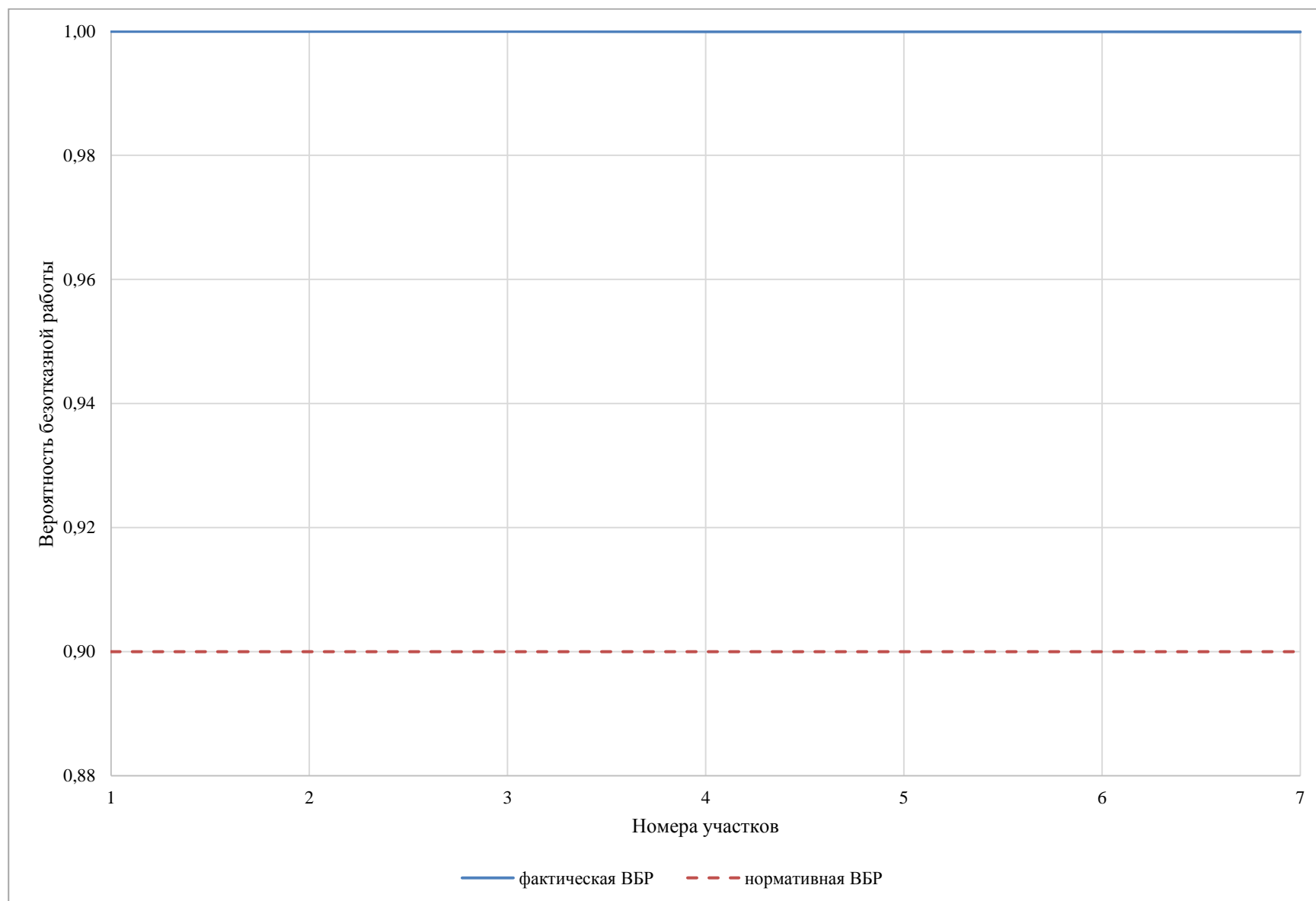


Рисунок 4.48 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной №32 п. Снежный (рисунок П46.2 МУ)

4.23. Котельная №33 п. Снежный

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения, сформированные в соответствии с Приложением 46 МУ, по методике расчета, изложенной в Приложении 18 МУ, представлены на рисунках и в таблице ниже.

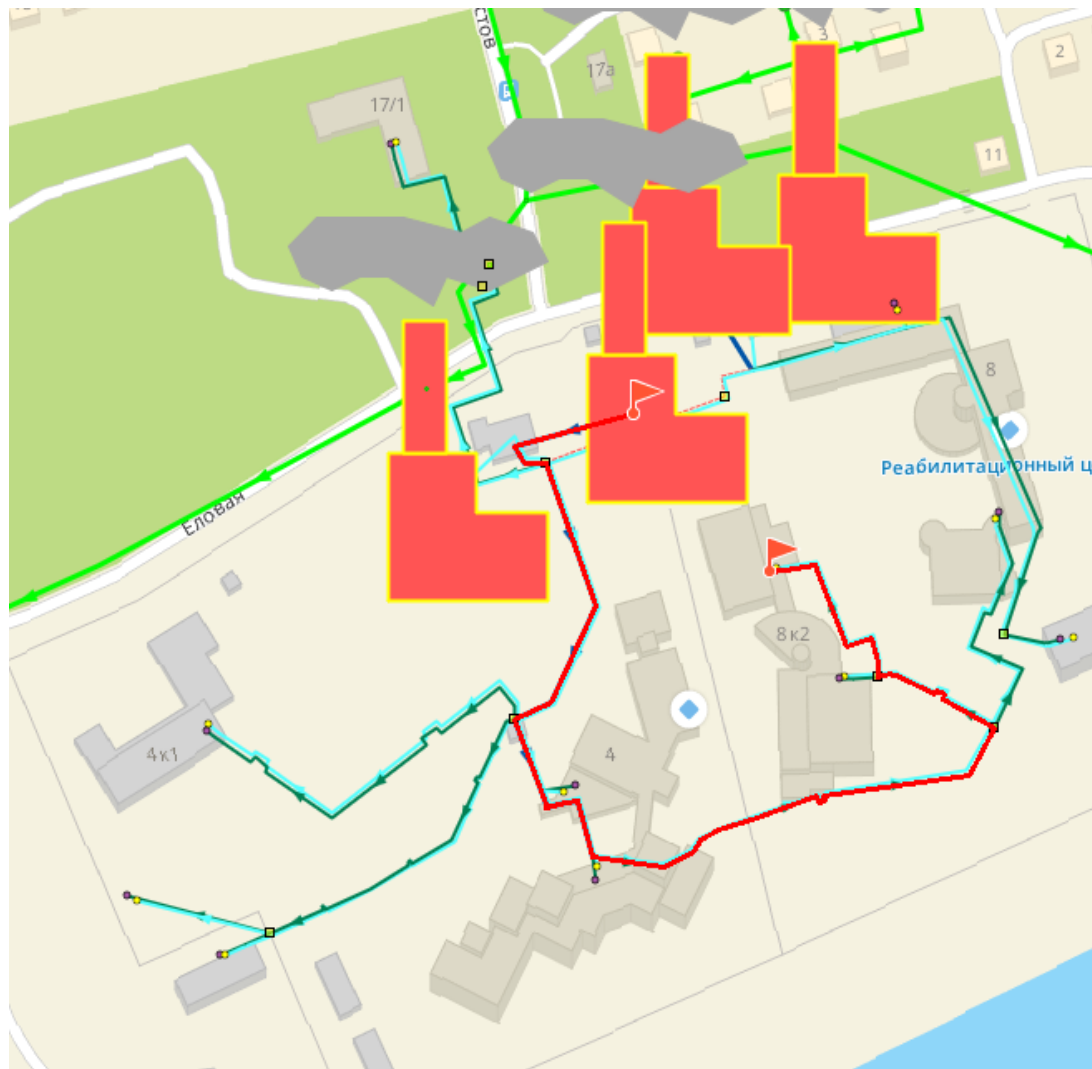


Рисунок 4.49 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной №33 п. Снежный (рисунок П46.1 МУ)

Таблица 4.25 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны котельной №33 п. Снежный единой теплоснабжающей организации №2, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	Котельная №33 ГВС СГМУП "ГТС"	УТ-2	0,259	0,0216	2004	1	31	0,0000529	14,7	0,0000011	0,0000011	0,9999832
2	УТ-2	УТ-3	0,259	0,1013	2004	1	31	0,0000529	14,7	0,0000054	0,0000065	0,9999044
3	УТ-3	Ввод/вывод, Еловая 4	0,259	0,0259	2004	1	31	0,0000529	14,7	0,0000014	0,0000079	0,9998843
4	Ввод/вывод, Еловая 4	Ввод/вывод, Еловая 4	0,259	0,0047	2004	1	31	0,0000529	14,7	0,0000003	0,0000082	0,9998806
5	Ввод/вывод, Еловая 4	Ввод/вывод, Еловая 4	0,259	0,0081	2004	1	31	0,0000529	14,7	0,0000004	0,0000086	0,9998743
6	Ввод/вывод, Еловая 4	Ввод/вывод, Еловая 4	0,259	0,0060	2004	1	31	0,0000529	14,7	0,0000003	0,0000089	0,9998696
7	Ввод/вывод, Еловая 4	Ввод/вывод, Еловая 4	0,259	0,0172	2004	1	31	0,0000529	14,7	0,0000009	0,0000098	0,9998562
8	Ввод/вывод, Еловая 4	Ввод/вывод, Еловая 4	0,207	0,0362	2004	1	31	0,0000529	12,0	0,0000019	0,0000117	0,9998333
9	Ввод/вывод, Еловая 4	ТК	0,207	0,1216	2004	1	31	0,0000529	12,0	0,0000064	0,0000181	0,9997564
10	ТК	ТК	0,15	0,0480	2004	1	31	0,0000529	9,1	0,0000025	0,0000206	0,9997334
11	ТК	Ввод/вывод, Еловая 8/2	0,1	0,0674	2004	1	31	0,0000529	6,7	0,0000036	0,0000242	0,9997095
12	Ввод/вывод, Еловая 8/2	"Геронтологический центр" спальный корпус	0,1	0,0053	2004	1	31	0,0000529	6,7	0,0000003	0,0000245	0,9997076

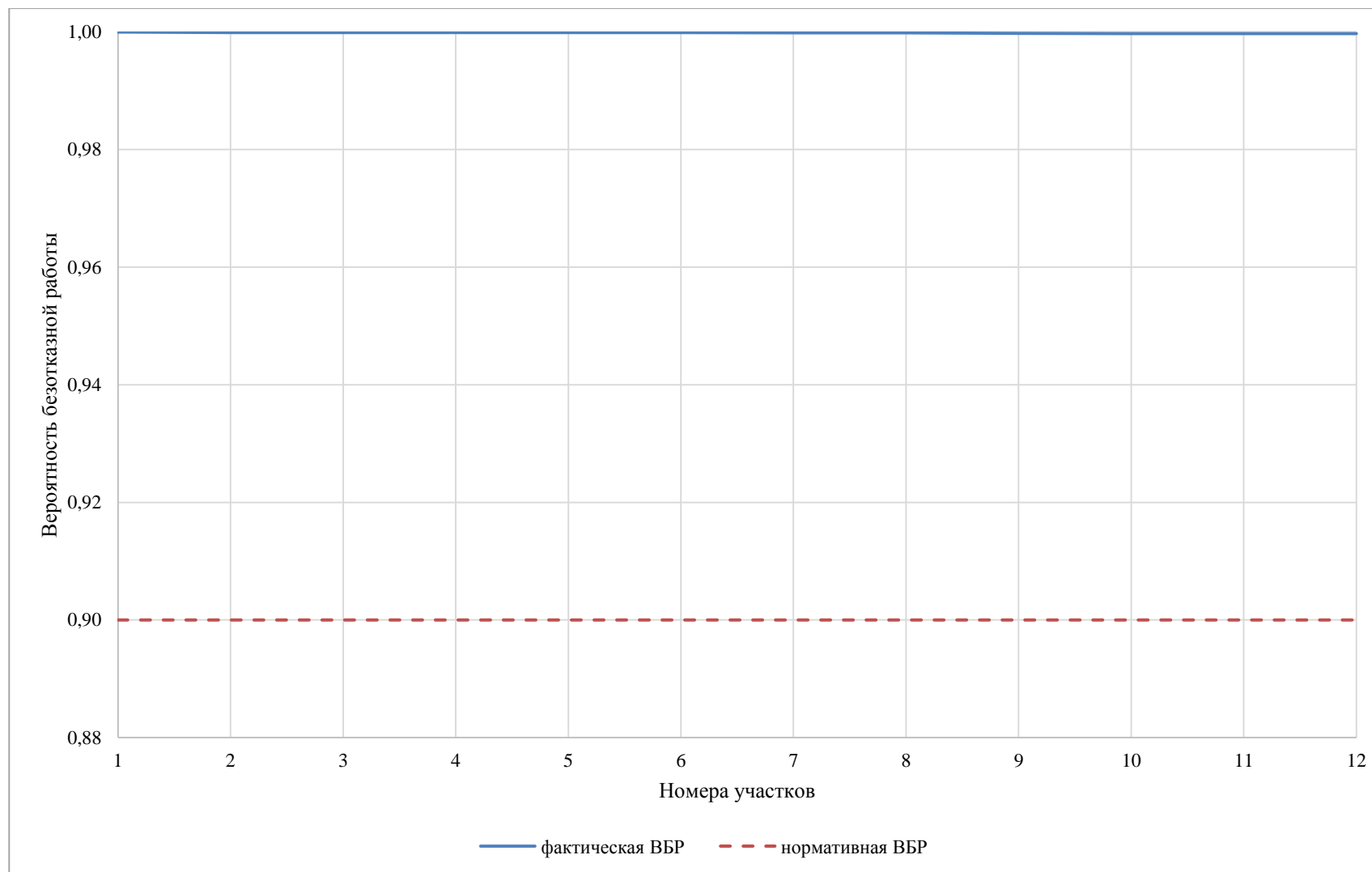


Рисунок 4.50 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной №33 п. Снежный (рисунок П46.2 МУ)

4.24. Котельная №34 Крылова, 40

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения, сформированные в соответствии с Приложением 46 МУ, по методике расчета, изложенной в Приложении 18 МУ, представлены на рисунках и в таблице ниже.



Рисунок 4.51 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной №34 Крылова, 40 (рисунок П46.1 МУ)

Таблица 4.26 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны котельной №34 Крылова, 40 единой теплоснабжающей организации №2, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	Котельная №34 СГМУП "ГТС"	узел	0,1	0,0046	1994	1	41	0,000667	6,7	0,0000031	0,0000031	0,9999794
2	узел	узел	0,1	0,0736	1994	2	41	0,000667	6,7	0,0000491	0,0000522	0,9996494
3	узел	узел	0,1	0,0070	1994	1	41	0,000667	6,7	0,0000046	0,0000568	0,9996183
4	узел	узел	0,1	0,0017	1994	1	41	0,000667	6,7	0,0000011	0,0000579	0,9996106
5	узел	ПЧ-49 ГУ МЧС России	0,1	0,0013	1994	1	41	0,000667	6,7	0,0000008	0,0000587	0,9996050

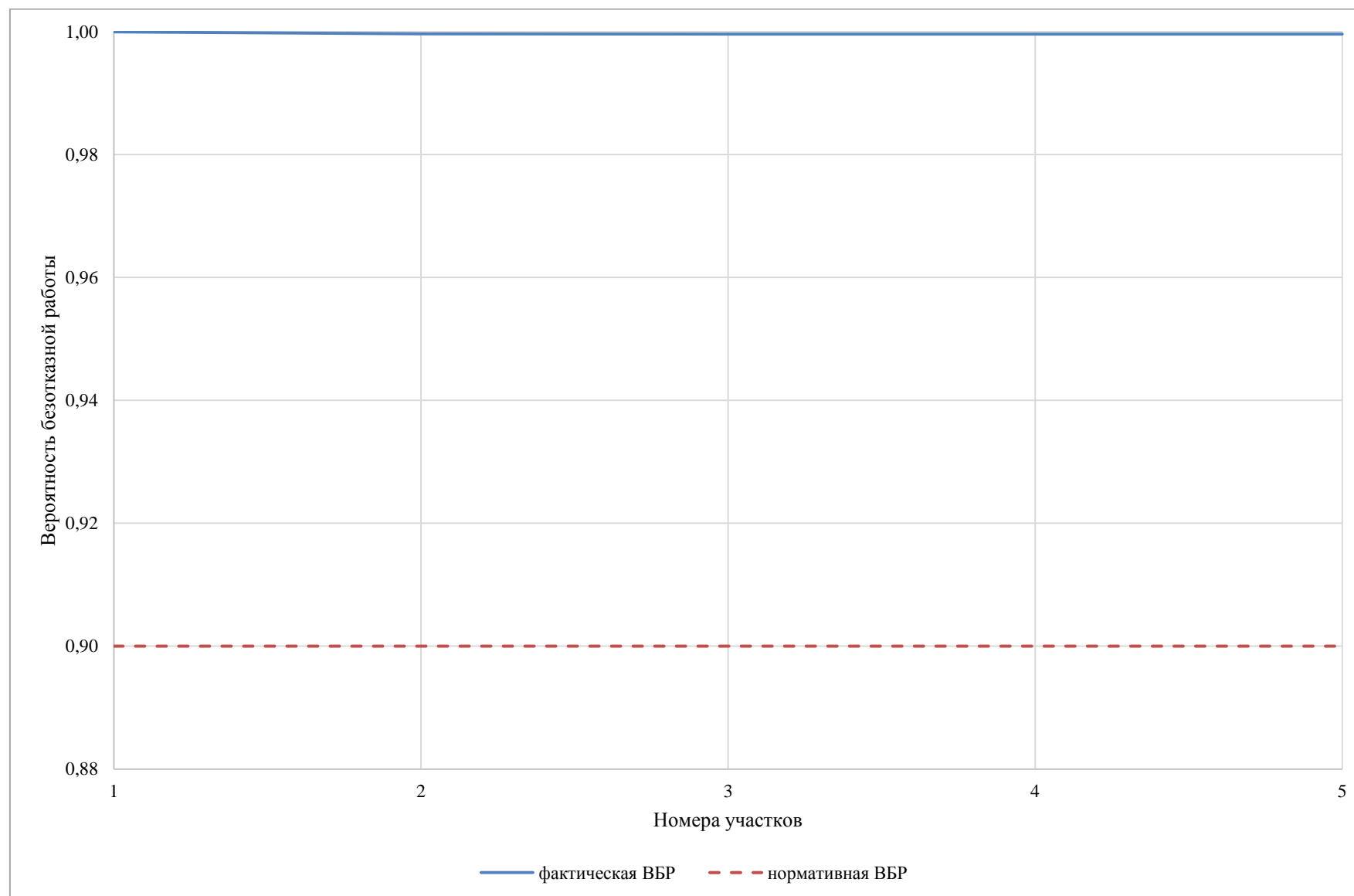


Рисунок 4.52 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной №34 Крылова, 40 (рисунок П46.2 МУ)

4.25. Котельная №35 Спортивное (законсервирована)

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения, сформированные в соответствии с Приложением 46 МУ, по методике расчета, изложенной в Приложении 18 МУ, представлены на рисунках и в таблице ниже.

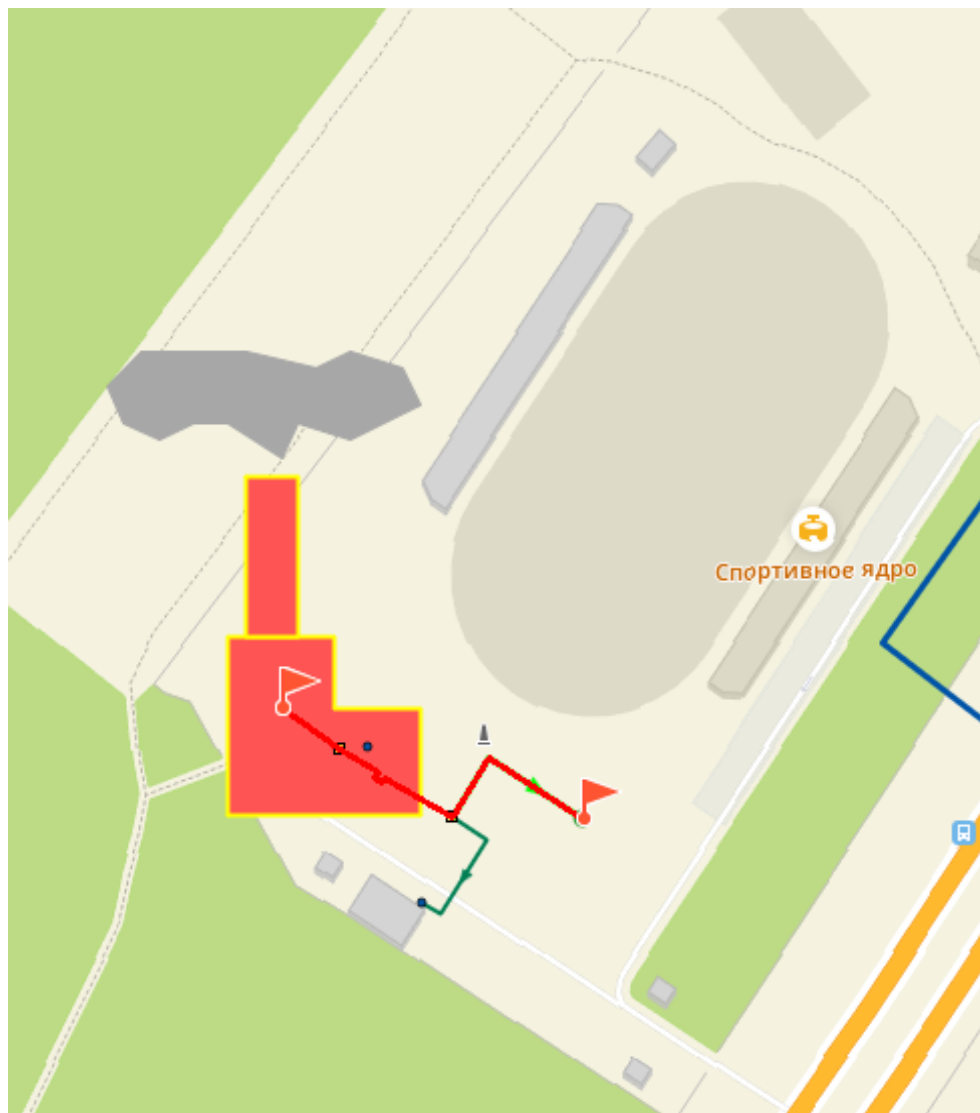


Рисунок 4.53 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной №35 Спортивное (законсервирована) (рисунок П46.1 МУ)

Таблица 4.27 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны котельной №35 Спортивное (законсервирована) единой теплоснабжающей организации №2, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	Котельная №35 СГМУП "ГТС"	узел	0,1	0,0062	1994	1	41	0,000667	6,7	0,0000041	0,0000041	0,9999723
2	узел	ТК	0,1	0,0141	1994	1	41	0,000667	6,7	0,0000094	0,0000135	0,9999093
3	ТК	узел	0,1	0,0407	1994	1	41	0,000667	6,7	0,0000272	0,0000407	0,9997268
4	узел	Спортивное ядро в микрорайоне №35А	0,1	0,0250	2024	2	11	0,0000114	6,7	0,0000003	0,0000410	0,9997249

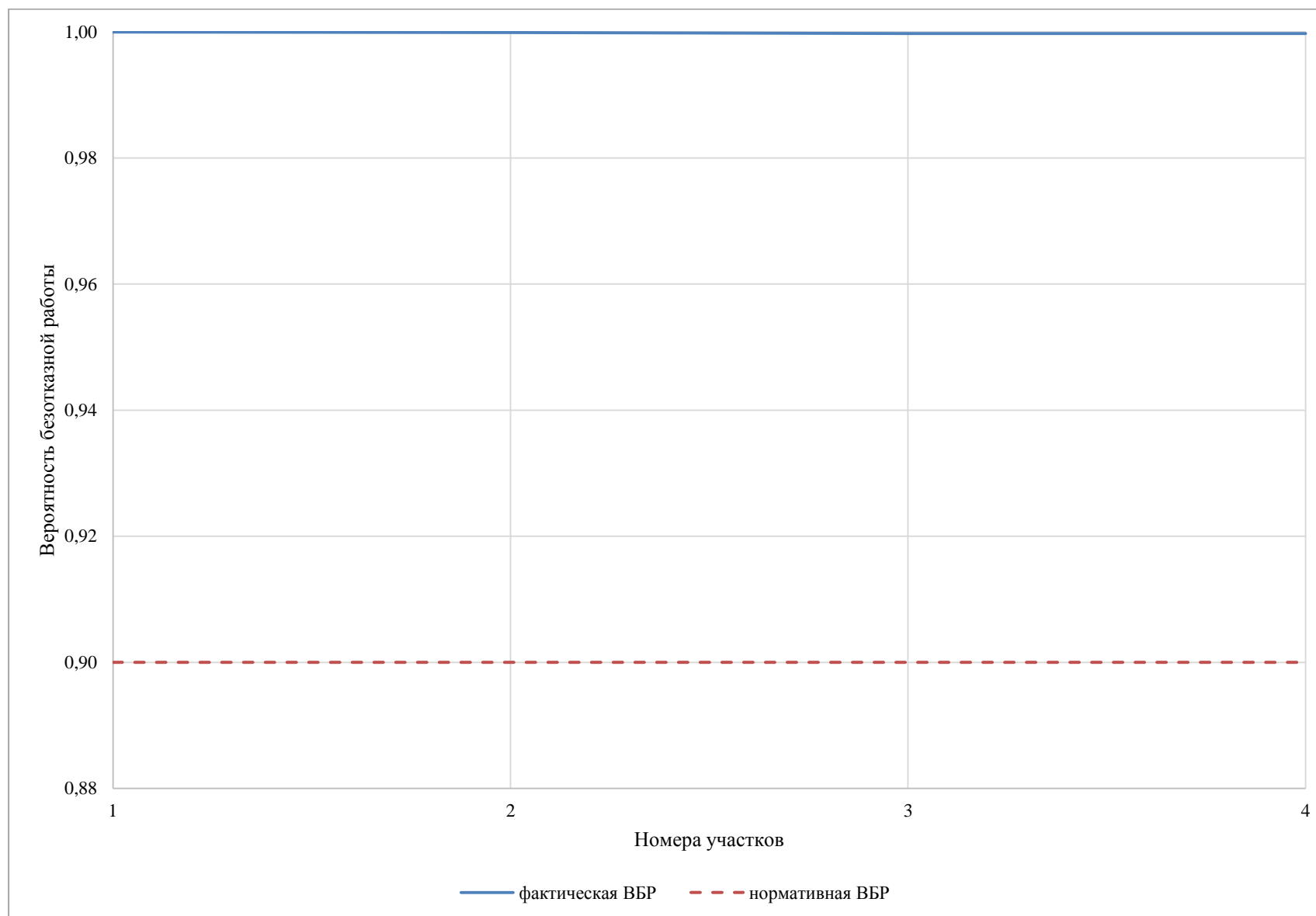


Рисунок 4.54 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной №35 Спортивное (законсервирована) (рисунок П46.2 МУ)

4.26. Котельная №1 ПАО «Сургутнефтегаз»

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения, сформированные в соответствии с Приложением 46 МУ, по методике расчета, изложенной в Приложении 18 МУ, представлены на рисунках и в таблице ниже.

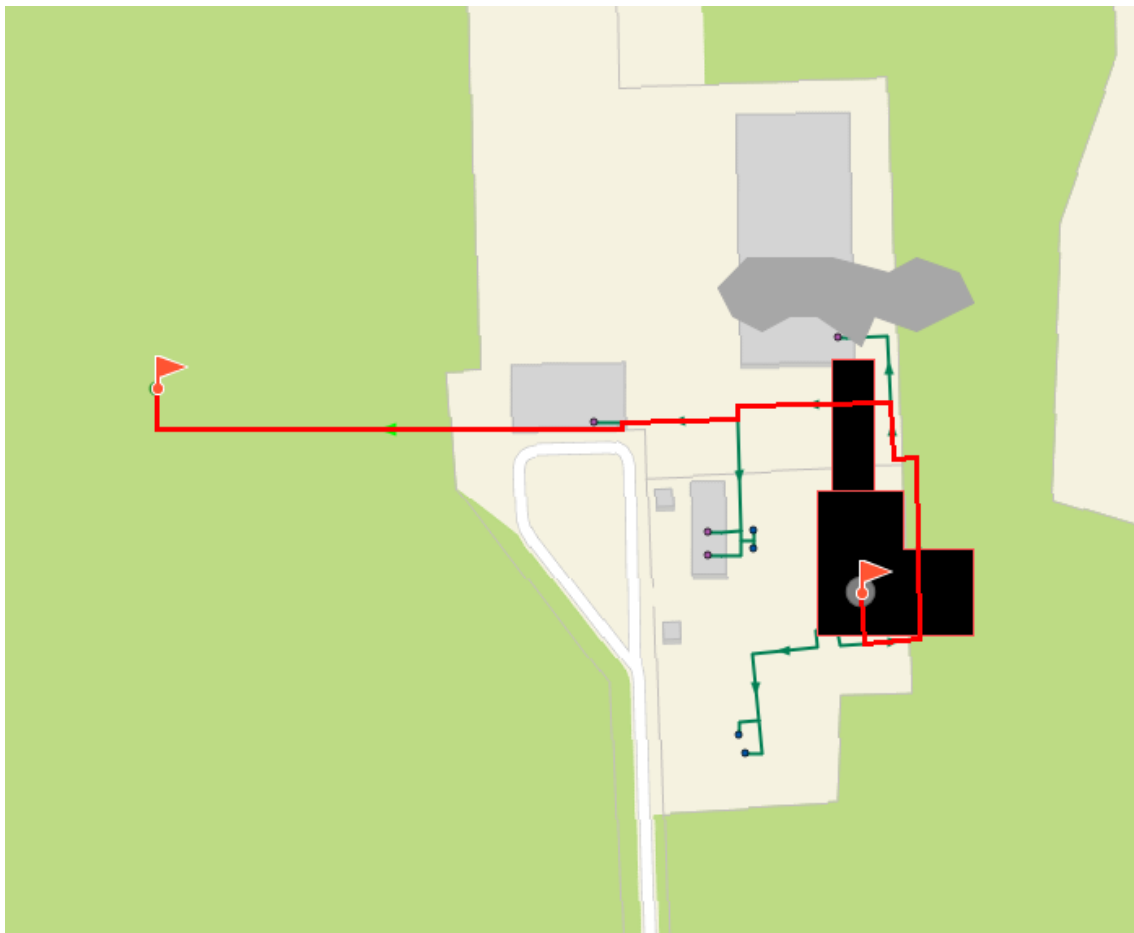


Рисунок 4.55 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной №1 ПАО «Сургутнефтегаз» (рисунок П46.1 МУ)

Таблица 4.28 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны котельной №1 ПАО «Сургутнефтегаз» единой теплоснабжающей организации №3, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	Котельная №1 Аэропорт	узел	0,15	0,0167	1987	2	48	0,0135016	9,1	0,0002255	0,0002255	0,9980508
2	узел	узел	0,15	0,1083	1987	2	48	0,0135016	9,1	0,0014624	0,0016879	0,9854093
3	узел	узел	0,082	0,0582	1987	2	48	0,0135016	5,9	0,0007862	0,0024741	0,9809652
4	узел	Ввод/вывод, Аэрофлотская, 51/2	0,07	0,0417	1987	2	48	0,0135016	5,4	0,0005632	0,0030373	0,9780826
5	Ввод/вывод, Аэрофлотская, 51/2	АБК, Центр медицины катастроф	0,07	0,1804	1987	2	48	0,0135016	5,4	0,0024357	0,0054730	0,9656151

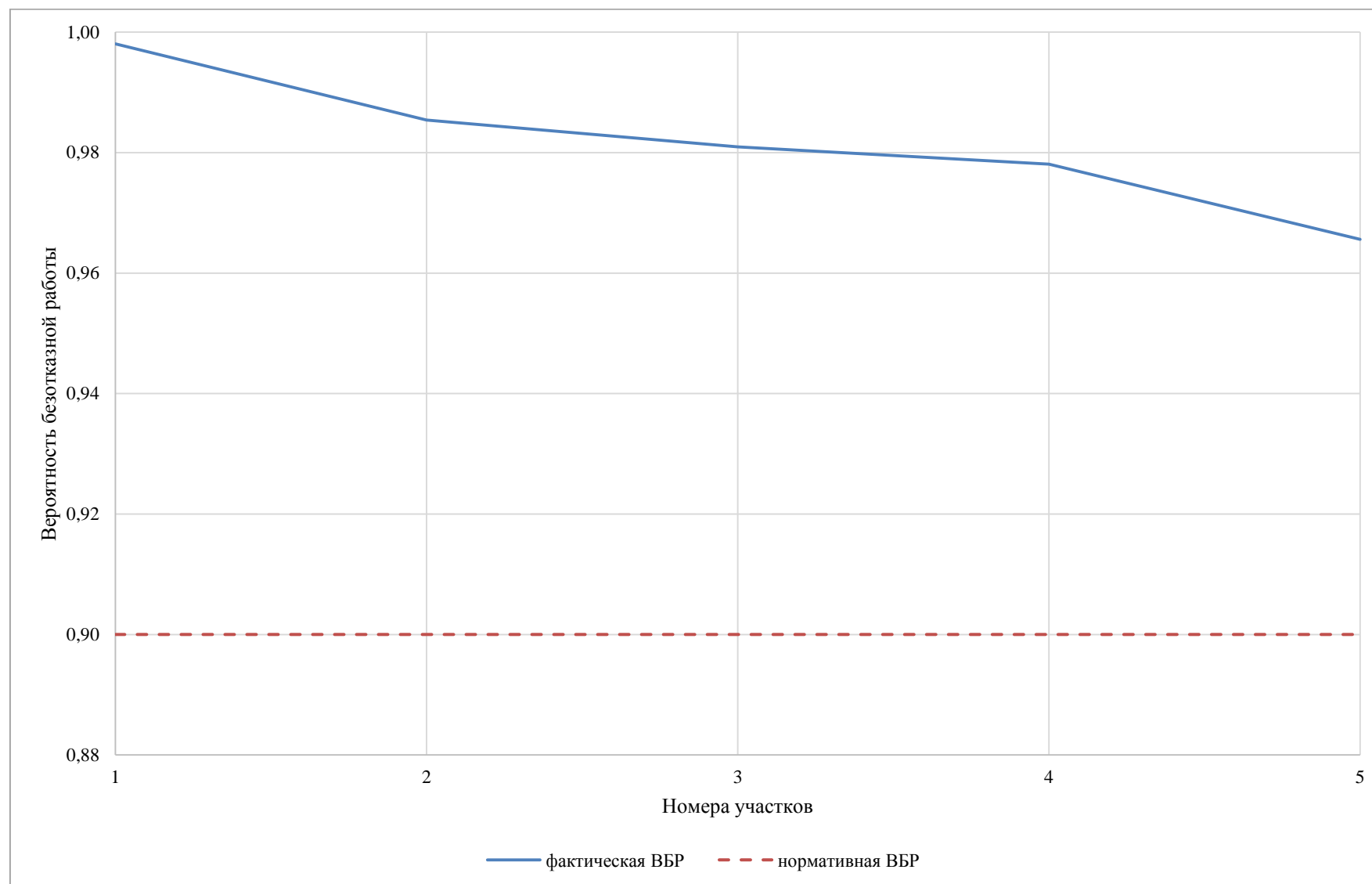


Рисунок 4.56 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной №1 ПАО «Сургутнефтегаз» (рисунок П46.2 МУ)

4.27. Котельная №3 ПАО «Сургутнефтегаз»

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения, сформированные в соответствии с Приложением 46 МУ, по методике расчета, изложенной в Приложении 18 МУ, представлены на рисунках и в таблице ниже.

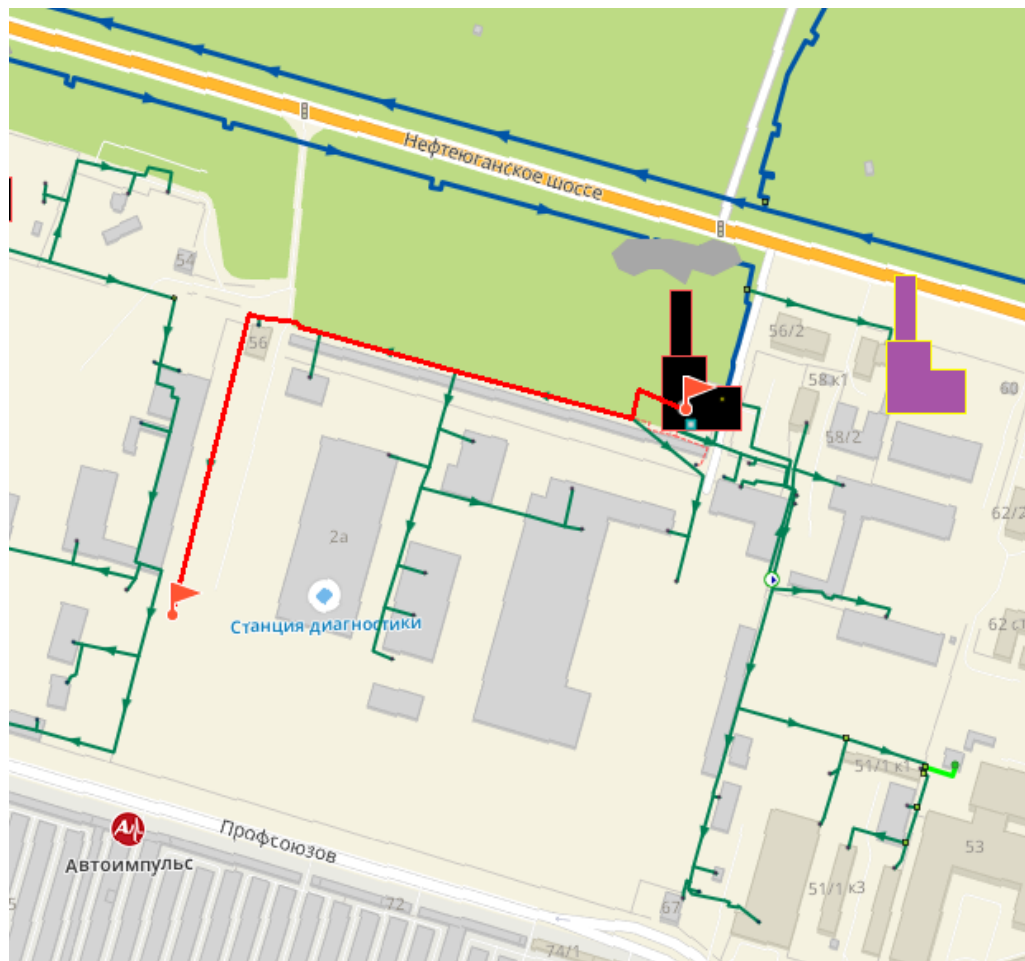


Рисунок 4.57 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной №3 ПАО «Сургутнефтегаз» (рисунок П46.1 МУ)

Таблица 4.29 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны котельной №3 ПАО «Сургутнефтегаз» единой теплоснабжающей организации №3, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	Котельная №3 Нефтеюганское шоссе УТТ-6	узел	0,219	0,0614	1987	1	48	0,0135016	12,6	0,0008286	0,0008286	0,9909191
2	узел	узел	0,219	0,1260	1987	1	48	0,0135016	12,6	0,0017008	0,0025294	0,9722793
3	узел	узел	0,15	0,0971	1987	1	48	0,0135016	9,0	0,0013114	0,0038408	0,9620488
4	узел	узел	0,15	0,0440	1987	1	48	0,0135016	9,0	0,0005939	0,0044347	0,9574154
5	узел	РММ-3	0,15	0,2184	1987	1	48	0,0135016	9,0	0,0029490	0,0073837	0,9344097

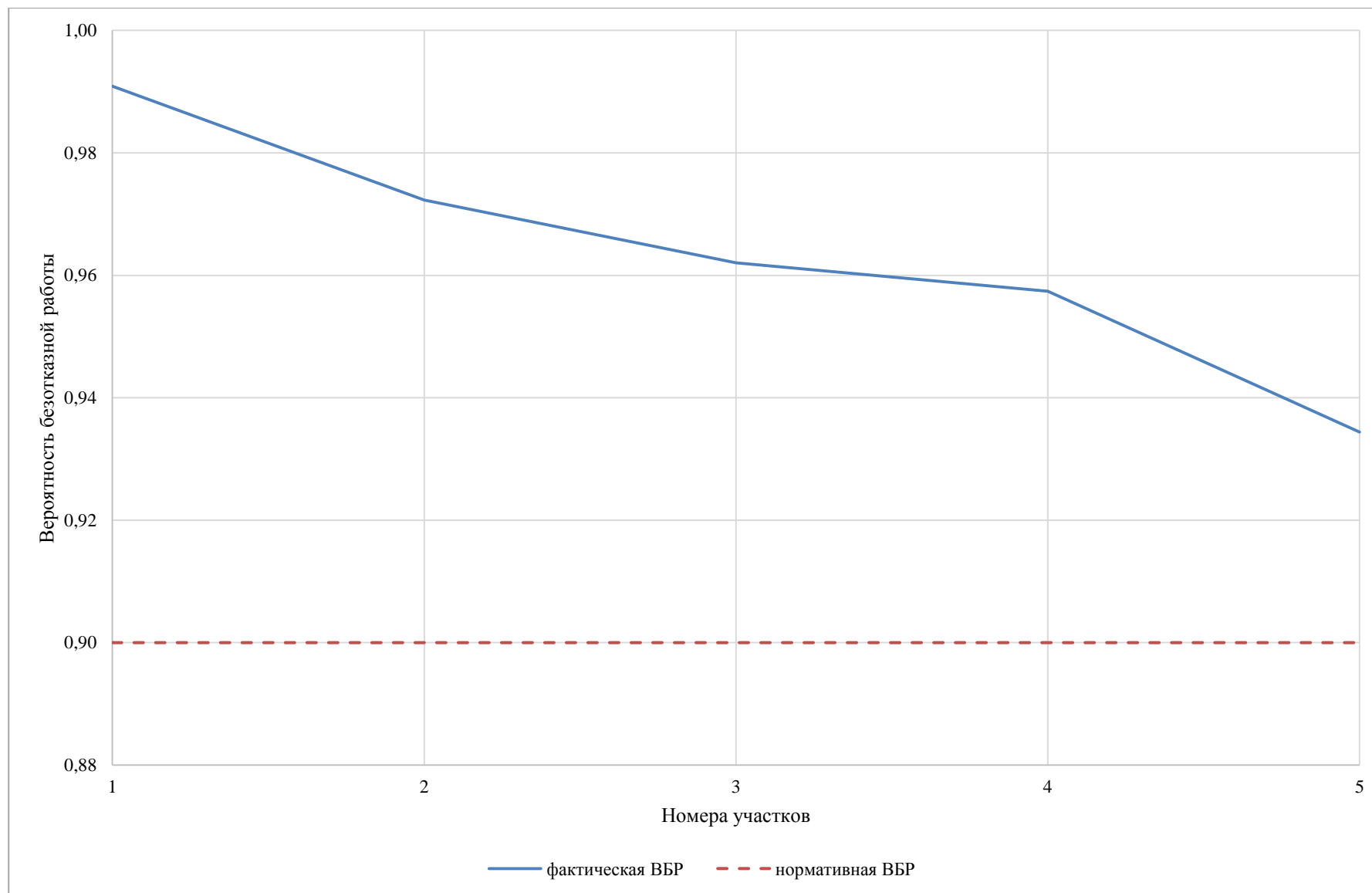


Рисунок 4.58 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной №3 ПАО «Сургутнефтегаз» (рисунок П46.2 МУ)

4.28. Котельная №4 ПАО «Сургутнефтегаз»

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения, сформированные в соответствии с Приложением 46 МУ, по методике расчета, изложенной в Приложении 18 МУ, представлены на рисунках и в таблице ниже.

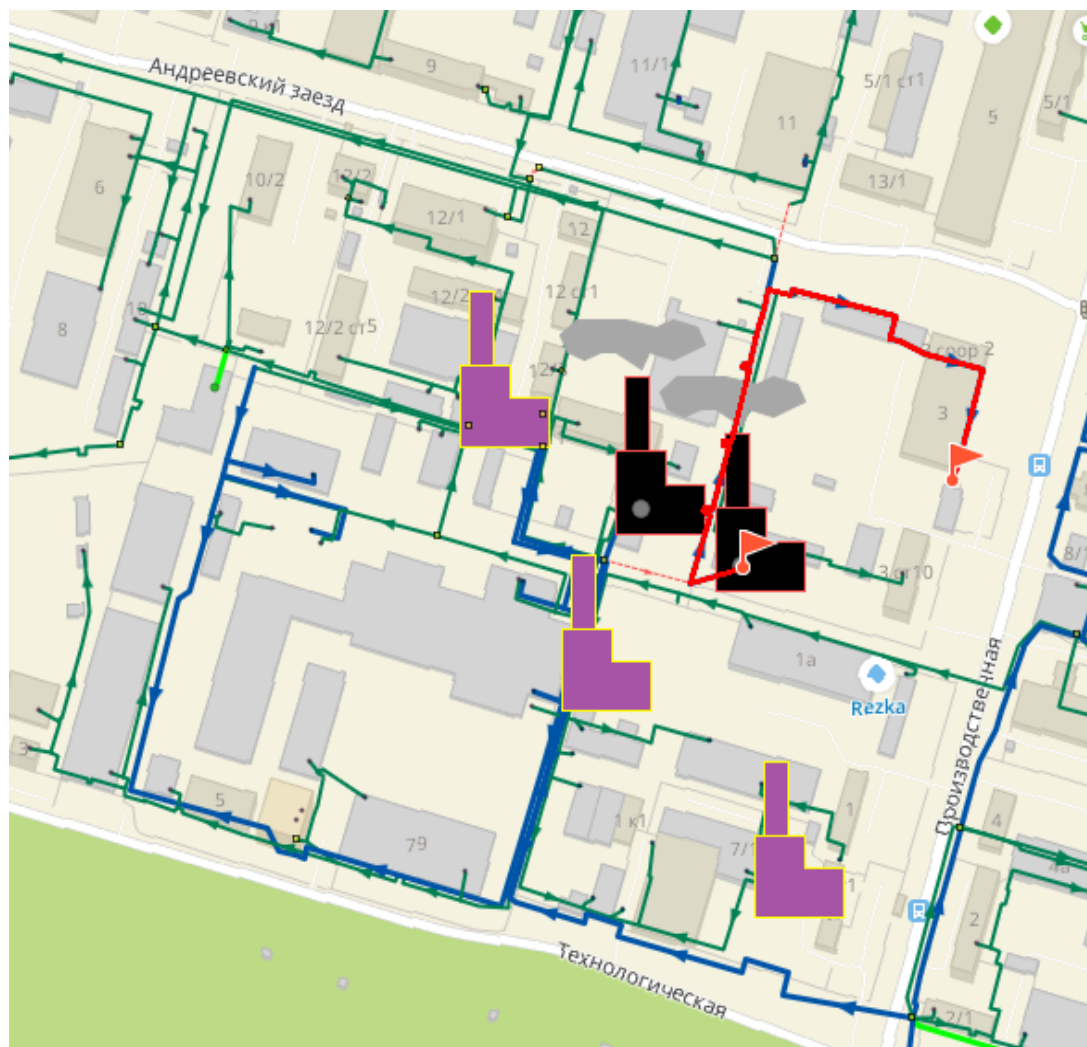


Рисунок 4.59 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной №4 ПАО «Сургутнефтегаз» (рисунок П46.1 МУ)

Таблица 4.30 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны котельной №4 ПАО «Сургутнефтегаз» единой теплоснабжающей организации №3, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	Котельная №4 Андреевский заезд	узел	0,259	0,0331	2020	1	15	0,0000114	14,7	0,0000004	0,0000004	0,9999945
2	узел	узел	0,259	0,1826	1987	1	48	0,0000114	14,7	0,0000021	0,0000025	0,9999640
3	узел	узел	0,259	0,0157	1987	1	48	0,0000114	14,7	0,0000002	0,0000027	0,9999614
4	узел	узел	0,259	0,0118	1987	1	48	0,0000114	14,7	0,0000001	0,0000028	0,9999594
5	узел	узел	0,207	0,0062	1987	1	48	0,0000114	12,1	0,0000001	0,0000029	0,9999586
6	узел	узел	0,1	0,0110	1987	1	48	0,0000114	6,7	0,0000001	0,0000030	0,9999578
7	узел	узел	0,1	0,2141	1987	1	48	0,0000057	6,7	0,0000023	0,0000053	0,9998828
8	узел	узел	0,1	0,0123	1987	1	48	0,0000057	6,7	0,0000001	0,0000054	0,9998808
9	узел	узел	0,1	0,0251	1987	1	48	0,0000057	6,7	0,0000001	0,0000055	0,9998788
10	узел	потребитель	0,1	0,0942	1987	1	48	0,0000057	6,7	0,0000002	0,0000057	0,9998758

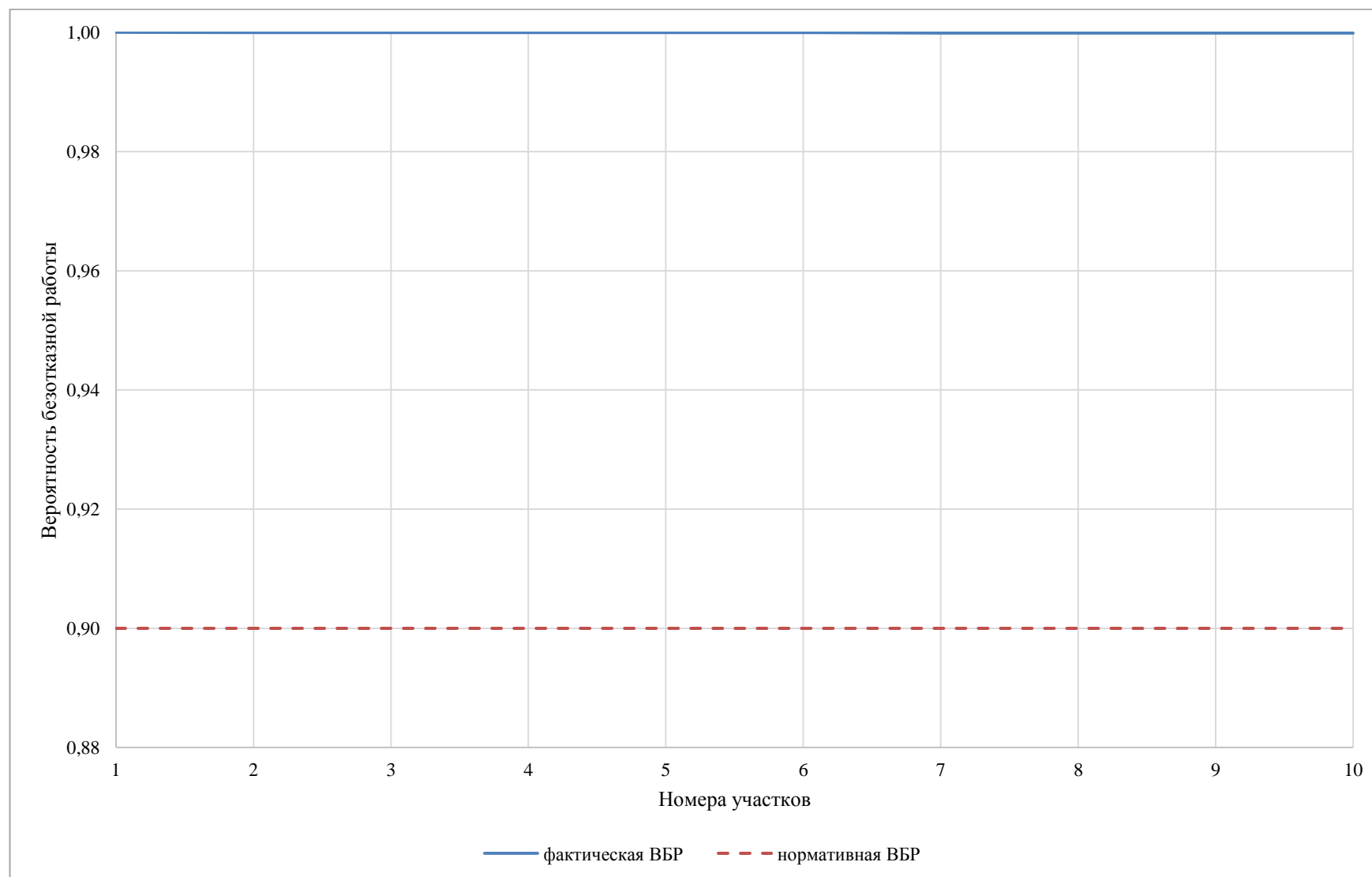


Рисунок 4.60 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной №4 ПАО «Сургутнефтегаз» (рисунок П46.2 МУ)

4.29. Котельная №5 ПАО «Сургутнефтегаз»

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения, сформированные в соответствии с Приложением 46 МУ, по методике расчета, изложенной в Приложении 18 МУ, представлены на рисунках и в таблице ниже.

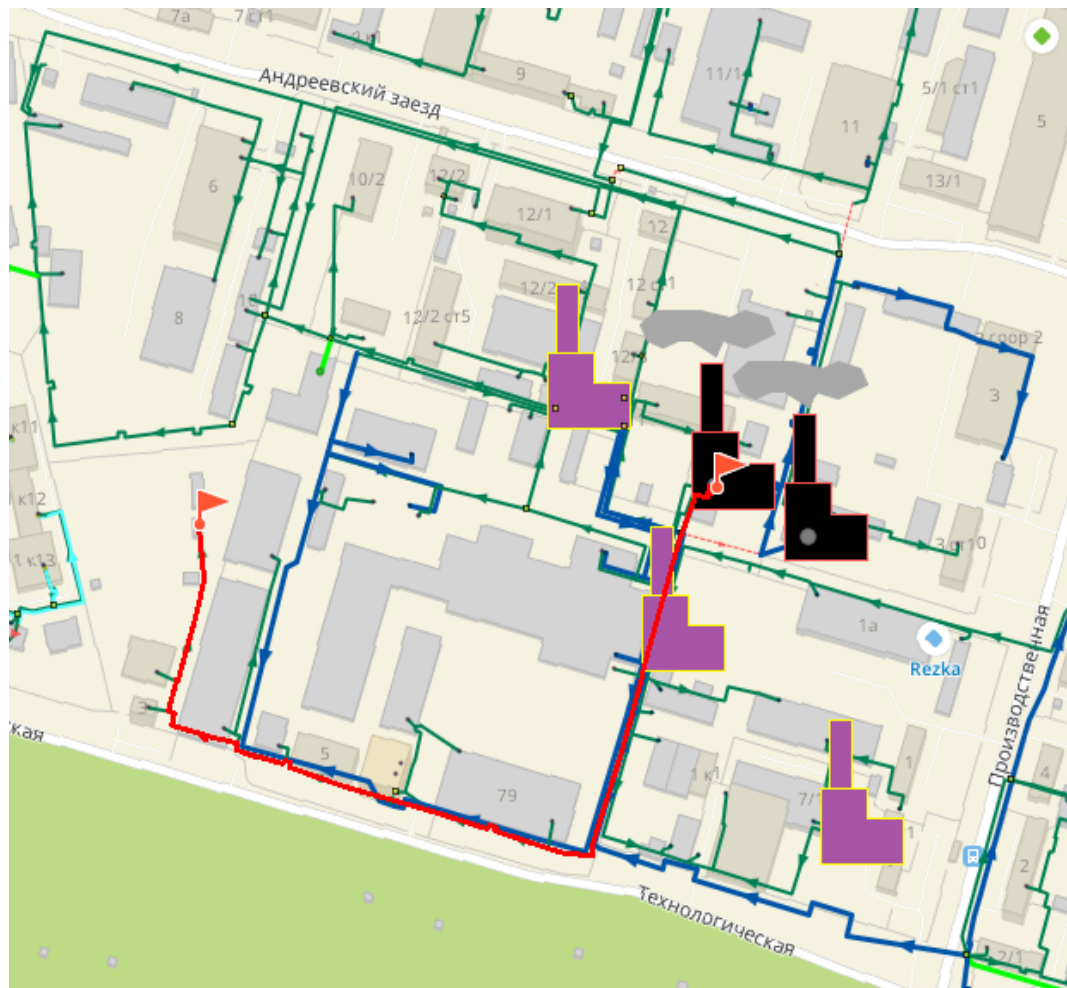


Рисунок 4.61 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной №5 ПАО «Сургутнефтегаз» (рисунок П46.1 МУ)

Таблица 4.31 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны котельной №5 ПАО «Сургутнефтегаз» единой теплоснабжающей организации №3, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	Котельная №5 Андреевский заезд	узел	0,515	0,0052	1987	1	48	0,0000114	29,7	0,0000001	0,0000001	0,9999982
2	узел	ТКЗ	0,515	0,0462	1987	1	48	0,0000114	29,7	0,0000005	0,0000006	0,9999825
3	ТКЗ	узел	0,515	0,0967	1987	1	48	0,0000114	29,7	0,0000011	0,0000017	0,9999498
4	узел	узел	0,515	0,1131	1987	1	48	0,0000114	29,7	0,0000013	0,0000030	0,9999115
5	узел	узел	0,1	0,0360	1987	1	48	0,0000114	6,5	0,0000004	0,0000034	0,9999088
6	узел	узел	0,1	0,0845	1987	1	48	0,0000114	6,5	0,0000010	0,0000044	0,9999025
7	узел	узел	0,1	0,0008	1987	1	48	0,0000114	6,5	0,0000000	0,0000044	0,9999024
8	узел	узел	0,1	0,0603	1987	1	48	0,0000114	6,5	0,0000007	0,0000051	0,9998979
9	узел	узел	0,1	0,0878	1987	1	48	0,0000114	6,5	0,0000010	0,0000061	0,9998914
10	узел	узел	0,1	0,0633	1987	1	48	0,0000114	6,5	0,0000007	0,0000068	0,9998867
11	узел	узел	0,1	0,0192	1987	1	48	0,0000114	6,5	0,0000002	0,0000070	0,9998853
12	узел	АБК	0,1	0,1055	1987	1	48	0,0000114	6,5	0,0000012	0,0000082	0,9998775

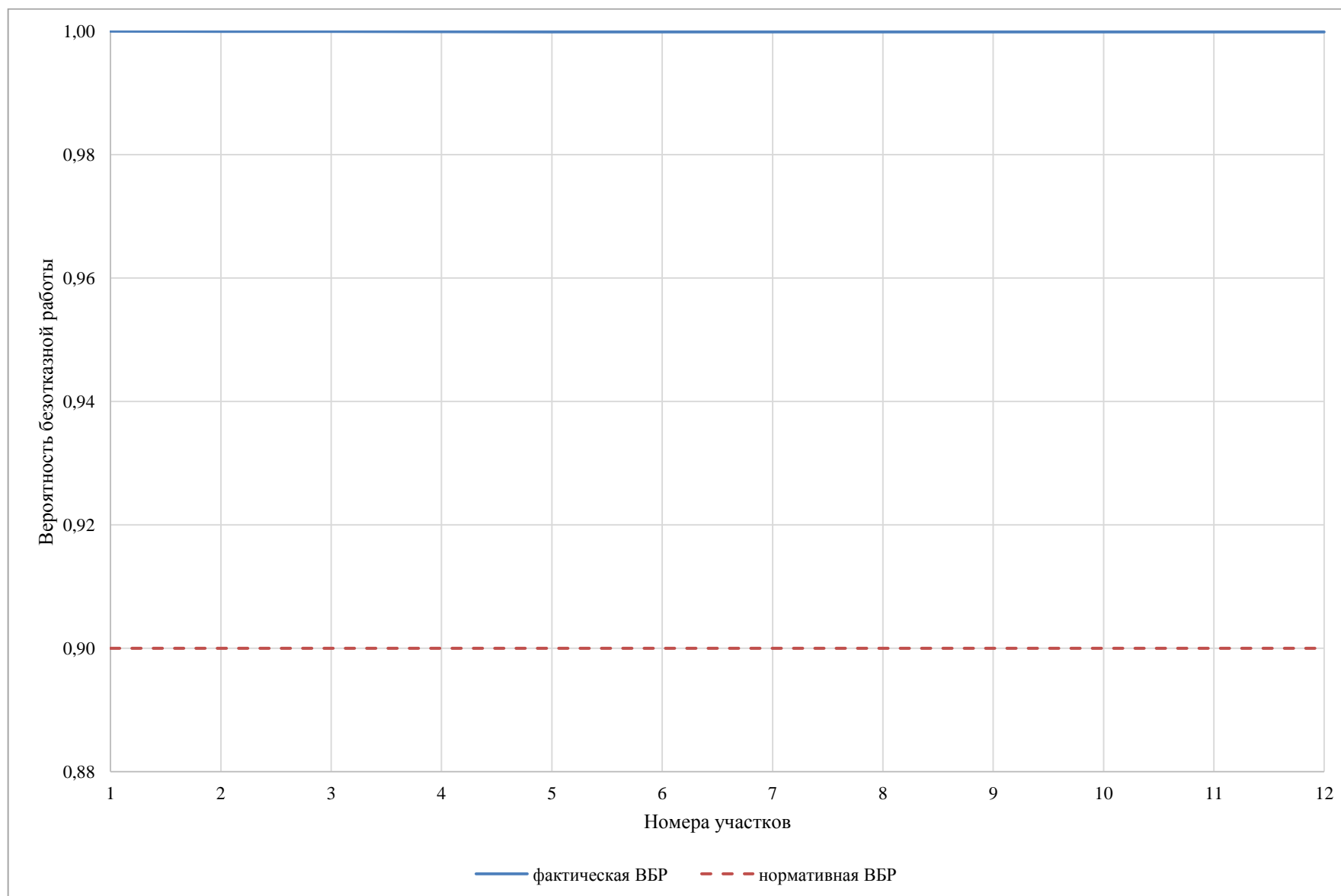


Рисунок 4.62 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной №5 ПАО «Сургутнефтегаз» (рисунок П46.2 МУ)

4.30. Котельная №6 ПАО «Сургутнефтегаз»

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения, сформированные в соответствии с Приложением 46 МУ, по методике расчета, изложенной в Приложении 18 МУ, представлены на рисунках и в таблице ниже.

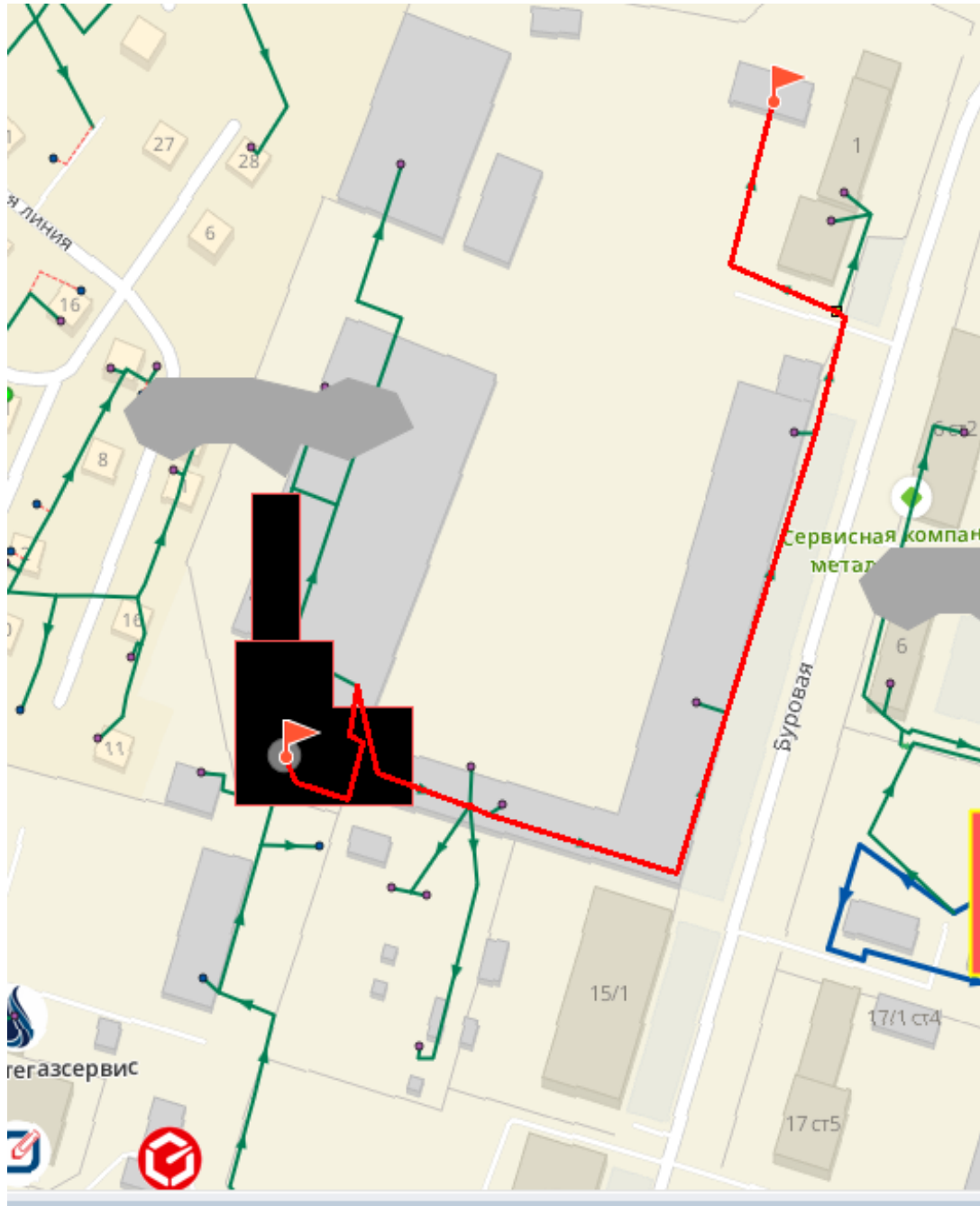


Рисунок 4.63 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной №6 ПАО «Сургутнефтегаз» (рисунок П46.1 МУ)

Таблица 4.32 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны котельной №6 ПАО «Сургутнефтегаз» единой теплоснабжающей организации №3, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	Котельная №6 Буровая	Ввод/вывод, Буровая	0,15	0,0454	1987	1	48	0,0000114	9,0	0,0000005	0,0000005	0,9999953
2	Ввод/вывод, Буровая	узел	0,15	0,0169	1987	1	48	0,0000114	9,0	0,0000002	0,0000007	0,9999936
3	узел	Ввод/вывод, Буровая	0,15	0,0125	1987	1	48	0,0000114	9,0	0,0000001	0,0000008	0,9999923
4	Ввод/вывод, Буровая	узел	0,15	0,0451	1987	1	48	0,0000114	9,0	0,0000005	0,0000013	0,9999877
5	узел	Ввод/вывод, Буровая, 1	0,15	0,0010	1987	1	48	0,0000114	9,0	0,0000000	0,0000013	0,9999876
6	Ввод/вывод, Буровая, 1	узел	0,15	0,0054	1987	1	48	0,0000114	9,0	0,0000001	0,0000014	0,9999870
7	узел	узел	0,15	0,0604	1987	1	48	0,0000114	9,0	0,0000007	0,0000021	0,9999808
8	узел	узел	0,15	0,0509	1987	1	48	0,0000114	9,0	0,0000006	0,0000027	0,9999756
9	узел	узел	0,1	0,0883	1987	1	48	0,0000114	6,7	0,0000010	0,0000037	0,9999689
10	узел	ТК	0,1	0,0386	1987	1	48	0,0000114	6,7	0,0000004	0,0000041	0,9999660
11	ТК	цех кузнечно-сварочный	0,082	0,0864	1987	1	48	0,0000114	5,9	0,0000010	0,0000051	0,9999602

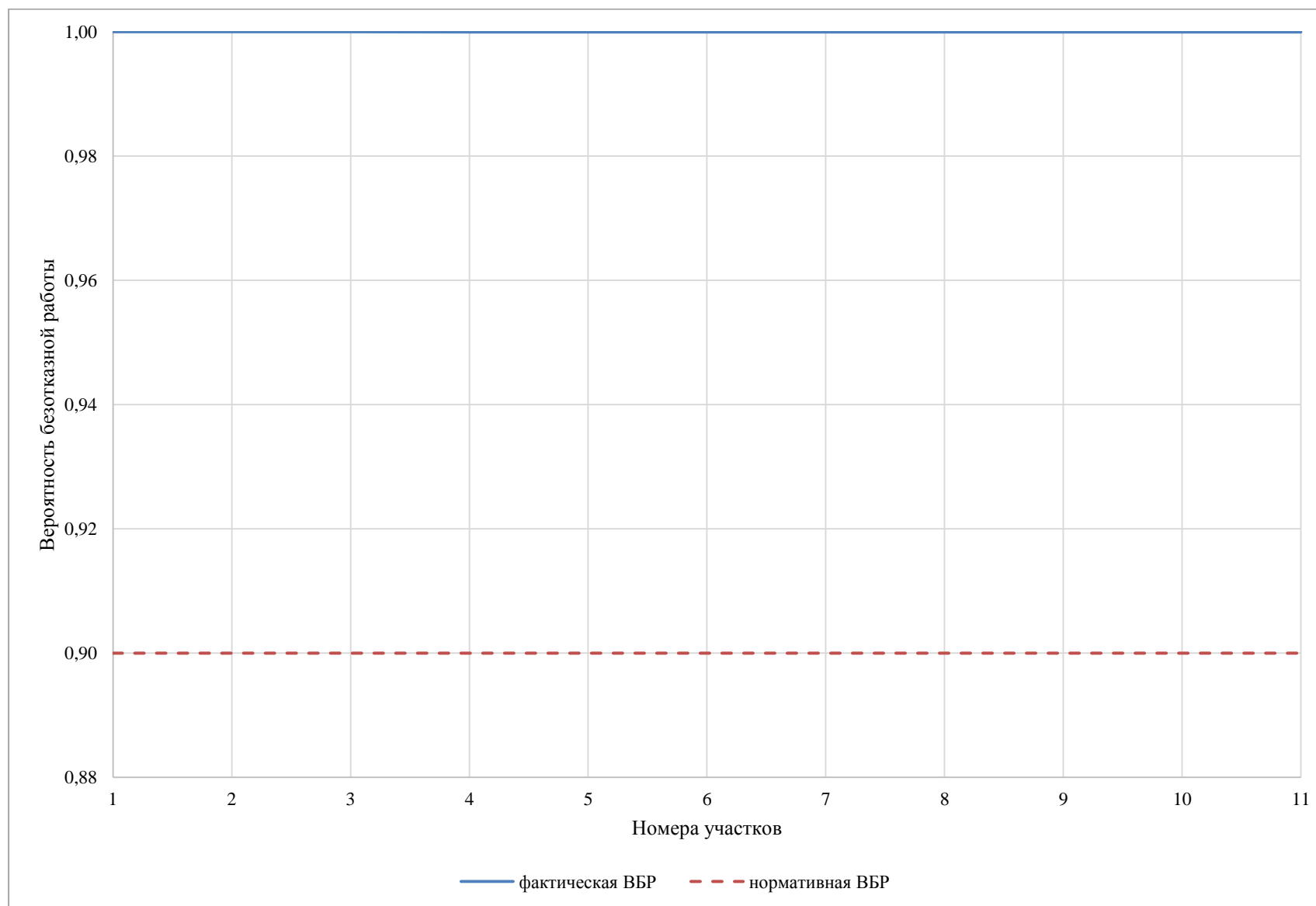


Рисунок 4.64 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной №6 ПАО «Сургутнефтегаз» (рисунки П46.2 МУ)

4.31. Котельная №7 ПАО «Сургутнефтегаз»

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения, сформированные в соответствии с Приложением 46 МУ, по методике расчета, изложенной в Приложении 18 МУ, представлены на рисунках и в таблице ниже.

