

Муниципальное образование город Нижнекамск

**СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ –
Г. НИЖНЕКАМСК НА ПЕРИОД ДО 2040 ГОДА**

(Актуализация на 2023 год)

Том 2. Обосновывающие материалы

Глава 5. Мастер-план развития систем теплоснабжения

ШИФР 009.16.СТ-ОМ.005.000

г. Казань, 2022 г.

Состав документов

Наименование документа	ШИФР
Схема теплоснабжения муниципального образования город Нижнекамск на период до 2040 года (Актуализация на 2023г.) Том 1. Утверждаемая часть	009.16.СТ-УЧ.001.000
Схема теплоснабжения муниципального образования город Нижнекамск на период до 2040 года (Актуализация на 2023г.) Том 2. Обосновывающие материалы	
Глава 1 Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения	009.16.СТ-ОМ.001.000
Глава 2 Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения	009.16.СТ-ОМ.002.000
Глава 3 Электронная модель системы теплоснабжения муниципального образования город Нижнекамск	009.16.СТ-ОМ.003.000
Глава 4 Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей	009.16.СТ-ОМ.004.000
Глава 5 Мастер-план развития систем теплоснабжения муниципального образования город Нижнекамск	009.16.СТ-ОМ.005.000
Глава 6 Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах	009.16.СТ-ОМ.006.000
Глава 7 Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии	009.16.СТ-ОМ.007.000
Глава 8 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей	009.16.СТ-ОМ.008.000
Глава 9 Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения	009.16.СТ-ОМ.009.000
Глава 10 Перспективные топливные балансы	009.16.СТ-ОМ.010.000
Глава 11 Оценка надежности теплоснабжения	009.16.СТ-ОМ.011.000
Глава 12 Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение	009.16.СТ-ОМ.012.000

Наименование документа	ШИФР
Глава 13 Индикаторы развития систем теплоснабжения города Нижнекамска	009.16.СТ-ОМ.013.000
Глава 14 Ценовые (тарифные) последствия	009.16.СТ-ОМ.014.000
Глава 15 Реестр единых теплоснабжающих организаций	009.16.СТ-ОМ.015.000
Глава 16 Реестр проектов схемы теплоснабжения	009.16.СТ-ОМ.016.000
Глава 17 Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения	009.16.СТ-ОМ.017.000
Глава 18 Сводный том изменений, выполненных в актуализированной схеме теплоснабжения	009.16.СТ-ОМ.018.000
Глава 19 Перспективное положение по воздействию систем теплоснабжения на экологию	009.16.СТ-ОМ.019.000

Оглавление

1	Описание существующего положения для разработки сценариев развития	14
1.1	Общие положения	14
1.2	Решения по строительству генерирующих мощностей с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии, утвержденных в региональных схемах и программах перспективного развития электроэнергетики	15
1.3	Анализ загрузки Нижнекамских ТЭЦ в составе энергосистемы Республики Татарстан	17
2	Описание итогов реализации решений утверждённой схемы теплоснабжения	20
3	Варианты перспективного распределения отпуска тепловой энергии между источниками тепловой энергии	23
3.1	Существующее положение	29
3.2	Оценка перспективных зон строительства	39
3.3	Оценка технической возможности подключения первой группы перспективных потребителей	43
3.4	Оценка гидравлических режимов после подключения первой группы перспективных потребителей	71
3.5	Оценка перспективных балансов источников тепловой энергии после подключения первой группы перспективных потребителей	86
3.6	Расчет радиуса эффективного теплоснабжения для первой группы потребителей	95
3.7	Оценка зон перспективного строительства потребителей второй группы	96
3.8	Оценка гидравлических режимов после подключения второй группы перспективных потребителей	107
3.9	Оценка перспективных балансов источников тепловой энергии после подключения всех перспективных потребителей	124
3.10	Расчет радиуса эффективного теплоснабжения для второй группы потребителей	132
3.11	Оценка тарифных последствий	133

3.11.1	Выбор сценария развития системы теплоснабжения города Нижекамска.....	136
3.12	Предложения по снижению потерь в системе теплоснабжения	138
3.12.1	Предпосылки к реализации мероприятий по снижению потерь	138
3.12.2	Предлагаемые мероприятия по снижению потерь.....	145
4	Анализ изменений в мастер-плане схемы теплоснабжения	177

Перечень таблиц

Табл. 1.1 - Баланс электрической энергии Республики Татарстан за период 2016-2021г.....	18
Табл.1.2 – Структура баланса мощности Нижнекамских ТЭЦ.....	18
Табл.1.3 - Структура изменения электрической мощности Нижнекамских ТЭЦ	18
Табл.1.4 - Прогноз динамики выработки и потребления электрической мощности	19
Табл. 2.1. Перспективный баланс в системе теплоснабжения ЕТО-1, предусмотренный утвержденной схемой теплоснабжения	22
Табл. 3.1. Сравнение перспективы по утвержденной схеме теплоснабжения и Генеральному плану до 2040 года.....	25
Табл. 3.2. Баланс тепловой мощности филиала АО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1) за 2017-2021 годы	29
Табл. 3.3. Баланс тепловой мощности ООО «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-2) за 2017-2021 годы.....	31
Табл. 3.4. Общий прирост тепловой нагрузки на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение в проектируемых и сносимых жилых и общественно-деловых зданиях и строениях на период актуализации схемы теплоснабжения.....	40
Табл. 3.5. Прирост тепловой нагрузки микрорайонов 6,7,8	44
Табл. 3.6. Объемы нового строительства тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки в микрорайонах 6,7,8	45
Табл. 3.7. Прирост тепловой нагрузки микрорайона В.....	46
Табл. 3.8. Объемы нового строительства тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки микрорайона В ...	47
Табл. 3.9. Прирост тепловой нагрузки микрорайона 15	48
Табл. 3.10. Объемы нового строительства тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки микрорайона 15..	48
Табл. 3.11. Прирост тепловой нагрузки микрорайона 17	49
Табл. 3.12. Объемы нового строительства тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки микрорайона 17..	50
Табл. 3.13. Прирост тепловой нагрузки микрорайонов 22,23,25	51
Табл. 3.14. Объемы нового строительства тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки микрорайонов 22,23,25	51
Табл. 3.15. Прирост тепловой нагрузки микрорайона ОГЦ	52

[illegible]

Табл. 3.41. Перспективная тепловая нагрузка потребителей первой группы, планируемая к подключению к тепловоду М-1	72
Табл. 3.42. Перспективная тепловая нагрузка потребителей первой группы, планируемая к подключению к тепловоду М-2	72
Табл. 3.43. Перспективная тепловая нагрузка потребителей первой группы, планируемая к подключению к тепловоду М-3	74
Табл. 3.44. Объемы реконструкции тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки (подключения новых потребителей тепловой энергии), с увеличением диаметров трубопроводов по тепловоду М-3.....	84
Табл. 3.45. Балансы тепловой мощности источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, системы теплоснабжения ООО «Нижекамская ТЭЦ» в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ЕТО-1 , с учетом подключения нагрузки первой группы потребителей, Гкал/ч	87
Табл. 3.46. Балансы тепловой мощности источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, системы теплоснабжения Филиала АО «ТГК-16» «Нижекамская ТЭЦ» в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ЕТО-1, с учетом подключений тепловой нагрузки первой группы перспективных потребителей. , Гкал/ч	90
Табл. 3.47. Радиус эффективного теплоснабжения для потребителей группы 1 подключаемых к тепловоду М-3.....	95
Табл. 3.50. Прирост тепловой нагрузки микрорайона 48, 50, 52, 60, 61	97
Табл. 3.49. Объемы нового строительства тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки микрорайона 48, 50, 52, 60, 61	98
Табл. 3.50. Прирост тепловой нагрузки микрорайона 33, 35а, 51, 53, 54, 55, 56, 63, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72.....	101
Табл. 3.51. Объемы нового строительства тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки микрорайона 33, 35а, 51, 53, 54, 55, 56, 63, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72.....	105
Табл. 3.52. Объемы реконструкции тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки (подключения новых потребителей тепловой энергии), с увеличением диаметров трубопроводов по тепловоду М-1.....	109
Табл. 3.53. Объемы реконструкции тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки (подключения новых	

потребителей тепловой энергии), с увеличением диаметров трубопроводов по тепловоду М-3.....	117
Табл. 3.54. Балансы тепловой мощности источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, системы теплоснабжения ООО «Нижекамская ТЭЦ» в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ЕТО-1 , с учетом подключения всей перспективной нагрузки потребителей, Гкал/ч.....	125
Табл. 3.55. Балансы тепловой мощности источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, системы теплоснабжения Филиала АО «ТГК-16» «Нижекамская ТЭЦ» в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ЕТО-1 , с учетом подключения всей перспективной нагрузки потребителей, Гкал/ч	127
Табл. 3.56. Радиус эффективного теплоснабжения для потребителей группы 1 подключаемых к тепловоду М-3.....	132
Табл. 3.57. Радиус эффективного теплоснабжения для потребителей группы 1 подключаемых к тепловоду М-1.....	132
Табл. 3.58. Расчет тарифа для конечного потребителя АО «Татэнерго» при реализации выбранного сценария распределения нагрузок (без учета НДС)	133
Табл. 3.59. Перспективная тепловая нагрузка, подключаемая к тепловоду М-1.....	137
Табл. 3.60. Перспективная тепловая нагрузка, подключаемая к тепловоду М-2.....	137
Табл. 3.61. Перспективная тепловая нагрузка, подключаемая к тепловоду М-3.....	137
Табл. 3.62. Потери тепловой энергии в тепловых сетях филиала АО «Татэнерго» - Нижекамские тепловые сети, Гкал	138
Табл. 3.63. Потери тепловой энергии в тепловых сетях АО «ВКиЭХ»	139
Табл. 3.64. Прогнозный баланс тепловой энергии	140
Табл. 3.65. Расчет потерь в сетях горячей воды по фактическим данным за 2021 год, тыс. Гкал.....	144
Табл. 3.66. Норматив затрат тепловой энергии на приготовление 1м ³ горячей воды.....	145
Табл. 3.67. Анализ затрат АО «ВКиЭХ» на приготовление и поставку ГВС	145
Табл. 3.68. Проект по переходу на ИТП.....	146

Табл. 3.69. Инвестиционный план реализации проекта по переходу на ИТП.....	175
Табл. 3.70. Расчет эффективности проекта по переходу на ИТП	175

Перечень рисунков

Рис. 1.1. Прогнозные значения показателей режима потребления электрической энергии ЕЭС России	16
Рис.1.2 - Прогнозные значения потребления электрической энергии и собственного максимума потребления мощности ОЭС Средней Волги	16
Рис. 2.1. Сложившееся распределение отпуска тепловой энергии от Нижнекамских ТЭЦ	20
Рис. 2.2. Фактически сложившееся в 2020 году распределение отпуска тепловой энергии.....	21
Рис. 2.3. Фактически сложившееся в 2021 году распределение отпуска тепловой энергии.....	21
Рис. 3.1. Сравнение перспективных приростов площадей застройки по утвержденной схеме теплоснабжения и по Генеральному плану, тыс. кв. м. ..	27
Рис. 3.2. Сравнение перспективных приростов тепловых нагрузок по утвержденной схеме теплоснабжения и по Генеральному плану, Гкал/ч	27
Рис. 3.3. Пьезометрический график тепловода М-1 до подключения перспективной нагрузки	33
Рис. 3.4. Путь построения пьезометрического графика тепловода М-1	34
Рис. 3.5. Пьезометрический график тепловода М-2 до подключения перспективной нагрузки	35
Рис. 3.6. Путь построения пьезометрического графика тепловода М-2	36
Рис. 3.7. Пьезометрический график тепловода М-3 до подключения перспективной нагрузки	37
Рис. 3.8. Путь построения пьезометрического графика тепловода М-3	38
Рис. 3.9. Перспективные зоны застройки города, с учетом нового Генерального плана (оранжевый цвет).	42
Рис. 3.10. Схема подключения новых потребителей микрорайонов 6,7,8	44
Рис. 3.11. Схема подключения новых потребителей микрорайона В ...	46
Рис. 3.12. Схема подключения новых потребителей микрорайона 15 ..	47
Рис. 3.13. Схема подключения новых потребителей микрорайона 17 ..	49
Рис. 3.14. Схема подключения новых потребителей микрорайонов 22,23,25	50
Рис. 3.15. Схема подключения новых потребителей микрорайона ОГЦ	52
Рис. 3.16. Схема подключения новых потребителей микрорайона 27 ..	53
Рис. 3.17. Схема подключения новых потребителей микрорайона 29 ..	55
Рис. 3.18. Схема подключения новых потребителей микрорайона 30 ..	57
Рис. 3.19. Схема подключения новых потребителей микрорайона 31 ..	58

Рис. 3.20. Схема подключения новых потребителей микрорайона 34..	60
Рис. 3.21. Схема подключения новых потребителей микрорайона 35..	61
Рис. 3.22. Схема подключения новых потребителей микрорайона 45..	63
Рис. 3.23. Схема подключения новых потребителей микрорайона 47..	64
Рис. 3.24. Схема подключения новых потребителей микрорайона 49..	66
Рис. 3.25. Схема подключения новых потребителей микрорайона 57..	67
Рис. 3.26. Схема подключения новых потребителей микрорайона 58..	69
Рис. 3.27. Схема подключения новых потребителей микрорайона 59..	70
Рис. 3.28. Путь для расчета гидравлических режимов работы тепловода М-2	77
Рис. 3.29. Пьезометрический график работы тепловода М-2 после подключения перспективной нагрузки 2022-2026 годов.....	78
Рис. 3.30. Пьезометрический график работы тепловода М-2 после подключения перспективной нагрузки 2027-2031 годов.....	79
Рис. 3.31. Пьезометрический график работы тепловода М-2 после подключения перспективной нагрузки 2031-2040 годов.....	80
Рис. 3.32. Пьезометрический график работы тепловода М-3 после подключения перспективной нагрузки	82
Рис. 3.33. Путь для расчета гидравлических режимов работы тепловода М-3	83
Рис. 3.34. Пьезометрический график работы тепловода М-3 после подключения перспективной нагрузки и увеличения диаметров трубопроводов	85
Рис. 3.35. Зоны перспективной застройки микрорайонов 48,50,52, 60, 61	96
Рис. 3.36. Схема подключения перспективной застройки микрорайонов 48,50,52, 60, 61	99
Рис. 3.37. Зоны перспективной застройки микрорайонов 33, 35а, 51, 53, 54, 55, 56, 63, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72.....	100
Рис. 3.38. Схема подключения перспективной застройки микрорайонов 33, 35а, 51, 53, 54, 55, 56, 63, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72.....	106
Рис. 3.39. Путь для расчета гидравлических режимов работы тепловода М-1	108
Рис. 3.40. Пьезометрический график работы тепловода М-1 после подключения перспективной нагрузки 2022-2026 годов.....	110
Рис. 3.41. Пьезометрический график работы тепловода М-1 после подключения перспективной нагрузки 2022-2026 годов и увеличения диаметров трубопроводов	111

Рис. 3.42. Пьезометрический график работы тепловода М-1 после подключения перспективной нагрузки 2027-2031 годов.....	112
Рис. 3.43. Пьезометрический график работы тепловода М-1 после подключения перспективной нагрузки 2027-2031 годов и увеличения диаметров трубопроводов	113
Рис. 3.44. Пьезометрический график работы тепловода М-1 после подключения всей перспективной нагрузки	114
Рис. 3.45. Пьезометрический график работы тепловода М-1 после подключения все перспективной нагрузки и увеличения диаметров трубопроводов	115
Рис. 3.46. Путь для расчета гидравлических режимов работы тепловода М-3	116
Рис. 3.47. Пьезометрический график работы тепловода М-3 после подключения перспективной нагрузки 2022-2026 годов.....	118
Рис. 3.48. Пьезометрический график работы тепловода М-3 после подключения перспективной нагрузки 2022-2026 годов и увеличения диметров тепловых сетей	119
Рис. 3.49. Пьезометрический график работы тепловода М-3 после подключения перспективной нагрузки 2027-2031 годов.....	120
Рис. 3.50. Пьезометрический график работы тепловода М-3 после подключения перспективной нагрузки 2027-2031 годов и увеличения диметров тепловых сетей	121
Рис. 3.51. Пьезометрический график работы тепловода М-3 после подключения всей перспективной нагрузки	122
Рис. 3.52. Пьезометрический график работы тепловода М-3 после подключения всей перспективной нагрузки и увеличения диметров тепловых сетей.....	123
Рис. 3.53. Прогноз тарифа для конечного потребителя	135
Рис. 3.54. Потери в системе теплоснабжения города за 2021 год (зона действия ЕТО-1)	138

1 Описание существующего положения для разработки сценариев развития

1.1 Общие положения

Мастер-план в схеме теплоснабжения выполняется в соответствии с Требованиями к схемам теплоснабжения (ПП РФ № 154 от 22.02.2012) для формирования нескольких вариантов развития системы теплоснабжения г. Нижнекамск, из которых будет отобран рекомендуемый вариант развития системы теплоснабжения.

Мастер-план разработан с учетом утвержденной Схемы теплоснабжения г. Нижнекамск по 2034г. (актуализация на 2022 год). Настоящая актуализация схемы теплоснабжения произведена с учетом проекта Генерального плана г. Нижнекамск. Расчетный срок действия Генерального плана до 2040 года.

Мастер-план схемы теплоснабжения предназначен для описания, обоснования отбора и представления заказчику нескольких вариантов ее реализации, из которых будет выбран рекомендуемый вариант. Выбор рекомендуемого варианта выполняется на основе технико-экономического сравнения вариантов перспективного развития системы теплоснабжения.

Каждый вариант развития системы теплоснабжения должен обеспечивать покрытие перспективного спроса на тепловую мощность.

Мастер-план при рассмотрении нескольких вариантов развития основывается на:

1) Решениях по строительству генерирующих мощностей с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии, утвержденных в региональных схемах и программах перспективного развития электроэнергетики, разработанных в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»;

2) Решениях «Схемы и программы развития электроэнергетики Республики Татарстан на 2021г с перспективой по 2026год»

3) Решениях о теплофикационных турбоагрегатах, не прошедших конкурентный отбор мощности в соответствии с постановлением Правительства РФ от 04.05.2012 г. №437 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства РФ по вопросам функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности»;

4) Решениях по строительству объектов с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии, утвержденных в соответствии с договорами поставки мощности.

5) Решениях по строительству объектов генерации тепловой энергии, утвержденных в программах газификации поселение, городских округов.

В настоящем мастер-плане рассматриваются следующие вопросы развития системы теплоснабжения города Нижнекамск:

- сравнение вариантов распределения отпусков тепловой энергии, с учетом перспективы застройки, предусмотренной Генеральным планом города до 2040 года;

- распределение потерь тепловой энергии в сетях АО «Татэнерго» и АО «ВКиЭХ»;

- оценка целесообразности перевода централизованной системы горячего водоснабжения от ЦТП на ИТП у потребителей.

1.2 Решения по строительству генерирующих мощностей с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии, утвержденных в региональных схемах и программах перспективного развития электроэнергетики

Фактические показатели потребления электрической энергии в 2021 году определяются сложившейся динамикой основных показателей социально-экономического развития страны. Объем потребления электрической энергии по ЕЭС России в целом в 2021 году составил 1090,4 млрд кВт·ч, что на 5,5% выше аналогичного показателя 2020 года.

Прогноз сформирован в рамках основных параметров обновленного макроэкономического прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2022 год и на плановый период 2023 и 2024 годов, разработанного Министерством экономического развития Российской Федерации.

Величина спроса на электрическую энергию по ЕЭС России к концу прогнозного периода оценивается в размере 1 176, 6 млрд. кВтч, что больше фактического объема потребления электрической энергии 2021 года на 86,2 млрд.кВтч (7,3%). Информация по прогнозу потребления электрической энергии в период 2020-2028 по годам представлена на Рис.1.1.

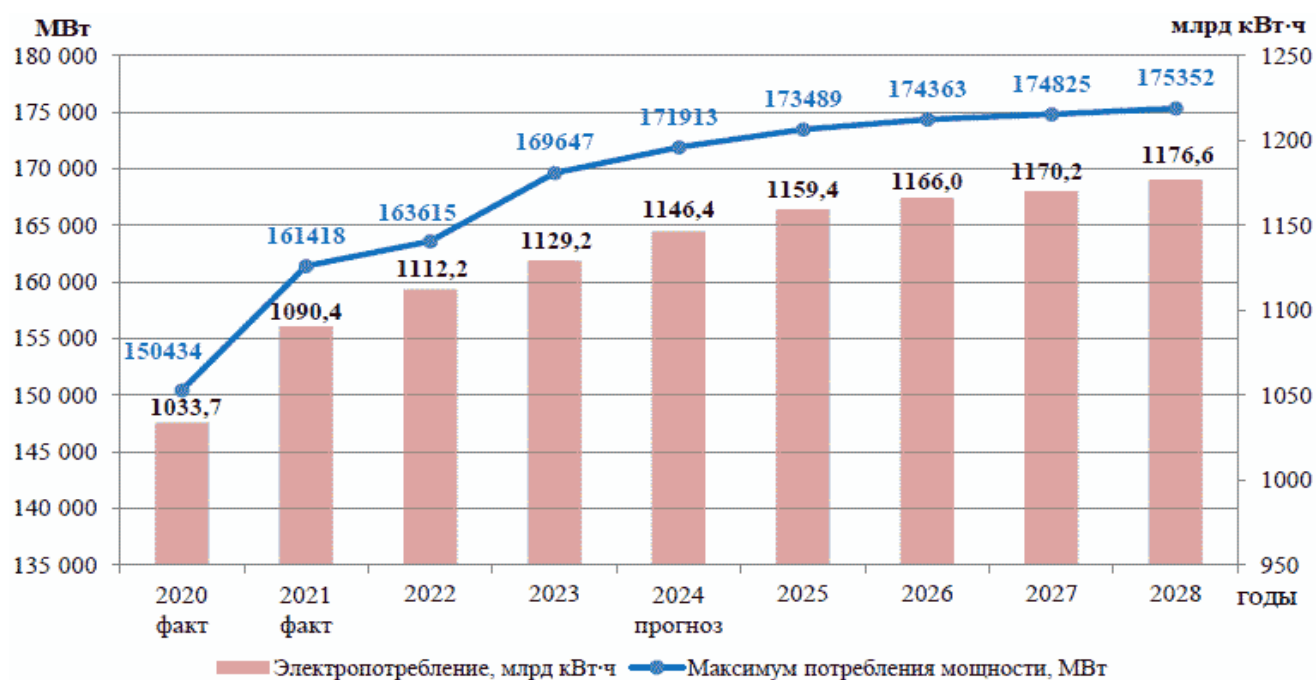


Рис. 1.1. Прогнозные значения показателей режима потребления электрической энергии ЕЭС России

Объем потребления электрической энергии по ОЭС Средней Волги в 2021 году составил 111,4 млрд кВт·ч, что на 6,6% выше уровня предыдущего года. В 2028 году объем спроса на электрическую энергию в ОЭС Средней Волги прогнозируется на уровне 117,0 млрд кВт·ч (Рис. 1.2). Среднегодовой темп прироста спроса на электрическую энергию за период 2022 - 2028 годов составит 0,7%.

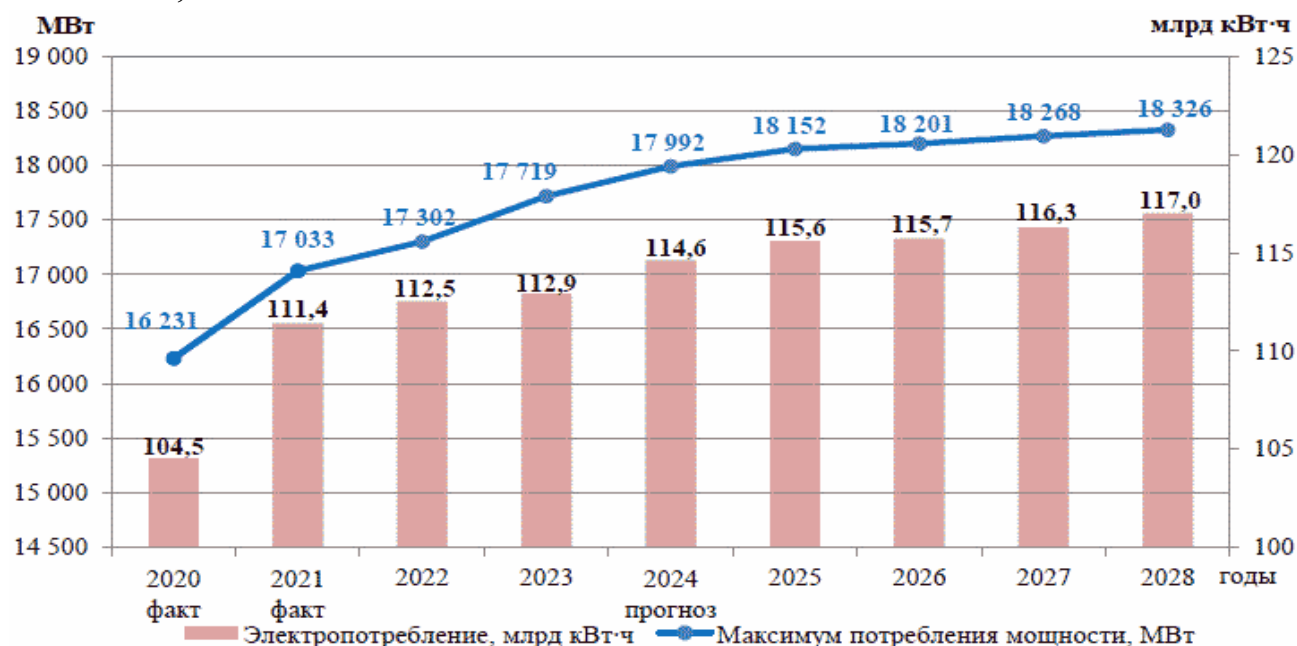


Рис.1.2 - Прогнозные значения потребления электрической энергии и собственного максимума потребления мощности ОЭС Средней Волги

Собственный максимум потребления мощности в 2021 году достиг величины 17033 МВт. В 2022 году собственный максимум потребления мощности составит 17302 МВт. К 2028 году он увеличится до 18326 МВт при среднегодовом темпе прироста за 2022 - 2028 годы - 1,1%.

На долю четырех крупных энергосистем ОЭС Средней Волги - энергосистемы Республики Татарстан, Самарской, Нижегородской и Саратовской областей к концу рассматриваемого периода будет приходиться 80,7% суммарного потребления электрической энергии ОЭС (при 80,3% в 2021 году).

Энергосистема Республики Татарстан является крупнейшей энергосистемой ОЭС Средней Волги. Объем спроса на электрическую энергию в 2028 году прогнозируется на уровне 34,5 млрд кВт·ч при объеме потребления в 2021 году - 31,9 млрд кВт·ч, со среднегодовым темпом прироста за период 2022 - 2028 годов 1,1%.

