
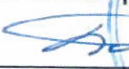


Общество с Ограниченной Ответственностью  
**«ИВЭНЕРГОСЕРВИС»**

Юр. адрес: 153002, г. Иваново, ул.Калинина, д. 9/21, оф 419 Тел/факс: (4932) 37-22-02  
ИНН 3700001799, КПП 370001001, ОГРН 1223700011182  
ОКПО 44753410, ОКОНХ 71100  
e-mail: [office@ivenser.com](mailto:office@ivenser.com)

<b>СОГЛАСОВАНО</b> Представитель от имени ПАО «Т Плюс»  _____ Ленцов И.В. « _____ » _____ 2024 г.	<b>УТВЕРЖДАЮ</b> Генеральный директор ООО «Ивэнергосервис»  _____ Барочкин А.Е. « _____ » _____ 2024 г.
--	--

**СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ  
ГОРОДСКОГО ОКРУГА  
САРАНСК НА ПЕРИОД ДО 2035 г.**  
Актуализированная версия на 2025 г.



**Обосновывающие материалы  
к схеме теплоснабжения:**  
**Глава 11. Оценка надежности  
теплоснабжения**

Саранск, 2024 г.

## **СОСТАВ ПРОЕКТА**

Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения.

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

Часть 1. Функциональная структура теплоснабжения.

Часть 2. Источники тепловой энергии.

Часть 3. Тепловые сети, сооружения на них.

Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии.

Часть 5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии.

Часть 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки.

Часть 7. Балансы теплоносителя.

Часть 8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом.

Часть 9. Надежность теплоснабжения.

Часть 10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций.

Часть 11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения.

Часть 12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения.

Часть 13. Экологическая безопасность теплоснабжения.

Глава 2. Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения.

Глава 3. Электронная модель системы теплоснабжения.

Глава 4. Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей.

Глава 5. Мастер-план развития систем теплоснабжения.

Глава 6. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах.

Глава 7. Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии.

Глава 8. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей.

Глава 9. Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения.

Глава 10. Перспективные топливные балансы.

Глава 11. Оценка надежности теплоснабжения.

Глава 12. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое

переворужение и (или) модернизацию.

Глава 13. Индикаторы развития систем теплоснабжения.

Глава 14. Ценовые (тарифные) последствия.

Глава 15. Реестр единых теплоснабжающих организаций.

Глава 16. Реестр мероприятий схемы теплоснабжения.

Глава 17. Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения.

Глава 18. Сводный том изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения.

Глава 19. Оценка экологической безопасности теплоснабжения.

Схема теплоснабжения.

Раздел 1. Показатели существующего и перспективного спроса на тепловую энергию (мощность) и теплоноситель в установленных границах территории города федерального значения.

Раздел 2. Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей.

Раздел 3. Существующие и перспективные балансы теплоносителя.

Раздел 4. Основные положения мастер-плана развития систем теплоснабжения.

Раздел 5. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии.

Раздел 6. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей.

Раздел 7. Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения.

Раздел 8. Перспективные топливные балансы.

Раздел 9. Инвестиции в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение.

Раздел 10. Решение об определении единой теплоснабжающей организации (организациям).

Раздел 11. Решения о распределении тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии.

Раздел 12. Решения по бесхозным тепловым сетям.

Раздел 13. Синхронизация схемы теплоснабжения со схемой газоснабжения и газификации субъекта Российской Федерации и (или) поселения, схемой и программой развития электроэнергетики, а также со схемой водоснабжения и водоотведения поселения, городского округа, города федерального значения.

Раздел 14. Индикаторы развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения.

Раздел 15. Ценовые (тарифные) последствия.

Раздел 16. Обеспечение экологической безопасности теплоснабжения.

## СОДЕРЖАНИЕ

СОСТАВ ПРОЕКТА.....	2
СОДЕРЖАНИЕ .....	4
СПИСОК ТАБЛИЦ.....	6
СПИСОК РИСУНКОВ .....	7
ОПРЕДЕЛЕНИЯ.....	9
СОКРАЩЕНИЯ .....	11
Раздел 1. 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 .....	12
Раздел 2. Обоснование метода и результатов обработки данных по восстановлению отказавших участков тепловых сетей (участков тепловых сетей, на которых произошли аварийные ситуации), среднего времени восстановления отказавших участков тепловых сетей в каждой системе теплоснабжения .....	19
Раздел 3. Обоснование результатов оценки вероятности отказа (аварийной ситуации) и безотказной (безаварийной) работы системы теплоснабжения по отношению к потребителям, присоединенным к магистральным и распределительным теплопроводам.....	21
3.1. Результаты расчета вероятности безотказной работы трубопроводов .....	21
3.1.1. Расчет вероятности безотказной работы тепловых сетей от Саранской ТЭЦ-2 до 7СК-5 на 2024 г. ....	21
3.1.2. Расчет вероятности безотказной работы тепловых сетей от Саранской ТЭЦ-2 до 3ТК-8 на 2024 г. ....	27
3.1.3. Расчет вероятности безотказной работы тепловых сетей от Саранской ТЭЦ-2 до 4ТК-10Г на 2024 г. ....	33
3.1.4. Расчет вероятности безотказной работы тепловых сетей от Саранской ТЭЦ-2 до ЦТП Мех. завода на 2024 г. ....	38
3.1.5. Расчет вероятности безотказной работы тепловых сетей от Котельной пос. Ялга до 11К-ТК-21 на 2024 г. ....	46
3.1.6. Расчет вероятности безотказной работы тепловых сетей от Котельной кв. 10-11 до 3/1-ТК-40 на 2024 г. ....	49
3.1.7. Прочие котельные .....	52
3.1.8. Расчет вероятности безотказной работы тепловых сетей от Саранской ТЭЦ-2 до 7СК-5 на 2035 г. ....	53
3.1.9. Расчет вероятности безотказной работы тепловых сетей от Саранской ТЭЦ-2 до 3ТК-8 на 2035 г. ....	59
3.1.10. Расчет вероятности безотказной работы тепловых сетей от Саранской ТЭЦ-2 до 4ТК-10Г на 2035 г. ....	65
3.1.11. Расчет вероятности безотказной работы тепловых сетей от Саранской ТЭЦ-2 до ЦТП Мех. завода на 2035 г. ....	70



## СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1. Количество повреждений на тепловых сетях в 2019-2020 гг. ....	13
Таблица 2. Количество повреждений на тепловых сетях в 2021-2022 гг. ....	14
Таблица 3. Количество повреждений на тепловых сетях в 2023 г. ....	15
Таблица 4. Интенсивность повреждений тепловых сетях в 2019-2020 гг. ....	16
Таблица 5. Интенсивность повреждений тепловых сетях в 2021-2022 гг. ....	17
Таблица 6. Интенсивность повреждений тепловых сетях в 2023 г. ....	18
Таблица 7. Статистика восстановлений тепловых сетей за 2019-2023 г. ....	20
Таблица 8. Расчет вероятности безотказной работы тепловой сети от Саранской ТЭЦ-2 до 7СК-5 .....	23
Таблица 9. Расчет вероятности безотказной работы тепловой сети от Саранской ТЭЦ-2 до 3ТК-8 .....	29
Таблица 10. Расчет вероятности безотказной работы тепловой сети от Саранской ТЭЦ-2 до 4ТК-10Г .....	35
Таблица 11. Расчет вероятности безотказной работы тепловой сети от Саранской ТЭЦ-2 до ЦТП Мех. завода .....	40
Таблица 12. Расчет вероятности безотказной работы тепловой сети от Котельной пос. Ялга до 11К-ТК-21 .....	48
Таблица 13. Расчет вероятности безотказной работы тепловой сети от Котельной кв. 10-11 до 3/1-ТК-40 .....	51
Таблица 14. Расчет вероятности безотказной работы тепловой сети от Саранской ТЭЦ-2 до 7СК-5 .....	55
Таблица 15. Расчет вероятности безотказной работы тепловой сети от Саранской ТЭЦ-2 до 3ТК-8 .....	61
Таблица 16. Расчет вероятности безотказной работы тепловой сети от Саранской ТЭЦ-2 до 4ТК-10Г .....	67
Таблица 17. Расчет вероятности безотказной работы тепловой сети от Саранской ТЭЦ-2 до ЦТП Квартал Мех.завода .....	72
Таблица 18. Расчет вероятности безотказной работы тепловой сети от Котельной пос. Ялга до 11К-ТК-21 .....	79
Таблица 19. Расчет вероятности безотказной работы тепловой сети от Котельной кв. 10-11 до 3/1-ТК-40 .....	82
Таблица 20. Недоотпуск тепловой энергии по причине отказов и простоев тепловых сетей за 2019-2023 гг. ....	93
Таблица 21. Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления.....	99
Таблица 22. Соотношение температуры наружного воздуха и времени снижения температуры воздуха внутри отапливаемого помещения .....	102
Таблица 23. Скорость расхолаживания жилых помещений.....	108
Таблица 24. Допустимое время устранения аварий и инцидентов в системах отопления жилых домов.....	108

## СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1. Путь движения теплоносителя от Саранской ТЭЦ-2 до 7СК-5 .....	21
Рисунок 2. Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя .....	22
Рисунок 3. Путь движения теплоносителя от Саранской ТЭЦ-2 до 3ТК-8 .....	27
Рисунок 4. Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя .....	28
Рисунок 5. Путь движения теплоносителя от Саранской ТЭЦ-2 до 4ТК-10Г .....	33
Рисунок 6. Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя .....	34
Рисунок 7. Путь движения теплоносителя от Саранской ТЭЦ-2 до ЦТП Мех. Завода.....	38
Рисунок 8. Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя .....	39
Рисунок 9. Путь движения теплоносителя от Котельной пос. Ялга до 11К-ТК-21 .....	46
Рисунок 10. Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя .....	47
Рисунок 11. Путь движения теплоносителя от Котельной кв. 10-11 до 3/1-ТК-40.....	49
Рисунок 12. Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя .....	50
Рисунок 13. Путь движения теплоносителя от Саранской ТЭЦ-2 до 7СК-5 .....	53
Рисунок 14. Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя .....	54
Рисунок 15. Путь движения теплоносителя от Саранской ТЭЦ-2 до 3ТК-8 .....	59
Рисунок 16. Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя .....	60
Рисунок 17. Путь движения теплоносителя от Саранской ТЭЦ-2 до 4ТК-10Г .....	65
Рисунок 18. Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя (до реконструкции).....	66
Рисунок 19. Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя (после реконструкции) .....	66
Рисунок 20. Путь движения теплоносителя от Саранской ТЭЦ-2 до ЦТП Мех. Завода.....	70
Рисунок 21. Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя (до реконструкции).....	71
Рисунок 22. Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя (после реконструкции) .....	71
Рисунок 23. Путь движения теплоносителя от Котельной пос. Ялга до 11К-ТК-21 .....	77
Рисунок 24. Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя .....	78
Рисунок 25. Путь движения теплоносителя от Котельной кв. 10-11 до 3/1-ТК-40.....	80

Рисунок 26. Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя .....	81
Рисунок 27. Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей от Саранской ТЭЦ-285	
Рисунок 28. Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей от котельной кв. 10-11 .....	86
Рисунок 29. Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей от котельной пос. Ялга .....	87
Рисунок 30. Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей от Саранской ТЭЦ-289	
Рисунок 31. Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей от котельной кв. 10-11 .....	90
Рисунок 32. Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей от котельной пос. Ялга .....	91
Рисунок 33. Отключаемый участок магистральной тепловой сети.....	103
Рисунок 34. Зона ухудшения теплоснабжения потребителей .....	104
Рисунок 35. Отключаемый участок магистральной тепловой сети.....	105
Рисунок 36. Зона ухудшения теплоснабжения потребителей .....	105
Рисунок 37. Отключаемый участок магистральной тепловой сети.....	106
Рисунок 38. Зона отсутствия теплоснабжения потребителей.....	107
Рисунок 39. Отключаемый участок магистральной тепловой сети.....	110
Рисунок 40. Зона ухудшения теплоснабжения потребителей при моделировании аварийного отключения на участке тепловой сети от 3/1-СК-2 до 3/1-ТК-30.....	111
Рисунок 41. Отключаемый участок магистральной тепловой сети.....	112
Рисунок 42. Участки тепловых сетей, которые попадают в зону аварийного отключения при повреждении участка тепловой сети от 3К-ТК-9 до 3К-ТК-10 .....	112
Рисунок 43. Отключаемый участок магистральной тепловой сети.....	113
Рисунок 44. Участки тепловых сетей, которые попадают в зону аварийного отключения при повреждении участка тепловой сети от 3/5-ТК-4 до 3/5-ТК-5.....	114

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ

В настоящей главе применяют следующие термины с соответствующими определениями.

Термины	Определения
Теплоснабжение	Обеспечение потребителей тепловой энергии тепловой энергией, теплоносителем, в том числе поддержание мощности.
Система теплоснабжения	Совокупность источников тепловой энергии и теплопотребляющих установок, технологически соединенных тепловыми сетями.
Схема теплоснабжения	Документ, содержащий предпроектные материалы по обоснованию эффективного и безопасного функционирования системы теплоснабжения, ее развития с учетом правового регулирования в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности
Источник тепловой энергии	Устройство, предназначенное для производства тепловой энергии
Тепловая сеть	Совокупность устройств (включая центральные тепловые пункты, насосные станции), предназначенных для передачи тепловой энергии, теплоносителя от источников тепловой энергии до теплопотребляющих установок.
Потребитель топлива (далее потребитель)	Лицо, приобретающее топливо для использования на, принадлежащих ему на праве собственности или ином законном основании, топливопотребляющих установках
Теплоснабжающая организация	Организация, осуществляющая продажу потребителям и (или) теплоснабжающим организациям произведенных или приобретенных тепловой энергии (мощности), теплоносителя и владеющая на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в системе теплоснабжения, посредством которой осуществляется теплоснабжение потребителей тепловой энергии (данное положение применяется к регулированию сходных отношений с участием индивидуальных предпринимателей).
Теплосетевая организация	Организация, оказывающая услуги по передаче тепловой энергии (данное положение применяется к регулированию сходных отношений с участием индивидуальных предпринимателей).
Зона действия системы теплоснабжения	Территория городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются по наиболее удаленным точкам подключения потребителей к тепловым сетям, входящим в систему теплоснабжения.
Котельно-печное топливо	Любое топливо, которое используется организацией, кроме моторного топлива
Коэффициент использования тепла топлива	Коэффициент, который определяет эффективность преобразования внутренней энергии углеродного топлива в электрическую и тепловую энергию при сжигании топлива в котлах ТЭС
Установленная мощность источника тепловой энергии	Сумма номинальных тепловых мощностей всего принятого по акту ввода в эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям на собственные и хозяйственные нужды
Располагаемая мощность источника тепловой энергии	Величина, равная установленной мощности источника тепловой энергии за вычетом объемов мощности, не реализуемой по техническим причинам, в том числе по причине снижения тепловой мощности оборудования в результате эксплуатации на продленном техническом ресурсе (снижение параметров пара перед турбиной, отсутствие рециркуляции в пиковых водогрейных котлоагрегатах и др.)
Мощность источника тепловой энергии нетто	Величина, равная располагаемой мощности источника тепловой энергии за вычетом тепловой нагрузки на собственные и хозяйственные нужды
Топливоно-энергетический баланс	Документ, содержащий взаимосвязанные показатели количественного соответствия поставок энергетических ресурсов на территорию субъекта Российской Федерации или муниципального образования и их потребления, устанавливающий распределение энергетических ресурсов между системами теплоснабжения, потребителями, группами потребителей и позволяющий определить эффективность использования энергетических ресурсов
Комбинированная выработка электрической и тепловой энергии	Режим работы теплоэлектростанций, при котором производство электрической энергии непосредственно связано с одновременным производством тепловой энергии
Неснижаемый	Запас топлива, создаваемый на электростанциях и котельных

Термины	Определения
нормативный запас топлива	организаций электроэнергетики для поддержания плюсовых температур в главном корпусе, вспомогательных зданиях и сооружениях в режиме «выживания» с минимальной расчетной электрической и тепловой нагрузкой по условиям самого холодного месяца года
Нормативный эксплуатационный запас топлива	Запас топлива, необходимый для надежной и стабильной работы электростанций и котельных, обеспечивающий плановую выработку электрической и (или) тепловой энергии
Общий нормативный запас основного и резервного видов топлива	Общий нормативный запас основного и резервного видов топлива, определяемый по сумме объемов неснижаемого нормативного запаса топлива и нормативного эксплуатационного запаса топлива
Условное топливо	Принятая при расчетах единица учета органического топлива, которая используется для счисления полезного действия различных видов топлива в их суммарном учете
Энергетический ресурс	Носитель энергии, энергия которого используется или может быть использована при осуществлении хозяйственной и иной деятельности, а также вид энергии (атомная, тепловая, электрическая, электромагнитная энергия или другой вид энергии)
Элемент территориального деления	Территория городского округа или ее часть, установленная по границам административно-территориальных единиц.
Расчетный элемент территориального деления	Территория городского округа или ее часть, принятая для целей разработки схемы теплоснабжения в неизменяемых границах на весь срок действия схемы теплоснабжения.
Технологическая зона	Единица укрупненного деления территории города по зонально-технологическому принципу, объединяющая несколько тепловых районов или совпадающая с границами теплового района.
Тепловой район	Единица территориального деления, в границах которой осуществляются технологические процессы производства, передачи и потребления тепловой энергии.
Централизованное теплоснабжение	Теплоснабжение потребителей от источников тепла через общую тепловую сеть.



## **Раздел 1. 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**

Статистика повреждений тепловых сетей от источников теплоснабжения г.о. Саранска за 2019-2023 гг. без учета повреждений, выявленных при гидравлических испытаниях, приведены в таблицах 1-3. Статистика интенсивности отказов в сетях за 2019-2023 гг. приведена в таблицах 4-6.













## **Раздел 2. Обоснование метода и результатов обработки данных по восстановлению отказавших участков тепловых сетей (участков тепловых сетей, на которых произошли аварийные ситуации), среднего времени восстановления отказавших участков тепловых сетей в каждой системе теплоснабжения**

Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей для источников теплоснабжения г.о. Саранска за 2019-2023 гг. представлена в таблице 7.





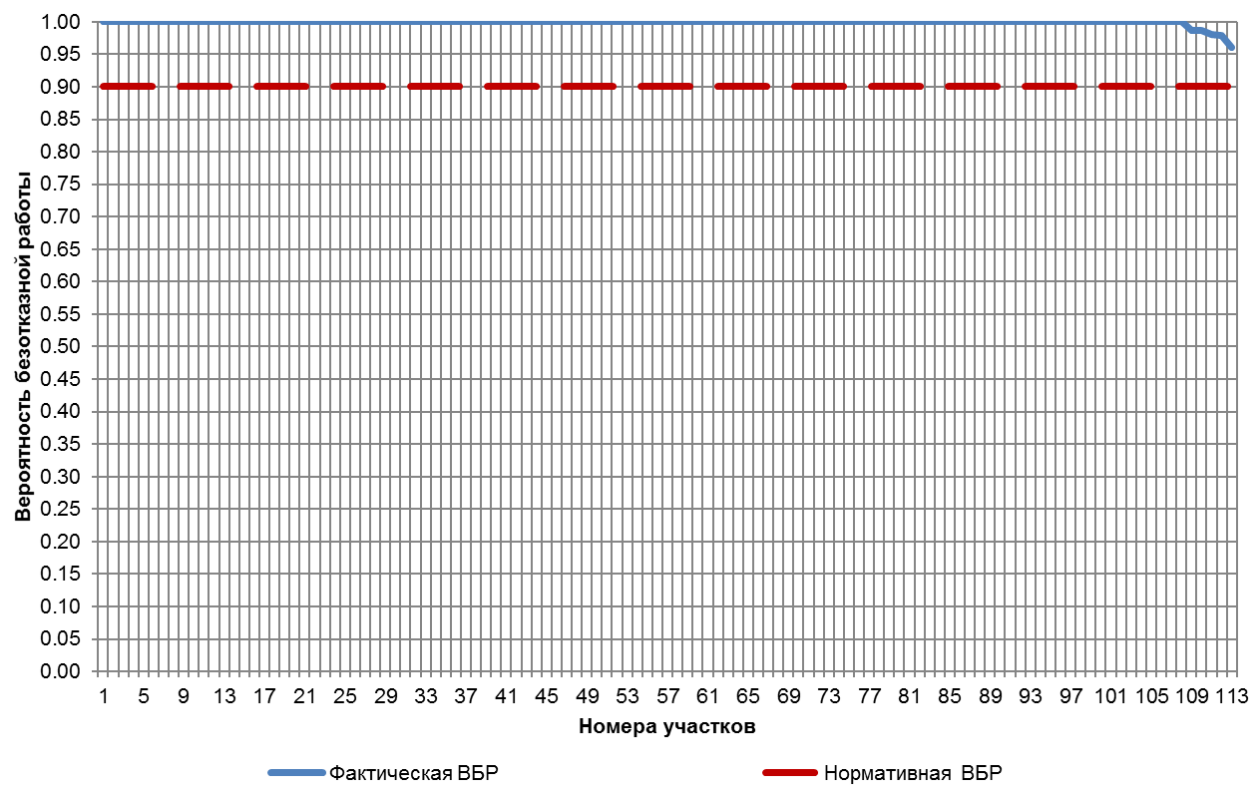


Рисунок 2. Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя







№ участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, м	Частота (интенсивность) от-каза участка, 1/км/ч	Среднее время восстановления участка, ч	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов тепло-снабжения накопительным ито-гом, 1/час	ВБР пути относительно ко-нечного по-требителя
86	7НО-16	7НО-17	0.70	230	0.0000223	31.86	0.000005	0.000157	1.000000
87	7НО-17	7НО-18	0.70	181	0.0000223	31.86	0.000004	0.000161	1.000000
88	7НО-18	7НО-19	0.70	125	0.0000223	31.86	0.000003	0.000164	1.000000
89	7НО-19	7НО-19 (Отпай на ЦТП 13ГБ)	0.70	1	0.0000223	31.86	0.000000	0.000164	1.000000
90	7НО-19 (Отпай на ЦТП 13ГБ)	7НО-20	0.70	66	0.0000223	31.86	0.000001	0.000166	1.000000
91	7НО-20	7НО-21	0.70	128	0.0000223	31.86	0.000003	0.000169	1.000000
92	7НО-21	7 НО-22	0.70	172	0.0000223	31.86	0.000004	0.000172	1.000000
93	7 НО-22	отп. на ЦОП	0.70	5	0.0000223	31.86	0.000000	0.000172	1.000000
94	отп. на ЦОП	7СК-1А(Б была)	0.70	50	0.0000223	31.86	0.000001	0.000174	1.000000
95	7СК-1А(Б была)	Узел ТМ-7 в 7ТК-1А	0.70	130	0.0000223	31.86	0.000003	0.000176	1.000000
96	Узел ТМ-7 в 7ТК-1А	7С-3	0.70	1	0.0000223	31.86	0.000000	0.000176	1.000000
97	7С-3	7С-5	0.70	3	0.0000223	31.86	0.000000	0.000177	1.000000
98	7С-5	7-ТК-1	0.70	25	0.0000223	31.86	0.000001	0.000177	1.000000
99	7-ТК-1	7-ТК-1 (узел до НС-4)	0.70	2	0.0000223	31.86	0.000000	0.000177	1.000000
100	7-ТК-1 (узел до НС-4)	Узел учета ТЭ	0.70	1	0.0000223	31.86	0.000000	0.000177	1.000000
101	Узел учета ТЭ	7ТК-2	0.70	123	0.0000223	31.86	0.000003	0.000180	1.000000
102	7ТК-2	7НО-24	0.70	4	0.0000223	31.86	0.000000	0.000180	1.000000
103	7НО-24	7НО-25	0.60	149	0.0000223	26.97	0.000003	0.000183	1.000000
104	7НО-25	7СК-2	0.60	10	0.0000223	26.97	0.000000	0.000184	1.000000
105	7СК-2	7НО-26	0.60	155	0.0000223	26.97	0.000003	0.000187	1.000000
106	7НО-26	7ТК-3	0.60	4	0.0000223	26.97	0.000000	0.000187	1.000000
107	7ТК-3	7С-11.12	0.40	5	0.0000223	20.44	0.000000	0.000187	1.000000
108	7С-11.12	7ТК-3А	0.40	33	0.0000223	20.44	0.000001	0.000188	1.000000
109	7ТК-3А	7ТК-4	0.40	98	0.0000102	20.44	0.000001	0.000189	0.986709
110	7ТК-4	7С-13.14	0.30	1	0.0000057	15.97	0.000000	0.000189	0.986639
111	7С-13.14	7ТК-5	0.30	102	0.0000057	15.97	0.000001	0.000189	0.980656
112	7ТК-5	7ДК-5	0.30	22	0.0000057	15.97	0.000000	0.000190	0.979373
113	7ДК-5	7СК-5	0.30	332	0.0000057	15.97	0.000002	0.000192	0.960042

### 3.1.2. Расчет вероятности безотказной работы тепловых сетей от Саранской ТЭЦ-2 до ЗТК-8 на 2024 г.

На рисунке 3 приведена трассировка теплопровода от источника тепловой энергии до рассматриваемого конечного потребителя. В таблице 9 приведены данные расчета вероятности безотказной работы (далее – ВБР) теплопровода по отношению к тепловым камерам, входящим в «путь» по движению теплоносителя.

На рисунке 4 представлена иллюстрация расчетов вероятности безотказной работы теплопровода относительно тепловых камер, входящих в состав теплопровода, которые формируют данные о ВБР на входе в ответвление от этой камеры.

Результаты расчета показывают, что вероятность безотказной работы теплоснабжения данного присоединенного потребителя выше нормативной величины, требуемой в СНиП 41-02-2003 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже  $P_i \geq 0,9$ ), благодаря наличию резервирующего магистрального трубопровода.