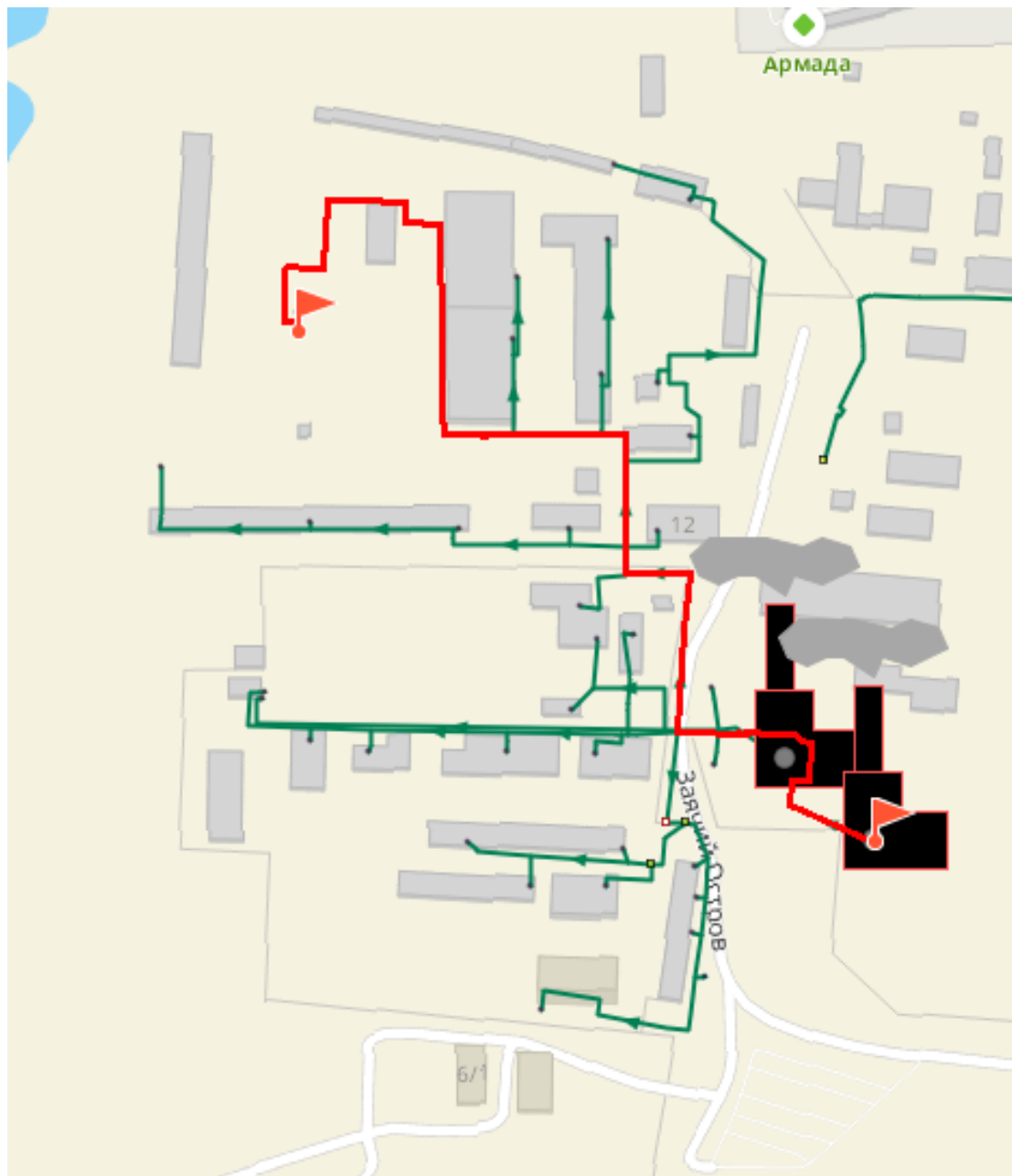
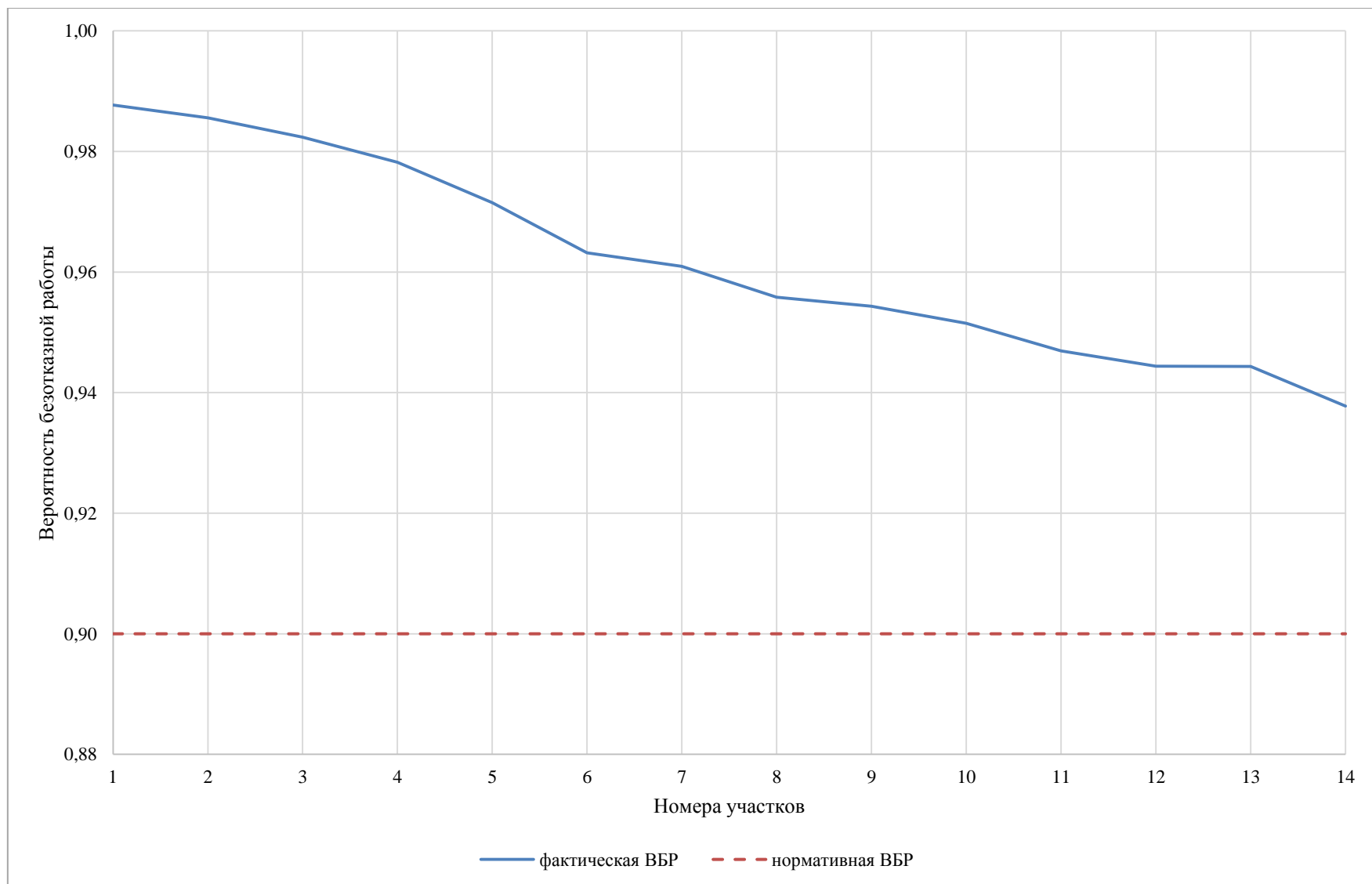


Рисунок 4.65 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной №7 ПАО «Сургутнефтегаз» (рисунок П46.1 МУ)

Таблица 4.33 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны котельной №7 ПАО «Сургутнефтегаз» единой теплоснабжающей организации №3, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	Котельная №7 Заячий остров СРС	узел	0,207	0,0962	1987	1	48	0,0135016	11,8	0,0012984	0,0012984	0,9877021
2	узел	узел	0,207	0,0166	1987	1	48	0,0135016	11,8	0,0002245	0,0015229	0,9855755
3	узел	узел	0,207	0,0251	1987	1	48	0,0135016	11,8	0,0003393	0,0018622	0,9823620
4	узел	узел	0,207	0,0325	1987	1	48	0,0135016	11,8	0,0004381	0,0023003	0,9782124
5	узел	узел	0,207	0,0524	1987	1	48	0,0135016	11,8	0,0007078	0,0030081	0,9715091
6	узел	узел	0,207	0,0651	1987	1	48	0,0135016	11,8	0,0008791	0,0038872	0,9631831
7	узел	узел	0,207	0,0175	1987	1	48	0,0135016	11,8	0,0002368	0,0041240	0,9609401
8	узел	узел	0,207	0,0401	1987	1	48	0,0135016	11,8	0,0005407	0,0046647	0,9558186
9	узел	узел	0,207	0,0115	1987	1	48	0,0135016	11,8	0,0001558	0,0048205	0,9543429
10	узел	узел	0,15	0,0289	1987	1	48	0,0135016	9,1	0,0003895	0,0052100	0,9515049
11	узел	узел	0,15	0,0465	1987	1	48	0,0135016	9,1	0,0006274	0,0058374	0,9469337
12	узел	узел	0,05	0,0480	1987	1	48	0,0135016	4,6	0,0002254	0,0060628	0,9443725
13	узел	узел	0,05	0,0053	1987	1	48	0,0135016	4,6	0,0000024	0,0060652	0,9443513
14	узел	емк.	0,05	0,2611	1987	1	48	0,0135016	4,6	0,0007364	0,0068016	0,9377671



**Рисунок 4.66 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной №7
ПАО «Сургутнефтегаз» (рисунок П46.2 МУ)**

4.32. Котельная №8 ПАО «Сургутнефтегаз»

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения, сформированные в соответствии с Приложением 46 МУ, по методике расчета, изложенной в Приложении 18 МУ, представлены на рисунках и в таблице ниже.

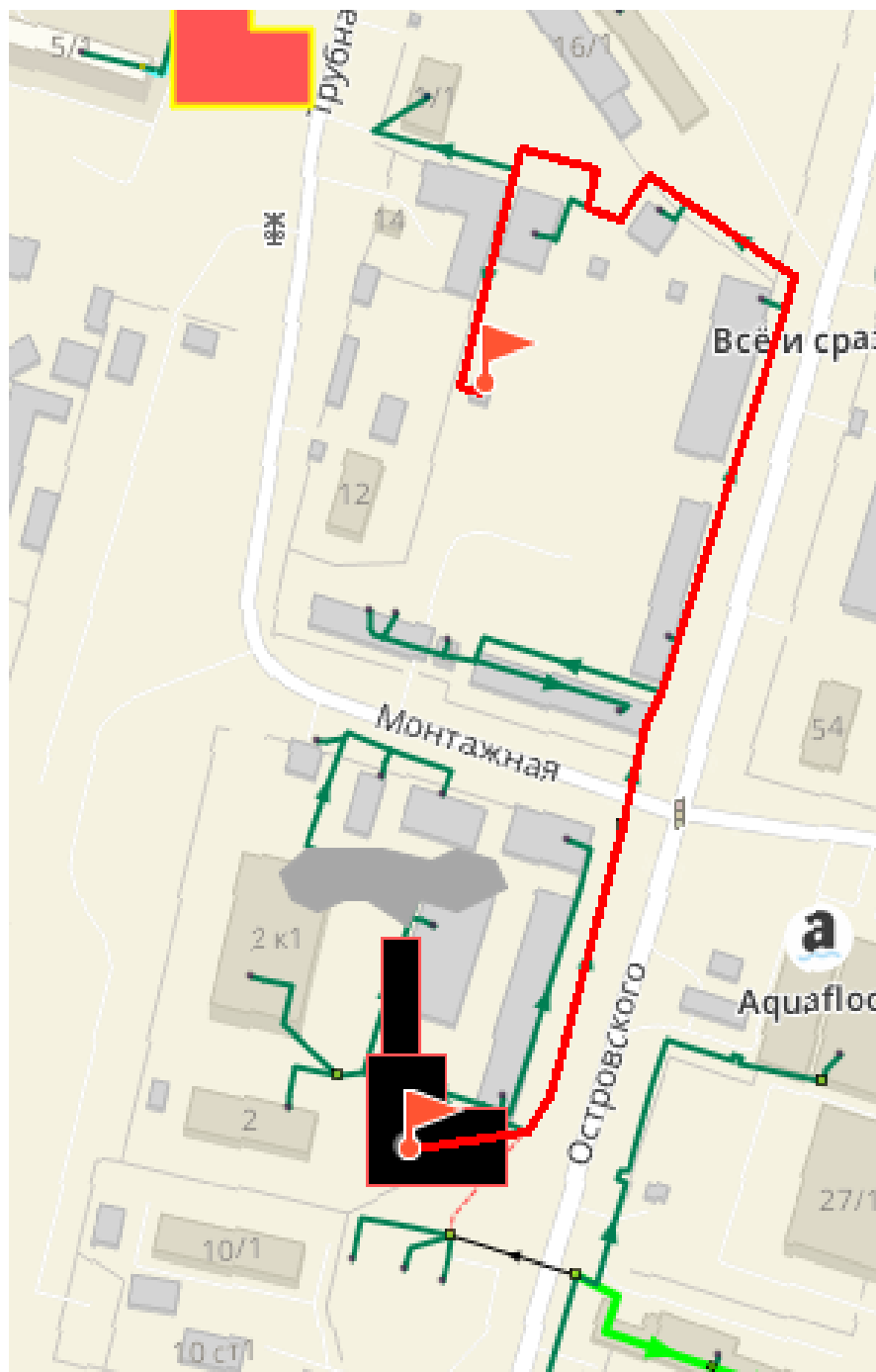


Рисунок 4.67 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной №8 ПАО «Сургутнефтегаз» (рисунок П46.1 МУ)

Таблица 4.34 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны котельной №8 ПАО «Сургутнефтегаз» единой теплоснабжающей организации №3, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	Котельная №8 Андреевский заезд УЭСХ	узел	0,15	0,0461	1987	1	48	0,0135016	9,1	0,0006219	0,0006219	0,9949818
2	узел	узел	0,1	0,0166	1987	1	48	0,0135016	6,6	0,0002237	0,0008456	0,9936640
3	узел	УТ13	0,1	0,1077	1987	2	48	0,0135016	6,6	0,0014544	0,0023000	0,9850970
4	УТ13	узел	0,1	0,0392	1987	2	48	0,0135016	6,6	0,0005291	0,0028291	0,9819802
5	узел	узел	0,1	0,0139	1987	1	48	0,0135016	6,6	0,0001875	0,0030166	0,9808755
6	узел	узел	0,1	0,0206	1987	1	48	0,0135016	6,6	0,0002777	0,0032943	0,9792396
7	узел	узел	0,1	0,1335	1987	1	48	0,0135016	6,6	0,0018029	0,0050972	0,9686199
8	узел	узел	0,1	0,0630	1987	1	48	0,0135016	6,6	0,0008510	0,0059482	0,9636071
9	узел	узел	0,082	0,0516	1987	1	48	0,0135016	5,9	0,0006964	0,0066446	0,9599336
10	узел	узел	0,05	0,0532	1987	1	48	0	0,0	0,0000000	0,0066446	0,9599336
11	узел	пожарная насосная	0,05	0,0967	1987	1	48	0	0,0	0,0000000	0,0066446	0,9599336

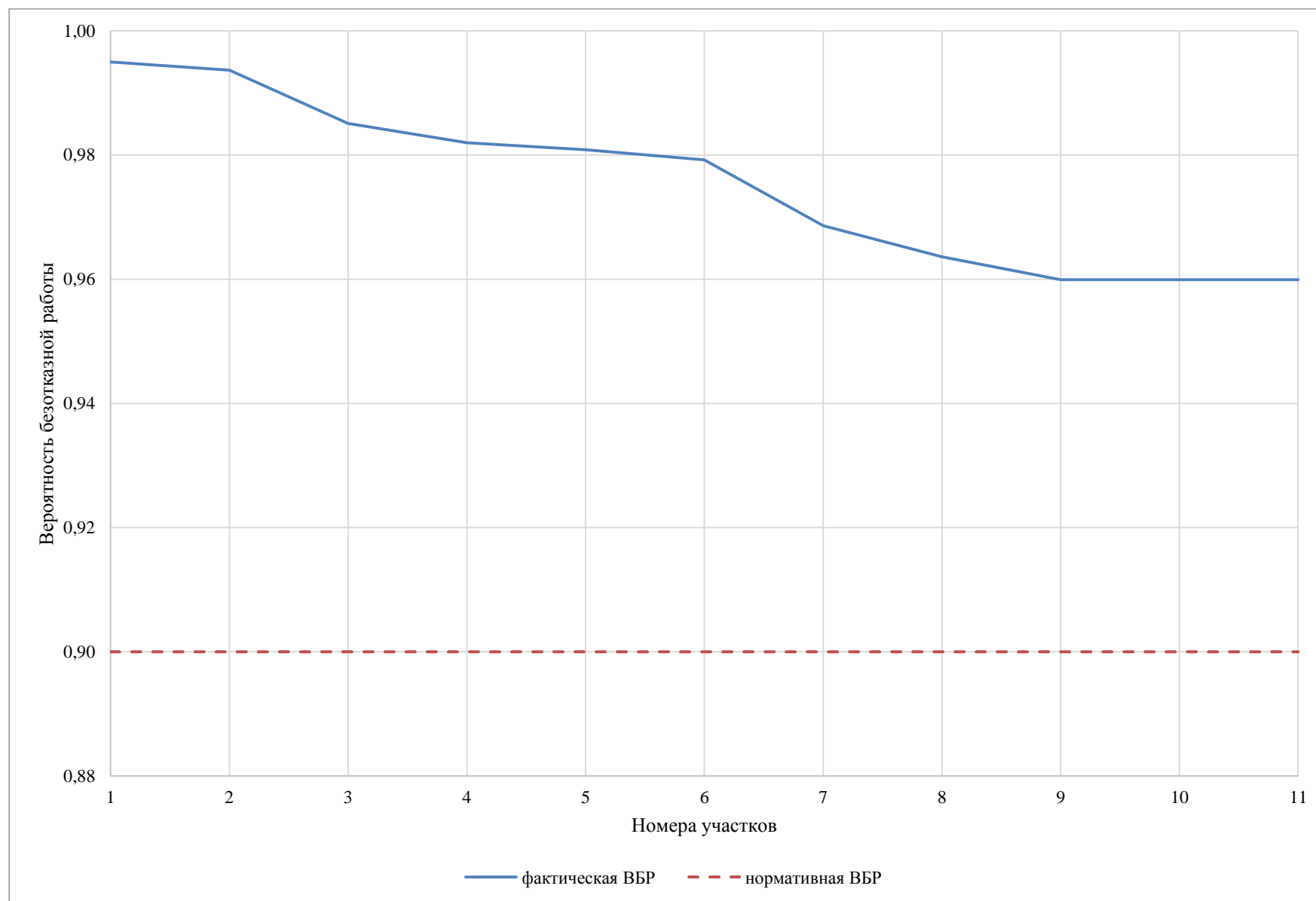


Рисунок 4.68 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной №8 ПАО «Сургутнефтегаз» (рисунок П46.2 МУ)

4.33. Котельная №9 ПАО «Сургутнефтегаз»

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения, сформированные в соответствии с Приложением 46 МУ, по методике расчета, изложенной в Приложении 18 МУ, представлены на рисунках и в таблице ниже.

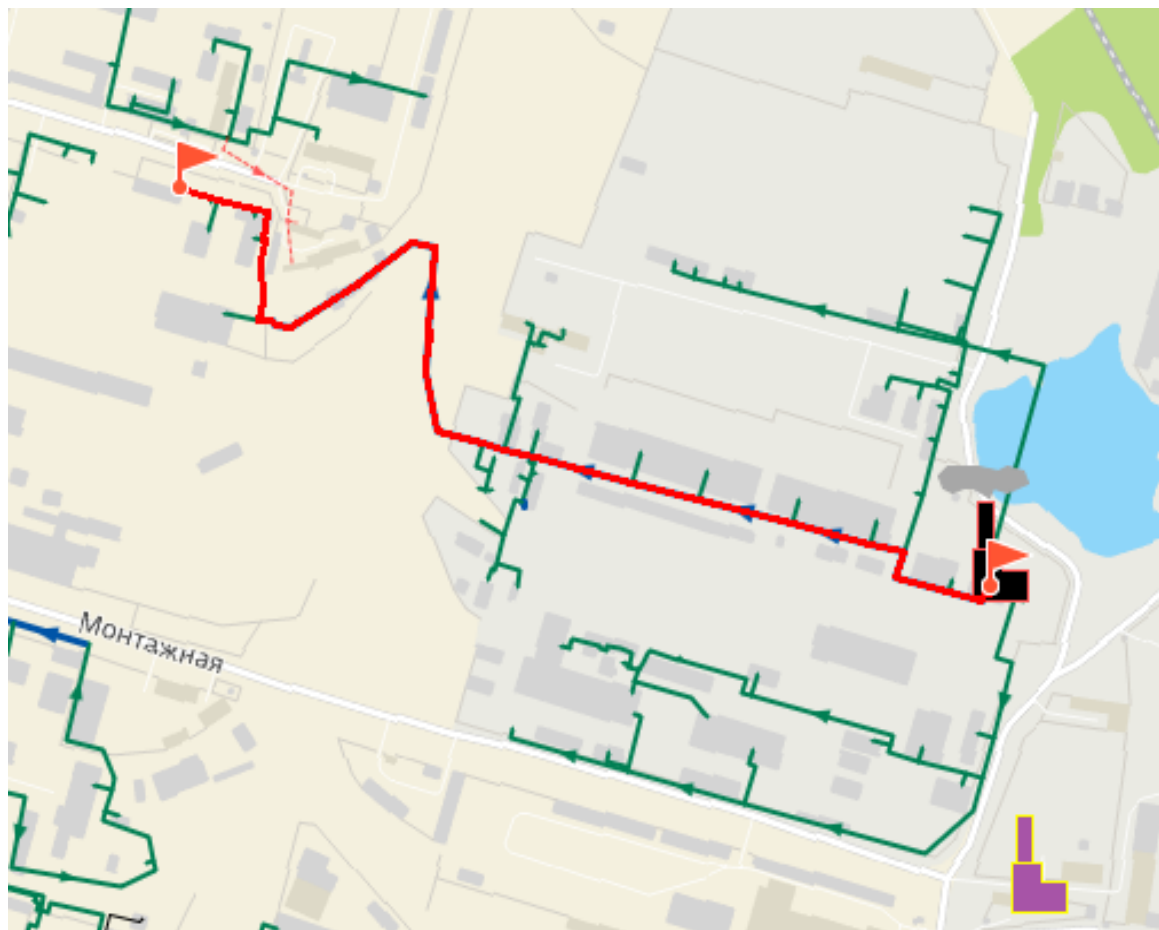


Рисунок 4.69 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной №9 ПАО «Сургутнефтегаз» (рисунок П46.1 МУ)

Таблица 4.35 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны котельной №9 ПАО «Сургутнефтегаз» единой теплоснабжающей организации №3, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	Котельная №9 Индустриальная	УП-1	0,259	0,0059	1998	1	37	0,0001975	13,9	0,0000012	0,0000012	0,9999885
2	УП-1	УП-2	0,259	0,0053	1998	1	37	0,0001975	13,9	0,0000011	0,0000023	0,9999781
3	УП-2	узел	0,259	0,0431	1998	1	37	0,0001975	13,9	0,0000085	0,0000108	0,9998938
4	узел	узел	0,259	0,0794	1998	1	37	0,0001975	13,9	0,0000157	0,0000265	0,9997387
5	узел	узел	0,259	0,0336	1998	1	37	0,0001975	13,9	0,0000066	0,0000331	0,9996731
6	узел	узел	0,259	0,0810	1998	1	37	0,0001975	13,9	0,0000160	0,0000491	0,9995148
7	узел	узел	0,259	0,0956	1998	1	37	0,0001975	13,9	0,0000189	0,0000680	0,9993279
8	узел	узел	0,259	0,0679	1998	1	37	0,0001975	13,9	0,0000134	0,0000814	0,9991952
9	узел	узел	0,259	0,1003	1998	1	37	0,0001975	13,9	0,0000198	0,0001012	0,9989991
10	узел	узел	0,259	0,0316	1998	1	37	0,0001975	13,9	0,0000062	0,0001074	0,9989373
11	узел	узел	0,259	0,0218	1998	1	37	0,0001975	13,9	0,0000043	0,0001117	0,9988947
12	узел	узел	0,259	0,4430	1987	1	48	0,0135016	13,9	0,0059812	0,0060929	0,9396836
13	узел	узел	0,15	0,0784	2000	1	35	0,0001198	9,1	0,0000094	0,0061023	0,9396229
14	узел	узел	0,15	0,0128	2000	1	35	0,0001198	9,1	0,0000015	0,0061038	0,9396130
15	узел	узел	0,15	0,0390	2000	1	35	0,0001198	9,1	0,0000047	0,0061085	0,9395828
16	узел	узел	0,1	0,0380	2000	1	35	0,0001198	6,7	0,0000046	0,0061131	0,9395610
17	узел	узел	0,1	0,0050	2000	1	35	0,0001198	6,7	0,0000006	0,0061137	0,9395581
18	узел	потребитель	0,1	0,0351	2000	1	35	0,0001198	6,7	0,0000042	0,0061179	0,9395379

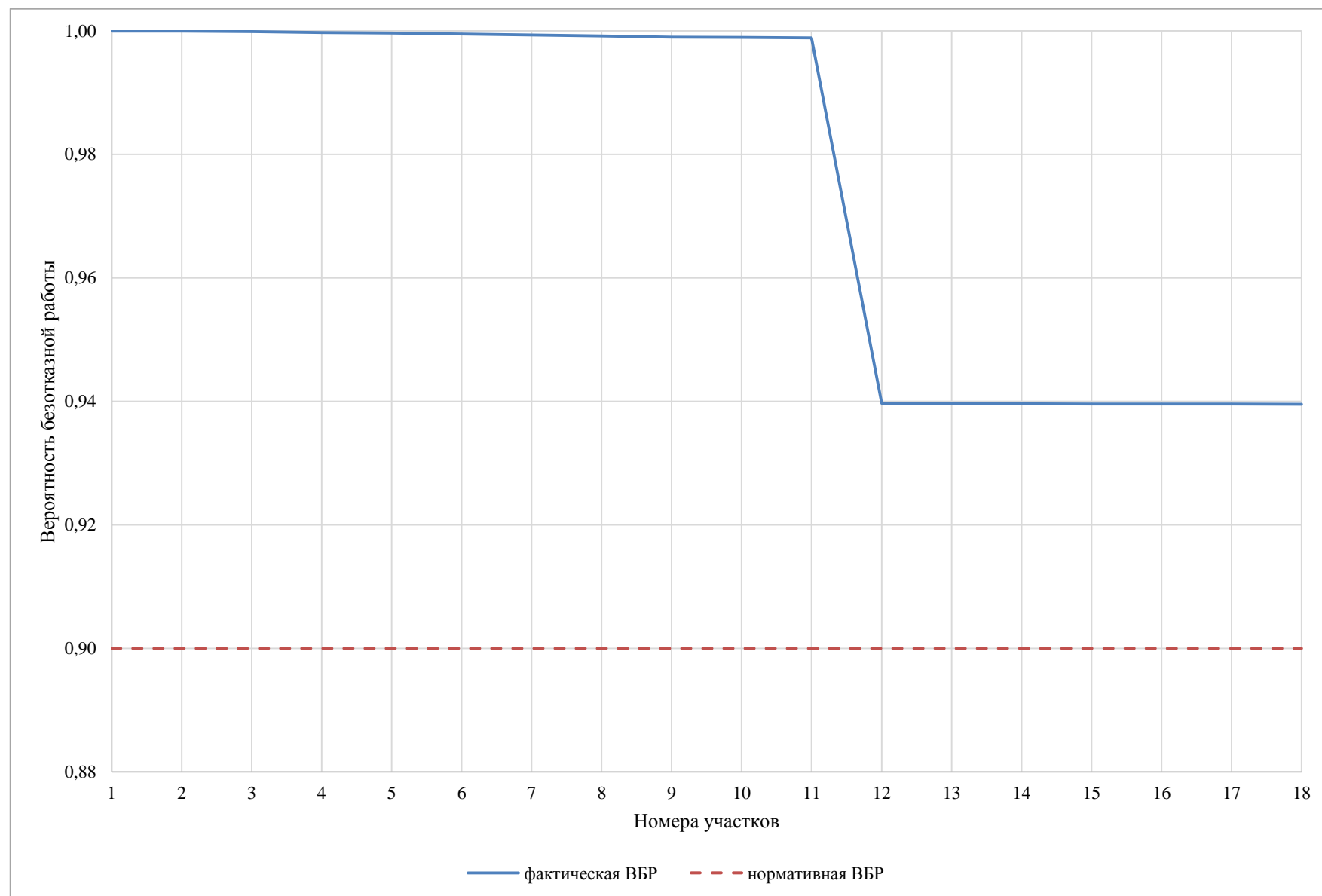


Рисунок 4.70 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной №9 ПАО «Сургутнефтегаз» (рисунок П46.2 МУ)

4.34. Котельная №10 ПАО «Сургутнефтегаз»

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения, сформированные в соответствии с Приложением 46 МУ, по методике расчета, изложенной в Приложении 18 МУ, представлены на рисунках и в таблице ниже.

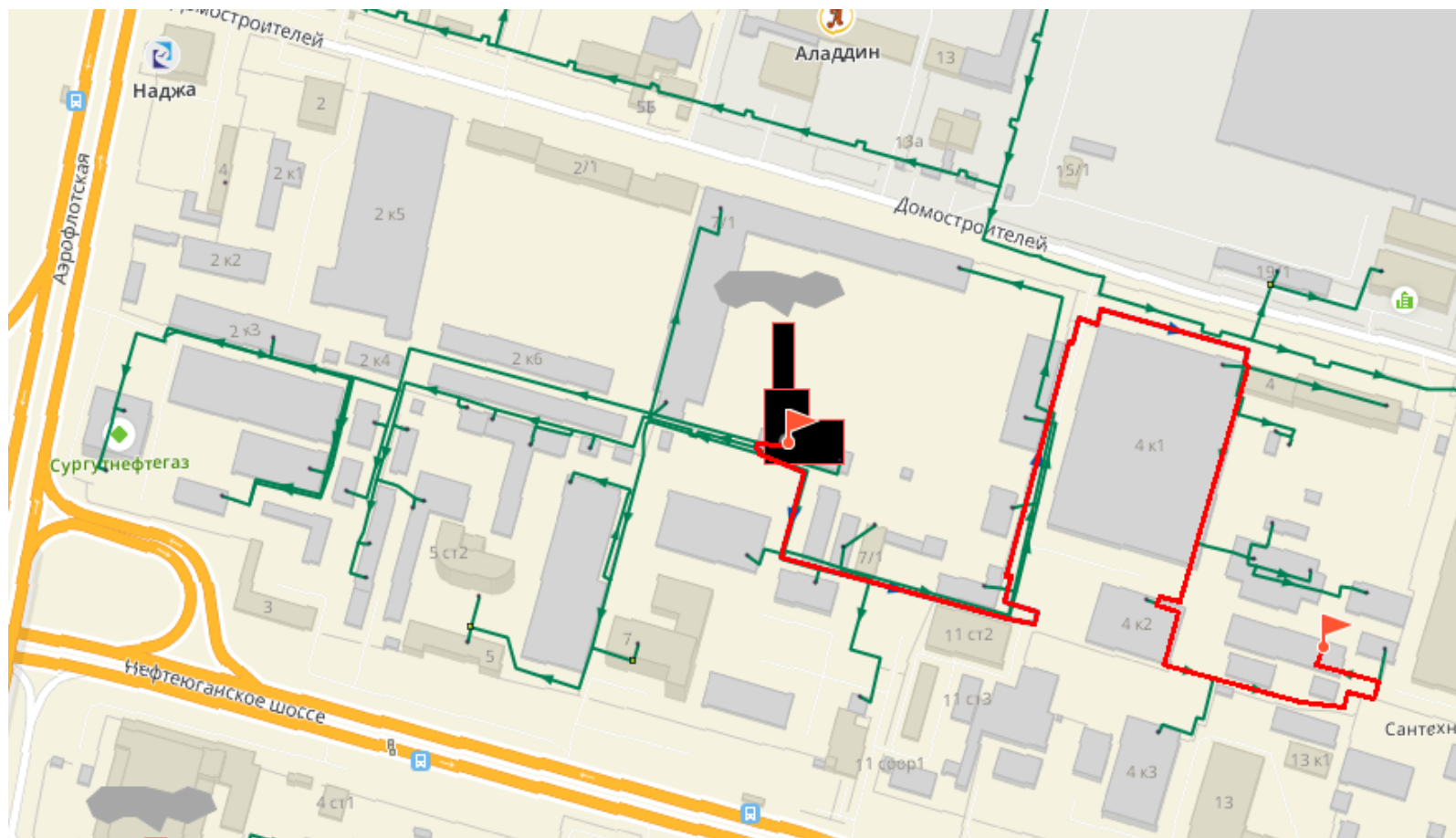


Рисунок 4.71 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной №10 ПАО «Сургутнефтегаз» (рисунок П46.1 МУ)

Таблица 4.36 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны котельной №10 ПАО «Сургутнефтегаз» единой теплоснабжающей организации №3, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	Котельная №10 Нефтеюганское шоссе СУМР-2	узел	0,259	0,0010	1987	1	48	0,0135016	14,2	0,0000135	0,0000135	0,9998766
2	узел	узел	0,259	0,0270	1987	1	48	0,0135016	14,2	0,0003647	0,0003782	0,9965449
3	узел	узел	0,259	0,0025	1987	1	48	0,0135016	14,2	0,0000332	0,0004114	0,9962415
4	узел	узел	0,259	0,2535	1987	1	48	0,0135016	14,2	0,0034221	0,0038335	0,9649770
5	узел	узел	0,259	0,0188	1987	1	48	0,0135016	14,2	0,0002544	0,0040879	0,9626531
6	узел	узел	0,259	0,2572	1987	1	48	0,0135016	14,2	0,0034727	0,0075606	0,9309261
7	узел	узел	0,259	0,1048	1987	1	48	0,0135016	14,2	0,0014144	0,0089750	0,9180039
8	узел	узел	0,259	0,0091	1987	1	48	0,0135016	14,2	0,0001234	0,0090984	0,9168765
9	узел	узел	0,259	0,0036	1987	1	48	0,0135016	14,2	0,0000487	0,0091471	0,9164312
10	узел	узел	0,15	0,1222	1987	1	48	0,0135016	8,9	0,0016496	0,0107967	0,9069788
11	узел	узел	0,15	0,0126	1987	1	48	0,0135016	8,9	0,0001701	0,0109668	0,9060040
12	узел	узел	0,15	0,0279	1987	1	48	0,0135016	8,9	0,0003766	0,0113434	0,9038463
13	узел	узел	0,15	0,0197	1987	1	48	0,0135016	8,9	0,0002657	0,0116091	0,9023238
14	узел	узел	0,15	0,0462	1987	1	48	0,0135016	8,9	0,0006231	0,0122322	0,8987534
15	узел	узел	0,15	0,0419	1987	1	48	0,0135016	8,9	0,0005660	0,0127982	0,8955103
16	узел	узел	0,15	0,1329	1987	1	48	0,0135016	8,9	0,0017948	0,0145930	0,8852263
17	узел	узел	0,1	0,0457	1987	1	48	0,0135016	6,7	0,0006169	0,0152099	0,8825557
18	узел	потребитель	0,1	0,0112	1987	1	48	0,0135016	6,7	0,0001518	0,0153617	0,8818987

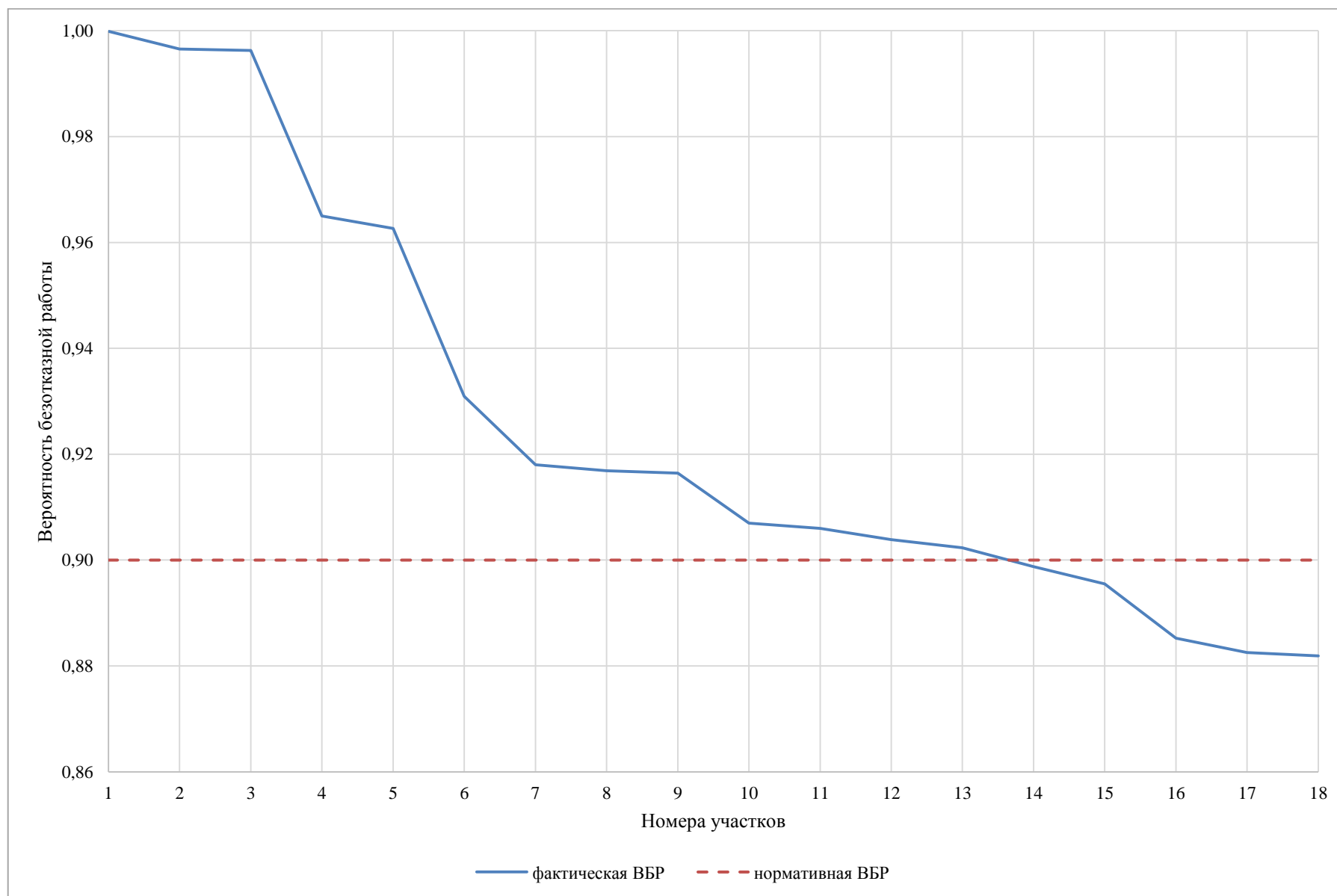


Рисунок 4.72 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной №10 ПАО «Сургутнефтегаз» (рисунок П46.2 МУ)

4.35. Котельная №12 ПАО «Сургутнефтегаз»

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения, сформированные в соответствии с Приложением 46 МУ, по методике расчета, изложенной в Приложении 18 МУ, представлены на рисунках и в таблице ниже.

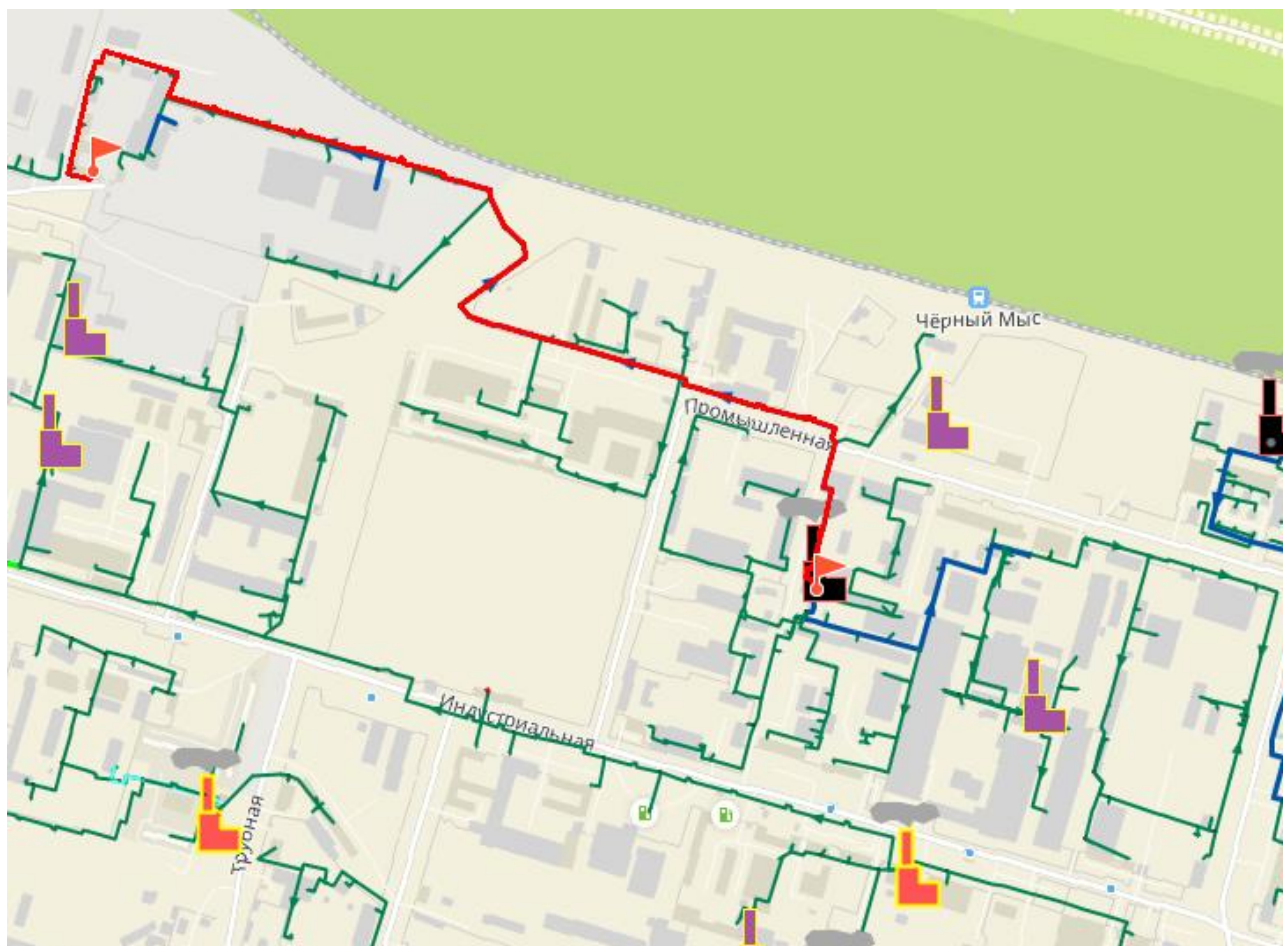


Рисунок 4.73 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной №12 ПАО «Сургутнефтегаз» (рисунок П46.1 МУ)

Таблица 4.37 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны котельной №12 ПАО «Сургутнефтегаз» единой теплоснабжающей организации №3, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	Котельная №12 ул. Промышленная	узел	0,309	0,0010	1987	2	48	0,0135016	16,9	0,0000135	0,0000135	0,9998719
2	узел	узел	0,309	0,2226	2014	2	21	0,0000157	16,9	0,0000035	0,0000170	0,9998388
3	узел	узел	0,105	0,0076	1987	1	48	0,0135016	7,0	0,0001021	0,0001191	0,9994383
4	узел	узел	0,309	0,0445	1987	1	48	0,0135016	17,2	0,0006001	0,0007192	0,9936510
5	узел	узел	0,309	0,0084	1987	1	48	0,0135016	17,2	0,0001133	0,0008325	0,9925586
6	узел	узел	0,309	0,0634	1987	1	48	0,0135016	17,2	0,0008559	0,0016884	0,9843054
7	узел	узел	0,309	0,0077	1987	1	48	0,0135016	17,2	0,0001041	0,0017925	0,9833016
8	узел	узел	0,309	0,0878	1987	1	48	0,0135016	17,2	0,0011848	0,0029773	0,9718768
9	узел	узел	0,309	0,0118	1987	1	48	0,0135016	17,2	0,0001597	0,0031370	0,9703366
10	узел	узел	0,309	0,0139	1987	1	48	0,0135016	17,2	0,0001871	0,0033241	0,9685321
11	узел	узел	0,309	0,1672	1987	1	48	0,0135016	17,2	0,0022576	0,0055817	0,9467618
12	узел	узел	0,309	0,0192	1987	1	48	0,0135016	17,2	0,0002598	0,0058415	0,9442568
13	узел	узел	0,309	0,0404	1987	2	48	0,0135016	17,2	0,0005449	0,0063864	0,9390020
14	узел	узел	0,259	0,0522	1987	1	48	0,0135016	14,9	0,0007045	0,0070909	0,9331172
15	узел	узел	0,259	0,0206	1987	1	48	0,0135016	14,9	0,0002776	0,0073685	0,9307985
16	узел	узел	0,207	0,4253	1987	1	48	0,0135016	11,8	0,0057421	0,0131106	0,8928691
17	узел	узел	0,15	0,0240	1987	1	48	0,0135016	9,0	0,0003240	0,0134346	0,8912209
18	узел	узел	0,15	0,0240	1987	1	48	0,0135016	9,0	0,0003240	0,0137586	0,8895727
19	узел	узел	0,15	0,0802	1987	1	48	0,0135016	9,0	0,0010828	0,0148414	0,8840651
20	узел	узел	0,15	0,0643	1987	1	48	0,0135016	9,0	0,0008676	0,0157090	0,8796521
21	узел	узел	0,082	0,0556	1987	1	48	0,0135016	5,9	0,0007512	0,0164602	0,8771522
22	узел	АБК, "Сургутнефтедорстройремонт"	0,05	0,0098	1987	1	48	0,0135016	4,6	0,0001326	0,0165928	0,8768108

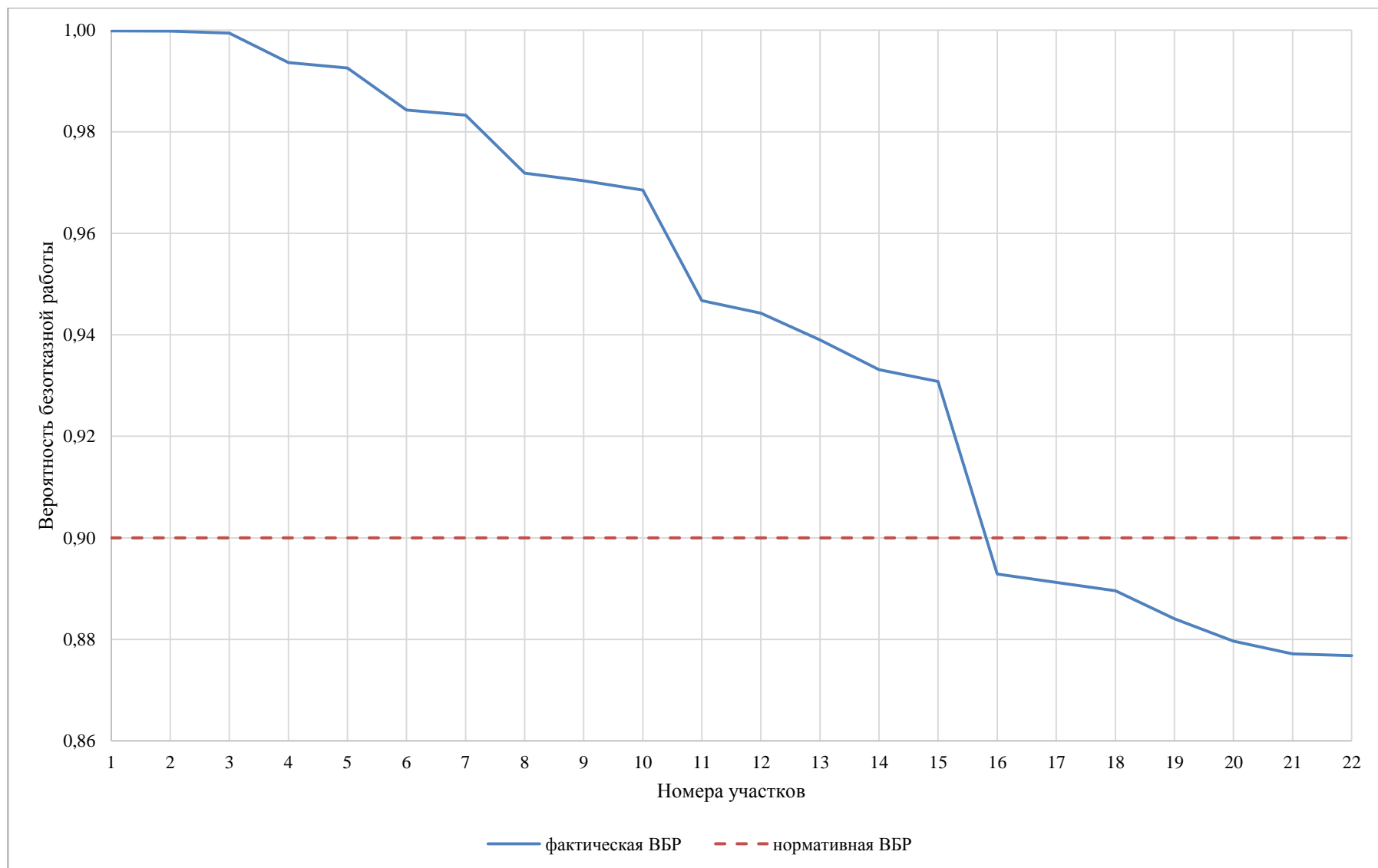


Рисунок 4.74 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной №12 ПАО «Сургутнефтегаз» (рисунок П46.2 МУ)

4.36. Котельная №14 ПАО «Сургутнефтегаз»

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения, сформированные в соответствии с Приложением 46 МУ, по методике расчета, изложенной в Приложении 18 МУ, представлены на рисунках и в таблице ниже.

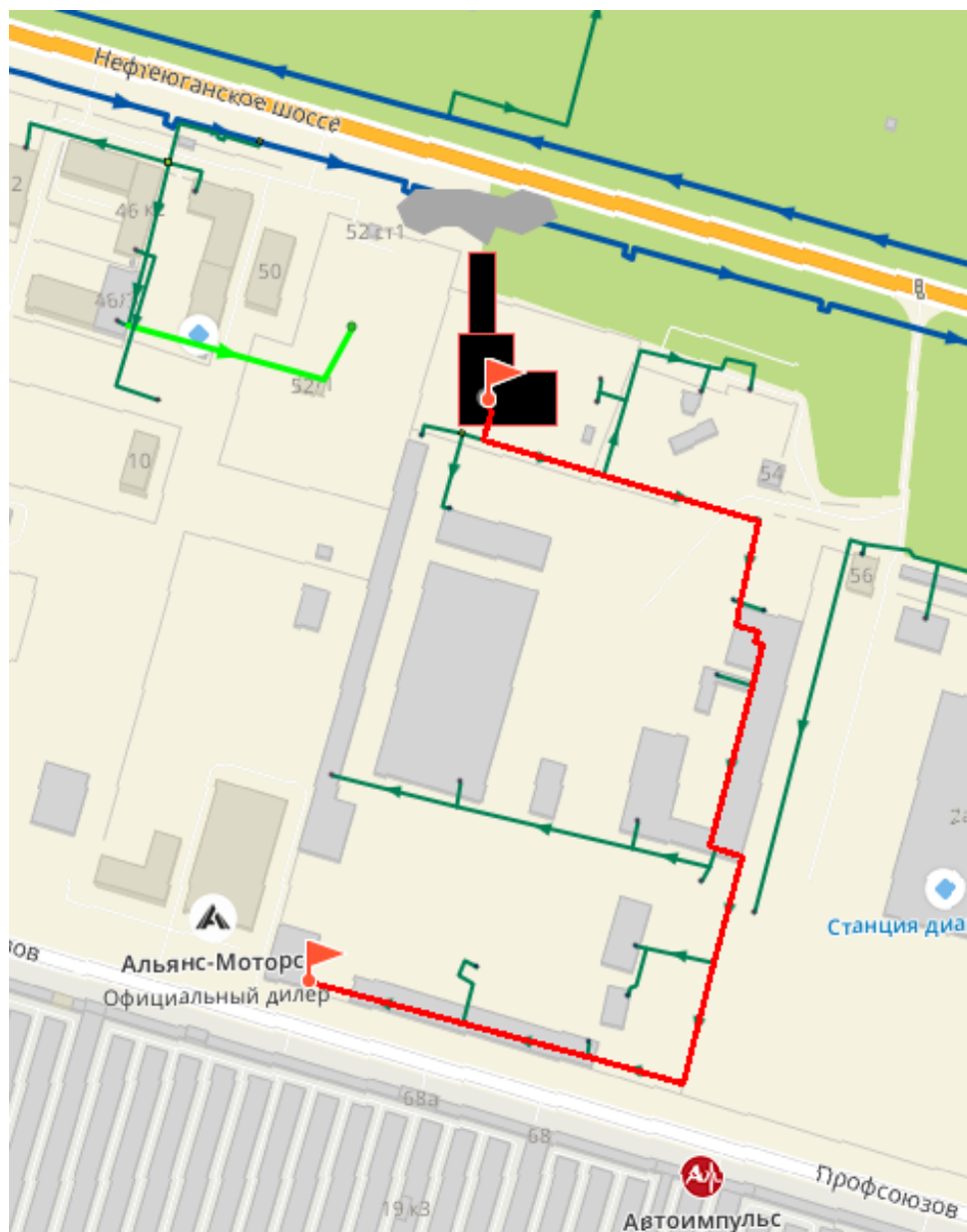


Рисунок 4.75 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной №14 ПАО «Сургутнефтегаз» (рисунок П46.1 МУ)

Таблица 4.38 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны котельной №14 ПАО «Сургутнефтегаз» единой теплоснабжающей организации №3, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	Котельная №14 Нефтеюганское шоссе СДРСУ	узел	0,207	0,0221	1987	1	48	0,000011	12,1	0,0000003	0,0000003	0,9999970
2	узел	узел	0,15	0,1593	1987	1	48	0,000011	9,0	0,0000018	0,0000021	0,9999806
3	узел	узел	0,15	0,0897	1987	1	48	0,000011	9,0	0,000001	0,0000031	0,9999714
4	узел	узел	0,1	0,0448	1987	1	48	0,000011	6,7	0,0000005	0,0000036	0,9999680
5	узел	узел	0,207	0,0316	1987	1	48	0,000011	11,9	0,0000004	0,0000040	0,9999637
6	узел	узел	0,207	0,0276	1987	1	48	0,000011	11,9	0,0000003	0,0000043	0,9999599
7	узел	узел	0,207	0,1697	1987	1	48	0,000011	11,9	0,0000019	0,0000062	0,9999369
8	узел	узел	0,15	0,0754	1987	1	48	0,000011	9,0	0,0000009	0,0000071	0,9999292
9	узел	узел	0,15	0,1230	1987	1	48	0,000011	9,0	0,0000014	0,0000085	0,9999166
10	узел	узел	0,1	0,1165	1987	1	48	0,000011	6,7	0,0000013	0,0000098	0,9999077
11	узел	потребитель	0,1	0,0889	1987	1	48	0,000011	6,7	0,000001	0,0000108	0,9999009

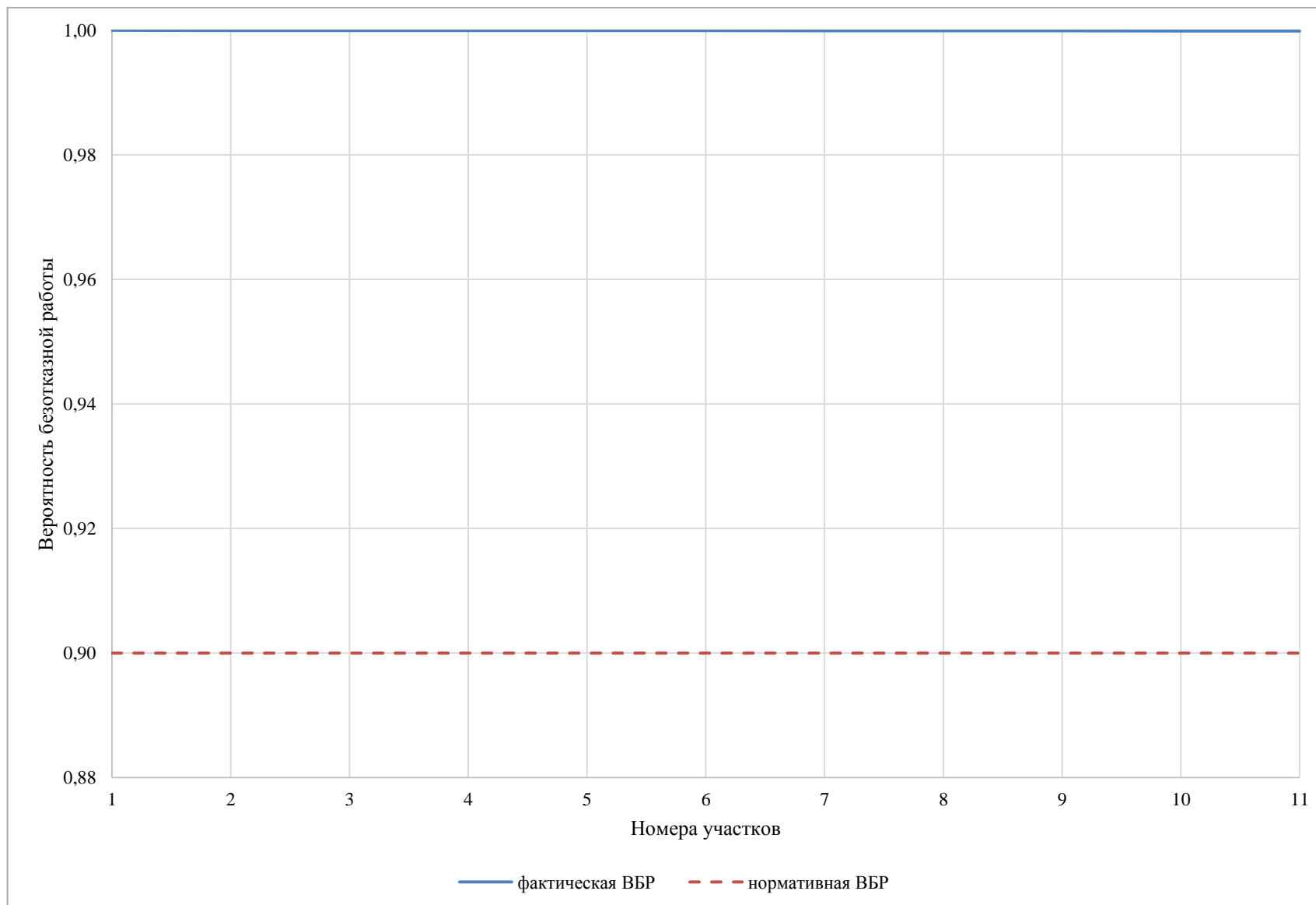


Рисунок 4.76 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной №14 ПАО «Сургутнефтегаз» (рисунок П46.2 МУ)

4.37. Котельная №15 ПАО «Сургутнефтегаз»

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения, сформированные в соответствии с Приложением 46 МУ, по методике расчета, изложенной в Приложении 18 МУ, представлены на рисунках и в таблице ниже.

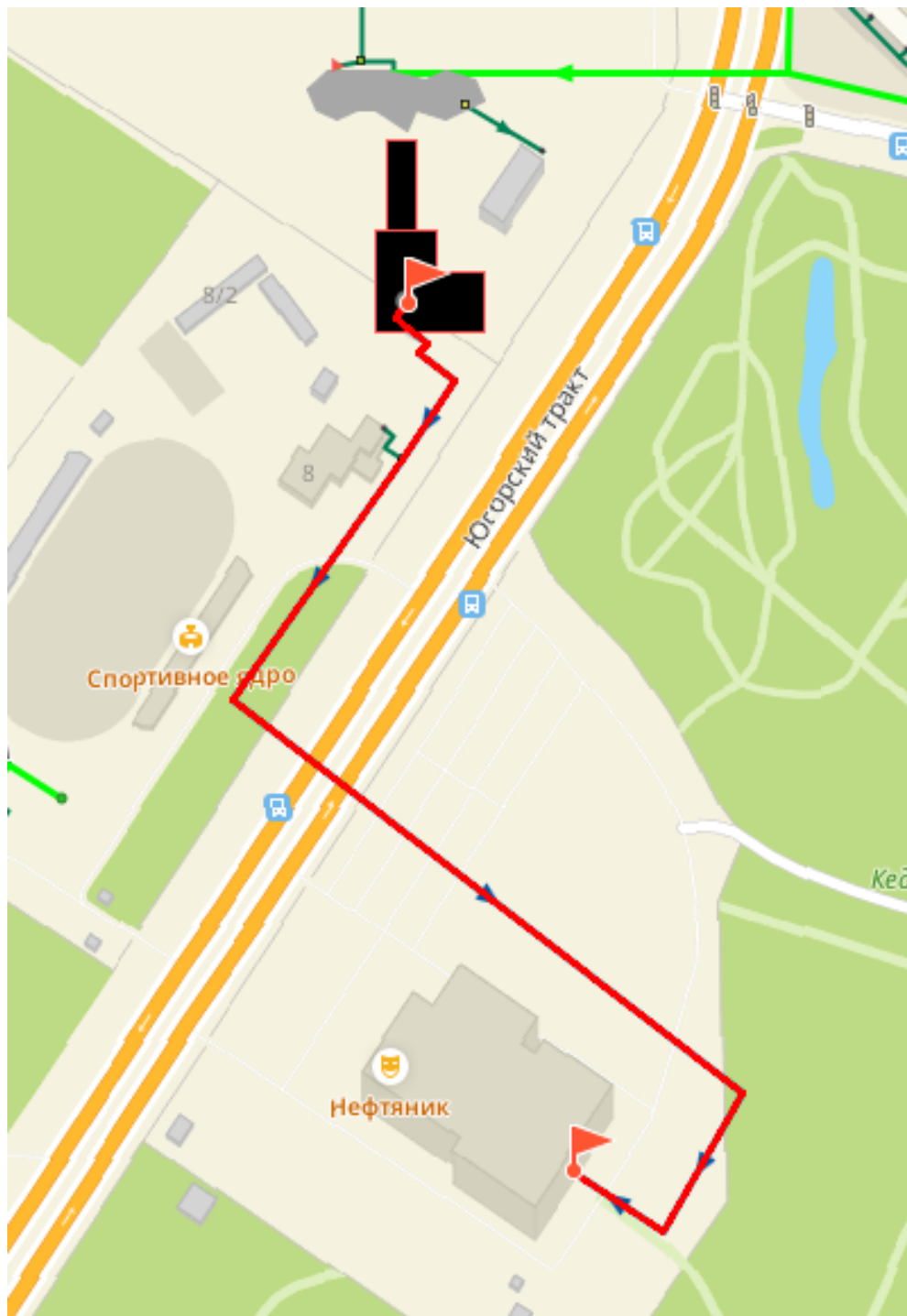


Рисунок 4.77 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной №15 ПАО «Сургутнефтегаз» (рисунок П46.1 МУ)

Таблица 4.39 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны котельной №15 ПАО «Сургутнефтегаз» единой теплоснабжающей организации №3, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	Котельная №15 Югорский тракт	Ввод/вывод, Котельная №15	0,259	0,0063	1987	1	48	0,0135016	14,2	0,0000851	0,0000851	0,9989400
2	Ввод/вывод, Котельная №15	узел	0,259	0,1009	1987	2	48	0,0135016	14,2	0,0013616	0,0014467	0,9819720
3	узел	ДИ Нефтянник	0,259	0,6008	1987	2	48	0,0135016	14,2	0,0081113	0,0095580	0,8808925

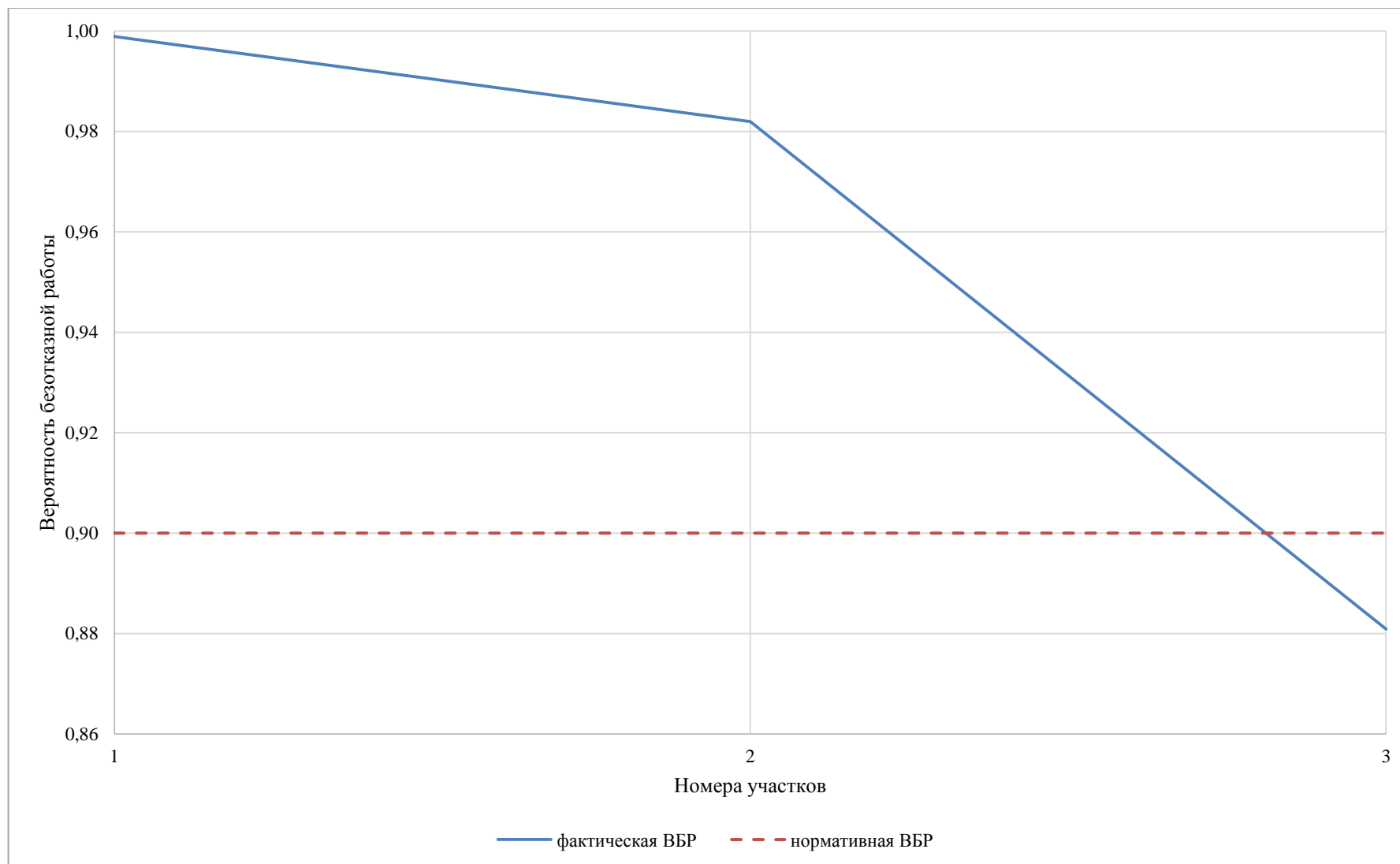


Рисунок 4.78 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной №15 ПАО «Сургутнефтегаз» (рисунок П46.2 МУ)

4.38. Котельная №16 ПАО «Сургутнефтегаз»

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения, сформированные в соответствии с Приложением 46 МУ, по методике расчета, изложенной в Приложении 18 МУ, представлены на рисунках и в таблице ниже.