В 2028 году прогнозируемый уровень потребления электрической энергии по энергосистеме Республики Татарстан превысит уровень 2021 года на 8,2%.

Решения по строительству генерирующих объектов с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии, указанных в утвержденных в региональных схемах и программах перспективного развития электроэнергетики, разработанных в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 г. N 823 "О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики" на территории города Нижнекамск отсутствуют.

Решения о теплофикационных турбоагрегатах, не прошедших конкурентный отбор мощности в соответствии с постановлением Правительства РФ от 04.05.2012 г. №437 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства РФ по вопросам функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности» на территории города Нижнекамск отсутствуют.

1.3 Анализ загрузки Нижнекамских ТЭЦ в составе энергосистемы Республики Татарстан

В целях определения текущего уровня обеспечения электрической энергией и мощностью потребности Республики Татарстан и города Нижнекамск рассмотрен баланс электрической энергии за период 2016-2021гг.

Табл. 1.1 - Баланс электрической энергии Республики Татарстан за период 2016-2021г

Баланс электрической энергии	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
Потребление, млрд кВт*ч	28,43	28,99	30,19	30,59	29,08	31,9
Выработка, млрд кВт*ч	21,74	21,65	27,24	28,88	23,78	26,9
Сальдо-перетоков (дефицит (+)/профицит (-), млрд кВт*ч	6,69	7,34	2,95	1,71	5,30	5,00

В Табл.1.2. представлена структура баланса мощности Нижнекамских ТЭЦ в составе энергосистемы Республики Татарстан за период 2021-2026 годов.

Табл.1.2 – Структура баланса мощности Нижнекамских ТЭЦ

Наименование электростанции	2021г.	2022г.	2023г.	2024г.	2025г.	2026г.
Установленная мощность, МВт						
Нижнекамская ТЭЦ-1	880	880	880	880	882	882
Нижнекамская ТЭЦ-2	724	724	724	744	744	744

Перечень планируемых к вводу, выводу из эксплуатации, перемаркировке генерирующих мощностей на электростанциях г. Нижнекамск включает в себя:

АО «ТГК-16» (Нижнекамская ТЭЦ-1):

- перемаркировка турбины ТГ-3 Р-100-130/15 с увеличением мощности на 2 МВт в 2025 году. Данное мероприятие включено в утвержденную схему и программу развития Единой энергетической системы России на 2021–2027 годы;

ООО «Нижнекамская ТЭЦ» (Нижнекамская ТЭЦ-2):

- вывод из эксплуатации ТГ-1 ПТ-135/165-130/15 мощностью 135 МВт в 2024 году. Данное мероприятие включено в утвержденную схему и программу развития Единой энергетической системы России на 2021–2027 годы;

- ввод в эксплуатацию ГТЭ-155 установленной мощностью 155 МВт в 2024 году. Данное мероприятие включено в утвержденную схему и программу развития Единой энергетической системы России на 2021–2027 годы

Табл.1.3 - Структура изменения электрической мощности Нижнекамских ТЭЦ

	2021	2022	2023г.	2024г.	2025г.	2026г.
Ввод мощности, МВт						
Нижнекамская ТЭЦ-2	-	-	-	155	-	-
Вывод мощности, МВт						
Нижнекамская ТЭЦ-2	-	-	-	135	-	-
Перемаркировка, МВт						
Нижнекамская ТЭЦ-1	-	-	-	-	2	-

В перспективе до 2026 года по Республике Татарстан и по Нижнекамскому энергорайону согласно прогнозу динамики выработки и потребления, указанные в Табл.1.4, ожидается профицит выработки над потреблением.

Табл.1.4 - Прогноз динамики выработки и потребления электрической мощности

Наименование	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.
Энергосистема Республики Татарстан					
Потребление, млн кВт*ч	31208,7	31458,5	31773,9	32250,5	32585,9
Выработка, млн кВт*ч	32670,03	32376,19	33002,19	37615,83	39428,83
Сальдо-перетоков (дефицит (+)/профицит (-), млн кВт*ч	-1461,33	-917,69	-1228,29	-5365,33	-6842,93
Нижнекамский энергорайон					
Потребление, млн кВт*ч	12879,92	12983,01	13113,18	13309,87	13448,3
Выработка, млн кВт*ч	14159,11	14565,62	14823,98	15300,65	16048,88
Сальдо-перетоков (дефицит (+)/профицит (-), млн кВт*ч	-1279,19	-1582,61	-1710,8	-1990,78	-2600,58

Данное обстоятельство является следствием комплекса мероприятий по увеличению установленной электрической мощности ТЭЦ в республике Татарстан и ведет к снижению зависимости республики от поставок электроэнергии из соседних регионов. На ближайшую перспективу планируется динамика снижения сальдо перетоков электроэнергии при ежегодном увеличении потребности в электроэнергии.

2 Описание итогов реализации решений утверждённой схемы теплоснабжения

Утвержденной схемой теплоснабжения города Нижнекамск (актуализация на 2022 год) предусматривалось перераспределение отпуска тепловой энергии на нужды «городских потребителей» в сети АО «Татэнерго» от филиала АО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1) и коллекторов ООО «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-2). До 2021 года отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ осуществлялся в пропорции 60/40, где 60% тепловой энергии поставляется с коллекторов филиала АО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1) (Рис.2.1.-2.2.).

Утвержденной в 2021 году схемой теплоснабжения на основании анализа ценовых последствий для конечного потребителя, в соответствии с условиями, при которых перераспределение отпуска тепловой энергии не приводит к нарушению надежности теплоснабжения, был выбран сценарий №2 развития системы теплоснабжения города - с перераспределением нагрузок между станциями в сторону увеличения отпуска от ООО «Нижнекамская ТЭЦ». На 2021 и последующие годы рекомендовано распределение нагрузок в пропорции 50/50.

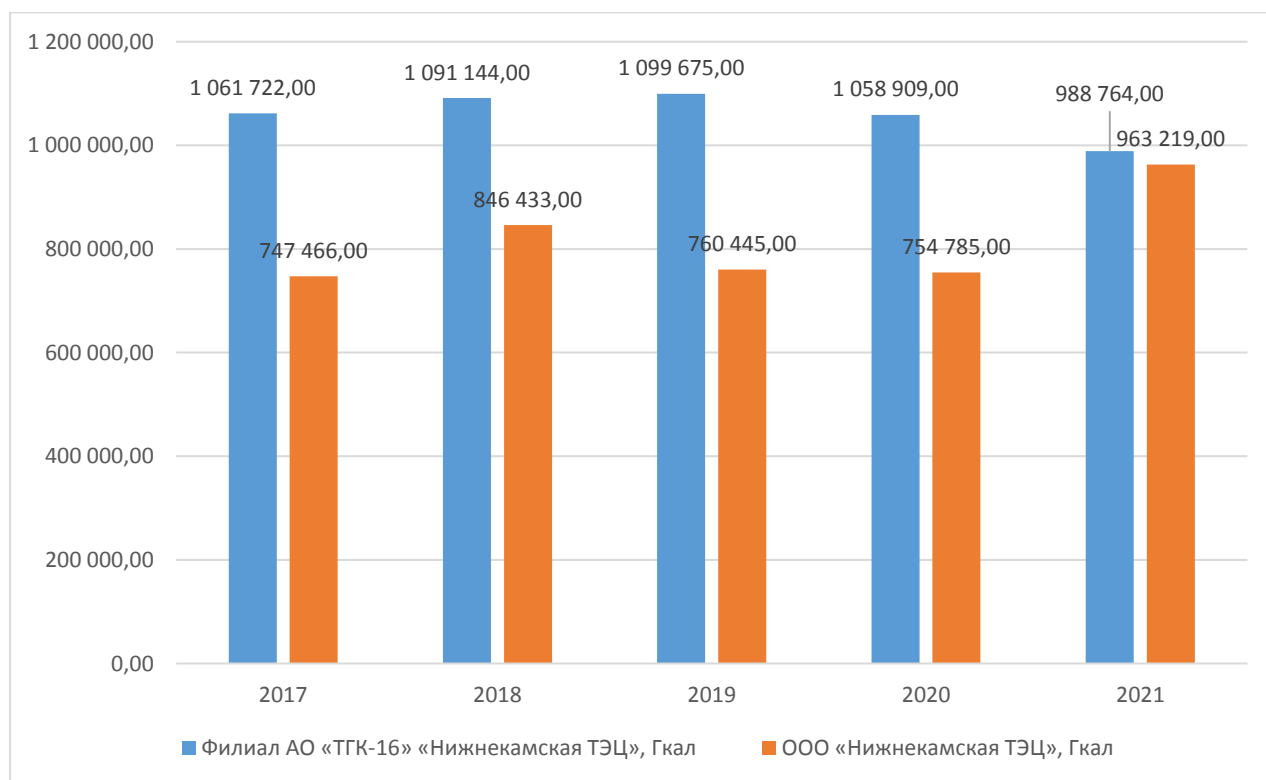


Рис. 2.1. Сложившееся распределение отпуска тепловой энергии от Нижнекамских ТЭЦ

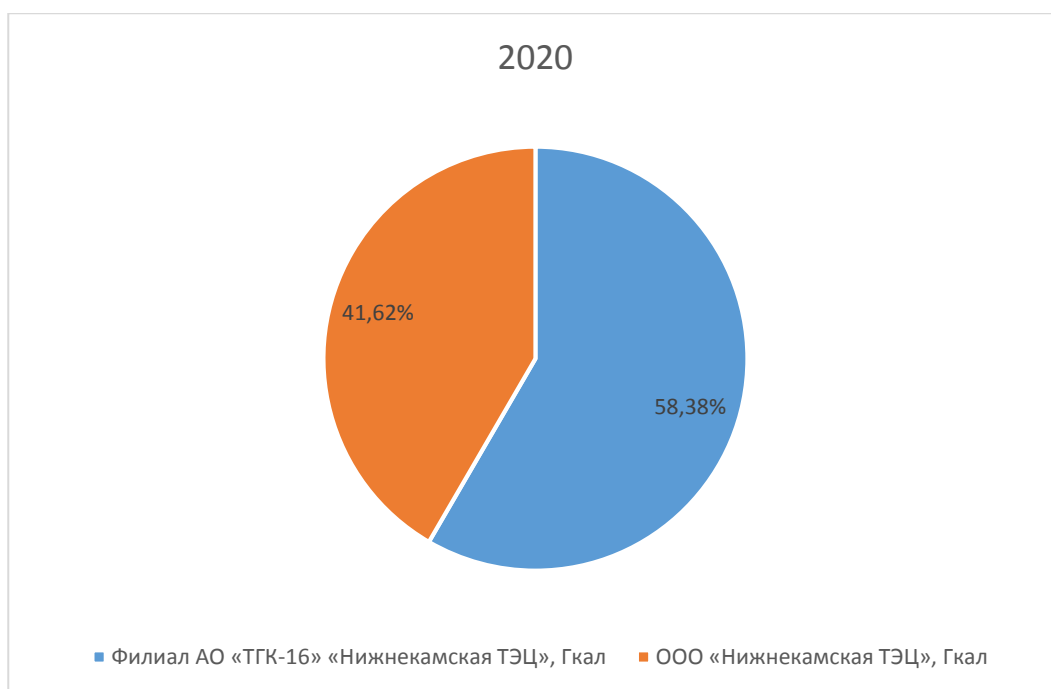


Рис. 2.2. Фактически сложившееся в 2020 году распределение отпуска тепловой энергии

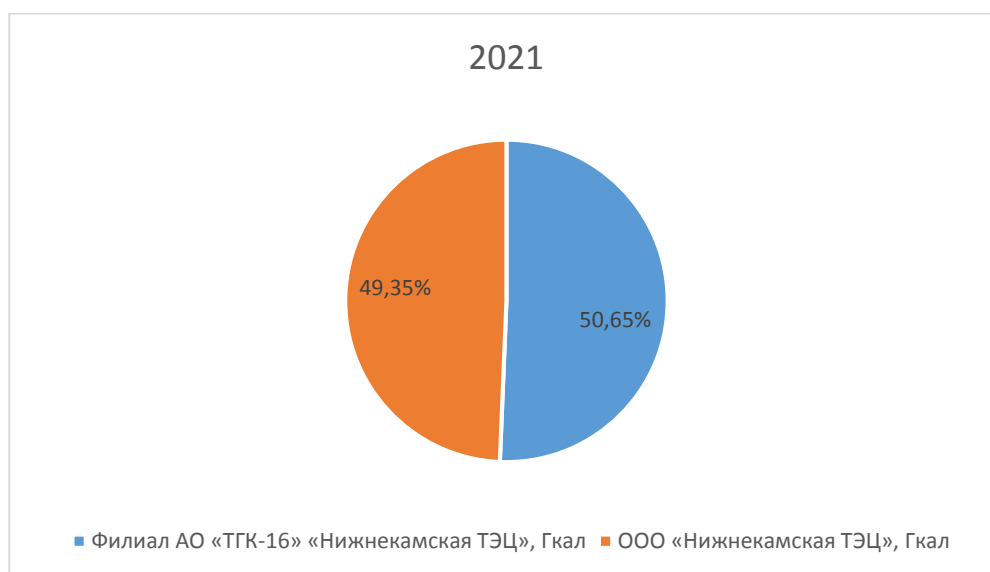


Рис. 2.3. Фактически сложившееся в 2021 году распределение отпуска тепловой энергии

Как видно из приведенных на Рис.2.1-2.3. фактических данных в 2021 году фактически выполнено решение утвержденной схемы теплоснабжения о переходе распределению отпуска тепловой энергии в пропорции 50/50.

В таблице 2.1. приведено распределение отпуска тепловой энергии на перспективный период до 2034 году, утвержденное предыдущей актуализацией схемы теплоснабжения.

Табл. 2.1. Перспективный баланс в системе теплоснабжения ЕТО-1, предусмотренный утверждённой схемой теплоснабжения

№	Наименование показателя	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1.	Покупка АО "Татэнерго", в т.ч.	1 825 016	1 870 464	1 872 201	1 873 734	1 875 426	1 877 149	1 878 697	1 880 457	1 882 358	1 884 089	1 885 832	1 887 351	1 889 399	1 890 957
1.1	филиал АО «ТГК-16» «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-1)	912 508	935 232	936 100	936 867	937 713	938 575	939 348	940 228	941 179	942 044	942 916	943 675	944 699	945 478
1.2	ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2)	912 508	935 232	936 100	936 867	937 713	938 575	939 348	940 228	941 179	942 044	942 916	943 675	944 699	945 478
2.	Потери в сетях филиала АО "Татэнерго" НКТС	178 261	185 276	185 276	185 276	185 276	185 276	185 276	185 276	185 276	185 276	185 276	185 276	185 276	185 276
3.	Полезный отпуск АО "Татэнерго" от сетей НКТС	38 256	36 368	36 368	36 368	36 368	36 368	36 368	36 368	36 368	36 368	36 368	36 368	36 368	36 368
4.	Отпуск в ЦТП АО "ВКиЭХ"	1 608 499	1 648 820	1 650 556	1 652 090	1 653 782	1 655 505	1 657 052	1 658 813	1 660 714	1 662 445	1 664 188	1 665 707	1 667 755	1 669 312
5.	Потери в сетях АО "ВКиЭХ"	222 441	294 263	294 263	294 263	294 263	294 263	294 263	294 263	294 263	294 263	294 263	294 263	294 263	294 263
5.1.	в том числе сети отопления	156 650	219 832	219 832	219 832	219 832	219 832	219 832	219 832	219 832	219 832	219 832	219 832	219 832	219 832
6.	Полезный отпуск потребителям по сетям АО "ВКиЭХ"	1 451 849	1 428 988	1 430 724	1 432 258	1 433 950	1 435 673	1 437 220	1 438 981	1 440 882	1 442 613	1 444 356	1 445 875	1 447 923	1 449 480
6.1.	Полезный отпуск потребителям АО "Татэнерго" (отопление)	1 134 418	1 112 225	1 113 962	1 115 496	1 117 188	1 118 910	1 120 458	1 122 218	1 124 119	1 125 850	1 127 593	1 129 112	1 131 160	1 132 718
6.2.	Полезный отпуск потребителям АО "ВКиЭХ" (ГВС от ЦТП)	251 640	242 332	242 332	242 332	242 332	242 332	242 332	242 332	242 332	242 332	242 332	242 332	242 332	242 332
6.3.	потери в сетях ГВС АО "ВКиЭХ"	65 791	74 431	74 431	74 431	74 431	74 431	74 431	74 431	74 431	74 431	74 431	74 431	74 431	74 431

3 Варианты перспективного распределения отпуска тепловой энергии между источниками тепловой энергии

Согласно требованиям Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154, Мастер-план развития систем теплоснабжения содержит описание вариантов (не менее двух) перспективного развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения.

Согласно требованиям п. 100 Приказа Минэнерго России от 05.03.2019 № 212 «обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения на основе анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей».

В целом же проект схемы теплоснабжения (проект актуализированной схемы теплоснабжения) разрабатывается с соблюдением следующих принципов:

а) обеспечение безопасности и надежности теплоснабжения потребителей в соответствии с требованиями технических регламентов;

б) обеспечение энергетической эффективности теплоснабжения и потребления тепловой энергии с учетом требований, установленных федеральными законами;

в) обеспечение приоритетного использования комбинированной выработки электрической и тепловой энергии для организации теплоснабжения с учетом экономической обоснованности;

г) соблюдение баланса экономических интересов теплоснабжающих организаций и интересов потребителей;

д) минимизация затрат на теплоснабжение в расчете на единицу тепловой энергии для потребителя в долгосрочной перспективе;

е) обеспечение недискриминационных и стабильных условий осуществления предпринимательской деятельности в сфере теплоснабжения.

Актуализированной на 2023 год схемой теплоснабжения предлагается в качестве вариантов развития системы теплоснабжения рассмотреть вопрос обоснованного подключения перспективных потребителей к тепловым сетям с оценкой затрат и определением радиуса эффективного теплоснабжения.

Варианты рассматриваются с учетом развития системы теплоснабжения города Нижнекамска основанном на проекте Генерального плана город до 2040 года. Генеральный план предполагается утвердить в 2022 году.

Первая очередь Генерального плана имеет горизонт планирования до 2025 года. Расчетный срок действия Генерального плана 2040 год. С учетом того, что на момент разработки схемы теплоснабжения Генеральный план не

утвержден, данная схема, в соответствии с Техническим заданием является актуализацией.

Новый Генеральный план предусматривает значительно большую перспективу жилой и общественно-деловой застройки города, чем это предполагалось утвержденной схемой теплоснабжения. Значительная перспектива заложена по новым кварталам с 61 по 72.

В таблице 3.1. приведено сравнение перспективных показателей в соответствии с утвержденной схемой теплоснабжения и новым Генеральным планом.

Табл. 3.1. Сравнение перспективы по утвержденной схеме теплоснабжения и Генеральному плану до 2040 года.

		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Утвержденная схема теплоснабжения	Ввод в эксплуатацию жилых зданий, тыс. кв. м.	23,80	28,00	22,20	32,10	32,00	21,10	31,20	36,40	30,30	30,80	22,80	41,40	24,30						
	Ввод в эксплуатацию общественно-деловых зданий, тыс. м2	25,8	28,8	26,7	25,6	26,2	27,5	27,8	28,6	27,5	27,6	26,1	29,8	26,3						
	Всего, тыс.кв.м	49,60	56,80	48,90	57,70	58,20	48,60	59,00	65,00	57,80	58,40	48,90	71,20	50,60						
Актуализация на 2023 год, с учетом нового Генерального плана	Ввод в эксплуатацию жилых зданий, тыс. кв. м.	21,47	31,35	49,97	232,44	253,44	268,55	239,15	252,43	252,43	225,01	240,64	255,16	279,52	256,11	250,16	223,61	246,37	199,23	227,96
	Ввод в эксплуатацию общественно-деловых зданий, тыс. м2	69,91	6,36	127,85	122,23	63,70	62,55	61,90	63,65	54,50	63,80	21,02	41,00	17,80	25,90	6,20	20,90	35,17	5,70	41,29
	Всего, тыс.кв.м	91,38	37,71	177,82	354,67	317,14	331,10	301,05	316,08	306,93	288,81	261,66	296,16	297,32	282,01	256,36	244,51	281,54	204,93	269,25

		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Утвержденная схема теплоснабжения	Общий прирост тепловой нагрузки, Гкал/час	3,26	3,69	3,26	3,60	3,66	3,29	3,74	4,04	3,68	3,71	3,23	4,35	3,31						
Актуализация на 2023 год, с учетом нового Генерального плана	Общий прирост тепловой нагрузки, Гкал/час	7,88	3,38	15,39	31,46	28,40	29,67	26,95	28,30	27,52	25,82	23,61	26,62	26,86	25,43	23,22	22,06	25,33	18,55	24,18
Утвержденная схема теплоснабжения	Общий прирост потребления тепловой энергии, тыс. Гкал	8,34	9,49	8,24	9,54	9,67	8,23	9,79	10,73	9,61	9,69	8,21	11,70	8,47						
Актуализация на 2023 год, с учетом нового Генерального плана	Общий прирост потребления тепловой энергии, тыс. Гкал	3,31	6,78	9,39	24,74	34,97	35,86	37,06	35,74	36,21	34,82	32,78	32,34	34,13	33,70	32,09	30,04	30,31	29,36	28,70

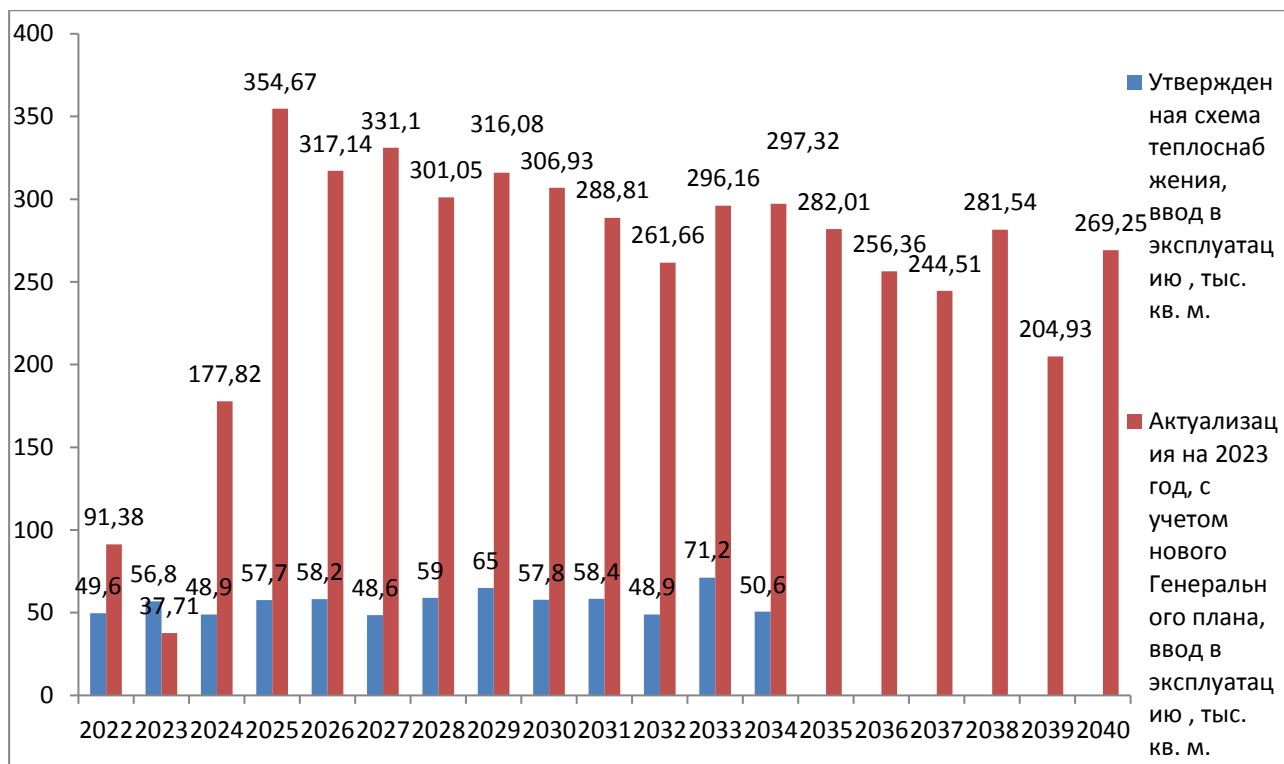


Рис. 3.1. Сравнение перспективных приростов площадей застройки по утвержденной схеме теплоснабжения и по Генеральному плану, тыс. кв. м.

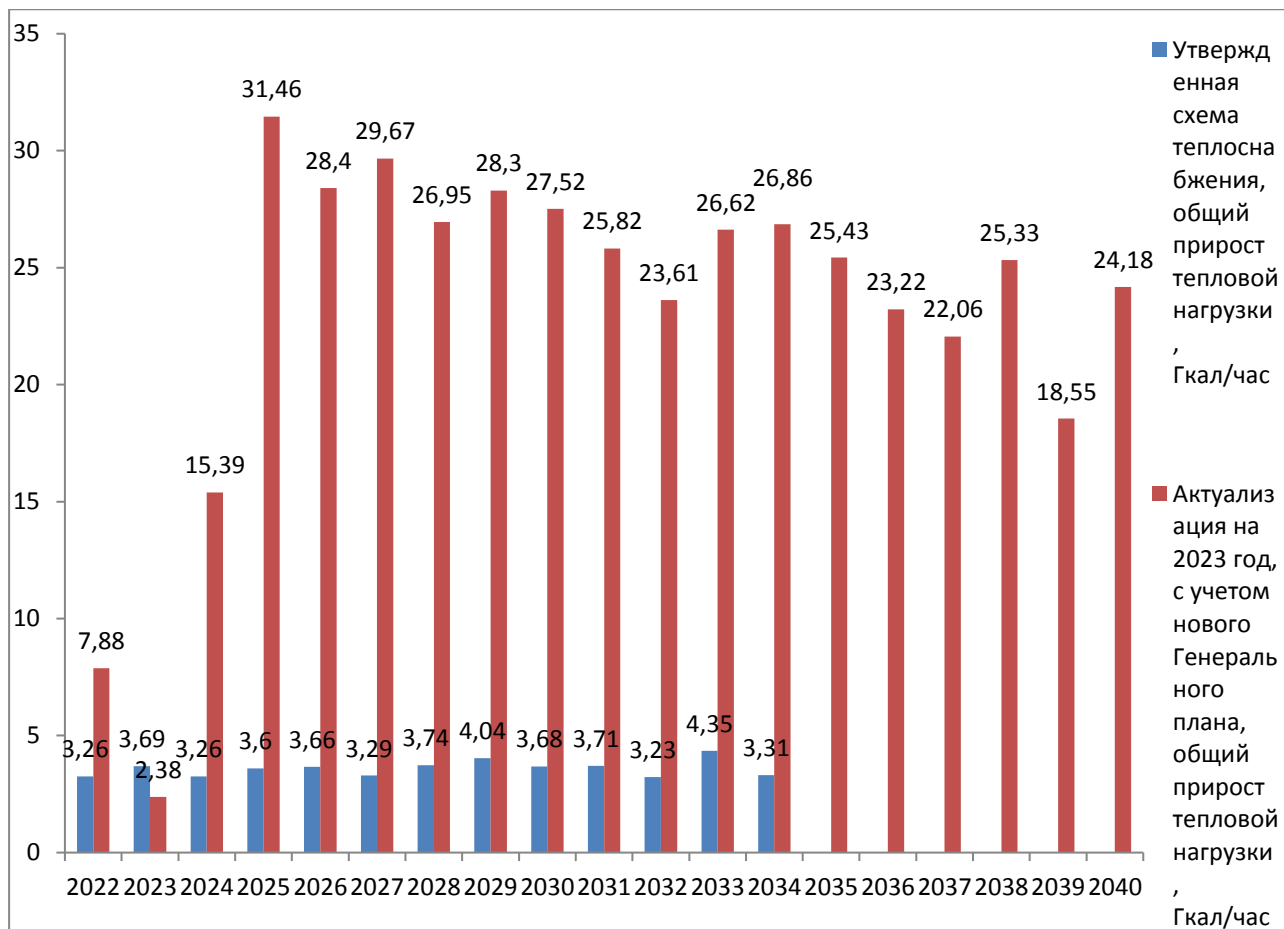


Рис. 3.2. Сравнение перспективных приростов тепловых нагрузок по утвержденной схеме теплоснабжения и по Генеральному плану, Гкал/ч

На рис. 3.1.-3.2. приведено сравнение перспективных приростов нового строительства и приростов тепловых нагрузок в соответствии с утвержденной схемой теплоснабжения и новым Генеральным планом.