Рисунок 3. Путь движения теплоносителя от Саранской ТЭЦ-2 до ЗТК-8

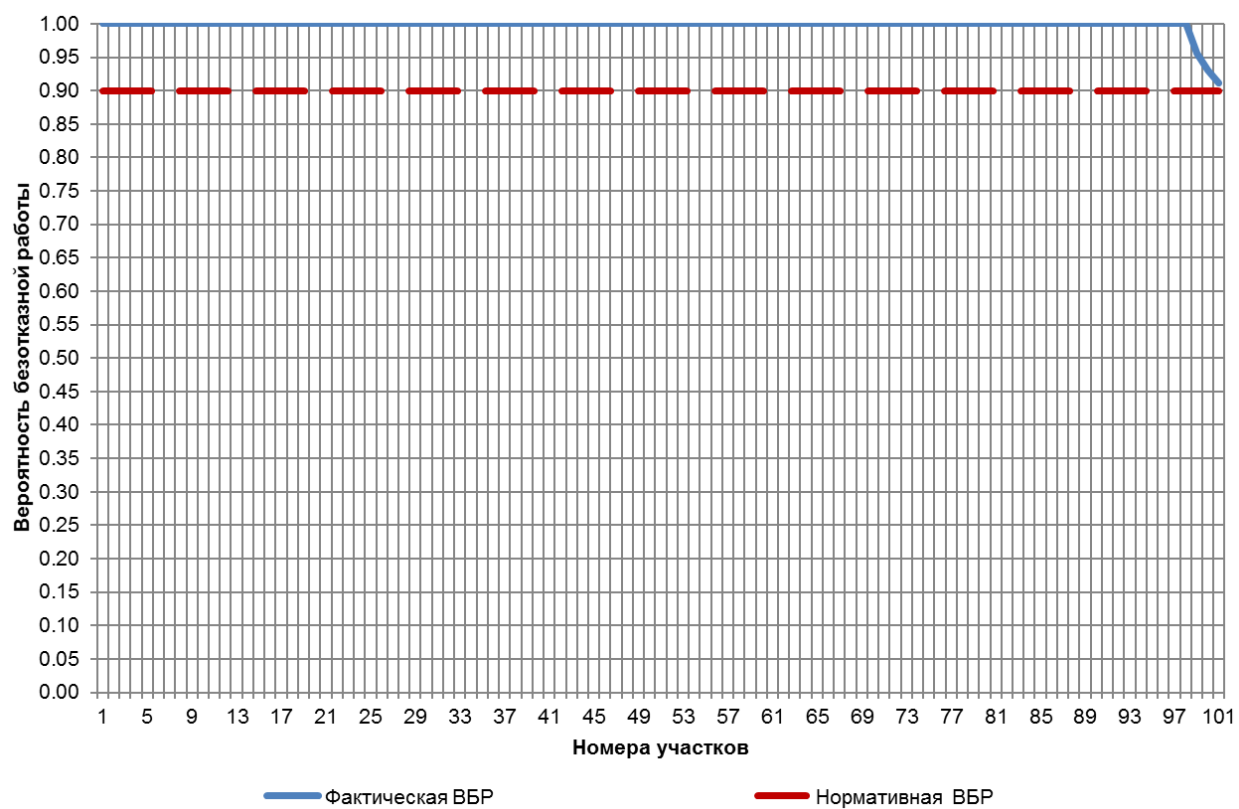


Рисунок 4. Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя







№ участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, м	Частота (интенсивность) от-каза участка, 1/км/ч	Среднее время восстановления участка, ч	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов тепло-снабжения накопительным ито-гом, 1/час	ВБР пути относи-тельно ко-нечного по-требителя
92	3-НО-615	3-НО-616	0.40	76	0.0000223	20.44	0.000002	0.000140	1.000000
93	3-НО-616	3-НО-617	0.40	57	0.0000223	20.44	0.000001	0.000141	1.000000
94	3-НО-617	отп. на ж.д. по улице Ко-сарева	0.40	1	0.0000223	20.44	0.000000	0.000141	1.000000
95	отп. на ж.д. по улице Ко-сарева	ЗТК-1	0.40	130	0.0000223	20.44	0.000003	0.000144	1.000000
96	ЗТК-1	ЗТК-2	0.40	166	0.0000223	20.44	0.000004	0.000148	1.000000
97	ЗТК-2	ЗА на подающем труб.	0.40	178	0.0000223	20.44	0.000004	0.000152	1.000000
98	ЗА на подающем труб.	ЗТК-3	0.40	1	0.0000223	20.44	0.000000	0.000152	1.000000
99	ЗТК-3	ЗТК-4	0.40	241	0.0000223	20.44	0.000005	0.000157	0.955479
100	ЗТК-4	ЗСК-5	0.40	140	0.0000223	20.44	0.000003	0.000160	0.930768
101	ЗСК-5	ЗТК-8	0.40	400	0.0000223	20.44	0.000009	0.000169	0.911990

### 3.1.3. Расчет вероятности безотказной работы тепловых сетей от Саранской ТЭЦ-2 до 4ТК-10Г на 2024 г.

На рисунке 5 приведена трассировка теплопровода от источника тепловой энергии до рассматриваемого конечного потребителя. В таблице 10 приведены данные расчета вероятности безотказной работы (далее – ВБР) теплопровода по отношению к тепловым камерам, входящим в «путь» по движению теплоносителя.

На рисунке 6 представлена иллюстрация расчетов вероятности безотказной работы теплопровода относительно тепловых камер, входящих в состав теплопровода, которые формируют данные о ВБР на входе в ответвление от этой камеры.

Результаты расчета показывают, что вероятность безотказной работы теплоснабжения данного присоединенного потребителя находится на уровне нормативной величины, требуемой в СНиП 41-02-2003 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже  $P_i \geq 0,9$ ), благодаря наличию резервирующего магистрального трубопровода.

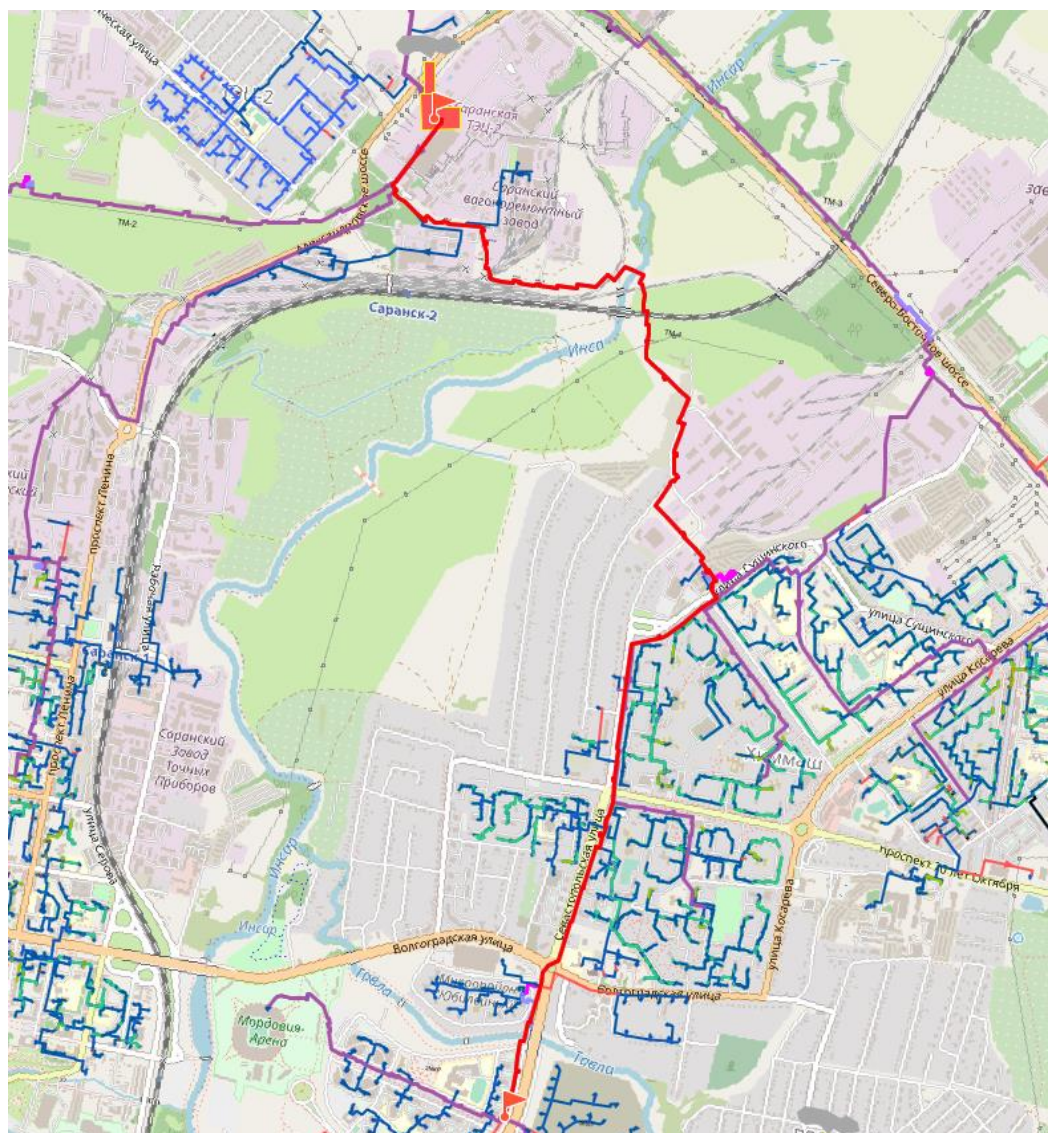


Рисунок 5. Путь движения теплоносителя от Саранской ТЭЦ-2 до 4ТК-10Г

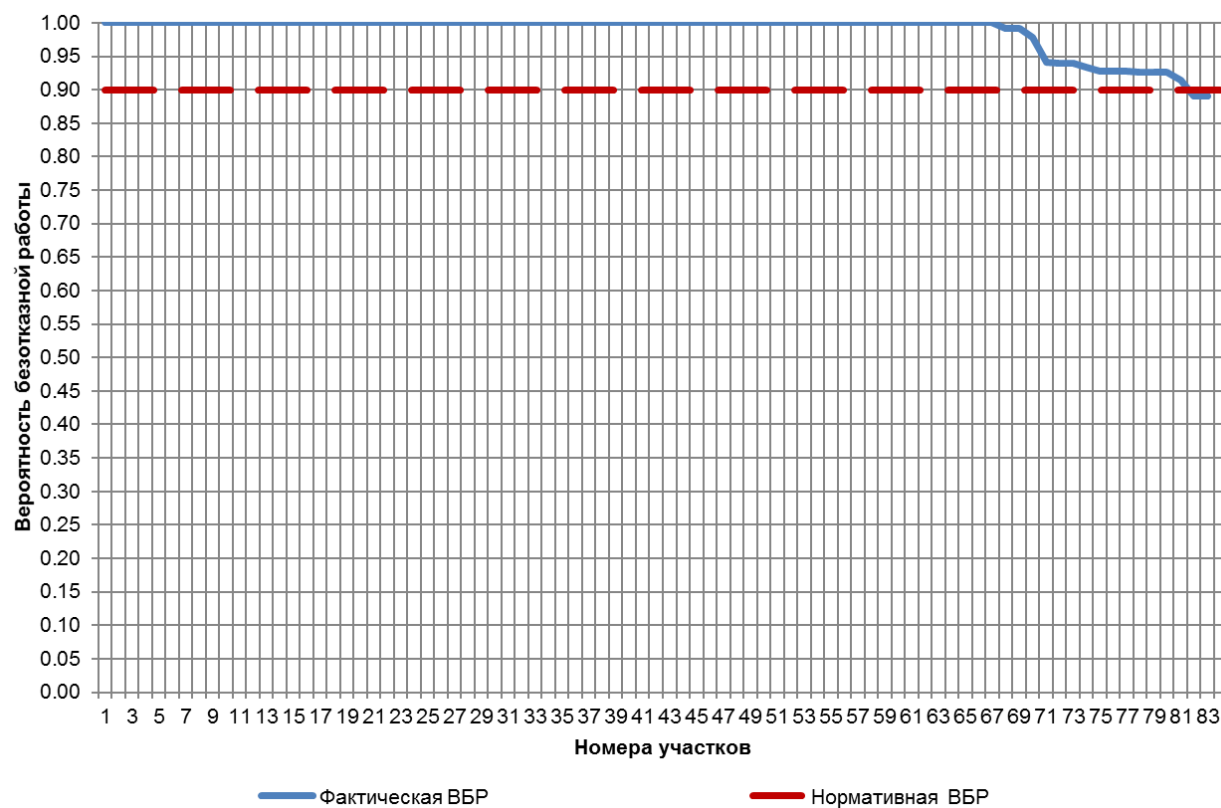


Рисунок 6. Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя





№ участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, м	Частота (интенсивность) от отказа участка, 1/км/ч	Среднее время восстановления участка, ч	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопительным итогом, 1/час	ВБР пути относительно конечного потребителя
62	Отпай на НС-12	Выход из НС-12	0.70	5	0.0000223	31.86	0.000000	0.000084	1.000000
63	Выход из НС-12	4ТК-1А	0.70	37	0.0000223	31.86	0.000001	0.000084	1.000000
64	4ТК-1А	4ТК-1	0.70	42	0.0000223	31.86	0.000001	0.000085	1.000000
65	4ТК-1	4ТК-3	0.70	76	0.0000223	31.86	0.000002	0.000087	1.000000
66	4ТК-3	4ДК-5	0.60	351	0.0000057	26.97	0.000002	0.000089	1.000000
67	4ДК-5	4ТК-9	0.40	854	0.0000057	20.44	0.000005	0.000094	1.000000
68	4ТК-9	4ТК-10	0.50	95	0.0000057	25.82	0.000001	0.000094	0.992002
69	4ТК-10	Н-1	0.50	12	0.0000057	25.82	0.000000	0.000094	0.990999
70	Н-1	Н-2	0.50	154	0.0000057	25.82	0.000001	0.000095	0.978142
71	Н-2	Н-6	0.50	455	0.0000057	25.82	0.000003	0.000098	0.940666
72	Н-6	4-ТК-10а	0.50	12	0.0000057	25.82	0.000000	0.000098	0.939716
73	4-ТК-10а	Отпай в 4ТК-10а	0.50	1	0.0000057	25.82	0.000000	0.000098	0.939637
74	Отпай в 4ТК-10а	4ТК-10б	0.50	81	0.0000057	25.82	0.000000	0.000098	0.933197
75	4ТК-10б	вход в НС-Тавла	0.50	71	0.0000057	25.82	0.000000	0.000099	0.927587
76	вход в НС-Тавла	Отпай с НС-14	0.50	2	0.0000057	25.82	0.000000	0.000099	0.927431
77	Отпай с НС-14	З/А под 1	0.50	4	0.0000057	25.82	0.000000	0.000099	0.927129
78	З/А под 1	З/А под 1	0.50	4	0.0000057	25.82	0.000000	0.000099	0.926810
79	З/А под 1	Отпай на НС-14	0.50	3	0.0000057	25.82	0.000000	0.000099	0.926575
80	Отпай на НС-14	выход из НС-Тавла	0.50	2	0.0000057	25.82	0.000000	0.000099	0.926419
81	выход из НС-Тавла	4 -ТК-10в	0.50	158	0.0000057	25.82	0.000001	0.000100	0.914134
82	4 -ТК-10в	Н-8	0.50	298	0.0000057	25.82	0.000002	0.000102	0.891221
83	Н-8	4ТК-10Г	0.50	14	0.0000057	25.82	0.000000	0.000102	0.890171

### 3.1.4. Расчет вероятности безотказной работы тепловых сетей от Саранской ТЭЦ-2 до ЦТП Мех. завода на 2024 г.

На рисунке 7 приведена трассировка теплопровода от источника тепловой энергии до рассматриваемого конечного потребителя. В таблице 11 приведены данные расчета вероятности безотказной работы (далее – ВБР) теплопровода по отношению к тепловым камерам, входящим в «путь» по движению теплоносителя.

На рисунке 8 представлена иллюстрация расчетов вероятности безотказной работы теплопровода относительно тепловых камер, входящих в состав теплопровода, которые формируют данные о ВБР на входе в ответвление от этой камеры.

Результаты расчета показывают, что вероятность безотказной работы теплоснабжения данного присоединенного потребителя ниже нормативной величины, требуемой в СНиП 41-02-2003 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже  $P_i \geq 0,9$ ). Основное снижение вероятности безотказной работы до значения ниже нормативного происходит из-за большой протяженности тепломагистрали, значительного срока эксплуатации тепловой сети и отсутствия резервирующих трубопроводов.

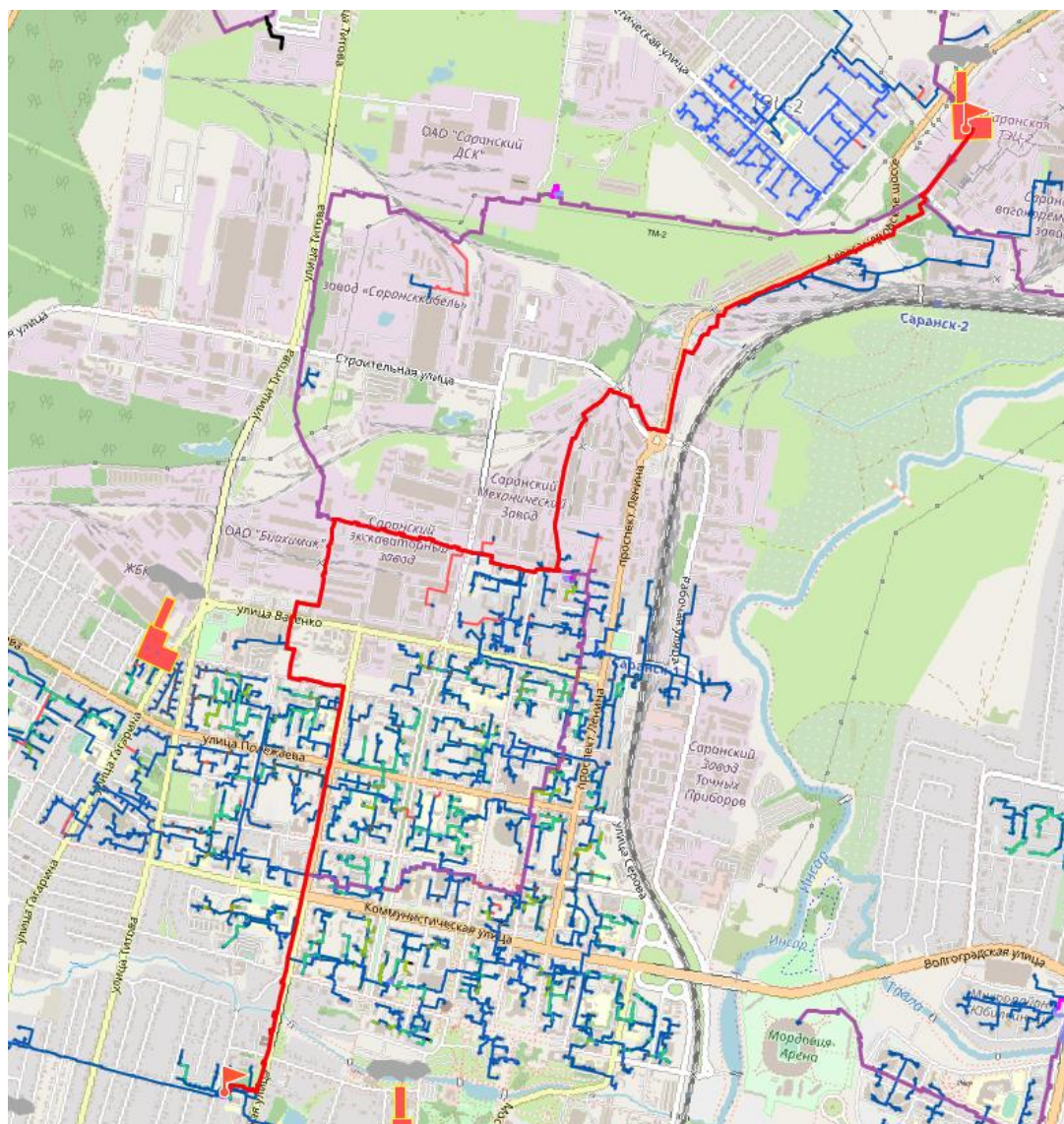


Рисунок 7. Путь движения теплоносителя от Саранской ТЭЦ-2 до ЦТП Мех. Завода

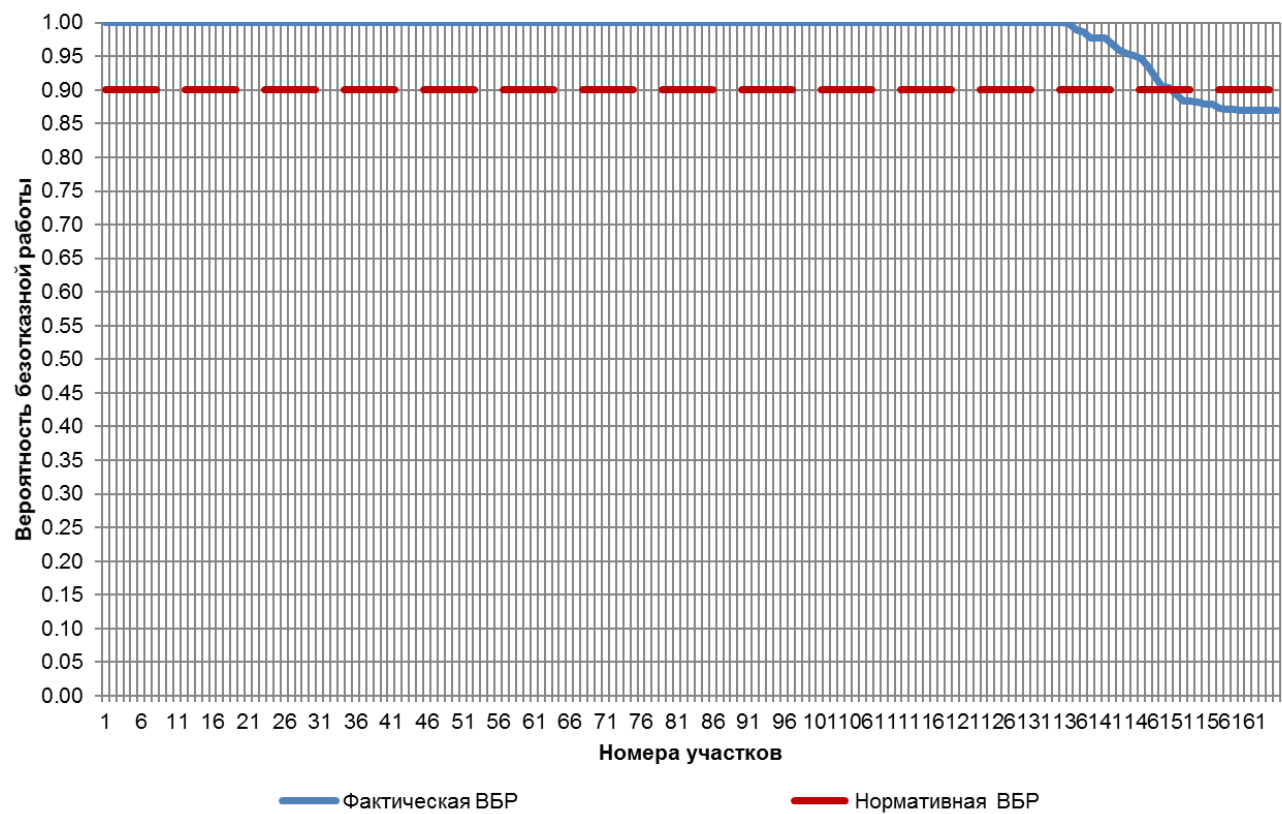


Рисунок 8. Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя





№ участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, м	Частота (интенсивность) от-каза участка, 1/км/ч	Среднее время восстановления участка, ч	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов тепло-снабжения нако-пительным ито-гом, 1/час	ВБР пути относи-тельно ко-нечного по-требителя
68	УП-11	УП-10	0.60	13	0.0000223	26.97	0.000000	0.000060	1.000000
69	УП-10	8НО-30	0.60	61	0.0000223	26.97	0.000001	0.000061	1.000000
70	8НО-30	8НО-31	0.60	58	0.0000223	26.97	0.000001	0.000062	1.000000
71	8НО-31	8НО-32	0.60	58	0.0000223	26.97	0.000001	0.000063	1.000000
72	8НО-32	8НО-33	0.60	58	0.0000223	26.97	0.000001	0.000065	1.000000
73	8НО-33	8НО-34	0.60	58	0.0000223	26.97	0.000001	0.000066	1.000000
74	8НО-34	8НО-35	0.60	61	0.0000223	26.97	0.000001	0.000067	1.000000
75	8НО-35	8НО-36	0.60	42	0.0000223	26.97	0.000001	0.000068	1.000000
76	8НО-36	8НО-37	0.60	56	0.0000223	26.97	0.000001	0.000070	1.000000
77	8НО-37	8НО-38	0.60	46	0.0000223	26.97	0.000001	0.000071	1.000000
78	8НО-38	8НО-39	0.60	48	0.0000223	26.97	0.000001	0.000072	1.000000
79	8НО-39	УП-2	0.60	39.20	0.0000223	26.97	0.000001	0.000073	1.000000
80	УП-2	8С-5,6	0.60	3.70	0.0000223	26.97	0.000000	0.000073	1.000000
81	8С-5,6	Узел ТМ-2 и ТМ-8	0.60	2.23	0.0000223	26.97	0.000000	0.000073	1.000000
82	Узел ТМ-2 и ТМ-8	8С-7,8	0.40	1.86	0.0000223	20.44	0.000000	0.000073	1.000000
83	8С-7,8	2НО-49/4	0.40	66.30	0.0000223	20.44	0.000001	0.000074	1.000000
84	2НО-49/4	отп. УПК МЭ ЦЦР	0.40	2.00	0.0000223	20.44	0.000000	0.000074	1.000000
85	отп. УПК МЭ ЦЦР	2НО-49/3	0.40	59.50	0.0000223	20.44	0.000001	0.000076	1.000000
86	2НО-49/3	Отпай на кв. Васенко ТМ-8	0.40	72.50	0.0000223	20.44	0.000002	0.000077	1.000000
87	Отпай на кв. Васенко ТМ-8	2НО-49/2	0.40	2.00	0.0000223	20.44	0.000000	0.000077	1.000000
88	2НО-49/2	2С-9 2С-10	0.40	2.00	0.0000223	20.44	0.000000	0.000077	1.000000
89	2С-9 2С-10	Отпай на кв. Васенко ТМ-2	0.60	10.00	0.0000223	26.97	0.000000	0.000077	1.000000
90	Отпай на кв. Васенко ТМ-2	2НО-49/1	0.40	134.50	0.0000223	20.44	0.000003	0.000080	1.000000
91	2НО-49/1	отп. на Саран. Мех.завод	0.40	73.00	0.0000223	20.44	0.000002	0.000082	1.000000
92	отп. на Саран. Мех.завод	2НО-49	0.40	5.00	0.0000223	20.44	0.000000	0.000082	1.000000
93	2НО-49	2НО-48	0.40	94.80	0.0000223	20.44	0.000002	0.000084	1.000000
94	2НО-48	2НО-47	0.40	4.00	0.0000223	20.44	0.000000	0.000084	1.000000
95	2НО-47	отп. на ОАО "Электровы-прямител	0.40	3.00	0.0000223	20.44	0.000000	0.000084	1.000000
96	отп. на ОАО "Электровы-прямител	2НО-46	0.40	91.00	0.0000223	20.44	0.000002	0.000087	1.000000
97	2НО-46	смена диаметра	0.40	97.00	0.0000223	20.44	0.000002	0.000089	1.000000
98	смена диаметра	2НО-45	0.50	10.00	0.0000223	25.82	0.000000	0.000089	1.000000

№ участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, м	Частота (интенсивность) от отказа участка, 1/км/ч	Среднее время восстановления участка, ч	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопительным итогом, 1/час	ВБР пути относительно конечного потребителя
99	2НО-45	2НО-44	0.50	132.00	0.0000223	25.82	0.000003	0.000092	1.000000
100	2НО-44	2НО-43	0.50	115.00	0.0000223	25.82	0.000003	0.000094	1.000000
101	2НО-43	2НО-42	0.50	105.00	0.0000223	25.82	0.000002	0.000097	1.000000
102	2НО-42	2С-7, 2С-8	0.50	42.00	0.0000223	25.82	0.000001	0.000098	1.000000
103	2С-7, 2С-8	отп. ТМ-2 на ЦК	0.50	8.00	0.0000223	25.82	0.000000	0.000098	1.000000
104	отп. ТМ-2 на ЦК	2С-11, 2С-12	0.70	313.00	0.0000223	31.86	0.000007	0.000105	1.000000
105	2С-11, 2С-12	2НО-50	0.70	85.00	0.0000223	31.86	0.000002	0.000107	1.000000
106	2НО-50	2НО-51	0.70	80.00	0.0000223	31.86	0.000002	0.000109	1.000000
107	2НО-51	2НО-52	0.70	72.00	0.0000223	31.86	0.000002	0.000110	1.000000
108	2НО-52	отп. на Приборостроительный за	0.70	67.00	0.0000223	31.86	0.000001	0.000112	1.000000
109	отп. на Приборостроительный за	2НО-53	0.70	24.00	0.0000223	31.86	0.000001	0.000112	1.000000
110	2НО-53	2НО-54	0.70	130.00	0.0000223	31.86	0.000003	0.000115	1.000000
111	2НО-54	2ТК-1	0.70	66.00	0.0000223	31.86	0.000001	0.000117	1.000000
112	2ТК-1	Смена вида прокладки	0.70	54.00	0.0000223	31.86	0.000001	0.000118	1.000000
113	Смена вида прокладки	2НО-55	0.70	26.00	0.0000223	31.86	0.000001	0.000118	1.000000
114	2НО-55	2НО-56	0.70	95	0.0000223	31.86	0.000002	0.000120	1.000000
115	2НО-56	2НО-57	0.70	95	0.0000223	31.86	0.000002	0.000123	1.000000
116	2НО-57	Смена диаметра	0.70	111	0.0000223	31.86	0.000002	0.000125	1.000000
117	Смена диаметра	2НО-58	0.60	10	0.0000223	26.97	0.000000	0.000125	1.000000
118	2НО-58	2С-13, 2С-14	0.60	136	0.0000223	26.97	0.000003	0.000128	1.000000
119	2С-13, 2С-14	2НО-59	0.60	1	0.0000223	26.97	0.000000	0.000128	1.000000
120	2НО-59	Опуск ТМ-2	0.60	25	0.0000223	26.97	0.000001	0.000129	1.000000
121	Опуск ТМ-2	2ДК-2	0.60	23	0.0000223	26.97	0.000001	0.000129	1.000000
122	2ДК-2	2ТК-3	0.60	75	0.0000223	26.97	0.000002	0.000131	1.000000
123	2ТК-3	2ТК-4	0.60	80	0.0000223	26.97	0.000002	0.000133	1.000000
124	2ТК-4	2НО-62	0.60	91	0.0000223	26.97	0.000002	0.000135	1.000000
125	2НО-62	2СК-4-1	0.60	76	0.0000223	26.97	0.000002	0.000136	1.000000
126	2СК-4-1	2СК-4-2	0.60	33	0.0000223	26.97	0.000001	0.000137	1.000000
127	2СК-4-2	2ТК-5	0.60	7	0.0000223	26.97	0.000000	0.000137	1.000000
128	2ТК-5	2ТК-6	0.60	69	0.0000223	26.97	0.000002	0.000139	1.000000
129	2ТК-6	2НО-64	0.60	13	0.0000223	26.97	0.000000	0.000139	1.000000
130	2НО-64	2-ТК-7	0.60	95	0.0000223	26.97	0.000002	0.000141	1.000000

№ участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, м	Частота (интенсивность) отката участка, 1/км/ч	Среднее время восстановления участка, ч	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопительным итогом, 1/час	ВБР пути относительно конечного потребителя
131	2-ТК-7	2НО-66	0.60	100	0.0000223	26.97	0.000002	0.000144	1.000000
132	2НО-66	2-СК-7-1	0.60	12	0.0000223	26.97	0.000000	0.000144	1.000000
133	2-СК-7-1	2-СК-7-2	0.60	18	0.0000223	26.97	0.000000	0.000144	1.000000
134	2-СК-7-2	2ТК-8	0.60	58	0.0000223	26.97	0.000001	0.000145	1.000000
135	2ТК-8	2ТК-9	0.60	76	0.0000223	26.97	0.000002	0.000147	1.000000
136	2ТК-9	2НО-68	0.50	15	0.0000057	25.82	0.000000	0.000147	0.998062
137	2НО-68	2 СК-9/1	0.50	65	0.0000057	25.82	0.000000	0.000148	0.989681
138	2 СК-9/1	2ТК-10	0.50	29	0.0000057	25.82	0.000000	0.000148	0.985973
139	2ТК-10	2ТК-11	0.50	67	0.0000057	25.82	0.000000	0.000148	0.977438
140	2ТК-11	отп. на ЦТП 3 гор больница	0.50	1	0.0000057	25.82	0.000000	0.000148	0.977325
141	отп. на ЦТП 3 гор больница	2НО-70	0.50	5	0.0000057	25.82	0.000000	0.000148	0.976693
142	2НО-70	2ТК-12	0.50	72	0.0000057	25.82	0.000000	0.000149	0.967608
143	2ТК-12	2НО-72	0.50	72	0.0000057	25.82	0.000000	0.000149	0.958607
144	2НО-72	2ТК-13	0.50	30	0.0000057	25.82	0.000000	0.000149	0.954892
145	2ТК-13	НО-11	0.50	30	0.0000057	25.82	0.000000	0.000149	0.951191
146	НО-11	2ДК-13	0.50	42	0.0000057	25.82	0.000000	0.000150	0.946030
147	2ДК-13	НО-10	0.50	91	0.0000057	25.82	0.000001	0.000150	0.934908
148	НО-10	НО-9	0.50	114	0.0000057	25.82	0.000001	0.000151	0.921138
149	НО-9	НО-8	0.50	135	0.0000057	25.82	0.000001	0.000152	0.905072
150	НО-8	смена вида прокладки	0.50	15	0.0000057	25.82	0.000000	0.000152	0.903318
151	смена вида прокладки	НО-7	0.50	90	0.0000057	25.82	0.000001	0.000152	0.892815
152	НО-7	2НО-76	0.50	79	0.0000057	25.82	0.000000	0.000153	0.883703
153	2НО-76	2-ТК-14	0.50	6	0.0000057	25.82	0.000000	0.000153	0.883018
154	2-ТК-14	НО-5	0.30	6	0.0000057	15.97	0.000000	0.000153	0.882594
155	НО-5	НО-4	0.30	43	0.0000057	15.97	0.000000	0.000153	0.879562
156	НО-4	2ТК-14а	0.30	7	0.0000057	15.97	0.000000	0.000153	0.879070
157	2ТК-14а	НО-3	0.25	94	0.0000057	13.40	0.000001	0.000153	0.873529
158	НО-3	НО-2	0.25	38	0.0000057	13.40	0.000000	0.000154	0.871303
159	НО-2	НО-1	0.25	10	0.0000057	13.40	0.000000	0.000154	0.870719
160	НО-1	вход в ЦТП Мех. завода	0.25	3	0.0000057	13.40	0.000000	0.000154	0.870544
161	вход в ЦТП Мех. завода	Узел учета ТЭ	0.25	2	0.0000057	13.40	0.000000	0.000154	0.870427
162	Узел учета ТЭ		0.25	3	0.0000057	13.40	0.000000	0.000154	0.870252
163		Узел в ЦТП Мех. завода	0.25	3	0.0000057	13.40	0.000000	0.000154	0.870077

№ участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, м	Частота (интенсивность) от-каза участка, 1/км/ч	Среднее время восстановления участка, ч	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов тепло-снабжения накопительным ито-гом, 1/час	ВБР пути относи-тельно ко-нечного по-требителя
164	Узел в ЦТП Мех. завода	отп. ВВП ЦТП Мех. завода	0.25	3	0.0000057	13.40	0.000000	0.000154	0.869902
165	отп. ВВП ЦТП Мех. за-вода	ЦТП Квартал Мех.завода	0.25	3	0.0000057	13.40	0.000000	0.000154	0.869727



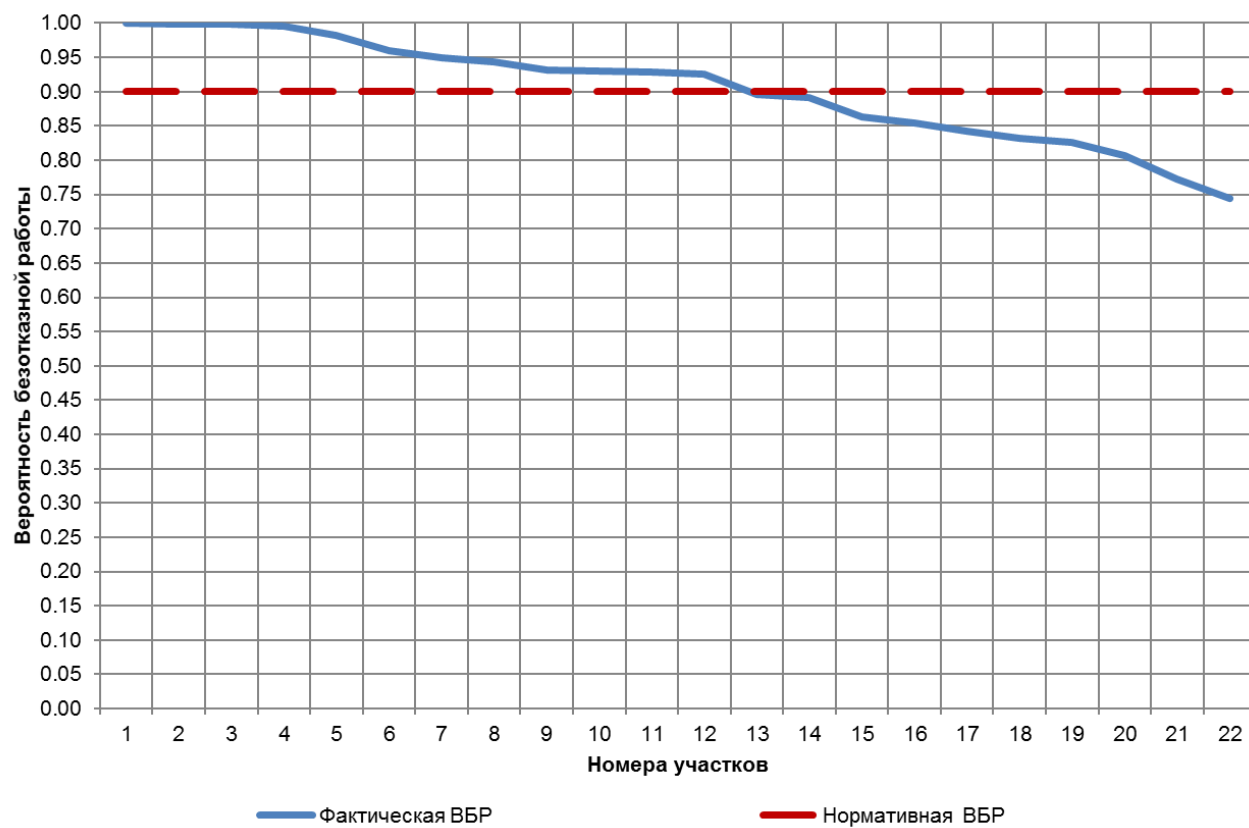


Рисунок 10. Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя



### 3.1.6. Расчет вероятности безотказной работы тепловых сетей от Котельной кв. 10-11 до 3/1-ТК-40 на 2024 г.

На рисунке 11 приведена трассировка теплопровода от источника тепловой энергии до рассматриваемого конечного потребителя. В таблице 13 приведены данные расчета вероятности безотказной работы (далее – ВБР) теплопровода по отношению к тепловым камерам, входящим в «путь» по движению теплоносителя.

На рисунке 12 представлена иллюстрация расчетов вероятности безотказной работы теплопровода относительно тепловых камер, входящих в состав теплопровода, которые формируют данные о ВБР на входе в ответвление от этой камеры.

Результаты расчета показывают, что вероятность безотказной работы теплоснабжения данного присоединенного потребителя ниже нормативной величины, требуемой в СНиП 41-02-2003 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже  $P_i \geq 0,9$ ). Основное снижение вероятности безотказной работы до значения ниже нормативного происходит из-за большой протяженности тепломагистрали, значительного срока эксплуатации тепловой сети и отсутствия резервирующих трубопроводов.

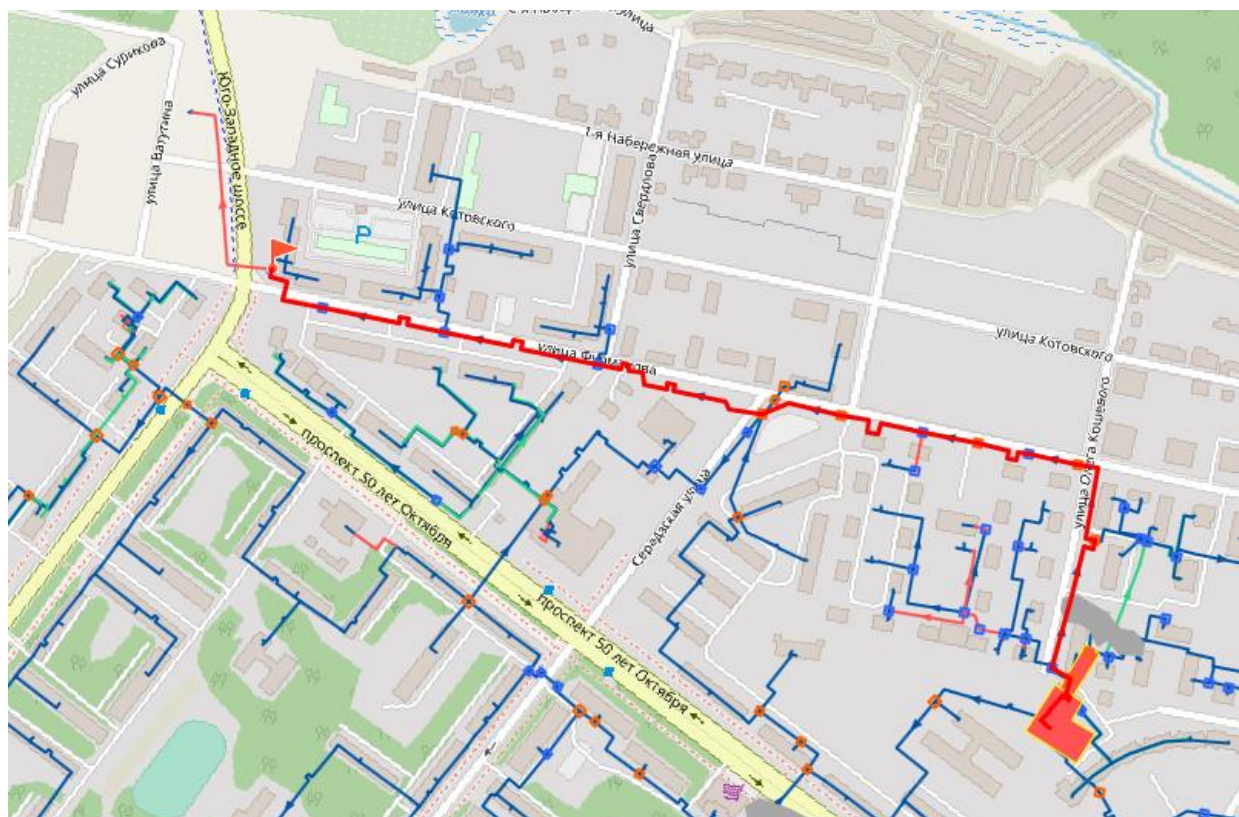


Рисунок 11. Путь движения теплоносителя от Котельной кв. 10-11 до 3/1-ТК-40

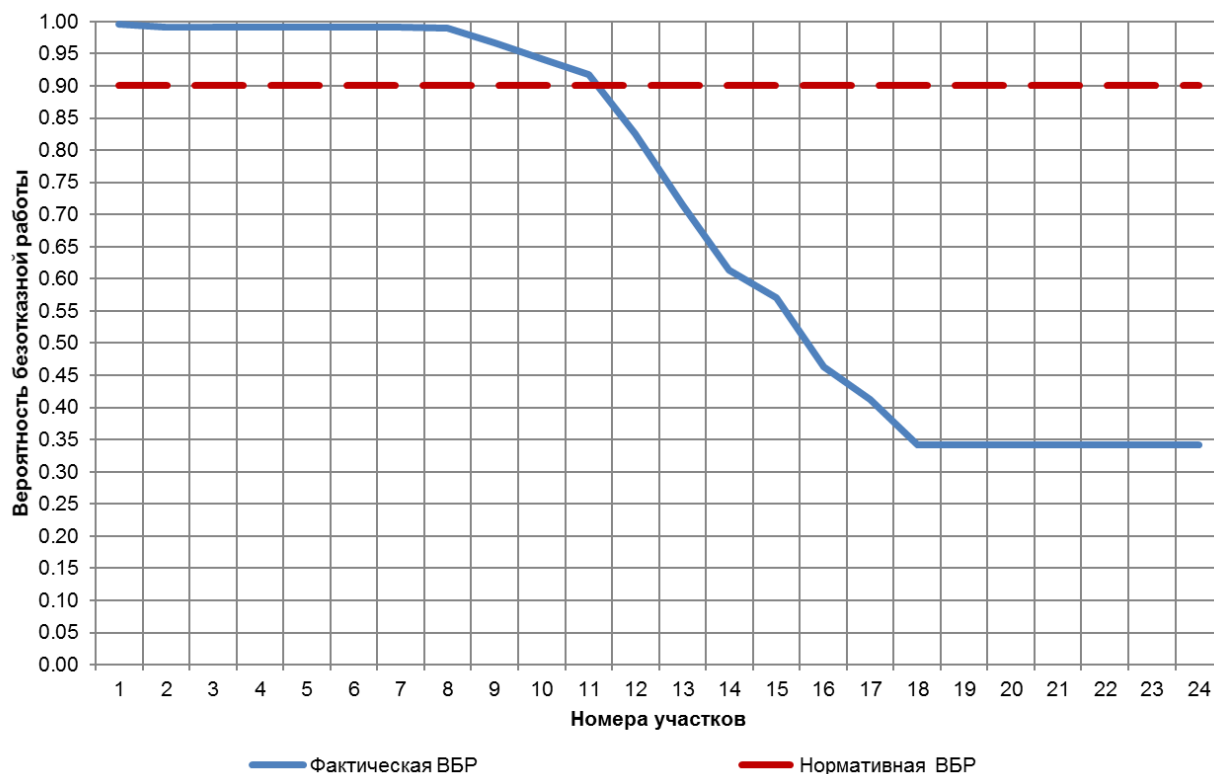


Рисунок 12. Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя



### **3.1.7. Прочие котельные**

Результаты расчета вероятности безотказной работы тепловых сетей прочих котельных по состоянию на 2024 г. показывают, что вероятность безотказной работы выше нормативной величины, требуемой в СНиП 41-02-2003 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже 0,9).

### 3.1.8. Расчет вероятности безотказной работы тепловых сетей от Саранской ТЭЦ-2 до 7СК-5 на 2035 г.

На рисунке 13 приведена трассировка теплопровода от источника тепловой энергии до рассматриваемого конечного потребителя. В таблице 14 приведены данные расчета вероятности безотказной работы (далее – ВБР) теплопровода по отношению к тепловым камерам, входящим в «путь» по движению теплоносителя.

На рисунке 14 представлена иллюстрация расчетов вероятности безотказной работы теплопровода относительно тепловых камер, входящих в состав теплопровода, которые формируют данные о ВБР на входе в ответвление от этой камеры.

Результаты расчета показывают, что вероятность безотказной работы теплоснабжения данного присоединенного потребителя находится на уровне нормативной величины, требуемой в СНиП 41-02-2003 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже  $P_i \geq 0,9$ ), благодаря наличию резервирующего магистрального трубопровода.