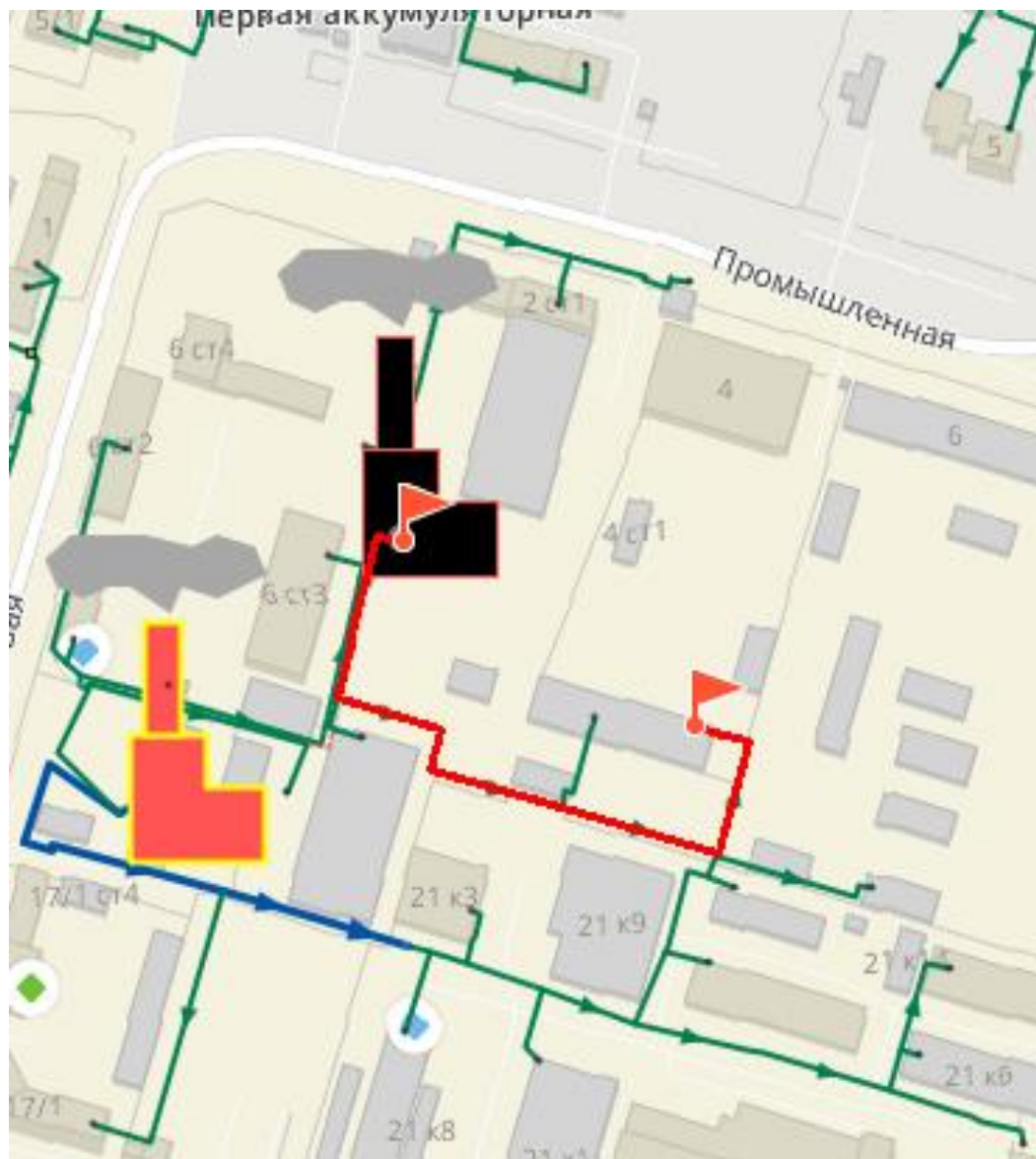


Рисунок 4.79 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной №16 ПАО «Сургутнефтегаз» (рисунок П46.1 МУ)

Таблица 4.40 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны котельной №16 ПАО «Сургутнефтегаз» единой теплоснабжающей организации №3, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	Котельная №16 ул. Промышленная, производ. база	узел	0,082	0,0080	1987	1	48	0,0135016	5,9	0,0001080	0,0001080	0,9993987
2	узел	узел	0,1	0,0658	1987	1	48	0,0135016	6,7	0,0008888	0,0009968	0,9937973
3	узел	узел	0,1	0,1159	1987	1	48	0,0135016	6,7	0,0015642	0,0025610	0,9839398
4	узел	узел	0,1	0,0667	1987	1	48	0,0135016	6,7	0,0009003	0,0034613	0,9782661
5	узел	узел	0,065	0,0461	1987	1	48	0,0135016	5,2	0,0006227	0,0040840	0,9752129
6	узел	узел	0,065	0,0222	1987	1	48	0,0135016	5,2	0,0002995	0,0043835	0,9737446
7	узел	АБК, гараж откл	0,065	0,0085	1987	1	48	0,0135016	5,2	0,0001144	0,0044979	0,9731839

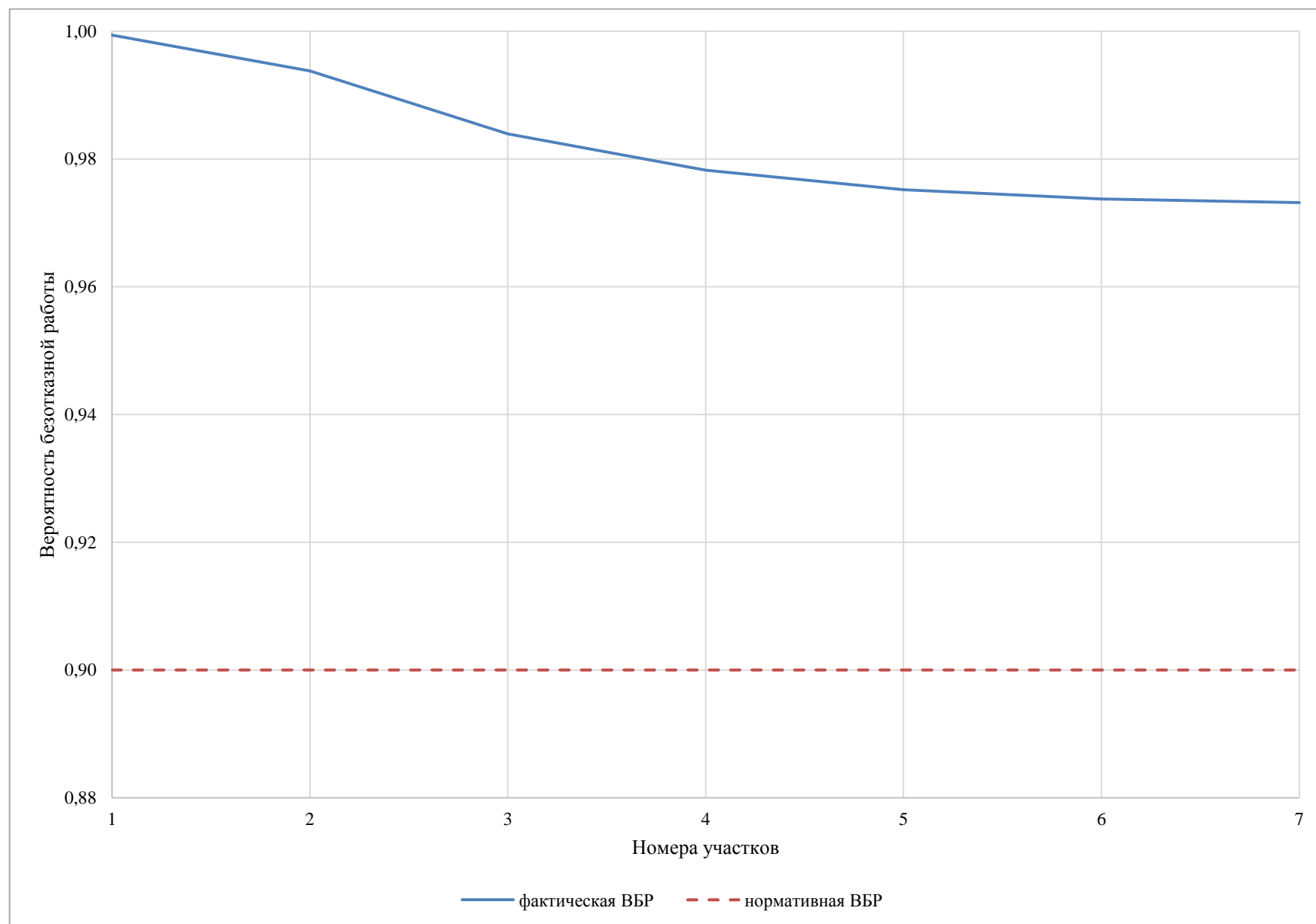


Рисунок 4.80 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной №16 ПАО «Сургутнефтегаз» (рисунок П46.2 МУ)

4.39. Котельная №17 ПАО «Сургутнефтегаз»

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения, сформированные в соответствии с Приложением 46 МУ, по методике расчета, изложенной в Приложении 18 МУ, представлены на рисунках и в таблице ниже.

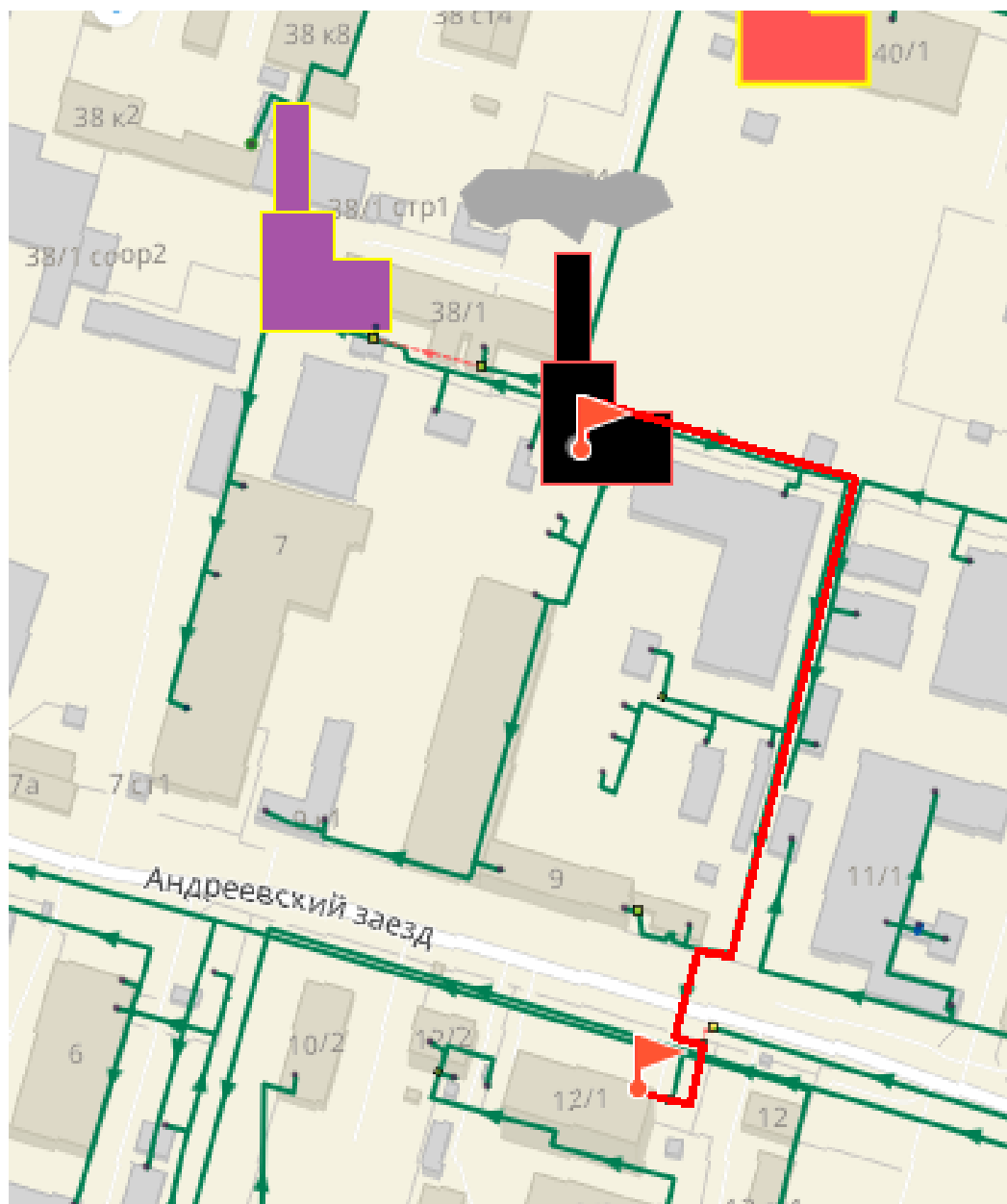


Рисунок 4.81 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной №17 ПАО «Сургутнефтегаз» (рисунок П46.1 МУ)

Таблица 4.41 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны котельной №17 ПАО «Сургутнефтегаз» единой теплоснабжающей организации №3, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	Котельная №17 Андреевский заезд СНГФ	узел	0,259	0,0174	1987	1	48	0,0000114	14,9	0,0000002	0,0000002	0,9999970
2	узел	узел	0,1	0,1178	1987	1	48	0,0000114	6,6	0,0000013	0,0000015	0,9999881
3	узел	узел	0,1	0,1730	1987	1	48	0,0000114	6,6	0,0000020	0,0000035	0,9999750
4	узел	узел	0,1	0,0137	1987	1	48	0,0000114	6,6	0,0000002	0,0000037	0,9999740
5	узел	ТК	0,1	0,0501	1987	1	48	0,0000114	6,6	0,0000006	0,0000043	0,9999702
6	ТК	ТК	0,1	0,0041	1987	1	48	0,0000114	6,6	0,0000000	0,0000043	0,9999699
7	ТК	узел	0,1	0,0152	1987	1	48	0,0000114	6,6	0,0000002	0,0000045	0,9999688
8	узел	производственное здание треста "Сургутнефтегеофизика" ОАО "СНГ"	0,1	0,0066	1987	1	48	0,0000114	6,6	0,0000001	0,0000046	0,9999683

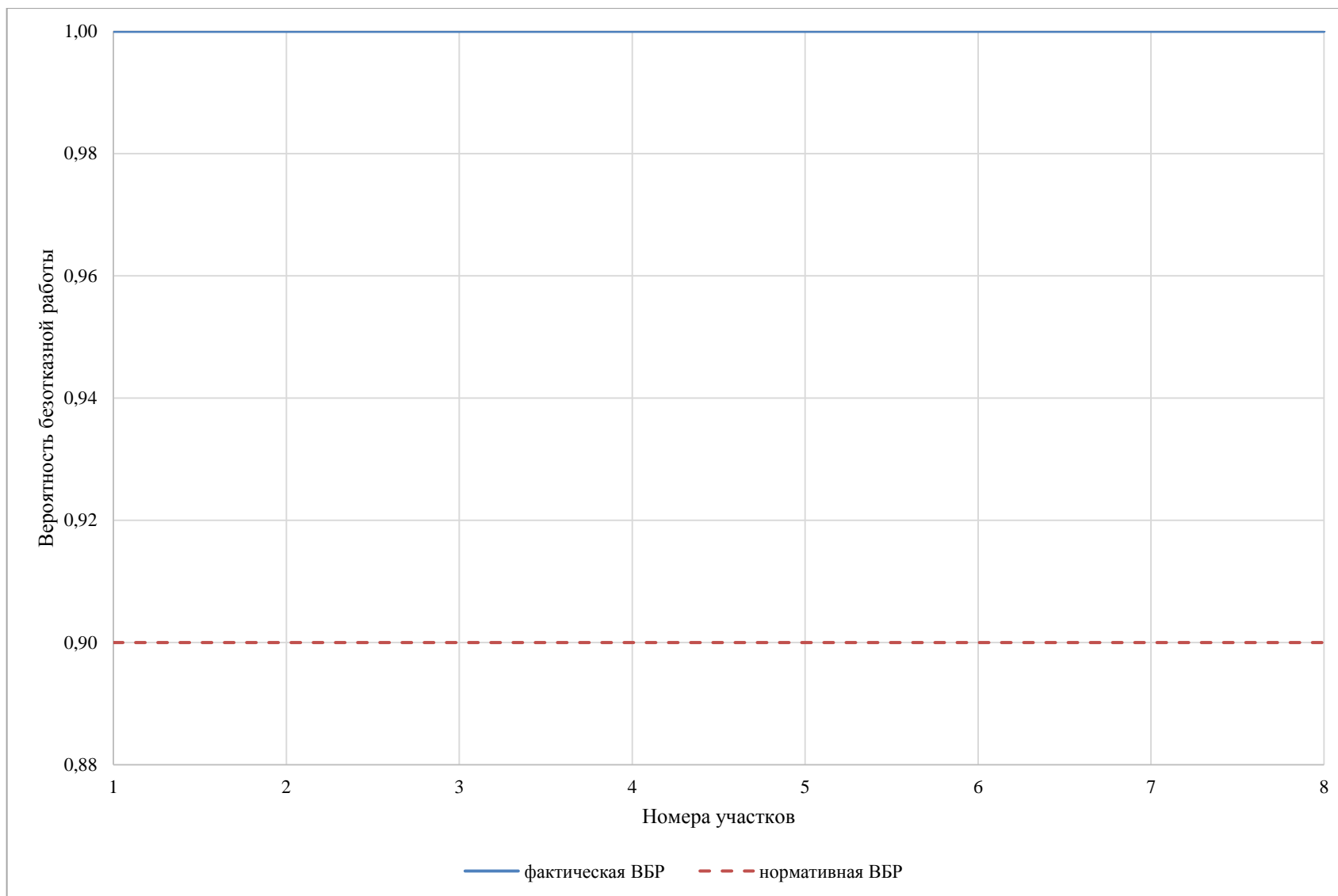


Рисунок 4.82 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной №17 ПАО «Сургутнефтегаз» (рисунок П46.2 МУ)

4.40. Котельная №19 ПАО «Сургутнефтегаз»

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения, сформированные в соответствии с Приложением 46 МУ, по методике расчета, изложенной в Приложении 18 МУ, представлены на рисунках и в таблице ниже.

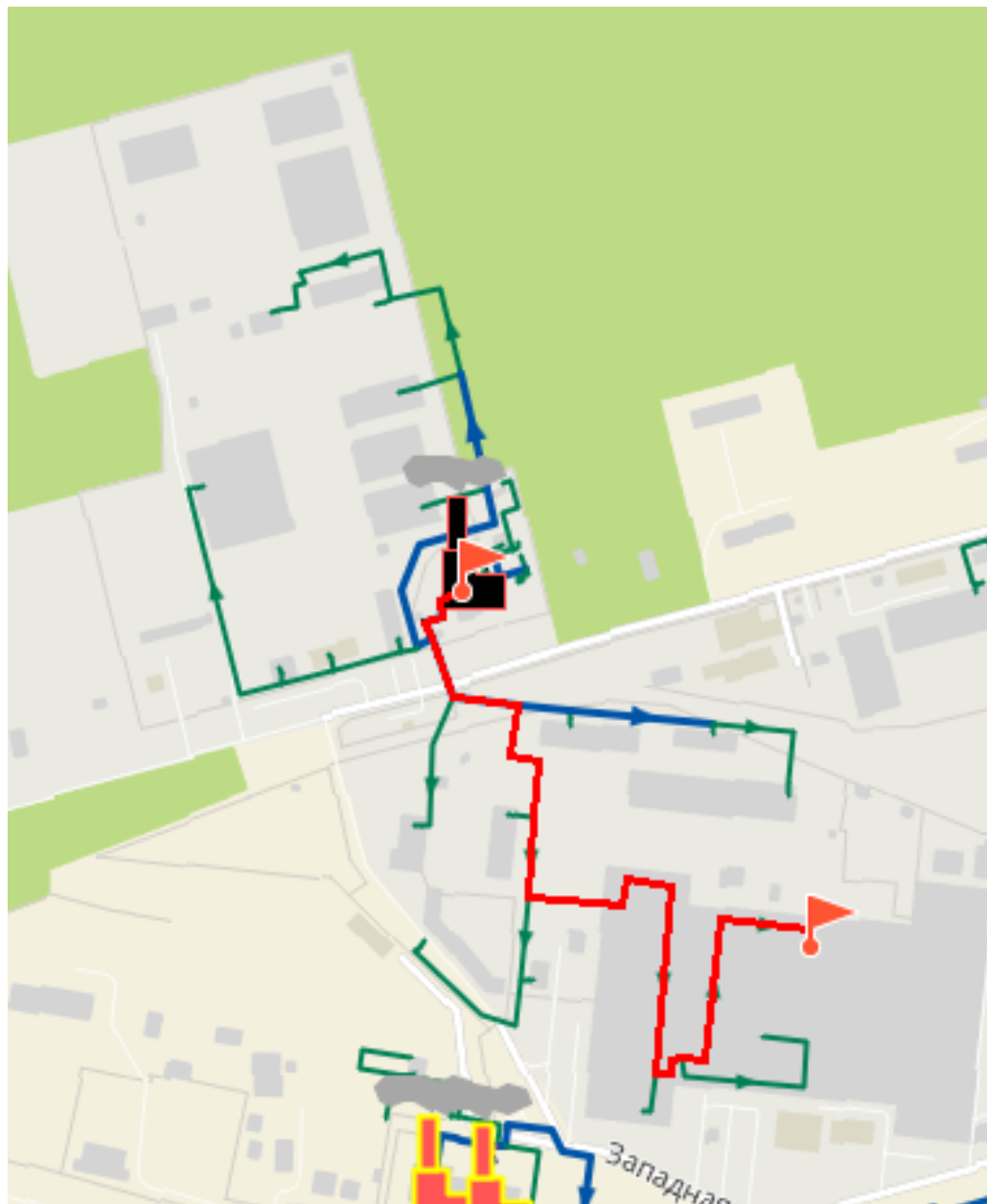


Рисунок 4.83 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной №19 ПАО «Сургутнефтегаз» (рисунок П46.1 МУ)

Таблица 4.42 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны котельной №19 ПАО «Сургутнефтегаз» единой теплоснабжающей организации №3, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	Котельная №19 ул. Автомобилистов	узел	0,414	0,0010	1988	1	47	0,0080997	23,9	0,0000081	0,0000081	0,9998482
2	узел	УТ-7	0,414	0,0522	2001	1	34	0,0000955	23,9	0,0000050	0,0000131	0,9997548
3	УТ-7	узел	0,414	0,0020	2001	1	34	0,0000955	23,9	0,0000002	0,0000133	0,9997512
4	узел	узел	0,309	0,0557	1988	2	47	0,0080997	17,2	0,0004508	0,0004641	0,9936682
5	узел	узел	0,309	0,0571	1988	2	47	0,0080997	17,2	0,0004627	0,0009268	0,9874256
6	узел	узел	0,207	0,1178	1988	2	47	0,0080997	11,3	0,0009542	0,0018810	0,9789986
7	узел	узел	0,207	0,0682	1988	2	47	0,0080997	11,3	0,0005527	0,0024337	0,9741169
8	узел	узел	0,207	0,0607	1988	2	47	0,0080997	11,3	0,0004918	0,0029255	0,9697732
9	узел	узел	0,207	0,2431	1988	1	47	0,0080997	11,3	0,0019694	0,0048949	0,9523797
10	узел	узел	0,207	0,0365	1988	1	47	0,0080997	11,3	0,0002956	0,0051905	0,9497693
11	узел	потребитель	0,207	0,2386	1988	1	47	0,0080997	11,3	0,0019328	0,0071233	0,9326992

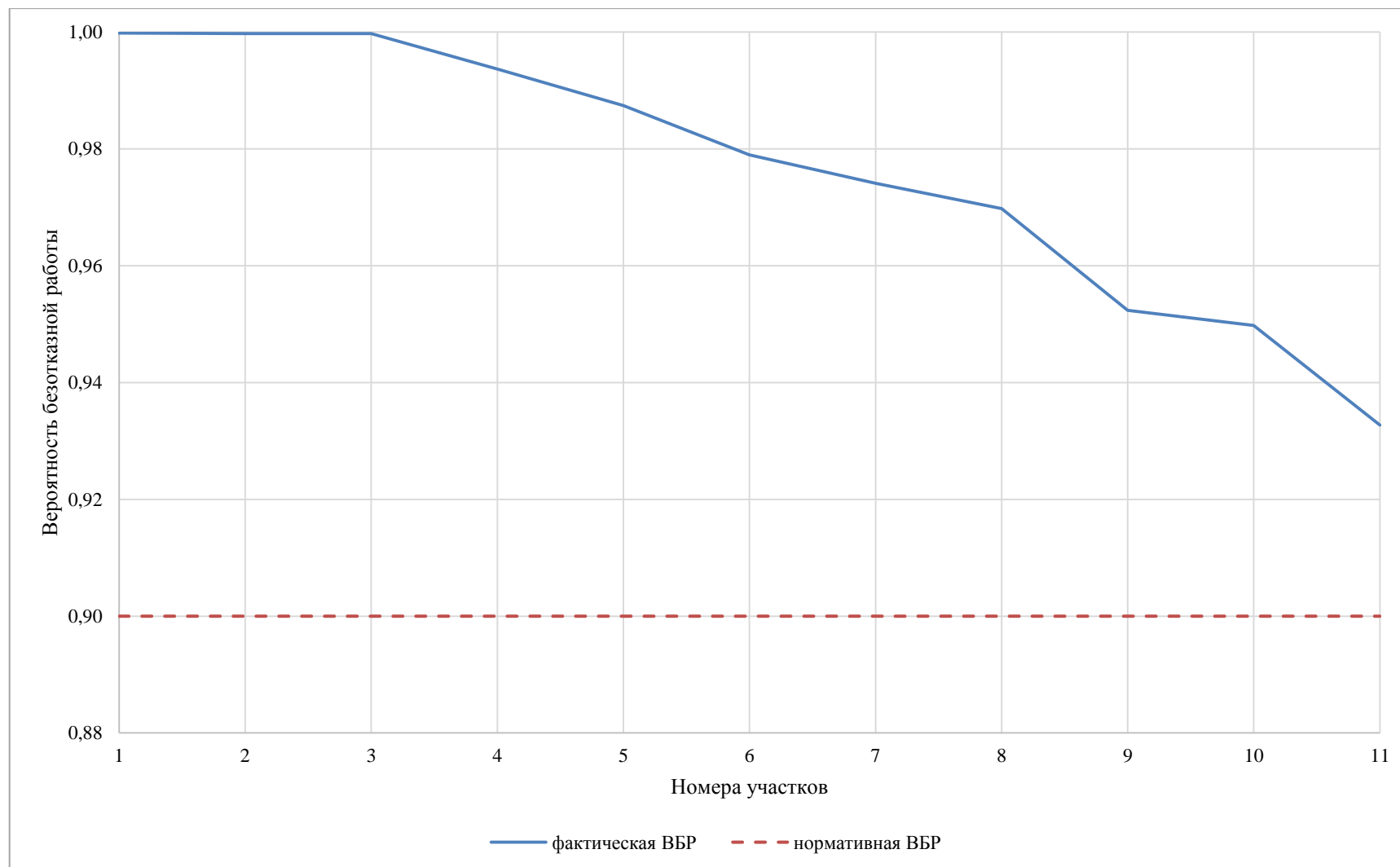


Рисунок 4.84 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной №19 ПАО «Сургутнефтегаз» (рисунок П46.2 МУ)

4.41. Котельная №22 ПАО «Сургутнефтегаз»

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения, сформированные в соответствии с Приложением 46 МУ, по методике расчета, изложенной в Приложении 18 МУ, представлены на рисунках и в таблице ниже.

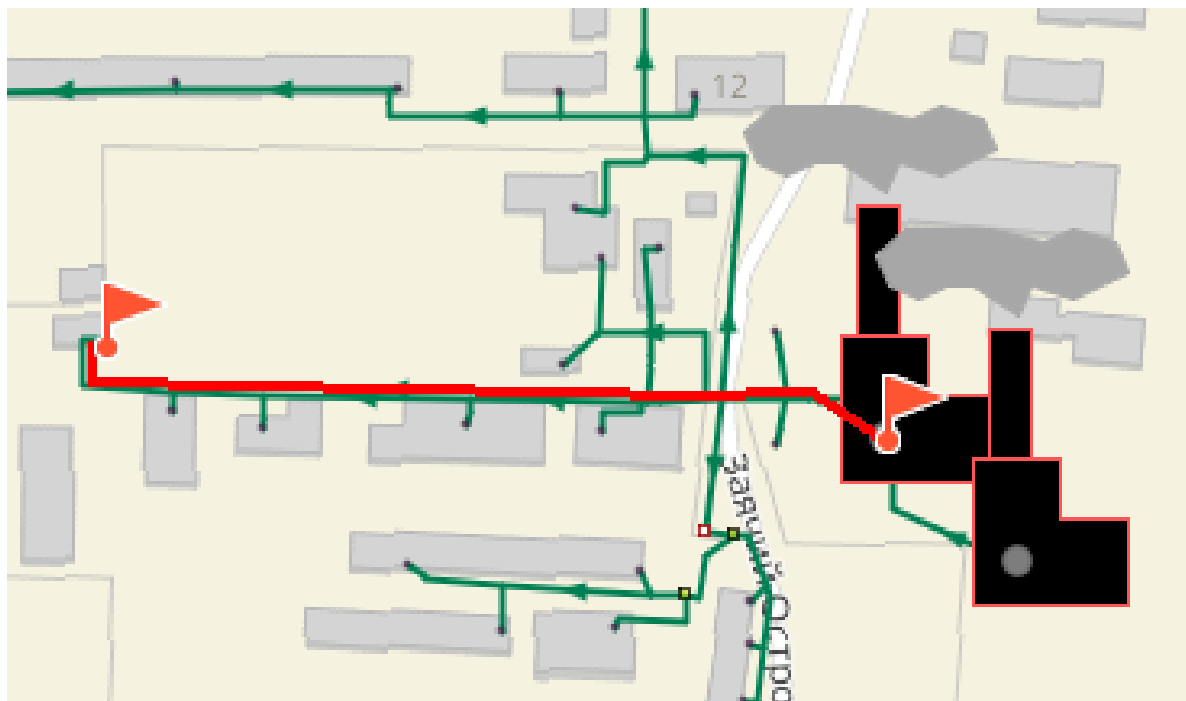
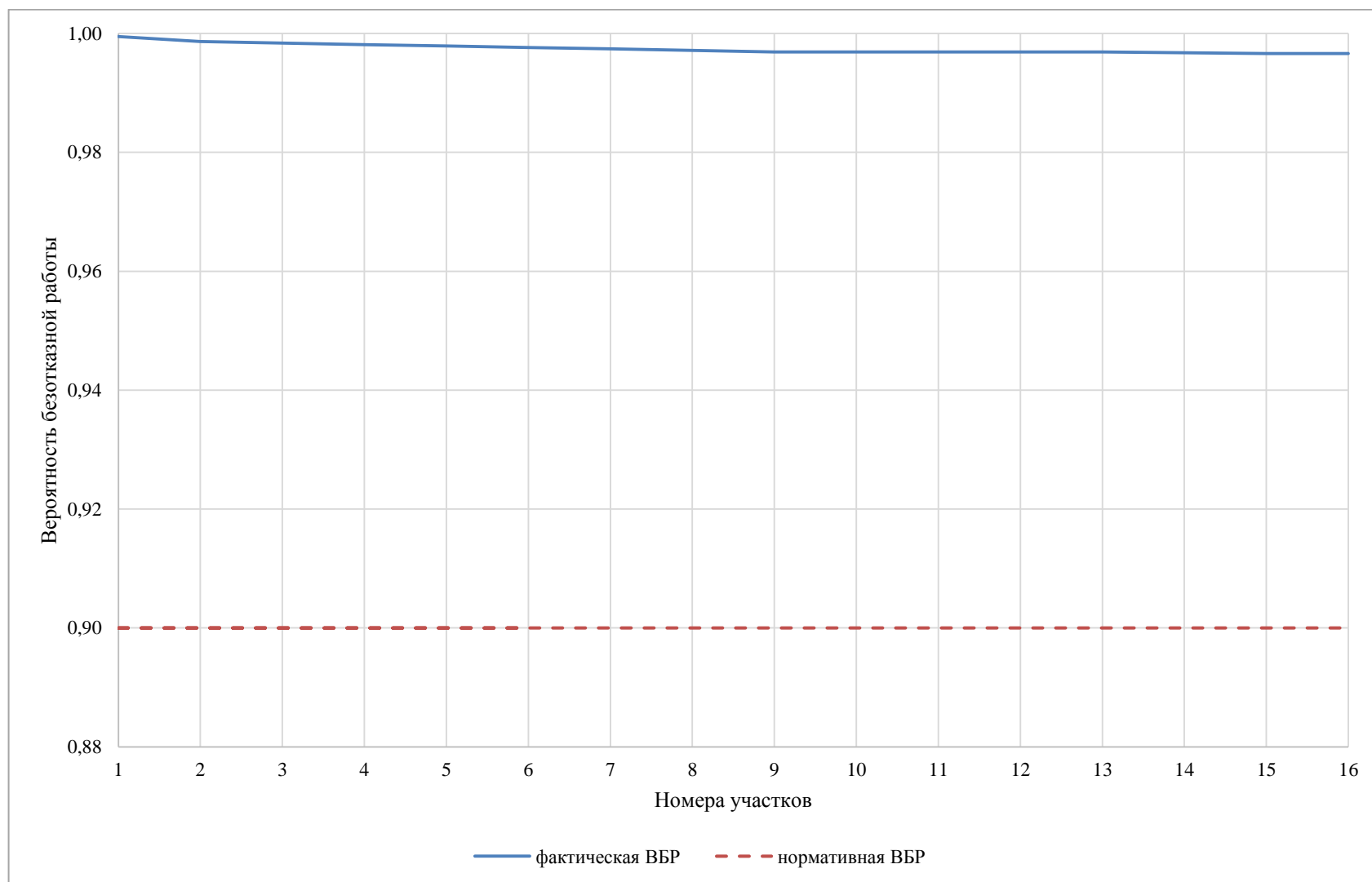


Рисунок 4.85 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной №22 ПАО «Сургутнефтегаз» (рисунок П46.1 МУ)

Таблица 4.43 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны котельной №22 ПАО «Сургутнефтегаз» единой теплоснабжающей организации №3, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	Котельная №22 ПАО "Сургутнефтегаз"	узел	0,1	0,0315	1994	1	41	0,000667	6,6	0,0000210	0,0000210	0,9998611
2	узел	узел	0,1	0,0371	1994	1	41	0,000667	6,6	0,0000248	0,0000458	0,9996974
3	узел	узел	0,1	0,2324	1994	1	41	0,000667	6,6	0,0001550	0,0002008	0,9986725
4	узел	потребитель	0,1	0,0025	1994	1	41	0,000667	6,6	0,0000017	0,0002025	0,9986616



**Рисунок 4.86 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной №22
ПАО «Сургутнефтегаз» (рисунок П46.2 МУ)**

4.42. Котельная К-45

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения, сформированные в соответствии с Приложением 46 МУ, по методике расчета, изложенной в Приложении 18 МУ, представлены на рисунках и в таблице ниже.

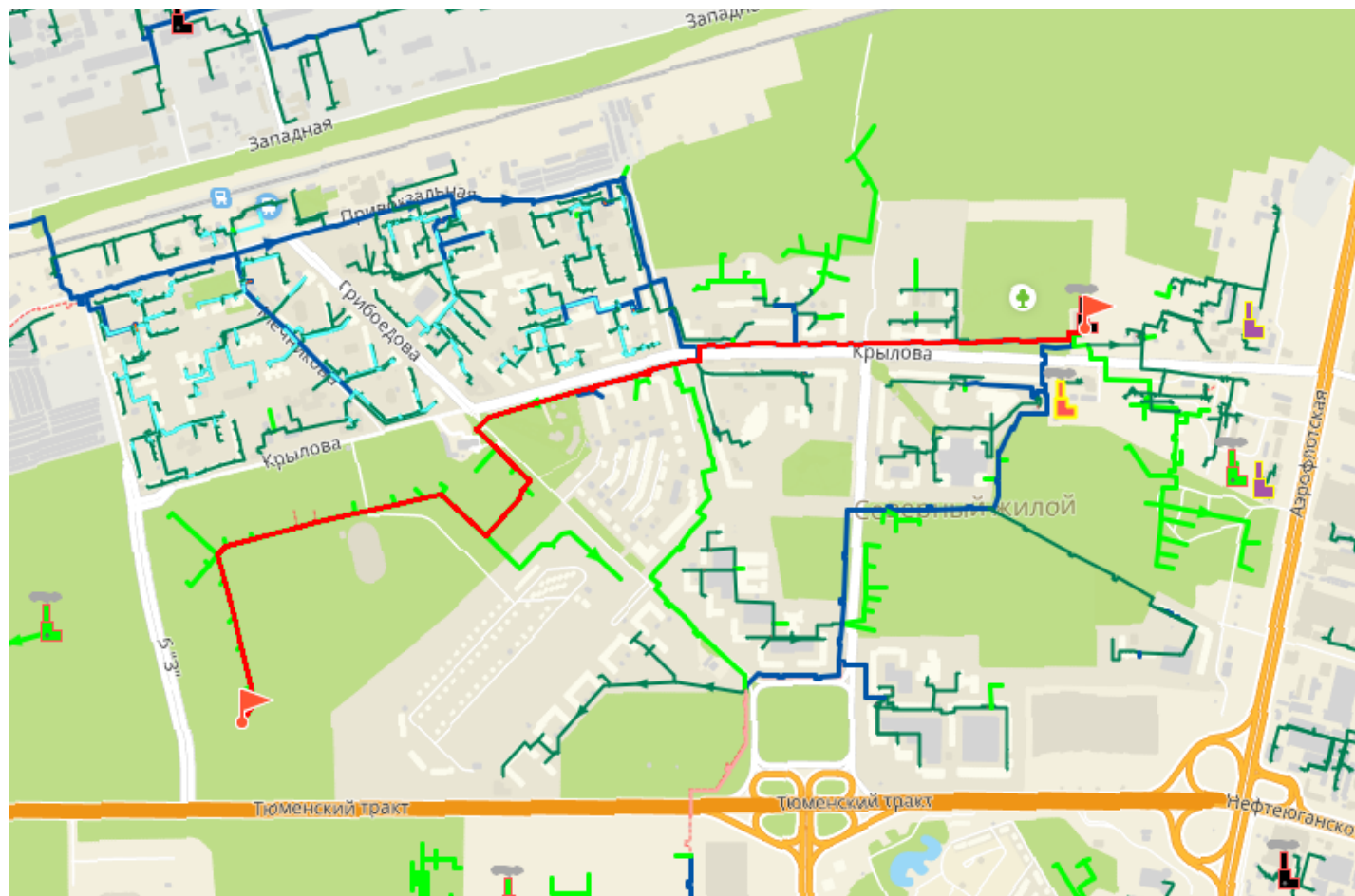


Рисунок 4.87 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной К-45 (рисунок П46.1 МУ)

Таблица 4.44 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны котельной К-45 единой теплоснабжающей организации №1, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	Котельная К-45 ООО "СГЭС"	узел	0,515	0,0010	1989	1	46	0,0050047	27,9	0,0000050	0,0000050	0,9999272
2	узел	8ТК-1	0,515	0,3432	2014	1	21	0,0000157	27,9	0,0000054	0,0000104	0,9998490
3	8ТК-1	8ТК-2	0,515	0,3498	2014	1	21	0,0000157	27,9	0,0000055	0,0000159	0,9997693
4	8ТК-2	8ТК-3	0,515	0,1450	2014	1	21	0,0000157	27,9	0,0000023	0,0000182	0,9997363
5	8ТК-3	узел	0,515	0,0937	2014	1	21	0,0000157	27,9	0,0000015	0,0000197	0,9997150
6	узел	8ТК-4	0,515	0,1775	2014	1	21	0,0000157	27,9	0,0000028	0,0000225	0,9996746
7	8ТК-4	узел	0,515	0,0455	2014	1	21	0,0000157	27,9	0,0000007	0,0000232	0,9996642
8	узел	УТЗ	0,515	0,0781	2014	1	21	0,0000157	27,9	0,0000012	0,0000244	0,9996464
9	УТЗ	узел	0,4	0,1108	1989	2	46	0,0050047	21,4	0,0005546	0,0005790	0,9934562
10	узел	узел	0,4	0,1726	1989	2	46	0,0050047	21,4	0,0008638	0,0014428	0,9838148
11	узел	узел	0,4	0,0722	1989	2	46	0,0050047	21,4	0,0003613	0,0018041	0,9797815
12	узел	узел	0,4	0,1206	1989	2	46	0,0050047	21,4	0,0006035	0,0024076	0,9730455
13	узел	узел	0,4	0,2450	1989	2	46	0,0050047	21,4	0,0012259	0,0036335	0,9593618
14	узел	КРП (мкр. 43)	0,4	0,0777	1989	2	46	0,0050047	21,4	0,0003891	0,0040226	0,9550190
15	КРП (мкр. 43)	узел	0,4	0,0044	1989	2	46	0,0050047	21,4	0,0000219	0,0040445	0,9547743
16	узел	узел	0,4	0,1693	1989	2	46	0,0050047	21,4	0,0008472	0,0048917	0,9453178
17	узел	ТК - 118087	0,3	0,1661	1989	2	46	0,0050047	16,3	0,0008313	0,0057230	0,9382496
18	ТК - 118087	ТК - 118088	0,3	0,0460	1989	2	46	0,0050047	16,3	0,0002302	0,0059532	0,9362921
19	ТК - 118088	ТК - 118089	0,3	0,0812	1989	2	46	0,0050047	16,3	0,0004064	0,0063596	0,9328367
20	ТК - 118089	ТК - 118075	0,3	0,1089	1989	2	46	0,0050047	16,3	0,0005450	0,0069046	0,9282026
21	ТК - 118075	ТК - 118082	0,3	0,2876	1989	2	46	0,0050047	16,3	0,0014394	0,0083440	0,9159640
22	ТК - 118082	ТК - 118083	0,3	0,0513	1989	2	46	0,0050047	16,3	0,0002568	0,0086008	0,9137805
23	ТК - 118083	ТК - 118076	0,25	0,1278	1989	2	46	0,0050047	14,2	0,0006394	0,0092402	0,9090469
24	ТК - 118076	ТК - 118077	0,25	0,0757	1989	2	46	0,0050047	14,2	0,0003789	0,0096191	0,9062420
25	ТК - 118077	ТК - 118078	0,25	0,0326	1989	2	46	0,0050047	14,2	0,0001632	0,0097823	0,9050341
26	ТК - 118078	ТК - 118062	0,2	0,0649	1989	2	46	0,0050047	11,6	0,0003250	0,0101073	0,9030687
27	ТК - 118062	ТК - 118063	0,2	0,1063	1989	2	46	0,0050047	11,6	0,0005319	0,0106392	0,8998517
28	ТК - 118063	ТК - 118064	0,15	0,0758	1989	2	46	0,0050047	9,1	0,0003794	0,0110186	0,8980480
29	ТК - 118064	ТК - 118065	0,125	0,1145	1989	2	46	0,0050047	7,9	0,0005728	0,0115914	0,8956941
30	ТК - 118065	Многоквартирный жилой дом Жилой квартал "Высокий берег"	0,1	0,1115	1989	2	46	0,0050047	6,7	0,0005581	0,0121495	0,8937399

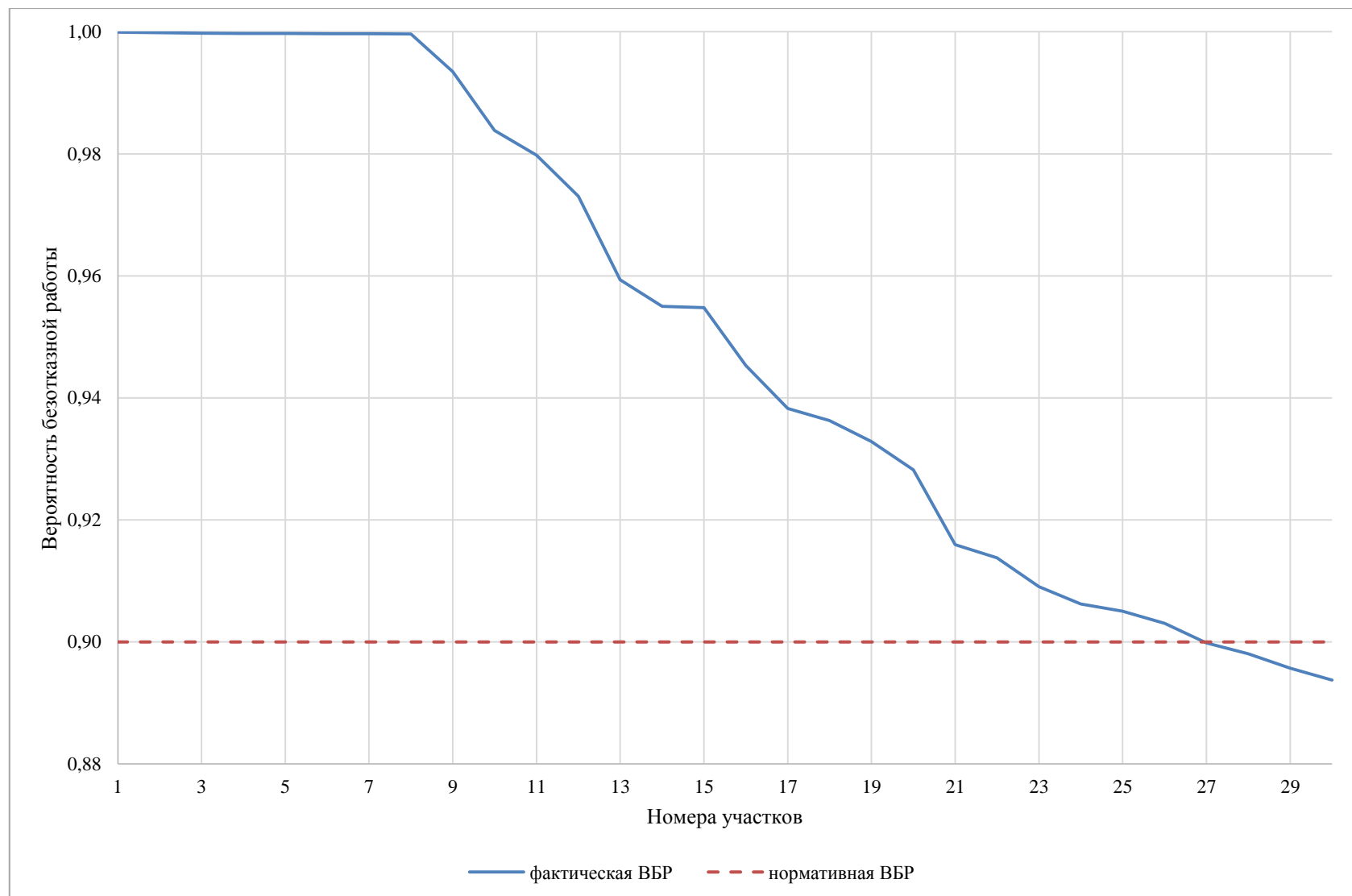


Рисунок 4.88 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной К-45 (рисунок П46.2 МУ)

4.43. Котельная «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5» (СОК)

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения, сформированные в соответствии с Приложением 46 МУ, по методике расчета, изложенной в Приложении 18 МУ, представлены на рисунках и в таблице ниже.

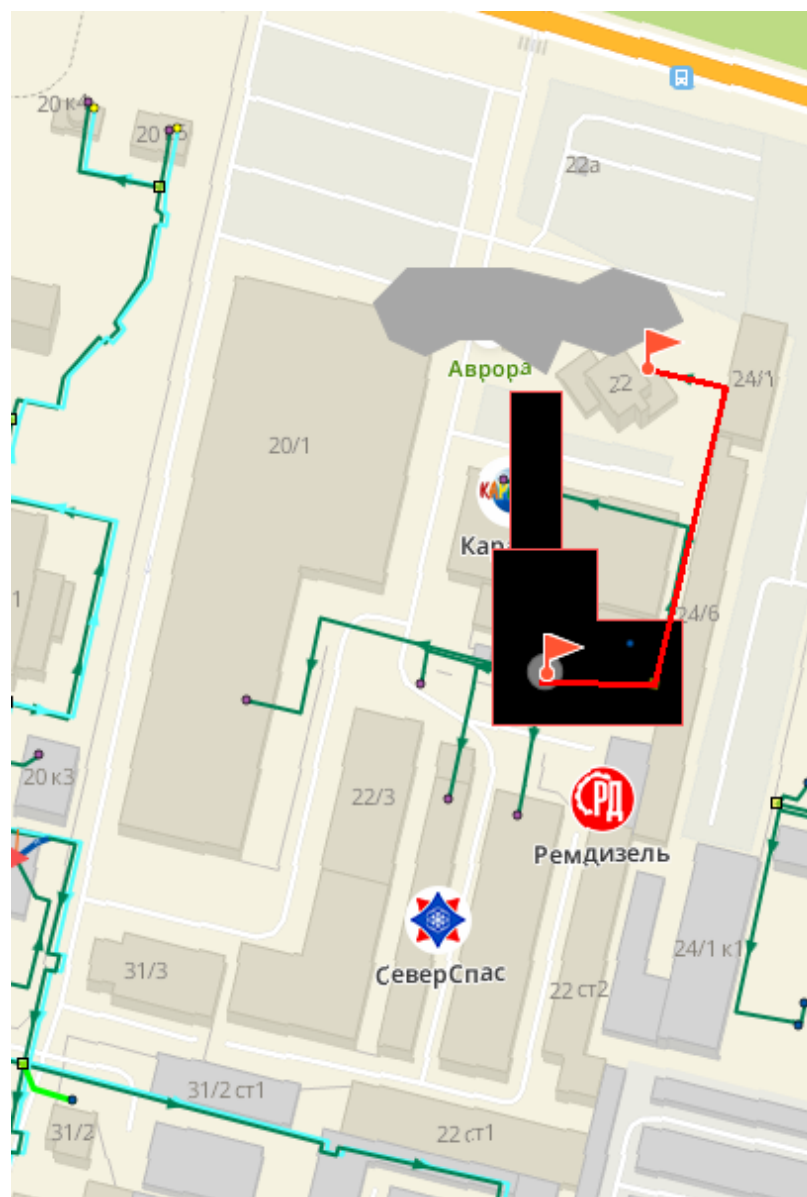


Рисунок 4.89 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5» (СОК) (рисунок П46.1 МУ)

Таблица 4.45 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны котельной «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5» (СОК) единой теплоснабжающей организации №1, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	Котельная "СОК" ООО СГЭС	Ввод/вывод, Нефтеюганское шоссе, 22/3	0,05	0,0010	1994	1	41	0,000667	4,6	0,0000007	0,0000007	0,9999970
2	Ввод/вывод, Нефтеюганское шоссе, 22/3	ТК	0,1	0,0340	1994	1	41	0,000667	6,7	0,0000227	0,0000234	0,9998452
3	ТК	АБК, ООО СибНедраПром	0,07	0,1260	1994	1	41	0,000667	5,4	0,0000840	0,0001074	0,9993934

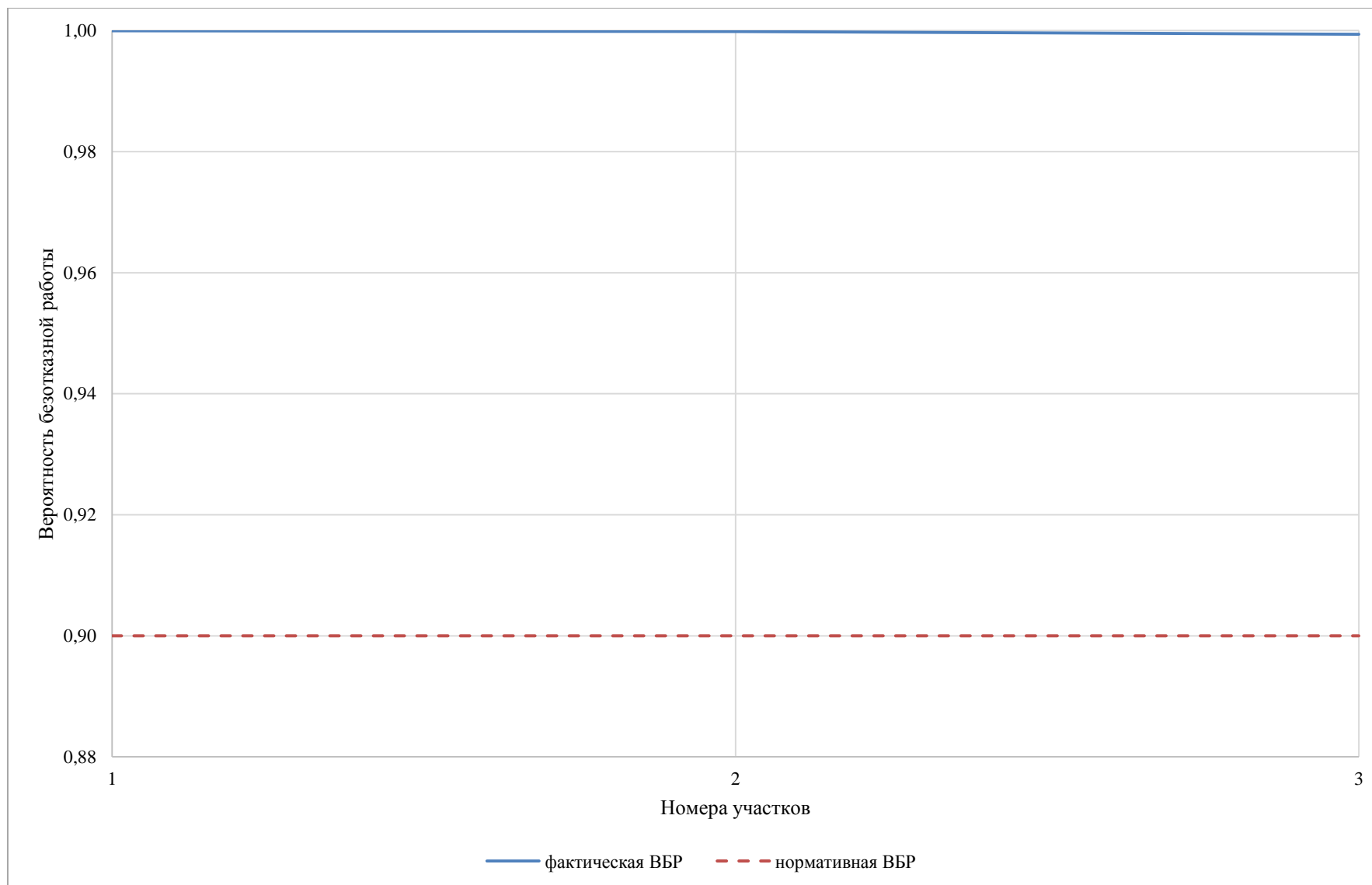


Рисунок 4.90 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной «Котельная для теплоснабжения. Нефтеюганское шоссе, 22 стр. 5» (СОК) (рисунок П46.2)

4.44. Котельная ООО «Газпром энерго»

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения, сформированные в соответствии с Приложением 46 МУ, по методике расчета, изложенной в Приложении 18 МУ, представлены на рисунках и в таблице ниже.

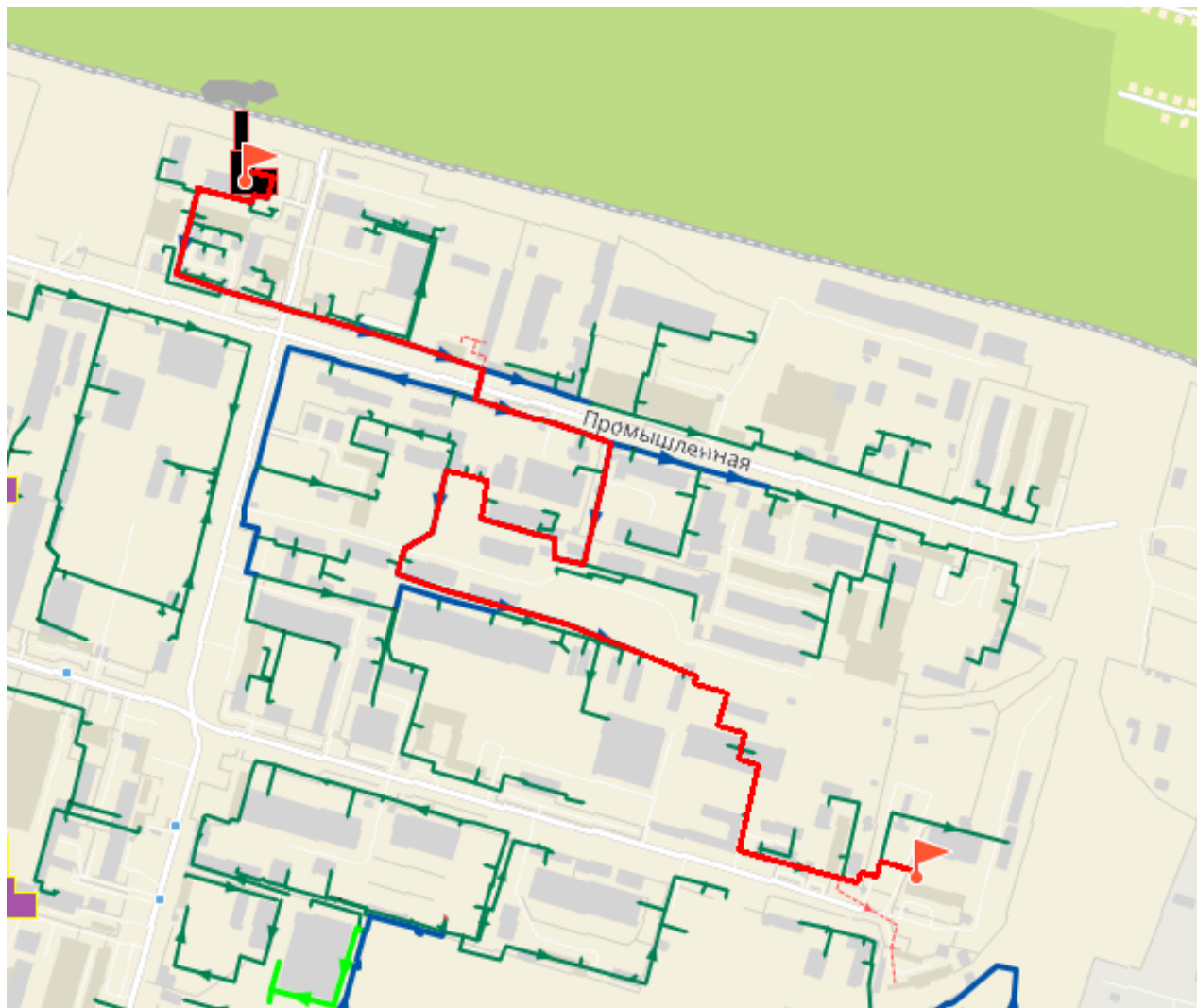


Рисунок 4.91 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной ООО «Газпром энерго» (рисунок П46.1 МУ)

Таблица 4.46 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны котельной ООО «Газпром энерго» единой теплоснабжающей организации №4, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	Котельная ООО "Газпром Энерго"	узел	0,515	0,1160	1994	1	41	0,000667	28,4	0,0000774	0,0000774	0,9978957
2	узел	узел	0,515	0,0680	1994	1	41	0,000667	28,4	0,0000454	0,0001228	0,9966621
3	узел	узел	0,515	0,0258	1994	1	41	0,000667	28,4	0,0000172	0,0001400	0,9961944
4	узел	узел	0,515	0,1220	1994	1	41	0,000667	28,4	0,0000814	0,0002214	0,9939812
5	узел	узел	0,515	0,0600	1994	1	41	0,000667	28,4	0,0000400	0,0002614	0,9928928
6	узел	узел	0,515	0,0600	1994	1	41	0,000667	28,4	0,0000400	0,0003014	0,9918044
7	узел	узел	0,515	0,0013	1994	1	41	0,000667	28,4	0,0000009	0,0003023	0,9917808
8	узел	узел	0,515	0,0857	1994	1	41	0,000667	28,4	0,0000571	0,0003594	0,9902270
9	узел	узел	0,515	0,1516	1994	1	41	0,000667	28,4	0,0001011	0,0004605	0,9874763
10	узел	ТК-1	0,515	0,0949	1994	1	41	0,000667	28,4	0,0000633	0,0005238	0,9857557
11	ТК-1	узел	0,515	0,0087	1994	1	41	0,000667	28,4	0,0000058	0,0005296	0,9855979
12	узел	узел	0,414	0,1319	1994	1	41	0,000667	23,7	0,0000880	0,0006176	0,9835973
13	узел	узел	0,309	0,0310	1994	1	41	0,000667	17,3	0,0000207	0,0006383	0,9832537
14	узел	узел	0,309	0,0395	1994	1	41	0,000667	17,3	0,0000263	0,0006646	0,9828164
15	узел	узел	0,309	0,1064	1994	1	41	0,000667	17,3	0,0000709	0,0007355	0,9816376
16	узел	узел	0,309	0,0768	1994	1	41	0,000667	17,3	0,0000512	0,0007867	0,9807862
17	узел	узел	0,309	0,0690	1994	1	41	0,000667	17,3	0,0000460	0,0008327	0,9800214
18	узел	узел	0,207	0,0228	1994	1	41	0,000667	12,0	0,0000152	0,0008479	0,9798460
19	узел	узел	0,207	0,0317	1994	1	41	0,000667	12,0	0,0000212	0,0008691	0,9796022
20	узел	узел	0,207	0,0143	1994	1	41	0,000667	12,0	0,0000096	0,0008787	0,9794921
21	узел	узел	0,207	0,0281	1994	1	41	0,000667	12,0	0,0000188	0,0008975	0,9792759
22	узел	узел	0,259	0,0558	1994	1	41	0,000667	14,9	0,0000372	0,0009347	0,9787456
23	узел	узел	0,1	0,0065	1994	1	41	0,000667	6,7	0,0000043	0,0009390	0,9787177
24	узел	узел	0,259	0,4186	1994	1	41	0,000667	14,5	0,0002792	0,0012182	0,9748430
25	узел	узел	0,1	0,0551	1994	1	41	0,000667	6,7	0,0000368	0,0012550	0,9746067
26	узел	узел	0,1	0,0556	1994	1	41	0,000667	6,7	0,0000371	0,0012921	0,9743682
27	узел	узел	0,207	0,0983	1994	1	41	0,000667	11,9	0,0000656	0,0013577	0,9736213
28	узел	узел	0,207	0,1643	1994	1	41	0,000667	11,9	0,0001096	0,0014673	0,9723737
29	узел	узел	0,1	0,0652	1994	1	41	0,000667	6,7	0,0000435	0,0015108	0,9720936
30	узел	узел	0,207	0,1000	1994	1	41	0,000667	12,0	0,0000667	0,0015775	0,9713254
31	узел	узел	0,1	0,0689	1994	1	41	0,000667	6,7	0,0000460	0,0016235	0,9710299
32	узел	Сургутское ЛПУ МГ (Индустриальная, 51)	0,1	0,0010	1994	1	41	0,000667	6,7	0,0000356	0,0016591	0,9708008

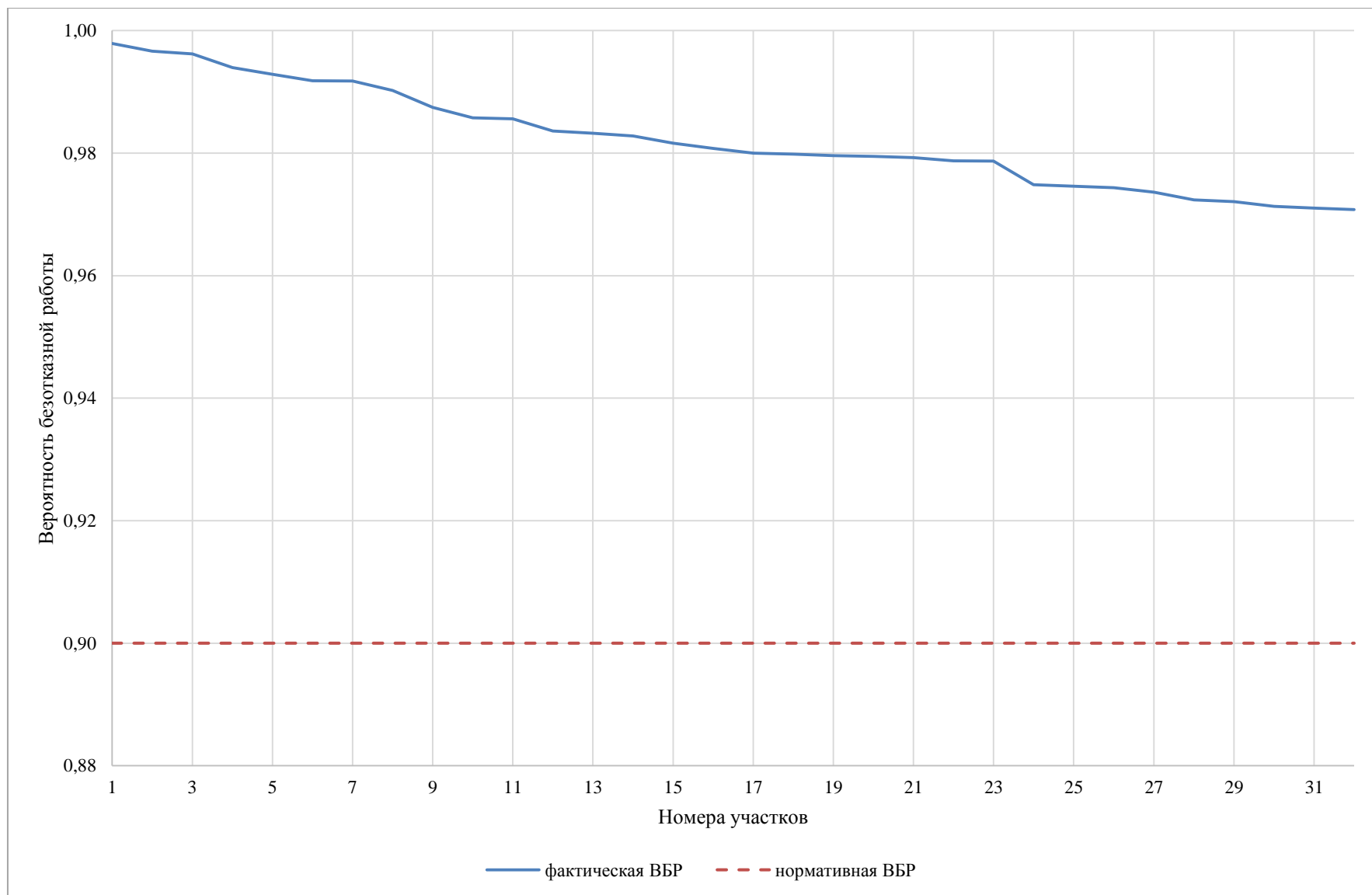


Рисунок 4.92 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной ООО «Газпром энерго» (рисунок П46.2 МУ)

4.45. Котельная АО «Аэропорт Сургут»

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения, сформированные в соответствии с Приложением 46 МУ, по методике расчета, изложенной в Приложении 18 МУ, представлены на рисунках и в таблице ниже.