Прирост площадей жилой и общественно-деловой застройки на период 2022-2034 года по утвержденной схеме составил 737,7 тыс. м²; за тот же период в соответствии с новым Генеральным планом – 3 377,83 тыс.м². За период 2022-2040 годов прирост площадей в соответствии с Генеральным планом составит 4 916,43 тыс.м².

Прирост тепловой нагрузки за период 2022-2034 годы:

- по утвержденной схеме – 46,82 Гкал/ч;
- в соответствии с Генеральным планом – 301,86 Гкал/ч;

Прирост тепловой нагрузки за период 2022 - 2040 годы, по новому Генеральному плану – 440,63 Гкал/ч.

Прирост потребления тепловой энергии за период 2022-2034 годы:

- по утвержденной схеме – 121,69 тыс. Гкал/год;
- в соответствии с Генеральным планом – 358,12 тыс. Гкал/год;

Прирост потребления тепловой энергии за период 2022 - 2040 годы, по новому Генеральному плану – 542,3 тыс. Гкал/год.

С учетом указанного значительного увеличения перспективы нового строительства основной задачей данного раздела мастер – плана является принятие решения о распределении перспективной тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии, на основании анализа вариантов распределения.

При распределении тепловых нагрузок должны быть выполнены следующие критерии:

1. определены условия, при которых поставка тепловой энергии от различных источников не приводит к нарушению надежности теплоснабжения;
2. распределение нагрузки осуществляется в соответствии с критерием минимальных удельных переменных расходов на производство тепловой энергии, определенных в соответствии с методикой расчета радиуса эффективного теплоснабжения;
3. распределение тепловой нагрузки осуществляется с учетом фактических и перспективных балансов на источниках тепловой энергии.

При анализе вариантов подключения перспективных потребителей и выборе оптимального решения использовался следующий алгоритм.

1. Определение групп микрорайонов, подключение перспективной нагрузки которых оказывает общее влияние на технико-экономические показатели работы источников тепловой энергии и тепловых сетей.

2. Определение зон перспективной застройки, с привязкой к существующим и перспективным зонам действия тепловодов. Анализ вариативности технической возможности подключения к разным тепловодам. Оценка объема капитальных вложений, необходимых для строительства тепловой сети от существующих трубопроводов до зоны перспективной застройки.

3. Анализ результатов гидравлических расчетов тепловых сетей по этапам подключения потребителей. Определение необходимости увеличения диаметров тепловых сетей, в связи с подключением новых потребителей. Оценка необходимых капитальных вложений.

4. По этапам подключения потребителей оценка балансов тепловой мощности источников тепловой энергии, с учетом перспективных нагрузок.

5. Расчет радиусов эффективного теплоснабжения по группам микрорайонов, с учетом объема необходимых капитальных вложений для подключения потребителей.

6. На основании проведенного комплекса расчетов разработка итогового варианта распределения перспективных тепловых нагрузок между тепловодами.

По всему тексту мастер-плана оценка объема необходимых капитальных вложений для подключения новых потребителей произведена на основании Приказа Минстроя России от 28 марта 2022 г. № 205/пр «Об утверждении укрупненных нормативов цены строительства «Укрупненные нормативы цены строительства. НЦС 81-02-13-2022. Наружные тепловые сети».

3.1 Существующее положение

В таблицах 3.2.-3.3. приведены фактически балансы тепловой мощности филиала АО «ТГК-16» «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-1) и ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2) за 2017-2021 годы.

Табл. 3.2. Баланс тепловой мощности филиала АО «ТГК-16» «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-1) за 2017-2021 годы

Наименование показателя	2017	2018	2019	2020	2021
Установленная тепловая мощность, в том числе	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00
отборы паровых турбин, в том числе	2 806,00	2 806,00	2 806,00	2 806,00	2 806,00
производственных показателей	2 193,00	2 193,00	2 193,00	2 193,00	2 193,00

Наименование показателя	2017	2018	2019	2020	2021
теплофикационные	613,00	613,00	613,00	613,00	613,00
РОУ	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00
ПВК	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00
Располагаемая тепловая мощность станции	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,30	0,30	0,30	0,30	0,40
Затраты тепла на собственные нужды станции в паре	14,96	20,58	21,92	27,81	22,31
Потери в тепловых сетях в горячей воде, в том числе	53,48	53,54	53,57	53,01	53,01
Потери в паропроводах	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды ТЭЦ	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	885,81	712,08	712,03	724,21	722,32
Присоединенная непосредственно к коллекторам станции	408,02	247,86	248,46	267,50	276,42
М-1	185,79	180,08	180,67	179,68	173,02
отопление и вентиляция	117,42	112,22	112,80	112,21	104,68
горячее водоснабжение	68,37	67,86	67,86	67,46	68,34
М-2	276,96	268,34	268,26	269,78	265,70
отопление и вентиляция	170,82	163,04	162,67	163,88	159,62
горячее водоснабжение	106,14	105,29	105,59	105,90	106,08
БСИ	15,04	15,80	14,65	7,25	7,19
отопление и вентиляция	15,04	15,80	14,65	7,25	7,19
горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе	871,93	698,63	698,56	710,73	709,16
М-1	180,22	174,68	175,25	174,29	167,83
отопление и вентиляция	113,90	108,85	109,42	108,85	101,54
горячее водоснабжение	66,31	65,83	65,83	65,44	66,29
М-2	268,65	260,29	260,21	261,69	257,73
отопление и вентиляция	165,69	158,15	157,79	158,96	154,83
горячее водоснабжение	102,96	102,14	102,42	102,73	102,90
БСИ	15,04	15,80	14,65	7,25	7,19
отопление и вентиляция	15,04	15,80	14,65	7,25	7,19
горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Наименование показателя	2017	2018	2019	2020	2021
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	1 921,24	2 017,17	2 017,17	2 099,40	2 029,66
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в паре (на коллекторах станции)	1 921,24	2 017,17	2 017,17	2 099,40	2 029,66
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	922,52	994,70	993,41	893,11	970,15
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	936,41	1 008,15	1 006,88	906,59	983,31

По филиалу АО «ТГК-16» «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-1) на 2021 год резерв тепловой мощности (по договорной нагрузке) 970,15 Гкал/ч, в то числе по нагрузке по пару – 341,04 Гкал/ч; по горячей воде – 629,11 Гкал/ч.

Табл. 3.3. Баланс тепловой мощности ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2) за 2017-2021 годы

Наименование показателя	2017	2018	2019	2020	2021
Установленная тепловая мощность, в том числе	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00
отборы паровых турбин, в том числе	1 220,00	1 220,00	1 220,00	1 220,00	1 220,00
производственных показателей	1 000,00	1 000,00	1 000,00	1 000,00	1 000,00
теплофикационные	220,00	220,00	220,00	220,00	220,00
РОУ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ПВК	360,00	360,00	360,00	360,00	360,00
Располагаемая тепловая мощность станции	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,30	0,30	0,30	0,20	0,20
Затраты тепла на собственные нужды станции в паре	14,46	12,79	12,91	18,03	14,42
Потери в тепловых сетях в горячей воде, в том числе	36,70	36,80	37,00	37,10	37,00
М-3	36,70	36,80	37,00	37,10	37,00
Потери в паропроводах	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды ТЭЦ	0,30	0,30	0,30	0,20	0,20
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	418,35	419,59	425,89	443,05	440,30
Присоединенная непосредственно к коллекторам станции	418,35	419,59	425,89	443,05	440,30
отопление и вентиляция	258,68	257,24	260,95	274,45	269,17

Наименование показателя	2017	2018	2019	2020	2021
горячее водоснабжение	159,68	162,36	164,94	168,60	171,13
М-3	418,35	419,59	425,89	443,05	440,30
отопление и вентиляция	258,68	257,24	260,95	274,45	269,17
горячее водоснабжение	159,68	162,36	164,94	168,60	171,13
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе	405,80	407,01	413,12	429,76	427,09
М-3	405,80	407,01	413,12	429,76	427,09
отопление и вентиляция	250,91	249,52	253,12	266,21	261,09
горячее водоснабжение	154,89	157,49	159,99	163,54	166,00
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	414,00	519,00	578,00	614,00	740,00
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в паре (на коллекторах станции)	414,00	519,00	578,00	614,00	740,00
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	732,59	628,02	562,60	504,52	384,88
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	745,14	640,60	575,37	517,81	398,09

По ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2) на 2021 год резерв тепловой мощности (по договорной нагрузке) 384,88 Гкал/ч, в то числе по нагрузке по пару –245,58 Гкал/ч; по горячей воде –139,30 Гкал/ч.

На Рис.3.3. – 3.8 представлены пьезометрические графики работы тепловодов до подключения перспективной нагрузки (ситуация на начало 2022 года) и пути построения пьезометрических графиков.

Пьезометрический график от «Тепловод-1» до «УУ-2 ж.д.25»

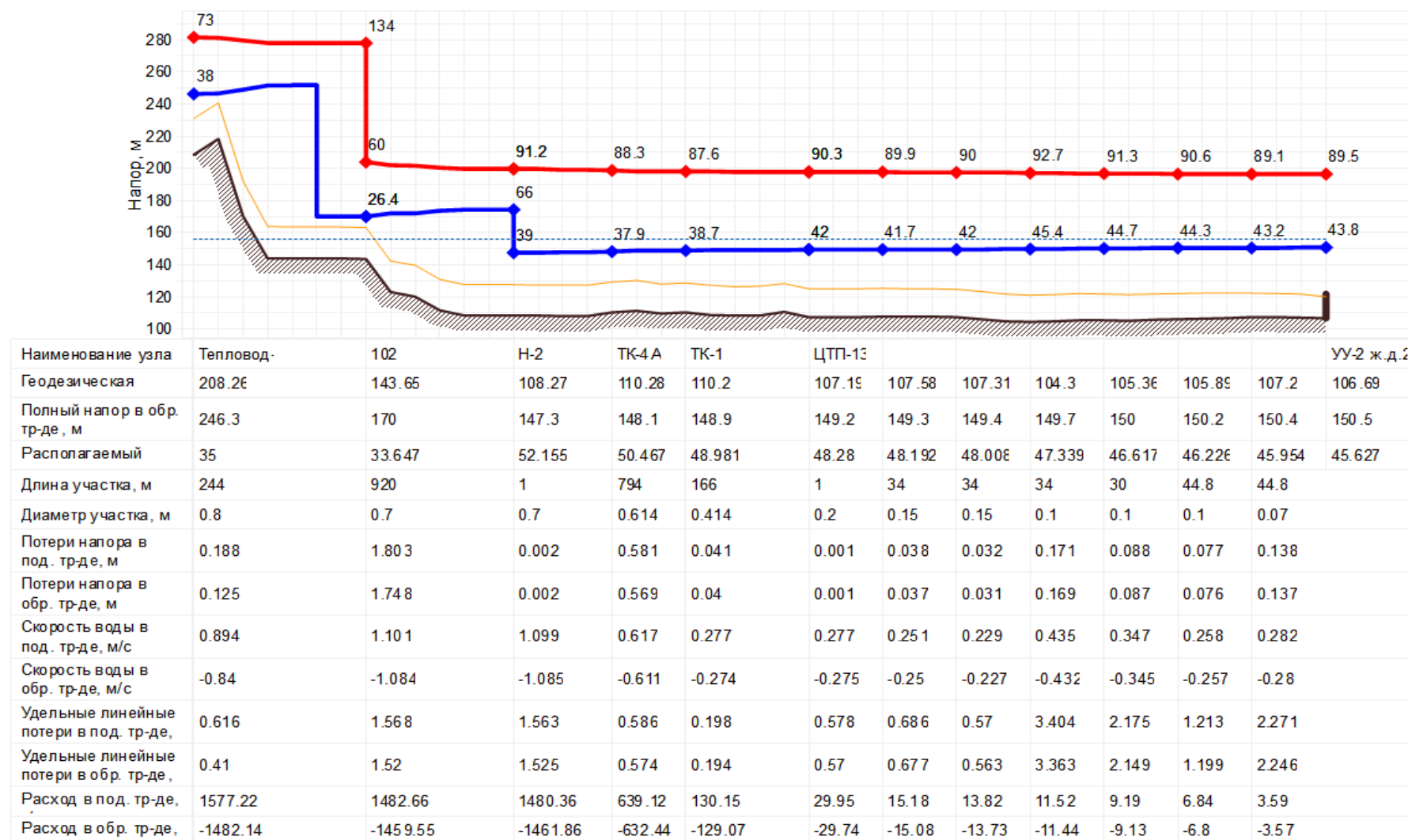


Рис. 3.3. Пьезометрический график тепловода М-1 до подключения перспективной нагрузки

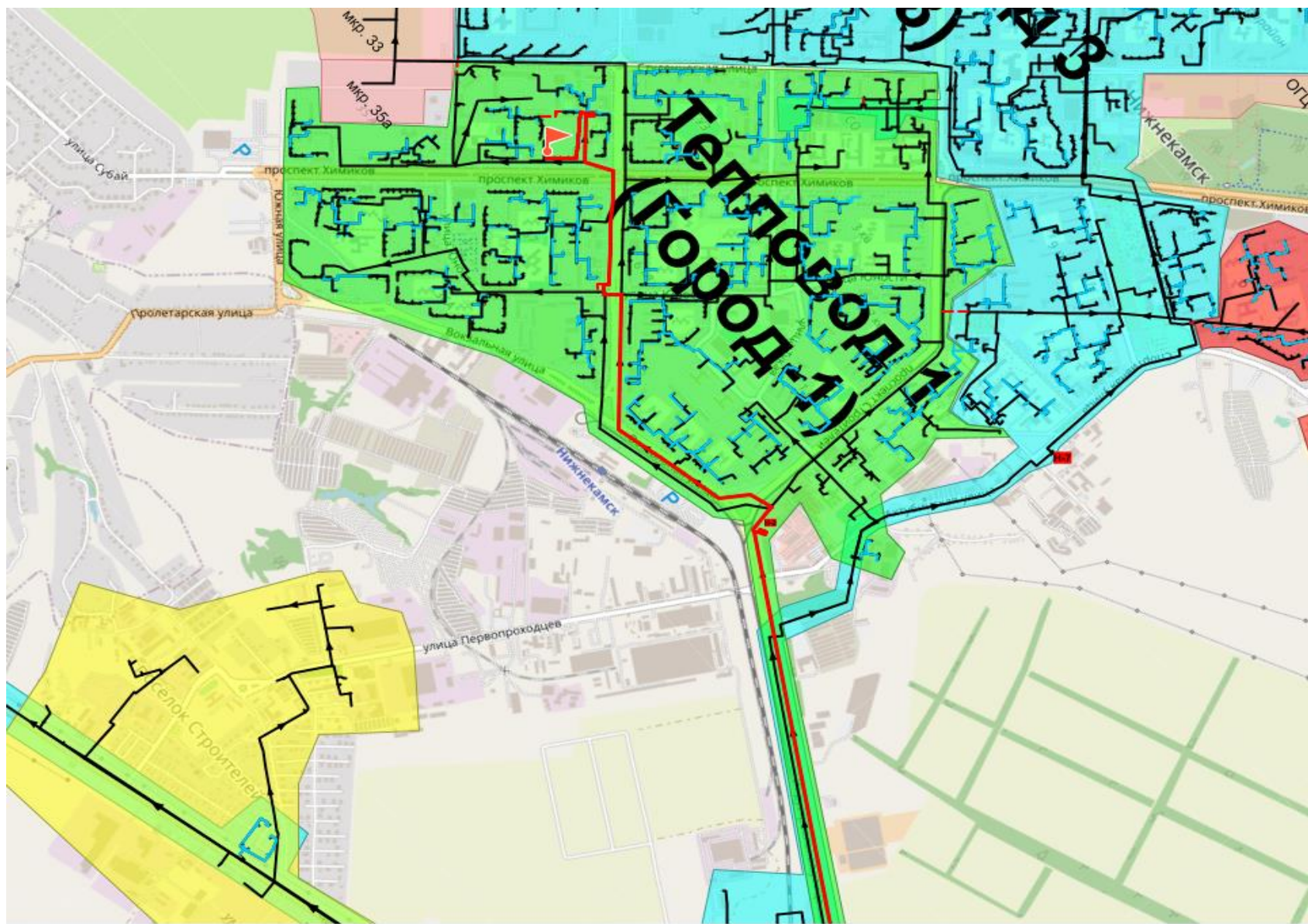


Рис. 3.4. Путь построения пьезометрического графика тепловода М-1

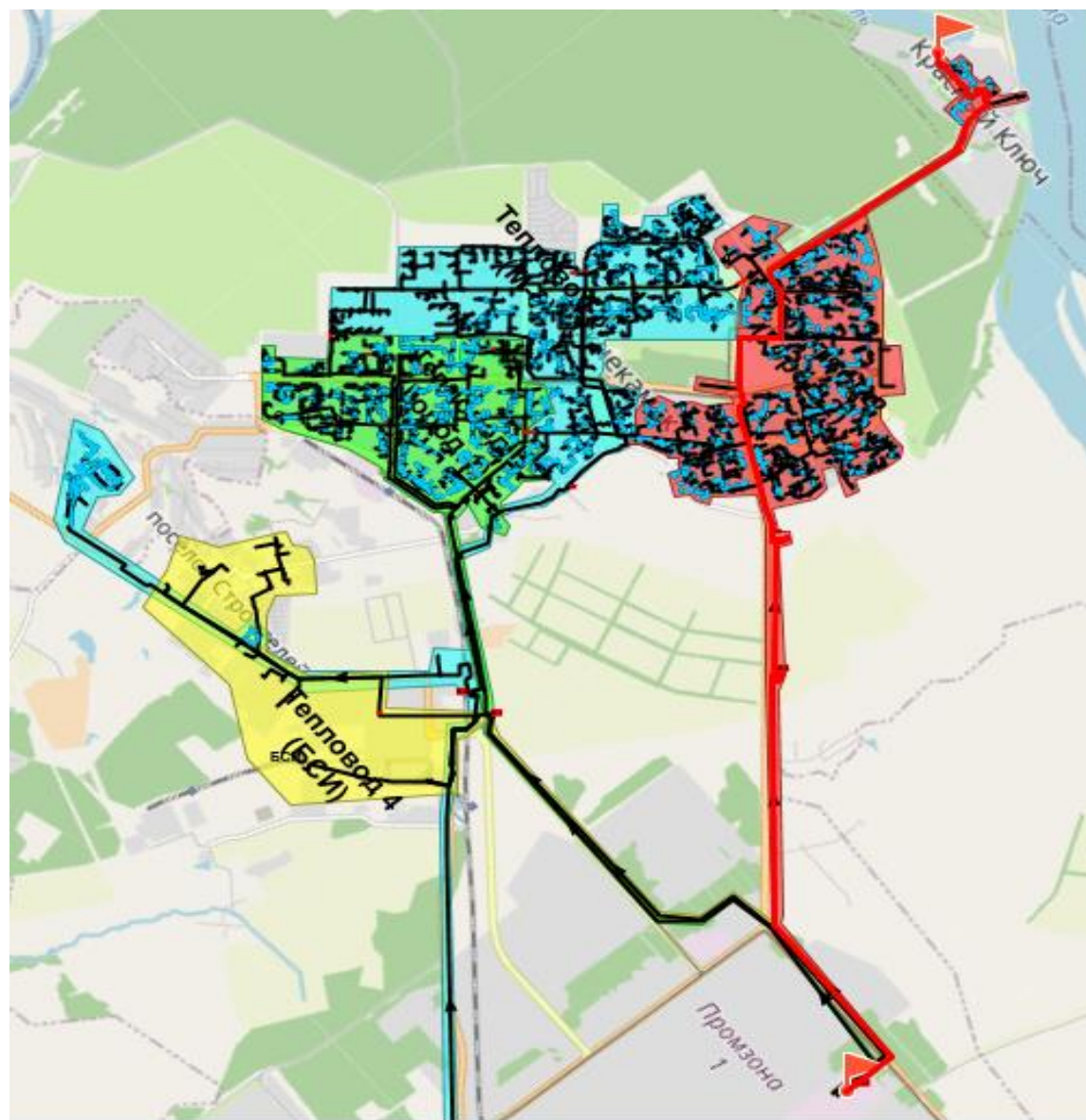


Рис. 3.6. Путь построения пьезометрического графика тепловода М-2

Пьезометрический график от «Тепловод-3» до «УУ-3 ж.д.2»

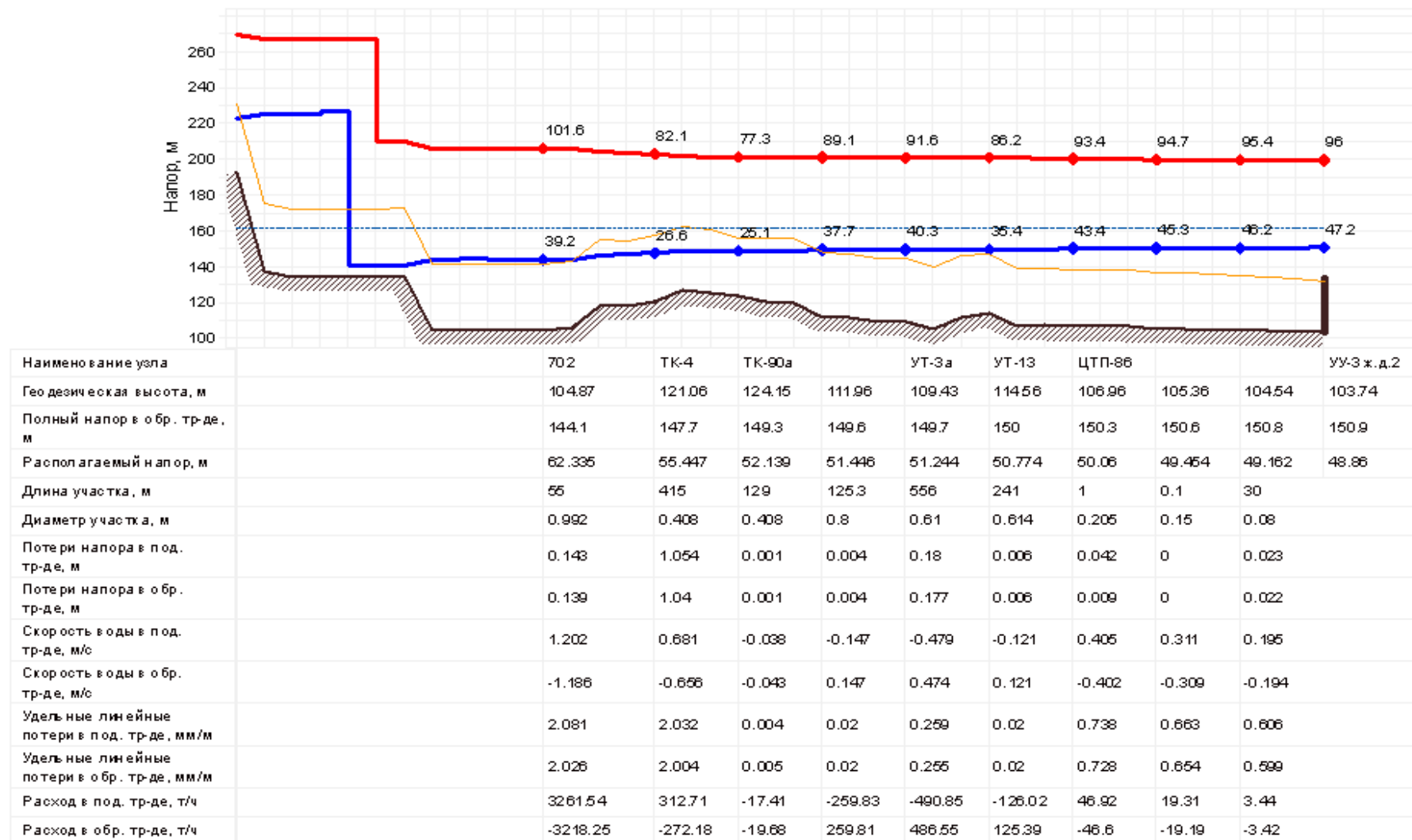


Рис. 3.7. Пьезометрический график тепловода М-3 до подключения перспективной нагрузки

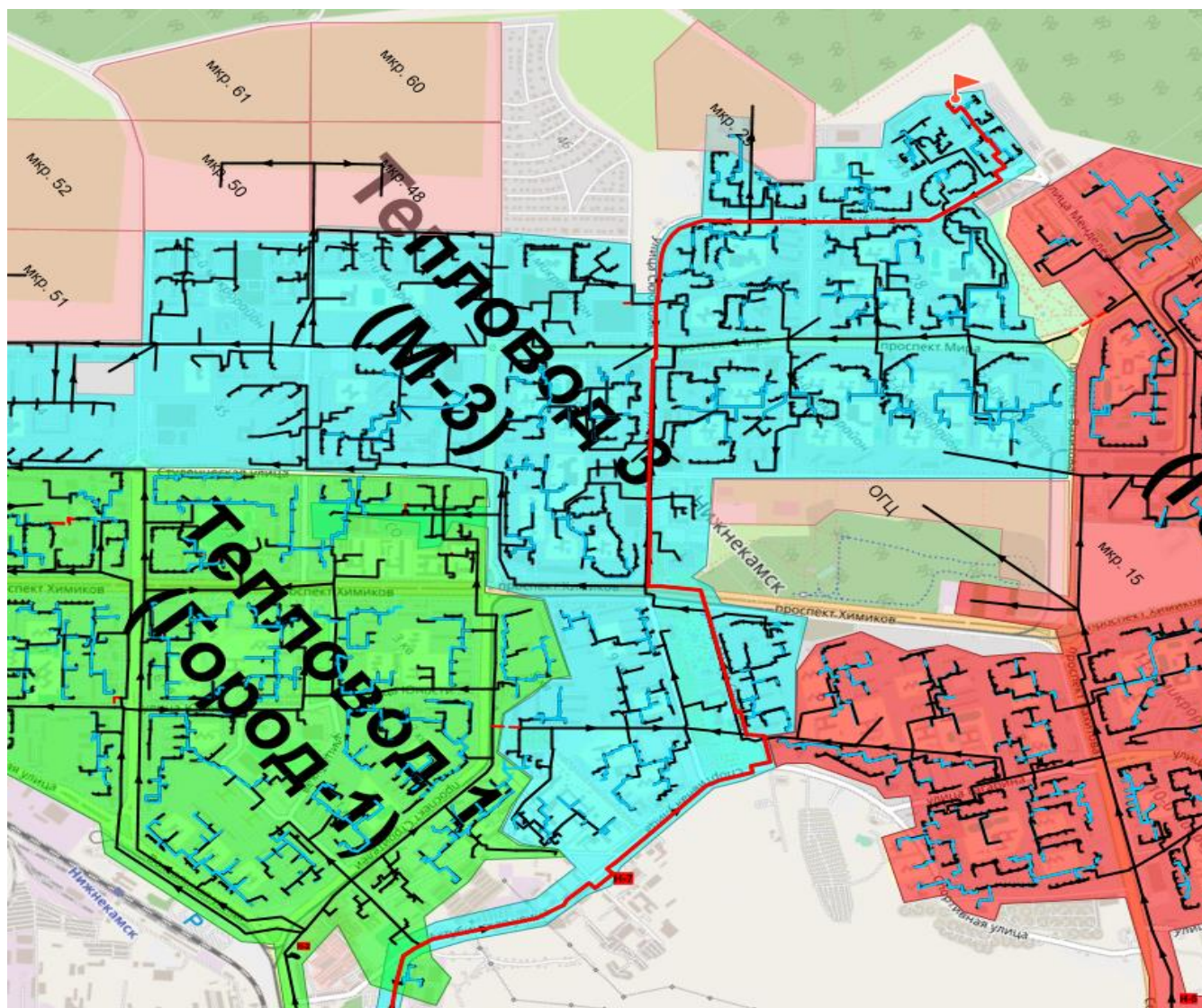


Рис. 3.8. Путь построения пьезометрического графика тепловода М-3

3.2 Оценка перспективных зон строительства

В таблице 3.4. приведены перспективные тепловые нагрузки, в соответствии с новым Генеральным планом города, с 2022 по 2040 годы, с разбивкой по кварталам.