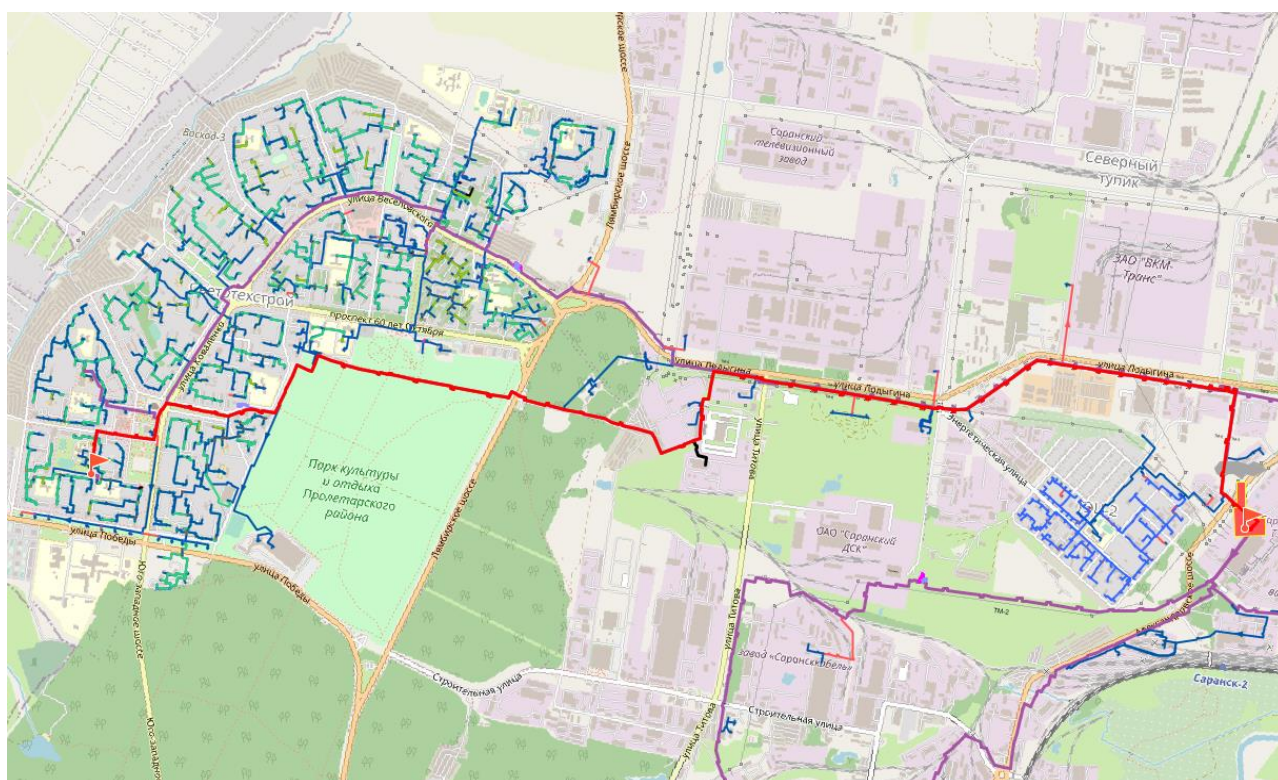


Рисунок 13. Путь движения теплоносителя от Саранской ТЭЦ-2 до 7СК-5

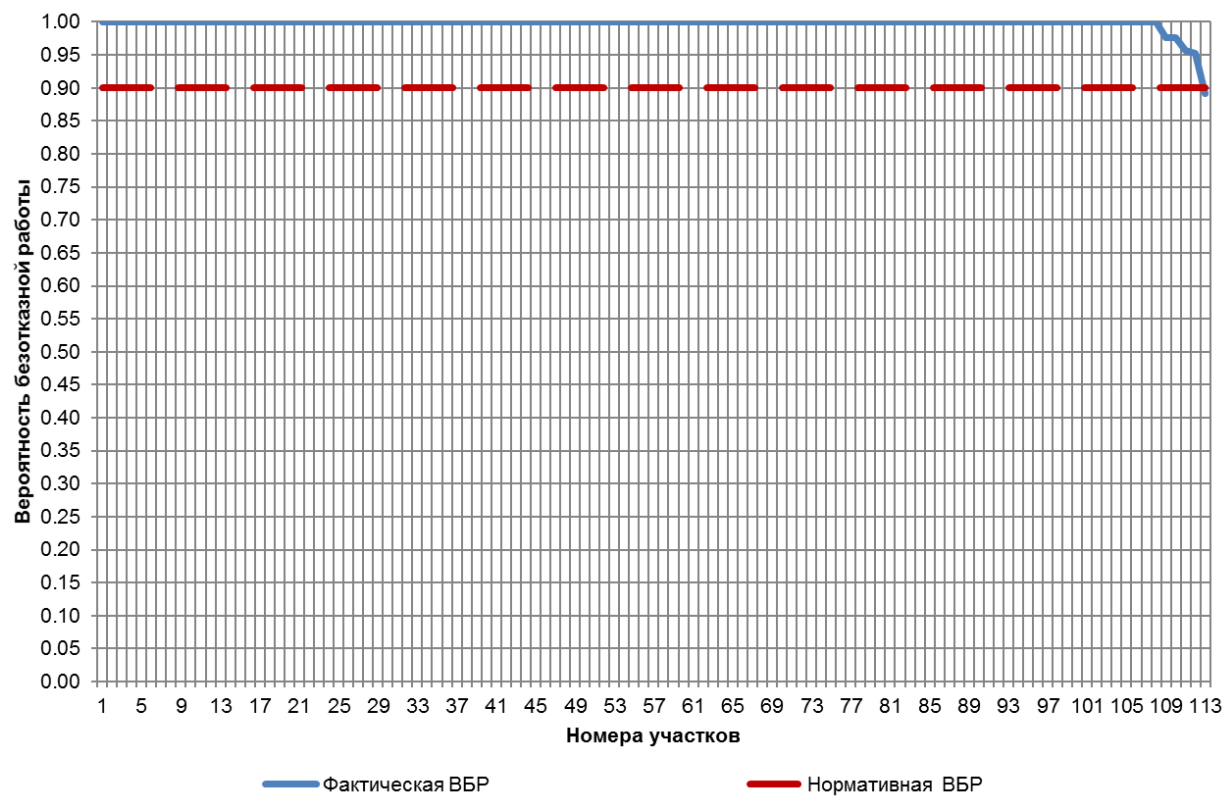


Рисунок 14. Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя







№ участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, м	Частота (интенсивность) от-каза участка, 1/км/ч	Среднее время вос-становле-ния участка, ч	Параметр по-тока отказов теплоснабже-ния при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов тепло-снабжения нако-пительным ито-гом, 1/час	ВБР пути относи-тельно ко-нечного по-требителя
88	7НО-18	7НО-19	0.70	125	0.0000057	31.86	0.000001	0.000042	1.000000
89	7НО-19	7НО-19 (Отпай на ЦТП 13ГБ)	0.70	1	0.0000057	31.86	0.000000	0.000042	1.000000
90	7НО-19 (Отпай на ЦТП 13ГБ)	7НО-20	0.70	66	0.0000057	31.86	0.000000	0.000042	1.000000
91	7НО-20	7НО-21	0.70	128	0.0000057	31.86	0.000001	0.000043	1.000000
92	7НО-21	7 НО-22	0.70	172	0.0000057	31.86	0.000001	0.000044	1.000000
93	7 НО-22	отп. на ЦОП	0.70	5	0.0000057	31.86	0.000000	0.000044	1.000000
94	отп. на ЦОП	7СК-1А(Б была)	0.70	50	0.0000057	31.86	0.000000	0.000044	1.000000
95	7СК-1А(Б была)	Узел ТМ-7 в 7ТК-1А	0.70	130	0.0000057	31.86	0.000001	0.000045	1.000000
96	Узел ТМ-7 в 7ТК-1А	7С-3	0.70	1	0.0000057	31.86	0.000000	0.000045	1.000000
97	7С-3	7С-5	0.70	3	0.0000057	31.86	0.000000	0.000045	1.000000
98	7С-5	7-ТК-1	0.70	25	0.0000057	31.86	0.000000	0.000045	1.000000
99	7-ТК-1	7-ТК-1 (узел до НС-4)	0.70	2	0.0000057	31.86	0.000000	0.000045	1.000000
100	7-ТК-1 (узел до НС-4)	Узел учета ТЭ	0.70	1	0.0000057	31.86	0.000000	0.000045	1.000000
101	Узел учета ТЭ	7ТК-2	0.70	123	0.0000057	31.86	0.000001	0.000046	1.000000
102	7ТК-2	7НО-24	0.70	4	0.0000057	31.86	0.000000	0.000046	1.000000
103	7НО-24	7НО-25	0.60	149	0.0000057	26.97	0.000001	0.000047	1.000000
104	7НО-25	7СК-2	0.60	10	0.0000057	26.97	0.000000	0.000047	1.000000
105	7СК-2	7НО-26	0.60	155	0.0000057	26.97	0.000001	0.000048	1.000000
106	7НО-26	7ТК-3	0.60	4	0.0000057	26.97	0.000000	0.000048	1.000000
107	7ТК-3	7С-11.12	0.40	5	0.0000057	20.44	0.000000	0.000048	1.000000
108	7С-11.12	7ТК-3А	0.40	33	0.0000057	20.44	0.000000	0.000048	1.000000
109	7ТК-3А	7ТК-4	0.40	98	0.0000057	20.44	0.000001	0.000049	0.975956
110	7ТК-4	7С-13.14	0.30	1	0.0000057	15.97	0.000000	0.000049	0.975732
111	7С-13.14	7ТК-5	0.30	102	0.0000057	15.97	0.000001	0.000049	0.956655
112	7ТК-5	7ДК-5	0.30	22	0.0000057	15.97	0.000000	0.000049	0.952621
113	7ДК-5	7СК-5	0.30	332	0.0000057	15.97	0.000002	0.000051	0.892001

### 3.1.9. Расчет вероятности безотказной работы тепловых сетей от Саранской ТЭЦ-2 до ЗТК-8 на 2035 г.

На рисунке 15 приведена трассировка теплопровода от источника тепловой энергии до рассматриваемого конечного потребителя. В таблице 15 приведены данные расчета вероятности безотказной работы (далее – ВБР) теплопровода по отношению к тепловым камерам, входящим в «путь» по движению теплоносителя.

На рисунке 16 представлена иллюстрация расчетов вероятности безотказной работы теплопровода относительно тепловых камер, входящих в состав теплопровода, которые формируют данные о ВБР на входе в ответвление от этой камеры.

Результаты расчета показывают, что вероятность безотказной работы теплоснабжения данного присоединенного потребителя выше нормативной величины, требуемой в СНиП 41-02-2003 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже  $P_i \geq 0,9$ ), благодаря наличию резервирующего магистрального трубопровода.



Рисунок 15. Путь движения теплоносителя от Саранской ТЭЦ-2 до ЗТК-8

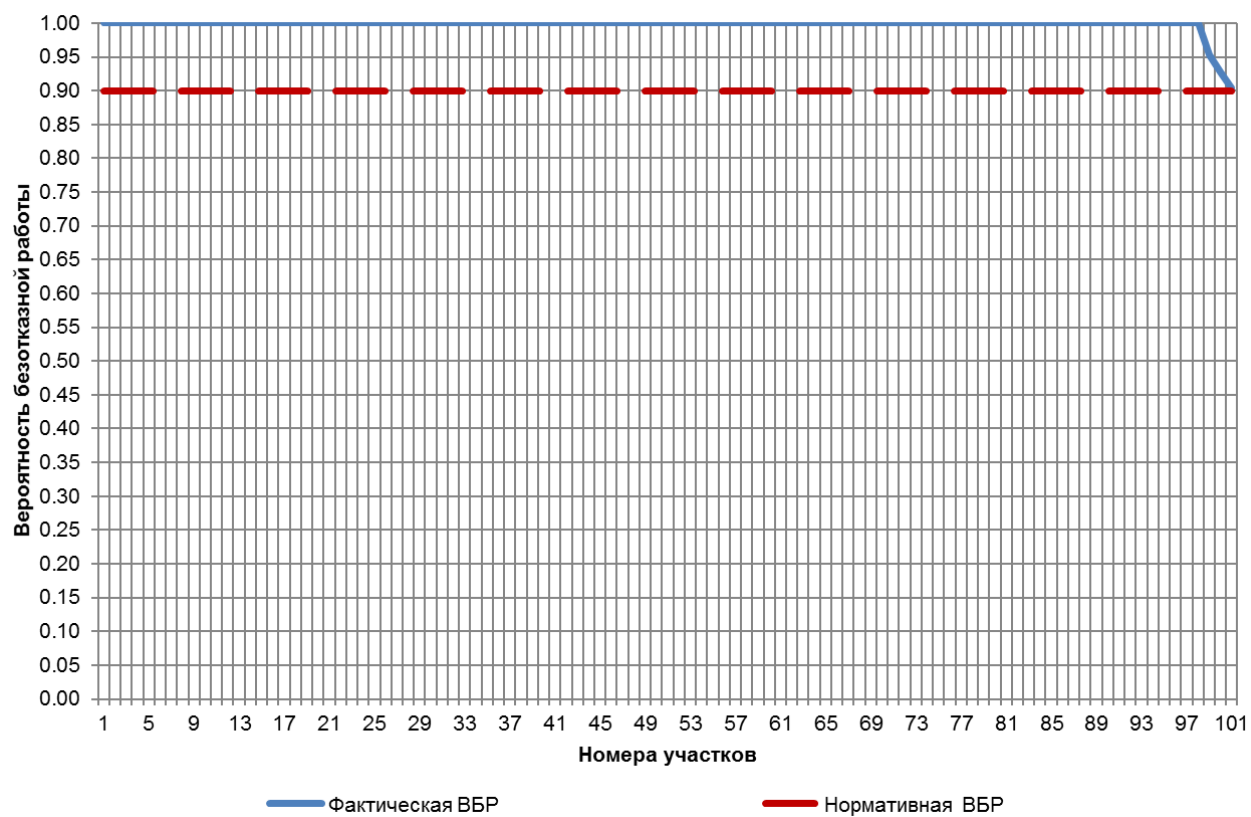


Рисунок 16. Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя







№ участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, м	Частота (интенсивность) от-каза участка, 1/км/ч	Среднее время восстановления участка, ч	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов тепло-снабжения накопительным ито-гом, 1/час	ВБР пути относи-тельно ко-нечного по-требителя
97	ЗТК-2	ЗА на подающем труб.	0.40	178	0.0006943	20.44	0.000124	0.004723	1.000000
98	ЗА на подающем труб.	ЗТК-3	0.40	1	0.0006943	20.44	0.000001	0.004723	1.000000
99	ЗТК-3	ЗТК-4	0.40	241	0.0006943	20.44	0.000167	0.004891	0.953435
100	ЗТК-4	ЗСК-5	0.40	140	0.0006943	20.44	0.000097	0.004988	0.927645
101	ЗСК-5	ЗТК-8	0.40	400	0.0006943	20.44	0.000278	0.005266	0.904517

### 3.1.10. Расчет вероятности безотказной работы тепловых сетей от Саранской ТЭЦ-2 до 4ТК-10Г на 2035 г.

На рисунке 17 приведена трассировка теплопровода от источника тепловой энергии до рассматриваемого конечного потребителя. В таблице 16 приведены данные расчета вероятности безотказной работы (далее – ВБР) теплопровода по отношению к тепловым камерам, входящим в «путь» по движению теплоносителя.

На рисунке 18 представлена иллюстрация расчетов вероятности безотказной работы теплопровода относительно тепловых камер, входящих в состав теплопровода, которые формируют данные о ВБР на входе в ответвление от этой камеры.

Результаты расчета показывают, что вероятность безотказной работы теплоснабжения данного присоединенного потребителя ниже нормативной величины, требуемой в СНиП 41-02-2003 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже  $P_i \geq 0,9$ ).

Для повышения надежности теплоснабжения по выбранному направлению предлагается выполнить строительство резервирующего магистрального трубопровода от 4ТК-9 до 4ТК-10а диаметром 500 мм длиной 730 м. Ввиду большой стоимости указанного мероприятия предложен альтернативный вариант повышения надежности теплоснабжения - реконструкция узлов магистральных тепловых сетей (замена запорной арматуры и гидрозатворов, секционирование). Мероприятие планируется к реализации в 2024 г.

На рисунке 19 представлена иллюстрация расчетов вероятности безотказной работы выбранного теплопровода с учетом реконструкции магистрального трубопровода.

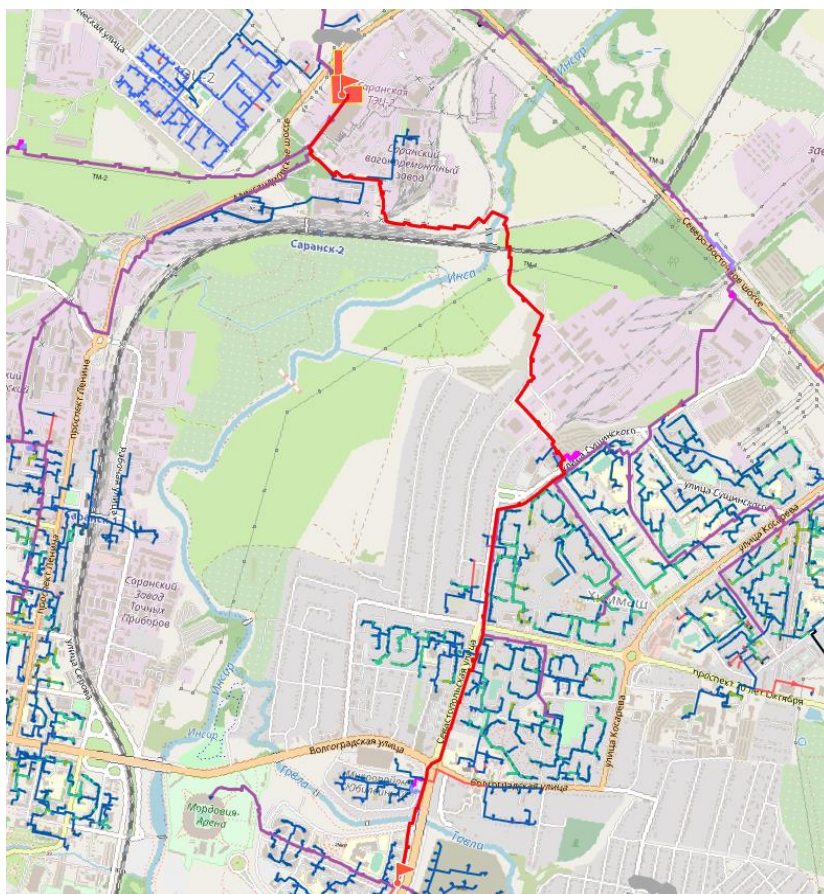


Рисунок 17. Путь движения теплоносителя от Саранской ТЭЦ-2 до 4ТК-10Г









### 3.1.11. Расчет вероятности безотказной работы тепловых сетей от Саранской ТЭЦ-2 до ЦТП Мех. завода на 2035 г.

На рисунке 20 приведена трассировка теплопровода от источника тепловой энергии до рассматриваемого конечного потребителя. В таблице 17 приведены данные расчета вероятности безотказной работы (далее – ВБР) теплопровода по отношению к тепловым камерам, входящим в «путь» по движению теплоносителя.

На рисунке 21 представлена иллюстрация расчетов вероятности безотказной работы теплопровода относительно тепловых камер, входящих в состав теплопровода, которые формируют данные о ВБР на входе в ответвление от этой камеры.

Результаты расчета показывают, что вероятность безотказной работы теплоснабжения данного присоединенного потребителя ниже нормативной величины, требуемой в СНиП 41-02-2003 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже  $P_i \geq 0,9$ ).

Для повышения надежности теплоснабжения по выбранному направлению предлагается выполнить строительство резервирующего магистрального трубопровода от 2ТК-9 до 2ТК-14 диаметром 500 мм длиной 950 м.

На рисунке 22 представлена иллюстрация расчетов вероятности безотказной работы выбранного теплопровода с учетом реконструкции магистрального трубопровода.

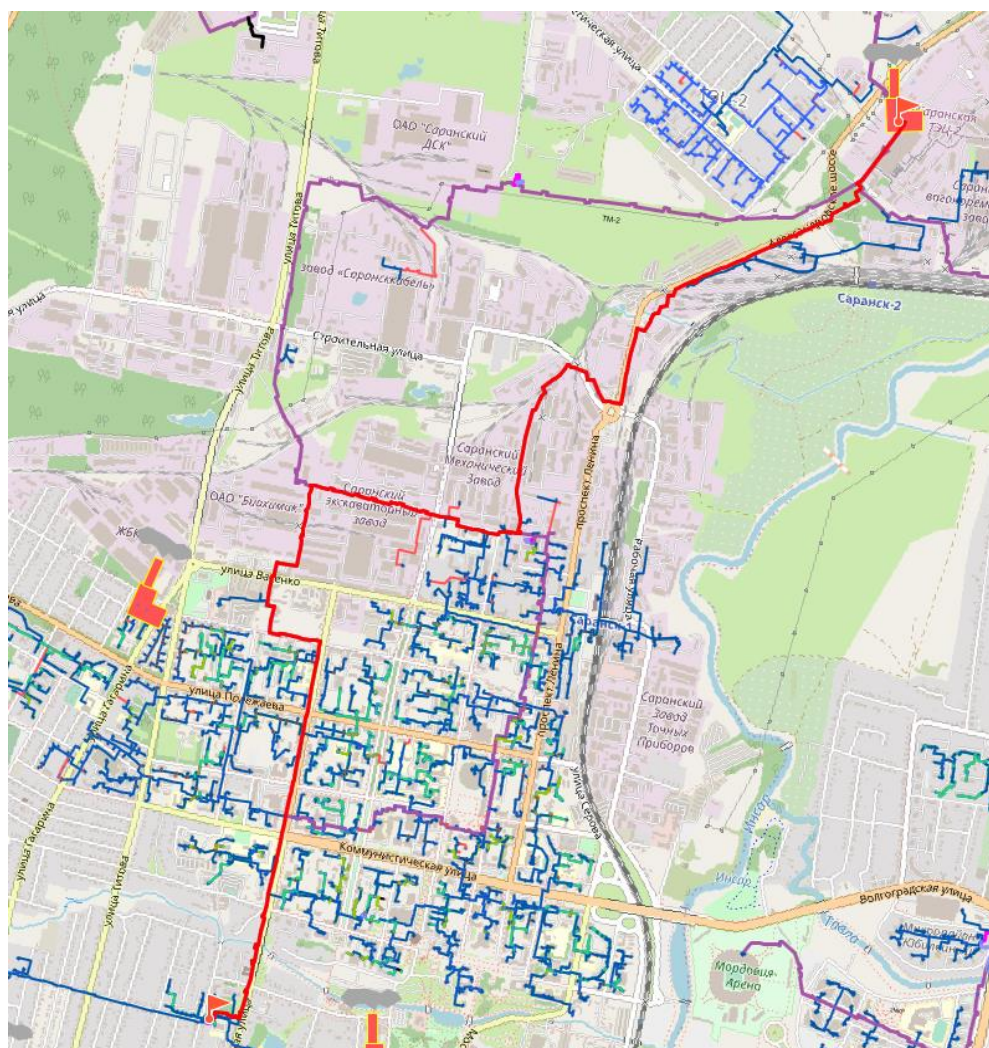


Рисунок 20. Путь движения теплоносителя от Саранской ТЭЦ-2 до ЦТП Мех. Завода

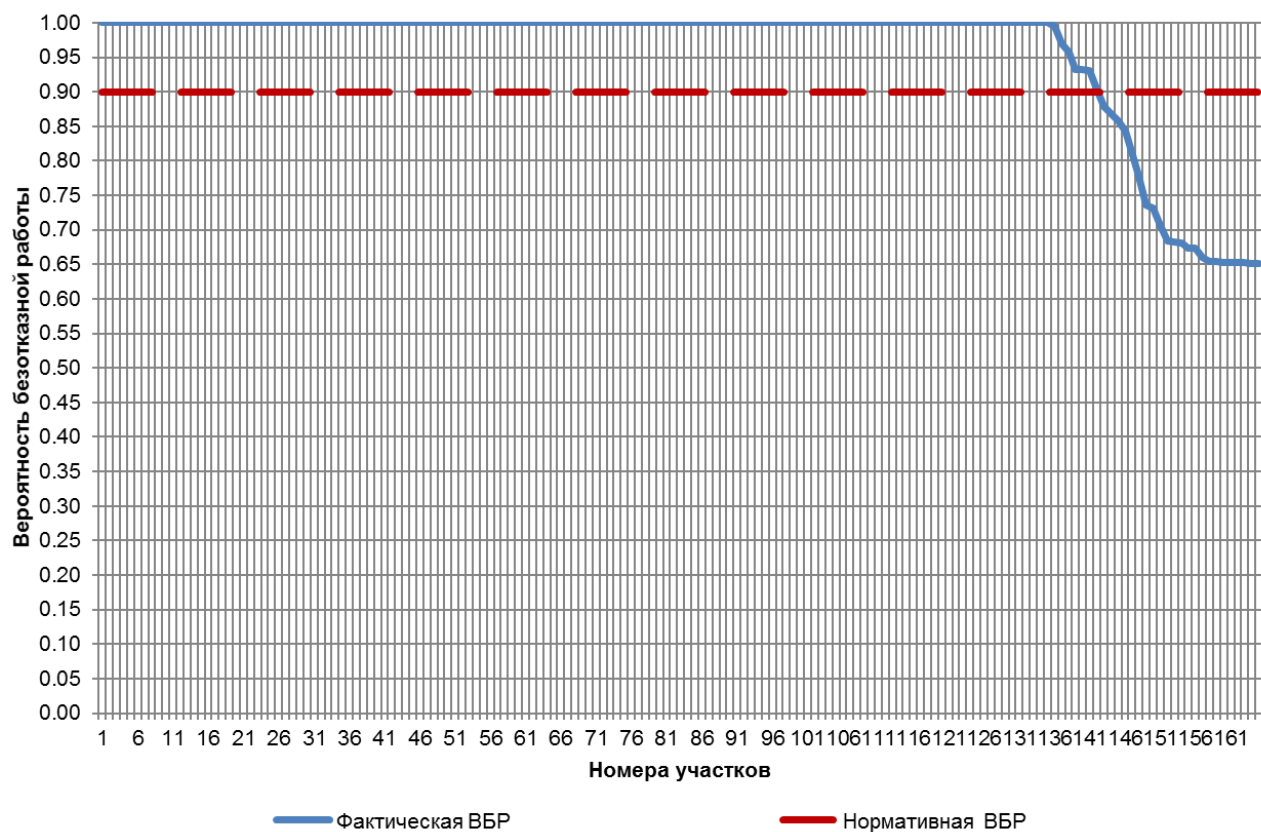


Рисунок 21. Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя (до реконструкции)

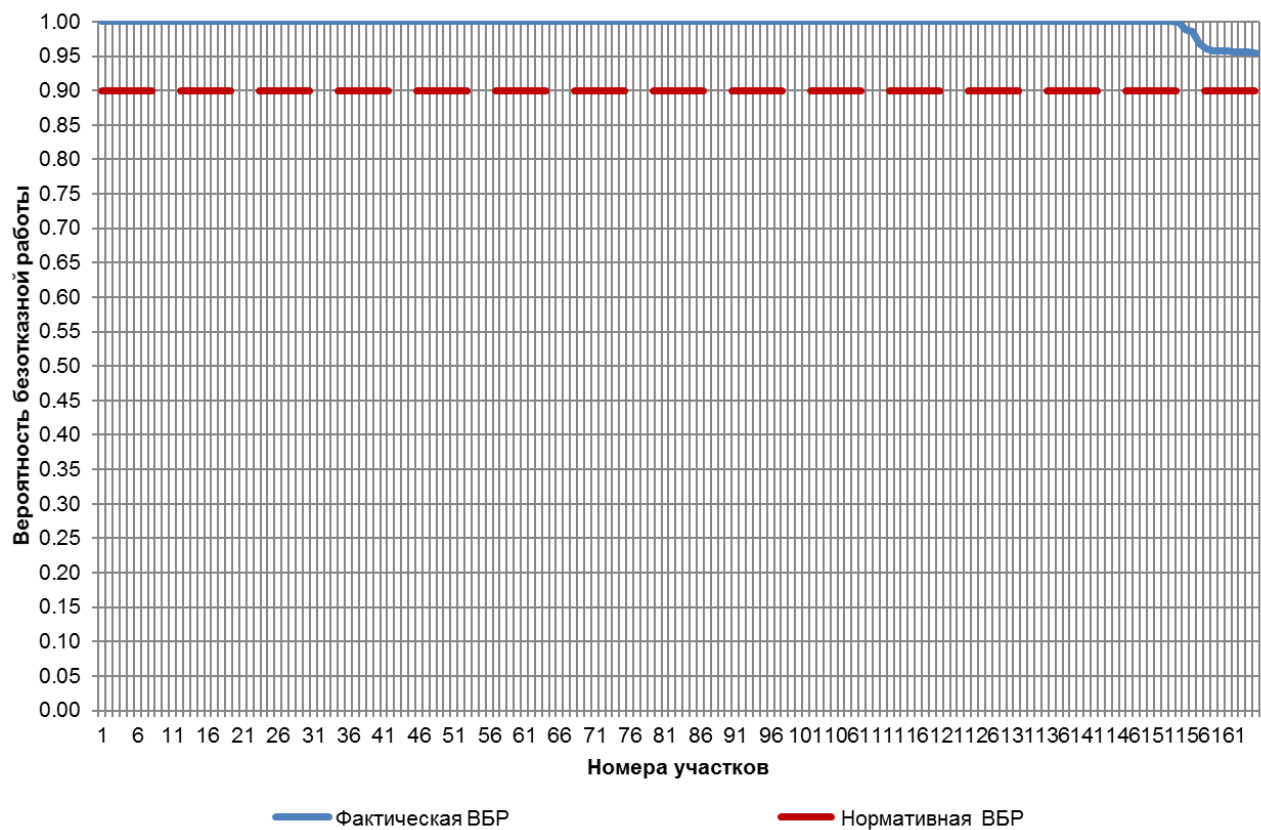


Рисунок 22. Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя (после реконструкции)











### 3.1.12. Расчет вероятности безотказной работы тепловых сетей от Котельной пос. Ялга до 11К-ТК-21 на 2035 г.

На рисунке 23 приведена трассировка теплопровода от источника тепловой энергии до рассматриваемого конечного потребителя. В таблице 18 приведены данные расчета вероятности безотказной работы (далее – ВБР) теплопровода по отношению к тепловым камерам, входящим в «путь» по движению теплоносителя.