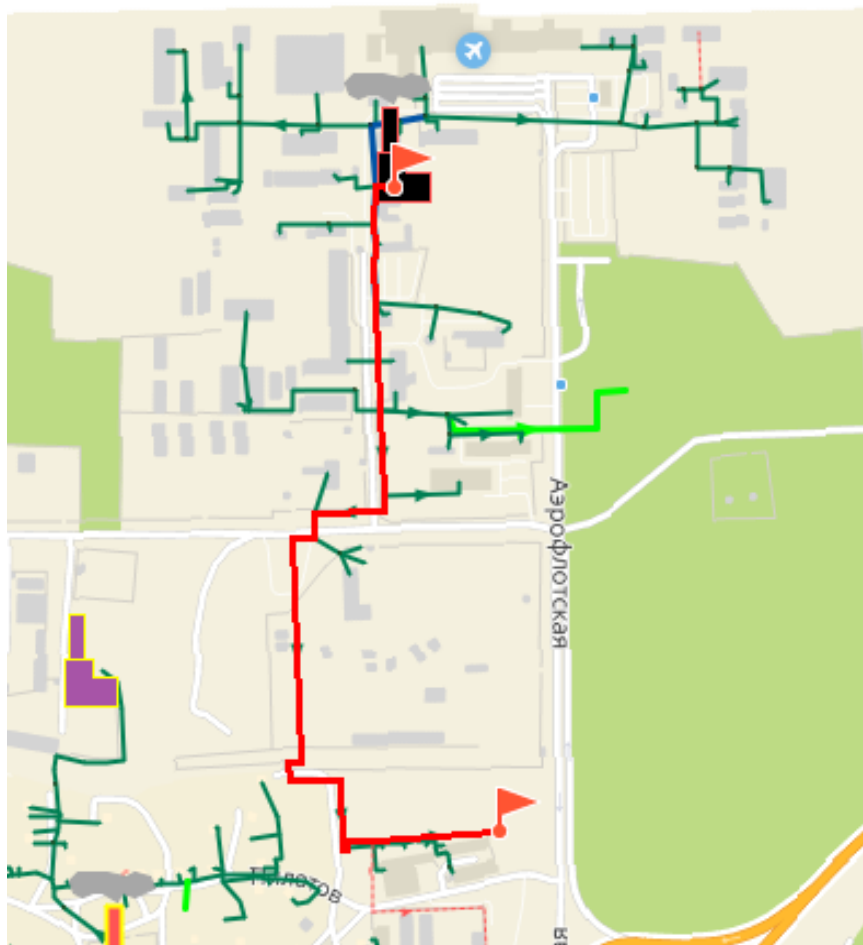


Рисунок 4.93 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной АО «Аэропорт Сургут» (рисунок П46.1 МУ)

Таблица 4.47 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны котельной АО «Аэропорт Сургут» единой теплоснабжающей организации №5, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	Котельная №1 ОАО «Аэропорт Сургут"	ТК1	0,426	0,0334	1994	2	41	0,000667	24,7	0,0000223	0,0000223	0,9994609
2	ТК1	ТК2	0,259	0,0410	1994	2	41	0,000667	14,8	0,0000273	0,0000496	0,9990642
3	ТК2	узел	0,259	0,0200	1994	2	41	0,000667	14,8	0,0000133	0,0000629	0,9988707
4	узел	узел	0,259	0,0070	1994	1	41	0,000667	14,8	0,0000047	0,0000676	0,9988030
5	узел	ТК3	0,259	0,0140	1994	2	41	0,000667	14,8	0,0000093	0,0000769	0,9986675
6	ТК3	ТК4	0,259	0,0407	1994	2	41	0,000667	14,8	0,0000271	0,0001040	0,9982742
7	ТК4	ТК5	0,219	0,0600	1994	2	41	0,000667	12,4	0,0000400	0,0001440	0,9977862
8	ТК5	ТК7	0,219	0,0510	1994	2	41	0,000667	12,4	0,0000340	0,0001780	0,9973714
9	ТК7	ТК9б	0,219	0,0960	1994	2	41	0,000667	12,4	0,0000640	0,0002420	0,9965907
10	ТК9б	ТК9	0,219	0,0910	1994	2	41	0,000667	12,4	0,0000607	0,0003027	0,9958506
11	ТК9	ТК22	0,219	0,0423	1994	2	41	0,000667	12,4	0,0000282	0,0003309	0,9955066
12	ТК22	ТК24	0,133	0,2440	1994	2	41	0,000667	8,2	0,0001628	0,0004937	0,9942065
13	ТК24	ТК25	0,133	0,0930	1994	2	41	0,000667	8,2	0,0000620	0,0005557	0,9937110
14	ТК25	ТК27	0,159	0,1130	1994	1	41	0,000667	9,5	0,0000754	0,0006311	0,9930064
15	ТК27	узел	0,05	0,0420	1994	2	41	0,000667	4,6	0,0000280	0,0006591	0,9928816
16	узел	кафе "Полнос"	0,05	0,1289	1994	2	41	0,000667	4,6	0,0000860	0,0007451	0,9924981

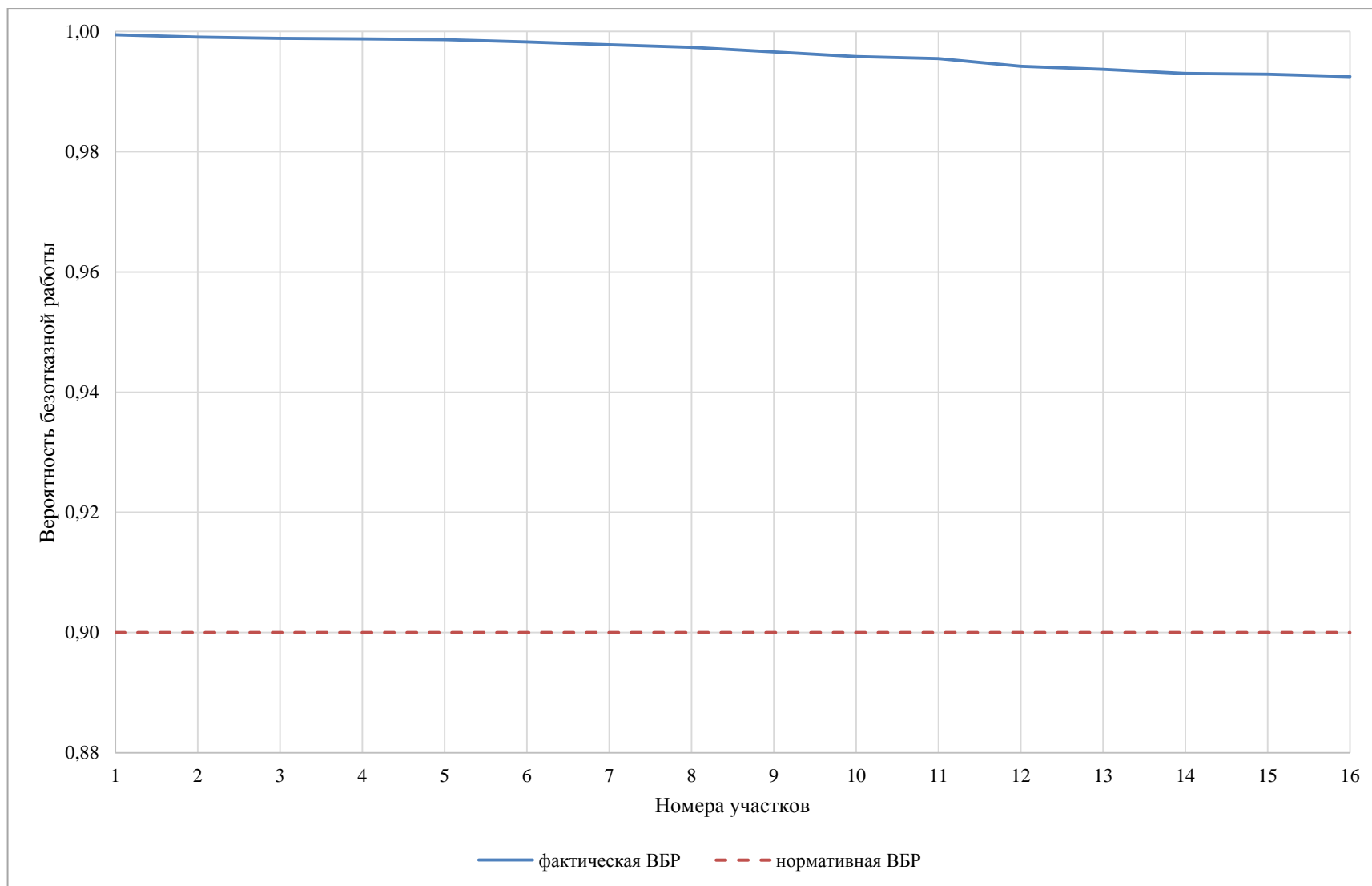


Рисунок 4.94 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной АО «Аэропорт Сургут» (рисунок П46.2 МУ)

4.46. Котельная СГМУП «Сургутский Хлебозавод»

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения, сформированные в соответствии с Приложением 46 МУ, по методике расчета, изложенной в Приложении 18 МУ, представлены на рисунках и в таблице ниже.

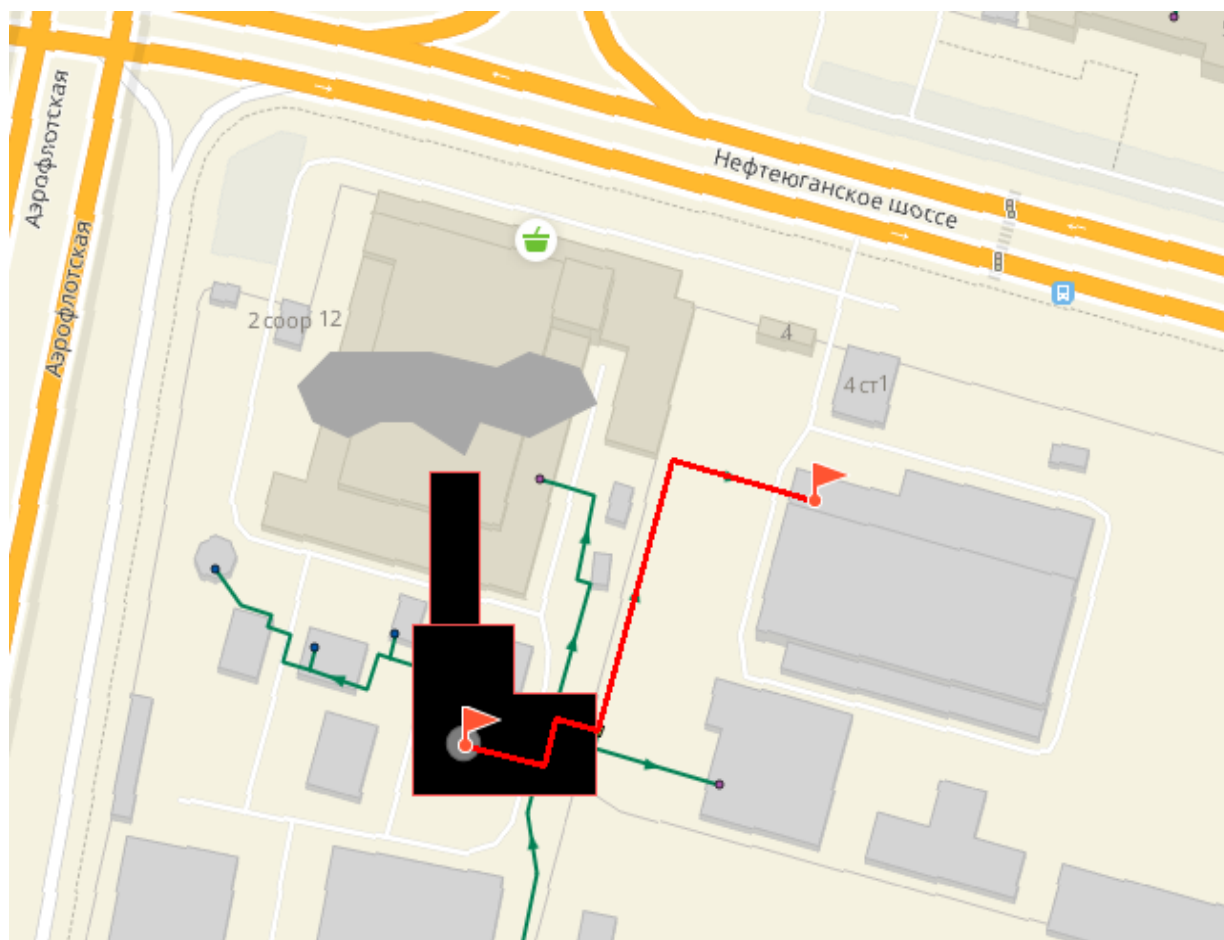


Рисунок 4.95 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной СГМУП «Сургутский Хлебозавод» (рисунок П46.1 МУ)

Таблица 4.48 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны котельной СГМУП «Сургутский Хлебозавод» единой теплоснабжающей организации №6, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	Котельная СГМУП Хлебозавод	ТК	0,15	0,0010	1994	1	41	0,000667	9,1	0,0000007	0,0000007	0,9999939
2	ТК	УУТ	0,15	0,0511	1994	1	41	0,000667	9,1	0,0000341	0,0000348	0,9996833
3	УУТ	узел	0,1	0,1255	1994	1	41	0,000667	6,7	0,0000837	0,0001185	0,9991246
4	узел	АБК	0,1	0,0077	1994	1	41	0,000667	6,7	0,0000051	0,0001236	0,9990905

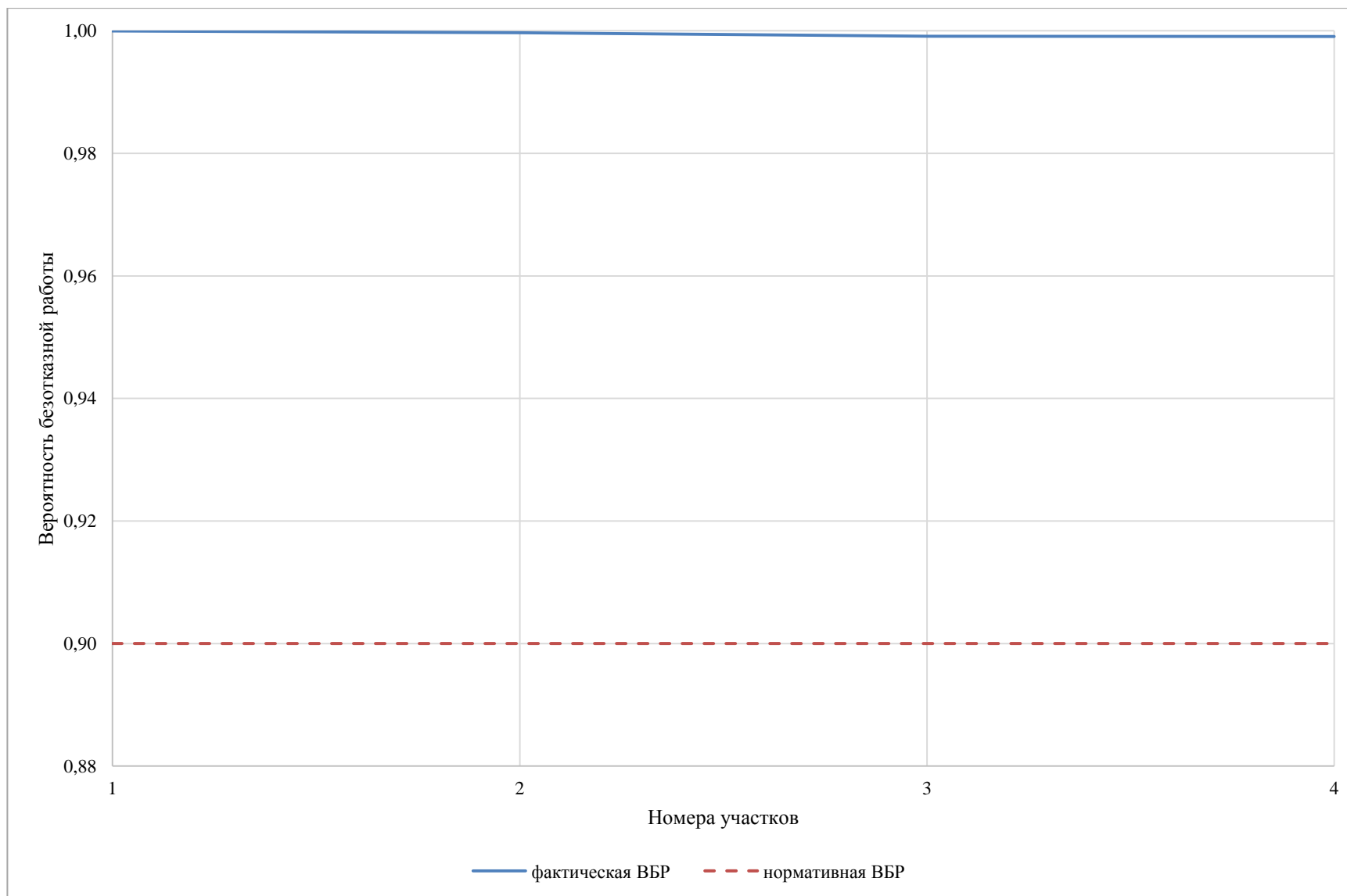


Рисунок 4.96 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной СГМУП «Сургутский Хлебозавод» (рисунок П46.2 МУ)

4.47. Котельная ООО УК «СЗТК»

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения, сформированные в соответствии с Приложением 46 МУ, по методике расчета, изложенной в Приложении 18 МУ, представлены на рисунках и в таблице ниже.

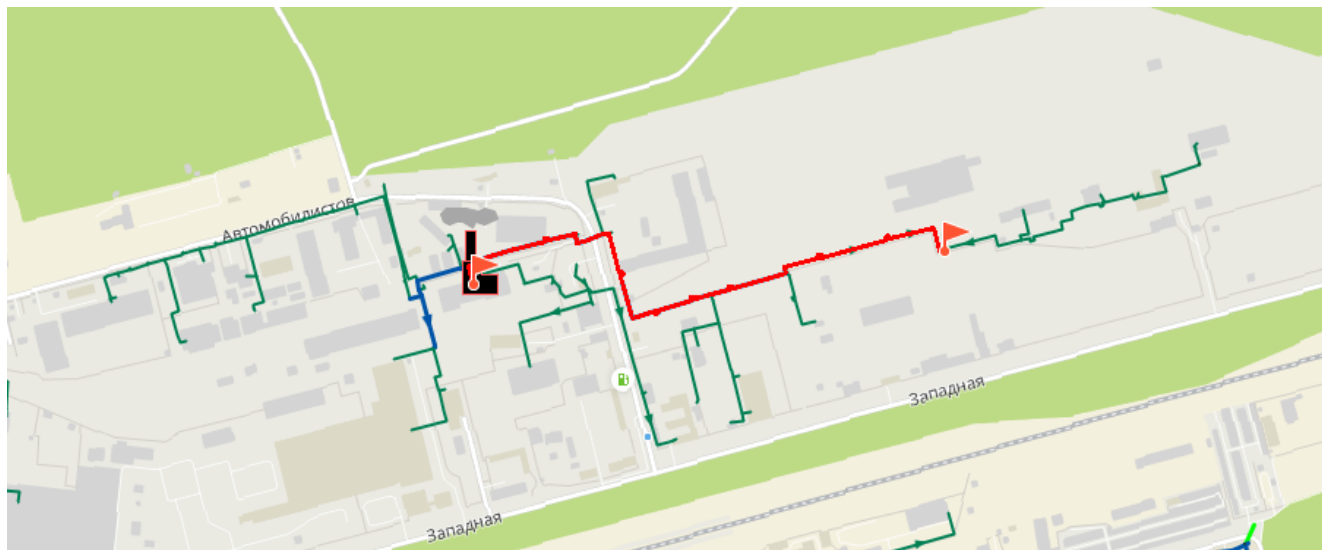


Рисунок 4.97 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной ООО УК «СЗТК» (рисунок П46.1 МУ)

Таблица 4.49 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны котельной ООО УК «СЗТК» единой теплоснабжающей организации №7, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	Котельная (СЗТК)	узел	0,309	0,0115	1994	1	41	0,000667	17,2	0,0000076	0,0000076	0,9998717
2	узел	узел	0,309	0,0177	1994	1	41	0,000667	17,2	0,0000118	0,0000194	0,9996739
3	узел	ТК	0,309	0,0216	1994	1	41	0,000667	17,2	0,0000144	0,0000338	0,9994324
4	ТК	узел	0,309	0,1659	1994	1	41	0,000667	17,2	0,0001107	0,0001445	0,9975754
5	узел	узел	0,309	0,0539	1994	1	41	0,000667	17,2	0,0000359	0,0001804	0,9969722
6	узел	Ввод/Вывод, Автомобилистов, 6	0,105	0,0046	1994	1	41	0,000667	6,9	0,0000030	0,0001834	0,9969515
7	Ввод/Вывод, Автомобилистов, 6	Ввод/Вывод, Автомобилистов, 6	0,105	0,0331	1994	1	41	0,000667	6,9	0,0000221	0,0002055	0,9968014
8	Ввод/Вывод, Автомобилистов, 6	узел	0,105	0,0506	1994	1	41	0,000667	6,9	0,0000338	0,0002393	0,9965720
9	узел	узел	0,105	0,0066	1994	1	41	0,000667	6,9	0,0000044	0,0002437	0,9965420
10	узел	узел	0,309	0,1994	1994	1	41	0,000667	17,3	0,0001330	0,0003767	0,9942867
11	узел	узел	0,309	0,1271	1994	1	41	0,000667	17,3	0,0000848	0,0004615	0,9928490
12	узел	Ввод/Вывод, Западная, 16	0,105	0,0085	1994	1	41	0,000667	7,0	0,0000056	0,0004671	0,9928105
13	Ввод/Вывод, Западная, 16	узел	0,15	0,3016	1994	1	41	0,000667	9,0	0,0002012	0,0006683	0,9910431
14	узел	ПМС-254	0,15	0,0032	1994	2	41	0,000667	9,0	0,0000022	0,0006705	0,9910241

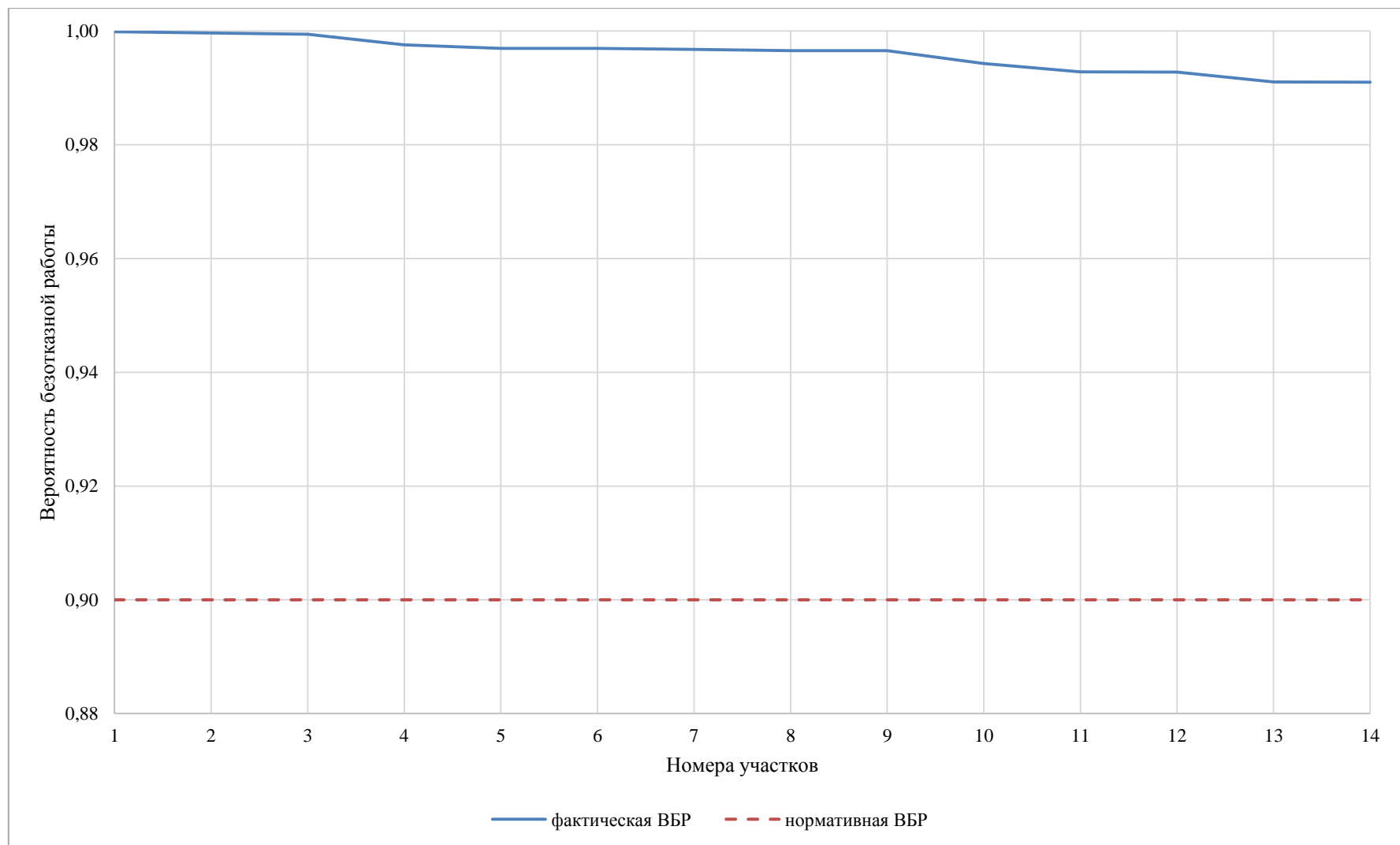


Рисунок 4.98 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной ООО УК «СЗТК» (рисунок П46.2)

4.48. Котельная ООО «ТВС-сервис»

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения, сформированные в соответствии с Приложением 46 МУ, по методике расчета, изложенной в Приложении 18 МУ, представлены на рисунках и в таблице ниже.

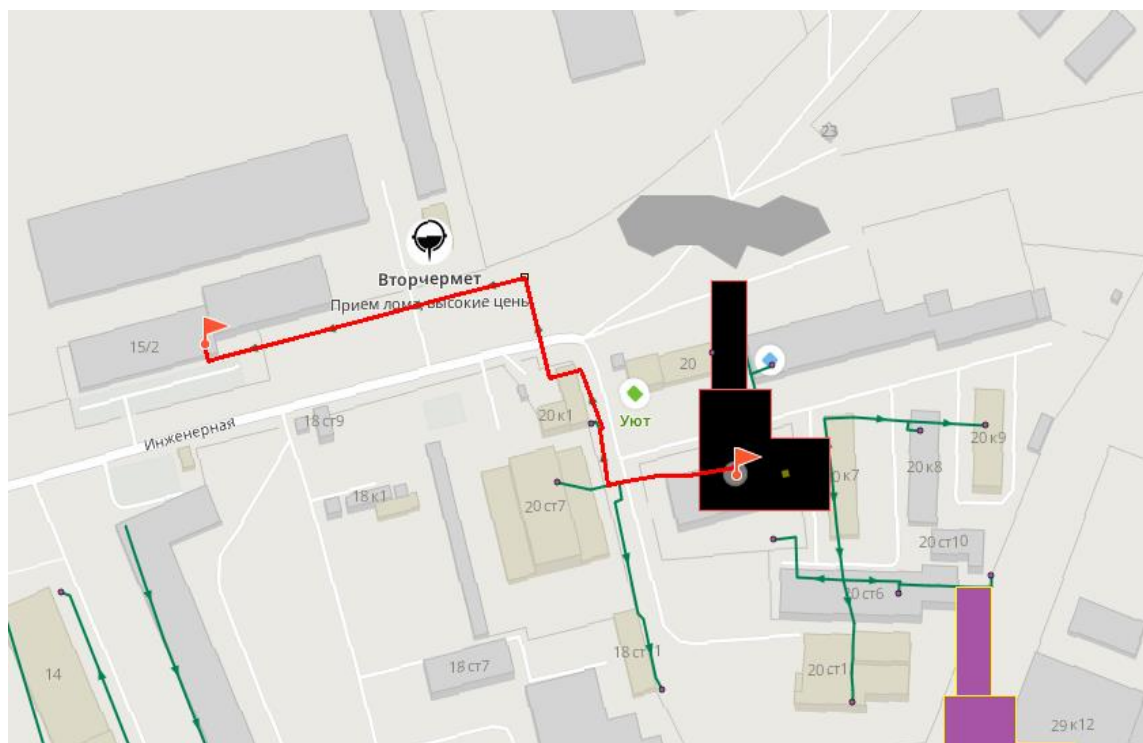


Рисунок 4.99 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной ООО «ТВС-сервис» (рисунок П46.1 МУ)

Таблица 4.50 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны котельной ООО «ТВС-сервис» единой теплоснабжающей организации №8, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	Котельная ТВС-сервис	Ввод/Вывод, Котельная ТВС-сервис	0,15	0,0010	1993	1	42	0,0009516	8,5	0,0000010	0,0000010	0,9999920
2	Ввод/Вывод, Котельная ТВС-сервис	Ввод/Вывод, Котельная ТВС-сервис	0,15	0,0205	1993	1	42	0,0009516	8,5	0,0000195	0,0000205	0,9998276
3	Ввод/Вывод, Котельная ТВС-сервис	узел	0,15	0,0298	1993	1	42	0,0009516	8,5	0,0000284	0,0000489	0,9995885
4	узел	узел	0,15	0,0041	1993	1	42	0,0009516	8,5	0,0000039	0,0000528	0,9995555
5	узел	Ввод/Вывод, Инженерная, 20/7	0,15	0,0234	1993	1	42	0,0009516	8,5	0,0000222	0,0000750	0,9993680
6	Ввод/Вывод, Инженерная, 20/7	узел	0,15	0,0827	1993	1	42	0,0009516	8,5	0,0000787	0,0001537	0,9987043
7	узел	ООО Запсибгазранс	0,15	0,1438	1993	1	42	0,0009516	8,5	0,0001368	0,0002905	0,9975506

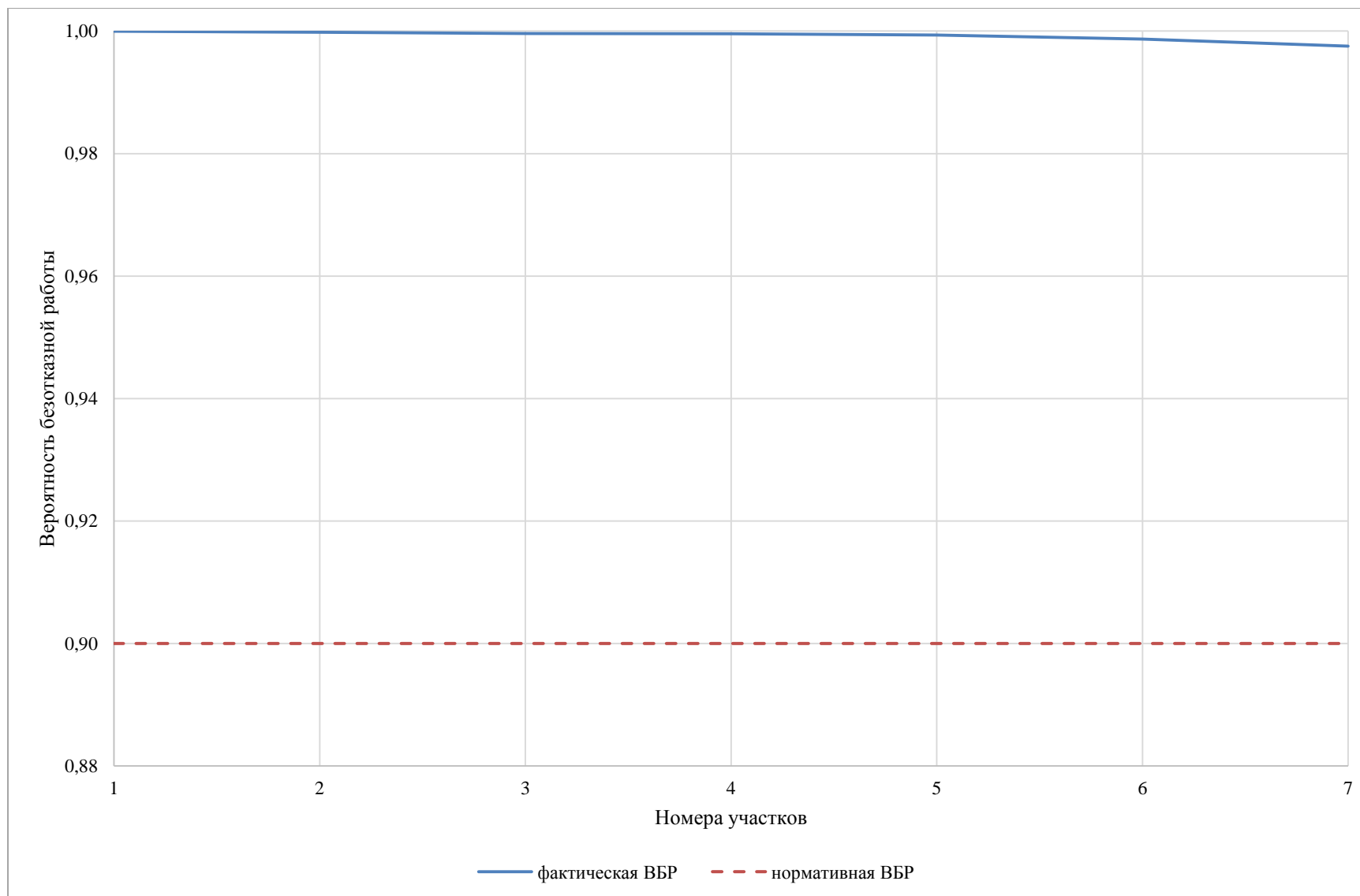


Рисунок 4.100 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной ООО «ТВС-сервис» (рисунок П46.2 МУ)

4.49. Котельная АО «Горремстрой»

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения, сформированные в соответствии с Приложением 46 МУ, по методике расчета, изложенной в Приложении 18 МУ, представлены на рисунках и в таблице ниже.

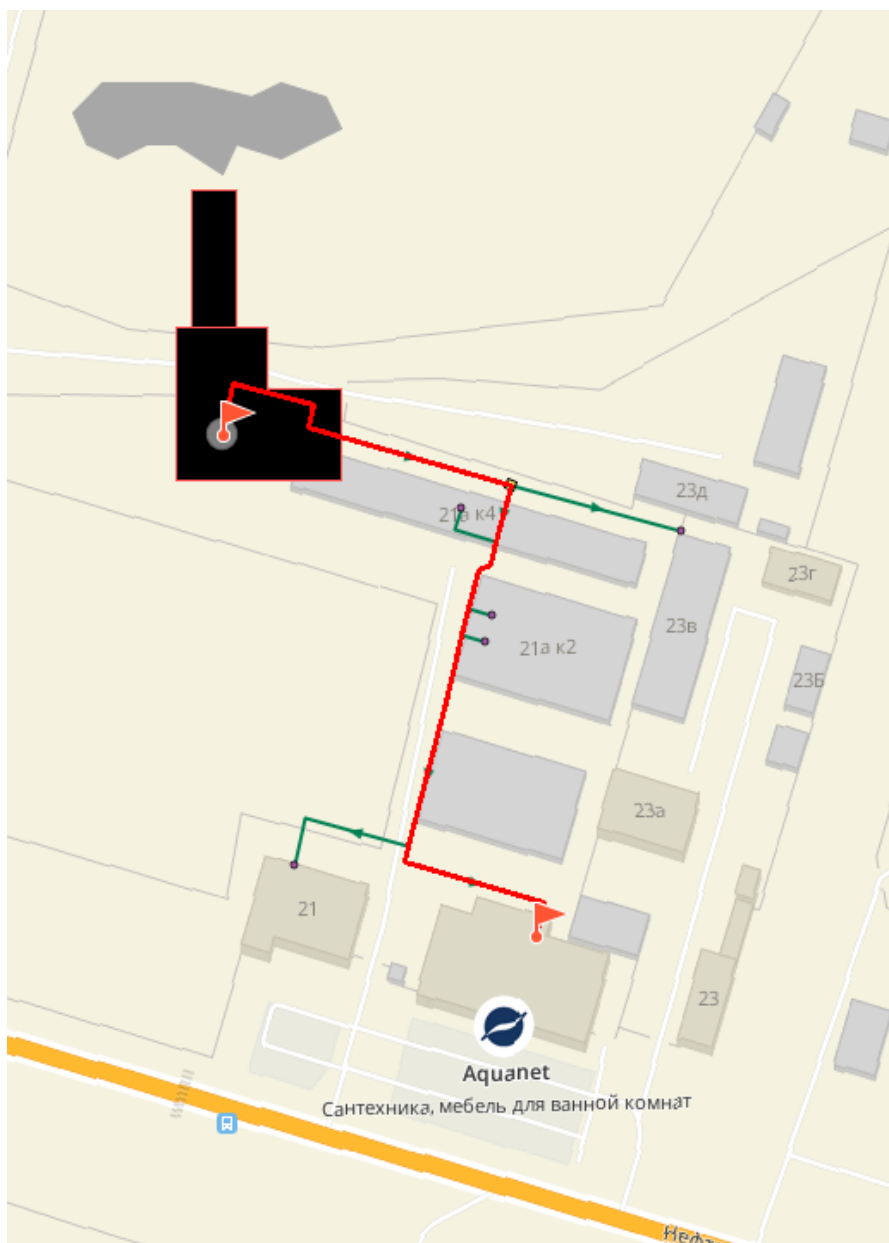


Рисунок 4.101 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной АО «Горремстрой» (рисунок П46.1 МУ)

Таблица 4.51 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны котельной АО «Горремстрой» единой теплоснабжающей организации №9, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	Котельная АО "Горремстрой"	узел	0,207	0,1224	1994	1	41	0,000667	12,0	0,0000817	0,0000817	0,9990265
2	узел	узел	0,207	0,0188	1994	1	41	0,000667	12,0	0,0000125	0,0000942	0,9988772
3	узел	узел	0,207	0,0253	1994	1	41	0,000667	12,0	0,0000169	0,0001111	0,9986761
4	узел	узел	0,207	0,0085	1994	1	41	0,000667	12,0	0,0000057	0,0001168	0,9986084
5	узел	узел	0,207	0,0055	1994	1	41	0,000667	12,0	0,0000037	0,0001205	0,9985647
6	узел	узел	0,15	0,0166	1994	1	41	0,000667	9,1	0,0000111	0,0001316	0,9984639
7	узел	узел	0,15	0,0487	1994	1	41	0,000667	9,1	0,0000325	0,0001641	0,9981686
8	узел	АБК, маг. "Керама" ООО "Керама-Н"	0,1	0,0654	1994	1	41	0,000667	6,7	0,0000436	0,0002077	0,9978768

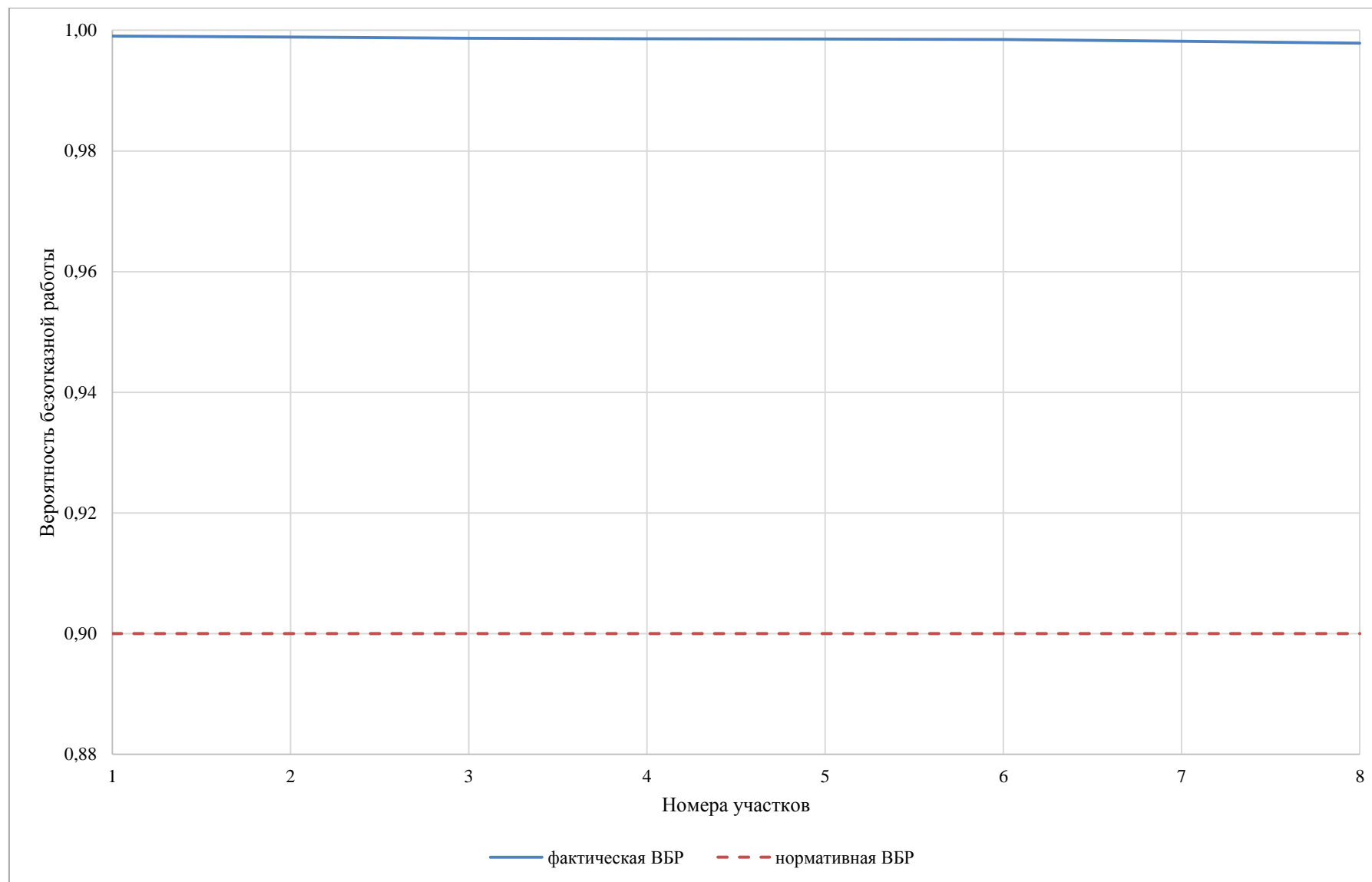


Рисунок 4.102 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной АО «Горремстрой» (рисунок П46.2 МУ)

4.50. Котельная ООО «Технические системы»

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения, сформированные в соответствии с Приложением 46 МУ, по методике расчета, изложенной в Приложении 18 МУ, представлены на рисунках и в таблице ниже.

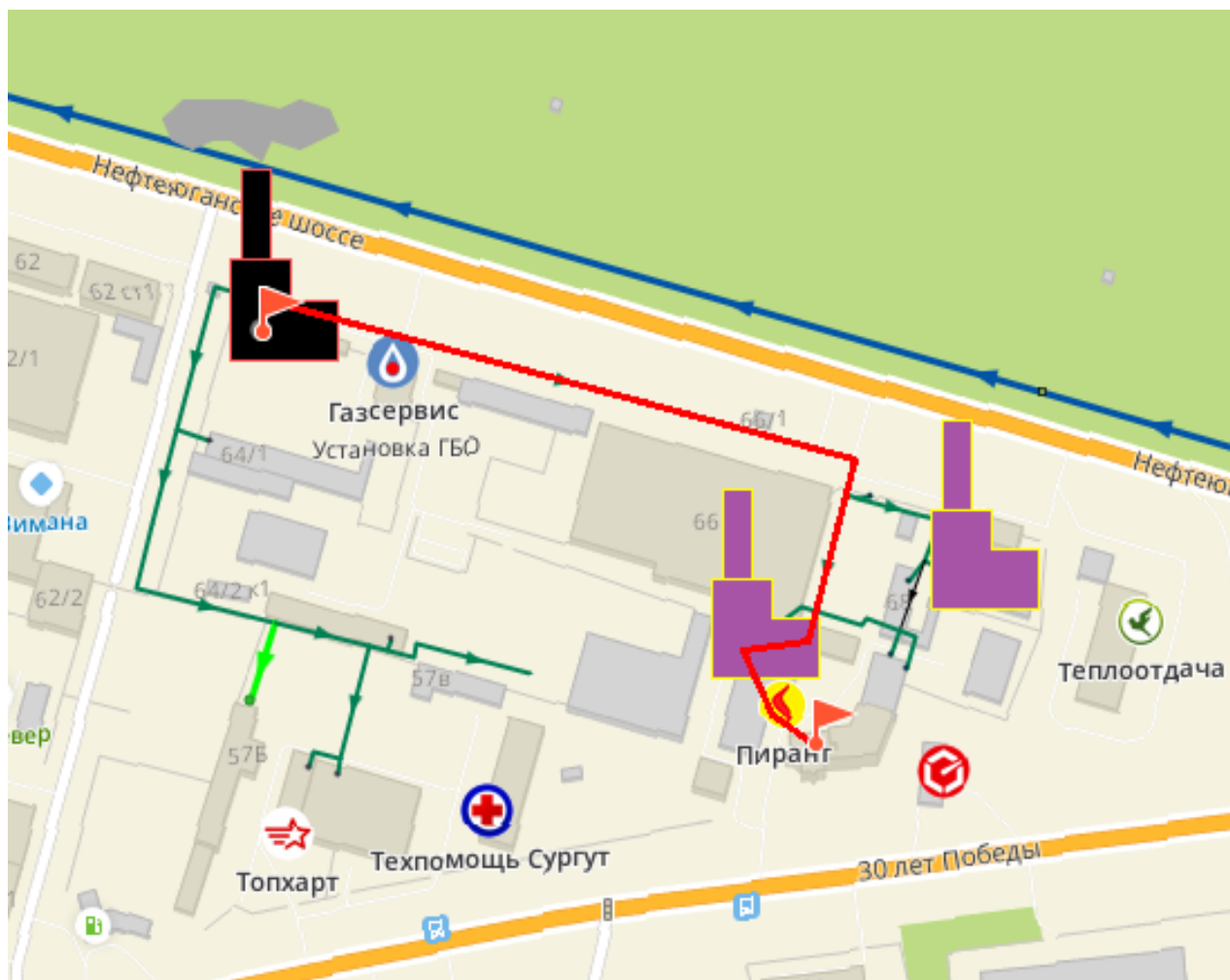


Рисунок 4.103 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной ООО «Технические системы» (рисунок П46.1 МУ)

Таблица 4.52 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны котельной ООО «Технические системы» единой теплоснабжающей организации №10, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2035 года (таблица П46.1 МУ)

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	Котельная ООО "Технические системы"	узел	0,207	0,0162	1993	1	42	0,0009516	11,8	0,0000154	0,0000154	0,9998191
2	узел	узел	0,207	0,3263	1993	1	42	0,0000138	11,2	0,0000045	0,0000199	0,9997690
3	узел	узел	0,105	0,0871	1993	1	42	0,000667	6,9	0,0000030	0,0000229	0,9997483
4	узел	ООО "СОФТЕК"	0,105	0,0568	1993	1	42	0,000667	6,9	0,0000221	0,0000450	0,9997326

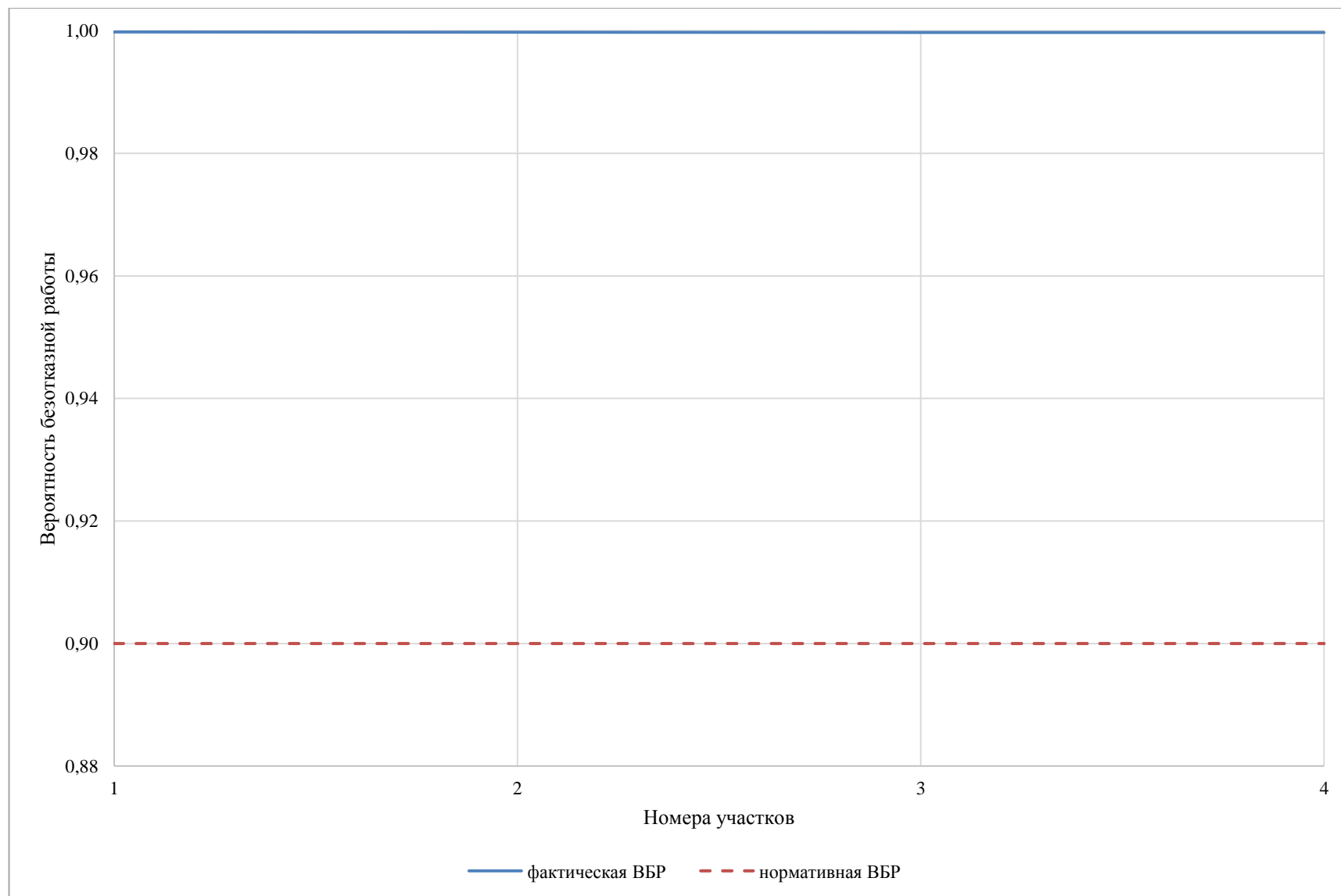


Рисунок 4.104 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной ООО «Технические системы» (рисунок П46.2 МУ)

5. ОБОСНОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ОЦЕНКИ КОЭФФИЦИЕНТОВ ГОТОВНОСТИ ТЕПЛОПРОВОДОВ К НЕСЕНИЮ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ

Согласно СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» коэффициент готовности K_g (качества) системы. Вероятность работоспособного состояния системы в произвольный момент времени поддерживать в отапливаемых помещениях расчетную внутреннюю температуру, кроме периодов снижения температуры, допускаемых нормативами.

Готовность системы к исправной работе следует определять по числу часов ожидания готовности: источника теплоты, тепловых сетей, потребителей теплоты, а также - числу часов нерасчетных температур наружного воздуха в данной местности.

Минимально допустимый показатель готовности СЦТ к исправной работе принимается 0,97.

Показатели коэффициента готовности источников тепловой энергии г. Сургута на 2035 г., выше минимально допустимого значения 0,97.

6. ОБОСНОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ОЦЕНКИ НЕДООТПУСКА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ПО ПРИЧИНЕ ОТКАЗОВ (АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ) И ПРОСТОЕВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Приведенный объем годового недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии по состоянию на 2022 год составляет 4,48% от годового отпуска тепловой энергии на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения совокупного потребителя (при этом нарушениями в подаче тепловой энергии, считается необеспечение необходимых параметров качества теплоносителей, поддерживаемых на границе раздела тепловых сетей в соответствии с договорными условиями).

Ожидаемая динамика изменения показателя при условии реализации мероприятий, учтенных в Книгах 8 и 9, приведена в таблице ниже.

Таблица 6.1 – Ожидаемая динамика изменения показателя при условии реализации мероприятий учтенных инвестиционной программой регулируемых организаций

2022 - 2026	2029	2035
От 4,48%, до 2,59%	От 2,59% до 1,04%	От 1,04% до 0,45%

Показатель является замещающим фактором по отношению к коэффициенту аварийности, который учитывает суммарное количество повреждений в сети вне зависимости от времени отключения потребительских систем (без учета сокращения фактического времени отключения системы теплоснабжения за счет использования резервных и временных линий подачи тепла и т.д.).

7. ПРЕДЛОЖЕНИЯ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИЕ НАДЕЖНОСТЬ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

7.1. Применение на источниках тепловой энергии рациональных тепловых схем с дублированными связями и новых технологий, обеспечивающих нормативную готовность энергетического оборудования

Технологические нарушения, произошедшие на электростанциях за рассматриваемый период, не приводили к ограничению отпуска тепловой энергии и снижению качества теплоносителя. После выяснения причин в сжатые сроки принимались меры для устранения нарушений и дальнейшее восстановление заданного режима.

За последние 5 лет по данным ТСО отказов и аварий на источниках тепловой энергии не происходило.

На расчетный период, применение на ТЭЦ рациональных тепловых схем с дублированными связями не требуется. Мероприятия по развитию ТЭЦ, позволяющие поддерживать нормативную надежность теплоснабжения, представлены в Книге 8.

7.2. Установка резервного оборудования

Как показано в разделе «Обоснование перспективных балансов производства и потребления тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения города» Книги 8, на всех энергоисточниках выдерживаются положительные значения аварийного резерва тепловой мощности «нетто», с учетом мероприятий по развитию ТЭЦ и котельных. Установка резервного оборудования на энергоисточниках, для покрытия тепловой нагрузки в аварийных режимах, не требуется.

7.3. Организация совместной работы нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть

Организация совместной работы нескольких источников теплоты на единую тепловую сеть позволяет, в случае аварии на одном из источников, частично обеспечивать единые тепловые нагрузки за счет других источников теплоты. Прокладка резервных трубопроводных связей обеспечивает непрерывное теплоснабжение потребителей со значительным снижением недоотпуска теплоты во время аварий. Количество и диаметры перемычек определяются, исходя из нормальных и аварийных режимов работы сети, с учетом снижения расхода теплоносителя. Места размещения резервных трубопроводных соединений между смежными теплопроводами и их количество определяется расчетным путем с использованием в качестве критерия такого показателя надежности как вероятность безотказной работы. При обеспечении безотказности тепловых сетей определяются:

предельно допустимые длины нерезервированных участков теплопроводов (тупиковых, радиальных, транзитных) до каждого потребителя или теплового пункта;

места размещения резервных трубопроводных связей между радиальными теплопроводами;

достаточность диаметров, выбираемых при проектировании новых или реконструируемых существующих теплопроводов, для обеспечения резервной подачи теплоты потребителям при отказах.

Наличие автоматизированных тепловых пунктов, подключенных к тепловой сети по независимой схеме или с помощью смесительных насосов, позволяет почти в течение всего отопительного сезона компенсировать снижение расхода в тепловой сети повышением температуры сетевой воды, обеспечивая необходимую подачу тепла. В системах теплоснабжения от источников теплоты устраиваются узлы распределения с двухсторонним присоединением к тепловой сети, обеспечивающим в случае аварии подачу тепла через перемычки между магистралями, а в идеальном случае - путем подключения к двум магистралям. Наличие в тепловой сети узлов распределения позволяет получить управляемую систему теплоснабжения, т.е. обеспечить возможность точного распределения циркулирующей воды в нормальном и аварийном режимах, а при совместной работе теплоисточников - возможность изменения режима работы сети в широких пределах. Подключение центральных тепловых пунктов к распределительным тепловым сетям может выполняться аналогичным образом, то есть с двухсторонним подключением ЦТП и устройством соответствующих перемычек.

В актуализированной схеме теплоснабжения г. Сургут не предусмотрена организация совместной работы нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть.

7.4. Резервирование тепловых сетей смежных районов

В соответствии со СП 41-02-2003 «Тепловые сети» в системах теплоснабжения используются следующие способы резервирования:

- на источниках теплоты применяются рациональные тепловые схем, обеспечивающие заданный уровень готовности энергетического оборудования;

- на источниках теплоты устанавливается необходимое резервное оборудование;

- организуется совместная работа нескольких источников теплоты в единой системе транспортирования теплоты;

- прокладываются резервные трубопроводные связи, как в тепловых сетях одного района теплоснабжения, так и смежных теплосетевых районов города;

- устанавливаются резервные насосы и насосные станции;

- устанавливаются баки-аккумуляторы.

Применение рациональных тепловых схем, обеспечивающих заданный уровень готовности энергетического оборудования источников теплоты, выполняется на этапе их проектирования. При этом топливо-, электро- и водоснабжение источников теплоты, обеспечивающих теплоснабжение потребителей первой категории, предусматривается по двум независимым вводам от разных источников, а также использование запасов резервного топлива. Источники теплоты, обеспечивающие теплоснабжение потребителей второй и третьей категории, обеспечиваются электро- и водоснабжением по двум независимым вводам от разных источников и запасами резервного топлива. Кроме того, для теплоснабжения потребителей первой категории устанавливаются местные резервные (аварийные) источники теплоты (стационарные или передвижные). При этом допускается резервирование, обеспечивающее в аварийных ситуациях 100%-ную подачу теплоты от других тепловых сетей. При резервировании теплоснабжения промышленных предприятий, как правило, используются местные резервные (аварийные) источники теплоты.

При реализации плана ликвидации мелких котельных, замене их крупными источниками теплоты мелкие котельные, находящиеся в технически исправном состоянии, как правило, оставляются в резерве.

Повышение надежности систем теплоснабжения может быть достигнуто путем использования передвижных котельных, которые при аварии на тепловой сети должны применяться в качестве резервных (аварийных) источников теплоты, обеспечивая подачу тепла как целым кварталам (через центральные тепловые пункты), так и отдельным зданиям, в первую очередь потребителям первой категории. Для целей аварийного теплоснабжения каждая теплоснабжающая организация должна иметь как минимум одну передвижную котельную. Подключение передвижной котельной к центральному тепловому пункту или тепловому пункту здания (потребителя первой категории) осуществляется через специальные вводы с фланцами,

выведенными за пределы здания и отключаемыми от основной системы теплоснабжения задвижками, установленными внутри здания.

Кроме этого, указанные объекты оборудуются вводами для подключения передвижных котельных к источнику электроэнергии мощностью 10-50 кВт (в зависимости от типа котельной).

При авариях в системе электроснабжения надежность теплоснабжения потребителей значительно повышается при использовании в качестве резервных и аварийных источников передвижных электрических станций. Электрическая мощность станций соответствует мощности электрооборудования, включенного для обеспечения рабочего режима котельной и тепловой сети.

Основным преимуществом передвижных котельных при ликвидации аварий является быстрота ввода установок в работу, что в зимний период является решающим фактором. Время присоединения передвижной котельной к системе отопления и топливно-энергетическим коммуникациям бригадой из 4 человек (два слесаря, электрик, сварщик) составляет примерно 4-8 ч.

Необходимую теплопроизводительность мобильной котельной, применяемой для поддержания в помещениях минимально допустимой температуры воздуха, можно определить из выражений:

где G_p - расчетный расход теплоносителя в системе отопления, м³/с; c - теплоемкость воды, ккал/(ч.°C); ρ - плотность воды, кг/м³; q_x - относительный расход тепла, необходимый для поддержания минимально допустимой температуры воздуха в помещениях; t_{1p} , t_{2p} - расчетные температуры воды в подающем и обратном трубопроводах системы отопления ($t_{1p}=95^{\circ}\text{C}$; $t_{2p}=70^{\circ}\text{C}$); Q_p - расчетный (максимальный) расход тепла в системе отопления, Гкал/ч.

Гидродинамические давления, создаваемое насосами мобильных котельных, не должны превышать допустимых значений давлений в системе отопления (не более 0,6 МПа по условиям сохранности отопительных приборов).

Мобильную котельную целесообразно подключать непосредственно к системе отопления здания (к патрубкам подающего и обратного трубопроводов после элеватора или подогревателя).

Для обеспечения требуемых температурных условий в зданиях при недостаточной подаче тепла от внешней сети либо при перерывах в подаче, вызванных аварийными ситуациями или плановой остановкой сети на профилактический ремонт, в тепловых пунктах могут устанавливаться пиковые теплоисточники. Используются следующие способы их подключения:

подключение в тепловых пунктах зданий пиковых газовых котлов, догревающих воду, подаваемую в систему отопления,

установка в тепловых пунктах зданий пиковых электрических емкостных (тепло-аккумулирующих) водоподогревателей, потребляющих электроэнергию в ночные часы (при сниженном тарифе на электроэнергию). Тепловая энергия, накапливаемая в аккумуляторе, выдается в систему отопления в нужное время, обеспечивая дополнительный нагрев

теплоносителя. Такое включение способствует выравниванию суточного режима электропотребления;

установка непосредственно в отапливаемых помещениях электрических теплоинерционных доводчиков, потребляющих электроэнергию в ночные часы (при сниженном тарифе на электроэнергию);

установка в тепловых пунктах тепловых насосов, повышающих температуру подаваемого теплоносителя за счет охлаждения теплоносителя, возвращаемого из абонентской установки. Однако, возникают сложности с размещением газовых котлов в существующих зданиях. Наиболее приемлемый вариант технического решения - крышные котельные, меняющие архитектурный облик здания. Массовое внедрение данной схемы ограничивается лимитом пропускной возможности газовых сетей.

Использование проточных водоподогревательных установок сдерживается отсутствием резервных мощностей электроэнергии. Применение емкостных электрообогревателей влечет за собой увеличение потребления электроэнергии на 5÷10% за счёт увеличения теплопотерь. Также резервы аккумулирования тепла ограничены размерами самого аккумулятора. Применение схем с тепловыми насосами (по сравнению с прямым электроподогревом) снижает потребление электроэнергии, но в этом случае наступает ограничение по теплосъему (температуре обратной воды тепловой сети) и по режимам работы тепловых насосов.

Нарушения в снабжении энергоносителями или нарушение работоспособности технологического оборудования приводят, как правило, только к частичным отказам источников теплоты, которые проявляются в виде снижения температуры или расхода теплоносителя. В случае снижения температуры теплоносителя гидравлические режимы тепловых сетей не изменяются (при условии отсутствия управляющих воздействий со стороны обслуживающего персонала и отсутствии внешних возмущающих воздействий на систему со стороны населения). При этом пропорционально недоотпуску тепла снижается температура в отапливаемых помещениях всех потребителей. Уменьшение же расхода теплоносителя приводит к разрегулировке тепловой сети.

Для предотвращения разрегулировки тепловой сети в аварийных ситуациях устанавливается лимитированная подача теплоносителя всем взаимно резервируемым потребителям. Лимиты подачи теплоносителя определяются по результатам сопоставления трех параметров: времени остывания представительного помещения здания до допустимой температуры, величины допустимого снижения температуры и длительности ремонта головного элемента тепловой сети - теплопровода, поскольку он имеет наибольшую длительность восстановления. При отказе элемента магистральной сети на всех ЦТП, гидравлически связанных с аварийным участком, автоматические регуляторы расхода, установленные на входных тепломагистралях, перестраивают подачу теплоносителя в сеть на лимитированную. Кроме того, для

предотвращения гидравлической разрегулировки распределительных тепловых сетей и систем отопления на ЦТП включаются подмешивающие насосы, которые при снижении температуры теплоносителя доводят его расход в этих сетях до расчетного значения. В этот период отключение нагрузки горячего водоснабжения в ЦТП может поддерживать температуру теплоносителя на расчетном или близком к нему уровне. Для потребителей первой категории предусматривается индивидуальная регулировка в их местных тепловых пунктах. Организация совместной работы нескольких источников теплоты на единую тепловую сеть позволяет в случае аварии на одном из источников частично обеспечивать единые тепловые нагрузки за счет других источников теплоты. Расчет тепловых и гидравлических аварийных режимов тепловой сети выполняется разработчиком Схемы теплоснабжения, а их реализация - теплоснабжающими организациями.

Прокладка резервных трубопроводных связей как в тепловых сетях одного района теплоснабжения, так и смежных теплосетевых районов города обеспечивает непрерывное теплоснабжение потребителей со значительным снижением недоотпуска теплоты во время аварий. Количество и диаметры перемычек определяются, исходя из нормальных и аварийных режимов работы сети, с учетом снижения расхода теплоносителя в соответствии с данными, представленными в табл. ниже. Места размещения резервных трубопроводных соединений между смежными теплопроводами и их количество определяется расчетным путем с использованием в качестве критерия такого показателя надежности как вероятность безотказной работы.

Таблица 7.1 - Допустимое снижение подачи теплоты, %

Показатель	Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления*, °С				
	-10	-20	-30	-40	-50
Допустимое снижение подачи теплоты, %, до	78	84	87	89	91

Примечание: *таблица соответствует температуре наружного воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92.

При обеспечении безотказности тепловых сетей определяются:

предельно допустимые длины нерезервированных участков теплопроводов (тупиковых, радиальных, транзитных) до каждого потребителя или теплового пункта;

места размещения резервных трубопроводных связей между радиальными теплопроводами;

достаточность диаметров, выбираемых при проектировании новых или реконструируемых существующих теплопроводов, для обеспечения резервной подачи теплоты потребителям при отказах.

Наличие автоматизированных тепловых пунктов, подключенных к тепловой сети по независимой схеме или с помощью смесительных насосов, позволяет почти в течение всего отопительного сезона компенсировать снижение расхода в тепловой сети повышением температуры сетевой воды, обеспечивая необходимую подачу тепла.

В системах теплоснабжения от крупных источников теплоты (мощностью 300 Гкал/ч и более) устраиваются узлы распределения с двухсторонним присоединением к тепловой сети, обеспечивающим в случае аварии подачу тепла через перемычки между магистралями, а в идеальном случае - путем подключения к двум магистралям. Наличие в тепловой сети узлов распределения позволяет получить управляемую систему теплоснабжения, т.е. обеспечить возможность точного распределения циркулирующей воды в нормальном и аварийном режимах, а при совместной работе теплоисточников – возможность изменения режима работы сети в широких пределах. Подключение центральных тепловых пунктов к распределительным тепловым сетям может выполняться аналогичным образом, то есть с двухсторонним подключением ЦТП и устройством соответствующих перемычек.

Структурное резервирование разветвленных тупиковых тепловых сетей осуществляется делением последовательно соединенных участков теплопроводов секционирующими задвижками. К полному отказу тупиковой тепловой сети приводят лишь отказы головного участка и головной задвижки теплосети. Отказы других элементов основного ствола и головных элементов основных ответвлений теплосети приводят к существенным нарушениям ее работы, но при этом остальная часть потребителей получает тепло в необходимых количествах. Отказы на участках небольших ответвлений приводят только к незначительным нарушениям теплоснабжения, и отражается на обеспечении теплом небольшого количества потребителей. Возможность подачи тепла неотключенным потребителям в аварийных ситуациях обеспечивается использованием секционирующих задвижек. Задвижки устанавливаются по ходу теплоносителя в начале участка после ответвления к потребителю. Такое расположение позволяет подавать теплоноситель потребителю по этому ответвлению при отказе последующего участка теплопровода.

7.5. Устройство резервных насосных станций

Установка резервных насосных станций не требуется.

7.6. Установка баков-аккумуляторов

Повышению надежности функционирования систем теплоснабжения в определенной мере способствует применение теплогидроаккумулирующих установок, наличие которых позволяет оптимизировать тепловые и гидравлические режимы тепловых сетей, а также использовать аккумулялирующие свойства отапливаемых зданий. Теплоинерционные свойства зданий учитываются МДС 41-6.2000 «Организационно-методические рекомендации по подготовке к проведению отопительного периода и повышению надежности систем коммунального теплоснабжения в городах и населенных пунктах РФ» при определении расчетных расходов на горячее водоснабжение при проектировании систем теплоснабжения из условий темпов остывания зданий при авариях.

Размещение баков-аккумуляторов горячей воды возможно как на источнике теплоты, так и в районах теплopotребления. При этом на источнике теплоты предусматриваются баки-аккумуляторы вместимостью не менее 25 % общей расчетной вместимости системы. Внутренняя поверхность баков защищается от коррозии, а вода в них – от аэрации, при этом предусматривается непрерывное обновление воды в баках.

Для открытых систем теплоснабжения, а также при отдельных тепловых сетях на горячее водоснабжение предусматриваются баки-аккумуляторы химически обработанной и деаэрированной подпиточной воды расчетной вместимостью, равной десятикратной величине среднечасового расхода воды на горячее водоснабжение.

В закрытых системах теплоснабжения на источниках теплоты мощностью 100 МВт и более предусматривается установка баков запаса химически обработанной и деаэрированной подпиточной воды вместимостью 3 % объема воды в системе теплоснабжения, при этом обеспечивается обновление воды в баках.

Число баков независимо от системы теплоснабжения принимается не менее двух по 50 % рабочего объема.

В системах центрального теплоснабжения (СЦТ) с теплопроводами любой протяженности от источника теплоты до районов теплopotребления допускается использование теплопроводов в качестве аккумулирующих емкостей.

Таким образом, структура систем теплоснабжения должна соответствовать их масштабности и сложности. Если надежность небольших систем обеспечивается при радиальных схемах тепловых сетей, не имеющих резервирования и узлов управления, то тепловые сети крупных систем теплоснабжения должны быть резервированными, а в местах сопряжения резервируемой и нерезервируемой частей тепловых сетей должны иметь автоматизированные узлы управления. Это позволяет преодолеть противоречие между

«ненадежной» структурой тепловых сетей и требованиями к их надежности и обеспечить управляемость системы в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах, а также подачу потребителям необходимых количеств тепловой энергии во время аварийных ситуаций.