На рис. 3.9. приведены основные площадки нового строительства города Нижнекамск.

Табл. 3.4. Общий прирост тепловой нагрузки на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение в проектируемых и сносимых жилых и общественно-деловых зданиях и строениях на период актуализации схемы теплоснабжения

Наименование показателей		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
№ кадастрового квартала	№ жилого квартала																			
16:53:040503; 16:53:040504	6,7,8	1,46	0,00	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16:53:040104	В	0,00	0,00	0,00	0,36	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16:53:040304; 16:53:040306	15	0,00	0,00	5,23	1,67	1,67	1,67	1,67	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16:53:040303	17	0,00	0,99	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16:53:040104	22	0,53	0,23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16:53:040104	23	0,00	0,53	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16:53:040104	25	0,00	1,33	0,00	2,67	2,67	2,67	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16:53:040105	Общегородской центр	0,00	0,00	0,77	0,31	5,41	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16:53:040105	Общегородской центр	0,00	0,00	0,00	0,19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16:53:040105	Общегородской центр	0,00	0,00	0,00	0,00	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16:53:040103	27	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16:53:040101	29	0,00	0,00	4,18	0,00	0,00	3,26	3,26	3,26	3,26	3,26	3,26	3,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16:53:040206	30	0,00	0,31	0,00	1,45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16:53:010802	31	2,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16:30:010803	33	0,00	0,00	0,00	5,80	4,15	5,20	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16:30:010803	34	1,93	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16:53:040203	35	0,59	0,00	0,00	0,53	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16:30:040203	35А	0,54	0,00	0,00	2,01	0,00	0,48	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Наименование показателей		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
16:30:010802	45	0,00	0,00	1,02	3,30	1,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16:30:010802	47	0,00	0,00	0,87	3,33	0,87	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16:30:010802	48	0,00	0,00	1,37	2,00	3,62	5,17	3,62	3,62	3,62	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16:30:010802	49	0,00	0,00	0,97	0,00	0,00	0,51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16:30:010802	50	0,00	0,00	0,00	0,00	1,39	3,11	3,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,42	2,42	2,42	0,00	0,00	0,00
16:30:010803	51	0,00	0,00	0,00	4,18	4,18	4,18	6,36	4,18	4,18	4,18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16:30:010803	52	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,35	1,35	0,00	0,00	5,53	0,00	5,53	5,53	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16:30:010803	53	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	9,29	5,24	5,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16:30:010803	54	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,71	3,58	3,58	3,58	3,58	0,00	3,58	0,00	0,00	0,00	0,00
16:30:010803	55	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,92	0,00	5,30	5,30	5,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16:30:010803	56	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,87	0,00	4,45	4,45	4,45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16:30:010901	57	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,55	0,00	0,00	0,00	6,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16:30:010901	58	0,00	0,00	0,00	1,88	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16:30:010901	59	0,00	0,00	0,00	0,82	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,61	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16:30:010802	60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,17	0,00	0,00	0,00	3,62	3,62	3,62	0,00	0,00
16:30:010802	61	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,21	0,00	0,00	7,17	0,00	0,00	0,00	0,00
16:30:010803	63	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,27	0,00	0,00	0,00	5,64	5,64	5,64	0,00
16:30:010803	65	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,51	0,00	0,00	2,70	2,70	2,70	2,70
16:30:010803	66	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,20	0,00	0,00	0,00	0,00	14,08
16:30:010803	67	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,53	0,00	0,00	5,83	0,00
16:30:010803	68	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,82	3,59	1,82	1,82	1,82
16:30:010803	69	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,08	2,08	2,08	2,08	5,06	2,08	2,08
16:30:010803	70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01	0,48	0,00
16:30:010803	71	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,40	2,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,51
16:30:010803	72	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,48	0,00	0,00

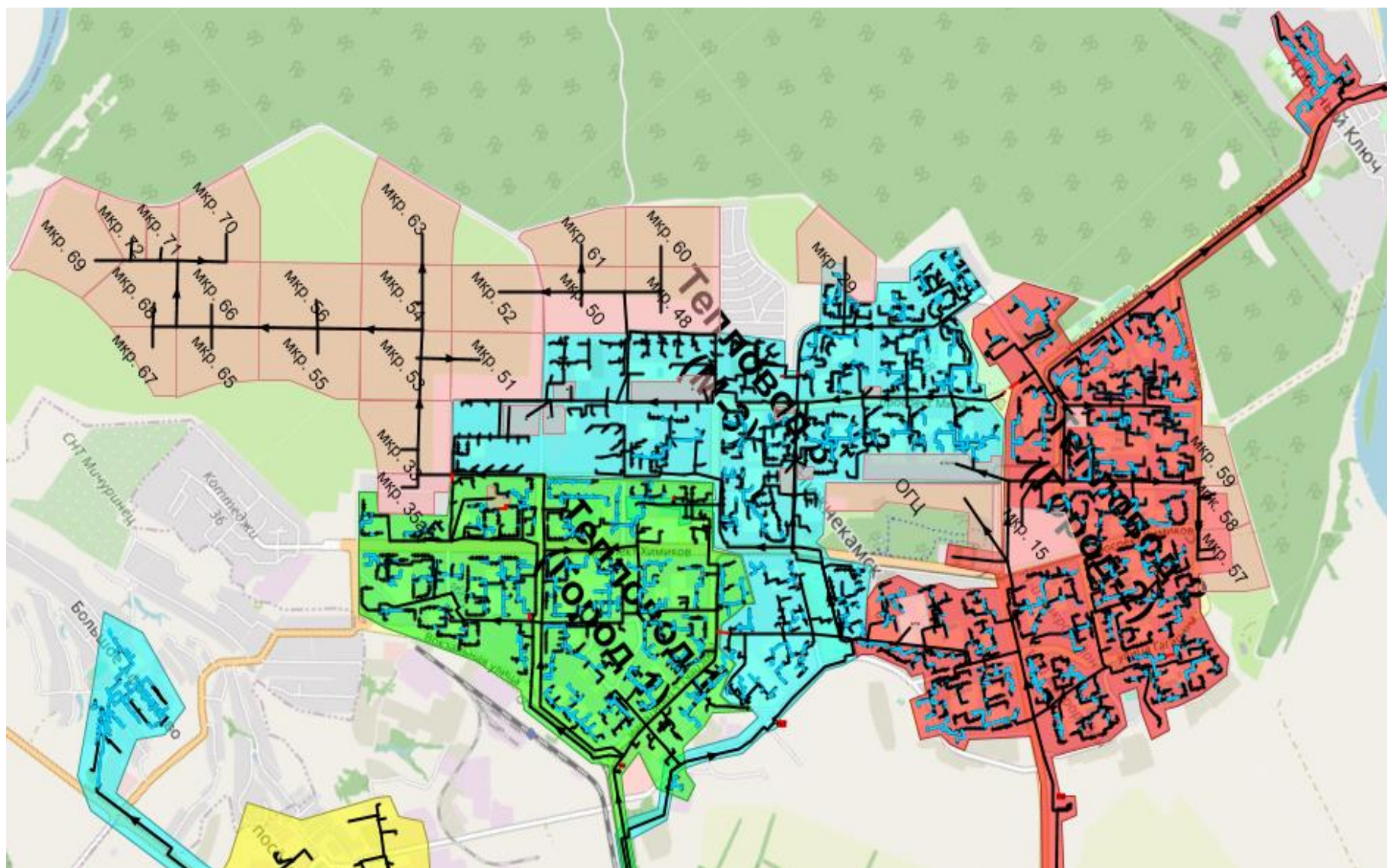


Рис. 3.9. Перспективные зоны застройки города, с учетом нового Генерального плана (оранжевый цвет).

Анализ данных табл. 3.4. и рис. 3.9. позволяет разбить перспективные зоны застройки на две группы.

Для первой группы характерны следующие особенности:

- перспективные потребители находятся в зоне или в непосредственной близости от существующей застройки;
- сравнительно небольшая перспективная тепловая нагрузка (менее 10 Гкал/ч, при суммарной перспективной тепловой нагрузке 440 Гкал/ч);
- перспективные зоны застройки не оказывают взаимного влияния друг на друга – тепловые сети строительства, которых необходимо для подключения перспективы данной зоны, не используются в целях подключения перспективы прочих зон.

Для второй группы характерны следующие особенности:

- перспективные потребители значительно удалены от зон существующей застройки – вновь строящиеся микрорайоны;
- значительная перспективная тепловая нагрузка;
- расположение перспективных зон застроек оказывает совместное влияние на техническую возможность подключения. Тепловые сети построенные для подключения первого перспективного микрорайона, будут использоваться при подключении последующих.

Таким образом, оценка технической возможности подключения должна учитывать суммарную перспективную нагрузку ряда микрорайонов.

К первой группе относятся микрорайоны:

- 6,7,8, В, 15, 17, 22, 23, 25, ОГЦ, 27, 29, 30, 31, 34, 35, 45, 47, 49, 57, 58, 59.

Ко второй группе относятся микрорайоны:

- 33, 35А, 48, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 60, 61, 63, 65, 66, 67, 68, 69,70, 71, 72.

3.3 Оценка технической возможности подключения первой группы перспективных потребителей

Микрорайоны 6,7,8.

На рис. 3.10. приведена схема подключения новых потребителей микрорайонов 6,7,8.

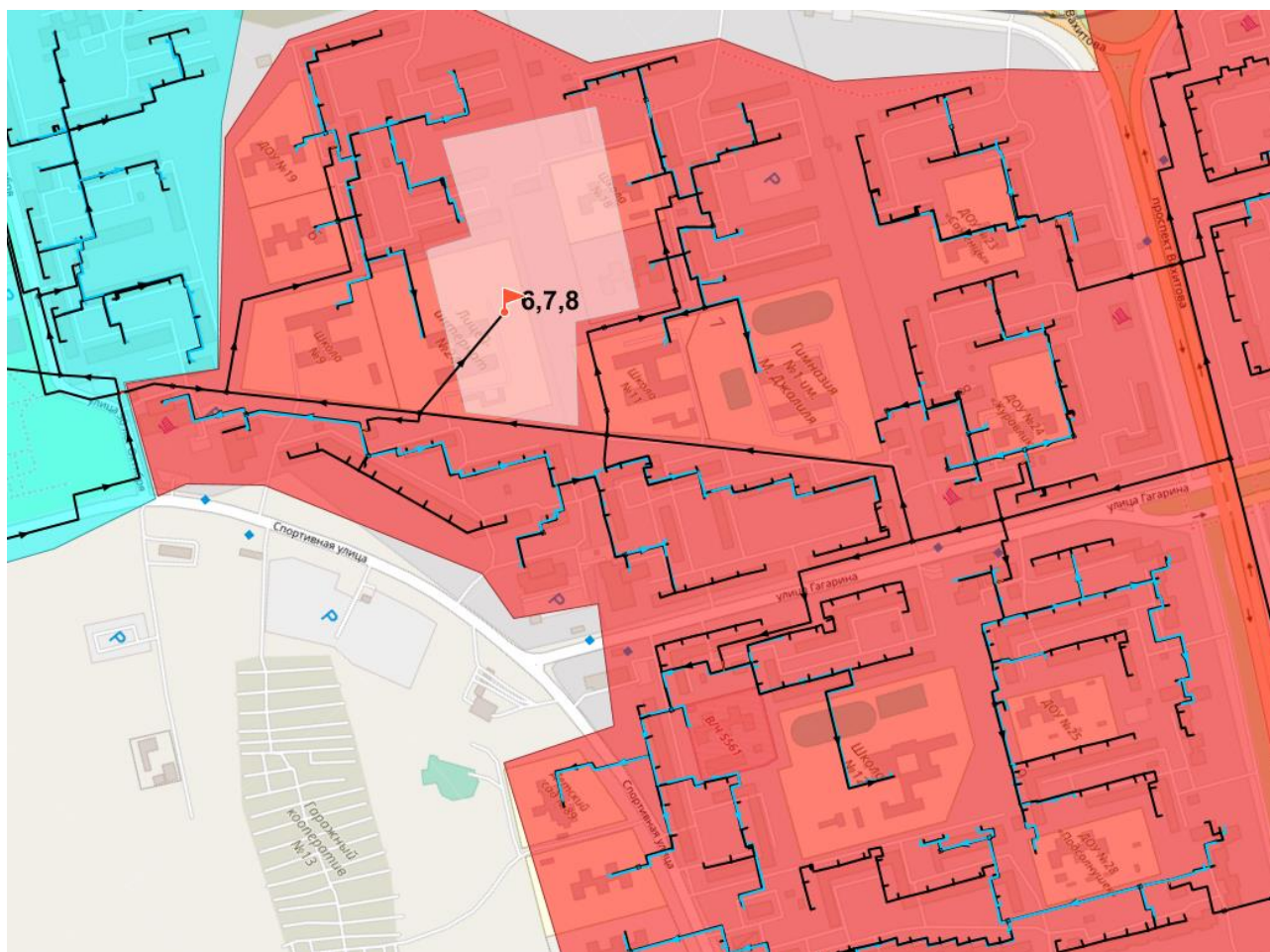


Рис. 3.10. Схема подключения новых потребителей микрорайонов 6,7,8

В табл. 3.5. приведены перспективные тепловые нагрузки микрорайонов 6,7,8.

Табл. 3.5. Прирост тепловой нагрузки микрорайонов 6,7,8

№ кадастрово го квартала	№ жилого квартала	Вид нагрузки	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
16:53:04050 3; 16:53:04050 4	6,7,8	Суммарная тепловая нагрузка	1,46	0,00	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
		Отопление	1,14	0,00	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60
		ГВС	0,33	0,00	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37

Техническая возможность подключения новых потребителей данных микрорайонов имеется к тепловодам М-2 и М-3.

Объемы нового строительства тепловых сетей и оценка необходимых капитальных вложений на строительство тепловой сети от существующих трубопроводов до зоны перспективной застройки приведены в табл. 3.6.

Табл. 3.6. Объемы нового строительства тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки в микрорайонах 6,7,8

Источн ик	Наиме новани е нача ла участк а	Наиме новани е конца участк а	Перспе ктивны й потреби тель	Протяж енность участка , м	Год строи тельс тва	Усло вны й диам етр, мм	Вид прок ладк и тепл овой сети	Тепл оизо ляци онны й мате риал	Затраты с НДС, тыс. руб.	Источни к финанси рования
ООО "Нижне касмкая ТЭЦ"	теплого д №3	микрор айоны 6,7,8	застройк а	180	2022	200	поздз емна я канал ьная	ППУ	15 279,65	Средства за присоед инение потребит елей
Нижнек амская ТЭЦ (ПТК-1)	теплого д №2	микрор айоны 6,7,8	застройк а	50	2022	200	поздз емна я канал ьная	ППУ	4 244,35	Средства за присоед инение потребит елей

Предварительное решение о подключении перспективных нагрузок - тепловод М-2. Предварительное решение в следующих разделах мастер – плана подтверждается результатами гидравлических расчетов, балансов тепловой энергии на источниках, расчетом радиуса эффективного теплоснабжения.

Микрорайон В

На рис. 3.11. приведена схема подключения новых потребителей микрорайона В.

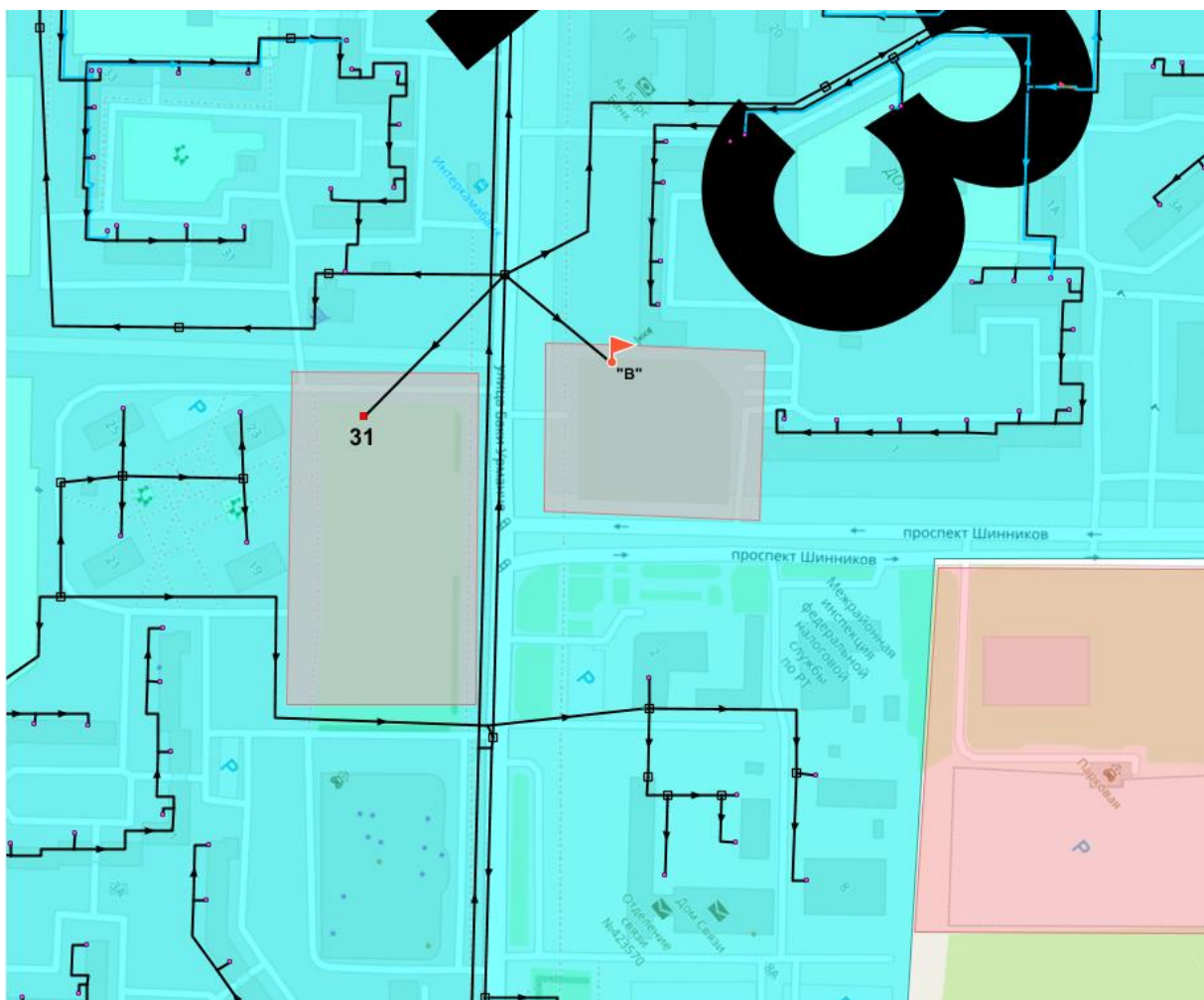


Рис. 3.11. Схема подключения новых потребителей микрорайона В

В табл. 3.7. приведены перспективные тепловые нагрузки микрорайона В.

Табл. 3.7. Прирост тепловой нагрузки микрорайона В

№ кадастрового квартала	№ жилого квартала	Вид нагрузки	2022	2023	2024	2025
16:53:040104	В	Суммарная тепловая нагрузка	0,00	0,00	0,00	0,36
		Отопление	0,00	0,00	0,00	0,22
		ГВС	0,00	0,00	0,00	0,14

Техническая возможность подключения новых потребителей данных микрорайонов имеется к тепловодам М-1 и М-3.

Объемы нового строительства тепловых сетей и оценка необходимых капитальных вложений на строительство тепловой сети от существующих трубопроводов до зоны перспективной застройки приведены в табл. 3.8.

Табл. 3.8. Объемы нового строительства тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки микрорайона В

Источн ик	Наименовани е начала участк а	Наименовани е конца участк а	Перспек тивный потреби тель	Протяж енность участка , м	Год строит ельств а	Усло вны й диам етр, мм	Вид прокл адк и тепл овой сети	Тепл оизол яцио нный мате риал	Затраты с НДС, тыс. руб.	Источни к финанси рования
ООО "Нижне касмая ТЭЦ"	тепловод №3	микрорайон В	застройк а	50	2025	100	поздз емная канал ьная	ППУ	2 978,33	Средства за присоеди нение потребит елей
Нижнек амская ТЭЦ (ПТК-1)	тепловод №1	микрорайон В	застройк а	300	2025	100	поздз емная канал ьная	ППУ	17 870,00	Средства за присоеди нение потребит елей

Предварительное решение о подключении перспективных нагрузок - тепловод М-3. Предварительное решение в следующих разделах мастер – плана подтверждается результатами гидравлических расчетов, балансов тепловой энергии на источниках, расчетом радиуса эффективного теплоснабжения.

Микрорайон 15

На рис. 3.12. приведена схема подключения новых потребителей микрорайона 15.

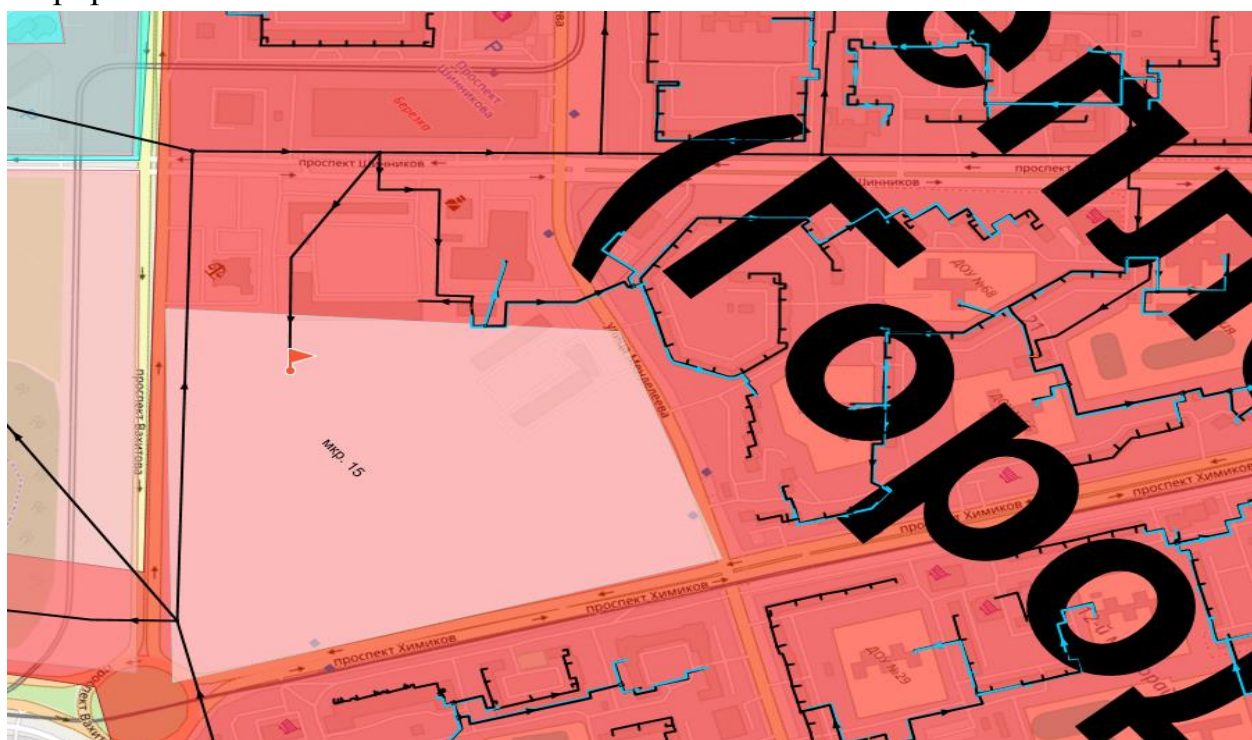


Рис. 3.12. Схема подключения новых потребителей микрорайона 15

В табл. 3.9. приведены перспективные тепловые нагрузки микрорайона 15.

Табл. 3.9. Прирост тепловой нагрузки микрорайона 15

№ кадастрового квартала	№ жилого квартала	Вид нагрузки	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
16:53:040304; 16:53:040306	15	Суммарная тепловая нагрузка	0,00	0,00	5,23	1,67	1,67	1,67	1,67
		Отопление	0,00	0,00	3,99	1,03	1,03	1,03	1,03
		ГВС	0,00	0,00	1,25	0,64	0,64	0,64	0,64

Техническая возможность подключения новых потребителей данных микрорайонов имеется к тепловодам М-2 и М-3.