На рисунке 24 представлена иллюстрация расчетов вероятности безотказной работы теплопровода относительно тепловых камер, входящих в состав теплопровода, которые формируют данные о ВБР на входе в ответвление от этой камеры.

В актуализированной схеме теплоснабжения г.о. Саранска предусмотрена реконструкция магистральных тепловых сетей от котельной пос. Ялга в связи с истечением срока службы.

Результаты расчета показывают, что вероятность безотказной работы теплоснабжения данного присоединенного потребителя выше нормативной величины, требуемой в СНиП 41-02-2003 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже  $P_i \geq 0,9$ ).

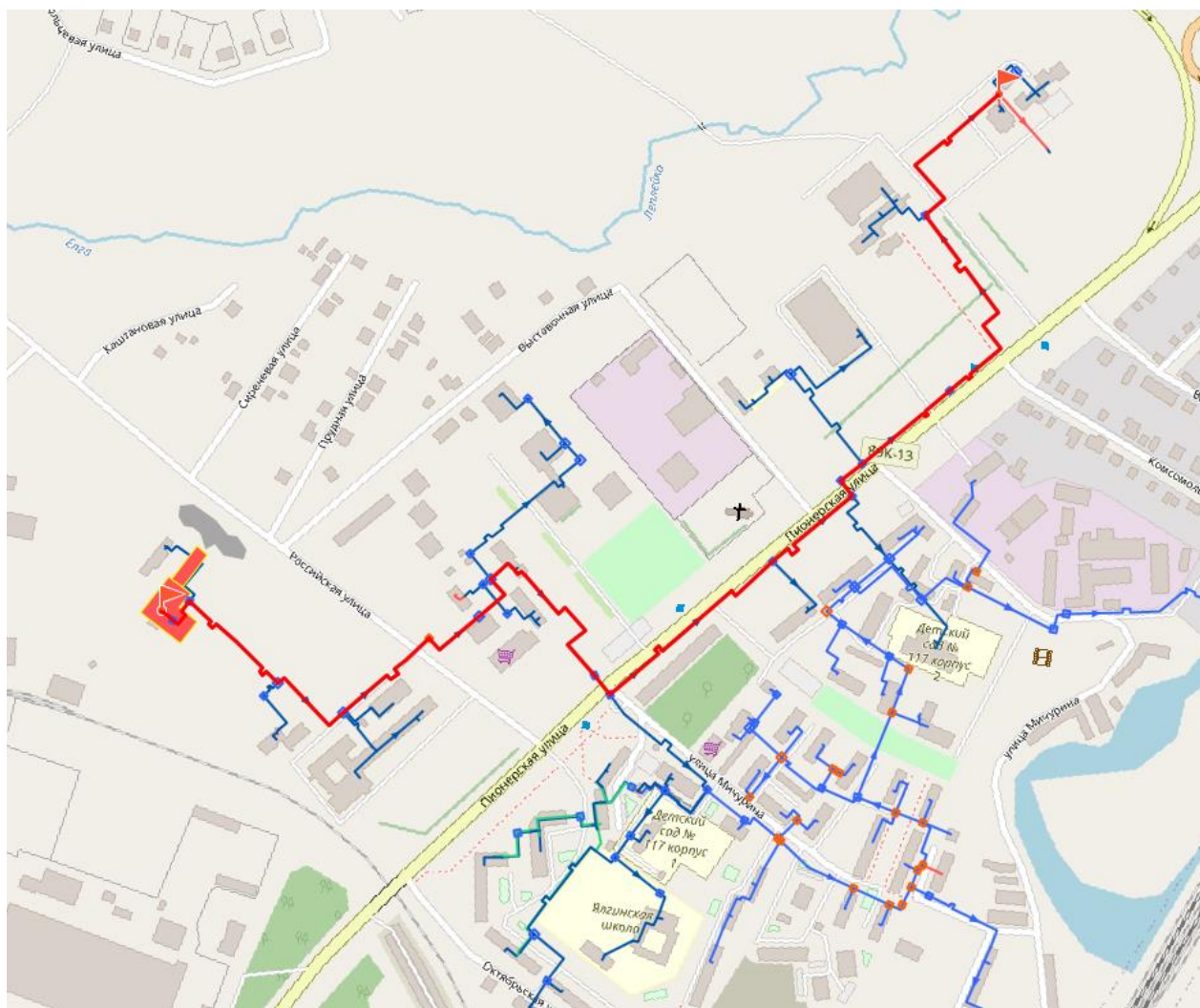


Рисунок 23. Путь движения теплоносителя от Котельной пос. Ялга до 11К-ТК-21

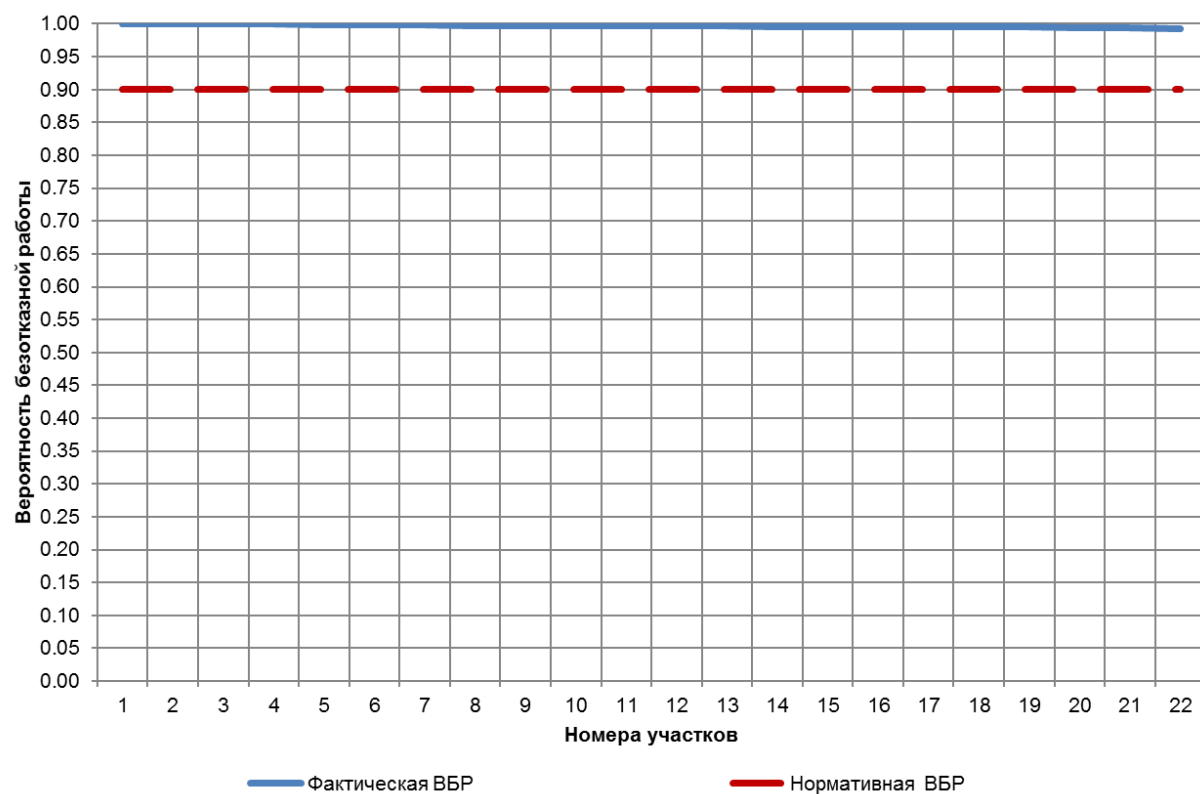


Рисунок 24. Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя

Таблица 18. Расчет вероятности безотказной работы тепловой сети от Котельной пос. Ялга до 11К-ТК-21

№ участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, м	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/км/ч	Среднее время восстановления участка, ч	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопительным итогом, 1/час	ВБР пути относительно конечного потребителя
1	Кот. МГУ пос. Ялга	Узел учета ТЭ	0.30	8	0.0000065	15.97	0.000000	0.000000	0.999961
2	Узел учета ТЭ	выход из кот. МГУ ялга	0.30	2	0.0000065	15.97	0.000000	0.000000	0.999951
3	выход из кот. МГУ ялга	11К-ТК-1	0.30	3	0.0000065	15.97	0.000000	0.000000	0.999937
4	11К-ТК-1	11К-ТК-2	0.30	42	0.0000065	15.97	0.000000	0.000000	0.999733
5	11К-ТК-2	11К-ТК-3	0.30	164	0.0000065	15.97	0.000001	0.000001	0.998932
6	11К-ТК-3	11К-ТК-5	0.30	94	0.0000057	15.97	0.000001	0.000002	0.998530
7	11К-ТК-5	11К-ТК-6	0.30	133	0.0000065	15.97	0.000001	0.000003	0.997884
8	11К-ТК-6	11К-ТК-7	0.30	89	0.0000065	15.97	0.000001	0.000003	0.997451
9	11К-ТК-7	11К-ТК-8	0.30	49	0.0000057	15.97	0.000000	0.000004	0.997243
10	11К-ТК-8	вход в экспоз., Российская,24	0.30	22	0.0000065	15.97	0.000000	0.000004	0.997136
11	вход в экспоз., Российская,24	отп. в экспоз., Российская,24	0.30	12	0.0000057	15.97	0.000000	0.000004	0.997085
12	отп. в экспоз., Российская,24	выход из экспоз., Российская,24	0.30	11	0.0000057	15.97	0.000000	0.000004	0.997041
13	выход из экспоз., Российская,24	11К-ТК-12	0.30	139	0.0000057	15.97	0.000001	0.000005	0.996449
14	11К-ТК-12	11К-ТК-13	0.30	62	0.0000057	15.97	0.000000	0.000005	0.996184
15	11К-ТК-13	Смена диаметра	0.20	188	0.0000057	10.94	0.000001	0.000006	0.995637
16	Смена диаметра	11К-ТК-14	0.25	58	0.0000057	13.40	0.000000	0.000007	0.995431
17	11К-ТК-14	11К-ТК-15	0.25	71	0.0000057	13.40	0.000000	0.000007	0.995178
18	11К-ТК-15	11К-ТК-16	0.25	56	0.0000057	13.40	0.000000	0.000007	0.994978
19	11К-ТК-16	11К-ТК-17	0.25	40	0.0000057	13.40	0.000000	0.000007	0.994836
20	11К-ТК-17	11К-ТК-19 Смотровая	0.25	115	0.0000057	13.40	0.000001	0.000008	0.994426
21	11К-ТК-19 Смотровая	11К-ТК-20	0.25	221	0.0000057	13.40	0.000001	0.000009	0.993640
22	11К-ТК-20	11К-ТК-21	0.20	228	0.0000057	10.94	0.000001	0.000011	0.992978



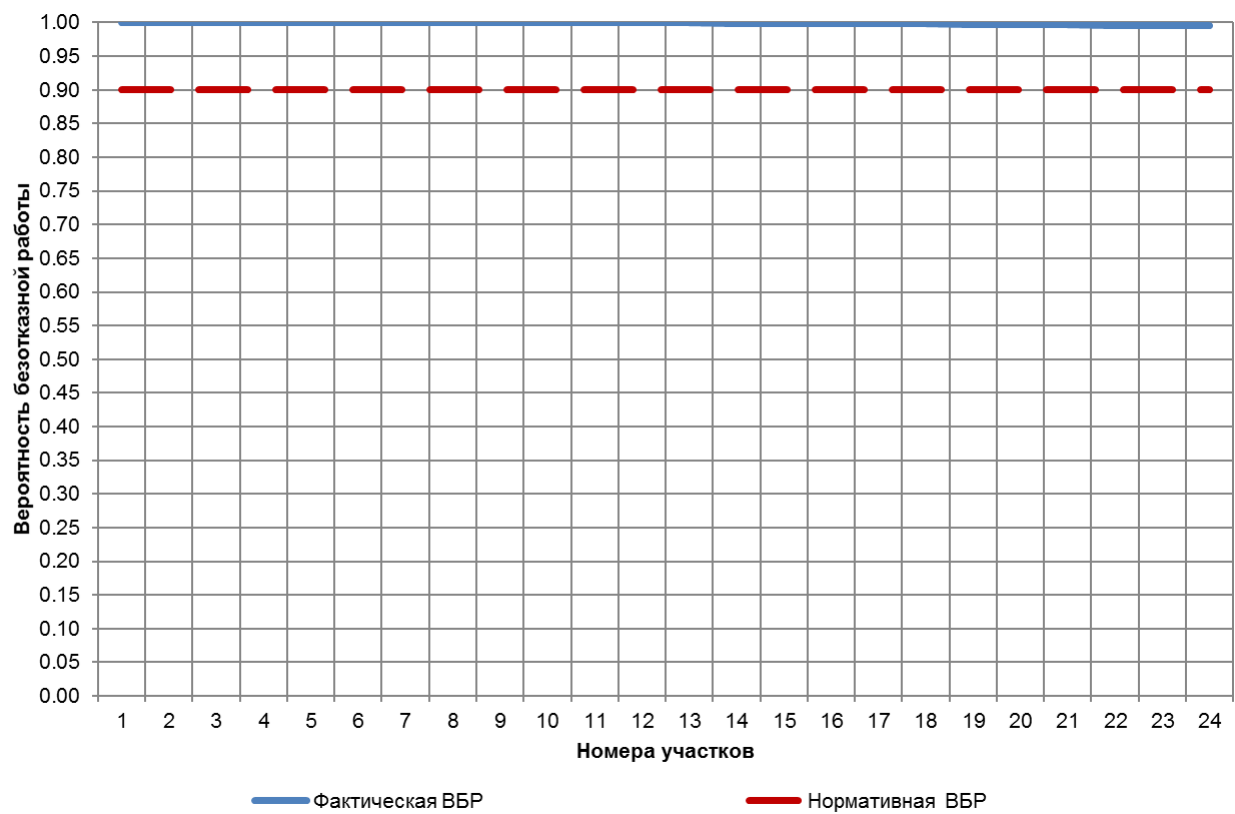


Рисунок 26. Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя

Таблица 19. Расчет вероятности безотказной работы тепловой сети от Котельной кв. 10-11 до 3/1-ТК-40

№ участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, м	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/км/ч	Среднее время восстановления участка, ч	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопительным итогом, 1/час	ВБР пути относительно конечного потребителя
1	котельная кв.10-11	Узел учета ТЭ	0.30	2	0.0000057	15.97	0.000000	0.000000	0.999991
2	Узел учета ТЭ	выход из кот. 10-11	0.30	2	0.0000057	15.97	0.000000	0.000000	0.999983
3	выход из кот. 10-11	8К-ТК-1	0.30	5	0.0000057	15.97	0.000000	0.000000	0.999961
4	8К-ТК-1	вход в ЦТП 10-11	0.30	6	0.0000057	15.97	0.000000	0.000000	0.999935
5	вход в ЦТП 10-11	Узел учета ТЭ	0.25	2	0.0000057	13.40	0.000000	0.000000	0.999928
6	Узел учета ТЭ		0.25	21	0.0000057	13.40	0.000000	0.000000	0.999852
7			0.25	1	0.0000057	13.40	0.000000	0.000000	0.999849
8		отп. на жд М. Расковой 15 а,б,	0.25	1	0.0000057	13.40	0.000000	0.000000	0.999845
9	отп. на жд М. Расковой 15 а,б,	выход из ЦТП 10-11	0.25	13	0.0000057	13.40	0.000000	0.000000	0.999797
10	выход из ЦТП 10-11	3/1-ТК-2	0.25	14	0.0000057	13.40	0.000000	0.000000	0.999747
11	3/1-ТК-2	3/1-ТК-17	0.30	12	0.0000057	15.97	0.000000	0.000000	0.999695
12	3/1-ТК-17	Изменение диаметра	0.20	68	0.0000057	10.94	0.000000	0.000001	0.999495
13	Изменение диаметра	3/1-ТК-24А	0.30	62	0.0000057	15.97	0.000000	0.000001	0.999228
14	3/1-ТК-24А	3/1-ТК-29	0.20	96	0.0000057	10.94	0.000001	0.000002	0.998946
15	3/1-ТК-29	3/1-СК-1	0.20	48	0.0000057	10.94	0.000000	0.000002	0.998805
16	3/1-СК-1	3/1-СК-2	0.30	88	0.0000057	15.97	0.000001	0.000003	0.998426
17	3/1-СК-2	3/1-ТК-30	0.30	50	0.0000057	15.97	0.000000	0.000003	0.998212
18	3/1-ТК-30	3/1-ТК-31	0.30	80	0.0000057	15.97	0.000000	0.000003	0.997868
19	3/1-ТК-31	3/1-ТК-32	0.30	78	0.0000073	15.97	0.000001	0.000004	0.997439
20	3/1-ТК-32	3/А в сторону Фурманова 55-63	0.30	1	0.0000073	15.97	0.000000	0.000004	0.997436
21	3/А в сторону Фурманова 55-63	3/1-ТК-36	0.30	179	0.0000073	15.97	0.000001	0.000005	0.996450
22	3/1-ТК-36	3/1-ТК-38	0.30	135	0.0000073	15.97	0.000001	0.000006	0.995708
23	3/1-ТК-38	3/1-ТК-39	0.20	116	0.0000073	10.94	0.000001	0.000007	0.995271
24	3/1-ТК-39	3/1-ТК-40	0.20	85	0.0000073	10.94	0.000001	0.000008	0.994951

#### **3.1.14. Прочие котельные**

Результаты расчета вероятности безотказной работы тепловых сетей прочих котельных по состоянию на 2035 г. показывают, что вероятность безотказной работы выше нормативной величины, требуемой в СНиП 41-02-2003 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже 0,9).

## **3.2. Результаты расчета вероятности безотказного теплоснабжения потребителей**

### **3.2.1. Существующее состояние на 2024 г.**

Расчет показателя надежности потребителей производился в программном комплексе Zulu Thermo.

В данном разделе на рисунках 27 – 29 представлены иллюстрации расчетов вероятности безотказной работы потребителей в зависимости от длины пройденного до него от источника пути для источников теплоснабжения, имеющих наибольшую протяженность тепловых сетей и наибольшее количество подключенных потребителей.

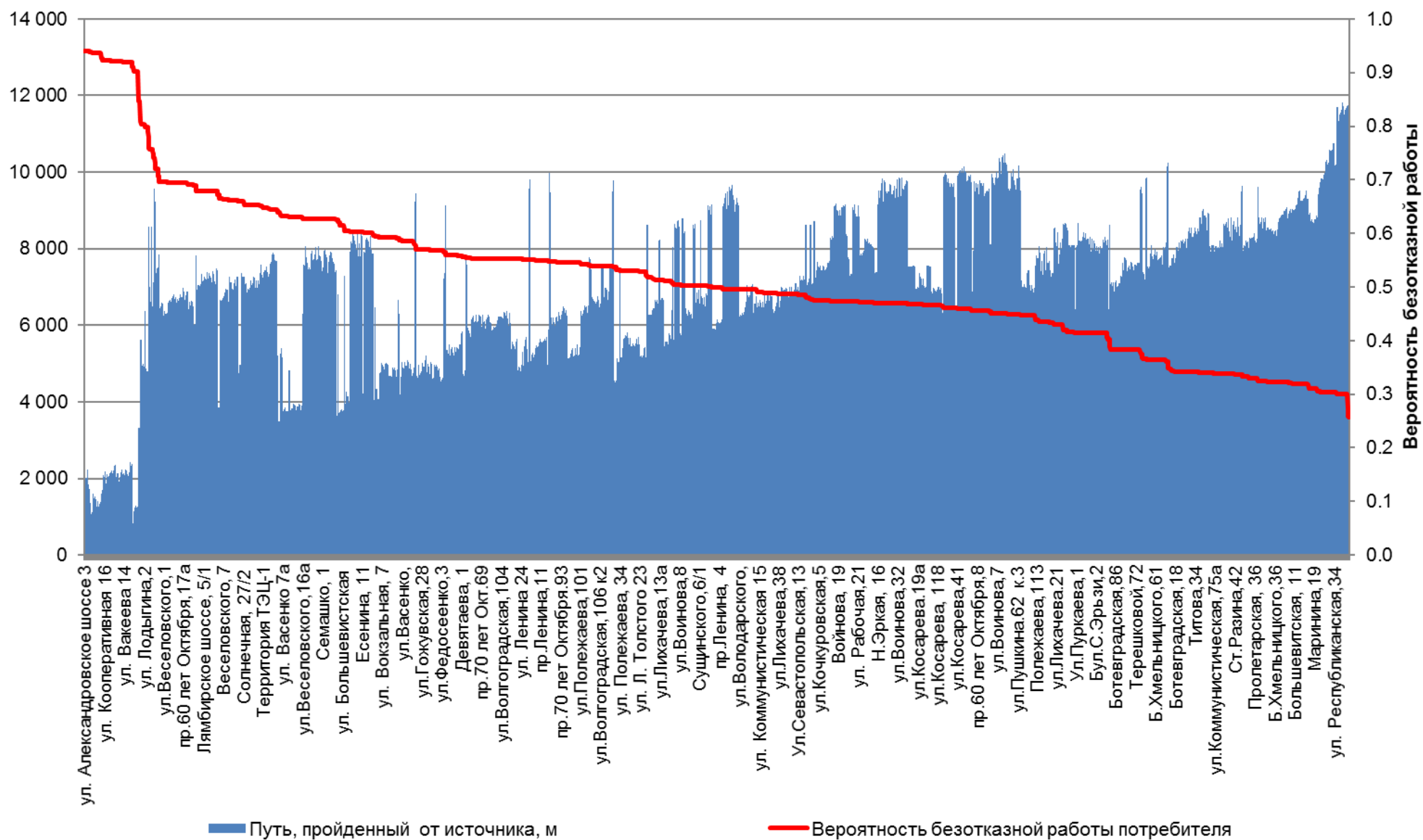


Рисунок 27. Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей от Саранской ТЭЦ-2

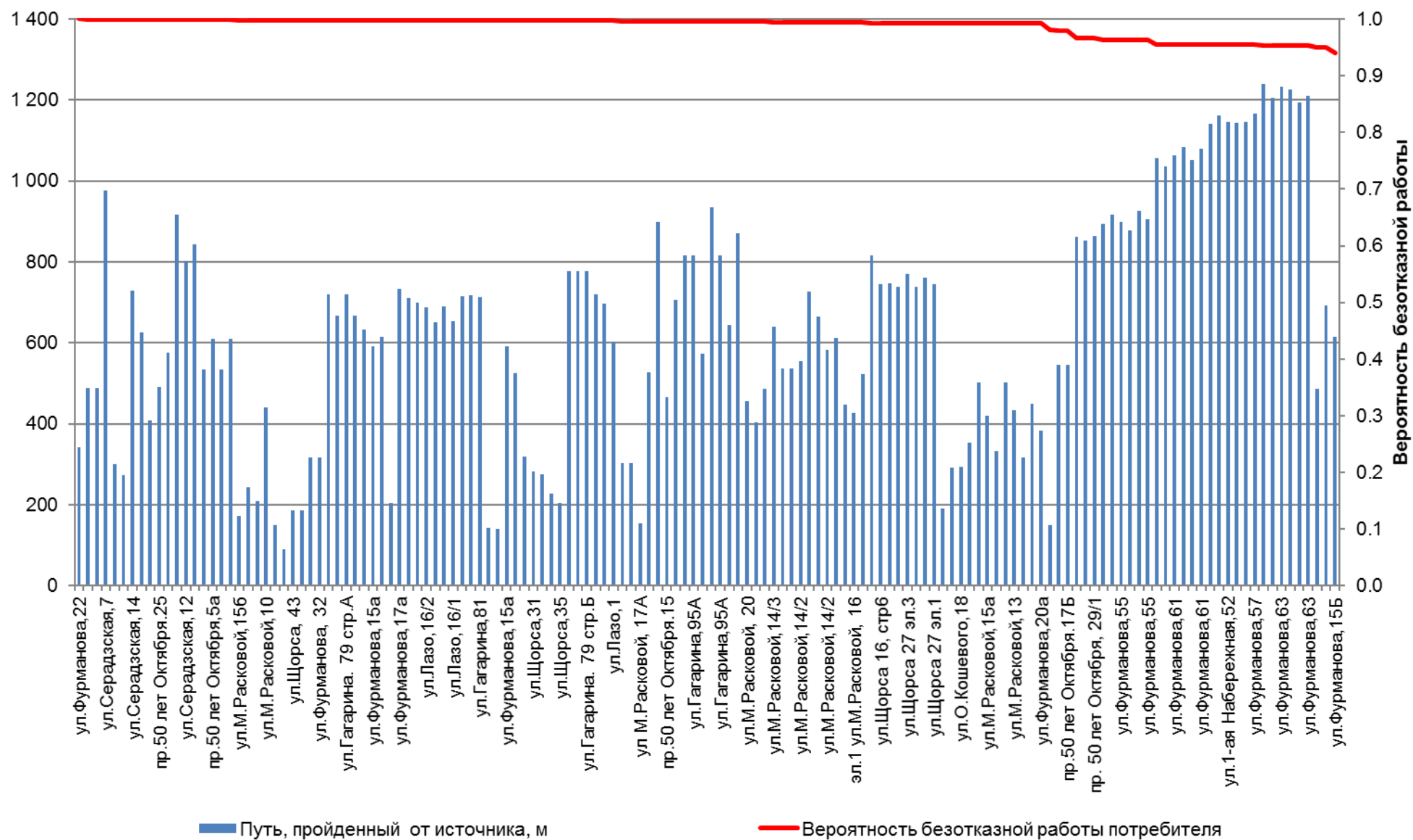


Рисунок 28. Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей от котельной кв. 10-11



### **3.2.2. Перспективное состояние на 2035 г.**

Расчет показателя надежности потребителей производился в программном комплексе Zulu Thermo.