8. ДЕЙСТВИЯ ПРИ ВОЗНИКНОВЕНИИ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ НА ИСТОЧНИКЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

8.1. Риски возникновения аварий, масштабы и последствия

Наиболее вероятными причинами возникновения аварийных ситуаций в работе системы теплоснабжения города Сургута могут послужить:

- неблагоприятные погодные-климатические явления (ураганы, смерчи, бури, сильные ветры, сильные морозы, снегопады и метели, обледенение и гололед);
- человеческий фактор (неправильные действия персонала);
- прекращение подачи электрической энергии, холодной воды, топлива на источник тепловой энергии;
- внеплановый останов (выход из строя) оборудования.

К перечню возможных последствий аварийных ситуаций (ЧС) на источниках тепловой энергии относятся:

- кратковременное нарушение теплоснабжения населения, объектов социальной сферы;
- полное ограничение режима потребления тепловой энергии для населения, объектов социальной сферы;
- причинение вреда третьим лицам;
- разрушение объектов теплоснабжения (котлов, ТС, котельных);
- отсутствие теплоснабжения более 24 часов (одни сутки).

Риски возникновения аварий, масштабы и последствия аварий приведены в таблице ниже.

Таблица 8.1 – Риски возникновения аварий, масштабы и последствия аварий

№ п/п	Вид аварии	Причина аварии	Масштаб аварии и последствия	Уровень реагирования
1	Остановка источника	Прекращение подачи электроэнергии	Прекращение циркуляции воды в систему отопления всех потребителей, понижение температуры в зданиях и жилых домах, размораживание тепловых сетей и отопительных батарей	муниципальный
2	Остановка источника	Прекращение подачи топлива	Прекращение подачи горячей воды в систему отопления всех потребителей, понижение температуры в зданиях и жилых домах	объектовый (локальный)

8.2. Схема теплоснабжения объектов первой категории

Потребители теплоты по надежности теплоснабжения делятся на три категории:

- Первая категория – потребители, не допускающие перерывов в подаче расчетного количества теплоты и снижения температуры воздуха в помещениях ниже предусмотренных ГОСТ 30494 (больницы, родильные дома, детские дошкольные учреждения с круглосуточным пребыванием детей, картинные галереи, химические и специальные производства, шахты и т.п.).
- Вторая категория – потребители, допускающие снижение температуры в отапливаемых помещениях на период ликвидации аварии, но не более 54 ч:
 - жилые и общественные здания до 12°C;
 - промышленные здания до 8°C.
- Третья категория – остальные потребители.

При авариях (отказах) в СЦТ в течение всего ремонтно-восстановительного периода должна обеспечиваться подача 100% необходимой теплоты потребителям 1-ой категории.

Для потребителей 1-ой категории допускается предусматривать местные резервные источники теплоты (стационарные или передвижные) при отсутствии возможности резервирования от нескольких независимых источников тепла или тепловых сетей.

В качестве решения вопроса резервирования потребителей по тепловой энергии могут быть применены передвижные котельные установки. Передвижная котельная установка представляет собой блок-модуль полной заводской готовности, установленный на шасси автомобиля. Котельная может работать на жидком, твердом топливе или электричестве.

В случае аварии у потребителей 1-ой категории передвижную котельную установку можно подключить за 2-3 часа и начать подавать тепло в здания.

8.3. Расчеты допустимого времени устранения технологических нарушений

В соответствии с «Правилами предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов», утвержденными постановлением Правительства РФ от 6 мая 2011 г. № 354, не допускается даже временное понижение температуры в отапливаемых жилых помещениях ниже +8°C.

Согласно СП 124.13330.2012 «Тепловые сети», отказ теплоснабжения потребителя – это событие, приводящее к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий ниже +12 °C, в промышленных зданиях ниже +8°C.

Время снижения температуры в жилом здании при внезапном прекращении теплоснабжения определяем как:

$$z = \beta \times \ln \frac{(t_{в,a} - t_n)}{(t_{в,a} - t_n)}$$

где:

$t_{в,a}$ - температура в помещении после отключения теплоснабжения;

$t_{в}$ - температура в отапливаемом помещении, которая была при отключении теплоснабжения, °C, для г. Сургута не ниже 18°C;

t_n - температура наружного воздуха, °C;

β - коэффициент аккумуляции здания, в часах.

Коэффициент аккумуляции характеризует величину тепловой аккумуляции зданий и зависит от толщины стен, коэффициента теплопередачи и коэффициента остекления.

Время снижения температуры в жилом здании (часах) при внезапном прекращении теплоснабжения для г. Сургута приведен в таблице ниже.

Таблица 8.2 – Снижение температуры внутри жилого здания при внезапном прекращении теплоснабжения для г. Сургута

№ п/п	Коэффициент т аккумуляции здания, ч	Время снижения температуры внутреннего воздуха до 8°С в жилом здании (часах) при температуре наружного воздуха, °С										
		7	2	-3	-8	-13	-18	-23	-28	-33	-38	-43
1	40	95,9	39, 2	25, 9	19, 4	15, 6	13, 0	11, 2	9,8	8,7	7,9	7,2
2	60	143, 9	58, 8	38, 8	29, 1	23, 4	19, 5	16, 8	14, 7	13, 1	11, 8	10, 7
3	80	191, 8	78, 5	51, 7	38, 8	31, 2	26, 0	22, 4	19, 6	17, 5	15, 7	14, 3
№ п/п	Коэффициент т аккумуляции здания, ч	Время снижения температуры внутреннего воздуха до 0°С в жилом здании (часах) при температуре наружного воздуха, °С										
		-3	-8	-13	-18	-23	-28	-33	-38	-43		
1	40	77,8	47,1	34,8	27,7	23,1	19,9	17,4	15,5	14,0		
2	60	116,8	70,7	52,1	41,6	34,7	29,8	26,1	23,3	21,0		
3	80	155,7	94,3	69,5	55,5	46,2	39,7	34,8	31,0	28,0		

На основании данных, приведенных в таблице выше, можно оценить время, имеющееся для ликвидации аварии или принятия мер по предотвращению

лавинообразного развития аварий, т.е. замерзания теплоносителя в системах отопления зданий, в которые прекращена подача тепла.

Например, в отключенном в результате аварии квартале имеются здания, у которых коэффициент аккумуляции для углового помещения верхнего этажа равен 40 часов. Если авария произошла при температуре наружного воздуха -23°C , то из таблицы выше следует, что время снижения температуры в квартире с 18°C до 8°C составит 11,2 ч, а до температуры 0°C , при которой в подвалах и на лестничных клетках может произойти замерзание теплоносителя, составит 23,1 ч.

Если в результате аварии отключено несколько зданий, то определение времени, имеющегося в распоряжении на ликвидацию аварии или принятие мер по предотвращению развития аварии, производится по зданию, имеющему наименьший коэффициент аккумуляции.

8.4. Обеспечение циркуляции теплоносителя при возникновении аварий на Сургутской ГРЭС-1 и ГРЭС-2

8.4.1 Возможности теплоснабжения от СГРЭС-1 и ПКТС при аварии на СГРЭС-2-ВЖР

Для моделирования аварийных режимов рассматривается следующее условие – аварий на СГРЭС-2 с последующим отключением оборудования и прекращения подачи теплоносителя на нужды СО и ГВС потребителей тепломагистрали СГРЭС-2-ВЖР. Необходимо определить возможность покрытия тепловой нагрузки отключённую зону в совместной работе зоны СГРЭС-1-ПКТС и СГРЭС-2-ВЖР.

Перераспределение в существующей СТС будет происходить по следующей схеме:

- потребители СГРЭС-2-ВЖР перейдут в область действия ПКТС через существующую резервирующую задвижку в районе павильона П-12 по пр-ту Пролетарский, путь теплоносителя представлен ниже.

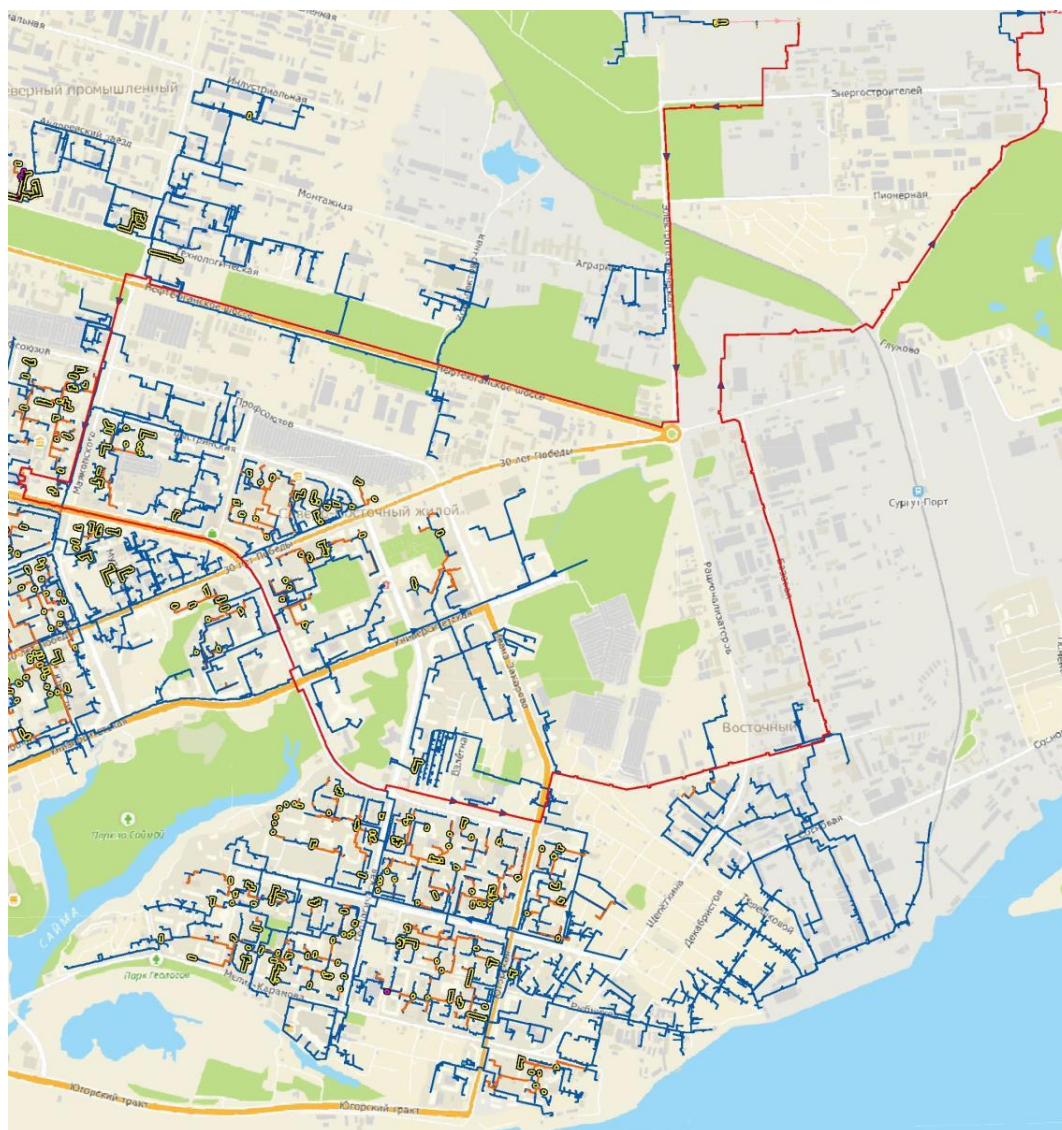


Рисунок 8.1 – Путь от источника СГРЭС-1-ПКТС в к источнику СГРЭС-2 ВЖР

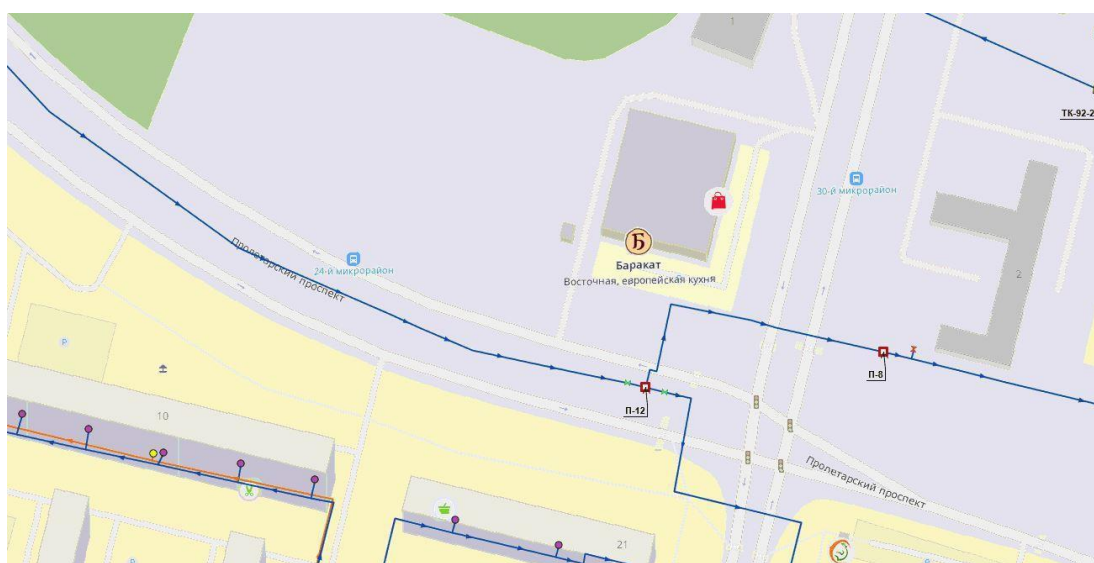


Рисунок 8.2 – Существующая перемычка в районе павильон П-12 Путь от источника СГРЭС-1-ПКТС в к источнику СГРЭС-2 ВЖР

- снижение тепловой нагрузки на СО, ВС сократится до 70% для обеспечения

минимального теплоснабжения потребителей и сохранения условий незамерзания сетей теплоснабжения;

- аварийная бронь и прекращение снабжения теплоносителя на нужды ГВС;
- переключение части нагрузки на котельные №1 и №2.

Решения об аварийном распределении тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии, входящими в состав СЦТ определяются с учетом оценки тепловых балансов по объединенной системе теплоснабжения.

Как видно, с точки зрения балансов тепловой мощности, присоединенная нагрузка с учетом потерь тепловой энергии в тепловых сетях не может обеспечиваться в полном объеме. Ограничения тепловой мощности наступят при температуре менее -40°C .

Расчеты в электронной модели теплоснабжения показали, что, несмотря на незначительные расхождения теплового баланса, основной проблемой обеспечения всех потребителей тепловой энергией от комплекса СГРЭС-1-ПКТС, станет невозможность поддержания гидравлического режима в объединённой системе из-за недостаточной пропускной способности существующих магистральных трубопроводов.

Путем моделирования различных этапов отключения тепловых нагрузок, был рассчитан максимально возможный вариант функционирования объединенной системы теплоснабжения, при аварии магистрального теплопровода от СГРЭС-2-ВЖР.

В данном, аварийном режиме функционирования СЦТ, для снижения тепловой нагрузки на комплексе СГРЭС-1-ПКТС, как предлагалось выше, переключение части тепловых нагрузок на зоны котельных №1 и №2.

С помощью расчетов тепловых балансов и гидравлического режима в электронной модели теплоснабжения были определены подзоны теплоснабжения, для которых возможна подача тепловой энергии от котельных №1 и №2.

Для обеспечения большей равномерности распределения тепловой нагрузки между источниками в аварийном режиме и, следовательно, покрытия большего объема потребителей от данных котельных, моделирование производилось из условия 1 этапа отключений:

- $Q_{\text{ГВС}}$ – отключение до уровня аварийной брони;

На зону теплоснабжения котельной №1 переключаются ЦТП-7, 21, 34, 35. Зона теплоснабжения котельной №1 представлена на рисунке ниже.

На зону теплоснабжения котельной №2 переключаются ЦТП-1, 5, 99. Зона теплоснабжения котельной №2 представлена на рисунке ниже.

В описанных режимах работы, в зонах действия котельных №1, №2, соблюдаются следующие условия:

1. Тепловая нагрузка на ГВС обеспечивается до уровня аварийной брони;

Тепловая нагрузка на отопление и вентиляцию Котельной №2 опускается до уровня 85-90% (Коэффициент изменения нагрузки отопления, $k=0,85 \dots 0,9$)

2. Обеспечивается необходимо минимальный располагаемый напор (12 м.вод.ст.) на элеваторных вводах потребителей тепловой энергией;

3. Обеспечивается необходимо минимальный располагаемый напор (3 м.вод.ст.) на безэлеваторных (зависимые, АУУ, ИТП) вводах потребителей тепловой энергией;

4. Соблюдаются тепловые балансы источников, т.е. подключенная тепловая нагрузка не превышает располагаемой мощности теплоисточников.

Пьезометрические графики до самых удаленных потребителей от котельных №1, №2 представлены на рисунках ниже.

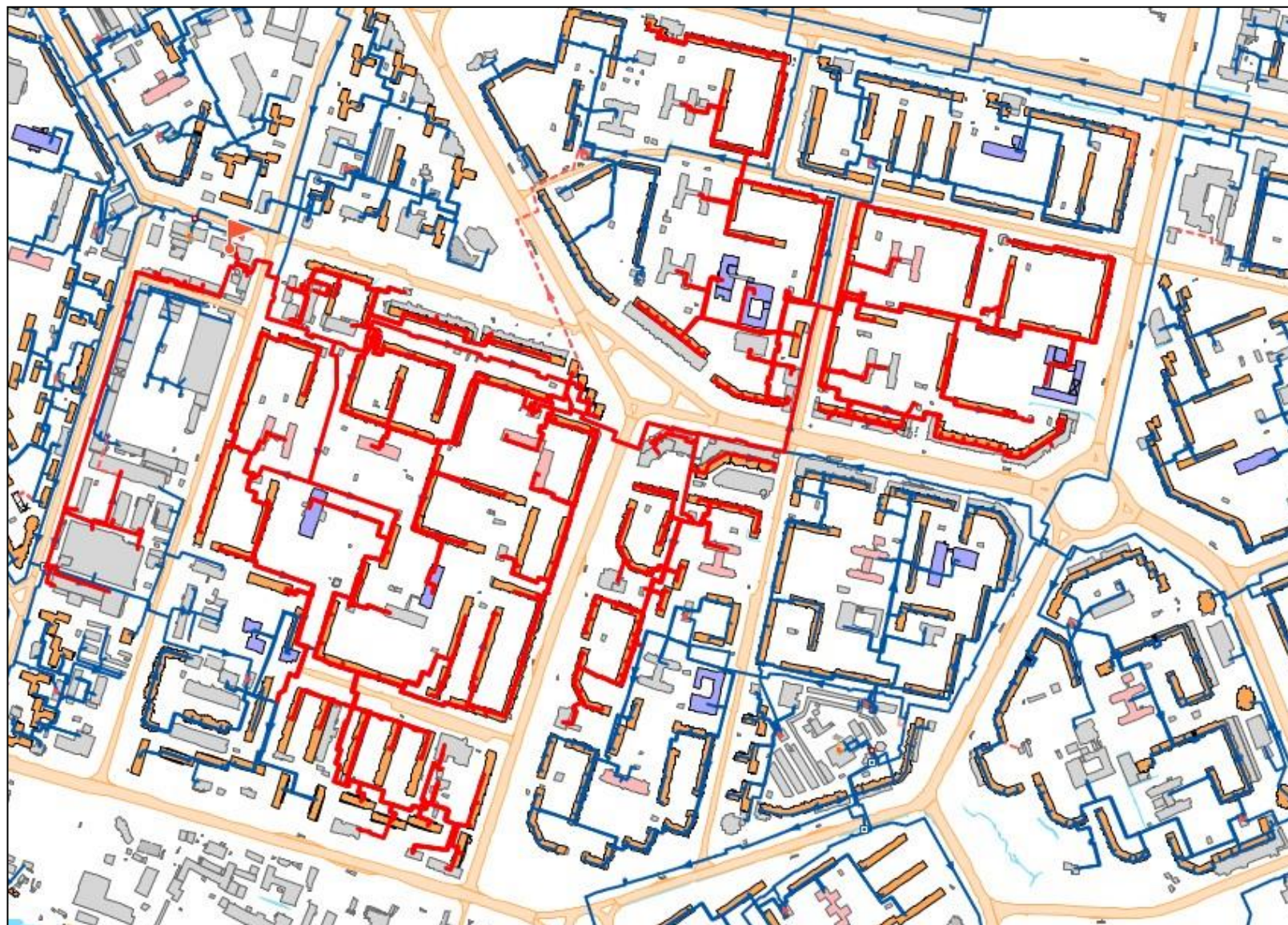


Рисунок 8.3 – Модифицированная зона теплоснабжения котельной №1

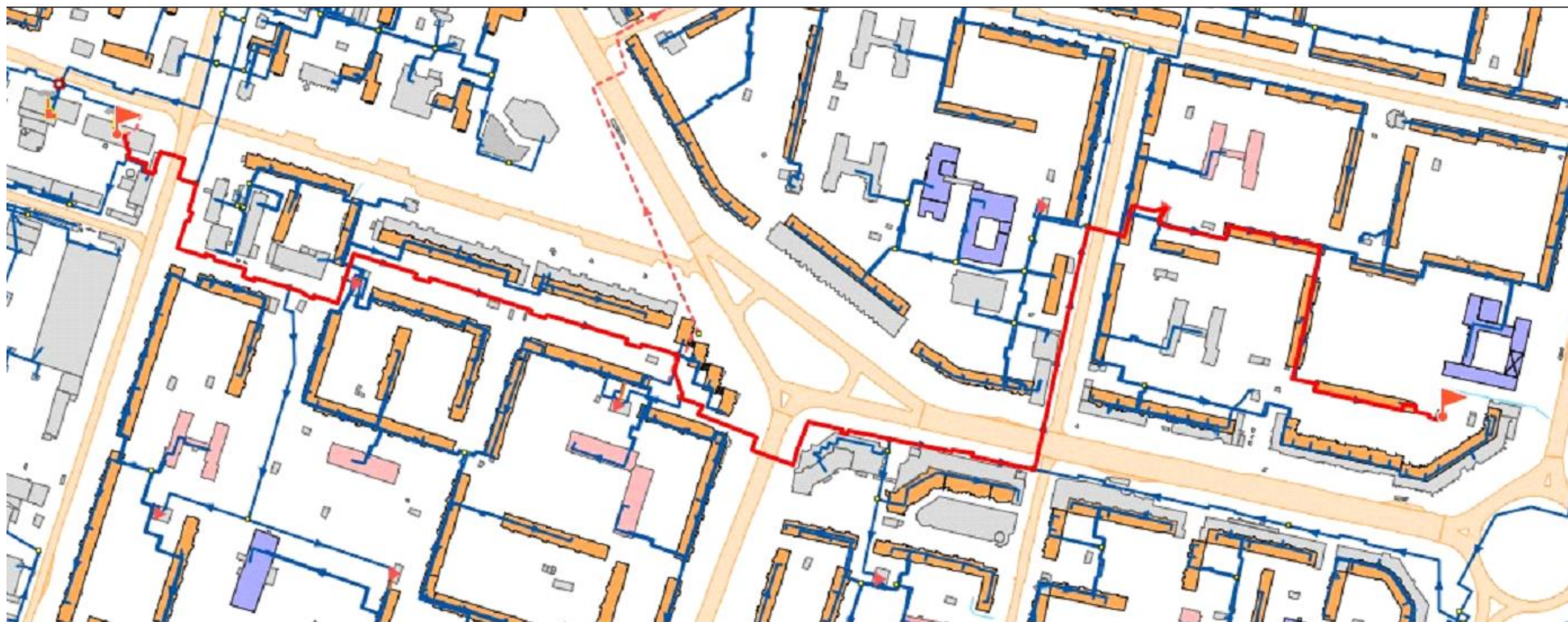


Рисунок 8.4 – Путь построения пьезометрического графика от Котельной №1 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима

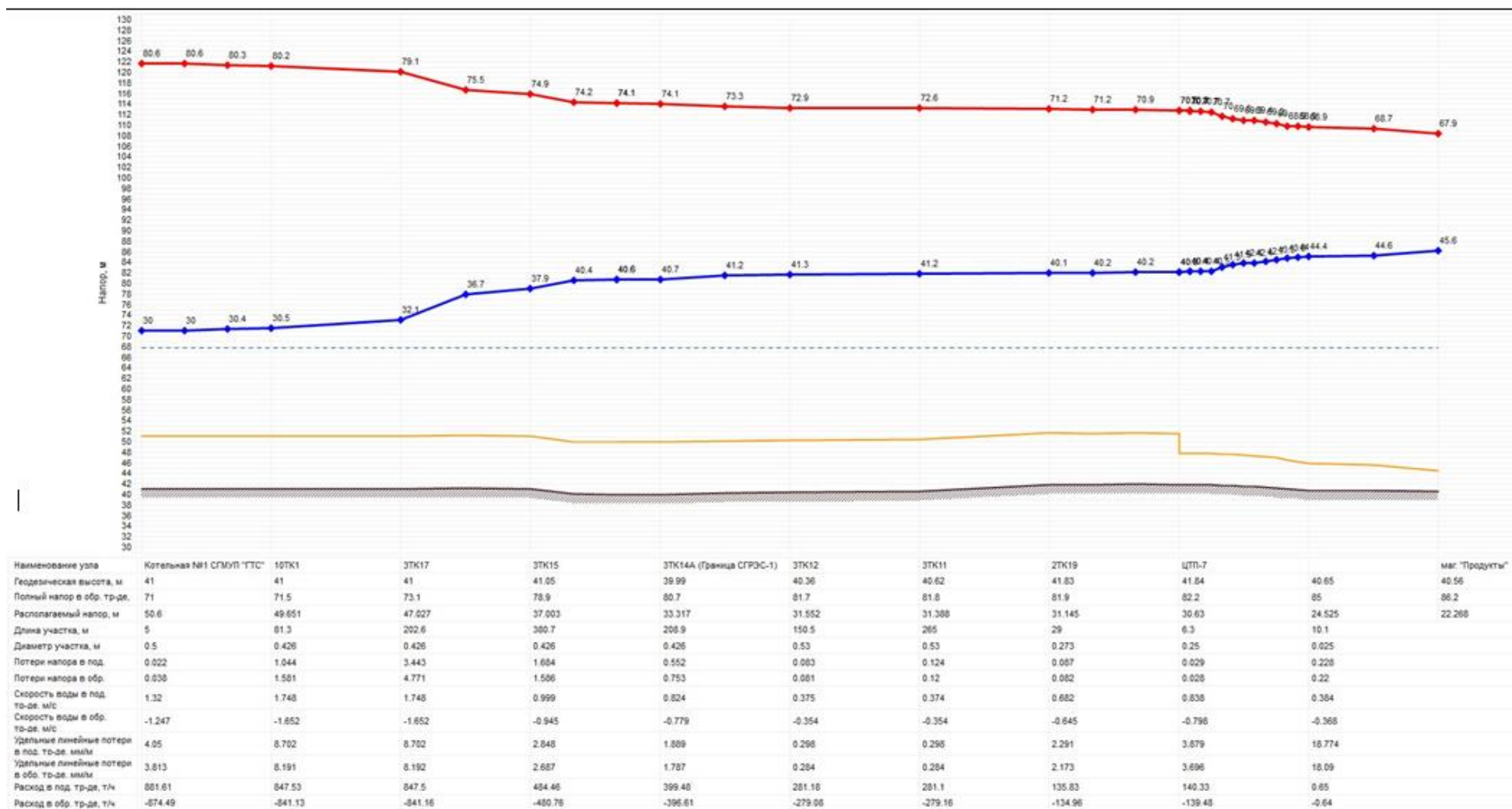


Рисунок 8.5 – Пьезометрический график от Котельной №1 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима

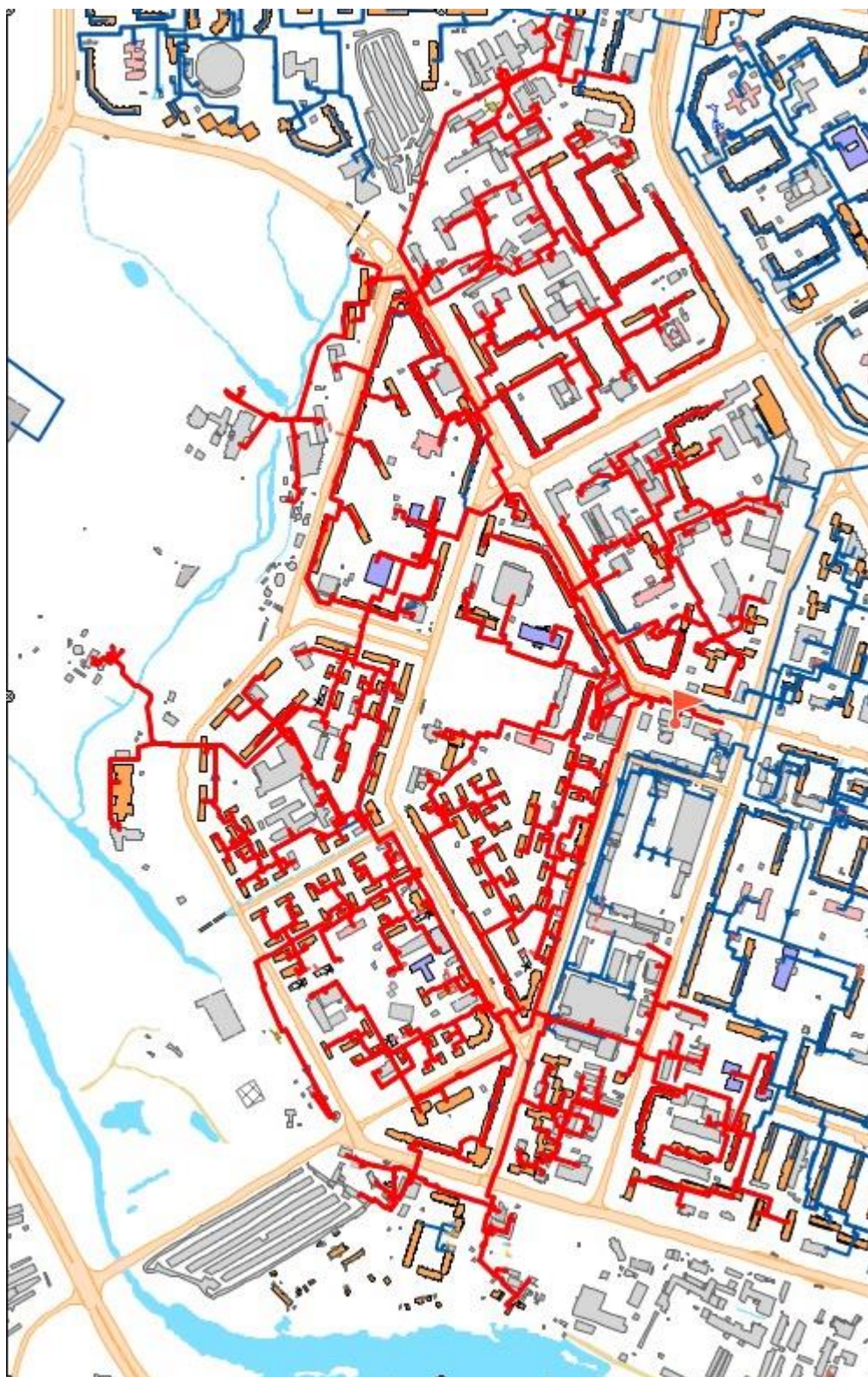


Рисунок 8.6 – Модифицированная зона теплоснабжения котельной №2



Рисунок 8.7 – Путь построения пьезометрического графика от Котельной №2 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима

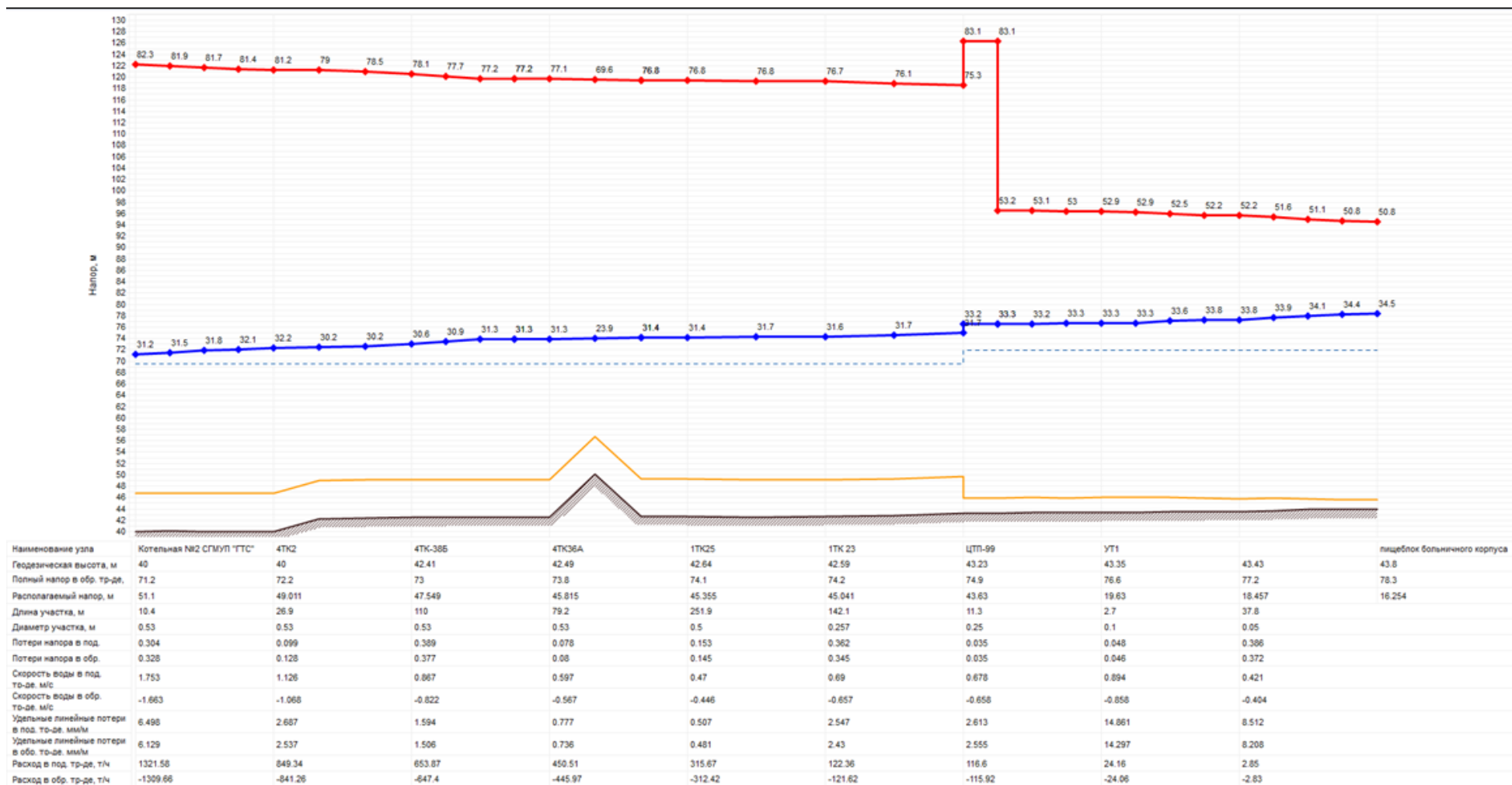


Рисунок 8.8 – Пьезометрический график от Котельной №2 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима

Переключение дополнительных подзон (ЦТП) сверх указанных, к данным котельным, не представляется возможным, по следующим причинам:

1. Отсутствие дополнительно располагаемой мощности на источниках;
2. Невозможность обеспечения гидравлического режима потребителей дополнительных подзон.

В объединенной зоне теплоснабжения СГРЭС-1 – ПКТС – Город – ВЖР, для возможности обеспечения всех потребителей тепловой энергией по аварийной схеме, необходимо:

Произведения 1 этапа отключений, во всей объединенной зоне теплоснабжения:

- a. $Q_{отопления}$ – в объеме до уровня 70%;
- b. $Q_{вентиляция}$ – в объеме до уровня 70%;
- c. $Q_{гвс}$ – отключение до уровня аварийной брони;

2. Переключение потребителей

Объединенная зона теплоснабжения изображена на рисунке ниже.

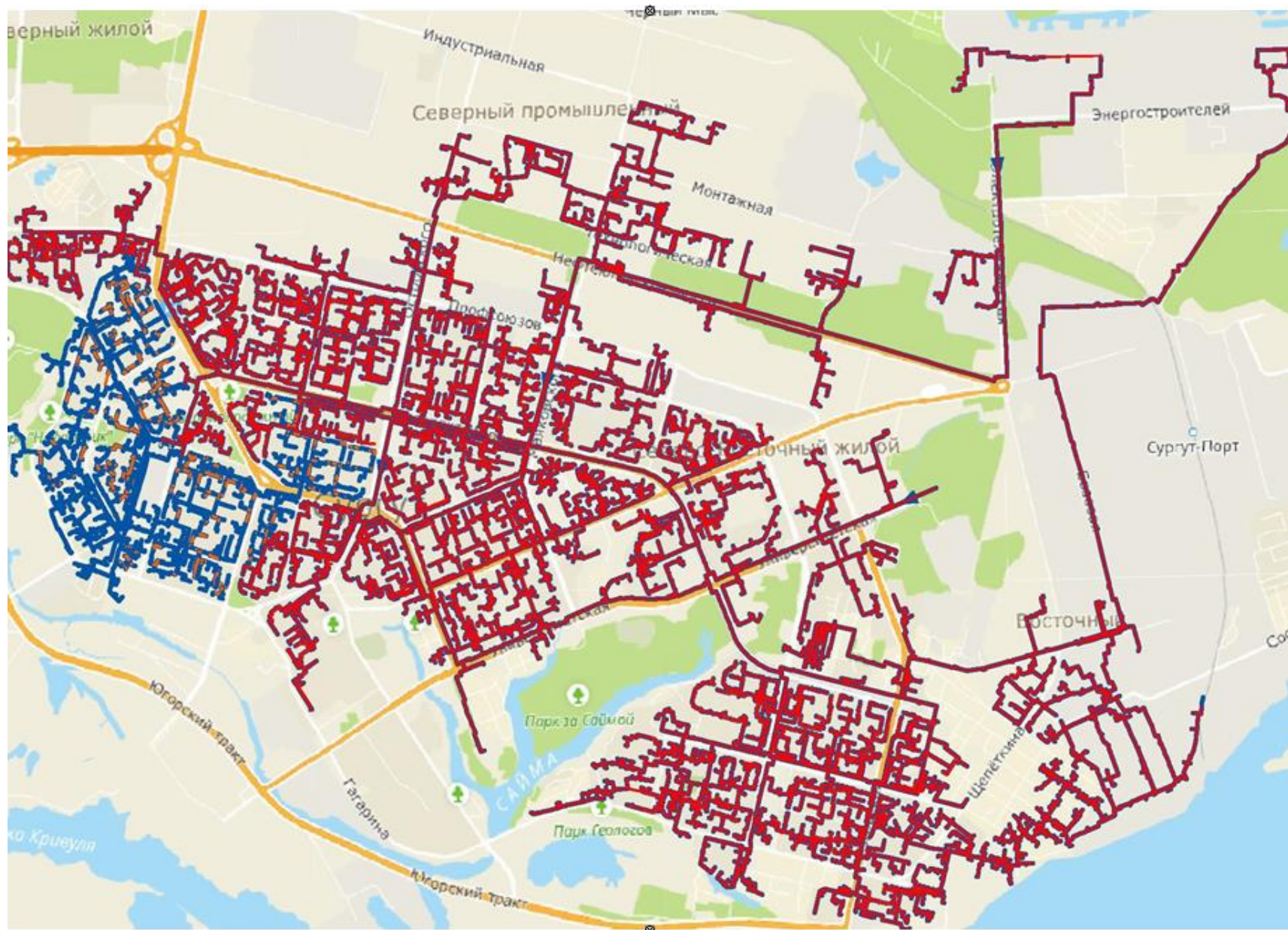


Рисунок 8.9 – Объединенная зона теплоснабжения СГРЭС-1 – ПКТС – ВЖР

Пьезометрические графики до самых удаленных потребителей представлены в Приложении 12Г.

В описанных режимах работы в объединённой зоне теплоснабжения, соблюдаются следующие условия:

1. Обеспечивается тепловая нагрузка отопления и вентиляции в объёме 70%;
2. Тепловая нагрузка на ГВС обеспечивается до уровня аварийной брони;
3. Обеспечивается необходимо минимальный располагаемый напор (12 м.вод.ст.) на элеваторных вводах потребителей тепловой энергией;
4. Обеспечивается необходимо минимальный располагаемый напор (3 м.вод.ст.) на безэлеваторных (зависимые, АУУ, ИТП) вводах потребителей тепловой энергией;
5. Соблюдаются тепловые балансы источников, т.е. подключенная тепловая нагрузка не превышает располагаемой мощности комплекса.

При такой схеме покрытия аварийной нагрузки наиболее проблемной зоной теплоснабжения, оказываются потребители, зоны ВЖР, представленные на рисунке ниже.

Синим отмечены области, где теплоснабжения потребителей недостаточно и температура внутреннего воздуха у абонентов будет ниже нуля. Жёлтым отмечены участки, которые при данном аварийном режим будут заморожены по обратному трубопроводу. В целом сети сохранят работоспособное состояние и замерзание подающий теплопроводов не наблюдается.

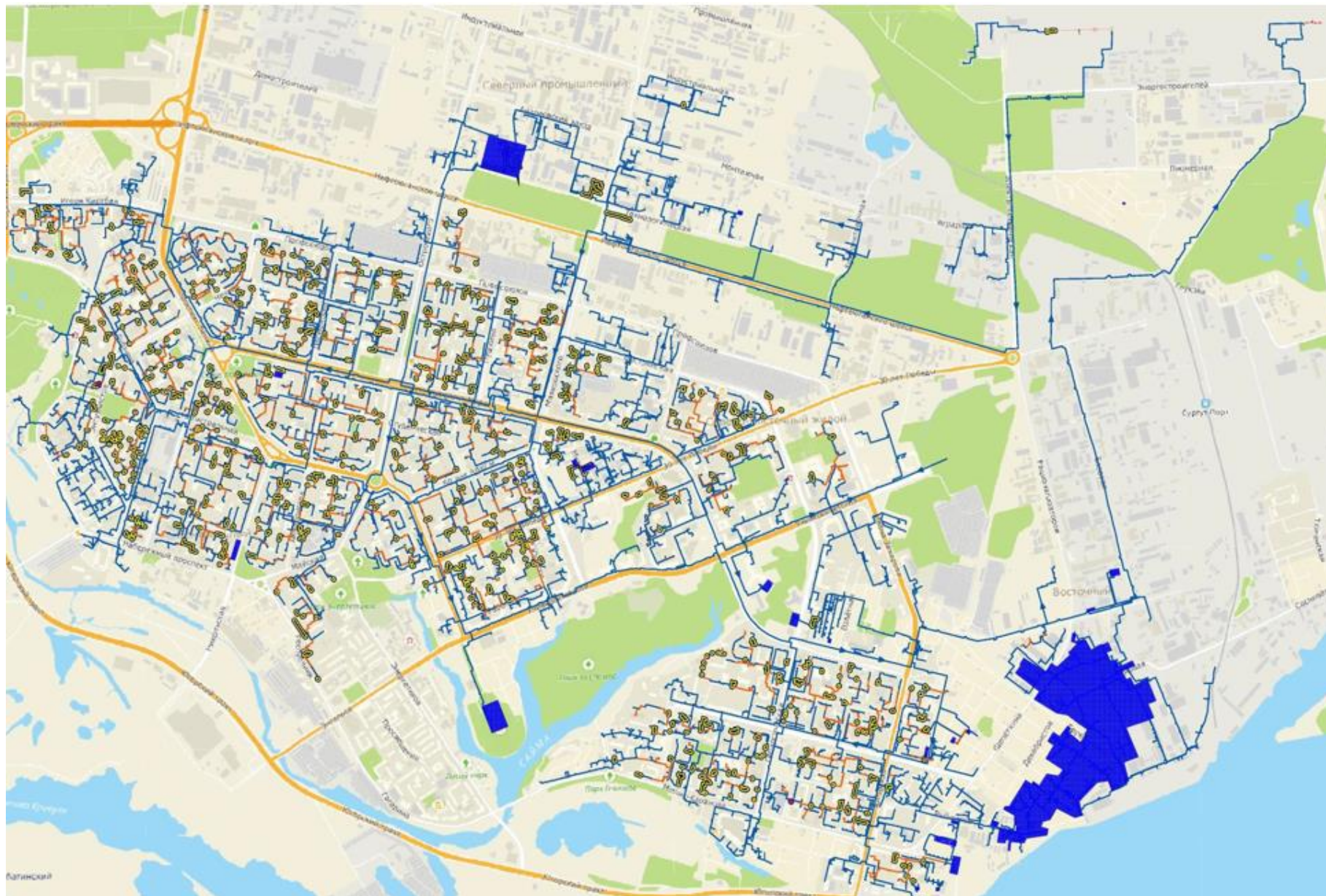


Рисунок 8.10 – Области замерзания потребителей СГРЭС-1-ПКТС-ВЖР

При обеспечении теплоснабжения данной зоны от СГРЭС-1 – ПКТС, через резервирующую перемычку по Пролетарскому проспекту и далее по участку магистральной сети П-6 – П-5, происходит нарушение циркуляции ввиду нехватки располагаемого напора в удаленных узловых точках. Это в первую очередь обусловлено удаленностью потребителей от источников тепловой энергии (~ 12 км).

Существует техническая возможность переключения зоны теплоснабжения ЦТП-88 на зону теплоснабжения ЦТП-87. Для этого необходимо произвести переключения запорной арматуры на участке от ТК-88-34 – ТК-88-35(ТК-35). Однако даже при введении

2 этапа отключений в данной зоне теплоснабжения, невозможно обеспечить всех потребителей необходимым расходом теплоносителя. Таким образом, в случае описанной аварийной ситуации на СГРЭС-2, в период стояния расчетных температур, снабжение абонентов зоны действия ЦТП-88, качественным и надежным теплоснабжением – невозможно. Однако, обеспечив ограниченный расход теплоносителя в этой зоне, возможно предотвратить заморозку систем отопления. Пьезометрический график, до самого удаленного потребителя объединенной зоны, представлен в Приложении 12Г.

В свою очередь, к потребителям зоны ЦТП- 90 и 100, в случае рассматриваемой аварийной ситуации на СГРЭС-2, централизованное теплоснабжение будет прекращено полностью.

Учитывая, относительно небольшую подключенную нагрузку подзоны ЦТП-100 (1,8325 Гкал/час), предлагается обеспечить данную зону теплоснабжения по аварийной схеме от передвижных источников тепловой энергии. Схемой рекомендуется предусмотреть на ЦТП-100 мероприятия по организации быстро разъёмных соединений с гибкими подводами аварийных источников.

Обеспечение теплоснабжением подзоны ЦТП-90, при рассматриваемых условиях, технически невыполнимо. Для резервирования этой зоны необходимо проведение мероприятий, описанных в п. 4.1.4.1.2 – Устройство технологической связи тепломагистралей «СГРЭС-1 - ПКТС» и «СГРЭС-2 - ВЖР». Данное мероприятие также позволит зарезервировать наиболее проблемные подзоны ЦТП-88 и 100.

Также во избежание замерзания магистрального теплопровода от СГРЭС-2 до ВЖР требуется отключить насос на обратном трубопроводе ПНС-1, и нагрузить участок до 50% от собственных нужд СГРЭС-2, для сохранения гидравлического режима на сетях. Существующего напора на СГРЭС-1 достаточно для обеспечения резервации участка от ПНС-1 до СГРЭС-2.

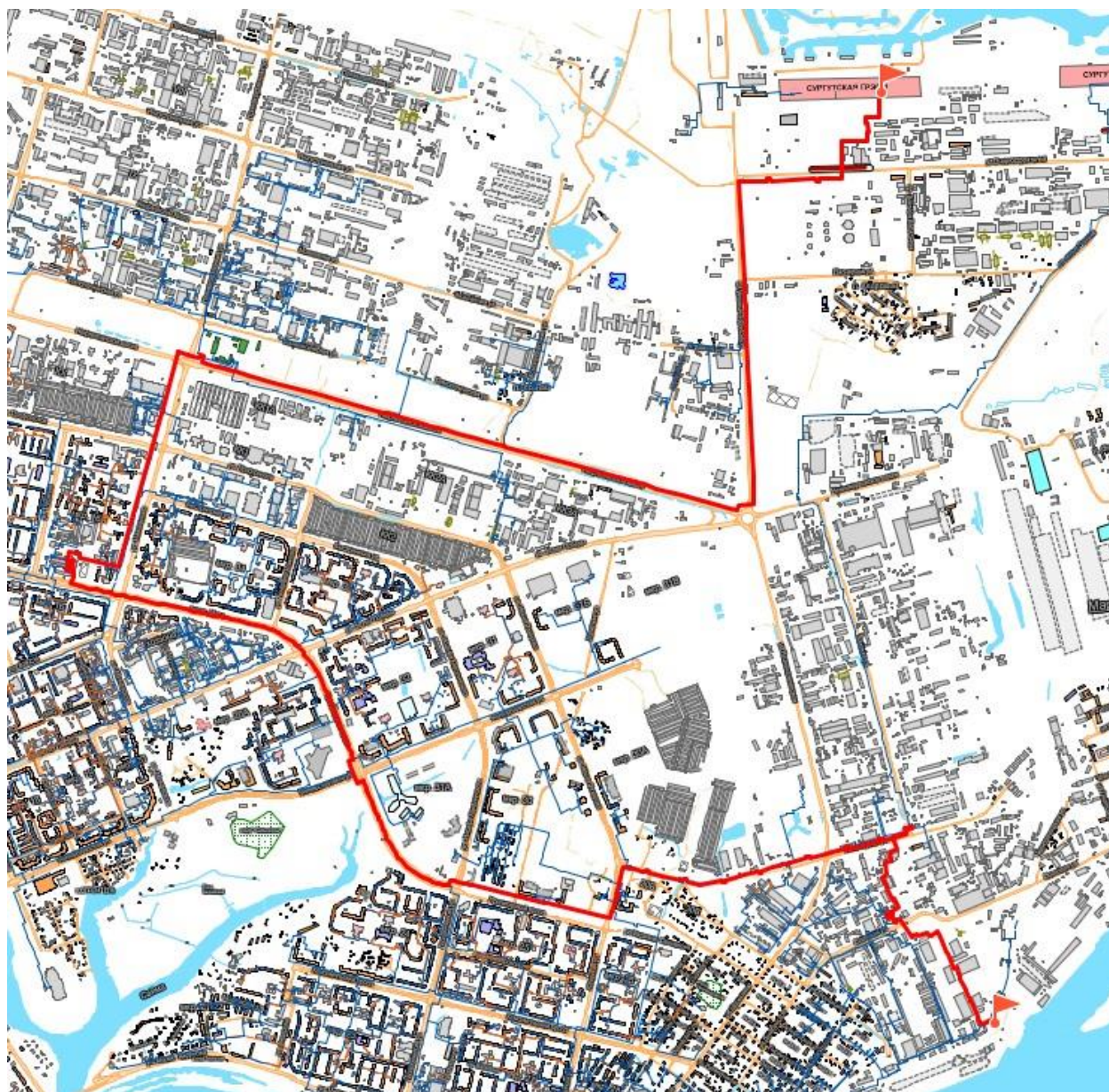


Рисунок 8.11 – Путь построения пьезометрического графика от СГРЭС-1 до ЦТП-88



Рисунок 8.12 – Зона ЦТП 88, 90, 100 –наиболее проблемная зона обеспечения тепловой энергией в аварийном режиме

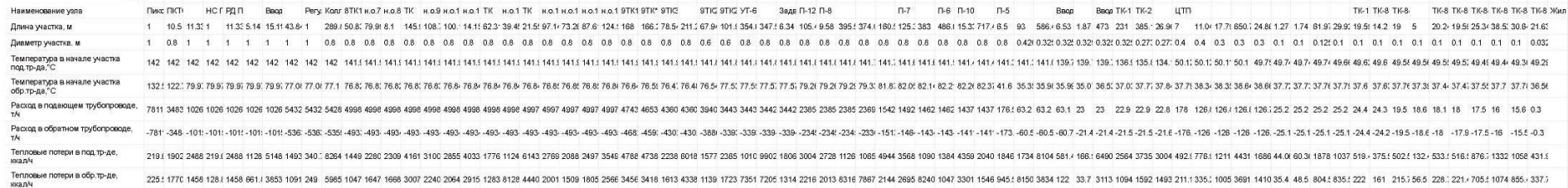


Рисунок 8.13 – График падения температур от ПКТС до потребителя ЦТП-88 по ул. Школьная 15

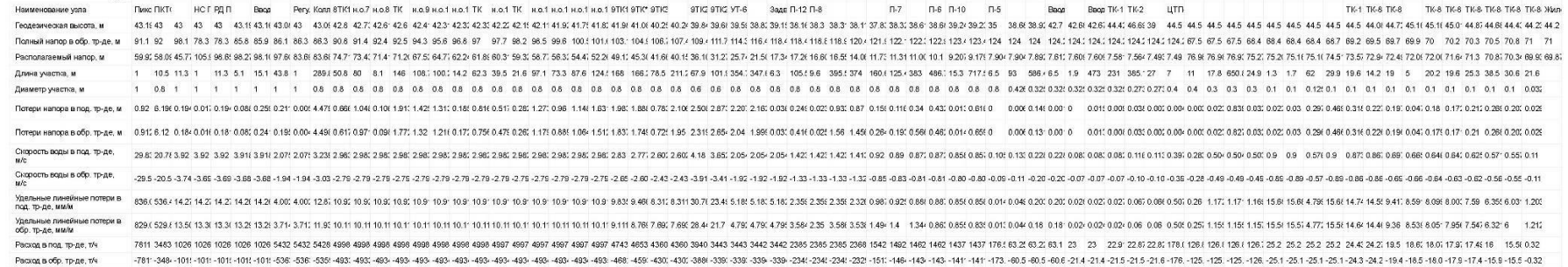


Рисунок 8.14 – Пьезометрический график от ПКТС до потребителя ЦТП-88 по ул. Школьная 15

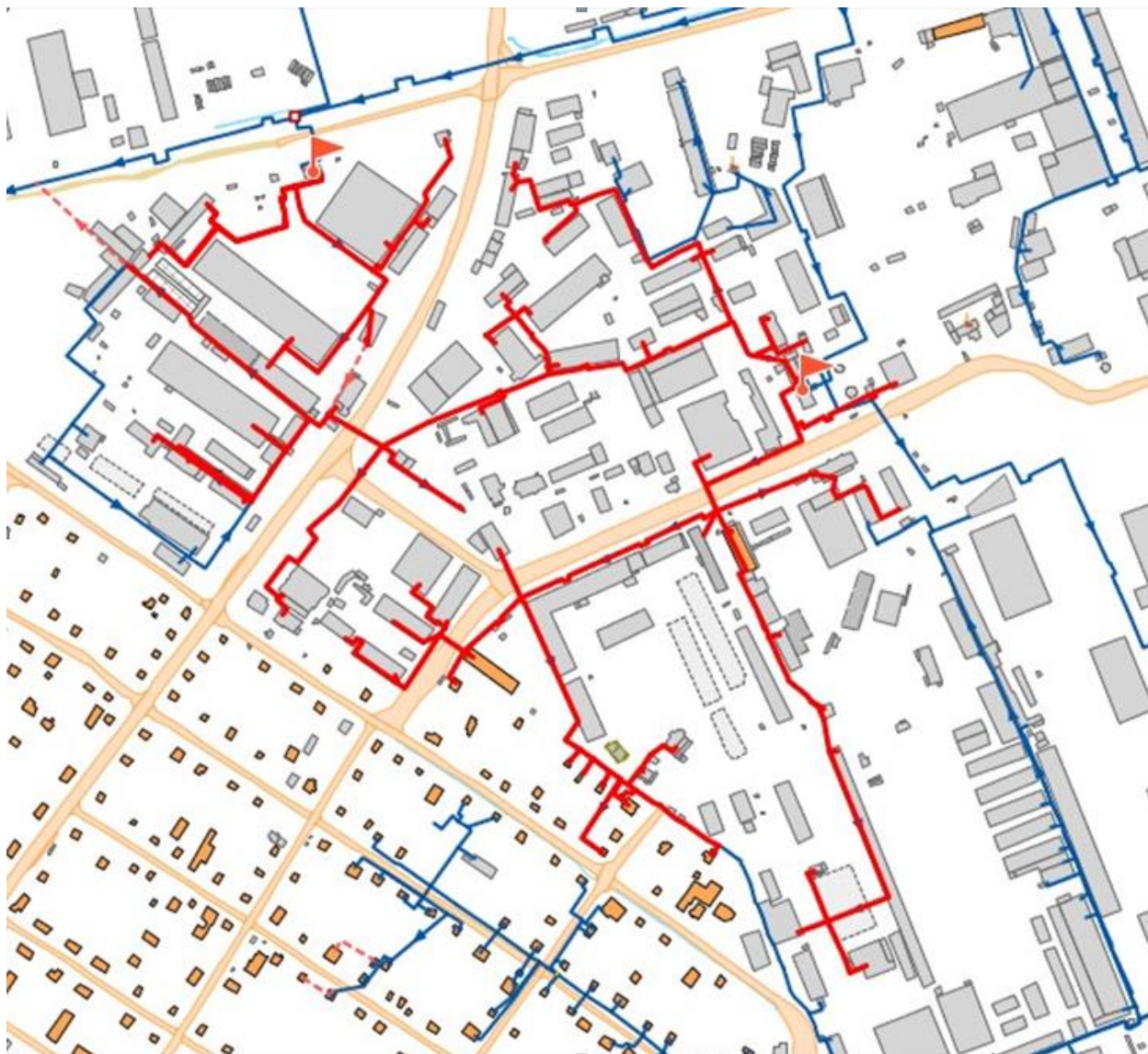


Рисунок 8.15 – Зоны теплоснабжения не обеспеченные тепловой нагрузкой при аварийном режиме работы

Выводы

Рассмотрен режим работы СЦТ при условии – авария магистрального теплопровода от СГРЭС-2-ВЖР. Полученные результаты могут считаться условно положительными, т.к. в промежуточных точках и у потребителей с наихудшими гидравлическими параметрами наблюдаются положительные располагаемые напоры (значения превышают 12 м вод. ст. у потребителей с элеваторными узлами подключения и 3 м.вод.ст. для безэлеваторных схем подключения), достаточные для качественного и надежного теплоснабжения. Однако, в моделируемой ситуации, две зоны теплоснабжения оказываются полностью отрезанными от централизованного теплоснабжения.

На основании изложенного, для обеспечения возможности теплоснабжения при отказе оборудования на источнике зоны СГРЭС-2-ВЖР, предлагается следующий порядок и

последовательность переключений и введения ограничений:

1. Переключение тепловых нагрузок ряда ЦТП на зоны теплоснабжения котельных
№1, №2 (см. выше);
2. Введение 1 этапа ограничений в зонах котельных №1, №2 – отключение ГВС до уровня аварийной брони;
3. Повышение располагаемого напора на Котельной №1 в виду подключения новых потребителей и ЦТП, у которых возникнет нехватка напора: ЦТП 5, 99;
4. Изменение нагрузки потребителей тепловой энергии на нужды отопления и вентиляции Котельной №2 снижены до 90-85% в виду установленной мощности котельной
5. Переключения потребителей зоны ВЖР на теплотехнический комплекс СГРЭС-1 – ПКТС, через существующую резервирующую задвижку в павильоне П-12;
6. Введение 1 этапа ограничений для объединённой зоны теплоснабжения – отключение ГВС до уровня аварийной брони, снижение нагрузки на СО с СВ до 70%;
7. Переключение тепловых нагрузок ЦТП-88 зону ЦТП-87;
8. Введение ограничений расхода теплоносителя для потребителей зон ЦТП-88;
9. Обеспечение теплоснабжение потребителей ЦТП-100 от аварийного источника, при наличии технической возможности или произведение слива систем отопления, во избежание их размораживания;
10. Слив систем отопления потребителей зоны ЦТП-90.
11. Отключение ПНС-1 и загрузку магистрали от ПНС-1 до СГРЭС-2 в максимальном объёме 50% от собственных нужд.

8.4.2 Возможности теплоснабжения от СГРЭС-1 и ПКТС при аварии на СГРЭС-2-ВЖР и перспективных резервирующих перемычках

Для моделирования аварийных режимов рассматривается следующее условие – аварии на СГРЭС-2 с последующим отключением оборудования и прекращения подачи теплоносителя на нужды СО и ГВС потребителей тепломагистрали СГРЭС-2-ВЖР. Необходимо определить возможность покрытия тепловой нагрузки отключённую зону в совместной работе зоны СГРЭС-1-ПКТС и СГРЭС-2-ВЖР при введении в эксплуатацию перспективных резервирующих перемычек.

Перераспределение в существующей СТС будет происходить по следующей схеме:

- потребители СГРЭС-2-ВЖР перейдут в область действия СГРЭС-1 перспективную резервирующую перемычку в районе ПНС-1 по Нижневартовскому шоссе;

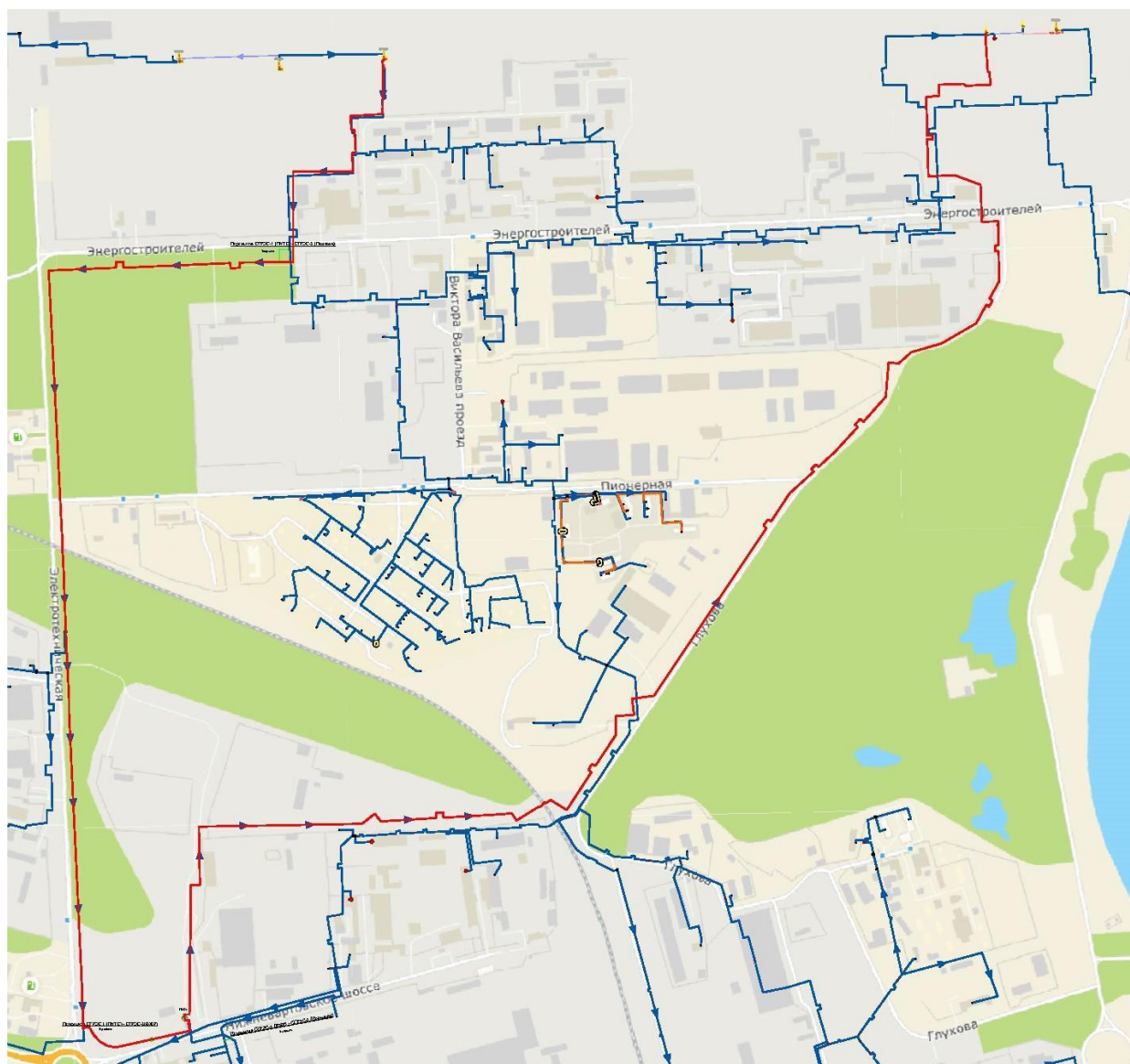


Рисунок 8.16 – Путь от источника СГРЭС-1-в к источнику СГРЭС-2 ВЖР

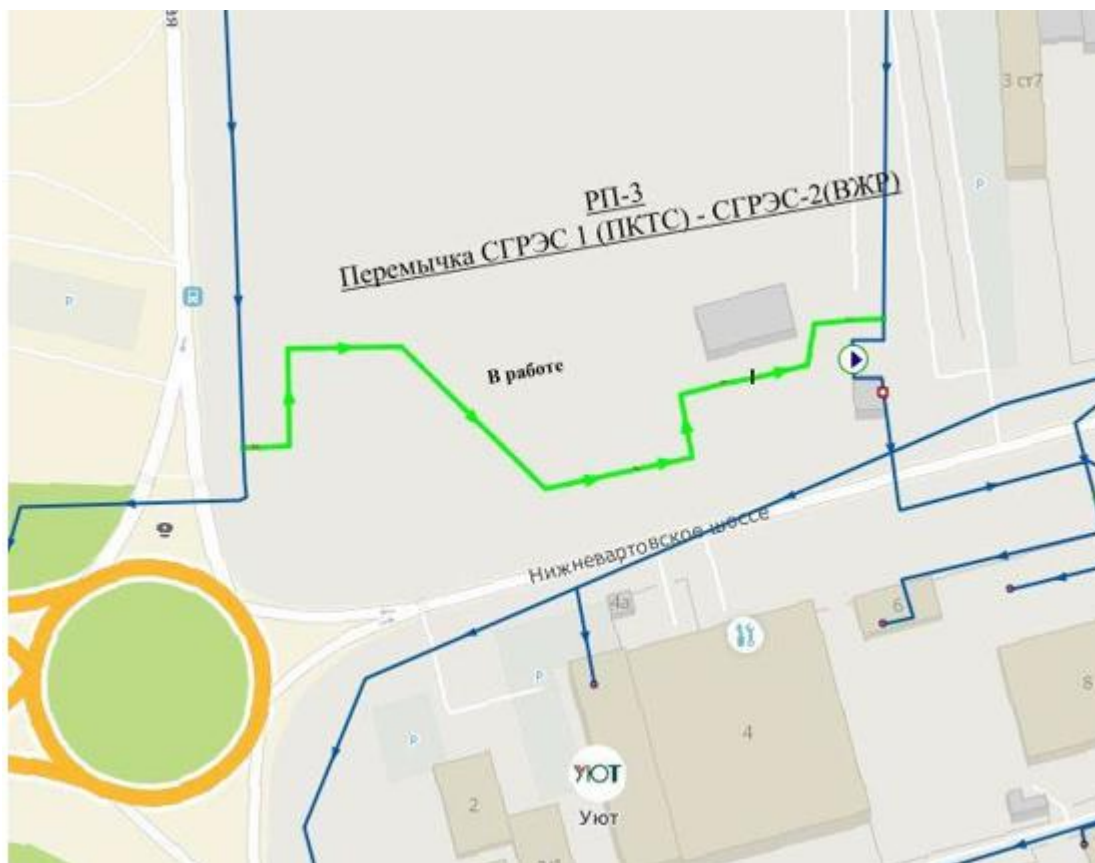


Рисунок 8.17 – Перспективные перемычки в районе ПНС-1 (РП-3)

- снижение тепловой нагрузки на СО, ВС сократится до 70% для обеспечения минимального теплоснабжения потребителей и сохранения условий незамерзания сетей теплоснабжения;
- аварийная бронь и прекращение снабжения теплоносителя на нужды ГВС;
- переключение части нагрузки на котельные №1 и №2.

Решения об аварийном распределении тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии, входящими в состав СЦТ определяются с учетом оценки тепловых балансов по объединенной системе теплоснабжения.

Как видно, с точки зрения балансов тепловой мощности, присоединенная нагрузка с учетом потерь тепловой энергии в тепловых сетях не может обеспечиваться в полном объеме. Ограничения тепловой мощности наступят при температуре менее -40°C .

Расчеты в электронной модели теплоснабжения показали, что, несмотря на незначительные расхождения теплового баланса введение в работу новых перемычек между зонами существенно выравнивает гидравлический режим зоны СГРЭС-2-ВЖР.

Путем моделирования различных этапов отключения тепловых нагрузок, был рассчитан оптимальный вариант функционирования объединенной системы теплоснабжения,

при аварии магистрального теплопровода от СГРЭС-2-ВЖР.

В данном, аварийном режиме функционирования СЦТ, для снижения тепловой нагрузки на комплексе СГРЭС-1-ПКТС, как предлагалось выше, переключение части

В объединенной зоне теплоснабжения СГРЭС-1 – ПКТС – Город – ВЖР, для возможности обеспечения всех потребителей тепловой энергией по аварийной схеме, необходимо:

Произведения 1 этапа отключений, во всей объединенной зоне теплоснабжения:

- а. Qотопления – в объеме до уровня 70%;
- б. Qвентиляция – в объеме до уровня 70%;
- с. Qгвс – отключение до уровня аварийной брони;

2. Переключение потребителей

Объединенная зона теплоснабжения изображена на рисунке ниже.