Объемы нового строительства тепловых сетей и оценка необходимых капитальных вложений на строительство тепловой сети от существующих трубопроводов до зоны перспективной застройки приведены в табл. 3.10.

Табл. 3.10. Объемы нового строительства тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки микрорайона 15

Источник	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Перспективный потребитель	Протяженность участка, м	Год строительства	Условный диаметр, мм	Вид прокладки и тепловой сети	Теплоизоляционный материал	Затраты с НДС, тыс. руб.	Источник финансирования
ООО "Нижнекамская ТЭЦ" (ПТК-2)	тепловод №3	микрорайон 15	застройка	190	2024	300	поздземная канальная	ППУ	19 114,33	Средства за присоединение потребителей
Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)	тепловод №2	микрорайон 15	застройка	50	2024	300	поздземная канальная	ППУ	5 030,09	Средства за присоединение потребителей

Предварительное решение о подключении перспективных нагрузок - тепловод М-2. Предварительное решение в следующих разделах мастер – плана подтверждается результатами гидравлических расчетов, балансов тепловой энергии на источниках, расчетом радиуса эффективного теплоснабжения.

Микрорайон 17

На рис. 3.13. приведена схема подключения новых потребителей микрорайона 17.

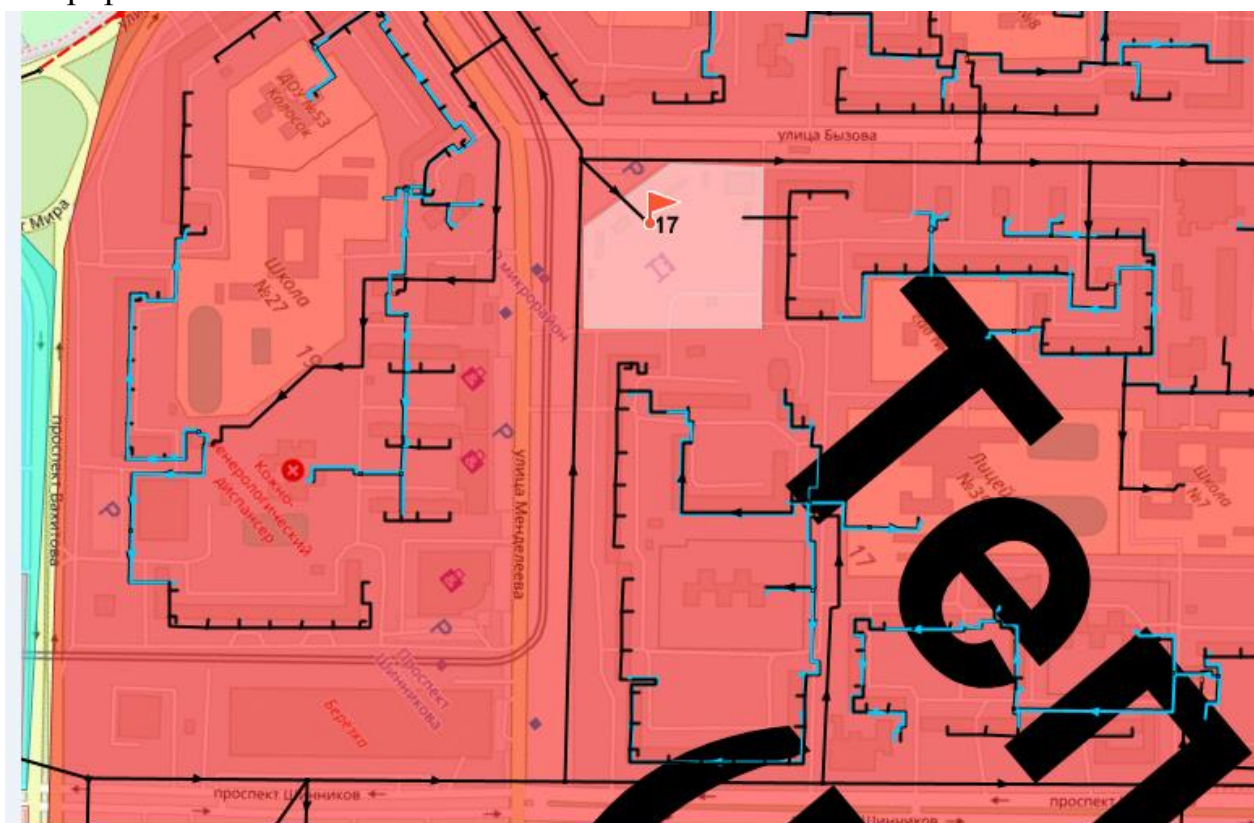


Рис. 3.13. Схема подключения новых потребителей микрорайона 17

В табл. 3.11. приведены перспективные тепловые нагрузки микрорайона

Табл. 3.11. Прирост тепловой нагрузки микрорайона 17

№ кадастрового квартала	№ жилого квартала	Вид нагрузки	2022	2023
16:53:040303	17	Суммарная тепловая нагрузка	0,00	0,99
		Отопление	0,00	0,61
		ГВС	0,00	0,38

Техническая возможность подключения новых потребителей данных микрорайонов имеется к тепловодам М-2 и М-3.

Объемы нового строительства тепловых сетей и оценка необходимых капитальных вложений на строительство тепловой сети от существующих трубопроводов до зоны перспективной застройки приведены в табл. 3.12.

Табл. 3.12. Объемы нового строительства тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки микрорайона 17

Источник	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Перспективный потребитель	Протяженность участка, м	Год строительства	Условный диаметр, мм	Вид прокладки и тепловой сети	Теплоизоляционный материал	Затраты с НДС, тыс. руб.	Источник финансирования
ООО "Нижнекамская ТЭЦ" (ПТК-2)	тепловод №3	микрорайон 17	застройка	600	2023	100	поздземная канальная	ППУ	29 783,34	Средства за присоединение потребителей
Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)	тепловод №2	микрорайон 17	застройка	100	2023	100	поздземная канальная	ППУ	4 963,89	Средства за присоединение потребителей

Предварительное решение о подключении перспективных нагрузок - тепловод М-2. Предварительное решение в следующих разделах мастер – плана подтверждается результатами гидравлических расчетов, балансов тепловой энергии на источниках, расчетом радиуса эффективного теплоснабжения.

Микрорайон 22,23,25

На рис. 3.14. приведена схема подключения новых потребителей микрорайона 22,23,25.

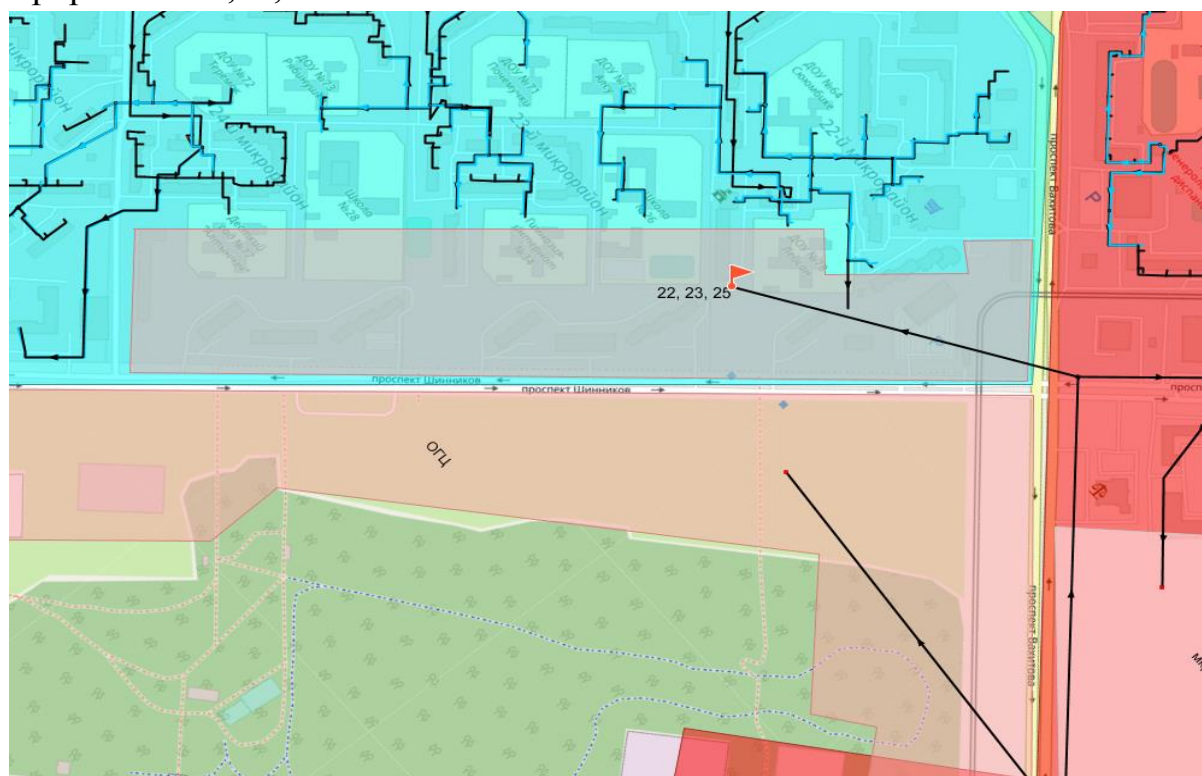


Рис. 3.14. Схема подключения новых потребителей микрорайонов 22,23,25

В табл. 3.13. приведены перспективные тепловые нагрузки микрорайонов 22,23,25.

Табл. 3.13. Прирост тепловой нагрузки микрорайонов 22,23,25

№ кадастрового квартала	№ жилого квартала	Вид нагрузки	2022	2023	2024	2025	2026	2027
16:53:040104	22,23,25	Суммарная тепловая нагрузка	0,53	2,09	0,00	2,67	2,67	2,67
		Отопление	0,33	1,34	0,00	1,65	1,65	1,65
		ГВС	0,20	0,75	0,00	1,02	1,02	1,02

Техническая возможность подключения новых потребителей данных микрорайонов имеется к тепловодам М-2 и М-3.

Объемы нового строительства тепловых сетей и оценка необходимых капитальных вложений на строительство тепловой сети от существующих трубопроводов до зоны перспективной застройки приведены в табл. 3.14.

Табл. 3.14. Объемы нового строительства тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки микрорайонов 22,23,25

Источник	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Перспективный потребитель	Протяженность участка, м	Год строительства	Условный диаметр, мм	Вид прокладки и тепловой сети	Теплоизоляционный материал	Затраты с НДС, тыс. руб.	Источник финансирования
ООО "Нижнекамская ТЭЦ" (ПТК-2)	тепловод №3	микрорайоны 22,23,25	застройка	690	2022	300	поздземная канальная	ППУ	69 415,21	Средства за присоединение потребителей
Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)	тепловод №2	микрорайон 22,23,25	застройка	430	2022	300	поздземная канальная	ППУ	43 258,76	Средства за присоединение потребителей

Предварительное решение о подключении перспективных нагрузок - тепловод М-2. Предварительное решение в следующих разделах мастер – плана подтверждается результатами гидравлических расчетов, балансов тепловой энергии на источниках, расчетом радиуса эффективного теплоснабжения.

Микрорайон ОГЦ

На рис. 3.15. приведена схема подключения новых потребителей микрорайона ОГЦ.



Рис. 3.15. Схема подключения новых потребителей микрорайона ОГЦ

В табл. 3.15. приведены перспективные тепловые нагрузки микрорайона ОГЦ.

Табл. 3.15. Прирост тепловой нагрузки микрорайона ОГЦ

№ кадастрового квартала	№ жилого квартала	Вид нагрузки	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
16:53:04010 5	Общегородской центр	Суммарная тепловая нагрузка	0,00	0,00	0,77	0,50	7,86	2,45	2,45	2,45	2,45
		Отопление	0,00	0,00	0,64	0,31	6,00	1,51	1,51	1,51	1,51
		ГВС	0,00	0,00	0,13	0,19	1,86	0,93	0,93	0,93	0,93

Техническая возможность подключения новых потребителей данных микрорайонов имеется к тепловодам М-2 и М-3.

Объемы нового строительства тепловых сетей и оценка необходимых капитальных вложений на строительство тепловой сети от существующих трубопроводов до зоны перспективной застройки приведены в табл. 3.16.

В табл. 3.17. приведены перспективные тепловые нагрузки микрорайона 27.

Табл. 3.17. Прирост тепловой нагрузки микрорайона 27

№ кадастрового квартала	№ жилого квартала	Вид нагрузки	2022	2023	2024	2025
16:53:040103	27	Суммарная тепловая нагрузка	0,02	0,00	0,00	0,00
		Отопление	0,02	0,00	0,00	0,00
		ГВС	0,00	0,00	0,00	0,00

Техническая возможность подключения новых потребителей данных микрорайонов имеется к тепловодам М-2 и М-3.

Объемы нового строительства тепловых сетей и оценка необходимых капитальных вложений на строительство тепловой сети от существующих трубопроводов до зоны перспективной застройки приведены в табл. 3.18.

Табл. 3.18. Объемы нового строительства тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки микрорайона 27

Источник	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Перспективный потребитель	Протяженность участка, м	Год строительства	Условный диаметр, мм	Вид прокладки и тепловой сети	Теплоизоляционный материал	Затраты с НДС, тыс. руб.	Источник финансирования
ООО "Нижнекамская ТЭЦ" (ПТК-2)	тепловод №3	микрорайон 27	застройка	150	2022	50	подземная канальная	ППУ	8 268,25	Средства за присоединение потребителей
Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)	тепловод №2	микрорайон 27	застройка	850	2022	50	подземная канальная	ППУ	46 853,39	Средства за присоединение потребителей

Предварительное решение о подключении перспективных нагрузок - тепловод М-3. Предварительное решение в следующих разделах мастер – плана подтверждается результатами гидравлических расчетов, балансов тепловой энергии на источниках, расчетом радиуса эффективного теплоснабжения.

Микрорайон 29

На рис. 3.17. приведена схема подключения новых потребителей микрорайона 29.

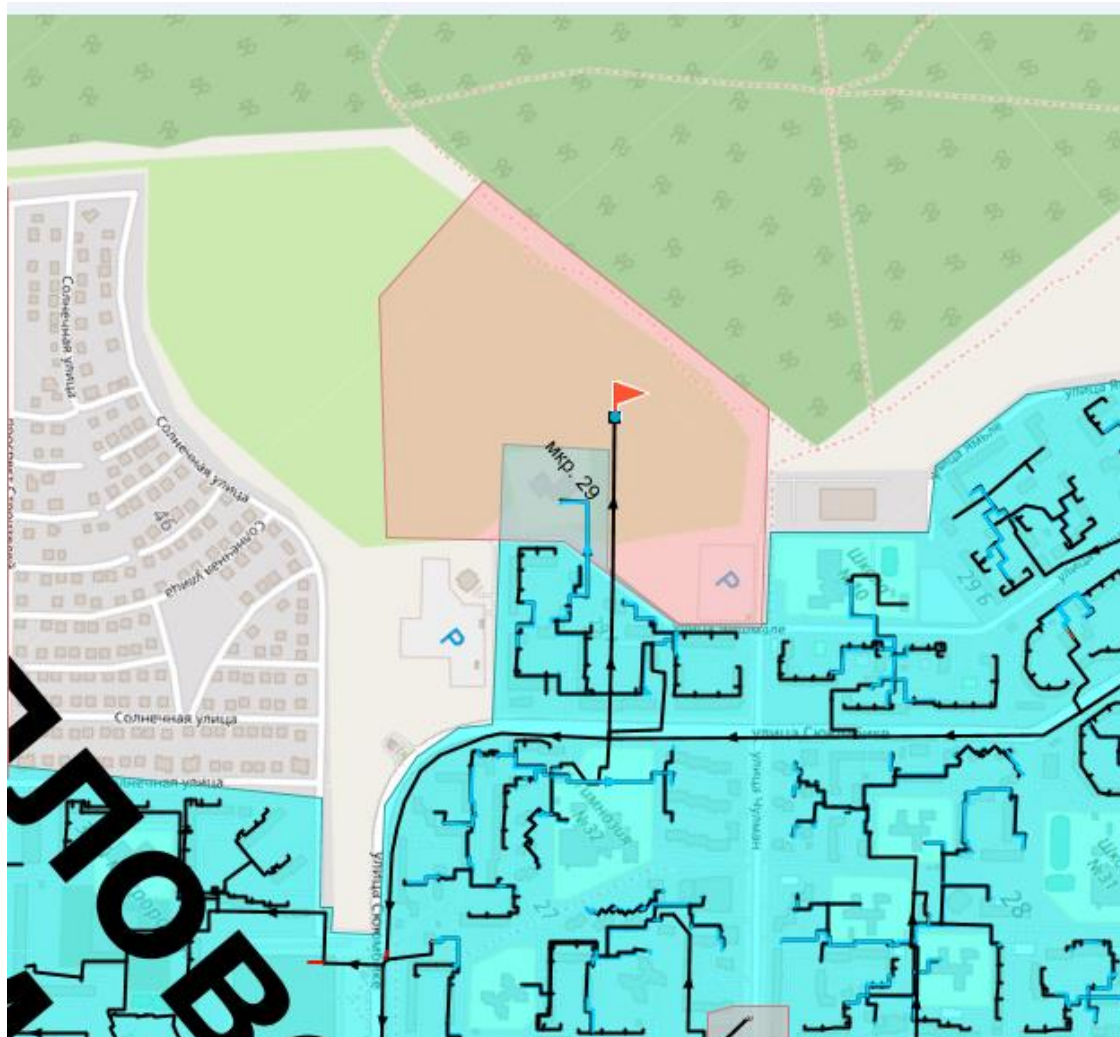


Рис. 3.17. Схема подключения новых потребителей микрорайона 29

В табл. 3.19. приведены перспективные тепловые нагрузки микрорайона 29.

Табл. 3.19. Прирост тепловой нагрузки микрорайона 29

№ кадастров ого квартала	№ жилого квартала	Вид нагрузки	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
16:53:0401 01	29	Суммарная тепловая нагрузка	4,18	0,00	0,00	3,26	3,26	3,26	3,26	3,26	3,26	3,26
		Отопление	3,46	0,00	0,00	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02
		ГВС	0,71	0,00	0,00	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24

Техническая возможность подключения новых потребителей данных микрорайонов имеется к тепловодам М-2 и М-3.

Объемы нового строительства тепловых сетей и оценка необходимых капитальных вложений на строительство тепловой сети от существующих трубопроводов до зоны перспективной застройки приведены в табл. 3.20.

Табл. 3.20. Объемы нового строительства тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки микрорайона 29

Источн ик	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Перспективный потребитель	Протяженность участка , м	Год строительства	Условный диаметр, мм	Вид прокладки и тепловой сети	Теплоизоляционный материал	Затраты с НДС, тыс. руб.	Источник финансирования
ООО "Нижнекаскадная ТЭЦ" (ПТК-2)	тепловод №3	микрорайон 29	застройка	500	2024	400	поздземная канальная	ППУ	63 448,14	Средства за присоединение потребителей
Нижнекаскадная ТЭЦ (ПТК-1)	тепловод №2	микрорайон 29	застройка	2100	2024	400	поздземная канальная	ППУ	266 482,19	Средства за присоединение потребителей

Предварительное решение о подключении перспективных нагрузок - тепловод М-3. Предварительное решение в следующих разделах мастер – плана подтверждается результатами гидравлических расчетов, балансов тепловой энергии на источниках, расчетом радиуса эффективного теплоснабжения.

Микрорайон 30

На рис. 3.18. приведена схема подключения новых потребителей микрорайона 30.



Рис. 3.18. Схема подключения новых потребителей микрорайона 30

В табл. 3.21. приведены перспективные тепловые нагрузки микрорайона 30.

Табл. 3.21. Прирост тепловой нагрузки микрорайона 30

№ кадастрового квартала	№ жилого квартала	Вид нагрузки	2022	2023	2024	2025
16:53:040206	30	Суммарная тепловая нагрузка	0,00	0,31	0,00	1,45
		Отопление	0,00	0,26	0,00	1,21
		ГВС	0,00	0,05	0,00	0,25

Техническая возможность подключения новых потребителей данных микрорайонов имеется к тепловодам М-1 и М-3.

Объемы нового строительства тепловых сетей и оценка необходимых капитальных вложений на строительство тепловой сети от существующих трубопроводов до зоны перспективной застройки приведены в табл. 3.22.

Табл. 3.22. Объемы нового строительства тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки микрорайона 30

Источник	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Перспективный потребитель	Протяженность участка, м	Год строительства	Условный диаметр, мм	Вид прокладки и тепловой сети	Теплоизоляционный материал	Затраты с НДС, тыс. руб.	Источник финансирования
ООО "Нижнекамская ТЭЦ" (ПТК-2)	тепловод №3	микрорайон 30	застройка	100	2023	150	поздземная канальная	ППУ	7 644,68	Средства за присоединение потребителей
Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)	тепловод №1	микрорайон 30	застройка	850	2023	150	поздземная канальная	ППУ	64 979,81	Средства за присоединение потребителей

Предварительное решение о подключении перспективных нагрузок - тепловод М-3. Предварительное решение в следующих разделах мастер – плана подтверждается результатами гидравлических расчетов, балансов тепловой энергии на источниках, расчетом радиуса эффективного теплоснабжения.

Микрорайон 31

На рис. 3.19. приведена схема подключения новых потребителей микрорайона 31.

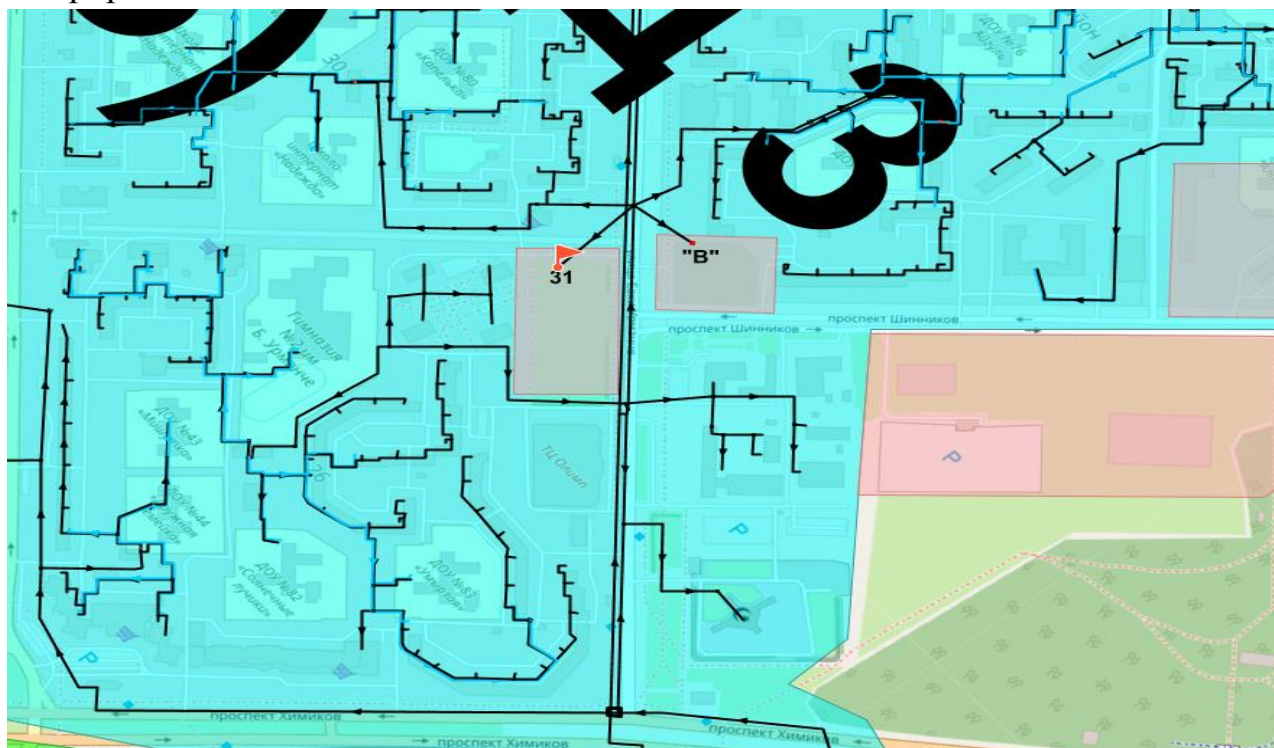


Рис. 3.19. Схема подключения новых потребителей микрорайона 31

В табл. 3.23. приведены перспективные тепловые нагрузки микрорайона 31.

Табл. 3.23. Прирост тепловой нагрузки микрорайона 31

№ кадастрового квартала	№ жилого квартала	Вид нагрузки	2022	2023	2024	2025
16:53:010802	31	Суммарная тепловая нагрузка	2,80	0,00	0,00	0,00
		Отопление	2,32	0,00	0,00	0,00
		ГВС	0,48	0,00	0,00	0,00

Техническая возможность подключения новых потребителей данных микрорайонов имеется к тепловодам М-1 и М-3.

Объемы нового строительства тепловых сетей и оценка необходимых капитальных вложений на строительство тепловой сети от существующих трубопроводов до зоны перспективной застройки приведены в табл. 3.24.

Табл. 3.24. Объемы нового строительства тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки микрорайона 31

Источник	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Перспективный потребитель	Протяженность участка, м	Год строительства	Условный диаметр, мм	Вид прокладки и тепловой сети	Теплоизоляционный материал	Затраты с НДС, тыс. руб.	Источник финансирования
ООО "Нижнекамская ТЭЦ" (ПТК-2)	тепловод №3	микрорайон 31	застройка	50	2022	150	поздземная канальная	ППУ	3 822,34	Средства за присоединение потребителей
Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)	тепловод №1	микрорайон 31	застройка	400	2022	150	поздземная канальная	ППУ	30 578,74	Средства за присоединение потребителей

Предварительное решение о подключении перспективных нагрузок - тепловод М-3. Предварительное решение в следующих разделах мастер – плана подтверждается результатами гидравлических расчетов, балансов тепловой энергии на источниках, расчетом радиуса эффективного теплоснабжения.

Микрорайон 34

На рис. 3.20. приведена схема подключения новых потребителей микрорайона 34.