В данном разделе на рисунках 30 – 32 представлены иллюстрации расчетов вероятности безотказной работы потребителей в зависимости от длины пройденного до него от источника пути.

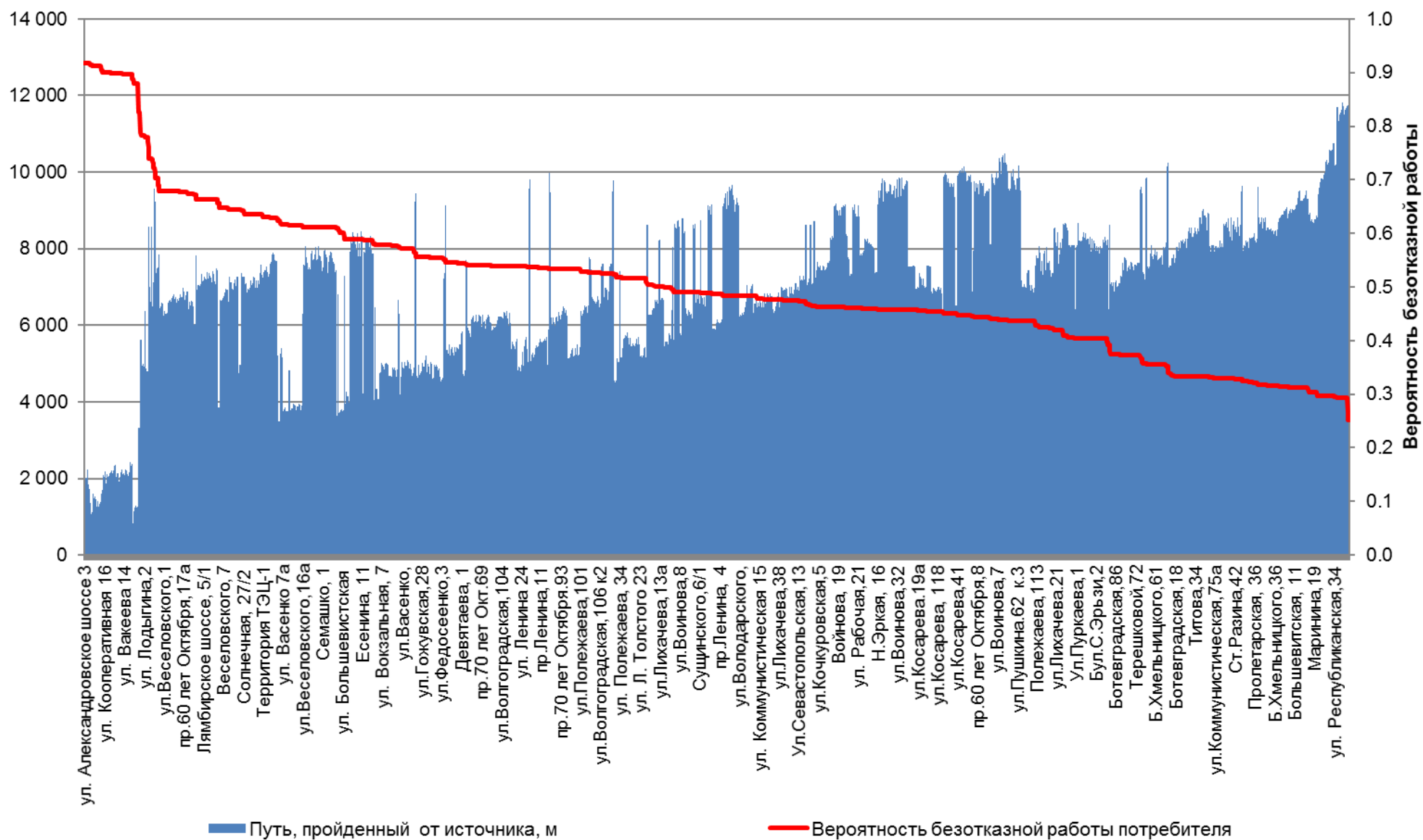


Рисунок 30. Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей от Саранской ТЭЦ-2





## **Раздел 4. Обоснование результатов оценки коэффициентов готовности теплопроводов к несению тепловой нагрузки**

Надежность расчетного уровня теплоснабжения потребителей оценивается коэффициентом готовности  $K_j$ , представляющим собой вероятность того, что в произвольный момент времени будет обеспечен расчетный уровень теплоснабжения  $j$ -го потребителя (среднее значение доли отопительного сезона, в течение которой теплоснабжение  $j$ -го потребителя не нарушается).

В ТС без резервирования величина  $K_j$  имеет наибольшее значение по сравнению с резервированной сетью, а  $P_j$  наименьшее. Введение в сеть минимальной структурной избыточности и дальнейшее увеличение объема резервирования ведут к повышению надежности обеспечения пониженного уровня теплоснабжения (значение  $P_j$  растёт), что обусловлено увеличением временного резерва потребителей при отказах элементов резервированной части сети.

Однако одновременно уменьшается надежность обеспечения расчетного уровня, т.е. значение  $K_j$  (при норме аварийной подачи тепла меньше единицы по отношению к расчетной, что чаще всего имеет место). Это связано с тем, что в резервированной сети расчетное теплоснабжение потребителя нарушается не только при отказах элементов, входящих в путь его теплоснабжения, но и элементов кольцевой части сети, гидравлически связанной с этим потребителем.

Таким образом, если в тупиковой сети значения  $P_j$  удовлетворяют нормативному значению, резервирования сети не требуется. В противном случае должен быть определен такой объем резервирования, при котором значения  $P_j$  удовлетворяют своему нормативу, а значения  $K_j$  своего норматива не нарушат.

Если в сети без резервирования величина показателя  $K_j$  меньше нормативного значения, это значит, что масштабы системы завышены и необходимо уменьшить радиус действия и общую длину сети от данного источника.

То же самое необходимо сделать, если при увеличении объема резервирования ТС величина показателя  $K_j$  становится меньше нормативного значения, а показатель  $P_j$  еще не достиг своего нормативного значения.

В программно-расчетном комплексе ZuluThermo с помощью модуля «Надежность» были рассчитаны показатели надежности, в том числе, коэффициенты готовности.

По результатам расчета можно сделать вывод о том, что у всех рассматриваемых потребителей значения показателя надежности, а именно коэффициента готовности являются выше нормативного значения.

Таким образом можно сделать вывод о том, что все рассматриваемые системы теплоснабжения не имеют завышенного масштаба, радиус действия рассматриваемых источников и общая длина сети рассматриваемых источников теплоснабжения не являются завышенным.

## Раздел 5. Обоснование результатов оценки недоотпуска тепловой энергии по причине отказов (аварийных ситуаций) и простоев тепловых сетей и источников тепловой энергии

Показатели недоотпуска тепловой энергии по причине отказов и простоев тепловых сетей от источников тепловой энергии г.о. Саранска за 2019-2023 гг. работы приведены в таблице 20.

Таблица 20. Недоотпуск тепловой энергии по причине отказов и простоев тепловых сетей за 2019-2023 гг.

№ п/п	Наименование теплоснабжающей организации	Наименование источника теплоснабжения	Наименование показателя				
			Средний недоотпуск тепловой энергии на отопление в системе теплоснабжения, Гкал/отказ				
			2019	2020	2021	2022	2023
1	"Мордовский" филиал ПАО "Т Плюс"	Саранская ТЭЦ-2	0,045	1,471	0,019	0,046	0,027
2	"Мордовский" филиал ПАО "Т Плюс"	Котельная кв. 107	0,038	0,015	0,009	0,018	0,003
3	"Мордовский" филиал ПАО "Т Плюс"	Котельная кв. 10-11	0,012	0,020	0,000	0,070	0,000
4	"Мордовский" филиал ПАО "Т Плюс"	Котельная 2 мкр.	0,039	0,000	0,000	0,053	0,000
5	"Мордовский" филиал ПАО "Т Плюс"	Котельная 3 мкр.	0,009	0,005	0,023	0,028	0,001
6	"Мордовский" филиал ПАО "Т Плюс"	Котельная 6 мкр.	0,020	0,013	0,018	0,022	0,000
7	"Мордовский" филиал ПАО "Т Плюс"	Котельная ДРБ №2	0,047	0,008	0,000	0,071	0,000
8	"Мордовский" филиал ПАО "Т Плюс"	Котельная 8 мкр.	0,073	0,037	0,028	0,059	0,044
9	"Мордовский" филиал ПАО "Т Плюс"	Котельная Осипенко, 57	0,000	0,027	0,036	0,104	0,038
10	"Мордовский" филиал ПАО "Т Плюс"	Котельная Кирзавод	0,000	0,000	0,000	0,029	0,000
11	"Мордовский" филиал ПАО "Т Плюс"	Котельная Николаевка	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12	"Мордовский" филиал ПАО "Т Плюс"	Котельная Ялга	0,000	0,000	0,000	0,000	0,042
13	"Мордовский" филиал ПАО "Т Плюс"	Котельная Зыково	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
14	"Мордовский" филиал ПАО "Т Плюс"	Котельная Лисма	0,030	0,044	0,000	0,000	0,000
15	"Мордовский" филиал ПАО "Т Плюс"	Котельная Баня 3	0,011	0,000	0,000	0,000	0,000
16	"Мордовский" филиал ПАО "Т Плюс"	Котельная Баня 2	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
17	"Мордовский" филиал ПАО "Т Плюс"	Котельная Московская, 48	0,000	0,054	0,013	0,000	0,000
18	"Мордовский" филиал ПАО "Т Плюс"	Котельная Озерный	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
19	"Мордовский" филиал ПАО "Т Плюс"	Котельная Школа 13	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
20	"Мордовский" филиал ПАО "Т Плюс"	Котельная Луховка	0,044	0,000	0,000	0,008	0,000
21	"Мордовский" филиал ПАО "Т Плюс"	Котельная БМК Луховка	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
22	"Мордовский" филиал ПАО "Т Плюс"	Котельная Горяйновка	0,000	0,007	0,000	0,000	0,000
23	"Мордовский" филиал ПАО "Т Плюс"	Кот. по ул. Московская, 119	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
24	ООО ФСК "РуссТЭК"	Кот. ул. Мордовская, 35 корп. 50А, строение 1	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
25	ООО ФСК "РуссТЭК"	Кот. ул. Мокшанская, 16	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
26	ОАО «РЖД»	Котельная п. Зыково	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
27	ООО «ТСО»	Кот. ул. Мичурина, 19	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
28	ООО «Тепло-Люкс М»	Котельная № 1 административного здания	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
29	ООО «Тепло-Люкс М»	Котельная № 2 ТЦ «МАКС»	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
30	ООО «Тепло-Люкс М»	Котельная №3	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
31	ООО «Тепло-Люкс М»	Котельная Николаевка ул. Ленина, 90	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

## **Раздел 6. Предложения, обеспечивающие надежность систем теплоснабжения**

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

Применение рациональных тепловых схем, с дублированными связями, обеспечивающих готовность 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.

### **6.2. Установка резервного оборудования**

Установка резервного оборудования не требуется.

### **6.3. 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.о. Саранска не предусмотрена организация совместной работы нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть.

#### **6.4. 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



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 (теплоаккумулирующих) 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 тепловых потерь. 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 таблице 21. 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 21. Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления

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.

### **6.5. Устройство резервных насосных станций**

Установка резервных насосных станций не требуется.

### **6.6. Установка баков-аккумуляторов**

Установка баков-аккумуляторов не требуется.

## **Раздел 7. 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**

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 не предоставляется возможным, поскольку расчет показателей надежности, в том числе вероятность безотказной работы и коэффициент готовности у потребителей тепловой сети как конечных элементов тепловой сети, выполнялся в первый раз.

## Раздел 8. Анализ аварийных режимов работы тепловых сетей

### 8.1. Расчет предельного времени устранения аварий на тепловых сетях

С использованием данных о теплоаккумулирующей способности объектов теплопотребления (зданий) определяют время, за которое температура внутри отапливаемого помещения снизится до температуры, установленной в критериях отказа теплоснабжения. Отказ теплоснабжения потребителя – событие, приводящее к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий ниже +12 °С, в промышленных зданиях ниже +8 °С (СП 124.13330.2012 Тепловые сети).

Для расчета времени снижения температуры в жилом здании используют формулу:

$$t_b = t_n + \frac{Q_o}{q_o V} + \frac{t'_b - t_n - \frac{Q_o}{q_o V}}{\exp(z/\beta)}$$

где  $t_b$  - внутренняя температура, которая устанавливается в помещении через время  $z$  в часах, после наступления исходного события, °С;  $z$  - время отсчитываемое после начала исходного события, ч;  $t'_b$  - температура в отапливаемом помещении, которая была в момент начала исходного события, °С;  $t_n$  - температура наружного воздуха, усредненная на периоде времени  $z$ , °С;  $Q_o$  - подача теплоты в помещение, Дж/ч;  $q_o V$  - удельные расчетные тепловые потери здания, Дж/(ч×°С);  $\beta$  - коэффициент аккумуляции помещения (здания), ч.

Для расчета времени снижения температуры в жилом здании до +12 °С при внезапном прекращении теплоснабжения эта формула при  $\frac{Q_o}{q_o V} = 0$  имеет следующий вид:

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

где  $t_{b,a}$  – внутренняя температура, которая устанавливается критерием отказа теплоснабжения (+12 °С для жилых зданий).

Расчет проводится для каждой градации повторяемости температуры наружного воздуха. Расчет времени снижения температуры внутри отапливаемого помещения для г.о. Саранска при коэффициенте аккумуляции жилого здания  $\beta=60$  часов приведён в таблице 22.

Таблица 22. Соотношение температуры наружного воздуха и времени снижения температуры воздуха внутри отапливаемого помещения

Температура наружного воздуха, °С	Время снижения температуры воздуха внутри отапливаемого помещения до +12 °С
8	54,97
3	30,65
-2	21,4
-7	16,47
-12	13,39
-17	11,28
-22	9,75
-27	8,59
-30	8,01

Для анализа аварийных режимов работы тепловых сетей от источников теплоснабжения г.о. Саранска в электронной модели были смоделированы случаи прекращения подачи тепловой энергии по основным тепловым магистралям от крупных источников теплоснабжения.

## 8.2. Саранская ТЭЦ-2

### 8.2.1. Моделирование аварии на магистральном тепловом выводе ТМ-2

Для моделирования аварийной ситуации на тепловой сети от Саранской ТЭЦ-2 был выбран головной участок магистрального теплового вывода ТМ-2, приведенный на рисунке 33. После отключения данного участка был выполнен гидравлический расчет тепловой сети рассматриваемого источника теплоснабжения в откалиброванной электронной модели в ПК Zu-luThermo. По итогам расчета было установлено, что ввиду наличия резервирующих тепловых магистралей теплоснабжение потребителей не прекратится, но качество теплоснабжения ухудшится. Зона ухудшения теплоснабжения приведена на рисунке 34. Результаты расчета показывают, что температура внутреннего воздуха рассматриваемых потребителей составит от  $+9$  до  $+15$  °С.

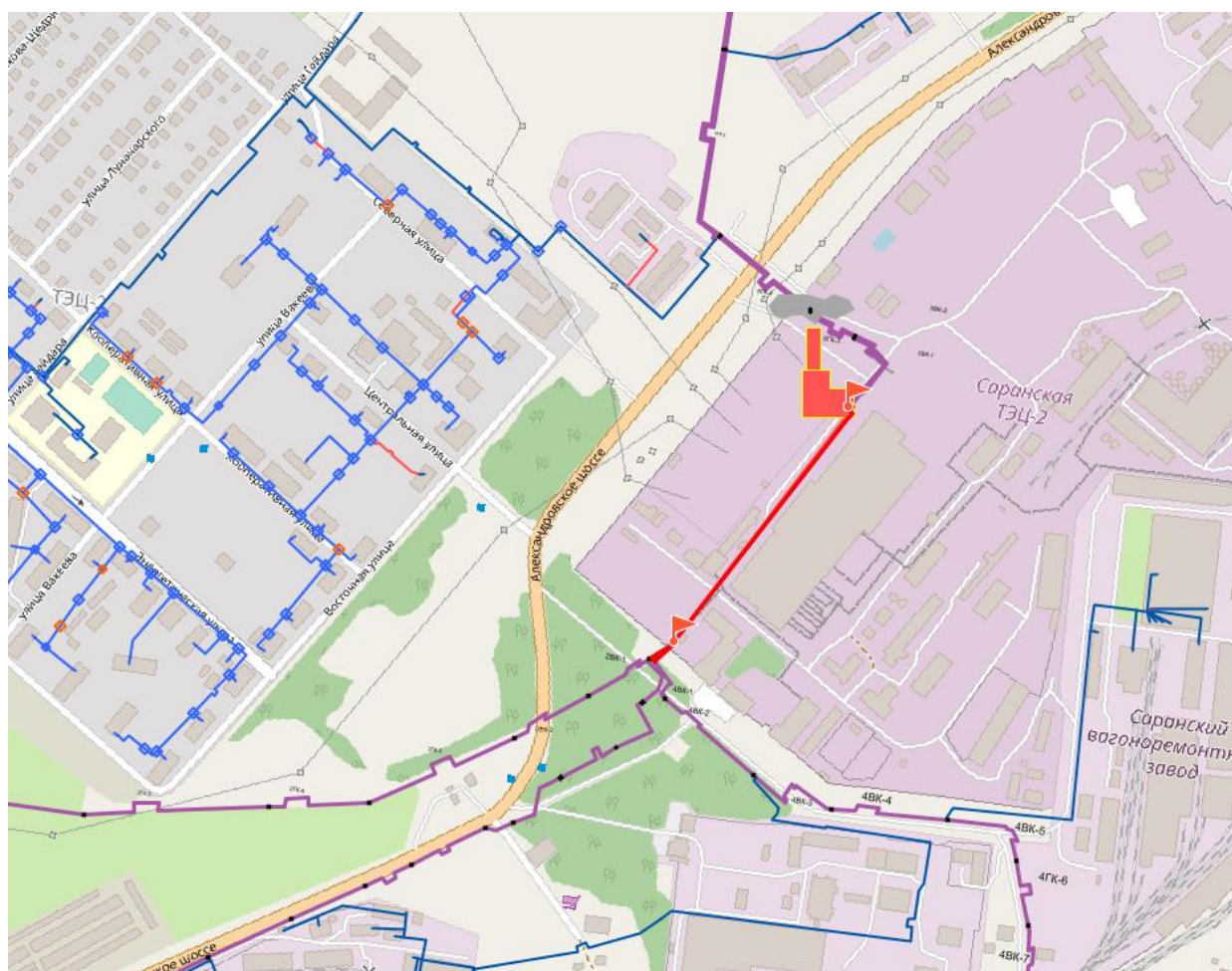


Рисунок 33. Отключаемый участок магистральной тепловой сети

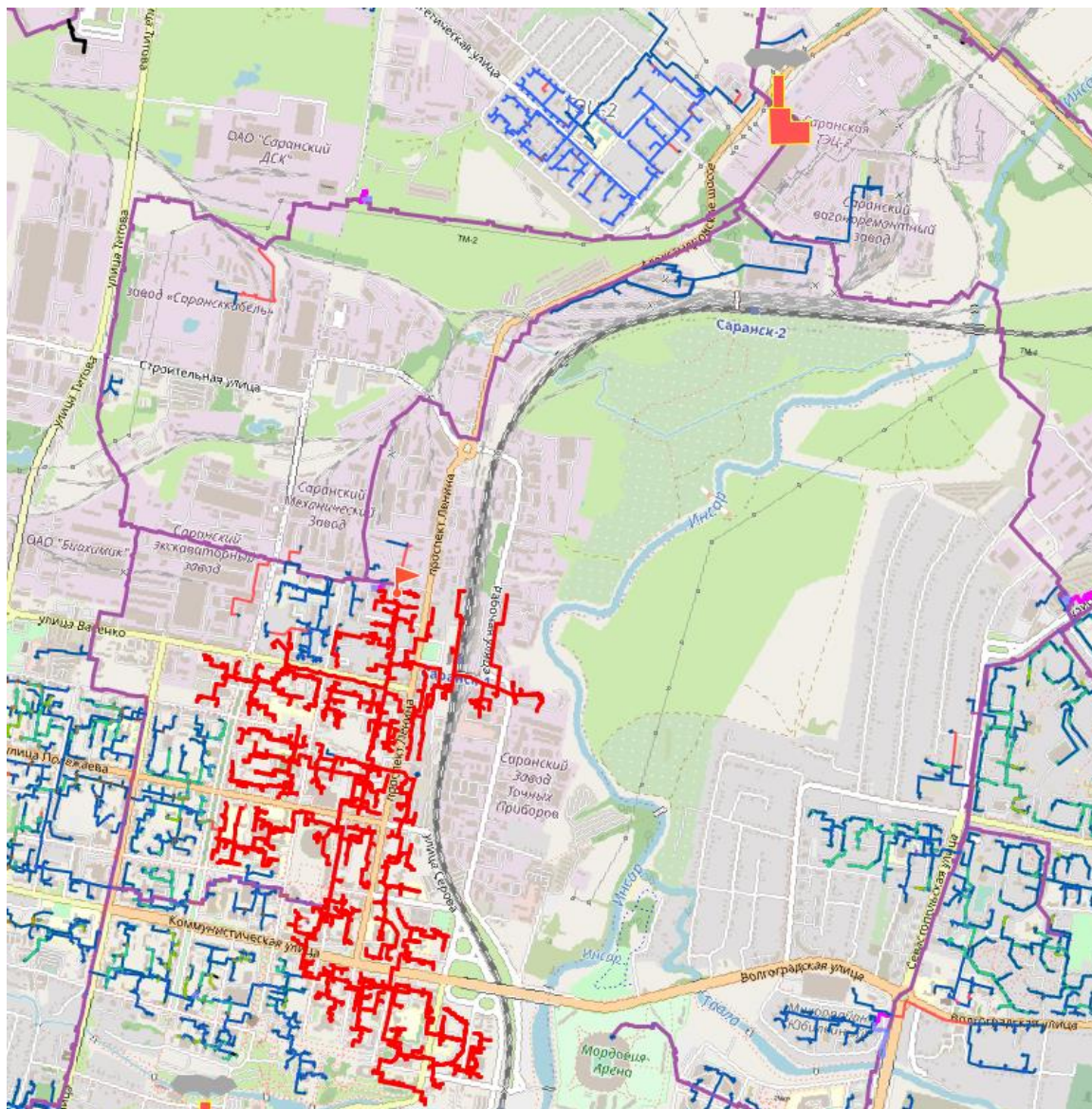


Рисунок 34. Зона ухудшения теплоснабжения потребителей

### 8.2.2. Моделирование аварии на магистральном тепловом выводе ТМ-5

Для моделирования аварийной ситуации на тепловой сети от Саранской ТЭЦ-2 был выбран головной участок магистрального теплового вывода ТМ-2 (от 5НО-5 до 5НО-6), приведенный на рисунке 35. После отключения данного участка был выполнен гидравлический расчет тепловой сети рассматриваемого источника теплоснабжения в откалиброванной электронной модели в ПК ZuluThermo. По итогам расчета было установлено, что ввиду наличия резервирующей тепловой магистрали ТМ-6 теплоснабжение потребителей не прекратится, но качество теплоснабжения ухудшится. Зона ухудшения теплоснабжения приведена на рисунке 36. Результаты расчета показывают, что температура внутреннего воздуха рассматриваемых потребителей составит от  $+13$  до  $+18$  °С.