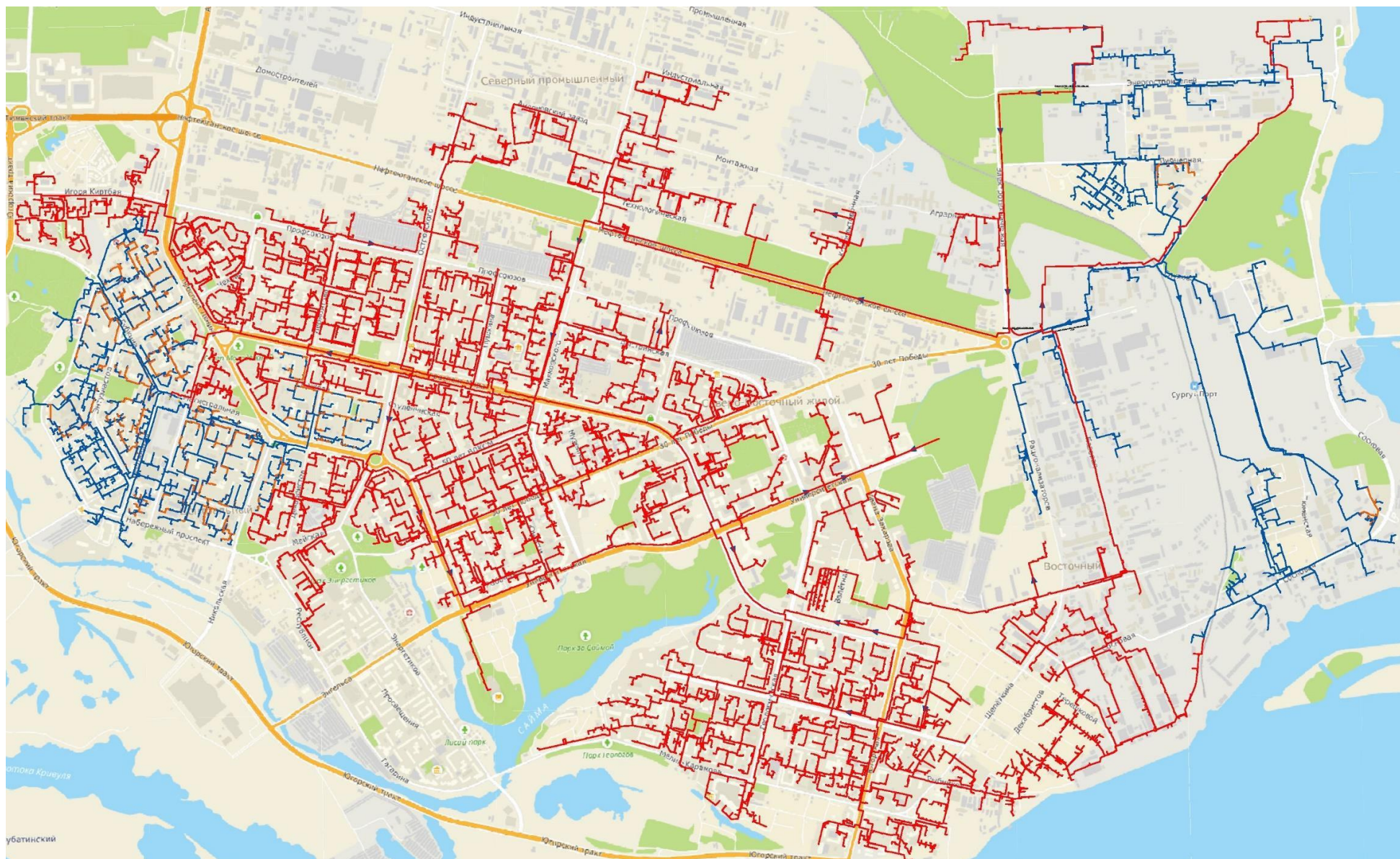


Рисунок 8.18 – Объединенная зона теплоснабжения СГРЭС-1 – ПКТС - ВЖР

Пьезометрические графики до самых удаленных потребителей представлены в Приложении 12Г.

В описанных режимах работы в объединённой зоне теплоснабжения, соблюдаются следующие условия:

1. Обеспечивается тепловая нагрузка отопления и вентиляции в объёме 70%;
2. Тепловая нагрузка на ГВС обеспечивается до уровня аварийной брони;
3. Обеспечивается необходимо минимальный располагаемый напор (12 м.вод.ст.) на элеваторных вводах потребителей тепловой энергией;
4. Обеспечивается необходимо минимальный располагаемый напор (3 м.вод.ст.) на безэлеваторных (зависимые, АУУ, ИТП) вводах потребителей тепловой энергией;
5. Соблюдаются тепловые балансы источников, т.е. подключенная тепловая нагрузка не превышает располагаемой мощности комплекса.

При такой схеме покрытия аварийной нагрузки наиболее проблемной зоной теплоснабжения, оказываются потребители, зоны ВЖР, представленные на рисунке ниже.

Синим отмечены области, где теплоснабжения потребителей не будет достаточно и температура внутреннего воздуха у абонентов будет ниже нуля. Жёлтым отмечены участки, которые при данном аварийном режим будут заморожены по обратному трубопроводу. В целом сети сохранят работоспособное состояние и замерзание подающий теплопроводов не наблюдается.

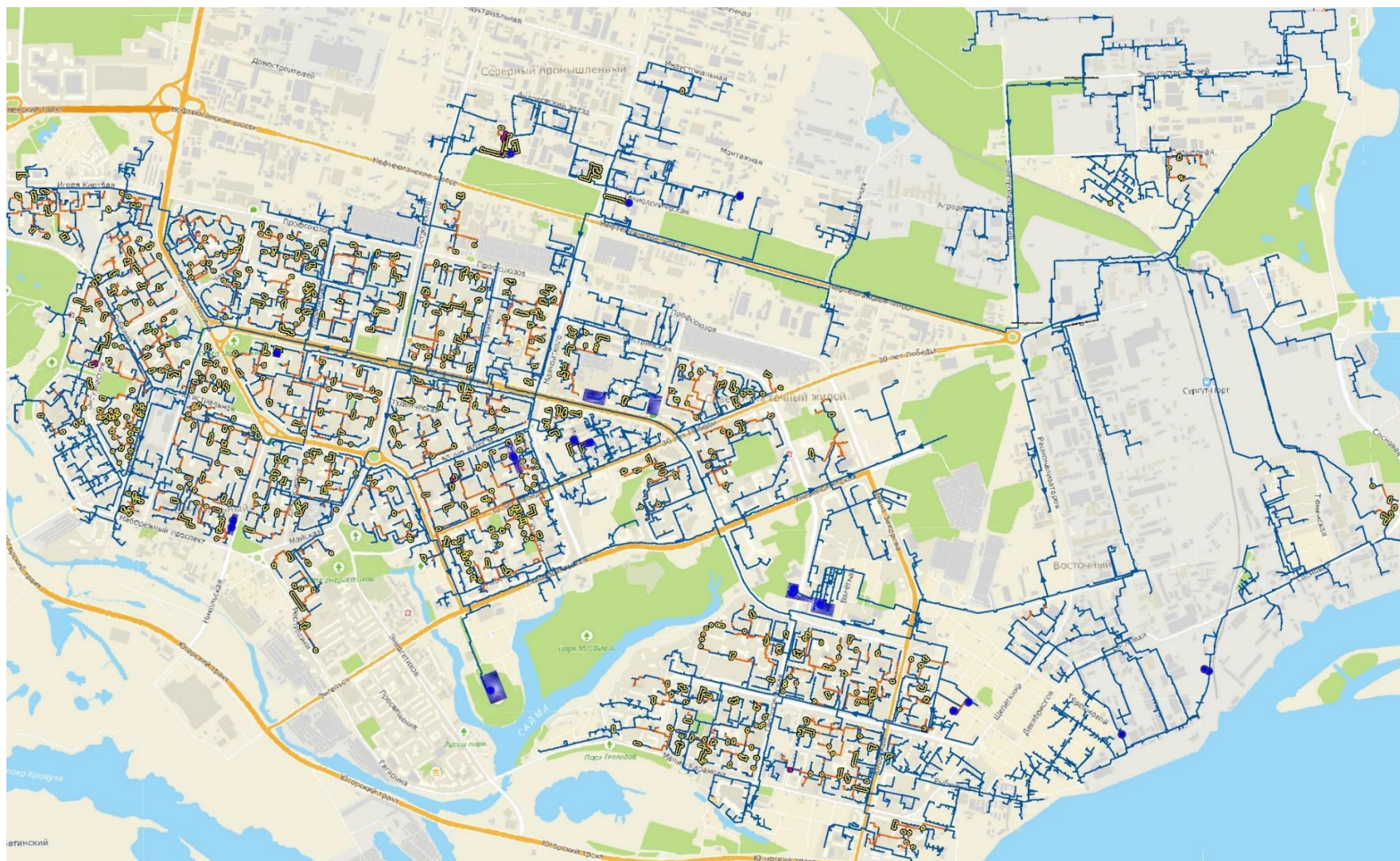


Рисунок 8.19 – Области замерзания потребителей при прекращении ТС СГРЭС-2ВЖР при перспективных резервирующих перемычках

При обеспечении теплоснабжения данной зоны от СГРЭС-1 – ПКТС, через резервирующую перемычку по Нижневартовскому шоссе происходит выравнивание гидравлических графиков, и зона снабжения СГРЭС-2-ВЖР получает достаточно теплоносителя при соответствии гидравлического режима, что сказывается на уменьшении зоны замерзания потребителей – снижения температуры внутреннего воздуха ниже нуля.

В виду нормализации гидравлических графиков, мероприятия для ЦТП 88, 100 и 90 не является необходимыми для выполнения.

Также во избежание замерзания магистрального теплопровода от СГРЭС-2 до ВЖР требуется отключить насос на обратном трубопроводе ПНС-1, и нагрузить участок до 50% от собственных нужд СГРЭС-2, для сохранения гидравлического режима на сетях. Существующего напора на СГРЭС-1 достаточно для обеспечения резервации участка от ПНС-1 до СГРЭС-2.

Выводы

Рассмотрен режим работы СЦТ при условии – отключения теплоснабжения теплопровода от СГРЭС-2-ВЖР. Полученные результаты могут считаться положительными, т.к. в промежуточных точках и у потребителей с наихудшими гидравлическими параметрами наблюдаются положительные располагаемые напоры (значения превышают 12 м вод. ст. у потребителей с элеваторными узлами подключения и

3 м.вод.ст. для безэлеваторных схем подключения), достаточные для качественного и надежного теплоснабжения.

На основании изложенного, для обеспечения возможности теплоснабжения при отказе оборудования на источнике зоны СГРЭС-2-ВЖР, предлагается следующий порядок и последовательность переключений и введения ограничений:

1. Переключение тепловых нагрузок ряда ЦТП на зоны теплоснабжения котельных

№1, №2 (см. выше);

2. Введение 1 этапа ограничений в зонах котельных №1, №2 – отключение ГВС до уровня аварийной брони;

3. Повышение располагаемого напора на Котельной №1 в виду подключения новых потребителей и ЦТП, у которых возникнет нехватка напора: ЦТП 5, 99;

4. Изменение нагрузки потребителей тепловой энергии на нужды отопления и вентиляции Котельной №2 снижены до 90-85% в виду установленной мощности котельной

5. Переключения потребителей зоны ВЖР на теплотехнический комплекс СГРЭС-1 – ПКТС, через перспективную перемычку в области ПНС-1 по Нижневартовскому шоссе;
6. Введение 1 этапа ограничений для объединённой зоны теплоснабжения – отключение ГВС до уровня аварийной брони, снижение нагрузки на СО с СВ до 70%;
7. Переключение тепловых нагрузок ЦТП-88 зону ЦТП-87;
8. Отключение ПНС-1 и загрузку магистрали от ПНС-1 до СГРЭС-2 в максимальном объёме 50% от собственных нужд.

8.4.3 Возможности теплоснабжения от СГРЭС-1 и ПКТС при аварии на СГРЭС-2-Промзона

Для моделирования аварийных режимов рассматривается следующее условие - авария на источнике тепломагистрали СГРЭС-2-Промзона, при стоянии расчетной температуры наружного воздуха. Необходимо определить возможность покрытия тепловой нагрузки объединенной зоны теплоснабжения, включающей:

- потребителей от тепломагистрали СГРЭС-1 –ПКТС – Город;
- потребителей от тепломагистрали СГРЭС-2 – Промзона, теплоснабжение которых происходит по резервной схеме – через перспективную перемычку 2Ду800 мм по улице Энергостроителей на существующем тепловыводе из СГРЭС-1-ПКТС.

Решения об аварийном распределении тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии, входящими в состав СЦТ определяются с учетом оценки тепловых балансов по объединенной системе теплоснабжения.

Как видно, с точки зрения балансов тепловой мощности, присоединенная нагрузка с учетом потерь тепловой энергии в тепловых сетях не может обеспечиваться в полном объеме. Ограничения тепловой мощности наступят при температуре менее -40°C .

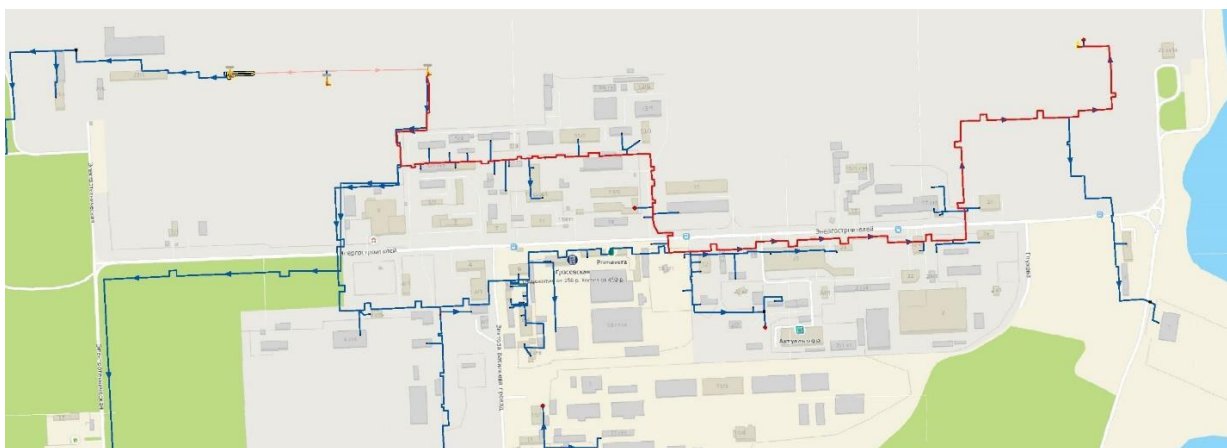


Рисунок 8.20 – Путь теплоносителя при аварии теплопровода СГРЭС-2 – Промзона

Расчеты в электронной модели теплоснабжения показали, существующая перемычка обеспечивает зону СГРЭС-1-Промзона достаточным количеством теплоносителя и для конечных потребителей гидравлический режим сохранится, за исключением возросших напоров для потребителей по ул. Энергостроителей, в виду чего существенно возникают риски гидравлического удара ввиду неудачного расположения существующей перемычки. Также возрастает возможность снижения нагрузки на участок сети до ПКТС с последующим его замерзанием, что отмечено фиолетовым цветом на рисунке ниже.

Путем моделирования различных этапов отключения тепловых нагрузок, был рассчитан максимально возможный вариант функционирования объединенной системы теплоснабжения, при аварии на источнике зоны СГРЭС-2-Промзона.

В объединенной зоне теплоснабжения СГРЭС-1 – ПКТС – Город – Промзона, для возможности обеспечения всех потребителей тепловой энергией по аварийной схеме, необходимо:

1. Произведения 1 этапа отключений, во всей объединенной зоне теплоснабжения:
 - a. Qотопления – в полном объеме;
 - b. Qвентиляция – в полном объеме;
 - c. QГВС – отключение до уровня аварийной брони;
2. Переключение потребителей
 - a. Промзона на комплекс СГРЭС-1 – ПКТС, через существующую перемычку по улице Энергостроителей.

Объединенная зона теплоснабжения изображена на рисунке ниже. Пьезометрические графики до самых удаленных потребителей представлены в

Приложении 12Г.

В описанных режимах работы в объединённой зоне теплоснабжения, соблюдаются следующие условия:

1. Обеспечивается тепловая нагрузка отопления и вентиляции в полном объеме;
2. Тепловая нагрузка на ГВС обеспечивается до уровня аварийной брони;
3. Обеспечивается необходимо минимальный располагаемый напор (12 м.вод.ст.) на элеваторных вводах потребителей тепловой энергией;
4. Обеспечивается необходимо минимальный располагаемый напор (3 м.вод.ст.) на безэлеваторных (зависимые, АУУ, ИТП) вводах потребителей тепловой энергией;

5. Соблюдаются тепловые балансы источников, т.е. подключенная тепловая нагрузка не превышает располагаемой мощности комплекса.

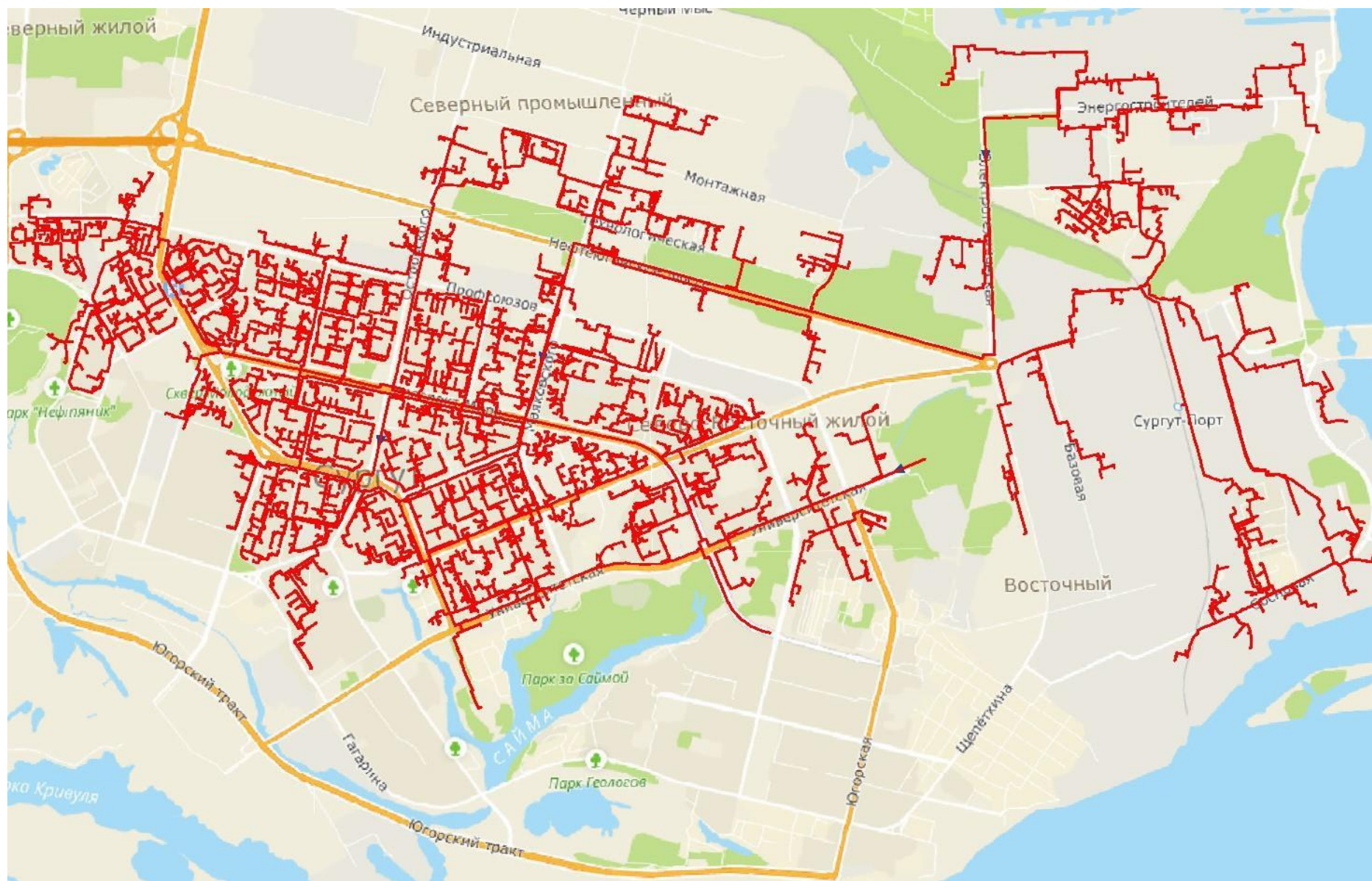


Рисунок 8.21 – Объединенная зона теплоснабжения СГРЭС-1 – ПКТС – Промзона

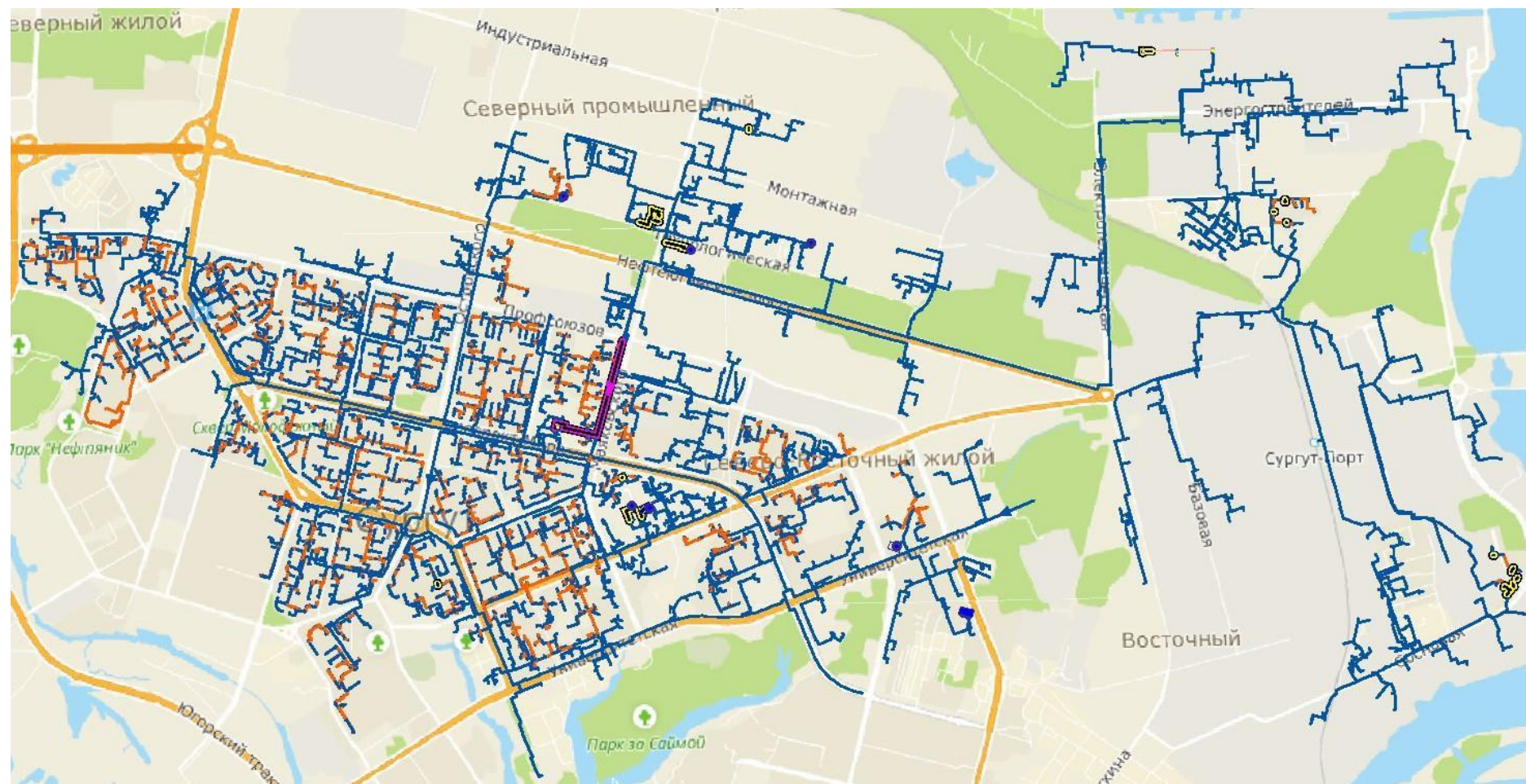


Рисунок 8.22 – Области замерзания СГРЭС-1 – ПКТС – Промзона

Выводы

Рассмотрен режим работы СЦТ при условии – авария на источнике магистрального теплопровода от СГРЭС-2-Промзона. Полученные результаты могут считаться условно положительными, т.к. в промежуточных точках и у потребителей с наихудшими гидравлическими параметрами наблюдаются положительные располагаемые напоры (значения превышают 12 м вод. ст. у потребителей с элеваторными узлами подключения и

3 м.вод.ст. для безэлеваторных схем подключения), достаточные для качественного и надежного теплоснабжения. Также возникает риск замерзания подающего теплопровода перед ПКТС.

На основании изложенного, для обеспечения возможности теплоснабжения при отказе оборудования на СГРЭС-2-Промзона тепломагистрали, предлагается следующий порядок и последовательность переключений и введения ограничений:

1. Переключения потребителей зоны Промзона на теплотехнический комплекс СГРЭС-1 – ПКТС, через существующую резервирующую перемычку по улице Энергостроителей;
2. Введение 1 этапа ограничений для объединённой зоны теплоснабжения – отключение ГВС до уровня аварийной брони.

8.4.4 Возможности теплоснабжения от СГРЭС-1 и ПКТС при аварии на СГРЭС-2-Промзона и перспективных резервирующих перемычках

Для моделирования аварийных режимов рассматривается следующее условие - авария на источнике тепломагистрали СГРЭС-2-Промзона, при стоянии расчетной температуры наружного воздуха. Необходимо определить возможность покрытия тепловой нагрузки объединенной зоны теплоснабжения, включающей:

потребителей от тепломагистрали СГРЭС-1 –ПКТС – Город;

потребителей от тепломагистрали СГРЭС-2 – Промзона, теплоснабжение которых происходит по резервной схеме – через перспективную перемычку 2Ду400 мм по улице Энергостроителей на существующем тепловыводе из СГРЭС-1-ПКТС.

Решения об аварийном распределении тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии, входящими в состав СЦТ определяются с учетом оценки тепловых балансов по объединенной системе теплоснабжения.

Как видно, с точки зрения балансов тепловой мощности, присоединенная нагрузка с учетом потерь тепловой энергии в тепловых сетях не может обеспечиваться в полном объеме.

Ограничения тепловой мощности наступят при температуре менее -40°C .



Рисунок 8.23 – Путь теплоносителя при аварии теплопровода СГРЭС-2 – Промзона по перспективной перемычке

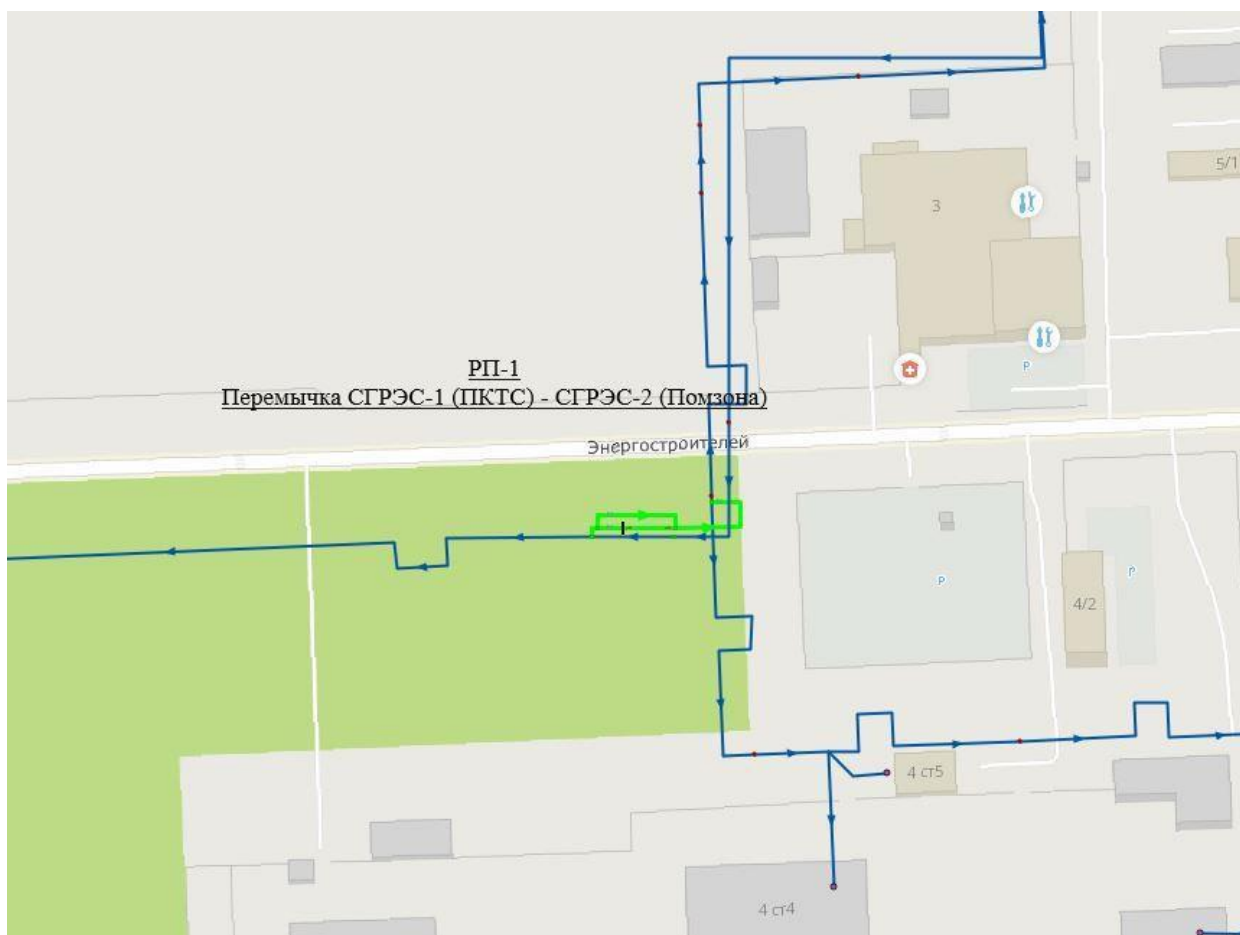


Рисунок 8.24 – Перспективна перемычка резервирующая СГРЭС-1-Промзона (РП-1)

Расчеты в электронной модели теплоснабжения показали, перспективная перемычка обеспечивает зону СГРЭС-1-Промзона достаточным количеством теплоносителя и для конечных потребителей гидравлический режим сохранится. Проблема замерзания подающего теплопровода перед ПКСТ также разрешается.

Путем моделирования различных этапов отключения тепловых нагрузок, был

рассчитан оптимальный вариант функционирования объединенной системы теплоснабжения, при аварии на источнике зоны СГРЭС-2-Промзона.

В объединенной зоне теплоснабжения СГРЭС-1 – ПКТС – Город – Промзона, для возможности обеспечения всех потребителей тепловой энергией по аварийной схеме, необходимо:

1. Произведения 1 этапа отключений, во всей объединенной зоне теплоснабжения:
 - a. Qотопления – в полном объеме;
 - b. Qвентиляция – в полном объеме;
 - c. Qгвс – отключение до уровня аварийной брони;
2. Переключение потребителей
 - a. Промзона на комплекс СГРЭС-1 – ПКТС, через существующую перемычку по улице Энергостроителей.

Объединенная зона теплоснабжения изображена на рисунке ниже. Пьезометрические графики до самых удаленных потребителей представлены в

Приложении 12Г.

В описанных режимах работы в объединённой зоне теплоснабжения, соблюдаются следующие условия:

1. Обеспечивается тепловая нагрузка отопления и вентиляции в полном объеме;
2. Тепловая нагрузка на ГВС обеспечивается до уровня аварийной брони;
3. Обеспечивается необходимо минимальный располагаемый напор (12 м.вод.ст.) на элеваторных вводах потребителей тепловой энергией;
4. Обеспечивается необходимо минимальный располагаемый напор (3 м.вод.ст.) на безэлеваторных (зависимые, АУУ, ИТП) вводах потребителей тепловой энергией;
5. Соблюдаются тепловые балансы источников, т.е. подключенная тепловая нагрузка не превышает располагаемой мощности комплекса.

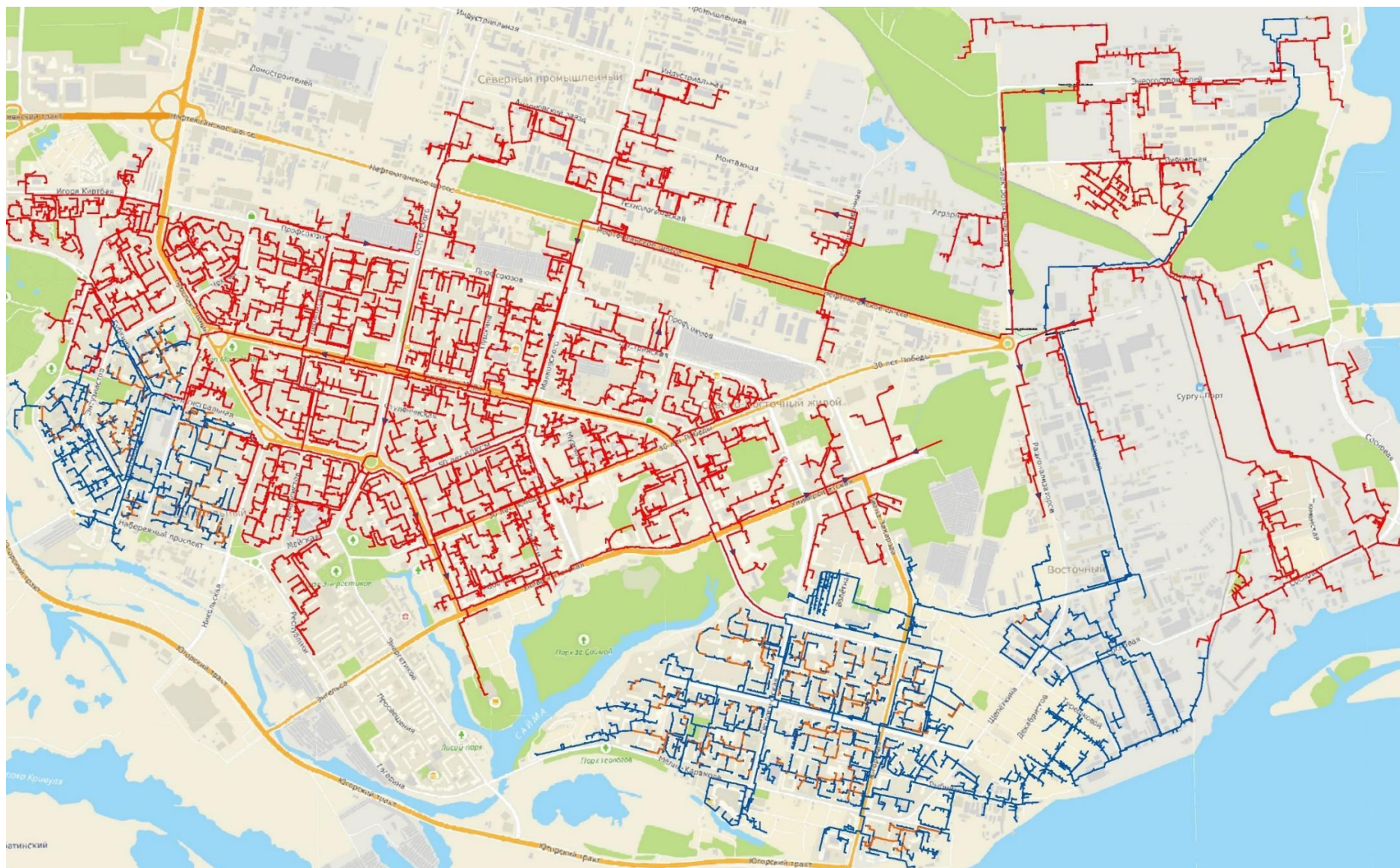


Рисунок 8.25 – Объединенная зона теплоснабжения СГРЭС-1 – ПКТС – Промзона

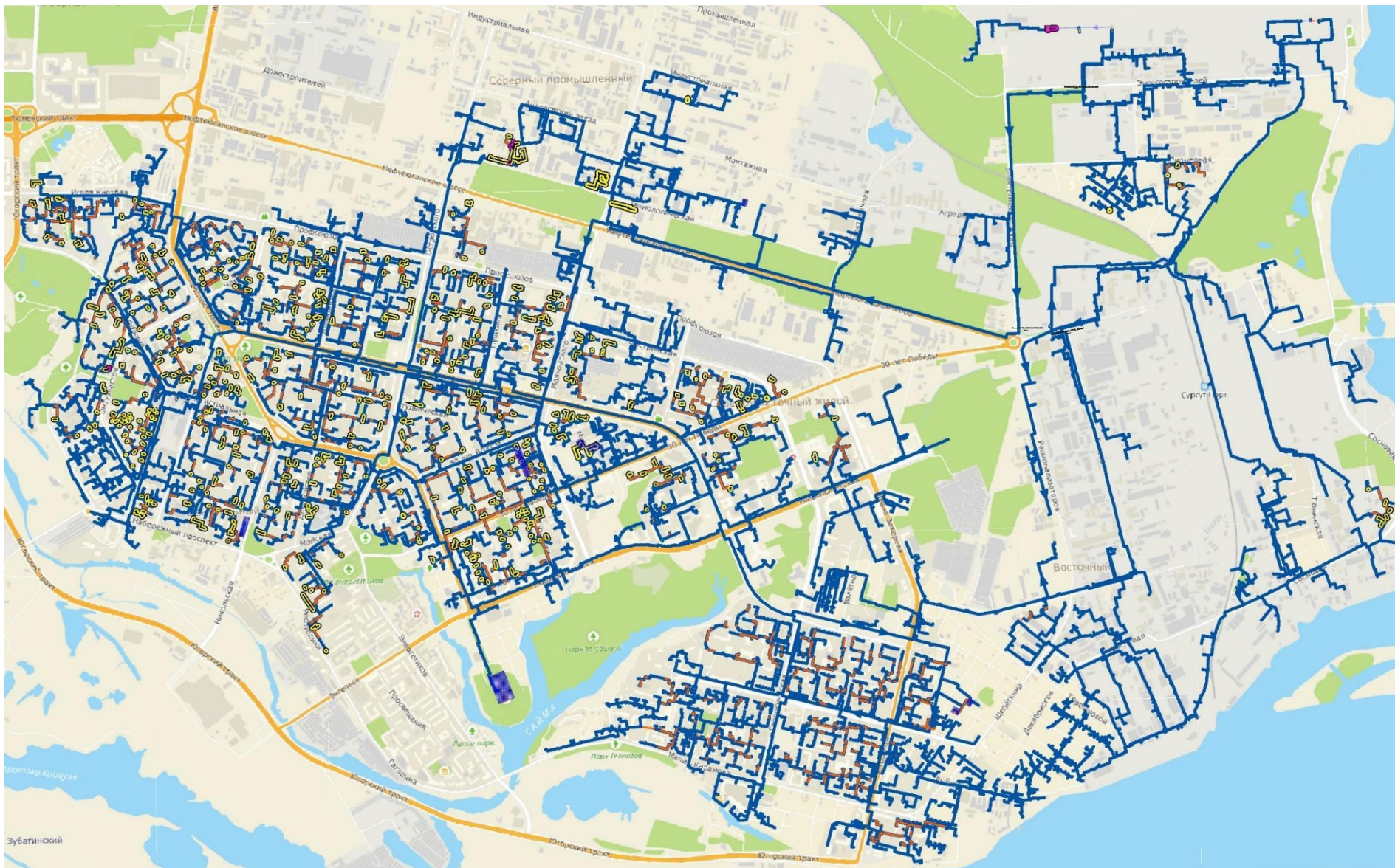


Рисунок 8.26 – Области замерзания СГРЭС-1 – ПКТС – Промзона

Выводы

Рассмотрен режим работы СЦТ при условии – авария на источнике магистрального теплопровода от СГРЭС-2-Промзона. Полученные результаты могут считаться положительными, т.к. в промежуточных точках и у потребителей с наихудшими гидравлическими параметрами наблюдаются положительные располагаемые напоры (значения превышают 12 м вод. ст. у потребителей с элеваторными узлами подключения и

3 м.вод.ст. для безэлеваторных схем подключения), достаточные для качественного и надежного теплоснабжения. Также решается проблема с замерзанием подающего теплопровода перед ПКТС.

На основании изложенного, для обеспечения возможности теплоснабжения при отказе оборудования на СГРЭС-2-Промзона тепломагистрали, предлагается следующий порядок и последовательность переключений и введения ограничений:

Переключения потребителей зоны Промзона на теплотехнический комплекс СГРЭС-1 – ПКТС, через существующую резервирующую перемычку по улице Энергостроителей;

Введение 1 этапа ограничений для объединённой зоны теплоснабжения – отключение ГВС до уровня аварийной брони;

8.4.5 Возможности теплоснабжения от СГРЭС-1 и ПКТС при аварии на СГРЭС-2

Для моделирования аварийных режимов рассматривается следующее условие – аварийная ситуация и отключения теплоснабжения на СГРЭС-2, при стоянии расчетной температуры наружного воздуха. Необходимо определить возможность покрытия тепловой нагрузки объединенной зоны теплоснабжения, включающей:

- потребителей от тепломагистрали СГРЭС-1 –ПКТС – Город;
- потребителей от тепломагистрали СГРЭС-2 – ВЖР, теплоснабжение которых происходит по резервной схеме – через существующую перемычку 2Ду800 мм по улице Энергостроителей;
- потребителей от тепломагистрали СГРЭС-2 – Промзона, теплоснабжение которых происходит по резервной схеме – через существующую перемычку 2Ду800 мм пр-ту Пролетарский в районе павильона П-12.

Решения об аварийном распределении тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии, входящими в состав СЦТ определяются с учетом оценки тепловых балансов по объединенной системе теплоснабжения.

Как видно, с точки зрения балансов тепловой мощности, присоединенная нагрузка с учетом потерь тепловой энергии в тепловых сетях не может обеспечиваться в полном объеме. Ограничения тепловой мощности наступят при температуре менее -40°C .

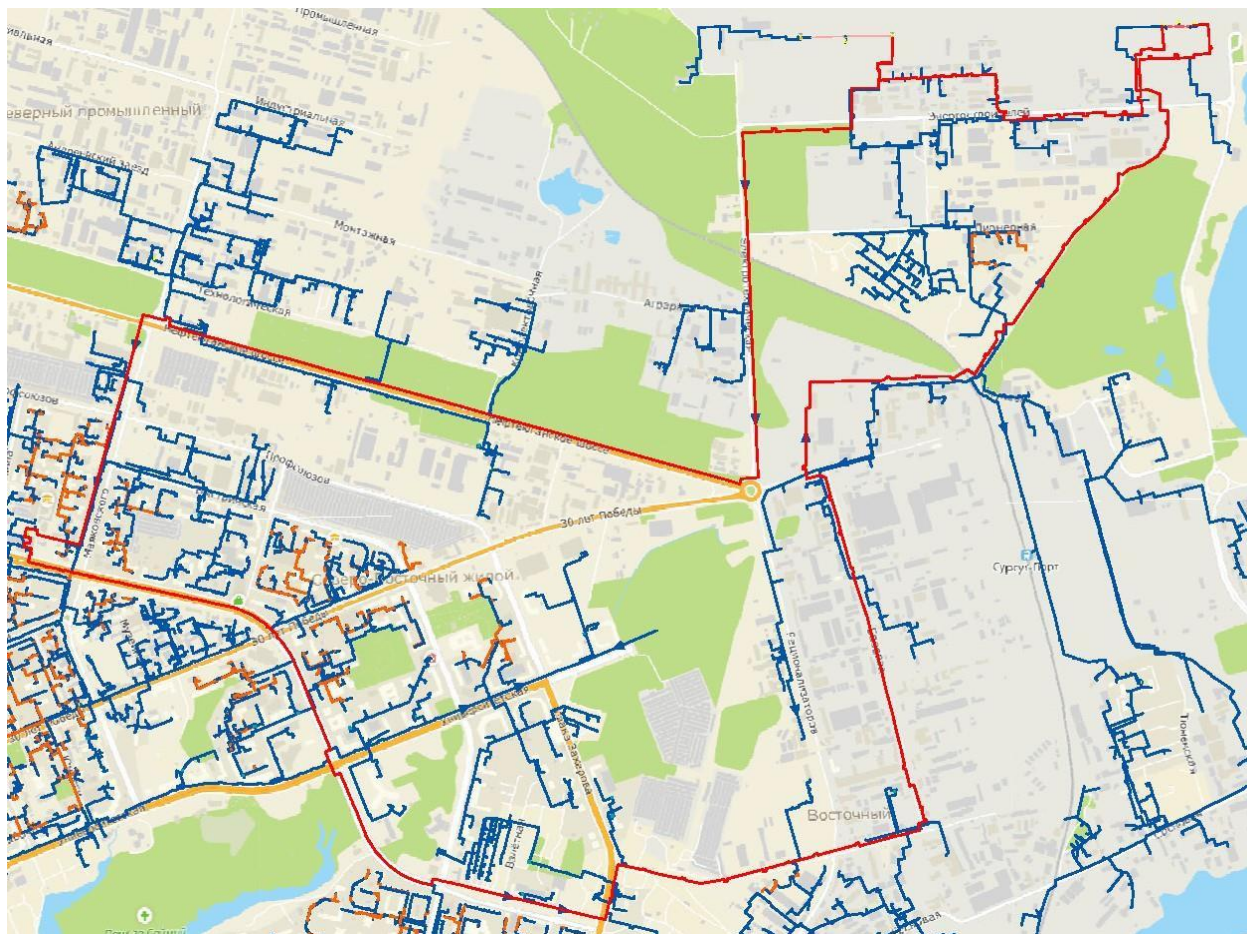


Рисунок 8.27 – Пути от источника СГРЭС-1 до СГРЭС-2 через существующие резервирующие переемы

Расчеты в электронной модели теплоснабжения показали, что основной проблемой обеспечения всех потребителей тепловой энергией от комплекса СГРЭС-1-ПКТС, станет невозможность поддержания гидравлического режима в объединённой системе из-за недостаточной пропускной способности существующих магистральных трубопроводов.

Путем моделирования различных этапов отключения тепловых нагрузок, был рассчитан максимально возможный вариант функционирования объединенной системы теплоснабжения, при аварии на СГРЭС-2. В данном, аварийном режиме функционирования СЦТ, для снижения тепловой нагрузки на комплексе СГРЭС-1-ПКТС предлагается переключение части тепловых нагрузок на зоны котельных №1 и №2, приведённых в п.п. 7.1.

Переключение дополнительных подзон (ЦТП) сверх указанных, к данным котельным, не представляется возможным, по следующим причинам:

1. Отсутствие дополнительно располагаемой мощности на источниках;
2. Невозможность обеспечения гидравлического режима потребителей дополнительных подзон.

В объединенной зоне теплоснабжения СГРЭС-1 – ПКТС – Город – ВЖР – Промзона, для возможности обеспечения всех потребителей тепловой энергией по аварийной схеме, необходимо:

1. Произведения 1 этапа отключений, во всей объединенной зоне теплоснабжения:
 - a. Qотопления – в объеме 70%;
 - b. Qвентиляция – в объеме 70%;
 - c. QГВС – отключение до уровня аварийной брони;
2. Переключение потребителей

Подключение ВЖР на комплекс СГРЭС-1 – ПКТС, через существующую перемычку по пр-ту Пролетарский в районе павильона П-12.

Подключение Промзоны на комплекс СГРЭС-1, через существующую перемычку по улице Энергостроителей;

Объединенная зона теплоснабжения изображена на рисунке ниже. Пьезометрические графики до самых удаленных потребителей представлены в Приложении 12Г.

В описанных режимах работы в объединённой зоне теплоснабжения, соблюдаются следующие условия:

1. Обеспечивается тепловая нагрузка отопления и вентиляции в 70% от существующего объёма;
2. Тепловая нагрузка на ГВС обеспечивается до уровня аварийной брони;
3. Обеспечивается необходимо минимальный располагаемый напор (12 м.вод.ст.) на элеваторных вводах потребителей тепловой энергией;
4. Обеспечивается необходимо минимальный располагаемый напор (3 м.вод.ст.) на безэлеваторных (зависимые, АУУ, ИТП) вводах потребителей тепловой энергией;
5. Соблюдаются тепловые балансы источников, т.е. подключенная тепловая нагрузка не превышает располагаемой мощности комплекса;
6. Отключение ПНС-1 и загрузку магистрали от ПНС-1 до СГРЭС-2 в максимальном объёме 50% от собственных нужд.

При такой схеме покрытия аварийной нагрузки наиболее проблемной зоной теплоснабжения представлены в п.п. 7.1

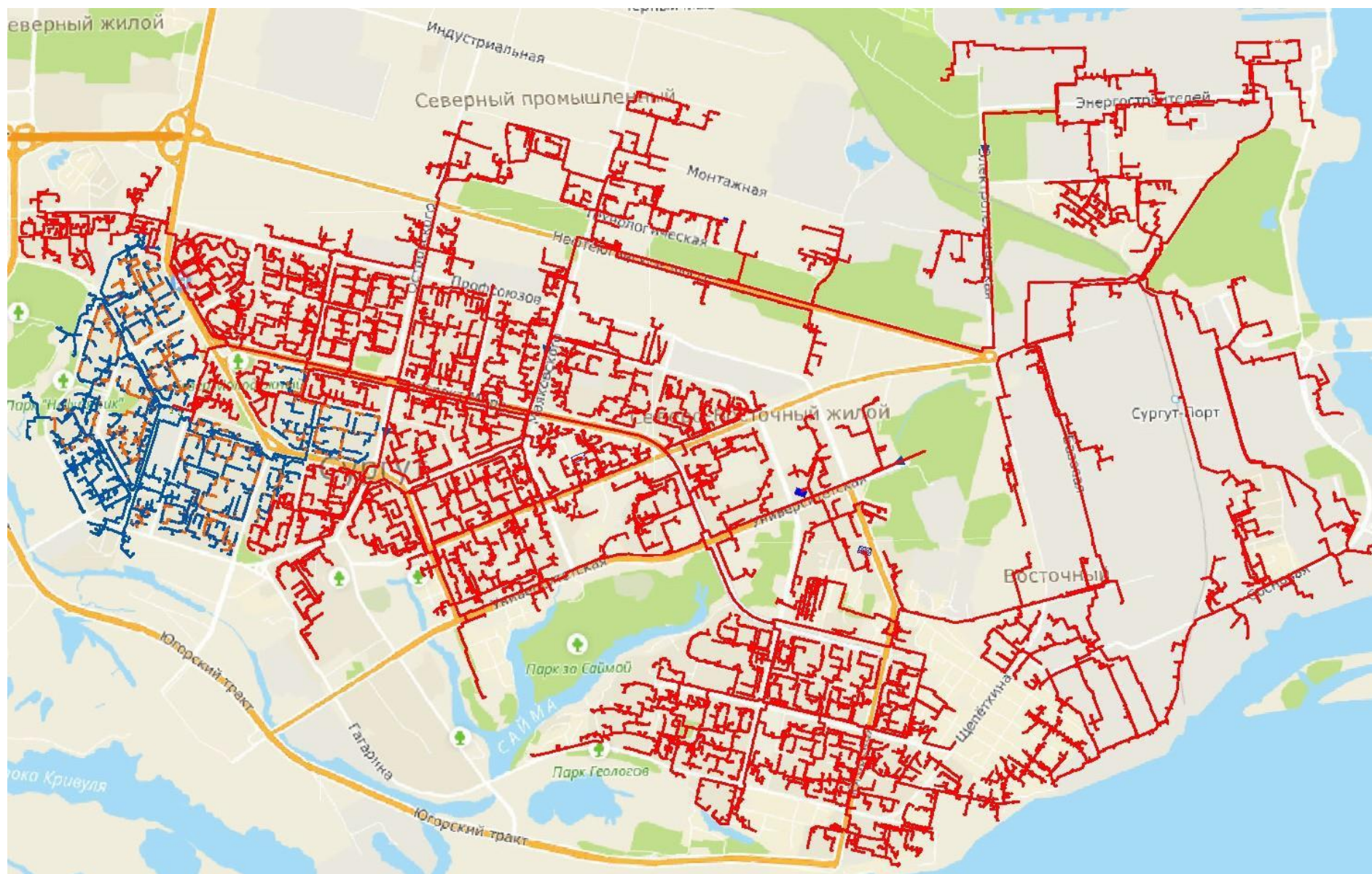


Рисунок 8.28 – Объединённая зона теплоснабжения СГРЭС-1-ПКТС-СГРЭС-2

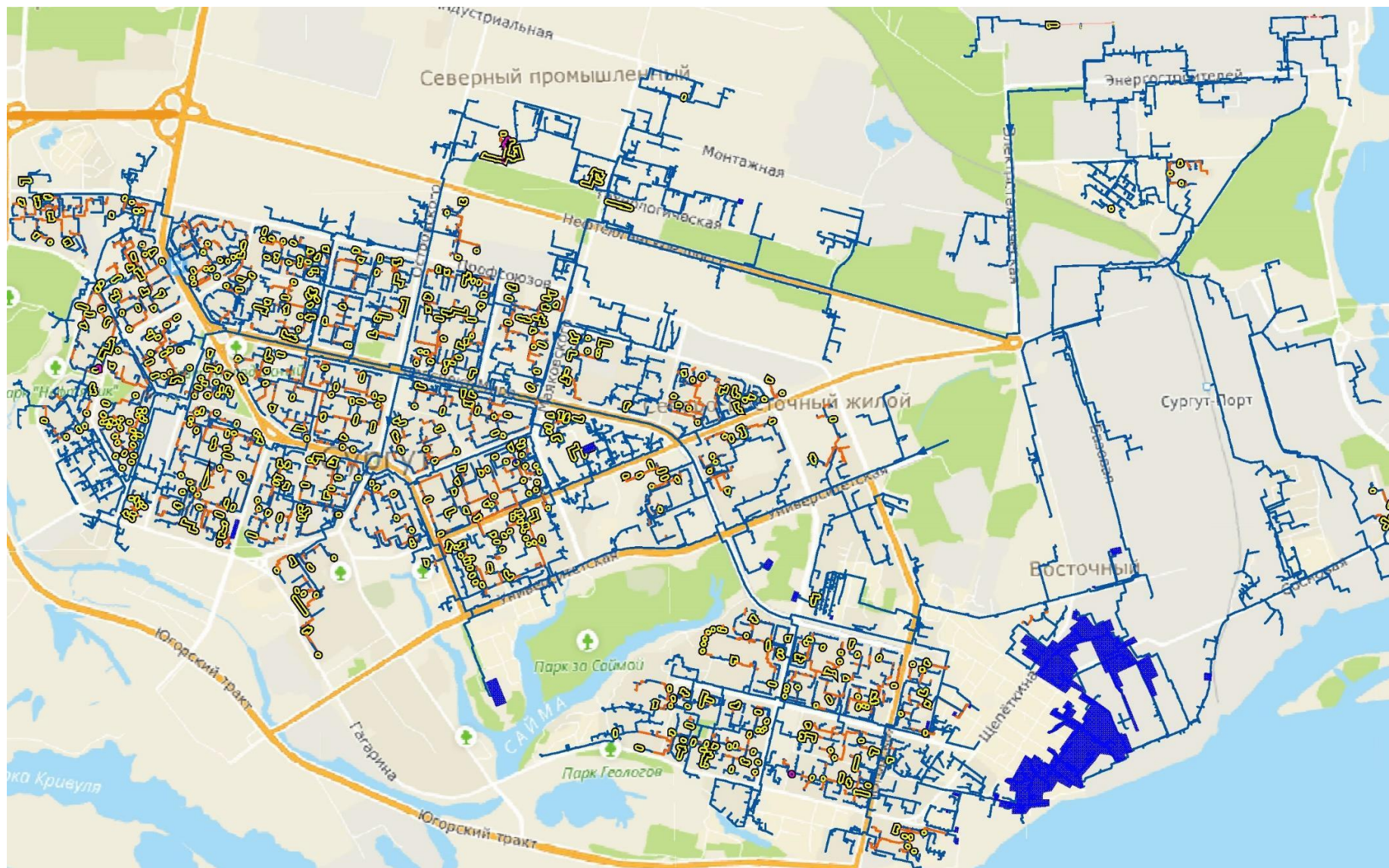


Рисунок 8.29 – Области замерзания СГРЭС-1-ПКТС-СГРЭС-2

Выводы

Рассмотрен режим работы СЦТ при условии – авария магистрального теплопровода от СГРЭС-2-ВЖР и СГРЭС-2-Промзона. Полученные результаты могут считаться условно положительными, т.к. в промежуточных точках и у потребителей с наихудшими гидравлическими параметрами наблюдаются положительные располагаемые напоры (значения превышают 12 м вод. ст. у потребителей с элеваторными узлами подключения и

3 м.вод.ст. для безэлеваторных схем подключения), достаточные для качественного и надежного теплоснабжения. Однако, в моделируемой ситуации, две зоны теплоснабжения оказываются полностью отрезанными от централизованного теплоснабжения и часть потребителей получают теплоноситель в неудовлетворительно качестве (недостаточной температуры).

На основании изложенного, для обеспечения возможности теплоснабжения при отказе СГРЭС-2 предлагается следующий порядок и последовательность переключений и введения ограничений:

1. Переключение тепловых нагрузок ряда ЦТП на зоны теплоснабжения котельных
№1, №2 (см. выше);
2. Введение 1 этапа ограничений в зонах котельных №1, №2 – отключение ГВС до уровня аварийной брони;
3. Повышение располагаемого напора на Котельной №1 в виду подключения новых потребителей и ЦТП, у которых возникнет нехватка напора: ЦТП 5, 99;
4. Изменение нагрузки потребителей тепловой энергии на нужды отопления и вентиляции Котельной №2 снижены до 90-85% в виду установленной мощности котельной
5. Переключения потребителей зоны ВЖР на теплотехнический комплекс СГРЭС-1 – ПКТС, через существующую резервирующую переемычку по пр-ту Пролетарский;
6. Переключения потребителей зоны Промзона на теплотехнический комплекс СГРЭС-1, через существующую резервирующую переемычку по улице Энергостроителей;
7. Введение 1 этапа ограничений для объединённой зоны теплоснабжения – отключение ГВС до уровня аварийной брони, СО и ВС до 70%;
8. Переключение тепловых нагрузок ЦТП-88 зону ЦТП-87;
9. Введение ограничений расхода теплоносителя для потребителей зон ЦТП-88;

10. Обеспечение теплоснабжение потребителей ЦТП-100 от аварийного источника, при наличии технической возможности или произведение слива систем отопления, во избежание их размораживания;

11. Слив систем отопления потребителей зоны ЦТП-90.

12. Отключение ПНС-1 и загрузку магистрали от ПНС-1 до СГРЭС-2 в максимальном объеме 50% от собственных нужд.

8.4.6 Возможности теплоснабжения от СГРЭС-1 и ПКТС при аварии на СГРЭС-2-Промзона и перспективных резервирующих перемычках

Для моделирования аварийных режимов рассматривается следующее условие – аварийная ситуация и отключения теплоснабжения на СГРЭС-2, при стоянии расчетной температуры наружного воздуха. Необходимо определить возможность покрытия тепловой нагрузки объединенной зоны теплоснабжения, включающей:

- потребителей от тепломагистрали СГРЭС-1 – ПКТС – Город;
- потребителей от тепломагистрали СГРЭС-2 – ВЖР, теплоснабжение которых происходит по резервной схеме – через перспективную перемычку 2Ду400 мм по улице Энергостроителей;
- потребителей от тепломагистрали СГРЭС-2 – Промзона, теплоснабжение которых происходит по резервной схеме – через перспективную перемычку 2Ду800 мм по Нижневартовскому шоссе в районе ПНС-1.

Решения об аварийном распределении тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии, входящими в состав СЦТ определяются с учетом оценки тепловых балансов по объединенной системе теплоснабжения.

Как видно, с точки зрения балансов тепловой мощности, присоединенная нагрузка с учетом потерь тепловой энергии в тепловых сетях не может обеспечиваться в полном объеме. Ограничения тепловой мощности наступят при температуре менее -40°C.

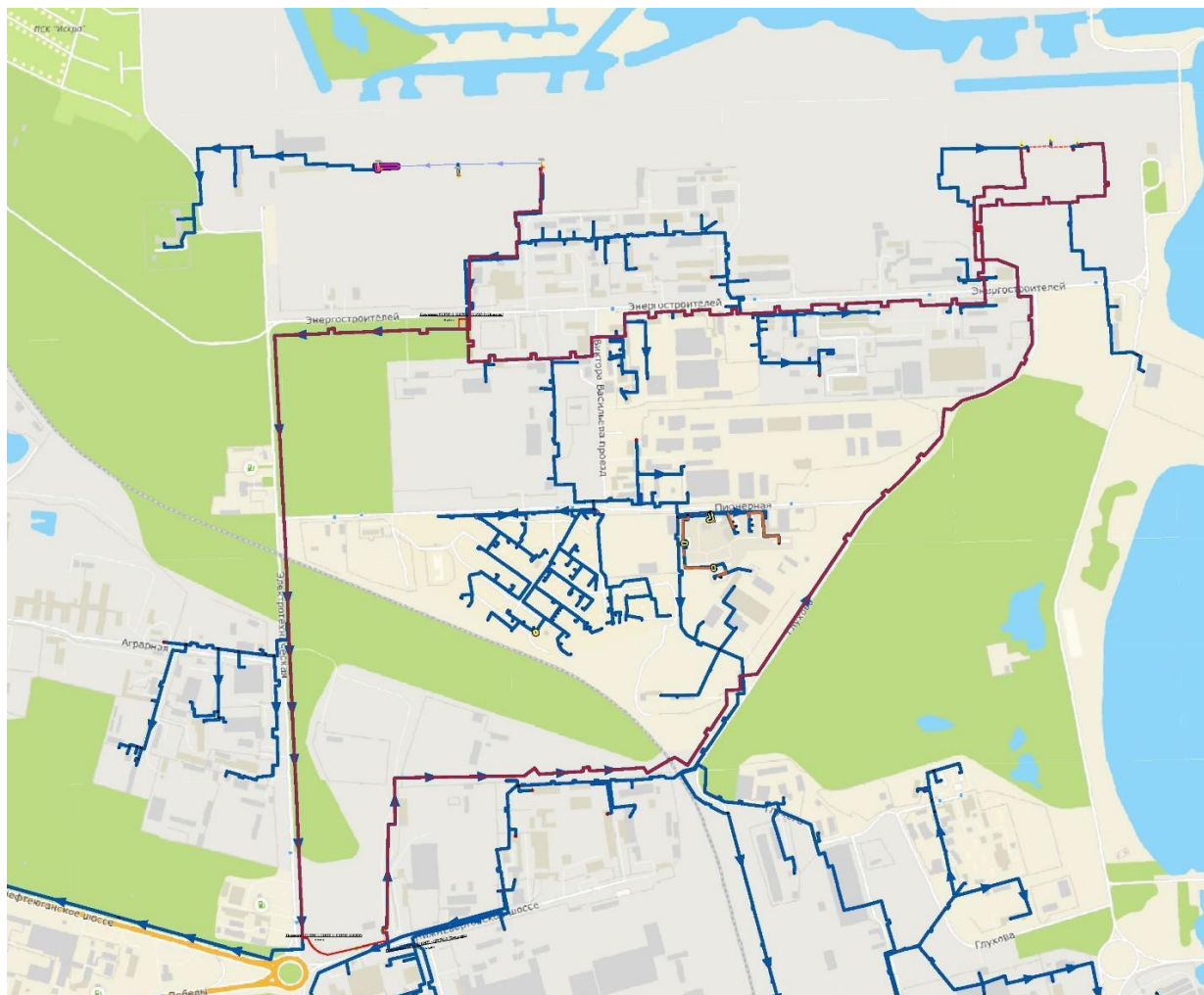


Рисунок 8.30 – Пути от источника СГРЭС-1 до СГРЭС-2 через существующие резервирующие перемычки

Расчеты в электронной модели теплоснабжения показали, что основной проблемой обеспечения всех потребителей тепловой энергией от комплекса СГРЭС-1-ПКТС, станет невозможность поддержания нормативного теплового режима в объединённой системе из-за большой протяжённости сетей.

Путем моделирования различных этапов отключения тепловых нагрузок, был рассчитан максимально возможный вариант функционирования объединенной системы теплоснабжения, при аварии СГРЭС-2. В данном, аварийном режиме функционирования СЦТ, для снижения тепловой нагрузки на комплексе СГРЭС-1-ПКТС предлагается переключение части тепловых нагрузок на зоны котельных №1 и №2, приведённых в п.п. 7.1.

Переключение дополнительных подзон (ЦТП) сверх указанных, к данным котельным, не представляется возможным, по следующим причинам:

1. Отсутствие дополнительно располагаемой мощности на источниках;
2. Невозможность обеспечения гидравлического режима

потребителей дополнительных подзон.

В объединенной зоне теплоснабжения СГРЭС-1 – ПКТС – Город – ВЖР – Промзона, для возможности обеспечения всех потребителей тепловой энергией по аварийной схеме 1.

Произведения 1 этапа отключений, во всей объединенной зоне теплоснабжения:

- a. $Q_{\text{отопления}}$ – в объеме 70%;
 - b. $Q_{\text{вентиляция}}$ – в объеме 70%;
 - c. $Q_{\text{ГВС}}$ – отключение до уровня аварийной брони;
2. Переключение потребителей

Подключение ВЖР на комплекс СГРЭС-1 – ПКТС, через перспективную перемычку по Нижневартовскому шоссе в районе ПНС-1.

Подключение Промзоны на комплекс СГРЭС-1, через перспективную перемычку по улице Энергостроителей на выводе из СГРЭС-1-ПКТС;

Объединенная зона теплоснабжения изображена на рисунке ниже. Пьезометрические графики до самых удаленных потребителей представлены в Приложении 12Г.

В описанных режимах работы в объединённой зоне теплоснабжения, соблюдаются следующие условия:

1. Обеспечивается тепловая нагрузка отопления и вентиляции в 70% от существующего объёма;
2. Тепловая нагрузка на ГВС обеспечивается до уровня аварийной брони;
3. Обеспечивается необходимо минимальный располагаемый напор (12 м.вод.ст.) на элеваторных вводах потребителей тепловой энергией;
4. Обеспечивается необходимо минимальный располагаемый напор (3 м.вод.ст.) на безэлеваторных (зависимые, АУУ, ИТП) вводах потребителей тепловой энергией;
5. Соблюдаются тепловые балансы источников, т.е. подключенная тепловая нагрузка не превышает располагаемой мощности комплекса;
6. Отключение ПНС-1 и загрузку магистрали от ПНС-1 до СГРЭС-2 в максимальном объёме 50% от собственных нужд.