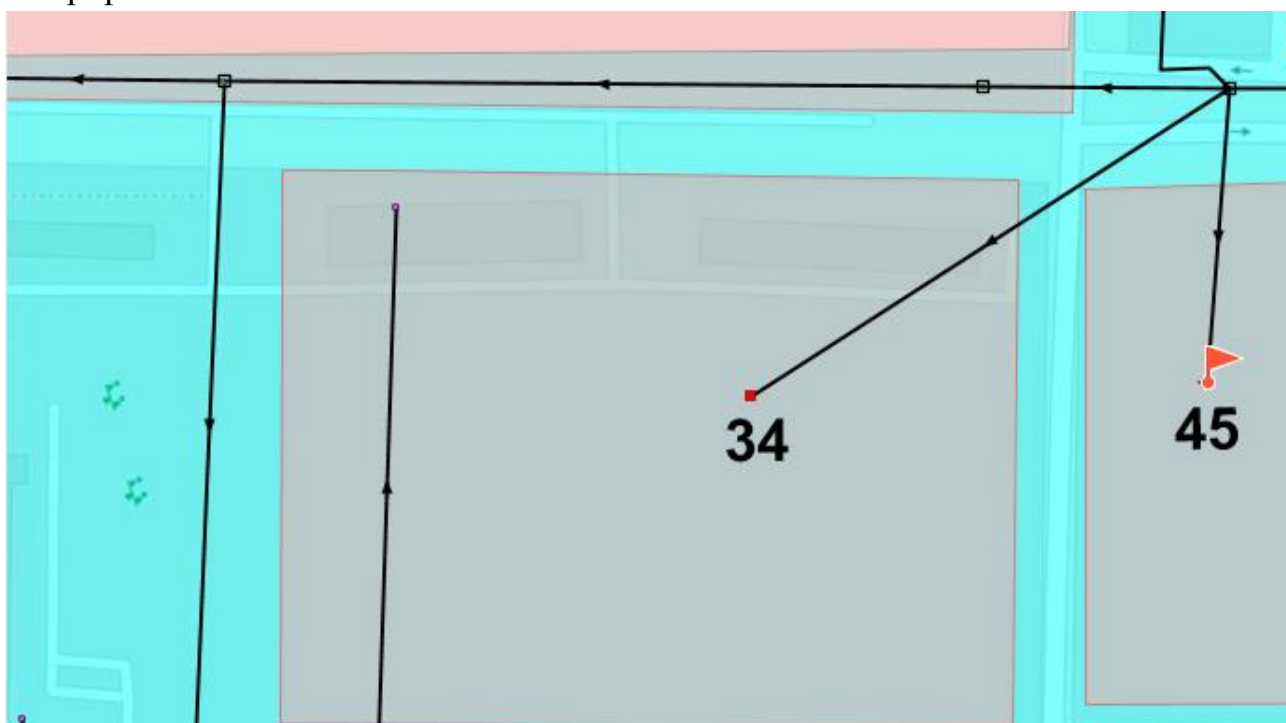


Рис. 3.20. Схема подключения новых потребителей микрорайона 34

В табл. 3.25. приведены перспективные тепловые нагрузки микрорайона 34.

Табл. 3.25. Прирост тепловой нагрузки микрорайона 34

№ кадастрового квартала	№ жилого квартала	Вид нагрузки	2022	2023	2024	2025
16:30:010803	34	Суммарная тепловая нагрузка	1,93	0,00	0,00	0,00
		Отопление	1,60	0,00	0,00	0,00
		ГВС	0,33	0,00	0,00	0,00

Техническая возможность подключения новых потребителей данных микрорайонов имеется к тепловодам М-1 и М-3.

Объемы нового строительства тепловых сетей и оценка необходимых капитальных вложений на строительство тепловой сети от существующих трубопроводов до зоны перспективной застройки приведены в табл. 3.26.

Табл. 3.26. Объемы нового строительства тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки микрорайона 34

Источник	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Перспективный потребитель	Протяженность участка, м	Год строительства	Условный диаметр, мм	Вид прокладки и тепловой сети	Теплоизоляционный материал	Затраты с НДС, тыс. руб.	Источник финансирования
ООО "Нижнекамская ТЭЦ" (ПТК-2)	тепловод №3	микрорайон 34	застройка	450	2022	150	поздземная канальная	ППУ	34 401,08	Средства за присоединение потребителей
Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)	тепловод №1	микрорайон 34	застройка	850	2022	150	поздземная канальная	ППУ	64 979,81	Средства за присоединение потребителей

Предварительное решение о подключении перспективных нагрузок - тепловод М-3. Предварительное решение в следующих разделах мастер – плана подтверждается результатами гидравлических расчетов, балансов тепловой энергии на источниках, расчетом радиуса эффективного теплоснабжения.

Микрорайон 35

На рис. 3.21. приведена схема подключения новых потребителей микрорайона 35.

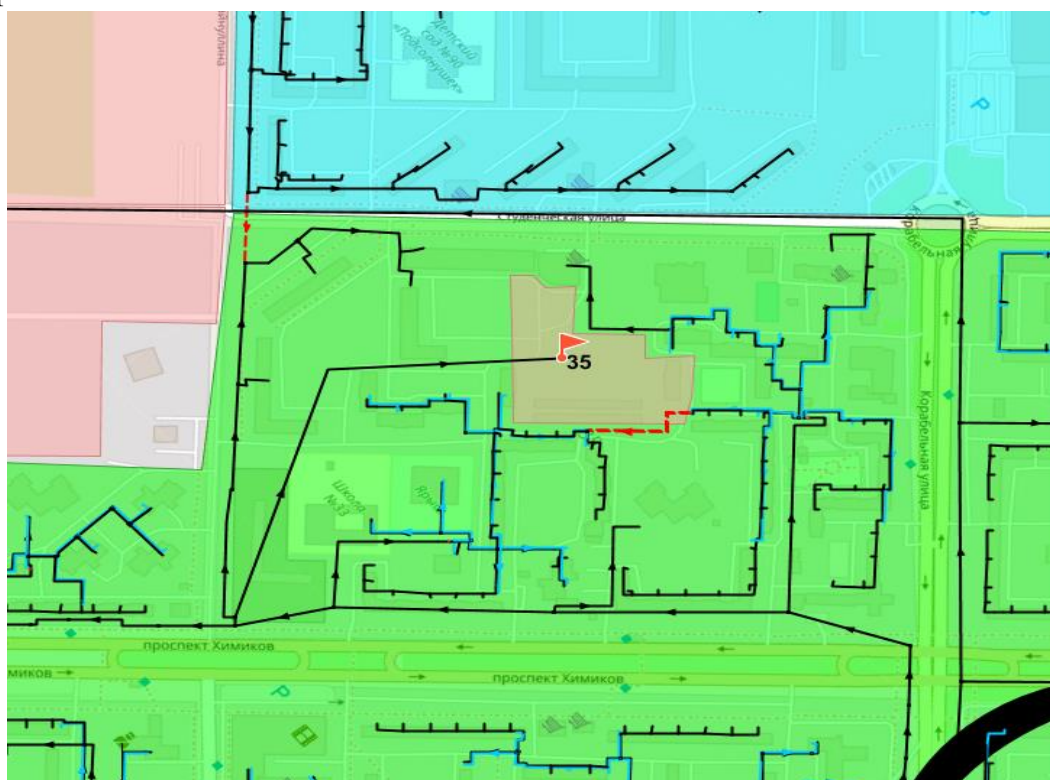


Рис. 3.21. Схема подключения новых потребителей микрорайона 35

В табл. 3.27. приведены перспективные тепловые нагрузки микрорайона 35.

Табл. 3.27. Прирост тепловой нагрузки микрорайона 35

№ кадастрового квартала	№ жилого квартала	Вид нагрузки	2022	2023	2024	2025
16:53:040203	35	Суммарная тепловая нагрузка	0,59	0,00	0,00	0,53
		Отопление	0,37	0,00	0,00	0,44
		ГВС	0,23	0,00	0,00	0,09

Техническая возможность подключения новых потребителей данных микрорайонов имеется к тепловодам М-1 и М-3.

Объемы нового строительства тепловых сетей и оценка необходимых капитальных вложений на строительство тепловой сети от существующих трубопроводов до зоны перспективной застройки приведены в табл. 3.28.

Табл. 3.28. Объемы нового строительства тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки микрорайона 35

Источник	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Перспективный потребитель	Протяженность участка, м	Год строительства	Условный диаметр, мм	Вид прокладки и тепловой сети	Теплоизоляционный материал	Затраты с НДС, тыс. руб.	Источники финансирования
ООО "Нижнекамская ТЭЦ" (ПТК-2)	тепловод №3	микрорайон 35	застройка	650	2022	100	подземная канальная	ППУ	38 718,34	Средства за присоединение потребителей
Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)	тепловод №1	микрорайон 35	застройка	450	2022	100	подземная канальная	ППУ	26 805,01	Средства за присоединение потребителей

Предварительное решение о подключении перспективных нагрузок - тепловод М-1. Предварительное решение в следующих разделах мастер – плана подтверждается результатами гидравлических расчетов, балансов тепловой энергии на источниках, расчетом радиуса эффективного теплоснабжения.

Микрорайон 45

На рис. 3.22. приведена схема подключения новых потребителей микрорайона 45.

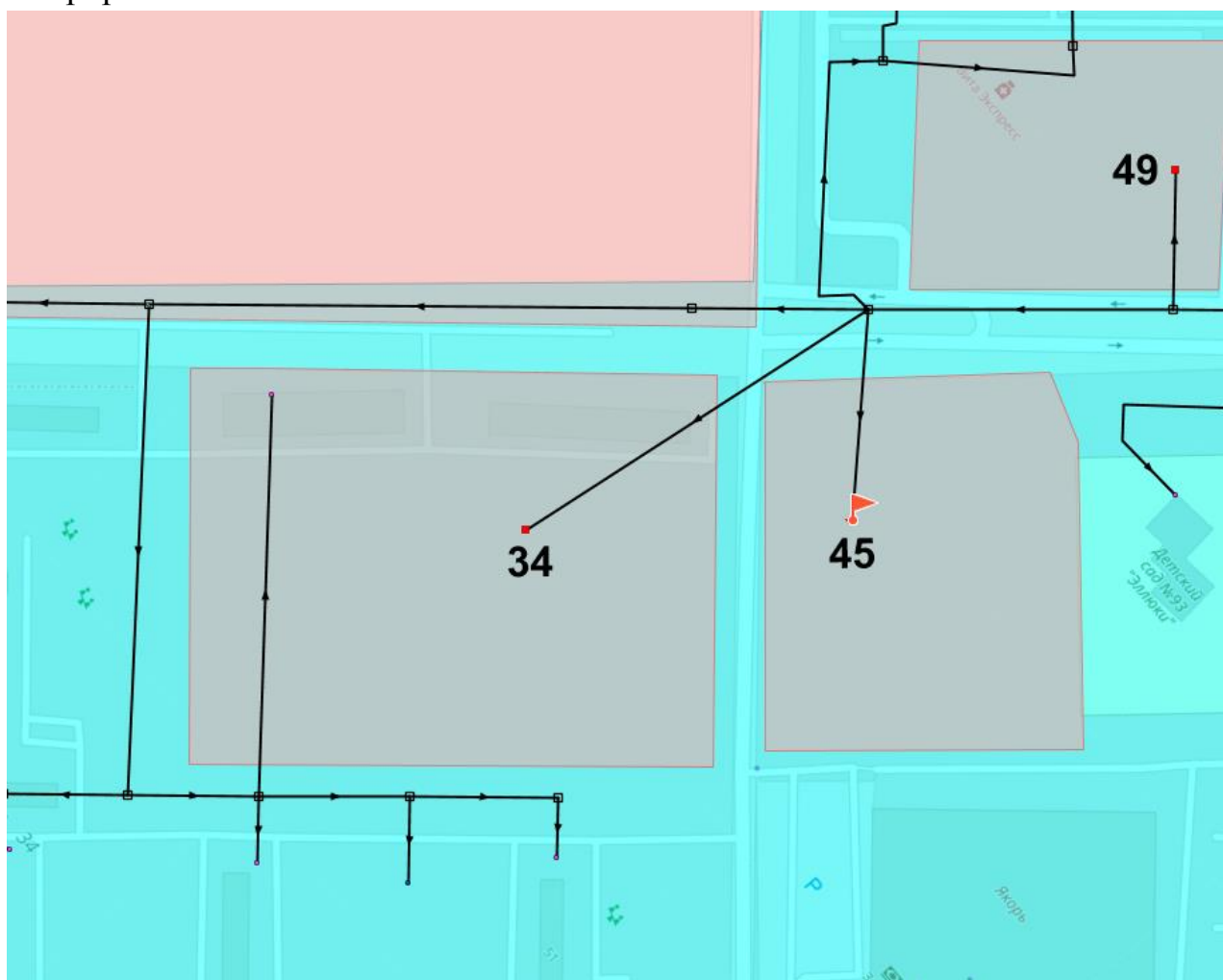


Рис. 3.22. Схема подключения новых потребителей микрорайона 45

В табл. 3.29. приведены перспективные тепловые нагрузки микрорайона 45.

Табл. 3.29. Прирост тепловой нагрузки микрорайона 45

№ кадастрового квартала	№ жилого квартала	Вид нагрузки	2022	2023	2024	2025	2026
16:30:010802	45	Суммарная тепловая нагрузка	0,00	0,00	1,02	3,30	1,02
		Отопление	0,00	0,00	0,63	2,52	0,63
		ГВС	0,00	0,00	0,39	0,78	0,39

Техническая возможность подключения новых потребителей данных микрорайонов имеется к тепловодам М-1 и М-3.

Объемы нового строительства тепловых сетей и оценка необходимых капитальных вложений на строительство тепловой сети от существующих трубопроводов до зоны перспективной застройки приведены в табл. 3.30.

Табл. 3.30. Объемы нового строительства тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки микрорайона 45

Источник	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Перспективный потребитель	Протяженность участка, м	Год строительства	Условный диаметр, мм	Вид прокладки и тепловой сети	Теплоизоляционный материал	Затраты с НДС, тыс. руб.	Источник финансирования
ООО "Нижнекамская ТЭЦ" (ПТК-2)	тепловод №3	микрорайон 45	застройка	120	2024	200	поздземная канальная	ППУ	10 186, 43	Средства за присоединение потребителей
Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)	тепловод №1	микрорайон 45	застройка	600	2024	200	поздземная канальная	ППУ	50 932, 15	Средства за присоединение потребителей

Предварительное решение о подключении перспективных нагрузок - тепловод М-3. Предварительное решение в следующих разделах мастер – плана подтверждается результатами гидравлических расчетов, балансов тепловой энергии на источниках, расчетом радиуса эффективного теплоснабжения.

Микрорайон 47

На рис. 3.23. приведена схема подключения новых потребителей микрорайона 47.

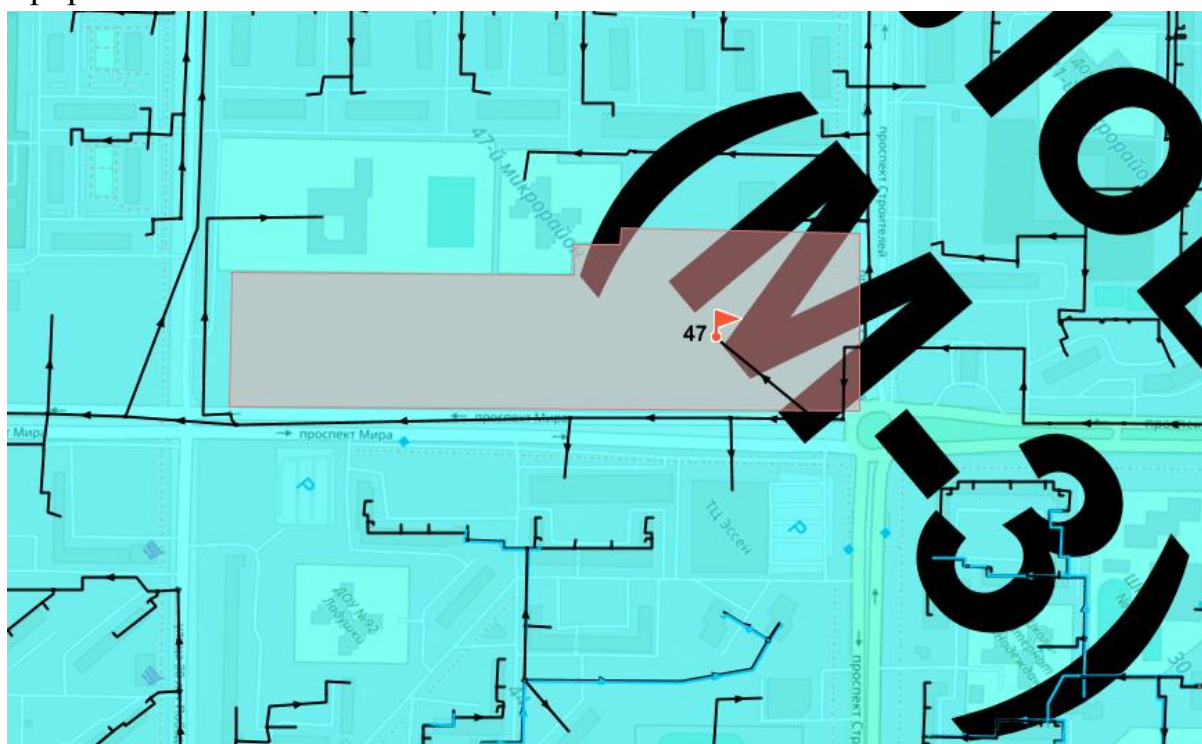


Рис. 3.23. Схема подключения новых потребителей микрорайона 47

В табл. 3.31. приведены перспективные тепловые нагрузки микрорайона 47.

Табл. 3.31. Прирост тепловой нагрузки микрорайона 47

№ кадастрового квартала	№ жилого квартала	Вид нагрузки	2022	2023	2024	2025	2026
16:30:010802	47	Суммарная тепловая нагрузка	0,00	0,00	0,87	3,33	0,87
		Отопление	0,00	0,00	0,54	2,58	0,54
		ГВС	0,00	0,00	0,33	0,75	0,33

Техническая возможность подключения новых потребителей данных микрорайонов имеется к тепловодам М-1 и М-3.

Объемы нового строительства тепловых сетей и оценка необходимых капитальных вложений на строительство тепловой сети от существующих трубопроводов до зоны перспективной застройки приведены в табл. 3.32.

Табл. 3.32. Объемы нового строительства тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки микрорайона 47

Источник	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Перспективный потребитель	Протяженность участка, м	Год строительства	Условный диаметр, мм	Вид прокладки и тепловой сети	Теплоизоляционный материал	Затраты с НДС, тыс. руб.	Источник финансирования
ООО "Нижнекамская ТЭЦ" (ПТК-2)	тепловод №3	микрорайон 47	застройка	80	2024	200	поздземная канальная	ППУ	6 790, 95	Средства за присоединение потребителей
Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)	тепловод №1	микрорайон 47	застройка	1100	2024	200	поздземная канальная	ППУ	93 375, 61	Средства за присоединение потребителей

Предварительное решение о подключении перспективных нагрузок - тепловод М-3. Предварительное решение в следующих разделах мастер – плана подтверждается результатами гидравлических расчетов, балансов тепловой энергии на источниках, расчетом радиуса эффективного теплоснабжения.

Микрорайон 49

На рис. 3.24. приведена схема подключения новых потребителей микрорайона 49.

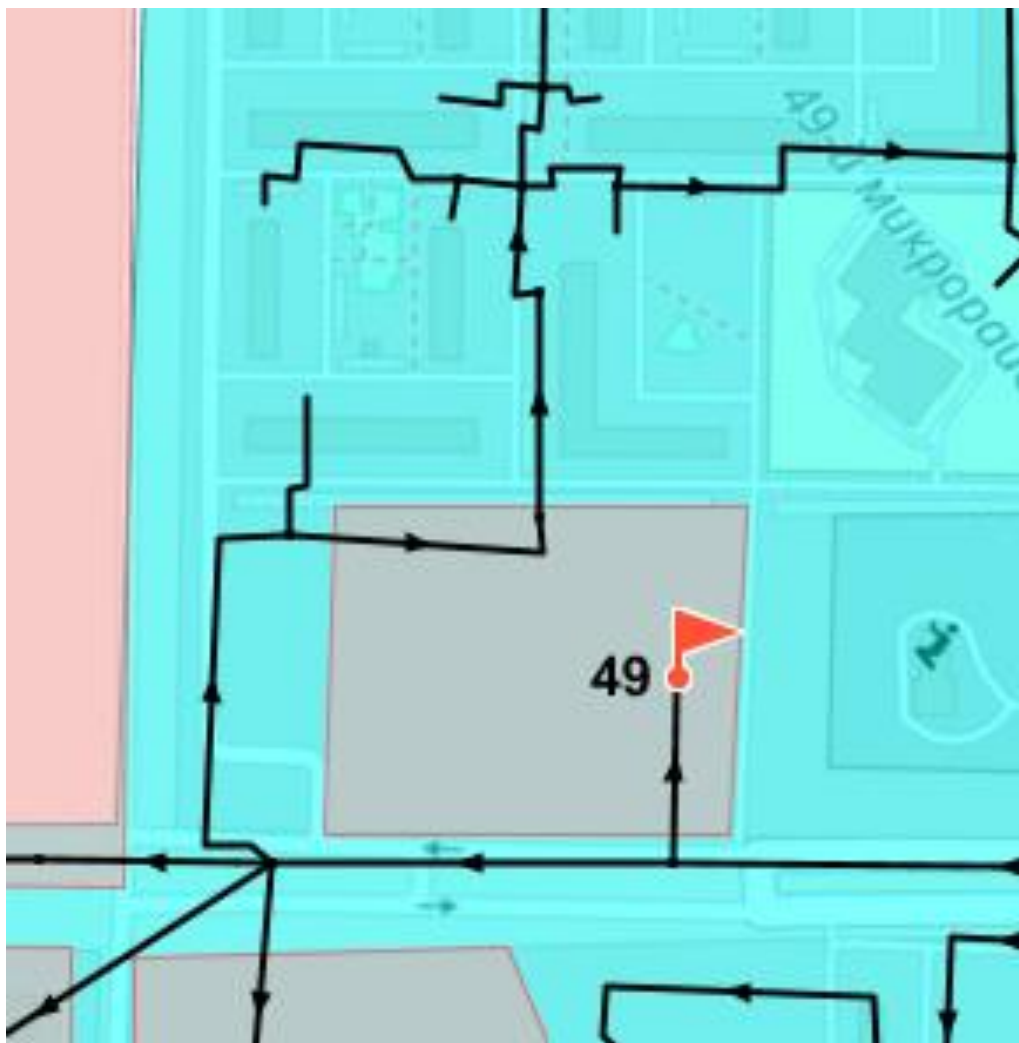


Рис. 3.24. Схема подключения новых потребителей микрорайона 49

В табл. 3.33. приведены перспективные тепловые нагрузки микрорайона 49.

Табл. 3.33. Прирост тепловой нагрузки микрорайона 49

№ кадастрового квартала	№ жилого квартала	Вид нагрузки	2022	2023	2024	2025	2026	2027
16:30:010802	49	Суммарная тепловая нагрузка	0,00	0,00	0,97	0,00	0,00	0,51
		Отопление	0,00	0,00	0,81	0,00	0,00	0,42
		ГВС	0,00	0,00	0,17	0,00	0,00	0,09

Техническая возможность подключения новых потребителей данных микрорайонов имеется к тепловодам М-1 и М-3.

Объемы нового строительства тепловых сетей и оценка необходимых капитальных вложений на строительство тепловой сети от существующих трубопроводов до зоны перспективной застройки приведены в табл. 3.34.

Табл. 3.34. Объемы нового строительства тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки микрорайона 49

Источн ик	Наиме новани е нача ла участ ка	Наиме новани е конца участк а	Перспек тивный потреби тель	Протяж енность участка , м	Год строит ельств а	Усло вны й диа метр, мм	Вид прок ладк и теп ловой сети	Теплоизо ляционный материал	Зат рат ы с НД С, тыс. руб.	Источни к финанси рования
ООО "Нижне касмая ТЭЦ" (ПТК-2)	теплов од №3	микрор айон 49	застройк а	104	2024	100	поздз емная канал ьная	ППУ	6 194, 93	Средства за присоеди нение потреби телей
Нижнек амская ТЭЦ (ПТК-1)	теплов од №1	микрор айон 49	застройк а	800	2024	150	поздз емная канал ьная	ППУ	61 157, 47	Средства за присоеди нение потреби телей

Предварительное решение о подключении перспективных нагрузок - тепловод М-3. Предварительное решение в следующих разделах мастер – плана подтверждается результатами гидравлических расчетов, балансов тепловой энергии на источниках, расчетом радиуса эффективного теплоснабжения.

Микрорайон 57

На рис. 3.25. приведена схема подключения новых потребителей микрорайона 57.



Рис. 3.25. Схема подключения новых потребителей микрорайона 57

В табл. 3.35. приведены перспективные тепловые нагрузки микрорайона 57.

Табл. 3.35. Прирост тепловой нагрузки микрорайона 57

№ кадастрового квартала	№ жилого квартала	Вид нагрузки	2031	2032	2033	2034	2035
16:30:010901	57	Суммарная тепловая нагрузка	1,55	0,00	0,00	0,00	6,75
		Отопление	1,28	0,00	0,00	0,00	4,17
		ГВС	0,26	0,00	0,00	0,00	2,57

Техническая возможность подключения новых потребителей данных микрорайонов имеется к тепловодам М-2 и М-3.

Объемы нового строительства тепловых сетей и оценка необходимых капитальных вложений на строительство тепловой сети от существующих трубопроводов до зоны перспективной застройки приведены в табл. 3.36.

Табл. 3.36. Объемы нового строительства тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки микрорайона 57

Источник	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Перспективный потребитель	Протяженность участка, м	Год строительства	Условный диаметр, мм	Вид прокладки и тепловой сети	Теплоизоляционный материал	Затраты с НДС, тыс. руб.	Источник финансирования
ООО "Нижнекамская ТЭЦ" (ПТК-2)	тепловод №3	микрорайон 57	застройка	2600	2031	250	подземная канальная	ППУ	242 645, 21	Средства за присоединение потребителей
Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)	тепловод №2	микрорайон 57	застройка	465	2031	250	подземная канальная	ППУ	43 396, 16	Средства за присоединение потребителей

Предварительное решение о подключении перспективных нагрузок - тепловод М-2. Предварительное решение в следующих разделах мастер – плана подтверждается результатами гидравлических расчетов, балансов тепловой энергии на источниках, расчетом радиуса эффективного теплоснабжения.

Микрорайон 58

На рис. 3.26. приведена схема подключения новых потребителей микрорайона 58.



Рис. 3.26. Схема подключения новых потребителей микрорайона 58

В табл. 3.37. приведены перспективные тепловые нагрузки микрорайона 58.

Табл. 3.37. Прирост тепловой нагрузки микрорайона 58

№ кадастрового квартала	№ жилого квартала	Вид нагрузки	2022	2023	2024	2025
16:30:010901	58	Суммарная тепловая нагрузка	0,00	0,00	0,00	1,88
		Отопление	0,00	0,00	0,00	1,16
		ГВС	0,00	0,00	0,00	0,72

Техническая возможность подключения новых потребителей данных микрорайонов имеется к тепловодам М-2 и М-3.

Объемы нового строительства тепловых сетей и оценка необходимых капитальных вложений на строительство тепловой сети от существующих трубопроводов до зоны перспективной застройки приведены в табл. 3.38.