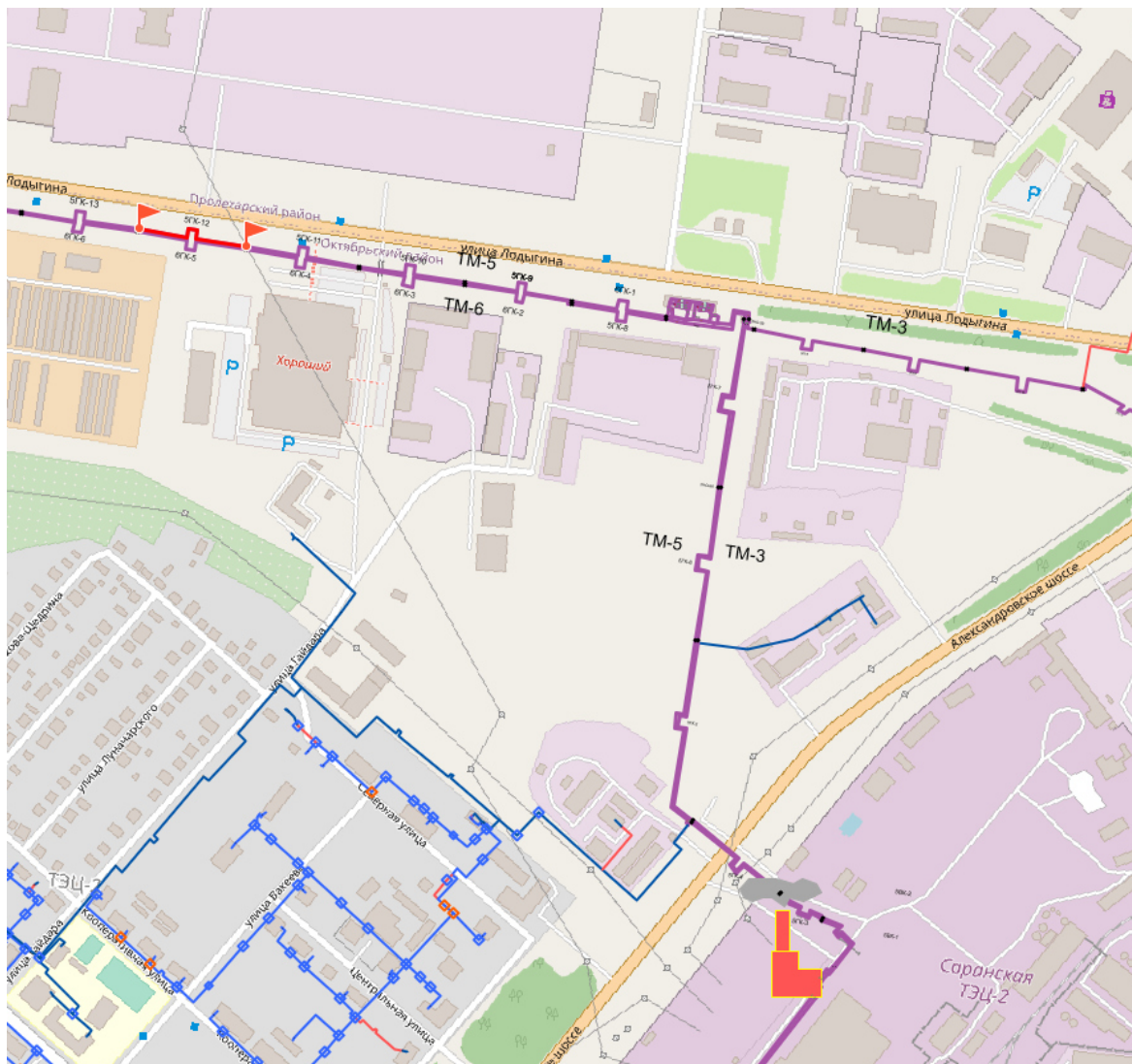


Рисунок 35. Отключаемый участок магистральной тепловой сети

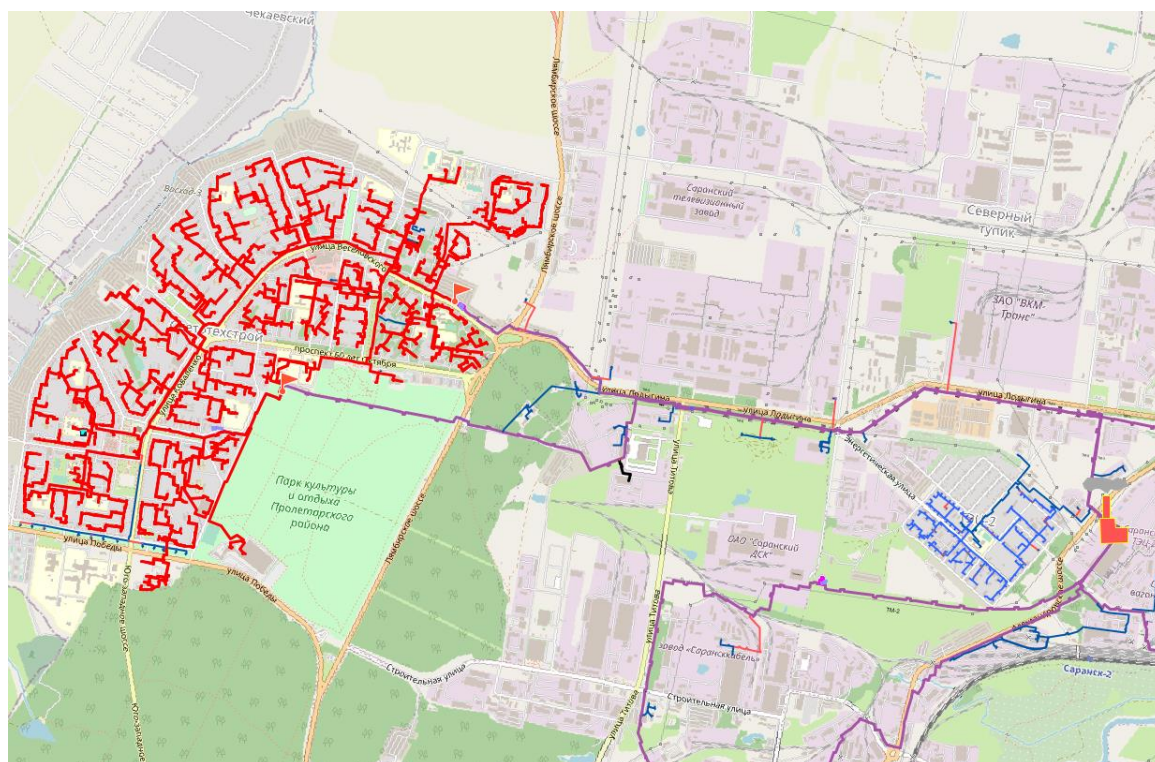


Рисунок 36. Зона ухудшения теплоснабжения потребителей

### 8.2.3. Моделирование аварии на магистральном тепловом выводе ТМ-4

Для моделирования аварийной ситуации на тепловой сети от Саранской ТЭЦ-2 был выбран головной участок магистрального теплового вывода ТМ-4 (от 4НО-8 до 4НО-9), приведенный на рисунке 37. После отключения данного участка был выполнен гидравлический расчет тепловой сети рассматриваемого источника теплоснабжения в откалиброванной электронной модели в ПК ZuluThermo. По итогам расчета было установлено, что пропускной способности резервирующей тепловой магистрали ТМ-3 недостаточно для покрытия нагрузок потребителей. Зона, где теплоснабжение будет прекращено приведена на рисунке 38. Результаты расчета показывают, что температура внутреннего воздуха рассматриваемых потребителей будет ниже  $0^{\circ}\text{C}$ .

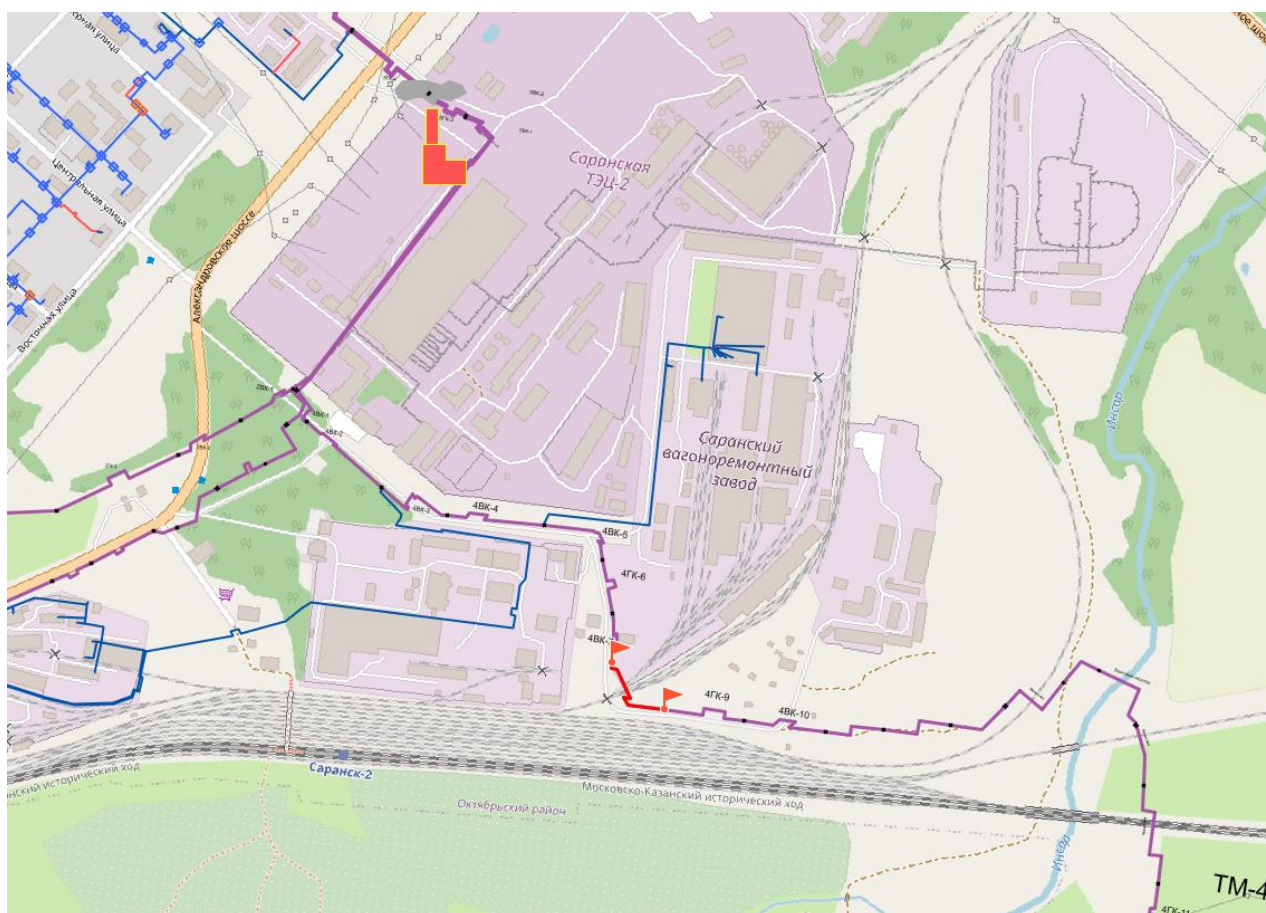


Рисунок 37. Отключаемый участок магистральной тепловой сети

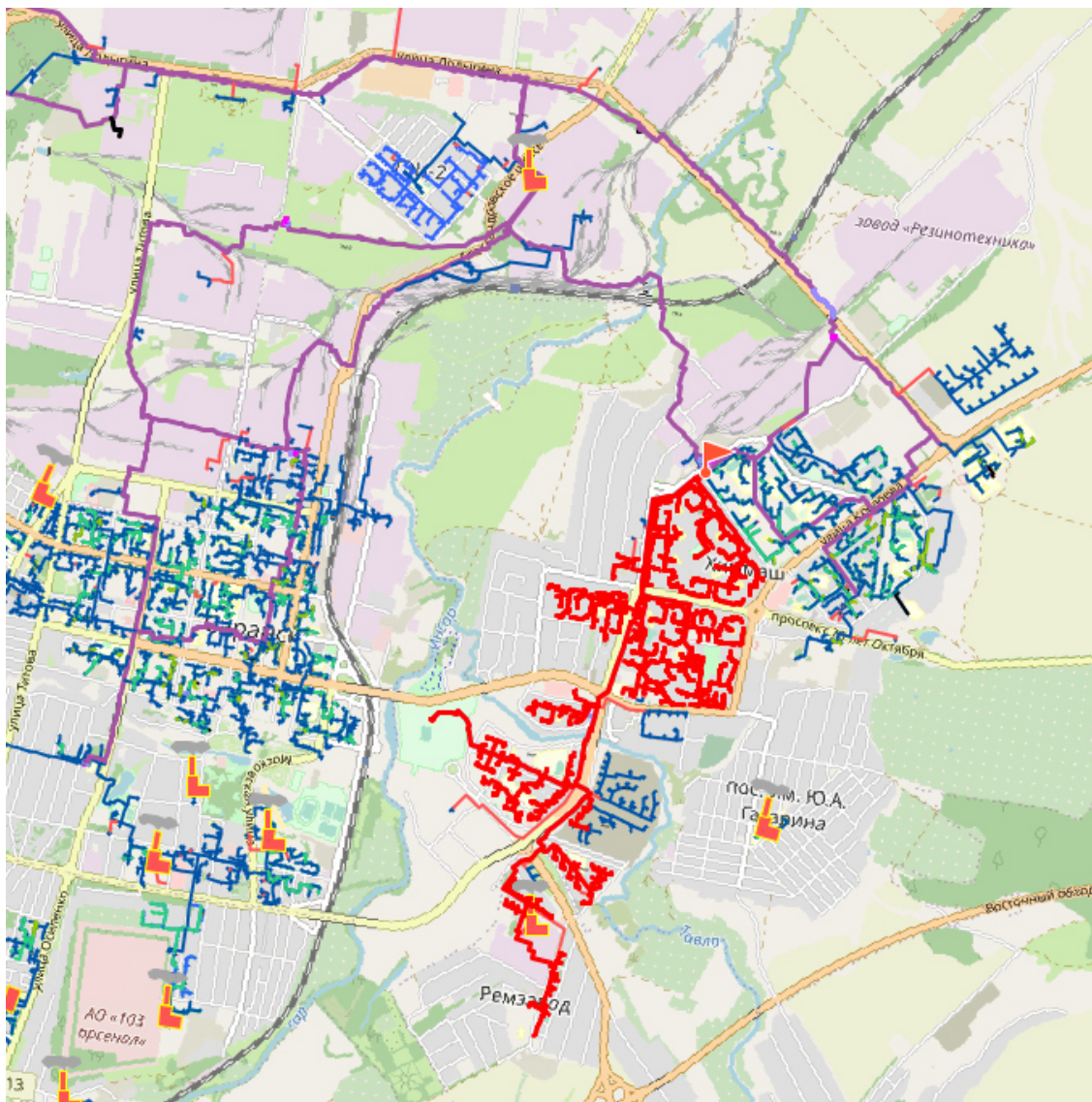


Таблица 23. Скорость расхолаживания жилых помещений

Коэффициент аккумуляции	Скорость падения температуры, °С/ч при температуре наружного воздуха			
	+/-0	-10	-20	-30
20	0,8	1,4	1,8	2,4
40	0,5	0,8	1,1	1,5
60	0,4	0,6	0,8	1,0
80	0,3	0,4	0,6	0,8
100	0,2	0,3	0,4	0,7

На основании приведенных данных 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.

Итоговый расчет допустимого времени устранения аварий и инцидентов в системах отопления жилых домов приведен в таблице 24.

Таблица 24. Допустимое время устранения аварий и инцидентов в системах отопления жилых домов

Тнв	Допустимое время на устранение аварий и инцидентов, часов (время снижения температуры в квартирах с 18°С до 8°С) в зависимости от коэффициента аккумуляции				
	20	40	60	80	100
0	12,5	10	30	33,3	50
-10	7,1	12,5	20	25	33,3
-20	5,5	9	15	16,6	25
-30	4,2	6,6	12	12,5	14,3

На основе данных, приведенных в таблице 24, при коэффициенте аккумуляции 60 % и минимальной температуре наружного воздуха -30 °С, допустимое время на устранение аварий и инцидентов составляет 12 часов.

За это время, в зависимости от вида аварий, для предотвращения разморозки системы должны быть выполнены следующие операции.

Нарушение топливоснабжения

Для предотвращения аварии с полным сбросом нагрузки, с потерей питания с.н. из-за снижения давления газа оперативный персонал действует в соответствии с «Инструкцией по переводу станции с одного вида топлива на другое».

При срыве работы мазутных насосов из-за малого запаса мазута на электростанции, приведшем к останову котлов из-за понижения давления мазута следует:

- сосредоточить остатки мазута в одной из рабочих емкостей;
- включить мазутные насосы и приступить к растопке одного из котлов (если растопка на мазуте не удастся, необходимо перейти на растопку котла на газе);

При разрыве магистрального мазутопровода с обильным выходом мазута и опасностью его возгорания, сопровождающемся резким снижением давления и отключением котлов защитой при снижении давления мазута, оперативный персонал принимает меры к надежному отключению поврежденного мазутопровода задвижками со стороны котельной и мазутонасосной, вплоть до останова мазутонасосной, если это необходимо, и организует уборку пролитого мазута. В зоне разлива мазута немедленно прекращаются все виды огневых работ. Одновременно с выполнением неотложных работ вызывают пожарную команду (не дожидаясь возможного возгорания мазута). Техника пожаротушения разворачивается и находится в

готовности к ликвидации возгорания до полной уборки пролитого мазута.

Растопка котла от второго магистрального мазутопровода начинается после отключения поврежденного мазутопровода и принятия мер по предупреждению вытекания мазута и его загорания.

Растопка котлов на газе разрешается с соблюдением всех мер безопасности в случае невозможности быстрой подачи мазута к котлам от второго резервного мазутопровода или вывода в ремонт на длительное время обоих магистральных мазутопроводов.

При повреждении магистрального мазутопровода, в результате чего произошло снижение давления мазута без отключения котлов, оперативный персонал:

- немедленно отключает поврежденный участок мазутопровода и принимает меры по предотвращению растекания и возгорания пролитого мазута;
- переводит газомазутные котлы на сжигание природного газа.
- сообщает начальнику смены электростанции о случившемся.

При разрыве мазутопровода в пределах котла (на участке мазутного кольца) оперативный персонал:

- немедленно отключает поврежденный участок мазутопровода задвижками, аварийно останавливает котел;
- приступает к уборке пролитого мазута, не допуская его растекания;
- вызывает пожарную команду, не дожидаясь загорания мазута и организовывает тушение при загорании до прибытия пожарной команды;
- ограждает опасное место, не допуская посторонних лиц к месту повреждения;
- отключает на аварийном котле газопроводы, электродвигатели и кабели, оказавшиеся в зоне пожара.

#### Повреждение трубопроводов в пределах котлов

Котел должен быть немедленно остановлен при появлении разрыва труб пароводяного тракта или обнаружения трещин, выпучин в основных элементах котла (барабане, коллекторах, выносных циклонах, паро-и водоперепускных, а также водо-опускных трубах), в паропроводах, питательных трубопроводах и пароводяной арматуре. Требуется немедленно принять меры к переводу максимально возможной нагрузки на другие котлы;

#### Повреждение трубопроводов питательной воды и главных паропроводов

Аварии, связанные с повреждениями трубопроводов питательной воды (свищи, пробой прокладок, трещины, разрывы), относятся к разряду наиболее тяжелых аварий на электростанциях. Они могут привести к повреждениям основного и вспомогательного оборудования струей воды, поверхностей нагрева котла из-за прекращения или снижения расхода воды на котел, а также создать серьезную угрозу безопасности эксплуатационного персонала. Поэтому при ликвидации аварий на трубопроводах питательной воды эксплуатационный персонал проявляет особую оперативность и осторожность.

В случае дальнейшего развития повреждения и невозможности отключения поврежденного участка соответствующее оборудование (питательный насос, котел, турбина)

останавливается.

При разрыве трубопроводов питательной воды на энергоблоке:

- останавливается котел;
- отключаются турбина и генератор;
- останавливается питательный насос;
- выводятся люди из помещения, где произошел разрыв;
- принимаются меры для обеспечения безопасности персонала и защиты оборудования от попадания на него струй воды;
- снижается давление в котле до нуля.

В случае невозможности проведения ликвидации аварии согласно инструкции по предупреждению и ликвидации аварий в тепловой части Саранской ТЭЦ-2 из-за превышения допустимого времени устранения аварий и инцидентов, произвести дренирование внутренней системы отопления жилых домов.

### 8.3. Котельная кв. 10-11

Для моделирования аварийной ситуации на тепловой сети от Котельной кв. 10-11 был выбран участок магистральной тепловой сети от 3/1-СК-2 до 3/1-ТК-30, приведенный на рисунке 39. После отключения данного участка был выполнен гидравлический расчет тепловой сети рассматриваемого источника теплоснабжения в откалиброванной электронной модели в ПК ZuluThermo. По итогам расчета было установлено, что ввиду отсутствия резервирующих тепловых магистралей теплоснабжение потребителей за тепловой камерой 3/1-ТК-30 не может быть выполнено (Рисунок 40). Поэтому без теплоснабжения останется 31 потребитель. Для остальных потребителей теплоснабжение нарушено не будет.

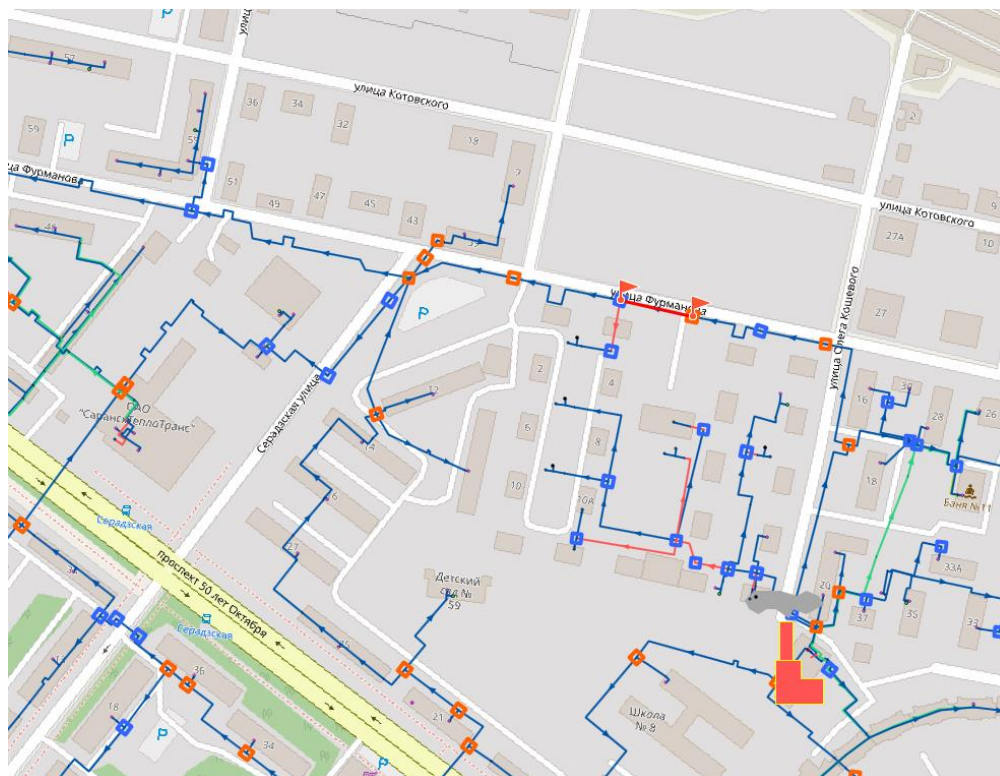


Рисунок 39. Отключаемый участок магистральной тепловой сети

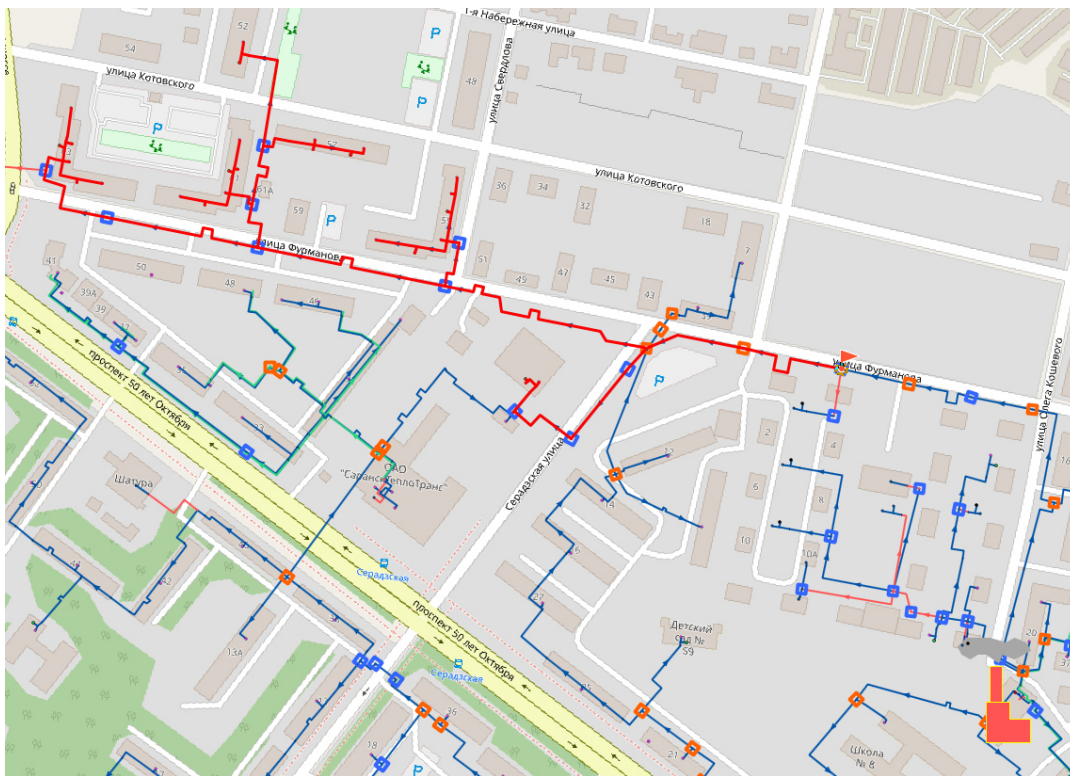


Рисунок 40. Зона ухудшения теплоснабжения потребителей при моделировании аварийного отключения на участке тепловой сети от 3/1-СК-2 до 3/1-ТК-30

#### 8.4. Котельная 3 мкр.

Для моделирования аварийной ситуации на тепловой сети от Котельной 3 мкр. был выбран участок магистральной тепловой сети от 3К-ТК-9 до 3К-ТК-10, приведенный на рисунке 41. После отключения данного участка был выполнен гидравлический расчет тепловой сети рассматриваемого источника теплоснабжения в откалиброванной электронной модели в ПК ZuluThermo. По итогам расчета было установлено, что ввиду отсутствия резервирующих тепловых магистралей теплоснабжение потребителей за тепловой камерой 3К-ТК-10 не может быть выполнено (Рисунок 42). Поэтому без теплоснабжения останется 57 потребителей. Для остальных потребителей теплоснабжение нарушено не будет.