При такой схеме покрытия аварийной нагрузки наиболее проблемной зоной теплоснабжения представлены в п.п. 7.1

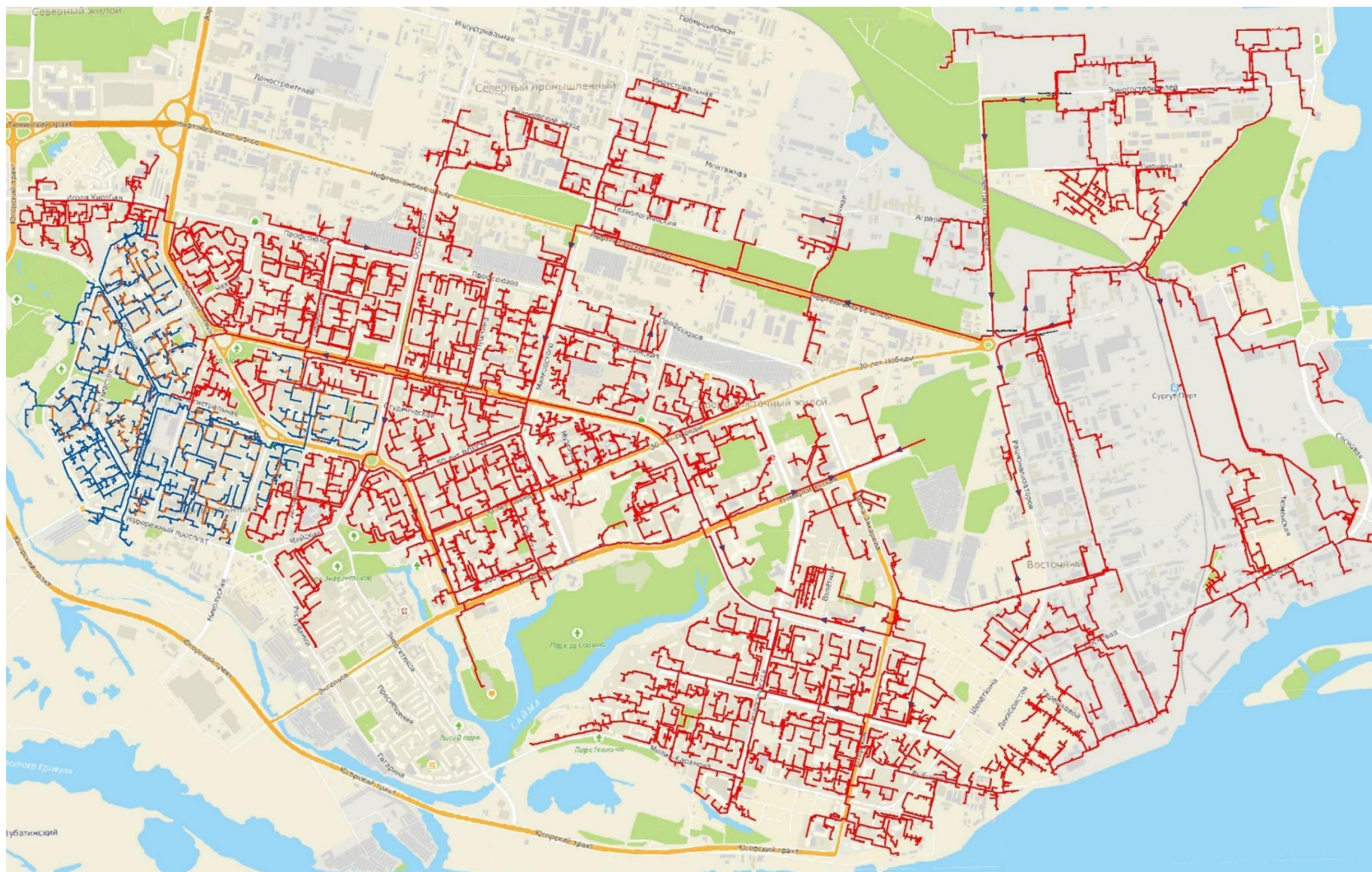


Рисунок 8.31 – Объединённая зона теплоснабжения СГРЭС-1-ПКТС-СГРЭС-2

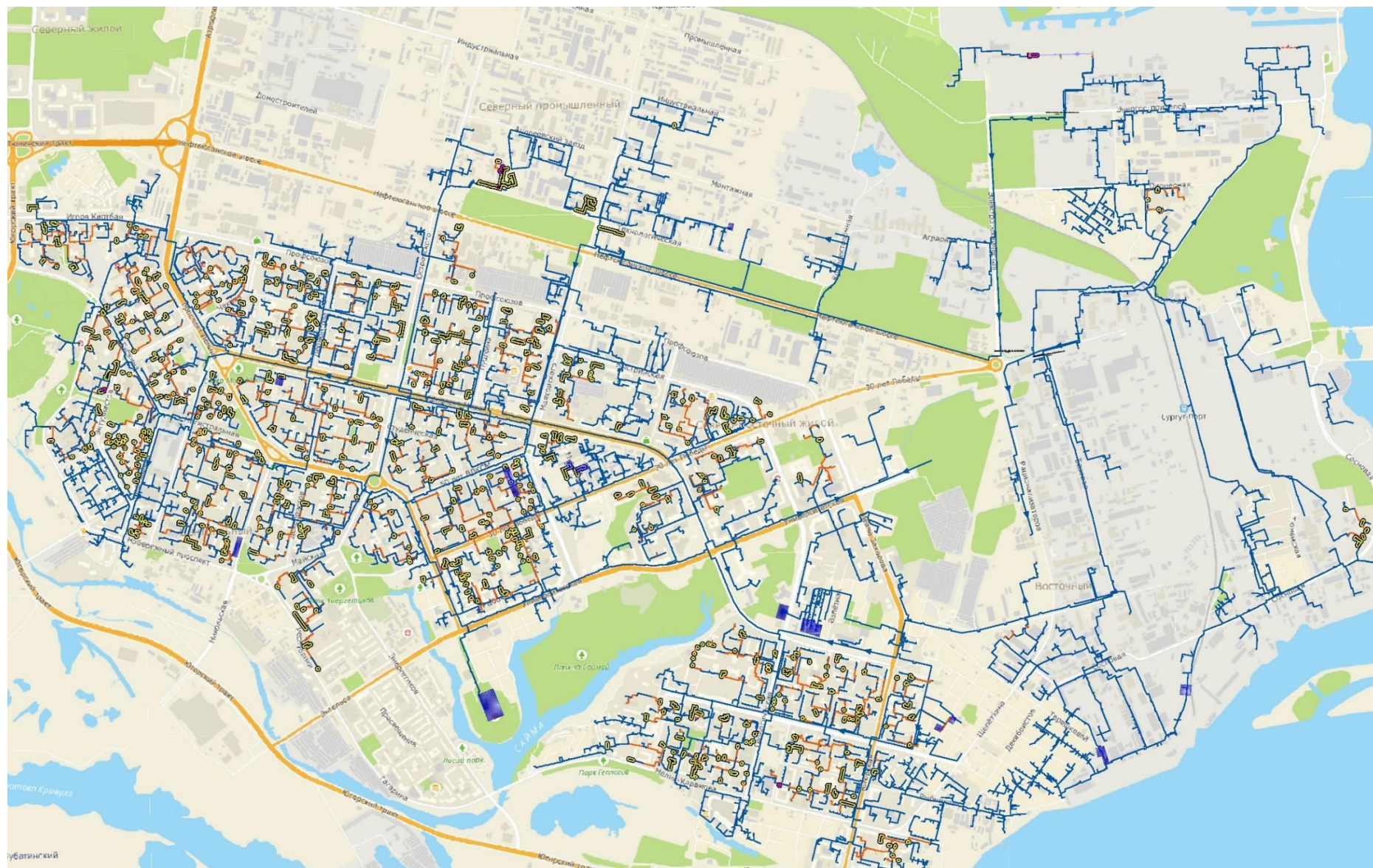


Рисунок 8.32 – Области замерзания СГРЭС-1-ПКТС-СГРЭС-2

Выводы

Рассмотрен режим работы СЦТ при условии – авария на СГРЭС-2 и отключение абонентов в области действия источника от теплоснабжения. Полученные результаты могут считаться положительными, т.к. в промежуточных точках и у потребителей с наихудшими гидравлическими параметрами наблюдаются положительные располагаемые напоры (значения превышают 12 м вод. ст. у потребителей с элеваторными узлами подключения и

3 м.вод.ст. для безэлеваторных схем подключения), достаточные для качественного и надежного теплоснабжения.

На основании изложенного, для обеспечения возможности теплоснабжения при отказе СГРЭС-2 предлагается следующий порядок и последовательность переключений и введения ограничений:

1. Переключение тепловых нагрузок ряда ЦТП на зоны теплоснабжения котельных

№1, №2 (см. выше);

2. Введение 1 этапа ограничений в зонах котельных №1, №2 – отключение ГВС до уровня аварийной брони;

3. Повышение располагаемого напора на Котельной №1 в виду подключения новых потребителей и ЦТП, у которых возникнет нехватка напора: ЦТП 5, 99;

4. Изменение нагрузки потребителей тепловой энергии на нужды отопления и вентиляции Котельной №2 снижены до 90-85% в виду установленной мощности котельной

5. Переключения потребителей зоны ВЖР на теплотехнический комплекс СГРЭС-1 – ПКТС, через существующую резервирующую перемычку по пр-ту Пролетарский;

6. Переключения потребителей зоны Промзона на теплотехнический комплекс СГРЭС-1, через существующую резервирующую перемычку по улице Энергостроителей;

7. Введение 1 этапа ограничений для объединённой зоны теплоснабжения – отключение ГВС до уровня аварийной брони, СО и ВС до 70%;

8. Переключение тепловых нагрузок ЦТП-88 зону ЦТП-87;

9. Введение ограничений расхода теплоносителя для потребителей зон ЦТП-88;

10. Обеспечение теплоснабжение потребителей ЦТП-100 от аварийного источника, при наличии технической возможности или произведение слива систем отопления, во избежание их размораживания;

11. Слив систем отопления потребителей зоны ЦТП-90.
12. Отключение ПНС-1 и загрузку магистрали от ПНС-1 до СГРЭС-2 в максимальном объёме 50% от собственных нужд.

8.4.7 Возможности теплоснабжения от СГРЭС-2 и ПКТС при аварии на СГРЭС-1

Для моделирования аварийных режимов рассматривается следующее условие - авария на источнике СГРЭС-1, при стоянии расчетной температуры наружного воздуха. Необходимо определить возможность покрытия тепловой нагрузки объединенной зоны теплоснабжения, включающей:

- потребителей от тепломагистрали СГРЭС-2 –ПКТС;
- потребителей от тепломагистрали СГРЭС-2 – ВЖР-Город.

Теплоснабжение зоны ПКТС-Город при отказе источника СГРЭС-1 при стоянии расчетных температур наружного воздуха возможно от следующих теплоисточников:

- тепломагистраль СГРЭС-2 – Промзона – через существующую перемычку 2Ду800 мм по улице Энергостроителей;
- открытие задвижек в районе павильона П-12 Пролетарскому проспекту;
- ПКТС – при автономной работе;

Тепловая мощность «нетто» ПКТС составляет 285,13 Гкал/ч, присоединенная нагрузка потребителей с учетом потерь тепловой энергии в тепловых сетях составляет 683,35 Гкал/ч. Однако, учитывая технологическую особенность пиковой котельной, фактическая выдача мощности, при автономном режиме работы, не превышает

~120Гкал/час, т. к. одновременно в работе могут находиться только 4 из 5 водогрейных котла.

Таким образом, автономная работа ПКТС на зону действия города в полном объеме невозможна.

Для обеспечения возможности работы системы теплоснабжения при аварийном отключении СГРЭС-1 и совместной работы СГРЭС-2 необходимо вывести располагаемую мощность ПКТС до установленной – 250-350 Гкал/ч. Гидравлический расчёт показывает, что недовыдача тепловой мощности ведёт к снижению тепловой нагрузки на потребителей и как следствие снижение температуры внутреннего воздуха до отрицательных значений практически во всём городе. Области замерзания потребителей представлены на изображении ниже.

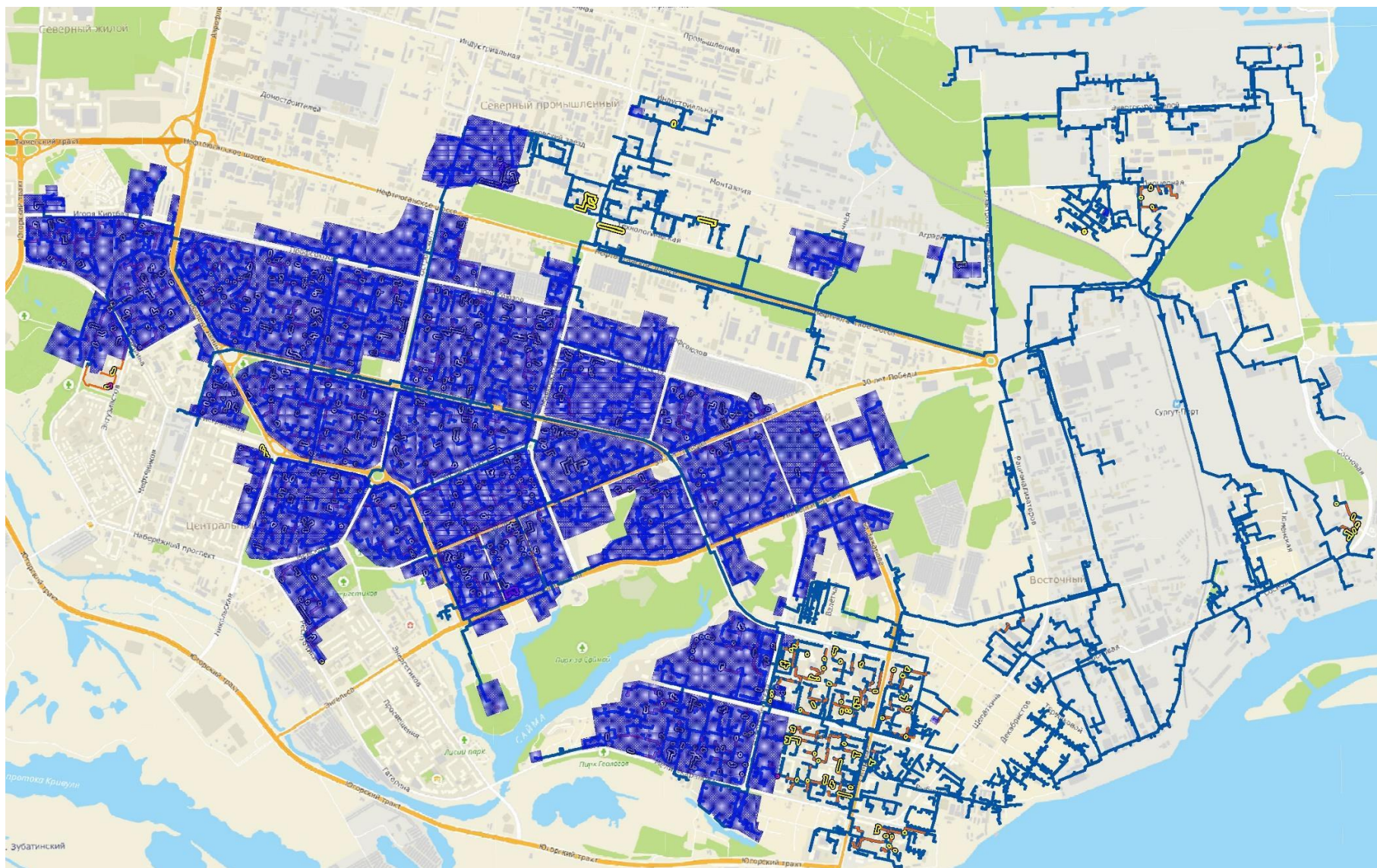


Рисунок 8.33 – Области замерзания абонентов СГРЭС-2-ПКТС-Город

Совместная работа ПКТС и СГРЭС-2-ВЖР показала, что:

1. Мощности и давления на источниках в совокупности хватит для обеспечения незамерзания теплопровода в Городе, за исключением обратных трубопроводов ГВС и части подачи по ул. Энтузиастов и Рабочая;
2. Мощности от совместной работы источников недостаточно для обеспечения потребителей в Городе достаточным количеством тепла, для сохранения температуры внутреннего воздуха в положительных значениях, что соответственно повлечёт за собой замерзание внутренних СО;
3. Из-за изменения гидравлической системы часть абонентов ВЖР останется без качественного теплоснабжения, и температура внутреннего воздуха также опустится ниже нуля.

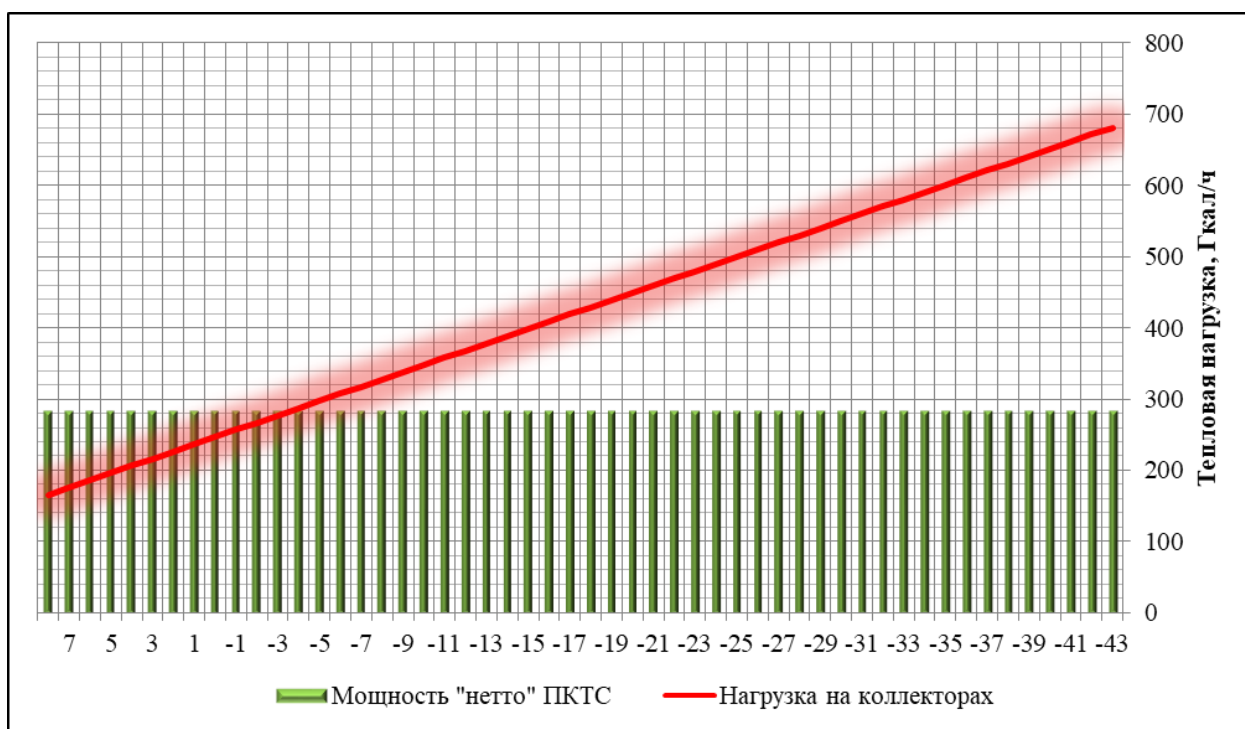


Рисунок 8.34 – Баланс тепловой мощности в зоне ПКТС при отказе СГРЭС-1

Как видно, работа ПКТС на существующую зону без ограничения теплоснабжения потребителей возможна только при температуре наружного воздуха более -5°C.

Для снижения тепловой нагрузки в зоне действия СГРЭС1-ПКТС предлагается переключение части тепловых нагрузок на зоны котельных №1, №2, №3. Режим и условия данного переключения подробно описаны в п.7.1.

Для обеспечения незамерзания теплопроводов ПКТС-Город необходимо открыть задвижки в районе павильона П-12, что обеспечит дополнительный приток теплоносителя.

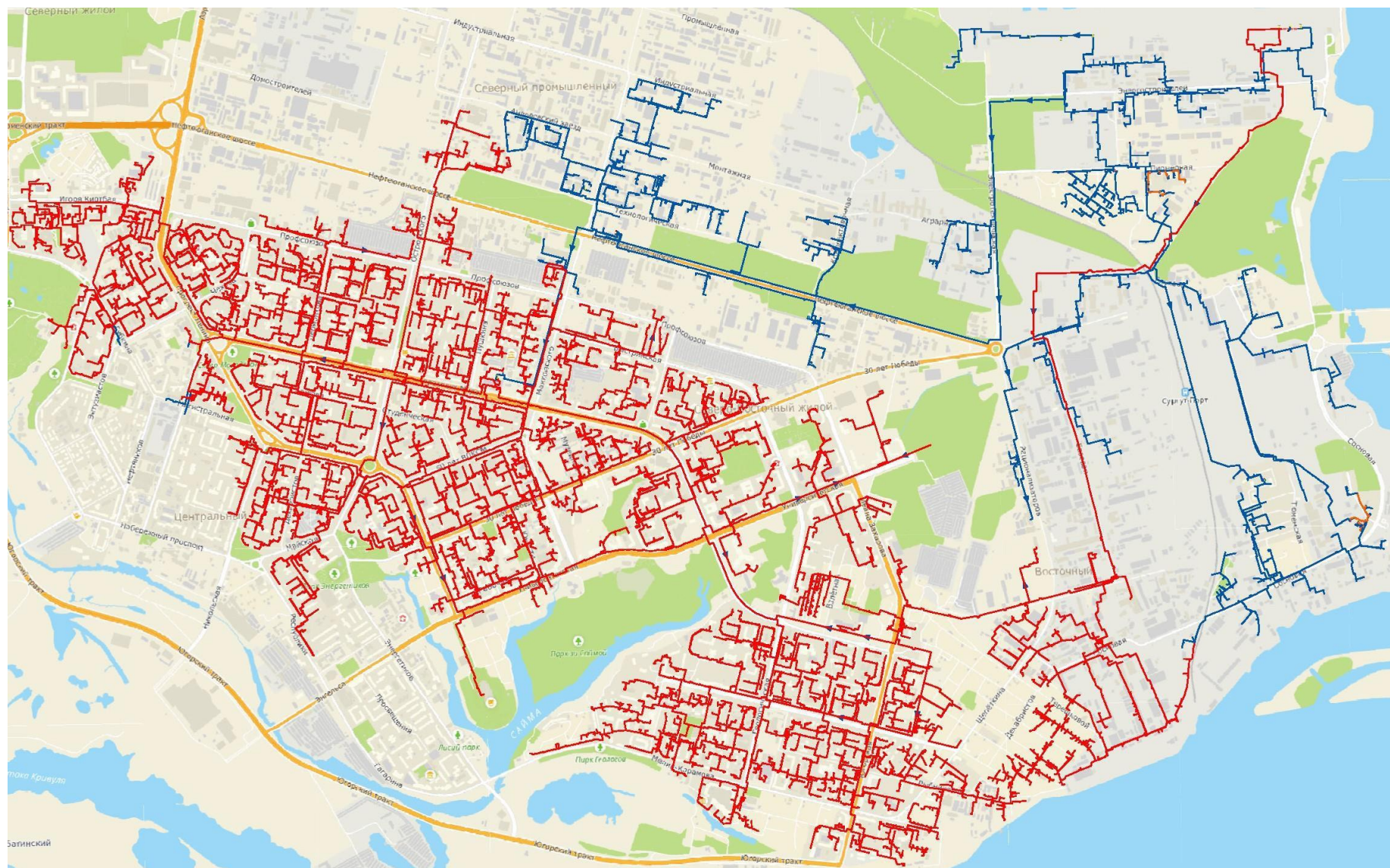
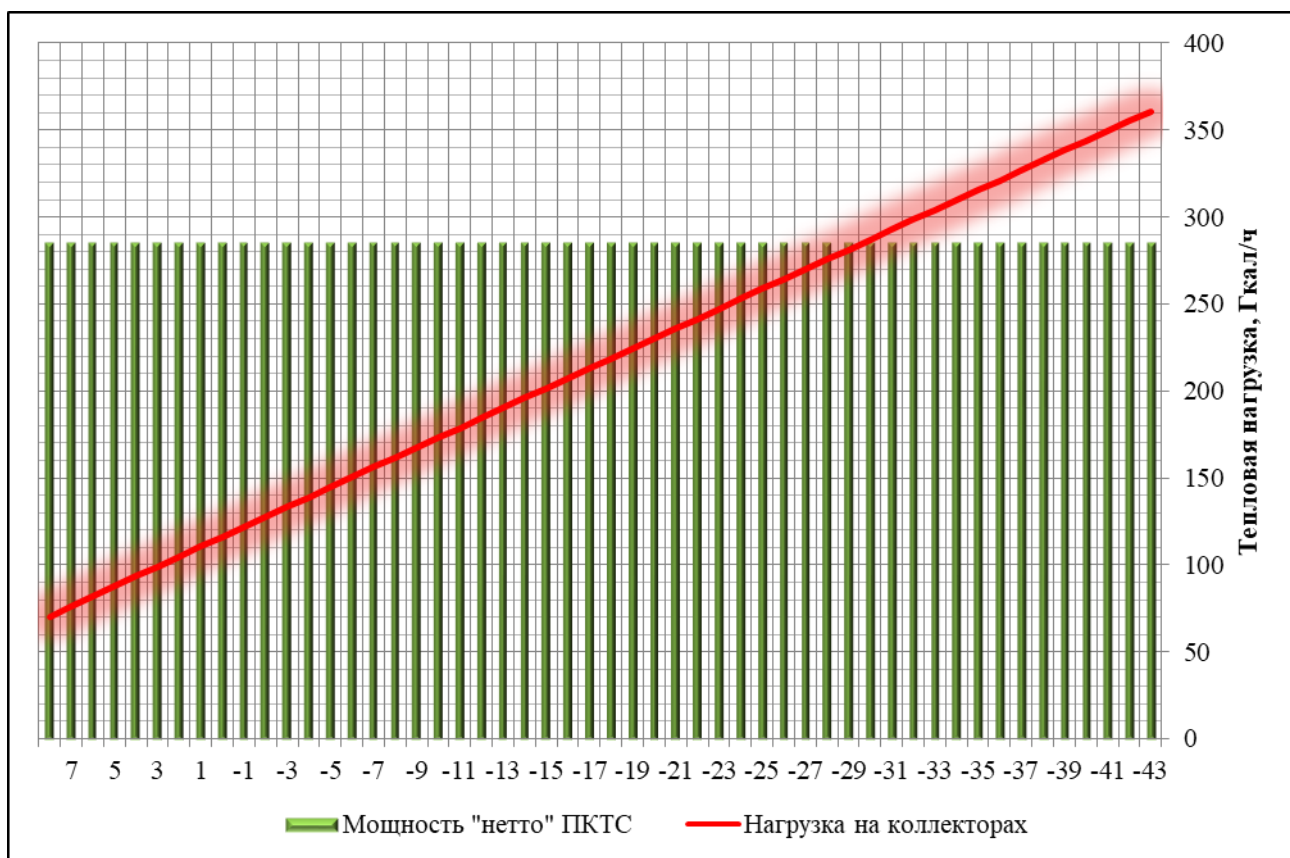


Рисунок 8.35 – Зоны действия СГРЭС-2-Промзона-СГРЭС-1 (синяя) и СГРЭС-2-ВЖР-ПКТС-Город (красная)

Модифицированная зона действия ПКТС

На рисунке ниже.4 представлен баланс тепловой мощности в модифицированной зоне ПКТС при следующих условиях:

- автономная работа СГРЭС-2 и ПКТС;
- сохранение теплоснабжения в полном объеме объектов 1 категории от СГРЭС-1- ПКТС-Город;
- по прочим потребителям – отключение нагрузки ГВС, сохранение нагрузки



отопления в полном объеме (1 этап утвержденного графика ограничений).

Рисунок 8.36 – Баланс тепловой мощности в модифицированной зоне ПКТС при сохранении теплоснабжения потребителей 1 категории и отключении нагрузки ГВС для потребителей остальных категорий

Как видно, существующая мощность «нетто» ПКТС не позволяет покрывать нагрузку в указанной зоне без ГВС при температурах наружного воздуха менее -30°C.

Таким образом, условия 1 этапа аварийной брони невыполнимы при стоянии расчетных температур наружного воздуха.

На рисунке ниже.5 представлен баланс тепловой мощности при следующих условиях:

- автономная работа СГРЭС-2 и ПКТС;
- сохранение теплоснабжения в полном объеме объектов 1 категории от СГРЭС-1- ПКТС-Город;
- по прочим потребителям – отключение нагрузки ГВС, снижение нагрузки отопления и вентиляции согласно 2 этапу утвержденного графика ограничений.

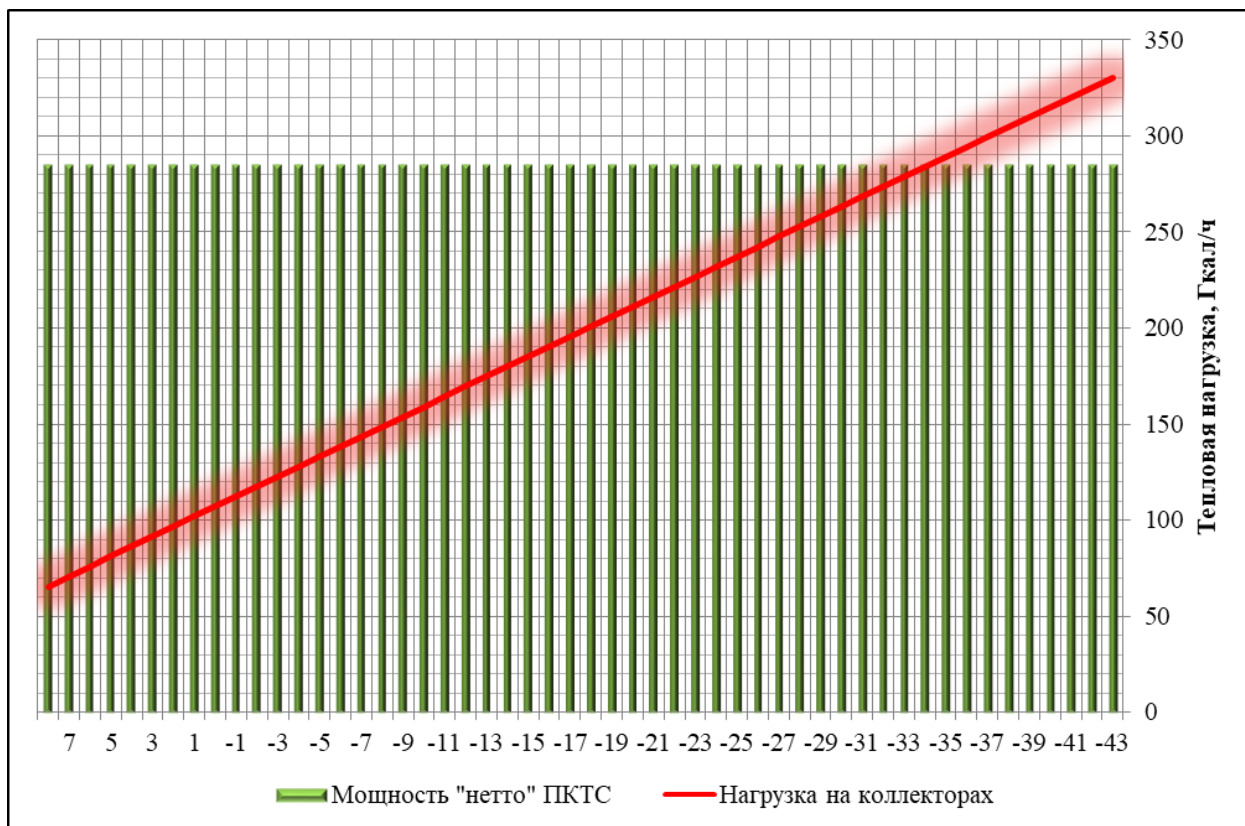


Рисунок 8.37 – Баланс тепловой мощности в модифицированной зоне ПКТС при сохранении теплоснабжения потребителей 1 категории и отключении нагрузки ГВС для потребителей остальных категорий

Как видно, существующая мощность «нетто» ПКТС не позволяет покрывать нагрузку в указанной зоне без ГВС и с частичным ограничением нагрузок отопления и вентиляции при температурах наружного воздуха менее -34°C .

Следовательно, условия аварийной брони при расчетных температурах наружного воздуха невыполнимы.

На рисунке ниже.6 представлен баланс тепловой мощности при следующих условиях:

- автономная работа СГРЭС-2 и ПКТС;
- сохранение теплоснабжения в полном объеме объектов 1 категории от СГРЭС-1- ПКТС-Город;

- по прочим потребителям – отключение нагрузки ГВС, вентиляции, сохранение нагрузки отопления в полном объеме.

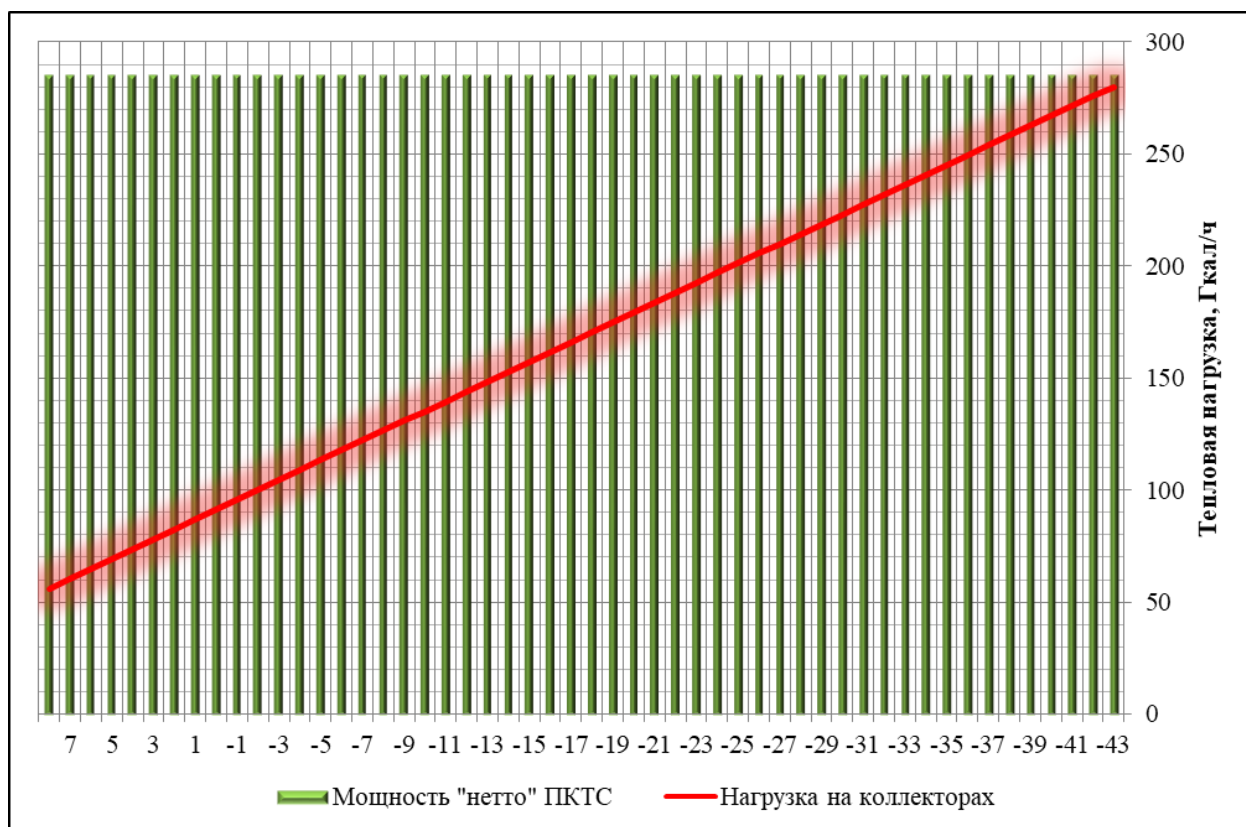


Рисунок 8.38 – Баланс тепловой мощности в модифицированной зоне ПКТС при сохранении теплоснабжения потребителей 1 категории и отключении нагрузки ГВС для потребителей остальных категорий

Как видно, без учета вентиляции, ГВС потребителей, ПКТС способна покрывать оставшуюся нагрузку потребителей. При указанных условиях выполнено моделирование аварийного гидравлического режима.

На рисунке ниже.7 представлен путь, а на рисунке ниже.8 - пьезометрический график передачи теплоносителя от ПКТС до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима.



Рисунок 8.39 – Путь построения пьезометрического графика от ПКТС до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима (отопление и ГВС – уровень аварийной брони, вентиляция – полное отключение)

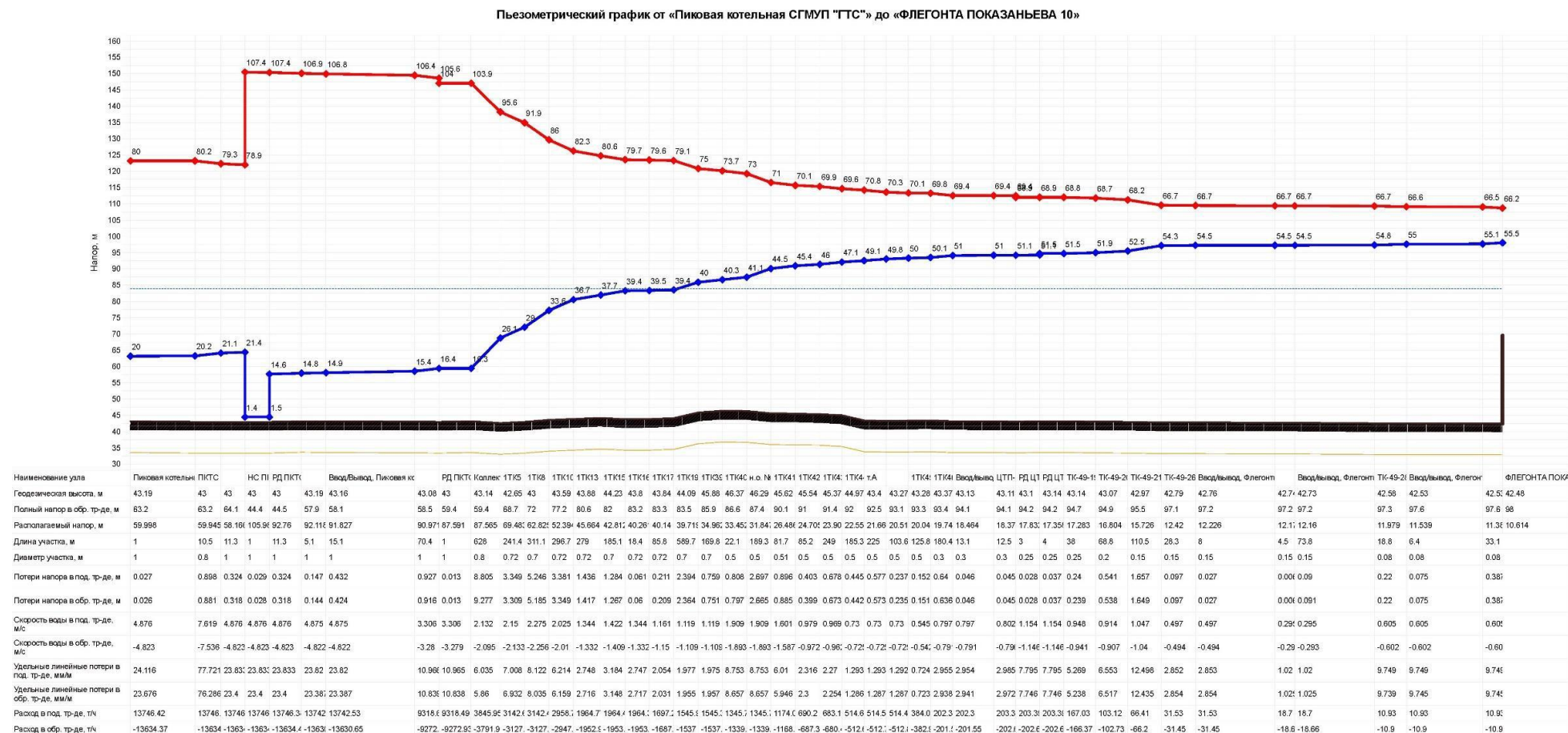


Рисунок 8.40 – Пьезометрический график от ПКТС до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима (отопление и ГВС – уровень аварийной брони, вентиляция – полное отключение)

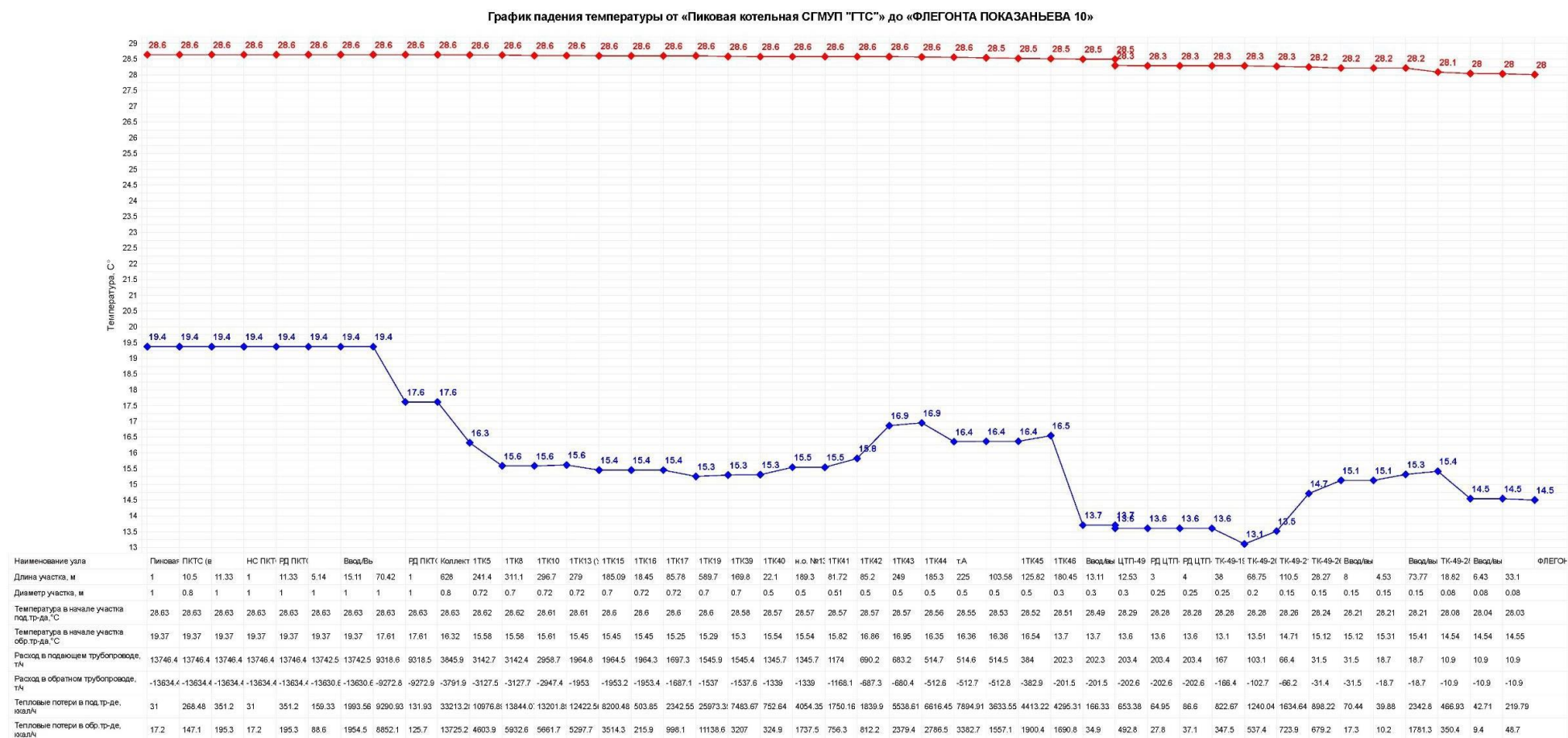


Рисунок 8.41 – График падения температур от ПКТС до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима (отопление и ГВС – уровень аварийной брони, вентиляция – полное отключение)

Выводы:

Полученные результаты не могут считаться положительными, т.к. в промежуточных точках и у потребителей с наихудшими гидравлическими параметрами наблюдаются положительные напоры (значения превышают 12 м вод. ст. у потребителей с элеваторными узлами подключения и 3 м.вод.ст. для безэлеваторных схем подключения), но температура теплоносителя в области действия ПКТС остаётся на уровне 30С, не смотря на подпитку с зоны действия СГРЭС-2-ВЖР.

На основании изложенного, для обеспечения возможности теплоснабжения при отказе СГРЭС-1 или «головного» участка тепломагистрали СГРЭС-1-ПКТС, при стоянии расчетных температур наружного воздуха, предлагается следующий порядок и последовательность введения ограничений для обеспечения незамерзания теплопроводов:

1 этап – отключение горячего водоснабжения (подогревателей на ЦТП, в подвалах жилых и производственных зданий), за исключением потребителей соцкультбыта 1 категории – этап предусматривается в действующем «порядке ограничения теплоснабжения» - утвержденном документе;

2 этап – снижение нагрузки отопления и вентиляции согласно 2 этапу утвержденного графика ограничений;

3 этап – отключения, предусмотренные 1, 2 этапами.

В данный момент, при отказе СГРЭС-1 или «головного» участка тепломагистрали СГРЭС-1-ПКТС отсутствует возможность покрытия тепловой нагрузки основной части потребителей зоны действия ПКТС-Город в виду недостаточной свободной мощности на источнике ПКТС.

Для обеспечения надёжного теплоснабжения потребителей зоны действия ПКТС необходимо возможности вывода в работу установленной мощности ПКТС, 285 Гкал/ч, а также увеличение мощности источника до 350 Гкал/ч, так как существующая система теплоснабжения не способна обеспечить достаточные гидравлические параметры для подачи теплоносителя с зоны действия СГРЭС-2.

Модифицированная зона действия СГРЭС-2

Далее необходимо выполнить проверку возможности теплоснабжения модифицированной зоны от СГРЭС-2, при отказе СГРЭС-1.

На рисунке ниже.9 представлен баланс тепловой мощности «нетто» СГРЭС-2 при отказе СГРЭС-1, с учетом изменения зоны действия источника тепловой энергии.

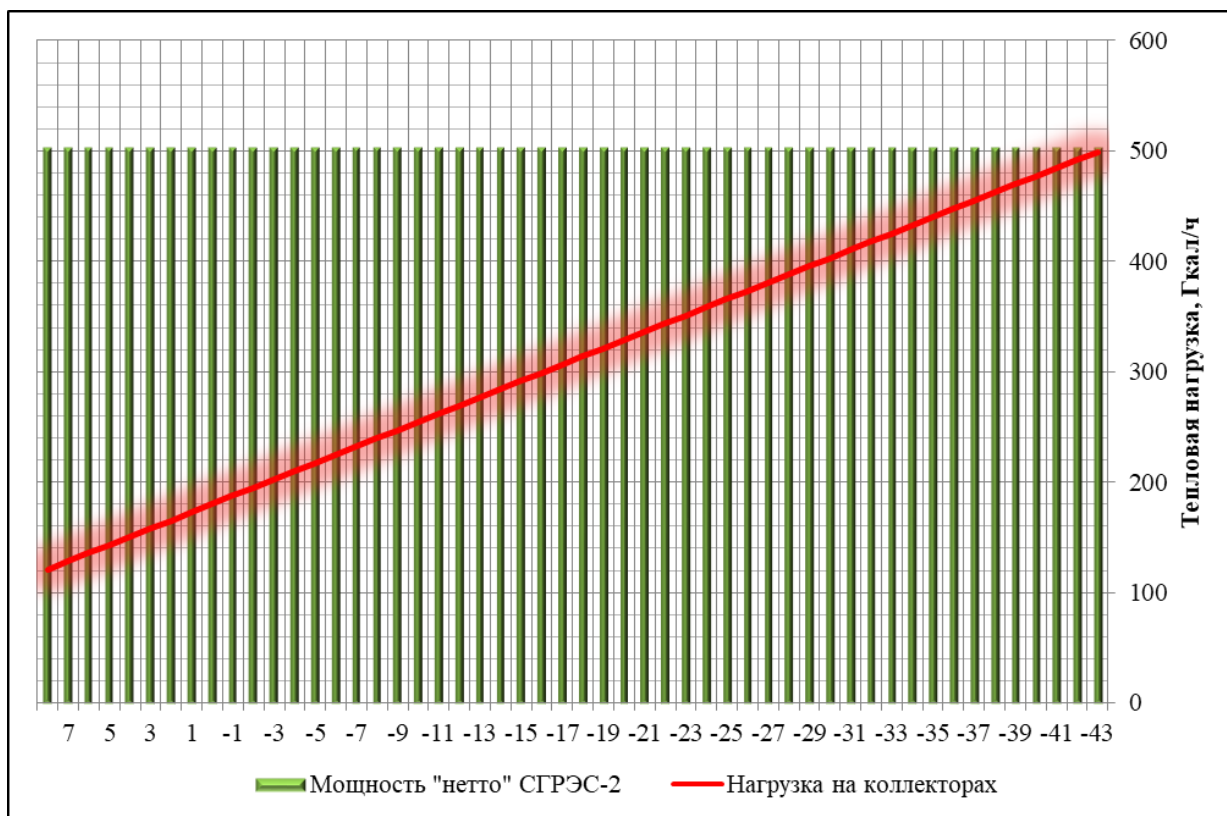


Рисунок 8.42 – Баланс тепловой мощности в модифицированной зоне СГРЭС-2 при отказе СГРЭС-1

Теоретически СГРЭС-2 способна покрыть всю нагрузку модифицированной зоны, в том числе и нагрузку ГВС. Необходимо произвести моделирование аварийного режима с учетом перераспределения нагрузок между СГРЭС-2 и ПКТС.

На рисунке ниже.10 представлен путь, а на рисунке ниже.11 - пьезометрический график передачи теплоносителя от СГРЭС-2 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима.



Рисунок 8.43 – Путь построения пьезометрического графика от СГРЭС-2 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима (без ограничений)

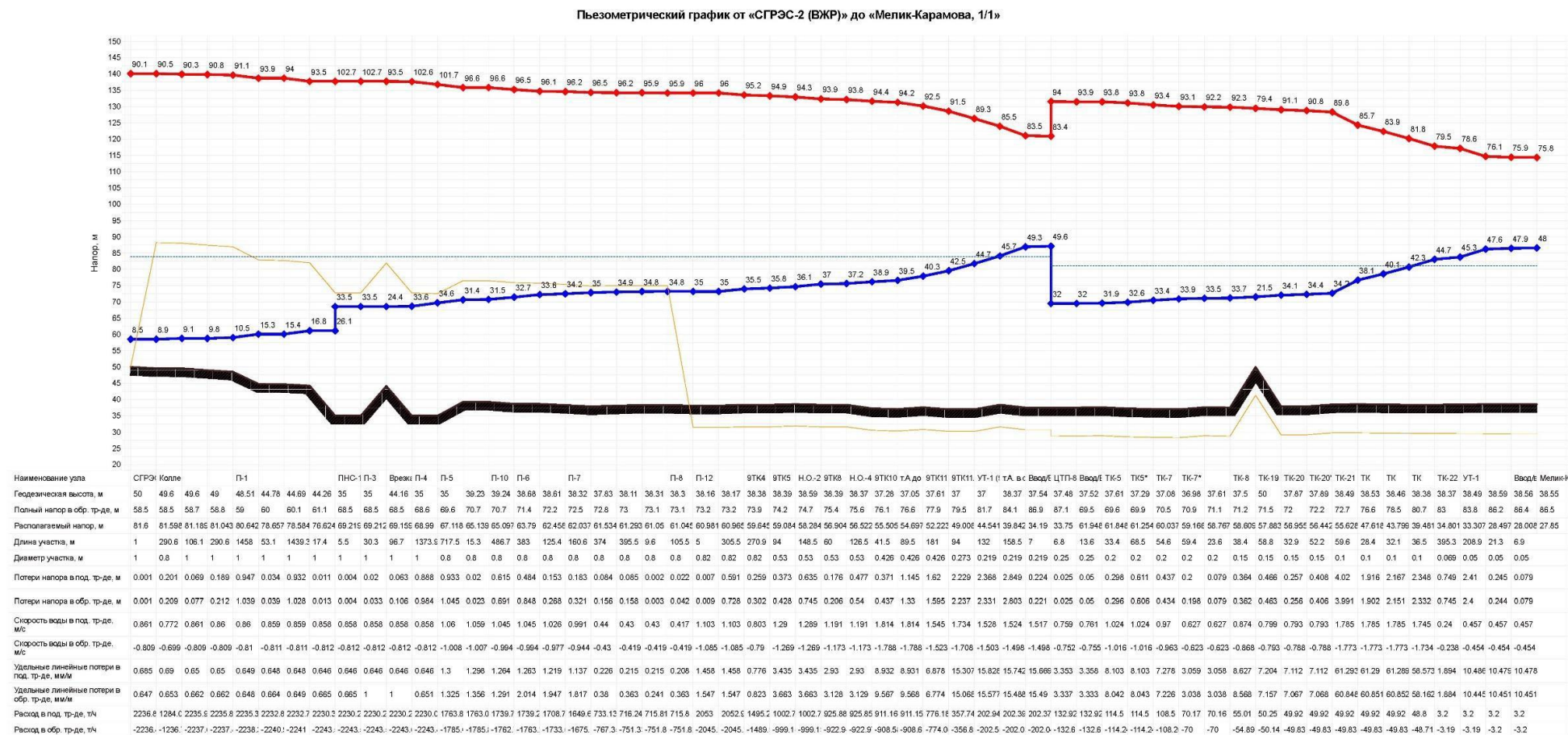


Рисунок 8.44 – Пьезометрический график от СГРЭС-2 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима (без ограничений)

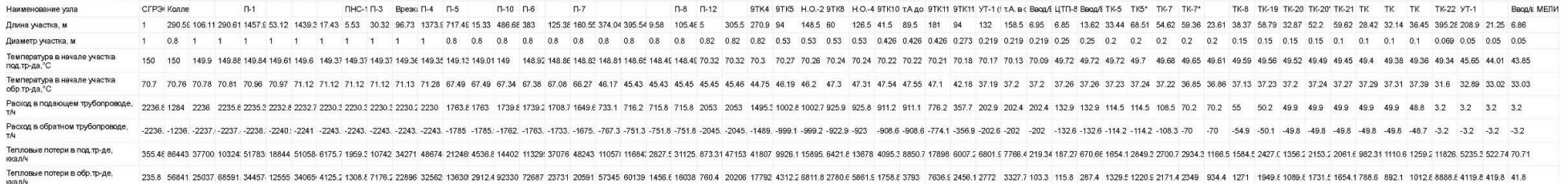


Рисунок 8.45 – График падения температур от СГРЭС-2 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима (без ограничений)

Как видно, без учета ограничений тепловой нагрузки устойчивый гидравлический режим невозможен, что подтверждается снижением температуры теплоносителя на стыке зон действия ПКТС-Город и СГРЭС-2-ВЖР. Снижение температуры теплоносителя приведёт к снижению температуры внутреннего воздуха на потребителях в результате недостаточной тепловой нагрузки.

Выводы:

Полученные результаты не могут считаться положительными, т.к. в промежуточных точках и у потребителей с наихудшими гидравлическими параметрами наблюдаются положительные напоры (значения превышают 12 м вод. ст. у потребителей с элеваторными узлами подключения и 3 м.вод.ст. для безэлеваторных схем подключения), но температура теплоносителя в области действия СГРЭС-2-ВЖР в точке пересечения с ПКТС-Город опускается до 70-50С, так как части уходит на подпитку зоны действия ПКТС.

На основании изложенного, для обеспечения возможности теплоснабжения при отказе СГРЭС-1 или «головного» участка тепломагистрали СГРЭС-1-ПКТС, предлагается следующий порядок и последовательность введения ограничений (с учетом частичного перевода нагрузки СГРЭС-1-ПКТС на СГРЭС-2):

1 этап – отключение горячего водоснабжения (подогревателей на ЦТП, в подвалах жилых и производственных зданий), за исключением потребителей соцкультбыта 1 категории – этап предусматривается в действующем «порядке ограничения теплоснабжения» - утвержденном документе.

На основании изложенного, для обеспечения возможности теплоснабжения при отказе СГРЭС-1 или «головного» участка тепломагистрали, предлагается следующий порядок и последовательность переключений и введения ограничений:

1. Переключение тепловых нагрузок ряда ЦТП на зоны теплоснабжения котельных

№1, №2 (см. выше);

2. Переключения потребителей зоны ВЖР на теплотехнический комплекс СГРЭС-1 – ПКТС, через перспективную резервирующую перемычку по Нижневартовскому шоссе;

3. Переключения потребителей зоны Промзона на теплотехнический комплекс СГРЭС-1 – ПКТС, через перспективную резервирующую перемычку по улице Энергостроителей;

4. Введение 1 этапа ограничений для объединённой зоны теплоснабжения –

отключение ГВС до уровня аварийной брони;

5. Переключение тепловых нагрузок ЦТП-88 зону ЦТП-87;
6. Введение ограничений расхода теплоносителя для потребителей зон ЦТП-88;
7. Обеспечение теплоснабжение потребителей ЦТП-100 от аварийного источника, при наличии технической возможности или произведение слива систем отопления, во избежание их размораживания;
8. Слив систем отопления потребителей зоны ЦТП-90;
9. Открытие задвижки в районе павильона П-12.

Для обеспечения возможности работы систем теплоснабжения в аварийном режиме целесообразно выполнить следующие мероприятия по установке 2 узлов аварийной автоматической подпитки зоны ПКТС, для организации бесперебойного питания существующих систем защиты и монтаж клапана БКС для предупреждения гидравлического удара на напорном коллекторе группы перекачивающих насосов ПН- 7...ПН-12, в т.ч.:

а) Установка автоматизированного узла аварийной подпитки тепловых сетей зоны теплоснабжения ПКТС из подающего и обратного трубопровода тепломагистрали СГРЭС- 1- ПКТС для аварийного режима с включением котельной по автономной схеме на базе регулирующего линейного шарового клапана DN150, PN25 (или аналогичного), с электроприводом для регулирования.

б) Установка автоматизированного узла подпитки тепловых сетей зоны теплоснабжения ПКТС из подающего и обратного трубопровода тепломагистрали «ПКТС - ВЖР» в коллекторной №2 для аварийного режима с включением котельной по автономной схеме на базе регулирующего линейного шарового крана DN150, PN25 (или аналогичного), с электроприводом для регулирования.

в) Установка трехфазного бесперебойного электропитания существующей системы защиты от внезапного повышения давления при отключении перекачивающих насосов в группе ПН-7...ПН-12 в ПКТС.

г) Монтаж 2 клапанов БКС Ду200 мм в ПКТС в составе автоматизированной системы защиты.

Также, как было сказано в предыдущем выводе, для обеспечения надёжного теплоснабжения потребителей зоны действия ПКТС необходимо возможности вывода в работу установленной мощности ПКТС, 285 Гкал/ч, а также увеличение мощности источника до 350 Гкал/ч, так как существующая система теплоснабжения не способна обеспечить

достаточные гидравлические параметры для подачи теплоносителя с зоны действия СГРЭС-2.

8.4.8 Возможности теплоснабжения от котельных №13, №14 СГМУП «Городские тепловые сети» и К-45 ООО «Сургутские городские электрические сети» при отказе одного из теплоисточников, его магистральных тепловых сетей или насосных станций

8.1.1.1. Отказ К-45 ООО «СГЭС»

Для моделирования аварийных режимов рассматривается следующее условие – отказ теплоисточника К-45, при стоянии расчетной температуры наружного воздуха. Необходимо определить возможность покрытия тепловой нагрузки объединенной зоны теплоснабжения, включающей:

- потребителей от тепломагистрали котельной №14;
- потребителей от тепломагистрали К-45, теплоснабжение которых происходит по резервной схеме – через переключку 2Ду250 по ул. Ивана Шидловского (переключение в ТК-5– ТК-5А), путь теплоносителя представлен на рисунке ниже.



Рисунок 8.46 – Резервная схема теплоснабжения зоны К-45 через переключку 2Ду250

Решения об аварийном распределении тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии, входящими в состав СЦТ определяются с учетом оценки тепловых балансов по объединенной системе теплоснабжения.

На рисунке ниже.2 представлена максимальная нагрузка в объединенной системе при отказе теплоисточника К-45 (в расчете участвует среднечасовая нагрузка ГВС). Покрывается за счет котельной №14.

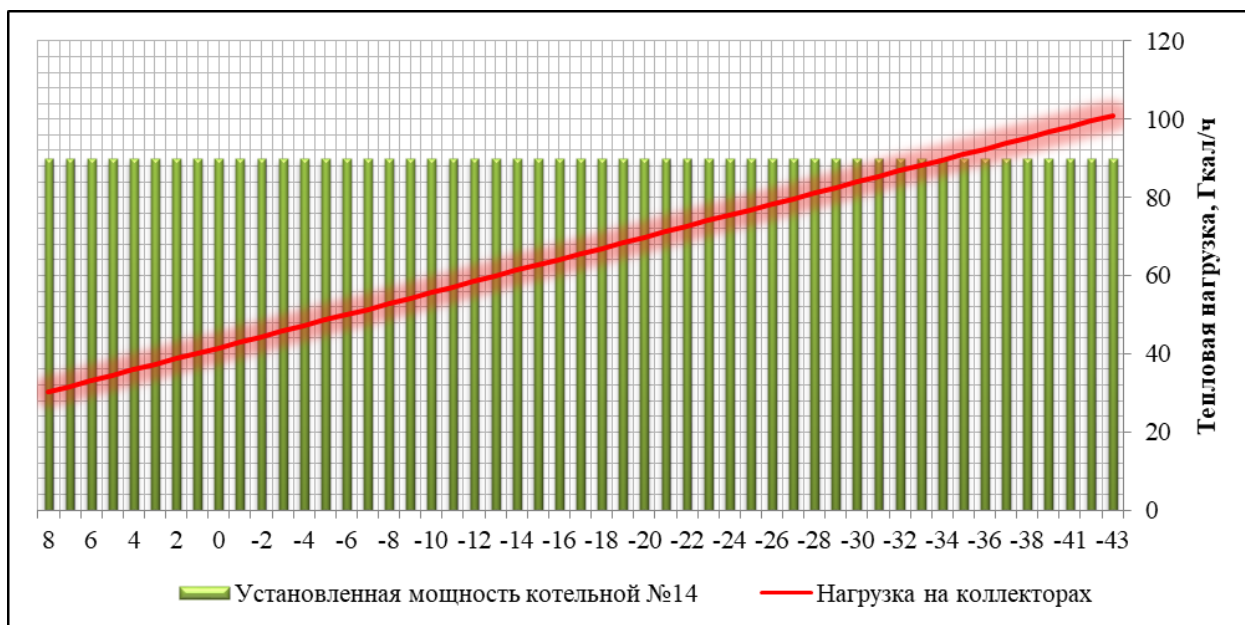


Рисунок 8.47 – Максимальная нагрузка объединенной системы теплоснабжения

Как видно, с точки зрения балансов тепловой мощности, присоединенная нагрузка с учетом потерь тепловой энергии в тепловых сетях не может обеспечиваться в полном объеме. Ограничения тепловой мощности наступят при температуре менее -35°C .

Расчеты в электронной модели теплоснабжения показали, что, несмотря на незначительные расхождения теплового баланса, основной проблемой обеспечения всех потребителей тепловой энергией от котельной №14, станет невозможность поддержания гидравлического режима в объединённой системе из-за резкого снижения располагаемого напора в точке 8ТК-5.

На рисунке ниже.3 представлен пьезометрический график передачи теплоносителя от котельной №14 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима.

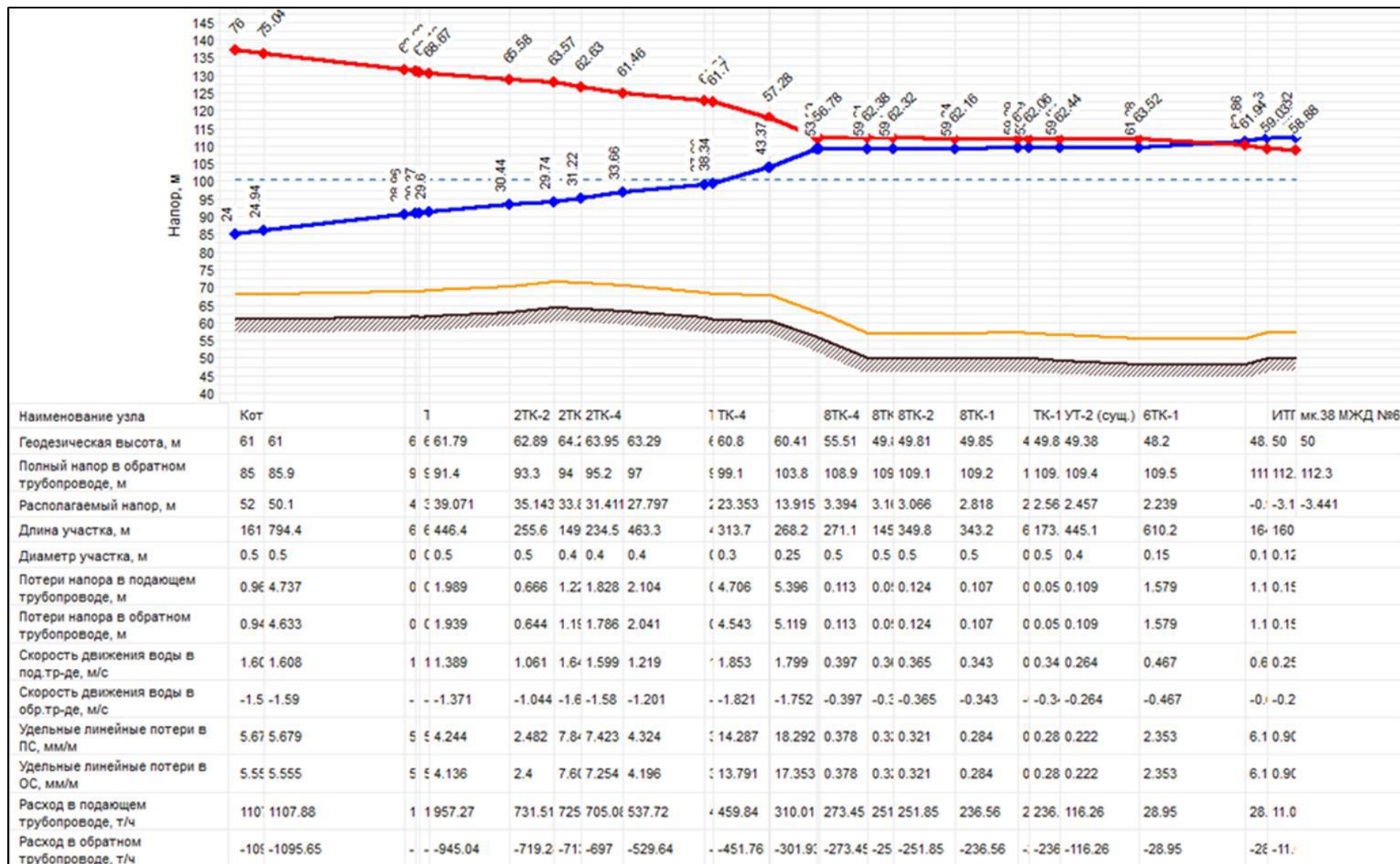


Рисунок 8.48 – Пьезометрический график от котельной №14 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима (без ограничений)

Как видно, без учета ограничений тепловой нагрузки устойчивый гидравлический режим невозможен, что подтверждается недостаточностью располагаемых напоров у конечных потребителей. Недостаточность напоров приведет к срыву циркуляции теплоносителя.

Далее произведена проверка возможности соблюдения гидравлического режима с учетом введения ограничения теплоснабжения при дефиците тепловой мощности теплоисточников и пропускной способности тепловых сетей.

С учетом отключения горячего водоснабжения у всех потребителей объединенной системы теплоснабжения (введение 1-го этапа ограничения), гидравлический режим не изменился.

На рисунке ниже.4 представлен пьезометрический график передачи теплоносителя от котельной №14 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима.

Далее произведена проверка возможности соблюдения гидравлического режима с учетом введения 2-го этапа ограничения теплоснабжения (частичное отключение предприятий, согласно графика ограничений).

На рисунке ниже.5 представлен пьезометрический график передачи теплоносителя от котельной №14 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима.