Табл. 3.38. Объемы нового строительства тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки микрорайона 58

Источник	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Перспективный потребитель	Протяженность участка, м	Год строительства	Условный диаметр, мм	Вид прокладки и тепловой сети	Теплоизоляционный материал	Затраты с НДС, тыс. руб.	Источники финансирования
ООО "Нижнекамская ТЭЦ" (ПТК-2)	тепловод №3	микрорайон 58	застройка	2250	2025	150	поздземная канальная	ППУ	172 005, 39	Средства за присоединение потребителей

Источн ик	Наименовани е начала участк а	Наименовани е конца участк а	Перспек тивный потреби тель	Протяж енность участка , м	Год строит ельств а	Усло вны й диа метр, мм	Вид прок ладк и теп ловой сети	Теплоизо ляционный материал	Зат раты с НД С, тыс. руб.	Источни к финанси рования
Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)	тепловод №2	микрорайон 58	застройка	124	2025	150	поздземная канальная	ППУ	9 479, 41	Средства за присоеди нение потре бителей

Предварительное решение о подключении перспективных нагрузок - тепловод М-2. Предварительное решение в следующих разделах мастер – плана подтверждается результатами гидравлических расчетов, балансов тепловой энергии на источниках, расчетом радиуса эффективного теплоснабжения.

Микрорайон 59

На рис. 3.27. приведена схема подключения новых потребителей микрорайона 59.

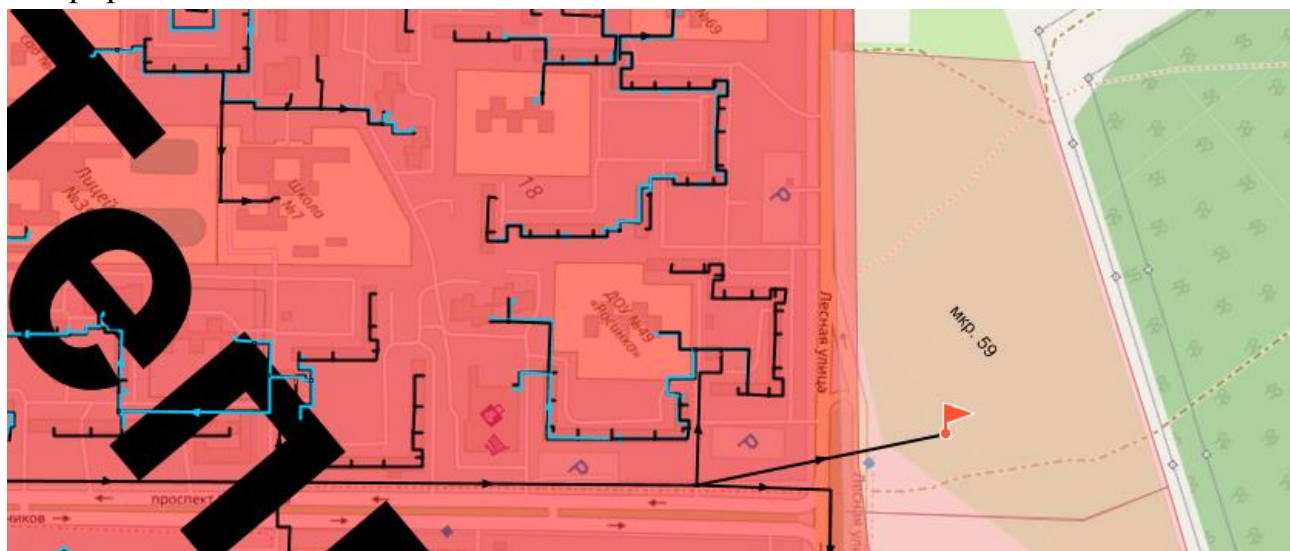


Рис. 3.27. Схема подключения новых потребителей микрорайона 59

В табл. 3.39. приведены перспективные тепловые нагрузки микрорайона 59.

Табл. 3.39. Прирост тепловой нагрузки микрорайона 59

№ кадастровог о квартала	№ жилого квартала	Вид нагрузки	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
16:30:010901	59	Суммарная тепловая нагрузка	0,82	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,61
		Отопление	0,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,51
		ГВС	0,31	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10

Техническая возможность подключения новых потребителей данных микрорайонов имеется к тепловодам М-2 и М-3.

Объемы нового строительства тепловых сетей и оценка необходимых капитальных вложений на строительство тепловой сети от существующих трубопроводов до зоны перспективной застройки приведены в табл. 3.40.

Табл. 3.40. Объемы нового строительства тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки микрорайона 59

Источн ик	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Перспективный потребитель	Протяженность участка , м	Год строительства	Условный диаметр, мм	Вид прокладки и тепловой сети	Теплоизоляционный материал	Затраты с НДС, тыс. руб.	Источники финансирования
ООО "Нижнекамская ТЭЦ" (ПТК-2)	тепловод №3	микрорайон 59	застройка	2100	2025	150	подземная канальная	ППУ	160 538, 36	Средства за присоединение потребителей
Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)	тепловод №2	микрорайон 59	застройка	175	2025	100	подземная канальная	ППУ	10 424, 17	Средства за присоединение потребителей

Предварительное решение о подключении перспективных нагрузок - тепловод М-2. Предварительное решение в следующих разделах мастер – плана подтверждается результатами гидравлических расчетов, балансов тепловой энергии на источниках, расчетом радиуса эффективного теплоснабжения.

3.4 Оценка гидравлических режимов после подключения первой группы перспективных потребителей

В табл. 3.41. – 3.43. приведены перспективные тепловые нагрузки первой группы потребителей, с разбивкой по тепловодам.

Табл. 3.41. Перспективная тепловая нагрузка потребителей первой группы, планируемая к подключению к тепловоду М-1

№ кадаст рового кварта ла	№ жил ого квар тала	Вид нагрузки	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	Всего
16:53:0 40203	35	Суммарная тепловая нагрузка	0,59	0,00	0,00	0,53	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,12
		Отопление	0,37	0,00	0,00	0,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,80
		ГВС	0,23	0,00	0,00	0,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,32
ИТОГО по группе 1		Суммарна я тепловая нагрузка	0,59	0,00	0,00	0,53	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,12
		Отопление	0,37	0,00	0,00	0,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,80
		ГВС	0,23	0,00	0,00	0,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,32

Табл. 3.42. Перспективная тепловая нагрузка потребителей первой группы, планируемая к подключению к тепловоду М-2

№ кадастро во го квартала	№ жилого квартала	Вид нагрузки	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	Всего
16:53:04050 3; 16:53:04050 4	6,7,8	Суммарна я тепловая нагрузка	1,46	0,00	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,31
		Отоплени е	1,14	0,00	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,14
		ГВС	0,33	0,00	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,18
16:53:04030 4; 16:53:04030 6	15	Суммарна я тепловая нагрузка	0,00	0,00	5,23	1,67	1,67	1,67	1,67	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	11,9 2
		Отоплени е	0,00	0,00	3,99	1,03	1,03	1,03	1,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8,12
		ГВС	0,00	0,00	1,25	0,64	0,64	0,64	0,64	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,80
16:53:04030 3	17	Суммарна я тепловая нагрузка	0,00	0,99	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,99

№ кадастрово го квартала	№ жилого квартала	Вид нагрузки	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	Всего
		Отопление	0,00	0,61	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,61
		ГВС	0,00	0,38	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,38
16:53:04010 4	22,23,25	Суммарная тепловая нагрузка	0,53	2,09	0,00	2,67	2,67	2,67	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,62
		Отопление	0,33	1,34	0,00	1,65	1,65	1,65	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,61
		ГВС	0,20	0,75	0,00	1,02	1,02	1,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,00
16:53:04010 5	Общего родской центр	Суммарная тепловая нагрузка	0,00	0,00	0,77	0,50	7,86	2,45	2,45	2,45	2,45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	18,92
		Отопление	0,00	0,00	0,64	0,31	6,00	1,51	1,51	1,51	1,51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	13,01
		ГВС	0,00	0,00	0,13	0,19	1,86	0,93	0,93	0,93	0,93	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,92
16:30:01090 1	57	Суммарная тепловая нагрузка	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,55	0,00	0,00	0,00	6,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8,29
		Отопление	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,28	0,00	0,00	0,00	4,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,46
		ГВС	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,26	0,00	0,00	0,00	2,57	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,84
16:30:01090 1	58	Суммарная тепловая нагрузка	0,00	0,00	0,00	1,88	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,88
		Отопление	0,00	0,00	0,00	1,16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,16
		ГВС	0,00	0,00	0,00	0,72	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,72
16:30:01090 1	59	Суммарная тепловая нагрузка	0,00	0,00	0,00	0,82	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,61	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,43
		Отопление	0,00	0,00	0,00	0,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,01
		ГВС	0,00	0,00	0,00	0,31	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,42
ИТОГО по группе 1		Суммарная тепловая нагрузка	1,99	3,07	6,98	8,50	13,16	7,76	5,09	2,45	2,45	1,55	0,61	0,00	0,00	6,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	60,36

№ кадастрово го квартала	№ жилого квартала	Вид нагрузки	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	Всего
		Отопление	1,46	1,95	5,23	5,26	9,28	4,80	3,15	1,51	1,51	1,28	0,51	0,00	0,00	4,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	40,12
		ГВС	0,53	1,12	1,75	3,24	3,88	2,96	1,94	0,93	0,93	0,26	0,10	0,00	0,00	2,57	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	20,24

Табл. 3.43. Перспективная тепловая нагрузка потребителей первой группы, планируемая к подключению к тепловоду М-3

№ кадастр ового квартала	№ жил ого квар тала	Вид нагрузки	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	Всего
16:53:04 0104	В	Суммарная тепловая нагрузка	0,00	0,00	0,00	0,36	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,36
		Отопление	0,00	0,00	0,00	0,22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,22
		ГВС	0,00	0,00	0,00	0,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,14
16:53:04 0103	27	Суммарная тепловая нагрузка	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02
		Отопление	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02
		ГВС	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16:53:04 0101	29	Суммарная тепловая нагрузка	0,00	0,00	4,18	0,00	0,00	3,26	3,26	3,26	3,26	3,26	3,26	3,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	27,01
		Отопление	0,00	0,00	3,46	0,00	0,00	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	17,58
		ГВС	0,00	0,00	0,71	0,00	0,00	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	9,42
16:53:04 0206	30	Суммарная тепловая нагрузка	0,00	0,31	0,00	1,45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,76
		Отопление	0,00	0,26	0,00	1,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,46
		ГВС	0,00	0,05	0,00	0,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,30
16:53:01 0802	31	Суммарная тепловая нагрузка	2,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,80

№ кадастр ового квартал а	№ жил ого квар тала	Вид нагрузки	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	Всего
		Отопление	2,32	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,32
		ГВС	0,48	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,48
16:30:01 0803	34	Суммарная тепловая нагрузка	1,93	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,93
		Отопление	1,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,60
		ГВС	0,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,33
16:30:01 0802	45	Суммарная тепловая нагрузка	0,00	0,00	1,02	3,30	1,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,34
		Отопление	0,00	0,00	0,63	2,52	0,63	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,79
		ГВС	0,00	0,00	0,39	0,78	0,39	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,56
16:30:01 0802	47	Суммарная тепловая нагрузка	0,00	0,00	0,87	3,33	0,87	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,06
		Отопление	0,00	0,00	0,54	2,58	0,54	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,65
		ГВС	0,00	0,00	0,33	0,75	0,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,41
16:30:01 0802	49	Суммарная тепловая нагрузка	0,00	0,00	0,97	0,00	0,00	0,51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,48
		Отопление	0,00	0,00	0,81	0,00	0,00	0,42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,23
		ГВС	0,00	0,00	0,17	0,00	0,00	0,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,25
ИТОГО по группе 1		Суммарна я тепловая нагрузка	4,75	0,31	7,04	8,44	1,89	3,77	3,26	3,26	3,26	3,26	3,26	3,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	45,78
		Отопление	3,94	0,26	5,44	6,53	1,17	2,44	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	31,88
		ГВС	0,81	0,05	1,60	1,92	0,72	1,33	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	13,90

По первой группе перспективных потребителей:

- к тепловоду М-1 подключается 1,12 Гкал/ч (микрорайон 35);
- к тепловоду М-2 подключается 60,36 Гкал/ч;
- к тепловоду М-3 подключается 45,78 Гкал/ч.

Перспективная нагрузка подключаемая с тепловоду М-1 не оказывает заметного влияния на гидравлический режим работы. Увеличение диаметров по участкам тепловода, в связи с подключением перспективной нагрузки не требуется.

Пьезометрические графики работы тепловода М-2 по этапам подключения перспективной нагрузки приведены на рис. 3.28. – 3.31.

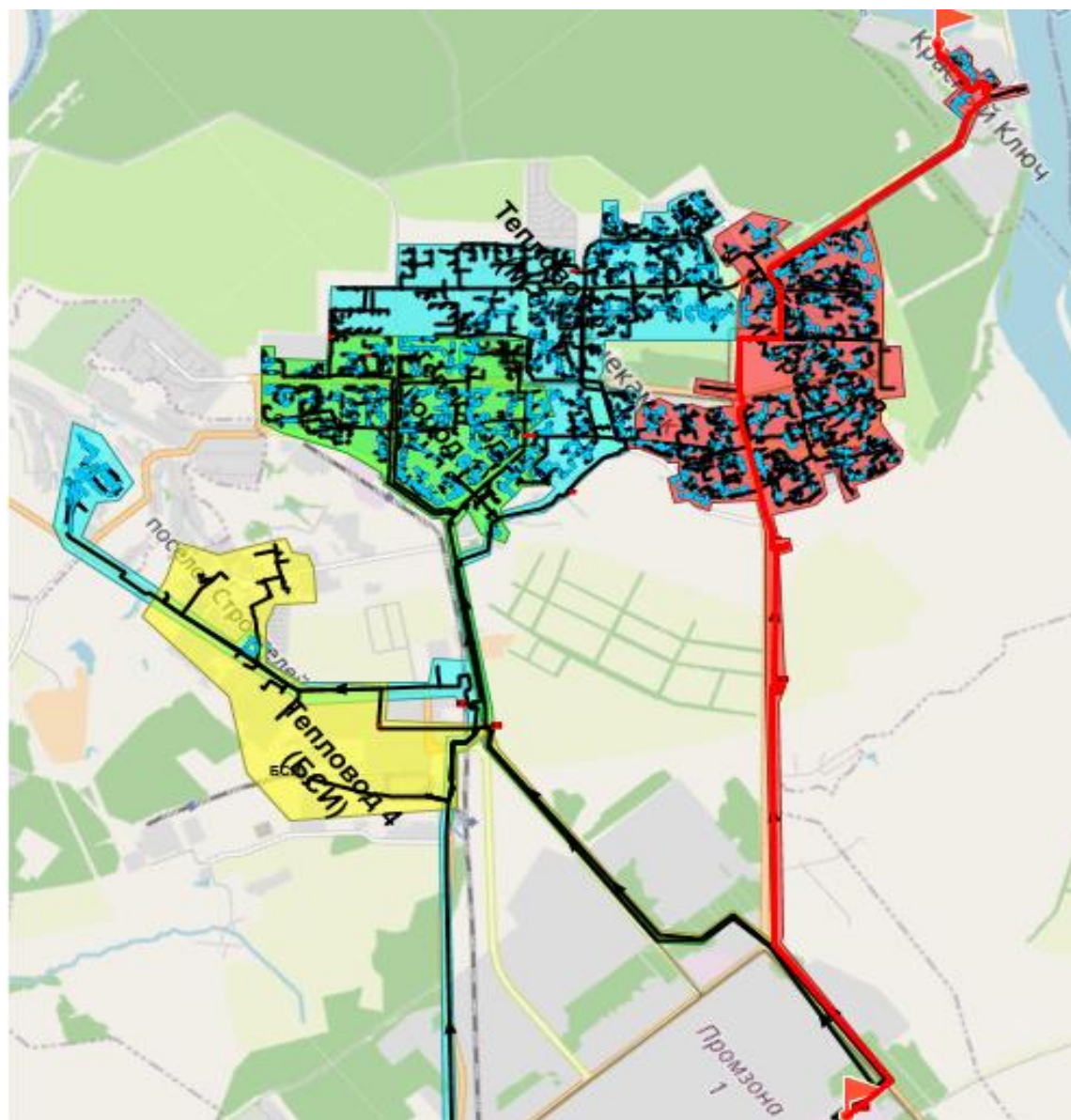
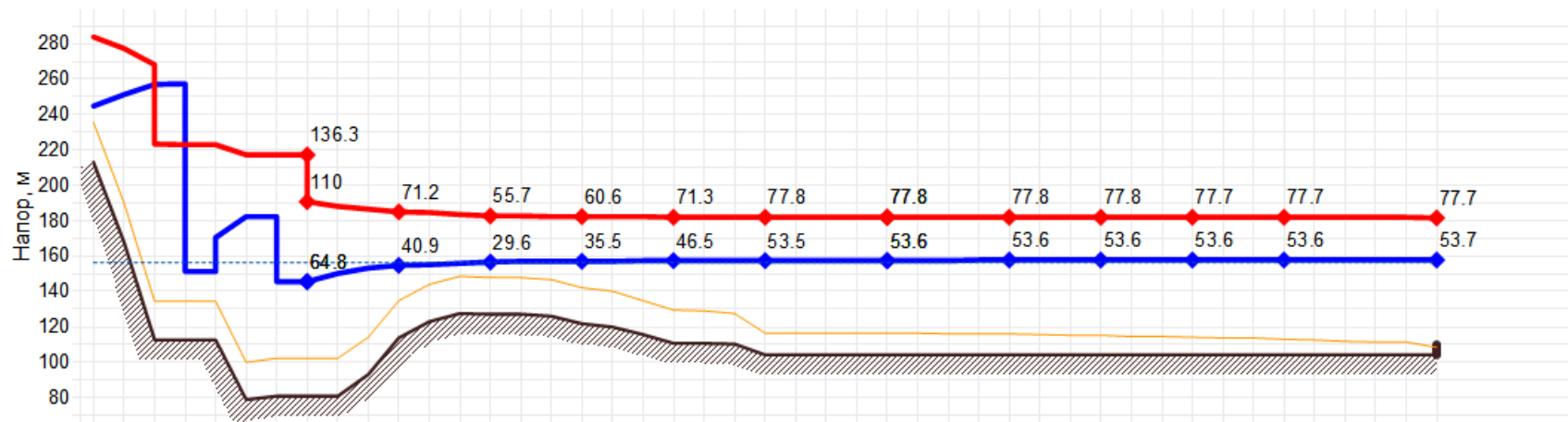
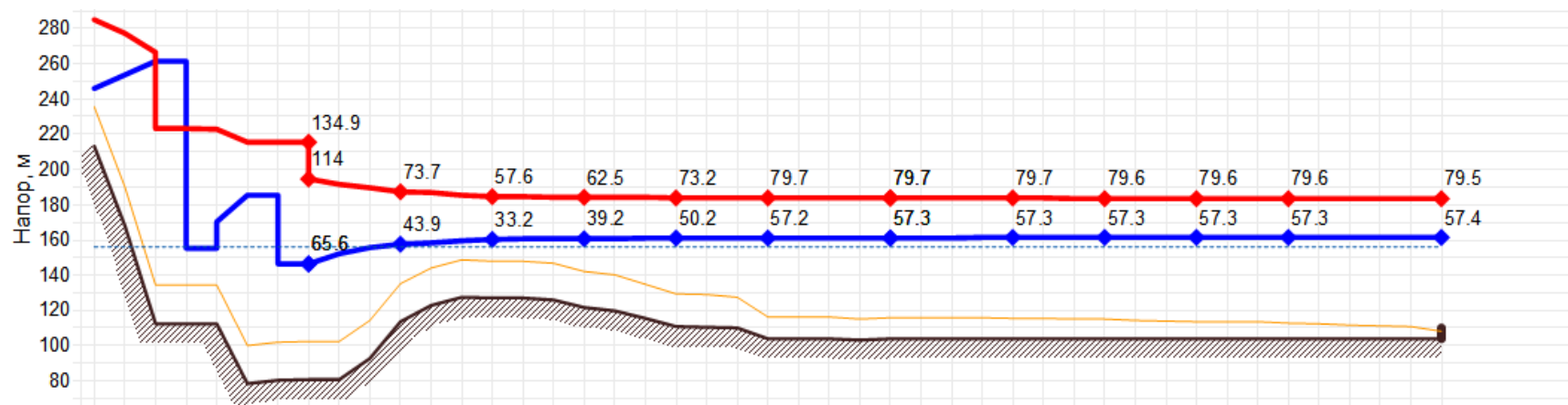


Рис. 3.28. Путь для расчета гидравлических режимов работы тепловода М-2



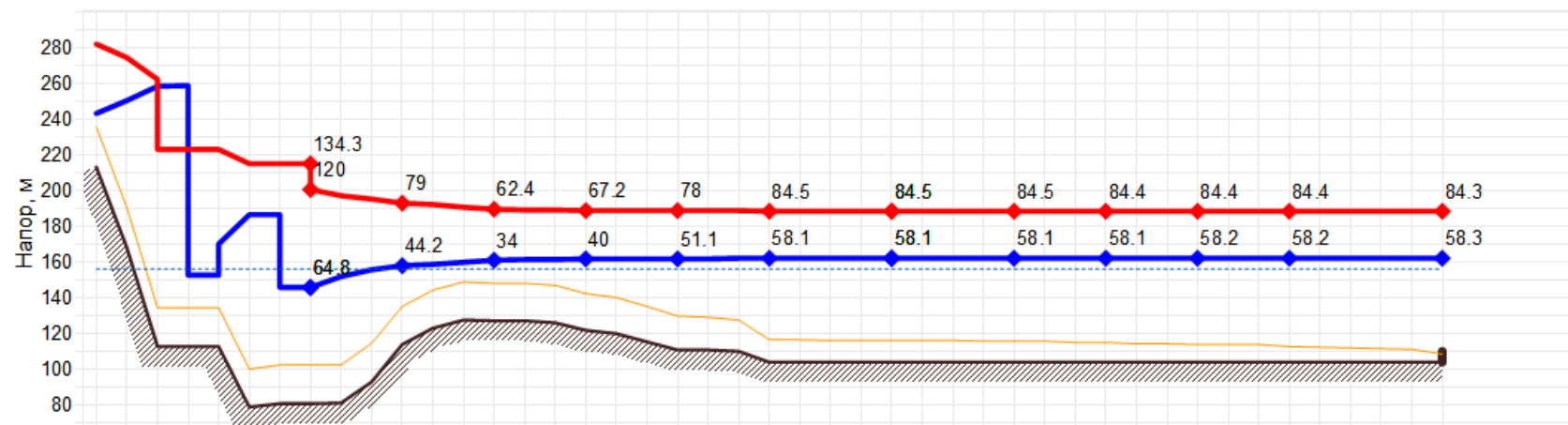
Наименование узла	ПНС-5	ТК-38	ТК-57	ТК-63	ТК-103	УТ-1	ЦТП Кр. Клы					УУ "Зангар Ку"
Геодезическая	80.55	113.53	126.9	121.48	110.59	103.82	103.8	103.82	103.82	103.82	103.82	103.81
Полный напор в обр. тр-де, м	145.3	154.4	156.5	157	157.1	157.4	157.4	157.4	157.4	157.4	157.5	157.5
Располагаемый	45.246	30.319	26.095	25.127	24.792	24.309	24.27	24.232	24.139	24.1	24.088	23.934
Длина участка, м	462	227	183	132	114	55	50	30	131	25	50	
Диаметр участка, м	0.702	0.702	0.702	0.702	0.414	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	
Потери напора в под. тр-де, м	2.657	0.482	0.194	0.012	0.018	0.007	0.006	0.003	0.015	0.001	0.002	
Потери напора в обр. тр-де, м	4.651	0.472	0.19	0.012	0.018	0.007	0.006	0.003	0.014	0.001	0.002	
Скорость воды в под. тр-де, м/с	1.737	1.055	0.745	0.218	0.206	0.153	0.142	0.128	0.107	0.077	0.058	
Скорость воды в обр. тр-де, м/с	-1.811	-1.044	-0.737	-0.214	-0.203	-0.151	-0.14	-0.127	-0.106	-0.076	-0.058	
Удельные линейные потери в под. тр-де,	4.6	1.699	0.85	0.074	0.129	0.108	0.093	0.076	0.089	0.047	0.027	
Удельные линейные потери в обр. тр-де,	8.054	1.665	0.832	0.072	0.125	0.105	0.091	0.075	0.087	0.046	0.027	
Расход в под. тр-де,	2346.86	1424.44	1006.21	293.91	96.62	37.56	34.76	31.4	11.54	8.33	6.29	
Расход в обр. тр-де,	-2321.9	-1410.09	-995.38	-289.06	-94.88	-37.08	-34.33	-31.08	-11.41	-8.24	-6.23	

Рис. 3.29. Пьезометрический график работы тепловода М-2 после подключения перспективной нагрузки 2022-2026 годов



Наименование узла	ПНС-5	ТК-38	ТК-57	ТК-63	ТК-103	УТ-1	ЦТП Кр. Клн						УУ "Зангар Кү"
Геодезическая	80.55	113.53	126.9	121.48	110.59	103.82	103.8	103.82	103.82	103.82	103.82	103.82	103.81
Полный напор в обр. тр-де, м	146.1	157.4	160.1	160.7	160.8	161.1	161.1	161.1	161.1	161.1	161.2	161.2	161.2
Располагаемый	48.431	29.849	24.331	23.29	22.954	22.467	22.43	22.39	22.295	22.256	22.244	22.244	22.089
Длина участка, м	462	227	183	132	114	55	50	30	131	25	50		
Диаметр участка, м	0.702	0.702	0.702	0.702	0.414	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2		
Потери напора в под. тр-де, м	3.258	0.645	0.223	0.012	0.019	0.007	0.006	0.003	0.015	0.001	0.002		
Потери напора в обр. тр-де, м	5.717	0.633	0.219	0.012	0.018	0.007	0.006	0.003	0.014	0.001	0.002		
Скорость воды в под. тр-де, м/с	1.924	1.22	0.799	0.218	0.207	0.154	0.143	0.129	0.107	0.077	0.058		
Скорость воды в обр. тр-де, м/с	-2.008	-1.209	-0.791	-0.214	-0.203	-0.152	-0.141	-0.127	-0.106	-0.077	-0.058		
Удельные линейные потери в под. тр-де,	5.642	2.271	0.977	0.074	0.13	0.109	0.094	0.077	0.089	0.047	0.028		
Удельные линейные потери в обр. тр-де,	9.899	2.231	0.957	0.072	0.125	0.106	0.091	0.075	0.088	0.047	0.027		
Расход в под. тр-де,	2599.49	1647.78	1079.02	294.12	96.79	37.71	34.91	31.53	11.59	8.36	6.32		
Расход в обр. тр-де,	-2574.15	-1633.05	-1068.16	-289.26	-95.06	-37.22	-34.47	-31.21	-11.46	-8.28	-6.26		