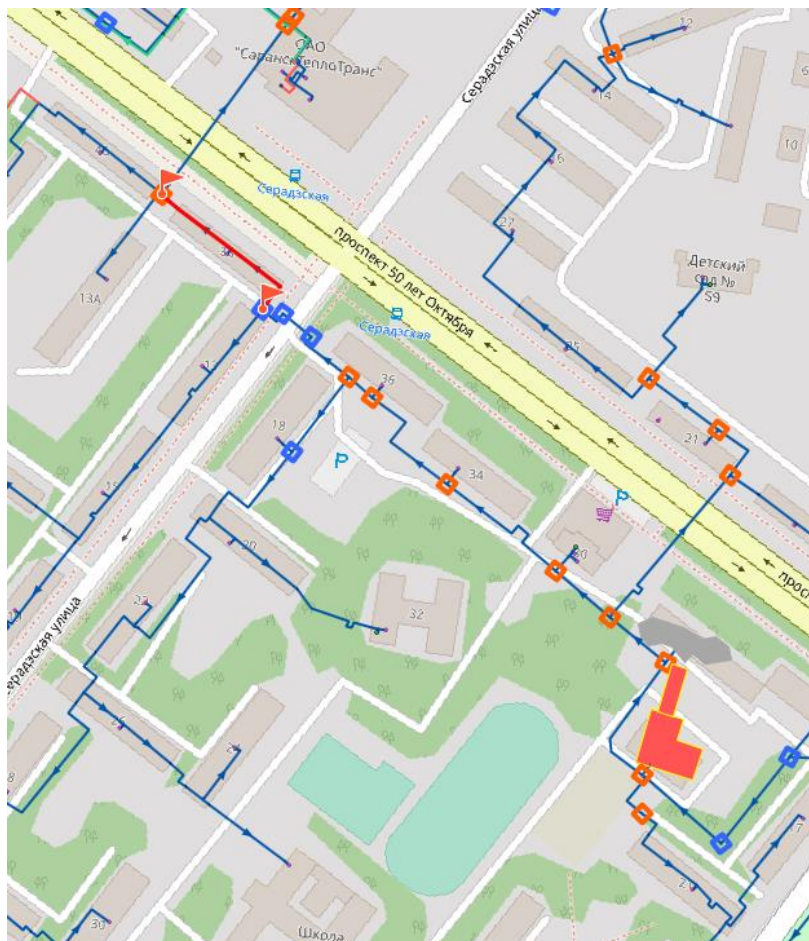


Рисунок 41. Отключаемый участок магистральной тепловой сети

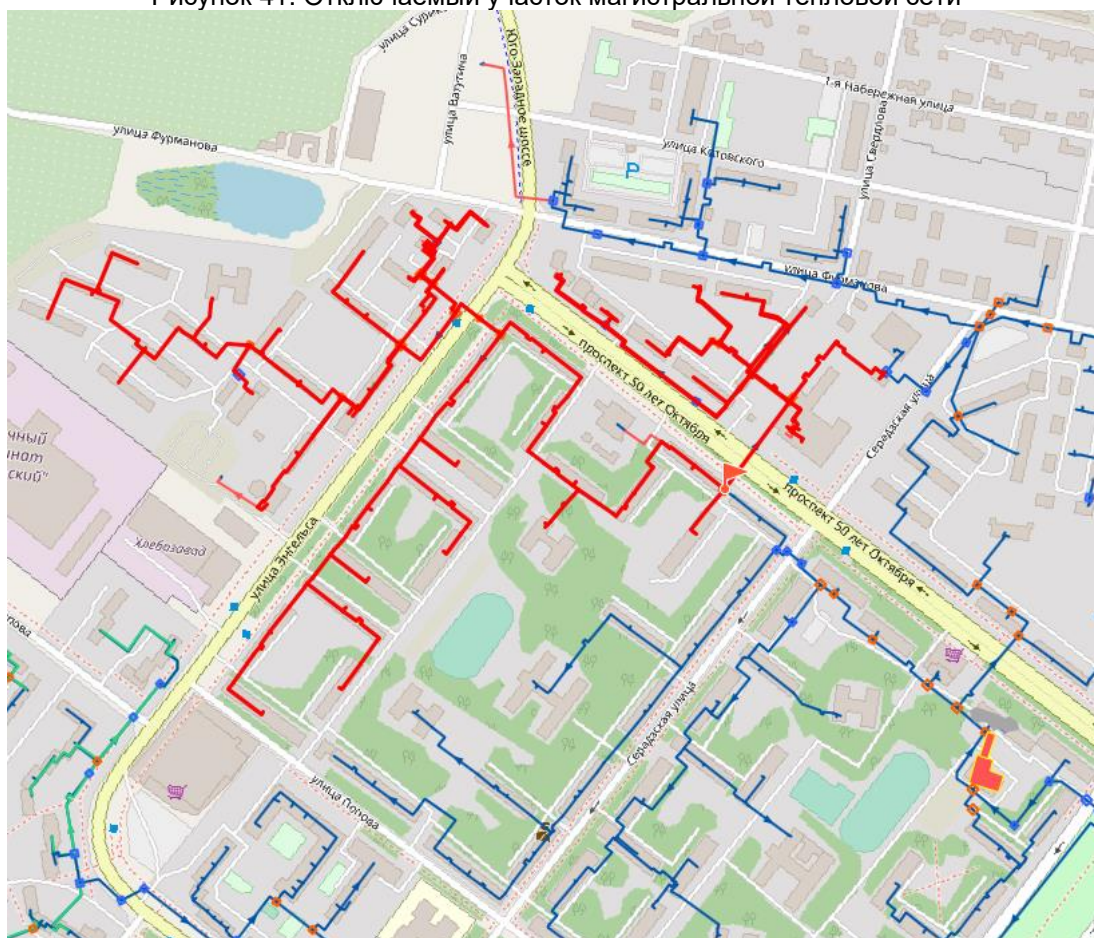


Рисунок 42. Участки тепловых сетей, которые попадают в зону аварийного отключения при повреждении участка тепловой сети от ЗК-ТК-9 до ЗК-ТК-10

### 8.5. Котельная 6 мкр.

Для моделирования аварийной ситуации на тепловой сети от Котельной 6 мкр. был выбран участок магистральной тепловой сети от 3/5-ТК-4 до 3/5-ТК-5, приведенный на рисунке 43. После отключения данного участка был выполнен гидравлический расчет тепловой сети рассматриваемого источника теплоснабжения в откалиброванной электронной модели в ПК ZuluThermo. По итогам расчета было установлено, что ввиду отсутствия резервирующих тепловых магистралей теплоснабжение потребителей за тепловой камерой 3/5-ТК-5 не может быть выполнено (Рисунок 44). Поэтому без теплоснабжения останется 2 потребителя. Для остальных потребителей теплоснабжение нарушено не будет.

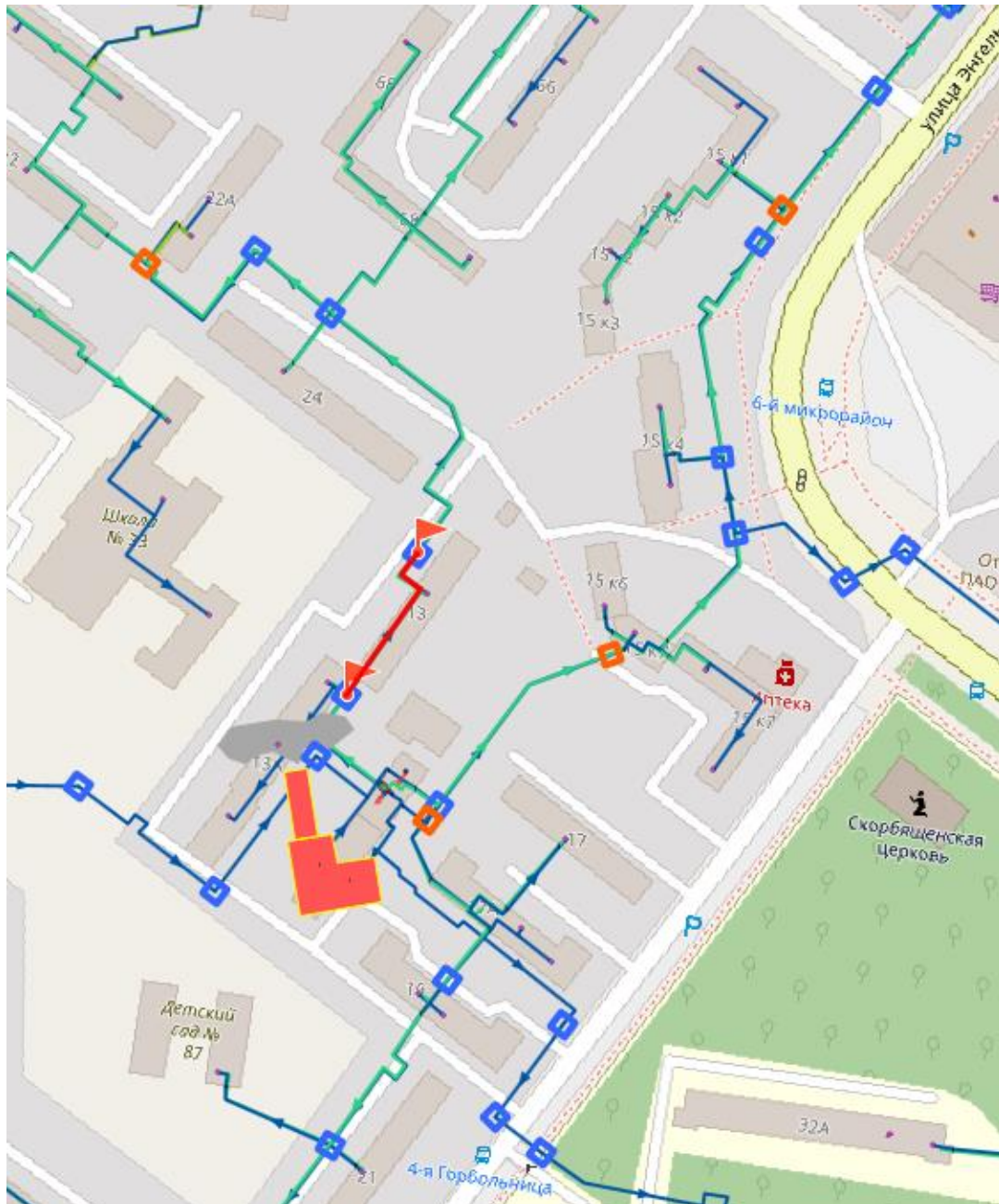


Рисунок 43. Отключаемый участок магистральной тепловой сети



Рисунок 44. Участки тепловых сетей, которые попадают в зону аварийного отключения при повреждении участка тепловой сети от 3/5-ТК-4 до 3/5-ТК-5

## **8.6. Описание возможности организации теплоснабжения потребителей при возникновении аварийных ситуаций на источниках теплоснабжения г.о. Саранск**

При возникновении аварийного отключения эл. питания на котельной во время отопительного периода для подключения оборудования котельной с целью восстановления теплоснабжения потребителей филиалом «Мордовский» ПАО «Т Плюс» предусмотрена доставка передвижных дизель-генераторов.

На балансе филиала имеются 2 дизель-генератора MAGNAPLUS MP-200-4 мощностью по 200 кВт каждый.

**Инструкция по эксплуатации при возникновении аварийных ситуаций представлена ниже:**

Инструкция разработана для дежурного электромонтера ОББ.

Данное приложение должны знать:

- начальник ОДС, начальник смены ОДС, старший начальник смены ОДС, электромонтёр ОББ ОДС;
- старший мастер ЦРС, мастер ЦРС, электромонтёр ЦРС;
- персонал службы электрохозяйства Саранских тепловых сетей
- начальники района котельных;
- инженеры района котельных;
- операторы котельных.

Электропитание от одного электроагрегата (дизель-генератор MAGNAPLUS MP-200-4, далее по тексту ДГ) возможно только котельных малой мощности:

- п. Горайновка;
- Школа №13;
- Нижний рынок;
- Баня №2;
- Баня №3;
- Кирза вод;
- п. Зыково.

Электропитание остальных котельных от одного ДГ обеспечит только режим "живучести" - циркуляция горячей воды и отопления, без включения котлов.

### **1. Пуск котельных малой мощности при электропитании от ДГ.**

Подготовить электросхему ВРУ-0,4 кВ котельной к подключению ДГ:

- отключить вводные автоматы (рубильники) обеих секций;
- повесить плакаты на ручки автоматов (рубильников) "Не включать работают люди";
- отключить конденсаторные батареи (при наличии);
- повесить плакаты на ручки автоматов (рубильников) "Не включать работают люди";
- Включить секционный автомат (рубильник).

Размотать весь кабель с кунга (будки) ДГ, протащить до ВРУ-0,4 кВ.

Подключить к месту присоединения кабель. Нулевую жилу кабеля подключить к нулевой

шине ВРУ-0,4 кВ.

При наличии конденсаторных батарей, они должны быть отключены.

Закреть ВРУ-0,4 кВ для исключения доступа посторонних лиц.

Заземлить кунг ДГ соединив заземляющий провод к заземляющему болту на кунге (со стороны дышла) и к ближайшему контуру заземления.

Перед пуском ДГ обязательно открыть передний и боковые оконные проемы.

Включить аккумуляторные батареи (массу) ДГ (около аккумуляторов справа). На щитке управления включить сеть. Справа на стене включить автоматы освещения. На щитке управления нажимая на кнопки курсора (стрелки) по электронному табло проверить напряжение на аккумуляторных батареях, уровень топлива и наличие запретов к включению.

Включение ДГ производится путём нажатия кнопки "Пуск" на щитке управления. Если в течение 4-5 секунд двигатель не заводится нажать кнопку "Стоп" (во избежание разрядки аккумуляторных батарей). Проверить положение рейки (тяга, соединенная с электромагнитом для останова двигателя, находится сверху на двигателе со стороны генератора). При необходимости подкачать топливо вручную (насос ручной подкачки топлива находится на двигателе сверху на середине двигателя). Повторить пуск ДГ.

После пуска двигателя подождать прогрева охлаждающей жидкости до 50°C.

Проверить подключение ДГ к ВРУ-0,4 кВ. Включить контактор нажатием кнопки с символом "включено" на щитке управления.

Проверить наличия напряжения на ВРУ-0,4 кВ.

Проверить направление вращения электродвигателей, включив насос не большой мощности (насос включает оператор котельной), например ППН. При необходимости перекинуть фазу на месте подключения ДГ.

Включение оборудования котельной (производит оператор котельной) производить в следующей последовательности (по убыванию пускового тока):

- закрыть направляющие аппараты дымососов и вентиляторов;
- включить дымосос;
- включить вентилятор;
- закрыть задвижку на нагнетание сетевого насоса;
- включить сетевой насос;
- закрыть задвижку на нагнетание подпиточного (при наличии питательного) насоса;
- включить подпиточный насос;
- медленно открывая задвижки насосов создать требуемый режим работы;
- открыть направляющие аппараты дымососа и вентилятора создать требуемый режим работы.

Во время работы ДГ дежурному электромонтеру находиться в котельной и периодически проверять состояние кабеля, соединений, подачу электроэнергии от основного источника, работу ДГ и на электронном блоке параметры:

- мощность, напряжение по фазам;

- температуру охлаждающей жидкости;
- уровень топлива в баках;
- наличие запретов.

После подачи электроэнергии от основного источника необходимо сообщить начальнику смены ОДС.

По распоряжению начальника смены ОДС операторы должны отключить оборудование и сообщить дежурному электромонтеру.

Дежурный электромонтер отключает контактор ДГ нажатием кнопки с символом "отключено" на щитке управления и дает проработать ДГ 5 минут в холостом режиме, после чего отключает ДГ нажатием кнопки "стоп". Отсоединить кабель от ВРУ-0,4 кВ. Если подали напряжение на один ввод - включить секционный рубильник и соответствующий вводной автомат. Если подали напряжение на оба ввода - включить оба вводных рубильника (автомата), секционный рубильник не включать. Сообщить о готовности оператору.

Запрещается операторам включать оборудование до окончания переключений.

## **2. Пуск котельных на режим "живучести" - циркуляция горячей воды и отопления, без включения котлов.**

Подготовить электросхему ВРУ-0,4 кВ котельной к подключению ДГ:

- отключить вводные автоматы (рубильники) обеих секций;
- повесить плакаты на ручки автоматов (рубильников) "Не включать работают люди";
- отключить конденсаторные батареи (при наличии);
- повесить плакаты на ручки автоматов (рубильников) "Не включать работают люди";
- Включить секционный автомат (рубильник).

Размотать весь кабель с кунга (будки) ДГ, протащить до ВРУ-0,4 кВ.

Подключить к месту присоединения кабель. Нулевую жилу кабеля подключить к нулевой шине ВРУ-0,4 кВ.

Закрыть ВРУ-0,4 кВ для исключения доступа посторонних лиц.

Заземлить кунг ДГ соединив заземляющий провод к заземляющему болту на кунге (со стороны дышла) и к ближайшему контуру заземления.

Перед пуском ДГ обязательно открыть передний и боковые оконные проемы.

Включить аккумуляторные батареи (массу) ДГ (около аккумуляторов справа). На щитке управления включить сеть. Справа на стене включить автоматы освещения. На щитке управления нажимая на кнопки курсора по электронному табло проверить напряжение на аккумуляторных батареях, уровень топлива и наличие запретов к включению.

Нажатием кнопки "Пуск" на щитке управления завести ДГ. Если в течение 4-5 секунд двигатель не заводится нажать кнопку "Стоп" (во избежание разрядки аккумуляторных батарей). Проверить положение рейки (тяга, соединенная с электромагнитом для останова двигателя, находится сверху на двигателе со стороны генератора). При необходимости подкачать топливо вручную (насос ручной подкачки топлива находится на двигателе сверху на середине двигателя). Повторить пуск ДГ. После пуска двигателя подождать прогрева охлаждающей

жидкости до 50°C.

Проверить подключение ДГ к ВРУ-0,4 кВ. Включить контактор нажатием кнопки с символом "включено" на щитке управления.

Проверить наличия напряжения на ВРУ-0,4 кВ.

Проверить направление вращения электродвигателей, включив насос не большой мощности, например ППН. При необходимости перекинуть фазу на месте подключения ДГ.

Включение оборудования котельной (насосов) необходимо производить по мере убывания мощности электродвигателя приводимого насоса:

- закрыть задвижку на нагнетание сетевого насоса;
- включить сетевой насос;
- закрыть задвижку на нагнетание насоса горячей воды;
- включить насос горячей воды;
- закрыть задвижку на нагнетание подпиточного насоса;
- включить подпиточный насос;
- медленно открывая задвижки вывести насосы на технологический режим, - включить насос горячей воды.

Во время работы ДГ дежурному электромонтеру находиться в котельной и периодически проверять состояние кабеля, соединений, подачу электроэнергии от основного источника, работу ДГ и на электронном блоке параметры:

- мощность, напряжение по фазам;
- температуру охлаждающей жидкости;
- уровень топлива в баках;
- наличие запретов.

После подачи электроэнергии от основного источника необходимо сообщить начальнику смены ОДС.

По распоряжению начальника смены ОДС операторы должны отключить оборудование и сообщить дежурному электромонтеру.

Дежурный электромонтер отключает контактор ДГ нажатием кнопки с символом "отключено" на щитке управления и дает проработать ДГ 5 минут в холостом режиме, после чего отключает ДГ нажатием кнопки "стоп". Отсоединить кабель от ВРУ-0,4 кВ. Если подали напряжение на один ввод - включить секционный рубильник и соответствующий вводной автомат (рубильник). Если подали напряжение на оба ввода - включить оба вводных рубильника (автомата), секционный рубильник не включать. Сообщить о готовности оператору. Запрещается операторам включать оборудование до окончания переключений.

### **3. Пуск котельных при электропитании от двух ДГ.**

Подготовить электросхему ВРУ-0,4 кВ котельной к подключению ДГ:

- отключить вводные автоматы (рубильники) обеих секций;
- повесить плакаты на ручки автоматов (рубильников) "Не включать работают люди";
- отключить конденсаторные батареи (при наличии);

- повесить плакаты на ручки автоматов (рубильников) "Не включать работают люди";
- ОТКЛЮЧИТЬ секционный автомат (рубильник);
- повесить плакат на ручку секционного автомата (рубильника) "Не включать работают люди".

Размотать весь кабель с кунга (будки) первого ДГ, протащить до ВРУ-0,4 кВ 1-й секции.

Подключить к месту присоединения 1-й секции кабель ДГ. Нулевую жилу кабеля подключить к нулевой шине ВРУ-0,4 кВ.

Размотать весь кабель с кунга (будки) второго ДГ, протащить до ВРУ-0,4 кВ 2-й секции.

Подключить к месту присоединения 2-й секции кабель ДГ. Нулевую жилу кабеля подключить к нулевой шине ВРУ-0,4 кВ.

Закрыть ВРУ-0,4 кВ для исключения доступа посторонних лиц.

Повесить плакат «стой напряжение».

Заземлить кунги обоих ДГ соединив заземляющий провод к заземляющему болту на кунге (со стороны дышла) и к ближайшему контуру заземления.

Перед пуском ДГ обязательно открыть передний и боковые оконные проемы.

Включить поочередно ДГ следующим образом.

Включить аккумуляторные батареи (массу) ДГ. На щитке управления включить сеть. Справа на стене включить автоматы освещения. На щитке управления нажимая на кнопки курсора по электронному табло проверить напряжение на аккумуляторных батареях, уровень топлива и наличие запретов к включению.

Нажатием кнопки "Пуск" на щитке управления завести ДГ. Если в течение 4-5 секунд двигатель не заводится нажать кнопку "Стоп" (во избежание разрядки аккумуляторных батарей). Проверить положение рейки (тяга, соединенная с электромагнитом для останова двигателя, находится сверху на двигателе со стороны генератора). При необходимости подкачать топливо в ручную (насос ручной подкачки топлива находится на двигателе сверху на середине двигателя). Повторить пуск. После пуска двигателя подождать прогрева охлаждающей жидкости до 50°C.

Проверить подключение ДГ к ВРУ-0,4 кВ. Включить контактор нажатием кнопки с символом "включено" на щитке управления.

Проверить наличия напряжения на ВРУ-0,4 кВ.

Проверить направление вращения электродвигателей, включив насос не большой мощности (включение насоса производит оператор котельной), например ППН. При необходимости перекинуть фазу на месте подключения ДГ.

Включение оборудования котельной производить в следующей последовательности (по убыванию пускового тока):

- закрыть направляющие аппараты дымососов и вентиляторов;
- включить дымосос;
- включить вентилятор;
- закрыть задвижку на нагнетание сетевого насоса;

- включить сетевой насос;
- закрыть задвижку на нагнетание подпиточного (при наличии питательного) насоса;
- включить подпиточный насос;
- медленно открывая задвижки насосов создать требуемый режим работы;
- открыть направляющие аппараты дымососа и вентилятора создать требуемый режим работы.

Во время работы ДГ дежурному электромонтеру находиться в котельной и периодически проверять состояние кабелей, соединений, подачу электроэнергии от основного источника, работу ДГ и на электронном блоке параметры:

- мощность, напряжение по фазам;
- температуру охлаждающей жидкости;
- уровень топлива в баках;
- наличие запретов.

После подачи электроэнергии от основного источника необходимо сообщить начальнику смены службы котельных.

По распоряжению начальника смены службы котельных операторы должны отключить оборудование и сообщить дежурному электромонтеру.

Дежурный электромонтер отключает контакторы ДГ и дает проработать ДГ 5 минут в холостом режиме, после чего отключает ДГ. Отсоединить кабели от ВРУ-0,4 кВ. Если подали напряжение на один ввод - включить секционный рубильник и соответствующий вводной рубильник (автомат). Если подали напряжение на оба ввода - включить оба вводных рубильника (автомата), секционный рубильник не включать. Сообщить о готовности начальнику смены СК и оператору.

Запрещается операторам включать оборудование до окончания переключений.