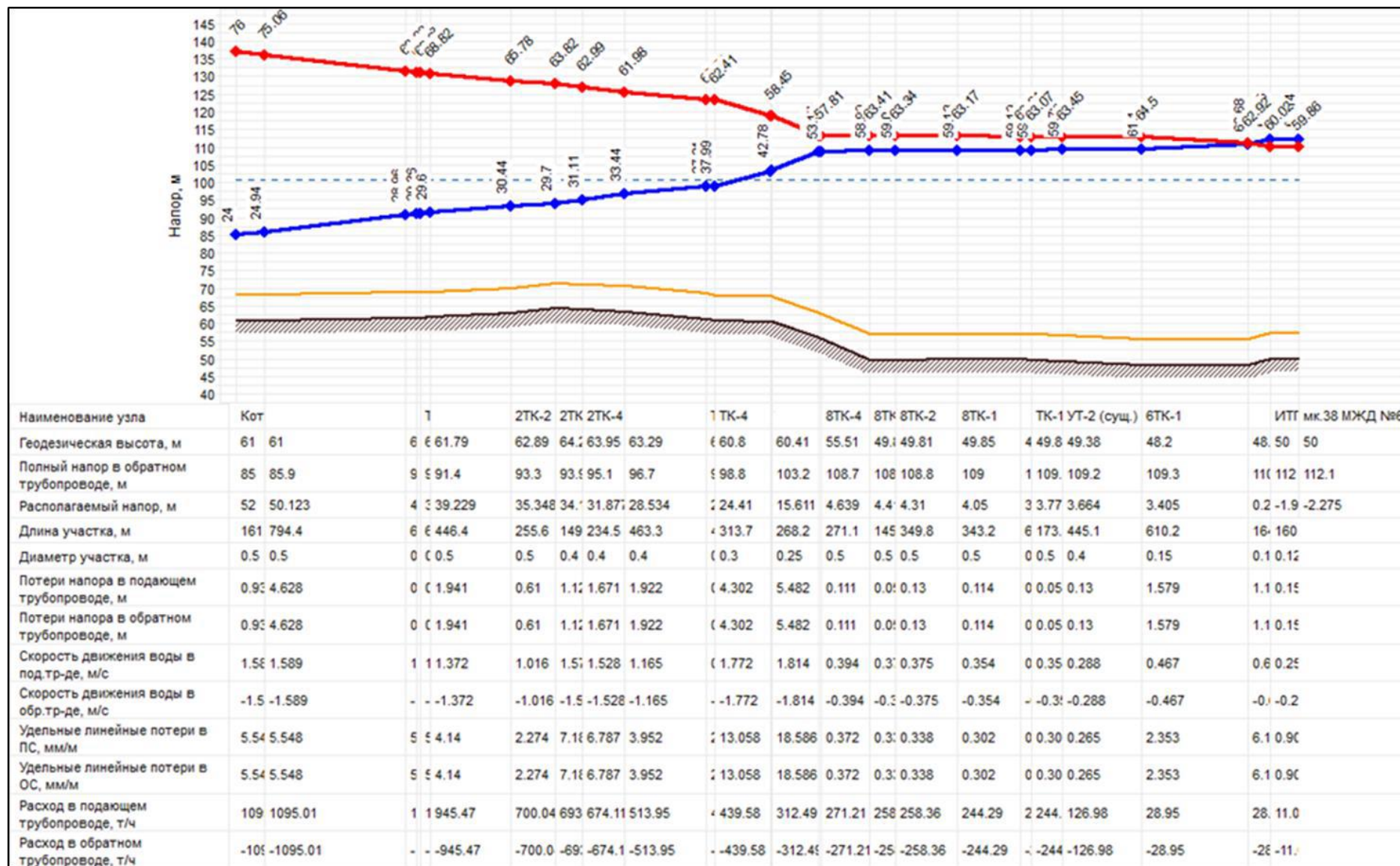


Рисунок 8.49 – Пьезометрический график от котельной №14 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима (с отключением ГВС)

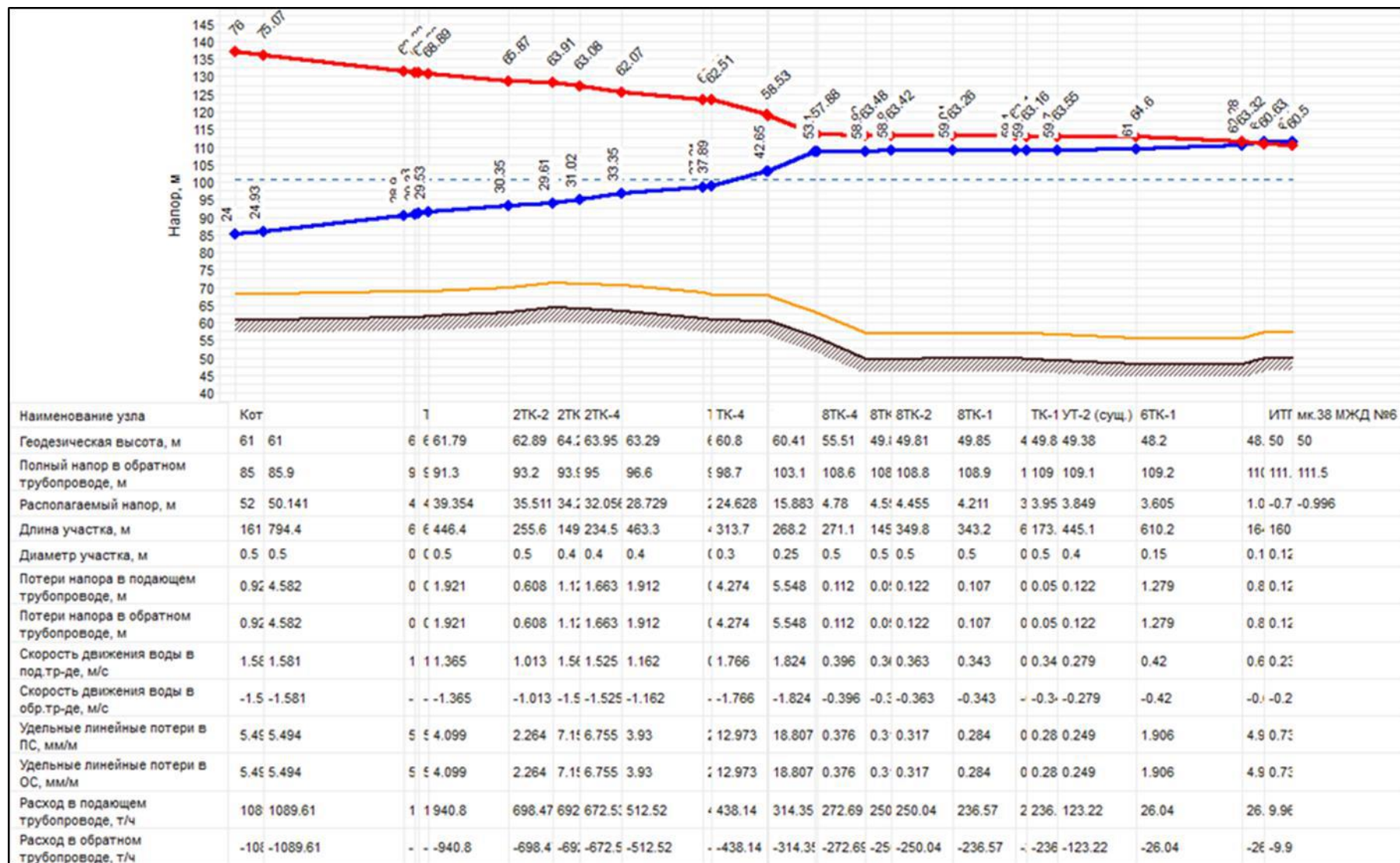


Рисунок 8.50 – Пьезометрический график от котельной №14 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима (с отключением ГВС, отопления и вентиляции до уровня аварийной брони)

Как видно, с учетом введения 2-х этапов ограничений теплоснабжения, устойчивый гидравлический режим невозможен, что подтверждается недостаточностью располагаемых напоров у конечных потребителей.

Выводы:

Полученные результаты не могут считаться положительными, т.к. в промежуточных точках и у потребителей с наихудшими гидравлическими параметрами наблюдаются недостаточные располагаемые напоры (значения не превышают 3 м. вод. ст., что является недостаточным для качественного и надежного теплоснабжения).

Положительный результат возможен только для объединенной зоны теплоснабжения, включающей:

- потребителей от тепломагистрали котельной №14 (без ограничений);
- потребителей мкр.40 -зоны теплоснабжения от тепломагистрали котельной К-45 (без ограничений).

Для обеспечения возможности работы систем теплоснабжения в аварийном режиме целесообразно выполнить следующие мероприятия:

- реконструкцию участка тепловой сети 2Ду300 от ТК-4 до ТК-5 с увеличением условного прохода до 2Ду400, протяженностью 313 м;
- реконструкцию участка тепловой сети 2Ду250 от ТК-5 до 8ТК-5 с увеличением условного прохода до 2Ду400, протяженностью 268 м.

На рисунке ниже.6 представлен пьезометрический график передачи теплоносителя от котельной №14 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима, после выполнения мероприятий.

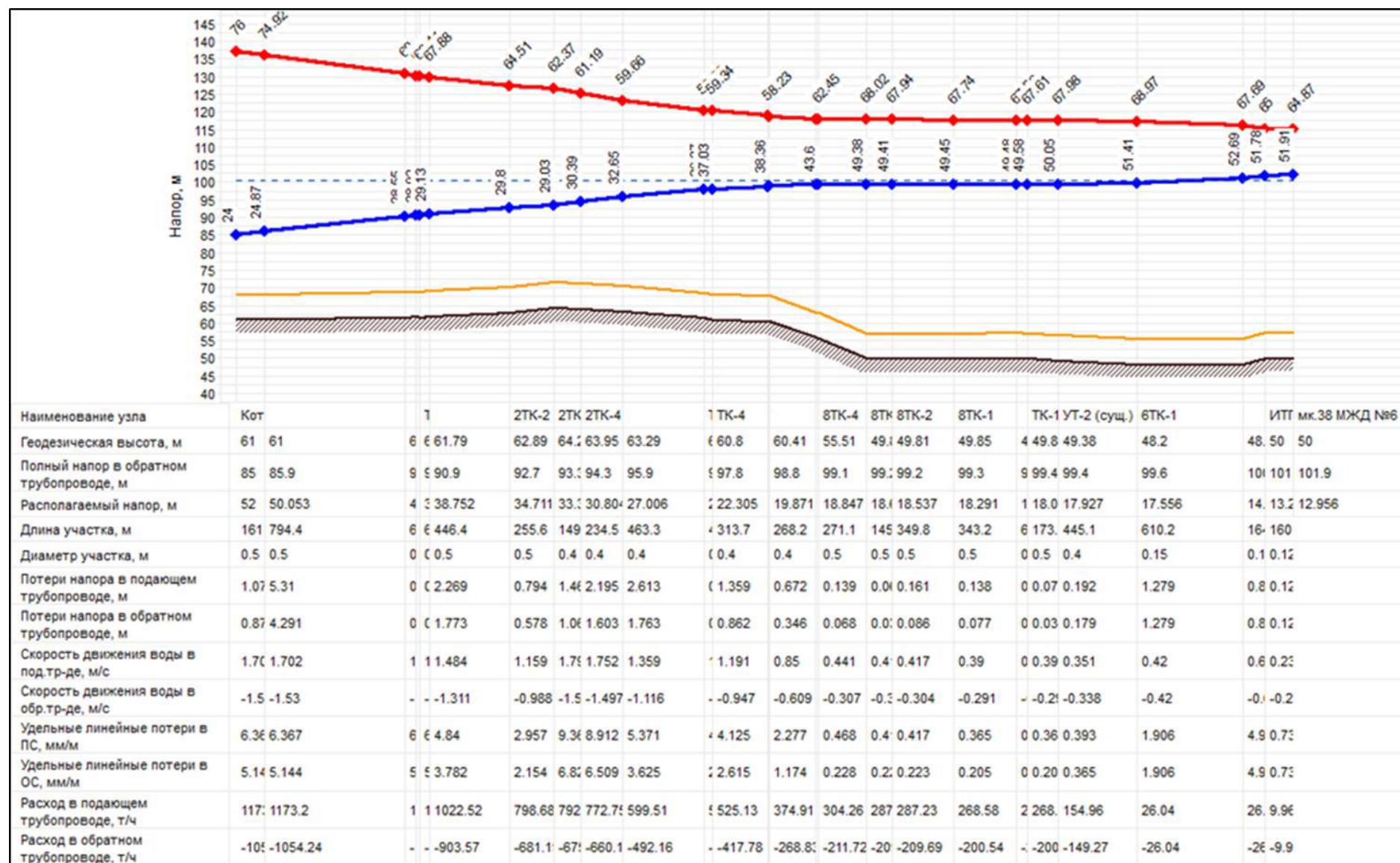


Рисунок 8.51 – Пьезометрический график от котельной №14 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима (после выполнения мероприятий)

8.1.1.2. Отказ Котельной №14 СГМУП «ГТС»

Для моделирования аварийных режимов рассматривается следующее условие – отказ теплоисточника котельной №14, при стоянии расчетной температуры наружного воздуха. Необходимо определить возможность покрытия тепловой нагрузки объединенной зоны теплоснабжения, включающей:

- потребителей от тепломагистрали котельной К-45;
- потребителей от тепломагистрали котельной №14(ГТС), теплоснабжение которых происходит по резервной схеме – через перемышку 2Ду250 по ул. Ивана Шидловского (в ТК-5– ТК-5А), путь теплоносителя представлен на рисунке ниже.1.

Решения об аварийном распределении тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии, входящими в состав СЦТ определяются с учетом оценки тепловых балансов по объединенной системе теплоснабжения.

Установленная тепловая мощность котельной К-45 составляет 60,0 Гкал/ч, присоединенная нагрузка потребителей с учетом потерь тепловой энергии в тепловых сетях составляет 100,98 Гкал/ч.

Таким образом, работа К-45 на объединенную зону действия в полном объеме невозможна. На рисунке ниже.7 представлен баланс тепловой мощности при отказе котельной №14.

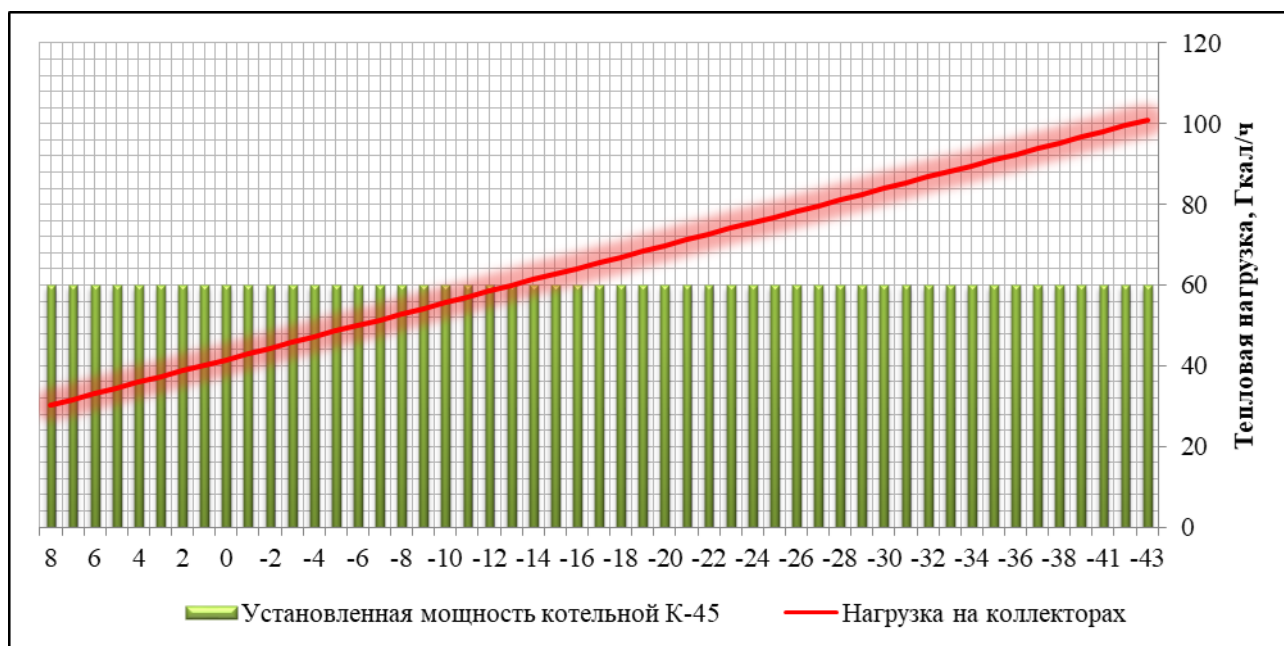


Рисунок 8.52 – Максимальная нагрузка объединенной системы теплоснабжения

Как видно, работа К-45 на существующую зону без ограничения теплоснабжения потребителей возможна только при температуре наружного воздуха более -13°C.

На рисунке ниже.8 представлен баланс тепловой мощности в модифицированной зоне К-45 при следующих условиях:

отключение нагрузки ГВС (1 этап утвержденного графика ограничений);

снижение нагрузки отопления и вентиляции согласно 2 этапу утвержденного графика ограничений.

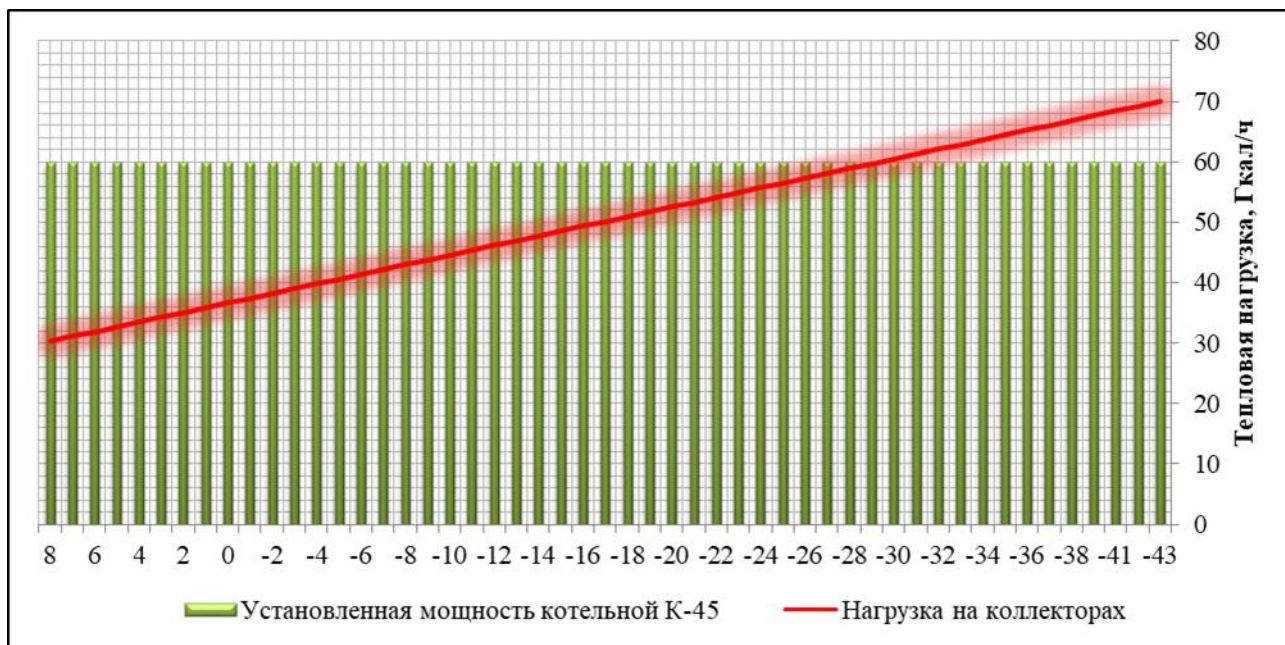


Рисунок 8.53 – Баланс тепловой мощности в модифицированной зоне К-45 при введении 1, 2 этапов ограничений

Как видно, существующая мощность К-45 не позволяет покрывать нагрузку в указанной зоне без ГВС и с частичным ограничением нагрузок отопления и вентиляции при температурах наружного воздуха менее -30°С.

Следовательно, условия аварийной брони при расчетных температурах наружного воздуха невыполнимы.

Для снижения тепловой нагрузки в зоне действия котельной №14 предлагается переключение потребителей ЦТП-82 ($Q_{\text{подкл.}} = 9,24$ Гкал/ч.) на зону котельной №13.

Переключение потребителей ЦТП-82 на теплоснабжение котельной №13 (модифицированная зона теплоснабжения котельной №13 представлена на рисунке ниже.9) организуется за счет:

- открытия действующей перемычки 2Ду400 по ул. Западная;
- закрытия участка 2ТК1 – 2ТК2 по ул. Привокзальная.

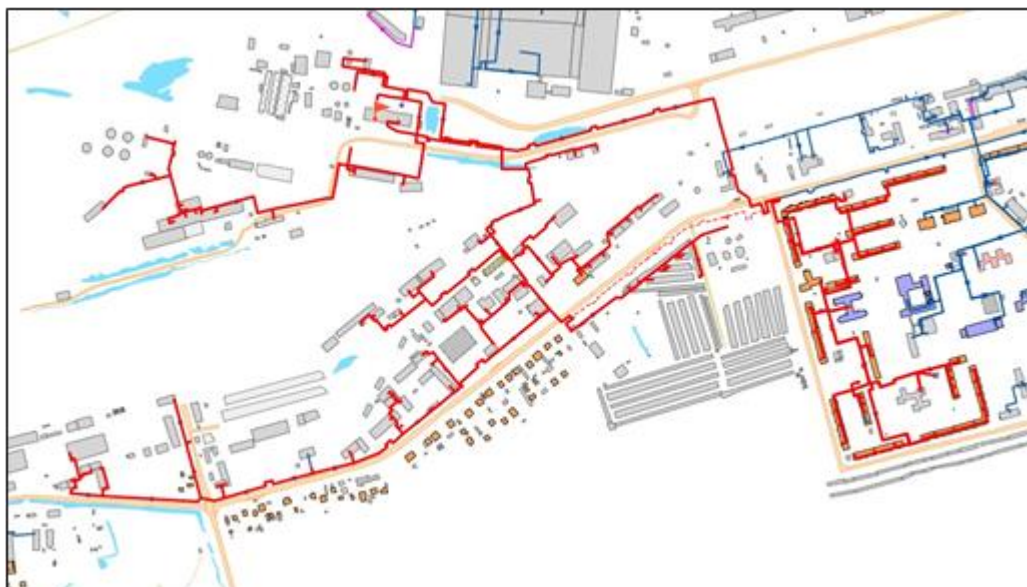


Рисунок 8.54 – Модифицированная зона действия котельной №13, при аварии на котельной №14

При указанных условиях выполнено моделирование аварийного гидравлического режима.

На рисунке ниже.10 представлен пьезометрический график передачи теплоносителя от котельной К-45 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима (с отключением ГВС, отопления и вентиляции до уровня аварийной брони).

На рисунке ниже.10 представлен пьезометрический график передачи теплоносителя от котельной №13 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима.

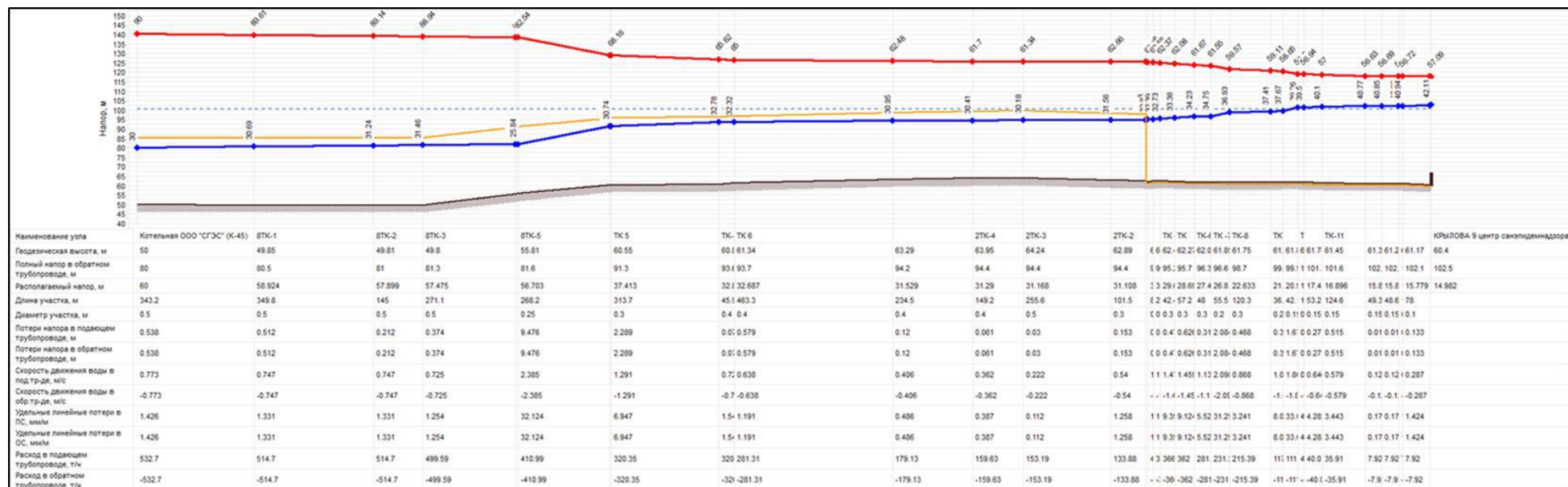


Рисунок 8.55 – Пьезометрический график от котельной К-45 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима (с отключением ГВС, отопления и вентиляции до уровня аварийной брони)

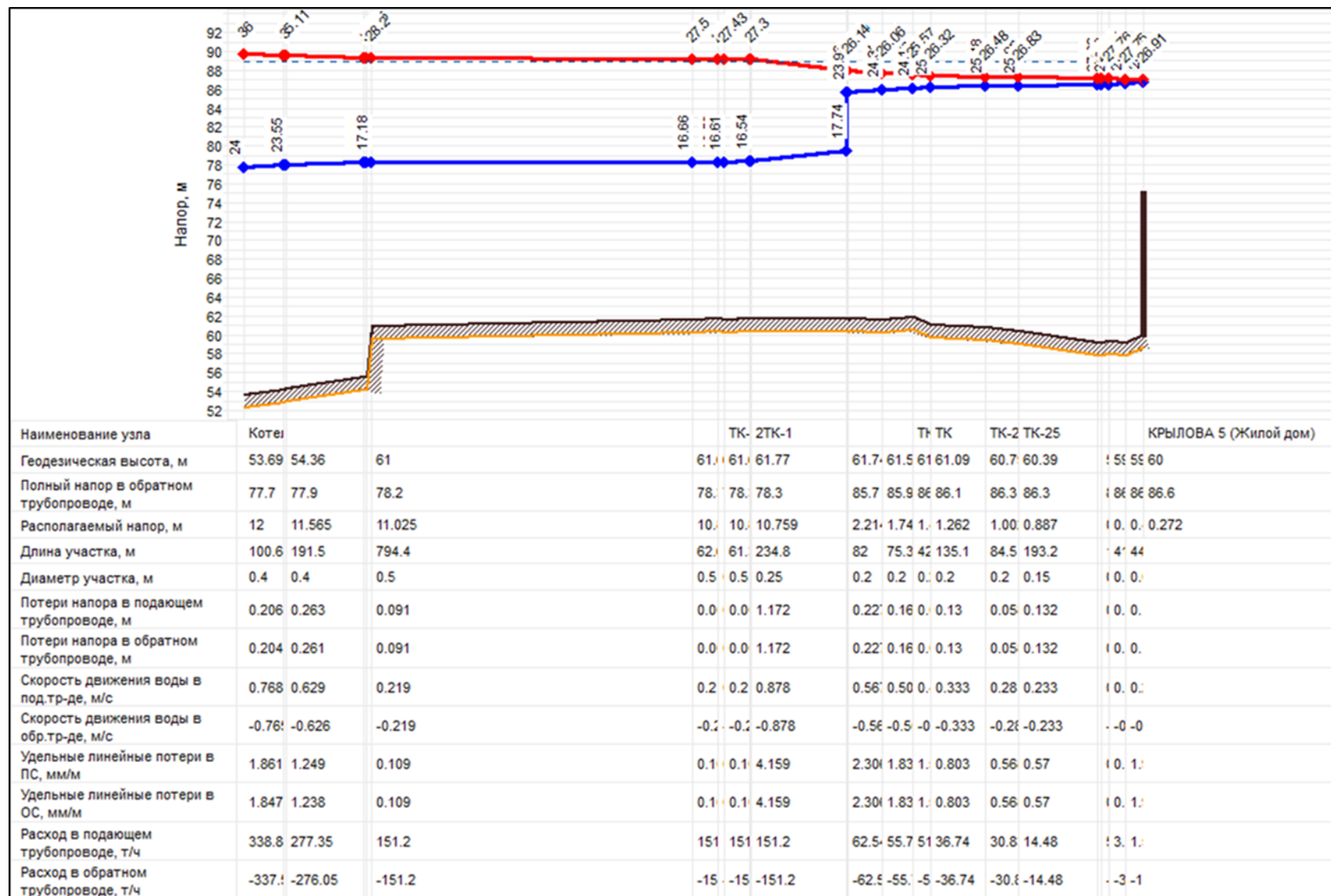


Рисунок 8.56 – Пьезометрический график от котельной №13 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима (без ограничений)

Как видно на рисунке ниже.11, устойчивый гидравлический режим невозможен, что подтверждается недостаточностью располагаемых напоров у конечных потребителей, вследствие недостатка располагаемого напора на выходе из источника.

На рисунке ниже.12 представлен баланс тепловой мощности при следующих условиях:

- отключение нагрузки ГВС (1 этап утвержденного графика ограничений);
- отключение нагрузки вентиляции и снижение нагрузки отопления на 20%.

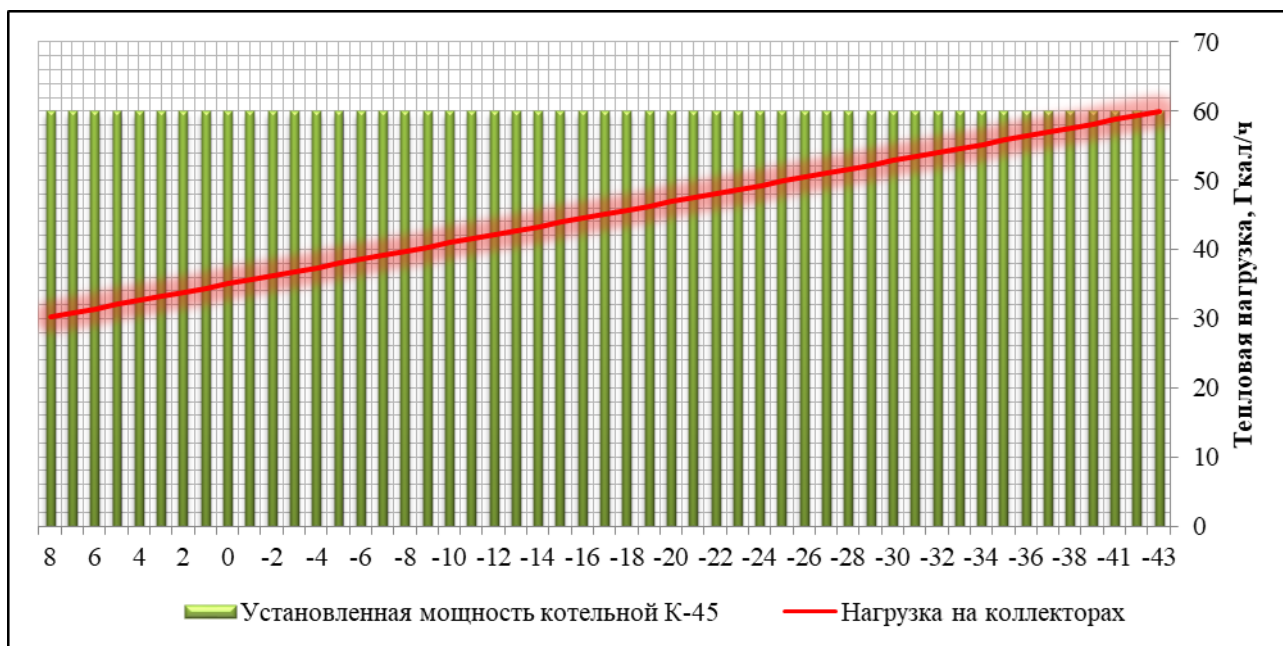


Рисунок 8.57 – Баланс тепловой мощности в модифицированной зоне К-45 (с отключением ГВС, вентиляции и снижением отопительной нагрузки на 20%)

Как видно, без учета вентиляции, ГВС потребителей, и снижении отопительной нагрузки на 20% (с учетом потерь тепловой энергии в тепловых сетях), котельная К-45 способна покрывать оставшуюся нагрузку потребителей.

При указанных условиях выполнено моделирование аварийного гидравлического режима.

На рисунке ниже.13 представлен пьезометрический график передачи теплоносителя от котельной К-45 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима.

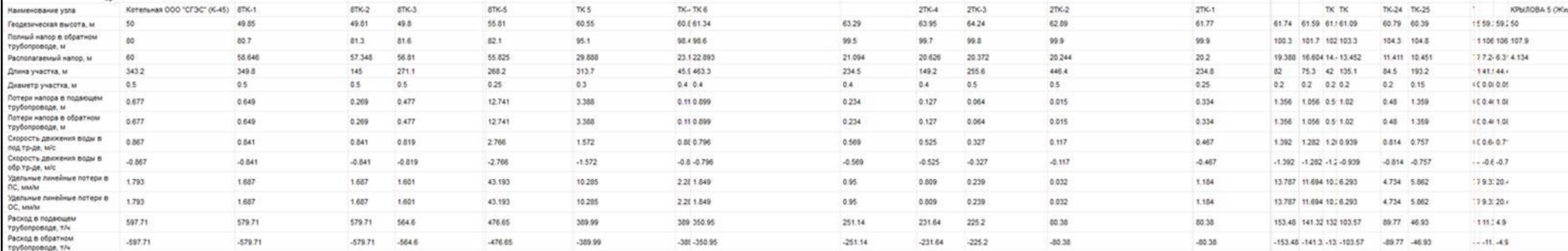


Рисунок 8.58 – Пьезометрический график от котельной К-45 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима (с отключением ГВС, вентиляции и снижением отопительной нагрузки на 20%)

Выводы:

Полученные результаты могут считаться условно положительными, т.к. в промежуточных точках и у потребителей с наихудшими гидравлическими параметрами наблюдаются положительные напоры (3 м.вод.ст. для безэлеваторных схем подключения), достаточные для качественного и надежного теплоснабжения.

На основании изложенного, для обеспечения возможности теплоснабжения при отказе котельной №14 или «головного» участка тепломагистрали, при стоянии расчетных температур наружного воздуха, предлагается следующий порядок и последовательность введения ограничений:

- 1 этап – отключение горячего водоснабжения (подогревателей на ЦТП, в подвалах жилых и производственных зданий);
- 2 этап – снижение нагрузки отопления и вентиляции согласно 2 этапу утвержденного графика ограничений;
- 3 этап – отключения, предусмотренные 1, 2 этапами + отключение систем вентиляции.

8.1.1.3. Отказ Котельной №13 СГМУП «ГТС»

Для моделирования аварийных режимов рассматривается следующее условие – отказ теплоисточника котельной №13, при стоянии расчетной температуры наружного воздуха. Необходимо определить возможность покрытия тепловой нагрузки объединенной зоны теплоснабжения, включающей:

- потребителей от тепломагистрали котельной №14 (ГТС);
- потребителей от тепломагистрали котельной №13 (ГТС), теплоснабжение которых происходит по резервной схеме – через действующую перемычку 2Ду400.

Решения об аварийном распределении тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии, входящими в состав СЦТ определяются с учетом оценки тепловых балансов по объединенной системе теплоснабжения.

Модифицированная зона теплоснабжения котельной №14 представлена на рисунке ниже.14.

На рисунке ниже.15 представлена максимальная нагрузка в объединенной системе при отказе теплоисточника Котельной №13 (ГТС) (в расчете участвует среднечасовая нагрузка ГВС). Покрывается за счет котельной №14.

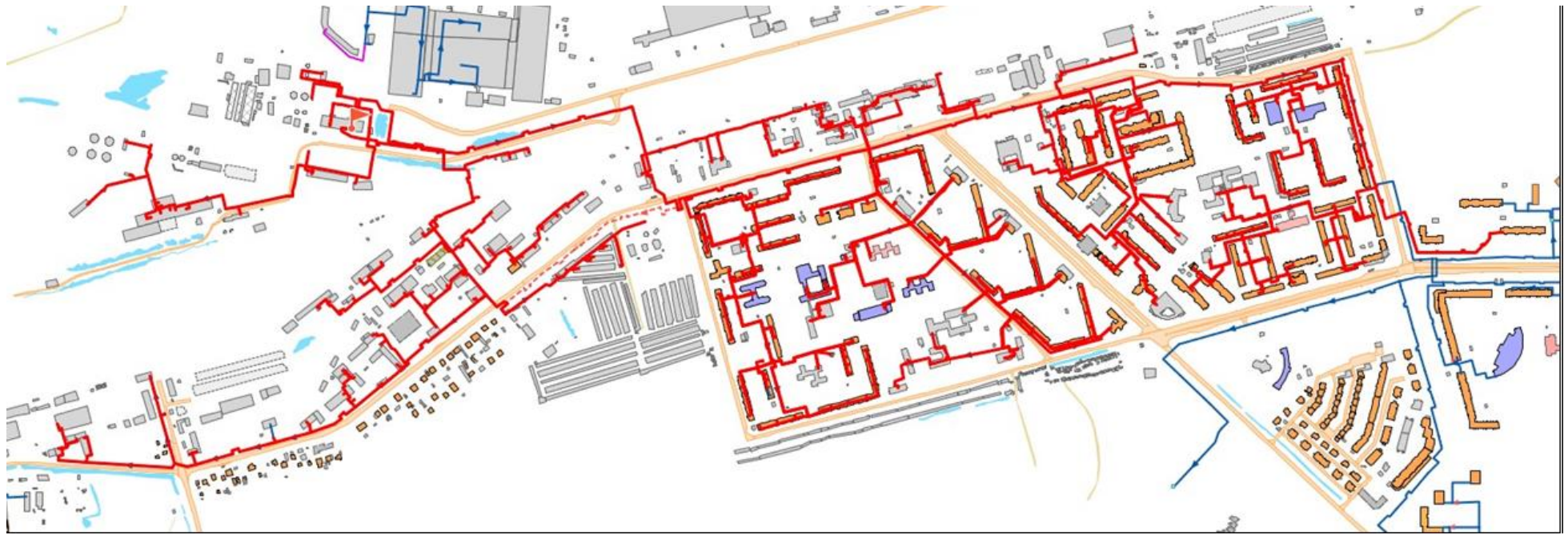


Рисунок 8.59 – Модифицированная зона действия котельной №14, при аварии на котельной №13

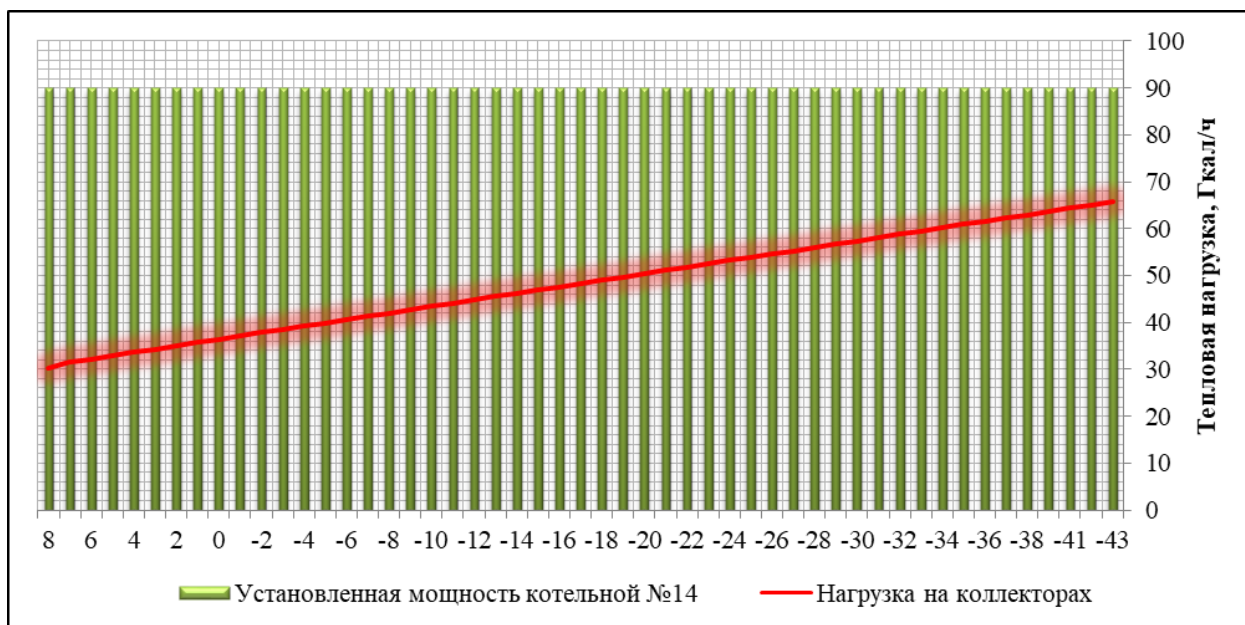


Рисунок 8.60 – Максимальная нагрузка объединенной системы теплоснабжения

Как видно, с точки зрения балансов тепловой мощности, присоединенная нагрузка с учетом потерь тепловой энергии в тепловых сетях может обеспечиваться от котельной №14 в полном объеме.

При указанных условиях выполнено моделирование аварийного гидравлического режима.

На рисунке ниже представлен пьезометрический график передачи теплоносителя от котельной №14 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима.

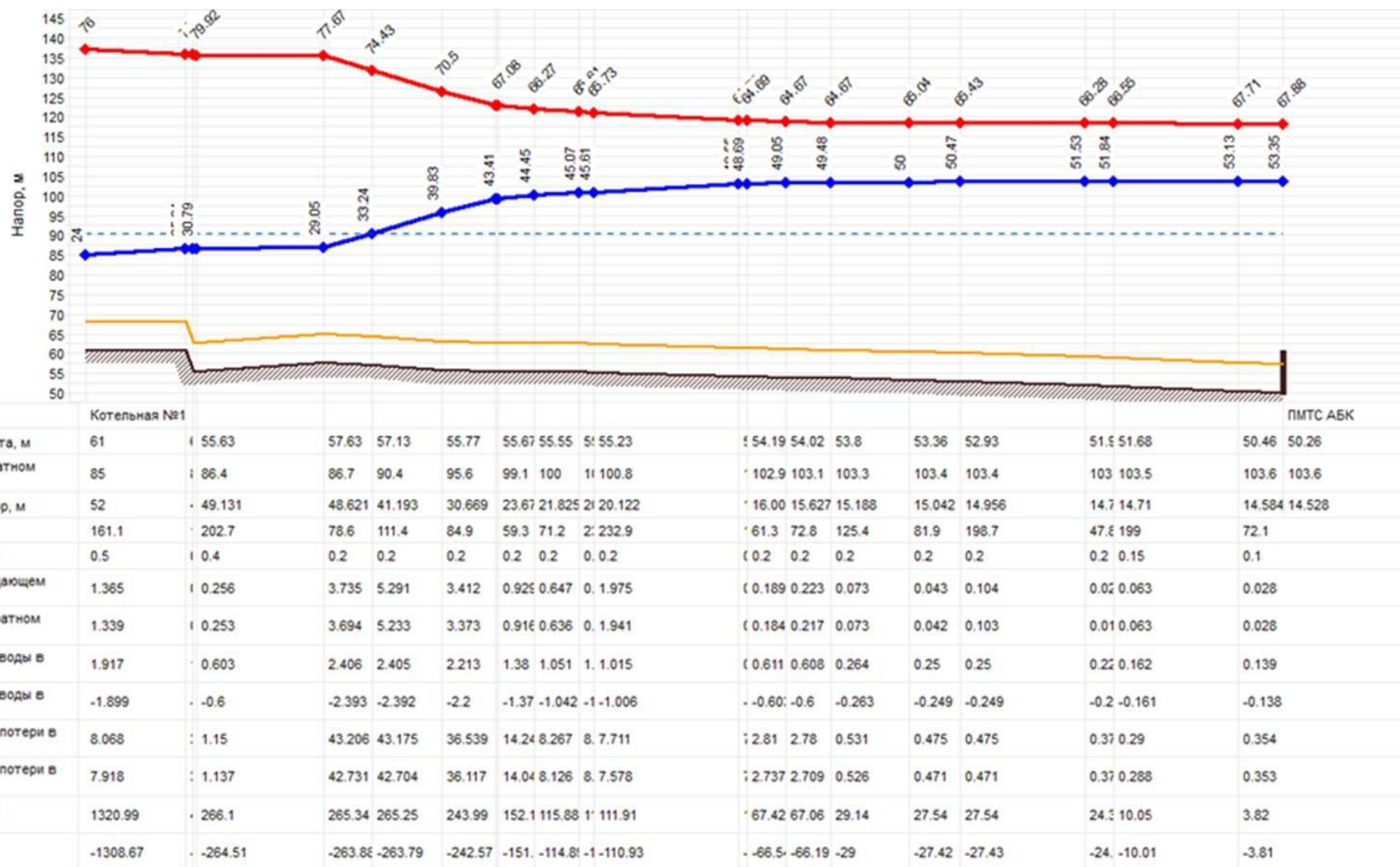


Рисунок 8.61 – Пьезометрический график от котельной №14 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима (без ограничений)

Выводы:

Рассмотрен режим работы СЦТ при условии – отказ котельной №13. Полученные результаты могут считаться положительными, т.к. в промежуточных точках и у потребителей с наихудшими гидравлическими параметрами наблюдаются положительные располагаемые напоры (значения превышают 12 м вод. ст. у потребителей с элеваторными узлами подключения и 3 м.вод.ст. для безэлеваторных схем подключения), достаточные для качественного и надежного теплоснабжения.

8.4.9 Возможности теплоснабжения и перечень микрорайонов города с адресами, попадающих под отключение теплоснабжения в случае выхода из строя в зимний период времени одновременно Сургутских ГРЭС-1 и ГРЭС-2

Для моделирования режима теплоснабжения в случае выхода из строя в зимний период времени одновременно СГРЭС-1 и СГРЭС-2 рассматриваются следующие условия – авария на СГРЭС-1 и СГРЭС-2 с последующим отключением оборудования и прекращения подачи теплоносителя на нужды СО и ГВС потребителей тепломагистралей СГРЭС-1 – ПКТС, СГРЭС-2-ВЖР. При заданных условиях возможна автономная работа котельной ПКТС как выделенного источника. Обеспечить теплоснабжение потребителей СГРЭС-1 и СГРЭС-2 от одной котельной ПКТС не представляется возможным. В данной ситуации предусматривается работа котельной на поддержание циркуляции теплоносителя в системе СГРЭС-1 и СГРЭС-2 во избежание разморозки трубопроводов отопления. Также для снижения нагрузки на ПКТС при работе на обе зоны отключенных ГРЭС предусматривается переключение потребителей на котельные №№ 1,2,3 СГМУП «ГТС». Ниже приведены два варианта режима работы ПКТС при отключении СГРЭС-1 и СГРЭС-2:

- 1) Котельная ПКТС работает на выделенную зону (рисунок 8.62), в данном случае показаны зоны попадающие под отключение, к которым не будет поступать теплоноситель.
- 2) Котельная работает на обе зоны СГРЭС-1 и СГРЭС-2 для поддержания циркуляции теплоносителя в системе СГРЭС-1 и СГРЭС-2 во избежание разморозки трубопроводов отопления (рисунок 8.63). В данном случае условно можно считать, что под отключение попадают все потребители зоны СГРЭС-1 и СГРЭС-2, в связи с тем, что температура внутреннего воздуха у потребителей будет гораздо ниже нормативных значений.

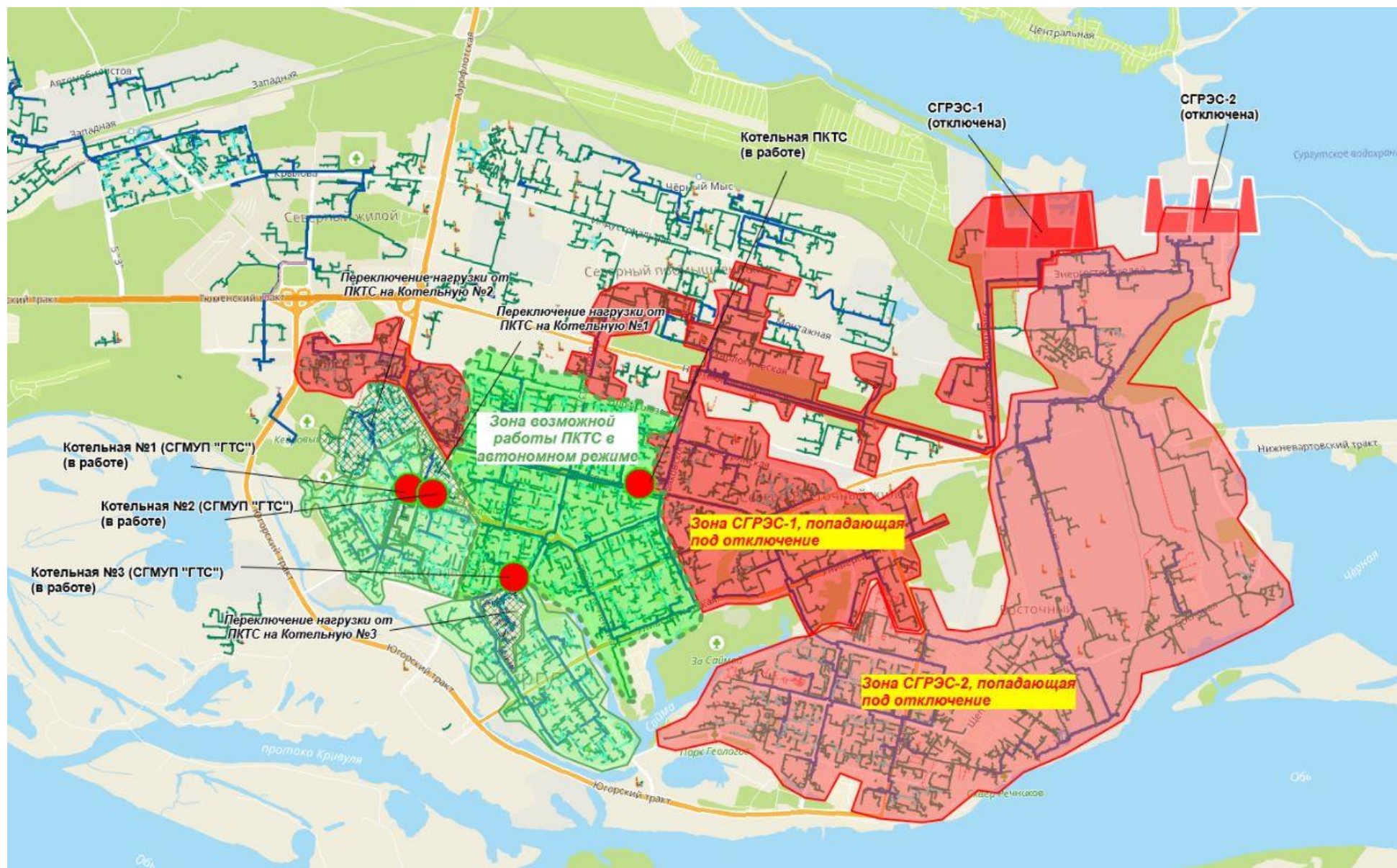


Рисунок 8.62 – Режим теплоснабжения в случае выхода из строя в зимний период времени одновременно СГРЭС-1 и СГРЭС-2 (Котельная ПКТС работает на выделенную зону)

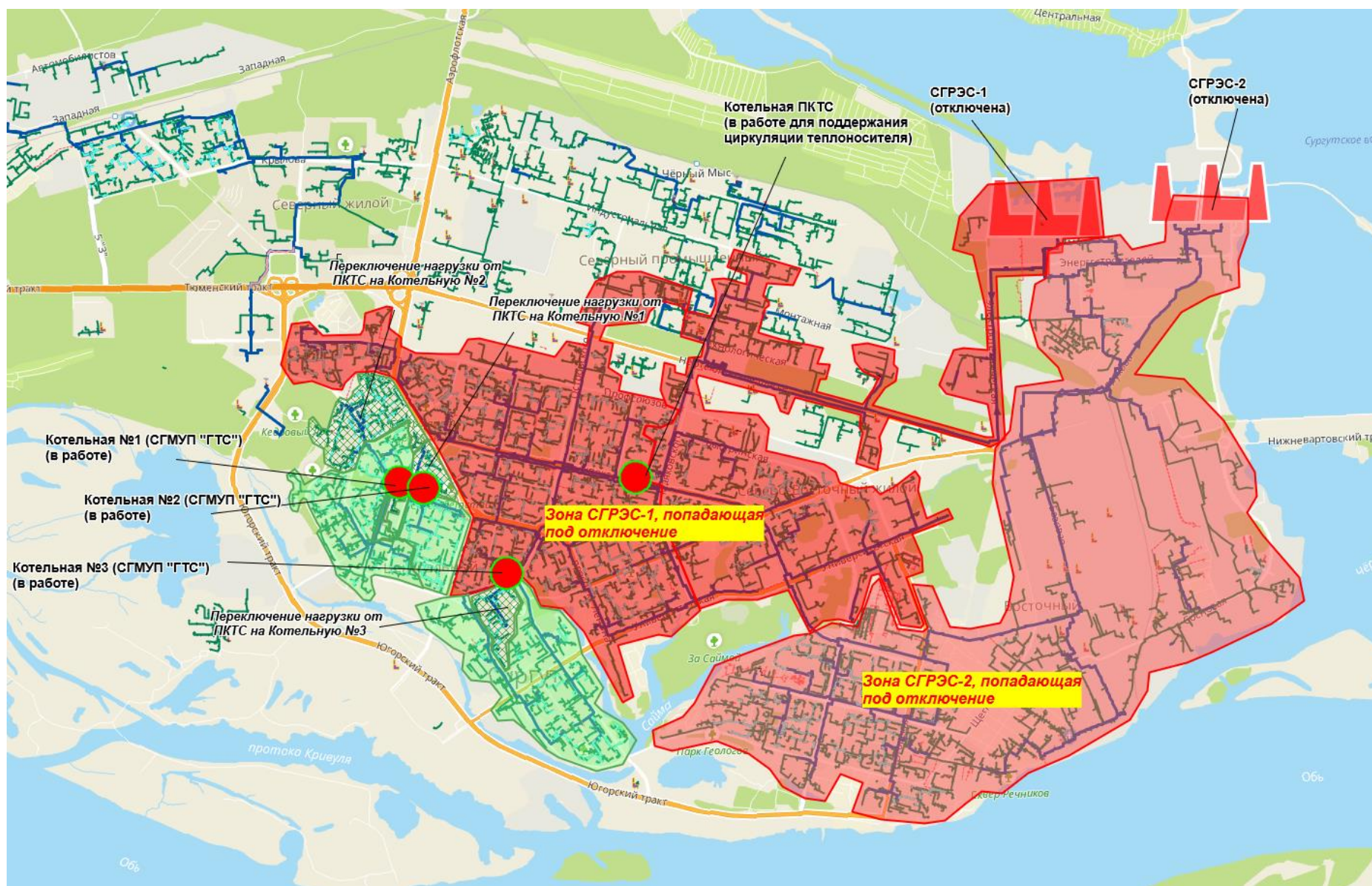


Рисунок 8.63 – Режим теплоснабжения в случае выхода из строя в зимний период времени одновременно СГРЭС-1 и СГРЭС-2 (Котельная работает на обе зоны СГРЭС-1 и СГРЭС-2 для поддержания циркуляции теплоносителя в системе СГРЭС-1 и СГРЭС-2)

Перечень микрорайонов города с адресами потребителей, попадающих под отключение теплоснабжения в случае выхода из строя в зимний период времени одновременно Сургутских ГРЭС-1 и ГРЭС-2 приведен в Приложении 2.

8.5. Организация управления ликвидацией аварий на теплопроизводящих объектах и тепловых сетях г. Сургут

Инструкции по ликвидации и локализации аварий в основных системах централизованного теплоснабжения г. Сургут приведены в Приложении 1.

9. СВОДНАЯ ОЦЕНКА МЕРОПРИЯТИЙ, ТРЕБУЕМЫХ ДЛЯ СОХРАНЕНИЯ/УЛУЧШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ Г. СУРГУТА

На основании расчетных показателей, анализа характеристик действующих систем централизованного теплоснабжения сформированы мероприятия по повышению надежности централизованного теплоснабжения, которые включают в себя:

- замену ненадежных теплопроводов;
- организационно-технические мероприятия по резервированию тепловой нагрузки потребителей, в т. ч.
 - а) резервирование от смежных источников тепловой энергии; б) резервирование от смежных тепломагистралей.

Замена ветхих тепловых сетей в микрорайонах перспективной застройки необходима для повышения надежности работы существующей системы теплоснабжения и обеспечения возможности подключения перспективных потребителей. Мероприятия по замене ветхих сетей способствуют снижению риска возникновения аварий на участках тепловых сетей.

В соответствии с Техническим отчетом «Разработка аварийных режимов и мероприятий для взаимного резервирования источников теплоснабжения СГРЭС-1 и СГРЭС-2 и их зон покрытия при возникновении аварийных ситуаций» №098.2018.001 2018 года были приняты следующие технические решения:

Технические решения по взаимному резервированию теплоисточников СГРЭС- 1 и СГРЭС-2 (применительно к СГРЭС-1).

В связи с необходимостью организации взаимного резервирования теплоисточников СГРЭС-1 и СГРЭС-2 на текущий момент, принимается техническое решение:

- 1). Взаимное резервирование теплоисточников СГРЭС-1 и СГРЭС-2 предусмотреть с использованием основного расчетного направления существующей тепломагистрали 2d820x9,0 мм «СГРЭС-2 – Промзона» по ул. Энергостроителей.
- 2). Связь тепломагистрали 2d820x9,0 мм «СГРЭС-2 – Промзона» с СГРЭС-1 организовать через новый автоматизированный узел регулирования №1 между тепломагистралями 2d1220x12,0 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» и 2d820x9,0 мм «СГРЭС-2 – Промзона» в районе точки пересечения тепломагистралей перед входом на территорию промплощадки СГРЭС-1 со стороны мазутного хозяйства.
- 3). Новый узел регулирования №1 смонтировать на трубопроводах тепломагистралей

2d1220x12,0 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» и 2d820x9,0 мм «СГРЭС-2 – Промзона» находящихся на балансе ООО «СГЭС», в пределах существующих землеотводов, надземной прокладкой, с использованием существующих скользящих и неподвижных опор.

4). Выбранное основное технологическое оборудование нового узла регулирования

№1 (шаровые краны, дисковые регулирующие затворы, расходомеры, датчики давления и электроприводы) должно быть низкотемпературного исполнения (до минус 600С) с классом защиты не хуже IP68(67), т.е. предназначенное для установки на открытом воздухе (под навесами) и не требующее строительства отдельного павильона. Управление оборудованием предусмотреть дистанционно (с рабочего места начальника смены ПКТС) и по месту (для оперативного персонала цеха №7, например при проведении переключений).

5). Установку шкафов автоматики для нового узла регулирования №1 предусмотреть во временном здании (устанавливаемым в непосредственной близости), совместно с оборудованием расходомеров, тепловычислителей и диспетчеризации для нового узла коммерческого учета на тепломагистрали 2d1220x12,0 мм «СГРЭС-1 – ПКТС»

Вывод:

Для принятого технического решения по организации автоматизированного узла регулирования №1 со стороны СГРЭС-1:

- не требуется дополнительных технических мероприятий по реконструкции

внутреннего тракта сетевой воды станции имеющего требуемый резерв по пропускной способности равный $G_{рез} = (11\ 000 - 7\ 900) = 3\ 100\ \text{т/ч}$ (+39%) достаточный для организации взаимного резервирования;

- не требуется изменения существующего подключения трубопроводов тепломагистрали «СГРЭС-2 – Промзона» в главном корпусе станции (сохраняется существующая перемычка прогрева d89x3,5 мм);

- не требуется установка дополнительных расходомеров на существующем обратном трубопроводе 1d820x9,0 мм и подающем трубопроводе 1d530x8,0 мм перед главным корпусом станции, т.к. они будут использоваться только в режиме прогрева.

Технические решения по взаимному резервированию теплоисточников СГРЭС- 1 и СГРЭС-2 (применительно к СГРЭС-2).

Для организации взаимного резервирования теплоисточников СГРЭС-1 и СГРЭС-2 принимается техническое решение для реализации следующего варианта:

1). Взаимное резервирование теплоисточников СГРЭС-1 и СГРЭС-2 предусмотреть с использованием основного расчетного направления существующей тепломагистральной 2d820x9,0 мм «СГРЭС-2 – Промзона» по ул. Энергостроителей.

2). Организация нового узла регулирования №1 на трубопроводах тепломагистралей 2d1220x12,0 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» и 2d820x9,0 мм «СГРЭС-2 – Промзона» в районе СГРЭС-1.

3). В связи с подключением подающего трубопровода d820x9,0 мм тепломагистральной «СГРЭС-2 – Промзона» к общестанционному подающему коллектору с рабочим давлением равным не более 7,0...8,0 кгс/см² (т.е. до повысительных насосов в группе ПСН-6...ПНС- 13) организация взаимного резервирования с использованием существующей схемы конфигурации трубопроводов – не возможна.

4). На основании этого организация схемы взаимного резервирования теплоисточников СГРЭС-1 и СГРЭС-2 с использованием основного расчетного направления существующей тепломагистральной 2d820x9,0 мм «СГРЭС-2 – Промзона» по ул. Энергостроителей предусматривается за счет строительства нового автоматизированного узла регулирования №2 между тепломагистралями 2d1020x10,0 мм «СГРЭС-2 – ВЖР» и 2d820x9,0 мм «СГРЭС-2 – Промзона» в районе точки пересечения тепломагистралей (за зданием АНО ДПО «Учебный центр «Профессионал», ул. Энергостроителей, 21).

5). Новый узел регулирования №2 смонтировать на существующих эстакадах трубопроводов тепломагистралей 2d1020x12,0 мм «СГРЭС-2 – ВЖР» и 2d820x9,0 мм

«СГРЭС-2 – Промзона» находящихся на балансе ООО «СГЭС», в пределах существующих землеотводов, воздушной прокладкой, с использованием существующих скользящих и неподвижных опор.

6). Выбранное основное технологическое оборудование нового узла регулирования

№1 (шаровые краны, дисковые регулирующие затворы, расходомеры, датчики давления и электроприводы) должно быть низкотемпературного исполнения (до минус 600С) с классом защиты не хуже IP68(67), т.е. предназначенное для установки на открытом воздухе (под навесами) и не требующее строительства отдельного павильона. Управление оборудованием предусмотреть дистанционно (с рабочего места начальника смены ПКТС) и по месту (для оперативного персонала цеха №7, например при проведении переключений).

7). Установку шкафов автоматики для нового узла регулирования №2 предусмотреть во временном здании (устанавливаемым в непосредственной близости) или в существующем павильоне П-1, совместно с оборудованием расходомеров, тепловычислителей и диспетчеризации для нового узла коммерческого учета на тепломагистрале 2d1020x10,0 мм «СГРЭС-2 – ВЖР»

Выводы:

Для принятого технического решения по организации автоматизированного узла регулирования №2 со стороны СГРЭС-2:

- не требуется дополнительных технических мероприятий по реконструкции внутреннего тракта сетевой воды станции имеющего требуемый резерв по пропускной способности равный $G_{рез} = (5\,130 - 3\,250) = 1\,890 \text{ т/ч (+37\%)}$ достаточный для организации взаимного резервирования;
- не требуется реконструкции и изменения существующего подключения трубопроводов тепломагистрале 2d820x9,0 мм «СГРЭС-2 – Промзона» в главном корпусе станции;
- для обеспечения возможности регулирования давления в подающем трубопроводе тепломагистрале 2d820x9,0 мм «СГРЭС-2 – Промзона» (дисковым поворотным затвором Hogfors DN350, PN25, $K_v = 5\,600 \text{ м}^3/\text{ч}$, смонтированным в главном корпусе СГРЭС-2) на выходе из главного корпуса станции для потребителей (АТЦ и ГРС-5) в составе нового узла регулирования предусматривается организация двух циркуляционных перемычек DN50(80) из подающего трубопровода тепломагистрале 2d820x9,0 мм «СГРЭС-2 – Промзона» в обратный трубопровод 2d1020x10,0 мм «СГРЭС-2 – ВЖР» и в обратный трубопровод тепломагистрале 2d820x9,0 мм «СГРЭС-2 – Промзона» (через регулятор температуры прямого действия).

Технические решения по взаимному резервированию тепломагистралей «СГРЭС-1 – ПКТС» и «СГРЭС-2 – ВЖР».

Для организации взаимного резервирования тепломагистралей 2Ду1200/1000 мм

«СГРЭС-1 – ПКТС» и 2Ду1000/800 мм «СГРЭС-2 – ВЖР» принимается техническое решение для реализации следующего варианта:

1). Взаимное резервирование тепломагистралей 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» и 2Ду1000/800 мм «СГРЭС-2 – ВЖР» предусмотреть за счет строительства новой резервирующей перемычки 2d820x9,0 мм с автоматизированным узлом регулирования №3 между тепломагистралями в районе кольца ГРЭС:

- точка подключения к трубопроводам тепломагистрالی 2d1220x12,0 мм «СГРЭС-1 – ПКТС»: в районе неподвижной опоры НО-16 (вариант 1) или НО-15 (вариант 2) по ул. Электротехническая);

- точка подключения к трубопроводам тепломагистрالی 2d1020x10,0 мм «СГРЭС-2 – ВЖР»: в районе неподвижной опоры НО-25 перед павильоном П-3.

Выбор вариантов 1 или 2 для точек подключения к трубопроводам тепломагистрالی 2d1220x12,0 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» и непосредственно схемы прокладки трубопроводов резервирующей перемычки во многом зависят от ведущегося в настоящее время проектирования двухуровневой развязки автомобильных дорог в районе кольца ГРЭС.

Длина трубопроводов 2d820x9,0 мм резервирующей перемычки тепломагистралей

«СГРЭС-1 – ПКТС» и «СГРЭС-2 – ВЖР» в зависимости от выбранного варианта для точки подключения и трассировки может составить от 280 до 430 м.

2). Организация нового узла регулирования №3 на трубопроводах резервирующей перемычки 2d820x9,0 мм тепломагистралей «СГРЭС-1 – ПКТС» и «СГРЭС-2 – ВЖР» предусматривается на территории существующей перекачивающей насосной станции ПНС. 3). Выбранное основное технологическое оборудование нового узла регулирования

№3 (шаровые краны, дисковые регулирующие затворы, расходомеры, датчики давления и электроприводы) должно быть низкотемпературного исполнения (до минус 600С) с классом защиты не хуже IP68(67), т.е. предназначенное для установки на открытом воздухе (под навесами) и не требующее строительства отдельного павильона. Управление оборудованием предусмотреть дистанционно (с рабочего места начальника смены ПКТС) и по месту (для оперативного персонала цеха №7, например при проведении переключений).

4). Установку шкафов автоматики для нового узла регулирования №3 предусмотреть в помещении существующей насосной станции ПНС.

Вывод:

Для принятого технического решения по организации автоматизированного узла регулирования №2 со стороны СГРЭС-1 и СГРЭС-2:

- не требуется дополнительных технических мероприятий по реконструкции внутренних трактов сетевой воды станций имеющих требуемые резервы по пропускной способности достаточные для организации взаимного резервирования;

- не требуется изменения существующего подключения трубопроводов тепломаги-

стали «СГРЭС-2 – Промзона» в главном корпусе станции (сохраняется существующая перемычка прогрева d89x3,5 мм);

2). Теплоисточнику СГРЭС-2 выполнить увеличение верхних пределов измерения для двухлучевых ультразвуковых расходомеров типа UFM 500 фирмы ООО «Кроне- Автоматика» (г. Самара) смонтированных на выводах тепломагистралей 2Ду1000/800 мм

«СГРЭС-2 – ВЖР» и 2Ду800 мм «СГРЭС-2 – Промзона» в связи с увеличением расходов при вводе в эксплуатацию схемы резервирования теплоисточников.

Требуемые новые верхние пределы измерения объемного расхода расходомеров UFM 500 (назначаются программно):

- вывод тепломагистральной «СГРЭС-2 – ВЖР», расходомеры DN500 - 7600 м³/ч;
- вывод тепломагистральной «СГРЭС-2 – Промзона», расходомеры DN400 - 4800 м³/ч.

Повышение надежности трубопроводов тепломагистральной 2Ду800 мм «СГРЭС-2

– Промзона» на территории промплощадки Сургутской ГРЭС-1.

1. В связи с выработкой нормативного срока службы трубопроводами тепломагистральной «Промзона» (более 25 лет) проложенными по территории промплощадки СГРЭС-1 и в главном корпусе станции рекомендуется проведение технической экспертизы состояния трубопроводов.

2. При отрицательных результатах технической экспертизы состояния трубопроводов следует запланировать замену

- обратного трубопровода 1d820x9,0 мм от до наружной ограды промплощадки до общего всасывающего коллектора d1020x10,0 мм группы насосов ТНЗ;
- подающего трубопровода 1d530x8,0 мм от до наружной ограды промплощадки до общего напорного коллектора d1020x10,0 мм группы насосов ТНП.

Данные мероприятия целесообразно выполнить в рамках реализации реконструкции теплофикационного комплекса СГРЭС-1

Повышение надежности трубопроводов основного расчетного направления тепломагистральной 2Ду800 мм «СГРЭС-2 – Промзона» по ул. Энергостроителей

1). Для обеспечения требуемой надежности работы трубопроводов основного расчетного направления тепломагистральной 2Ду800 мм между СГРЭС-1 и СГРЭС-2 по ул. Энергостроителей требуется:

- проведение технической экспертизы состояния трубопроводов основного расчетного

направления тепломагистрали 2Ду800 мм между СГРЭС-1 и СГРЭС-2 по ул. Энергостроителей;

- проведение гидравлических испытаний трубопроводов тепломагистрали 2Ду800 мм

«СГРЭС-2 – Промзона» для основного расчетного направления тепломагистрали 2Ду800 мм между СГРЭС-1 и СГРЭС-2 по ул. Энергостроителей (с перекрытием арматуры на 10 ответвлениях с установкой заглушек или открытием дренажей на трубопроводах ответвлений) на давление $P_{исп} = 1,25 \cdot P_p = (1,25 \cdot 16,0) = 20,0 \text{ кгс/см}^2$.

2). При отрицательных результатах технической экспертизы состояния трубопроводов или результатов гидравлических испытаний:

- выполнить перекладку трубопроводов основного расчетного направления тепломагистрали 2Ду800 мм между СГРЭС-1 и СГРЭС-2 по ул. Энергостроителей.

По состоянию на 2018 год службы трубопроводов тепломагистрали 2Ду800 мм

«СГРЭС-2 – Промзона» составил 33 года, при нормативном сроке службы 25 лет (ввод тепломагистрали в эксплуатацию был выполнен в 1985 году).

8.1 Оценка требуемых объемов мероприятий по повышению надежности теплоснабжения

Сводный перечень мероприятий по повышению надежности централизованного теплоснабжения представлен в таблице ниже.

При этом следует выделить 3 характерные группы мероприятий:

- 1) Обязательные мероприятия по перекладке ненадежных и ветхих участков тепловых сетей;
- 2) Обязательные мероприятия по резервированию тепловой нагрузки существующих и перспективных потребителей;
- 3) Необязательные мероприятия по резервированию тепловой нагрузки существующих и перспективных потребителей.

Реализация 1 и 2 группы мероприятий является необходимой для условия сохранения (улучшения надежности теплоснабжения потребителей)

Реализация 3 группы мероприятий не является обязательной, т.к. без учета данных мероприятий нормативная надежность теплоснабжения будет выдерживаться. Однако реализация рассматриваемых мероприятий позволит улучшить надежность теплоснабжения потребителей. В данную группу входят мероприятия, реализация которых в перспективе будет затруднена по

следующим причинам:

1) Ведомственная разобщенность объединяемых систем для повышения надежности. Неопределенность организации, уполномоченной на эксплуатацию резервирующей перемычки.

2) Неопределенность в источниках финансирования работ по объединению систем теплоснабжения.

Мероприятия по резервированию источников СГРЭС-1, СГРЭС-2 представлены в таблице ниже.