Рис. 3.30. Пьезометрический график работы тепловода М-2 после подключения перспективной нагрузки 2027-2031 годов

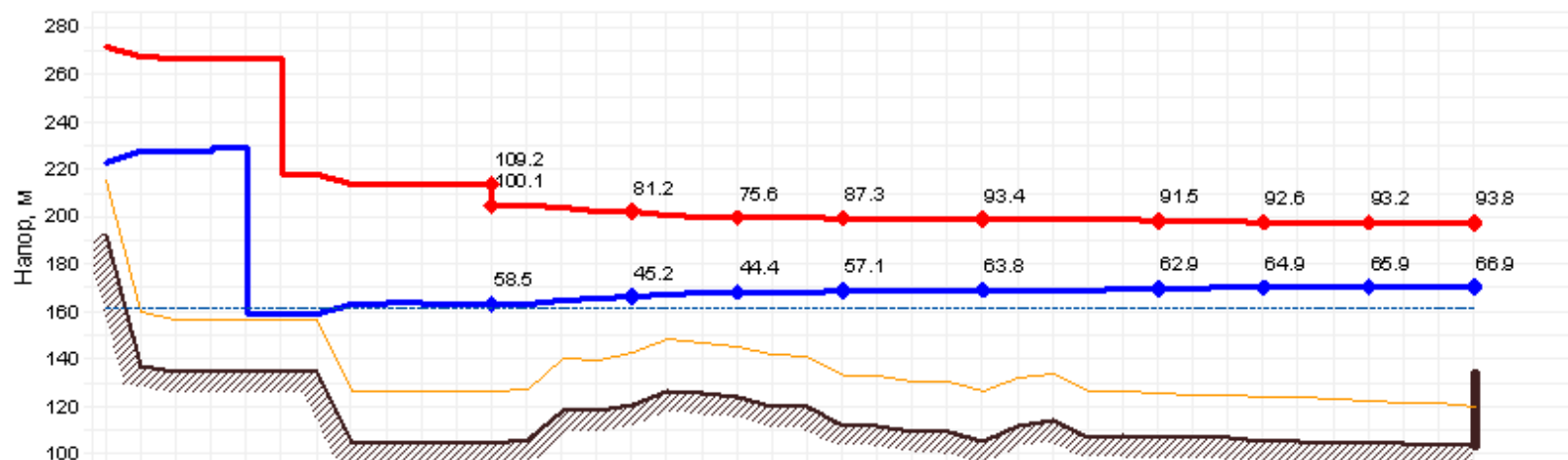


Наименование узла	ПНС-5	ТК-38	ТК-57	ТК-63	ТК-103	УТ-1	ЦТП Кр. Клн						УУ "Зангар Ку"
Геодезическая	80.55	113.53	126.9	121.48	110.59	103.82	103.8	103.82	103.82	103.82	103.82	103.82	103.81
Полный напор в обр. тр-де, м	145.4	157.7	160.9	161.5	161.6	161.9	161.9	161.9	161.9	162	162	162	162.1
Располагаемый	55.172	34.87	28.47	27.244	26.911	26.432	26.39	26.354	26.26	26.221	26.208	26.208	26.053
Длина участка, м	462	227	183	132	114	55	50	30	131	25	50		
Диаметр участка, м	0.702	0.702	0.702	0.702	0.414	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2		
Потери напора в под. тр-де, м	3.539	0.734	0.271	0.012	0.018	0.007	0.006	0.003	0.015	0.001	0.002		
Потери напора в обр. тр-де, м	6.215	0.721	0.266	0.012	0.018	0.007	0.006	0.003	0.014	0.001	0.002		
Скорость воды в под. тр-де, м/с	2.006	1.302	0.881	0.217	0.206	0.154	0.143	0.129	0.107	0.077	0.058		
Скорость воды в обр. тр-де, м/с	-2.093	-1.291	-0.873	-0.214	-0.202	-0.152	-0.141	-0.127	-0.106	-0.077	-0.058		
Удельные линейные потери в под. тр-де,	6.129	2.586	1.187	0.074	0.129	0.109	0.094	0.077	0.089	0.047	0.028		
Удельные линейные потери в обр. тр-де,	10.763	2.543	1.165	0.071	0.124	0.106	0.091	0.075	0.087	0.046	0.027		
Расход в под. тр-де,	2709.57	1758.46	1189.76	293.47	96.39	37.69	34.89	31.52	11.58	8.36	6.31		
Расход в обр. тр-де,	-2684.15	-1743.64	-1178.82	-288.62	-94.65	-37.21	-34.46	-31.2	-11.46	-8.27	-6.26		

Рис. 3.31. Пьезометрический график работы тепловода М-2 после подключения перспективной нагрузки 2031-2040 годов

В результате анализа гидравлических режимов работы тепловода М-2 сделан вывод об отсутствии необходимости увеличения диаметров тепловых сетей, в связи с подключением перспективной нагрузки.

Пьезометрический график работы тепловода М-3 после подключения перспективной нагрузки и путь для расчета гидравлического режима приведены на рис. 3.32. – 3.33.



Наименование узла	702	TK-4	TK-90a		УТ-8	ЦТП-86			УУ-3 ж.д.2
Геодезическая высота, м	104.87	121.06	124.15	111.96	105.58	106.96	105.36	104.54	103.74
Полный напор в обр. тр-де, м	163.4	166.3	168.5	169.1	169.4	169.9	170.3	170.5	170.7
Располагаемый напор, м	41.625	35.96	31.237	30.174	29.568	28.54	27.697	27.294	26.881
Длина участка, м	55	415	129	125.3	375	1	0.1	30	
Диаметр участка, м	0.992	0.408	0.408	0.8	0.702	0.205	0.15	0.08	
Потери напора в под. тр-де, м	0.068	1.403	0.071	0.008	0.025	0.058	0	0.031	
Потери напора в обр. тр-де, м	0.066	1.294	0.059	0.008	0.025	0.013	0	0.031	
Скорость воды в под. тр-де, м/с	1.571	1.24	-0.483	-0.225	-0.229	0.479	0.368	0.23	
Скорость воды в обр. тр-де, м/с	-1.554	-1.19	0.441	0.225	0.227	-0.476	-0.366	-0.229	
Удельные линейные потери в под. тр-де, мм/м	0.983	2.705	0.437	0.045	0.054	1.017	0.911	0.827	
Удельные линейные потери в обр. тр-де, мм/м	0.963	2.495	0.367	0.044	0.053	1.005	0.901	0.818	
Расход в под. тр-де, т/ч	4262.91	568.93	-221.85	-397.66	-311.29	55.52	22.85	4.07	
Расход в обр. тр-де, т/ч	-4216.73	-545.9	202.3	396.09	309	-55.19	-22.72	-4.04	

Рис. 3.32. Пьезометрический график работы тепловода М-3 после подключения перспективной нагрузки

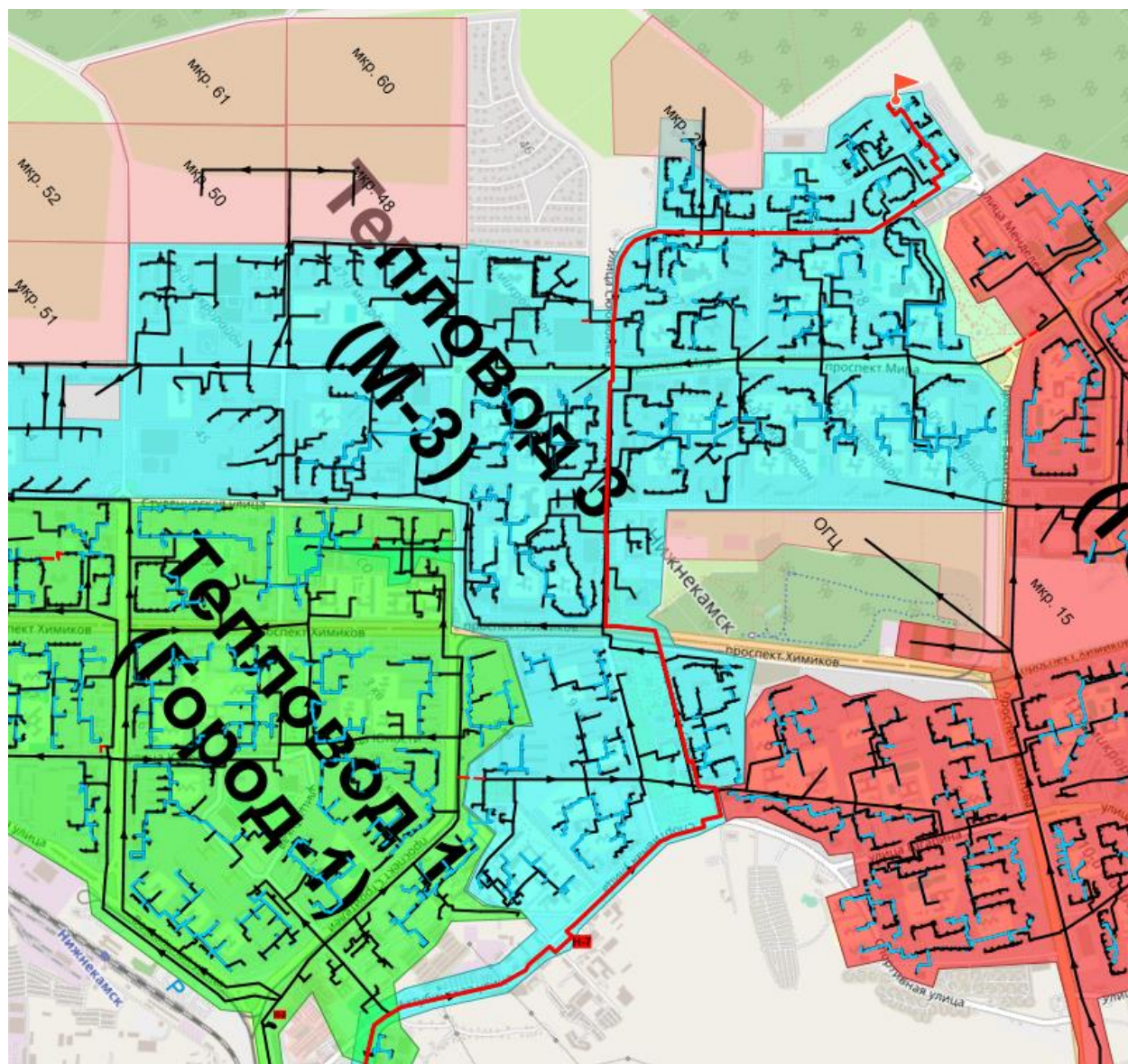


Рис. 3.33. Путь для расчета гидравлических режимов работы тепловода М-3

Табл. 3.44. Объемы реконструкции тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки (подключения новых потребителей тепловой энергии), с увеличением диаметров трубопроводов по тепловоду М-3

Источни к	Наименовани е начала участка	Наименовани е конца участка	Длина участка , м	Год строительства/реконструкц ии	Существующи й условный диаметр, мм	Перспективны й условный диаметр, мм	Вид прокладк и тепловой сети	Теплоизоляционны й материал	Затрат ы с НДС, тыс. руб.
ООО "НК ТЭЦ	ТК-87 ул. Б.Урманче	т.А (ТК-86) ул. Б.Урманче	419	2022	720	820	подземная, канальная	ППУ	46 356,64
ООО "НК ТЭЦ	ТК-5 ул. Сююмбике	ТК-8 ул. Сююмбике	576	2023	630	720	подземная, канальная	ППУ	39 426,61
ООО "НК ТЭЦ"	ТК-90а ул. Б.Урманче	ТК-1 ул. Сююмбике	652	2023	720	820	подземная, канальная	ППУ	86 911,56
ООО "НК ТЭЦ	ТК-8 ул. Сююмбике	ТК-10 ул. Сююмбике	750	2024	630	720	подземная, канальная	ППУ	56 638,48
ООО "НК ТЭЦ	ТК-1 ул. Менделева	ТК-5 ул. Менделева	864	2025	630	720	подземная, канальная	ППУ	68 294,10

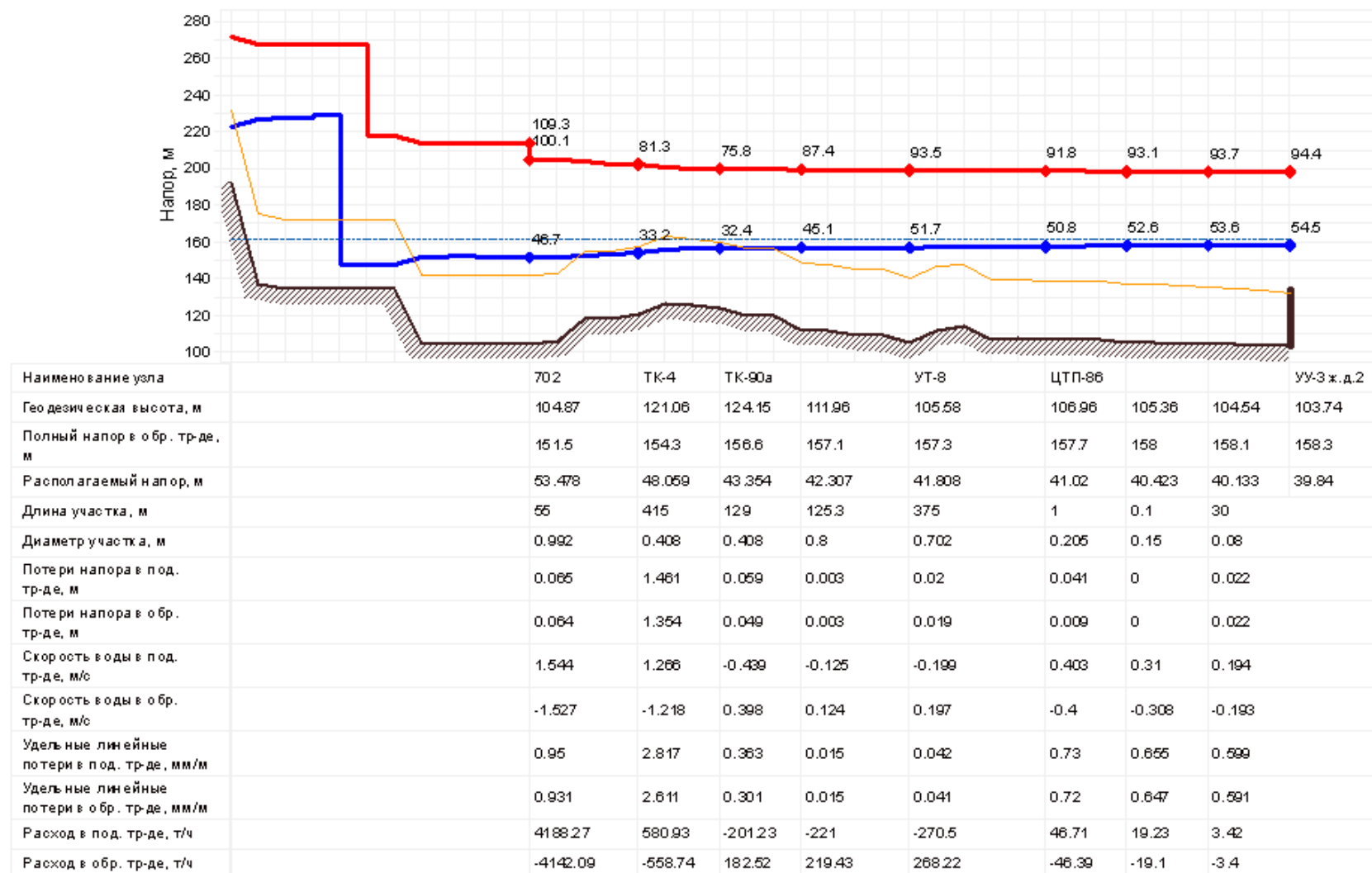


Рис. 3.34. Пьезометрический график работы тепловода М-3 после подключения перспективной нагрузки и увеличения диаметров трубопроводов

Для обеспечения качественного теплоснабжения потребителей, с учетом подключения перспективы к тепловоду М-3 (рис. 3.32.), необходимо увеличение диаметров участков тепловода приведенные в табл. 3.44.

Суммарная протяженность переключаемых участков 3261 м, увеличение диаметров до 720, 820 мм., необходимый объем финансирования 297,6 млн. рублей. Источник финансирования собственные средства НКТС, филиала АО «Татэнерго».

Пьезометрический график работы тепловода М-3 после увеличения диаметров приведен на рис. 3.34.

3.5 Оценка перспективных балансов источников тепловой энергии после подключения первой группы перспективных потребителей

В таблицах 3.45. – 3.46. приведены перспективные балансы источников тепловой энергии, с учетом подключения перспективной нагрузки.

В результате подключения тепловой нагрузки перспективных потребителей первой группы дефицитов на всю рассматриваемую перспективу по источникам тепловой энергии не выявлено.

Табл. 3.45. Балансы тепловой мощности источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, системы теплоснабжения ООО «Нижекамская ТЭЦ» в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ЕТО-1, с учетом подключения нагрузки первой группы потребителей, Гкал/ч

Наименование показателя	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Установленная тепловая мощность, в том числе	1 580,0 0	1 580,0 0	1 580,0 0	1 580,0 0	1 580,0 0	1 580,0 0	1 580,0 0	1 580,0 0	1 580,0 0	1 580,0 0	1 580,0 0	1 580,0 0	1 580,0 0	1 580,0 0	1 580,0 0	1 580,0 0	1 580,0 0	1 580,0 0	1 580,0 0
отборы паровых турбин, в том числе	1 220,0 0	1 220,0 0	1 220,0 0	1 220,0 0	1 220,0 0	1 220,0 0	1 220,0 0	1 220,0 0	1 220,0 0	1 220,0 0	1 220,0 0	1 220,0 0	1 220,0 0	1 220,0 0	1 220,0 0	1 220,0 0	1 220,0 0	1 220,0 0	1 220,0 0
производственных показателей	1 000,0 0	1 000,0 0	1 000,0 0	1 000,0 0	1 000,0 0	1 000,0 0	1 000,0 0	1 000,0 0	1 000,0 0	1 000,0 0	1 000,0 0	1 000,0 0	1 000,0 0	1 000,0 0	1 000,0 0	1 000,0 0	1 000,0 0	1 000,0 0	1 000,0 0
теплофикационные	220,0 0	220,0 0	220,0 0	220,0 0	220,0 0	220,0 0	220,0 0	220,0 0	220,0 0	220,0 0	220,0 0	220,0 0	220,0 0	220,0 0	220,0 0	220,0 0	220,0 0	220,0 0	220,0 0
РОУ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ПВК	360,0 0	360,0 0	360,0 0	360,0 0	360,0 0	360,0 0	360,0 0	360,0 0	360,0 0	360,0 0	360,0 0	360,0 0	360,0 0	360,0 0	360,0 0	360,0 0	360,0 0	360,0 0	360,0 0
Располагаемая тепловая мощность станции	1 580,0 0	1 580,0 0	1 580,0 0	1 580,0 0	1 580,0 0	1 580,0 0	1 580,0 0	1 580,0 0	1 580,0 0	1 580,0 0	1 580,0 0	1 580,0 0	1 580,0 0	1 580,0 0	1 580,0 0	1 580,0 0	1 580,0 0	1 580,0 0	1 580,0 0
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
Затраты тепла на собственные нужды станции в паре	15,12	15,12	15,12	15,12	15,12	15,12	15,12	15,12	15,12	15,12	15,12	15,12	15,12	15,12	15,12	15,12	15,12	15,12	15,12

Наименование показателя	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Потери в тепловых сетях в горячей воде, в том числе	37,44	37,65	38,22	39,68	41,07	42,22	43,04	43,87	44,70	45,32	45,95	46,57	46,57	46,57	46,57	46,57	46,57	46,57	46,57
М-3	37,44	37,65	38,22	39,68	41,07	42,22	43,04	43,87	44,70	45,32	45,95	46,57	46,57	46,57	46,57	46,57	46,57	46,57	46,57
Потери в паропроводах	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды ТЭЦ	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	445,05	445,36	452,40	460,85	462,74	466,51	469,77	473,03	476,29	479,55	482,82	486,08	486,08	486,08	486,08	486,08	486,08	486,08	486,08
Присоединенная непосредственно к коллекторам станции	445,05	445,36	452,40	460,85	462,74	466,51	469,77	473,03	476,29	479,55	482,82	486,08	486,08	486,08	486,08	486,08	486,08	486,08	486,08
отопление и вентиляция	273,11	273,37	278,81	285,33	286,50	288,94	290,96	292,98	295,00	297,01	299,03	301,05	301,05	301,05	301,05	301,05	301,05	301,05	301,05
горячее водоснабжение	171,94	171,99	173,60	175,51	176,23	177,56	178,81	180,05	181,30	182,54	183,78	185,03	185,03	185,03	185,03	185,03	185,03	185,03	185,03
М-3	445,05	445,36	452,40	460,85	462,74	466,51	469,77	473,03	476,29	479,55	482,82	486,08	486,08	486,08	486,08	486,08	486,08	486,08	486,08

Наименование показателя	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
отопление и вентиляция	273,11	273,37	278,81	285,33	286,50	288,94	290,96	292,98	295,00	297,01	299,03	301,05	301,05	301,05	301,05	301,05	301,05	301,05	301,05
горячее водоснабжение	171,94	171,99	173,60	175,51	176,23	177,56	178,81	180,05	181,30	182,54	183,78	185,03	185,03	185,03	185,03	185,03	185,03	185,03	185,03
Перспектива (М-З)	4,75	0,31	7,04	8,44	1,89	3,77	3,26	3,26	3,26	3,26	3,26	3,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ОВ	3,94	0,26	5,44	6,53	1,17	2,44	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ГВС	0,81	0,05	1,60	1,92	0,72	1,33	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе	431,70	432,00	438,83	447,02	448,86	452,51	455,68	458,84	462,00	465,17	468,33	471,49	471,49	471,49	471,49	471,49	471,49	471,49	471,49
М-З	431,70	432,00	438,83	447,02	448,86	452,51	455,68	458,84	462,00	465,17	468,33	471,49	471,49	471,49	471,49	471,49	471,49	471,49	471,49
отопление и вентиляция	264,92	265,17	270,44	276,77	277,91	280,28	282,23	284,19	286,15	288,10	290,06	292,02	292,02	292,02	292,02	292,02	292,02	292,02	292,02
горячее водоснабжение	166,78	166,83	168,39	170,25	170,95	172,24	173,44	174,65	175,86	177,06	178,27	179,48	179,48	179,48	179,48	179,48	179,48	179,48	179,48
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00

Наименование показателя	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в паре (на коллекторах станции)	740,0 0	740,0 0	740,0 0	740,0 0	740,0 0	740,0 0	740,0 0	740,0 0	740,0 0	740,0 0	740,0 0	740,0 0	740,0 0	740,0 0	740,0 0	740,0 0	740,0 0	740,0 0	740,0 0
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	379,4 3	379,1 2	372,0 8	363,6 3	361,7 4	357,9 7	354,7 1	351,4 5	348,1 9	344,9 3	341,6 6	338,4 0	338,4 0	338,4 0	338,4 0	338,4 0	338,4 0	338,4 0	338,4 0
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	392,7 8	392,4 8	385,6 5	377,4 6	375,6 2	371,9 7	368,8 0	365,6 4	362,4 8	359,3 1	356,1 5	352,9 9	352,9 9	352,9 9	352,9 9	352,9 9	352,9 9	352,9 9	352,9 9

Табл. 3.46. Балансы тепловой мощности источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, системы теплоснабжения Филиала АО «ТГК-16» «Нижекамская ТЭЦ» в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ЕТО-1, с учетом подключений тепловой нагрузки первой группы перспективных потребителей. , Гкал/ч

Наименование показателя	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Установленная тепловая мощность, в том числе	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0
отборы паровых турбин, в том числе	2 806,0 0	2 806,0 0	2 806,0 0	2 806,0 0	2 806,0 0	2 806,0 0	2 806,0 0	2 806,0 0	2 806,0 0	2 806,0 0	2 806,0 0	2 806,0 0	2 806,0 0	2 806,0 0	2 806,0 0	2 806,0 0	2 806,0 0	2 806,0 0	2 806,0 0
производственных показателей	2 193,0	2 193,0	2 193,0	2 193,0	2 193,0	2 193,0	2 193,0	2 193,0	2 193,0	2 193,0	2 193,0	2 193,0	2 193,0	2 193,0	2 193,0	2 193,0	2 193,0	2 193,0	2 193,0

Наименование показателя	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
теплофикационн ые	613,0 0	613,0 0	613,0 0	613,0 0	613,0 0	613,0 0	613,0 0	613,0 0	613,0 0	613,0 0	613,0 0	613,0 0	613,0 0	613,0 0	613,0 0	613,0 0	613,0 0	613,0 0	613,0 0
РОУ	200,0 0	200,0 0	200,0 0	200,0 0	200,0 0	200,0 0	200,0 0	200,0 0	200,0 0	200,0 0	200,0 0	200,0 0	200,0 0	200,0 0	200,0 0	200,0 0	200,0 0	200,0 0	200,0 0
ПВК	740,0 0	740,0 0	740,0 0	740,0 0	740,0 0	740,0 0	740,0 0	740,0 0	740,0 0	740,0 0	740,0 0	740,0 0	740,0 0	740,0 0	740,0 0	740,0 0	740,0 0	740,0 0	740,0 0
Располагаемая тепловая мощность станции	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
Затраты тепла на собственные нужды станции в паре	24,01	24,01	24,01	24,01	24,01	24,01	24,01	24,01	24,01	24,01	24,01	24,01	24,01	24,01	24,01	24,01	24,01	24,01	24,01
Потери в тепловых сетях в горячей воде, в том числе	53,32	53,68	54,51	55,59	57,15	58,07	58,68	58,97	59,26	59,44	59,52	59,52	59,52	60,32	60,32	60,32	60,32	60,32	60,32
Потери в паропроводах	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды ТЭЦ	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	724,9 1	727,9 8	734,9 6	743,9 8	757,1 5	764,9 0	769,9 9	772,4 4	774,8 9	776,4 4	777,0 5	777,0 5	777,0 5	783,8 0	783,8 0	783,8 0	783,8 0	783,8 0	783,8 0

Наименование показателя	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Перспектива (город)	2,59	3,07	6,98	9,03	13,16	7,76	5,09	2,45	2,45	1,55	0,61	0,00	0,00	6,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
М-1	0,59	0,00	0,00	0,53	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
отопление и вентиляция	0,37	0,00	0,00	0,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
горячее водоснабжение	0,23	0,00	0,00	0,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
М-2	1,99	3,07	6,98	8,50	13,16	7,76	5,09	2,45	2,45	1,55	0,61	0,00	0,00	6,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
отопление и вентиляция	1,46	1,95	5,23	5,26	9,28	4,80	3,15	1,51	1,51	1,28	0,51	0,00	0,00	4,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
горячее водоснабжение	0,53	1,12	1,75	3,24	3,88	2,96	1,94	0,93	0,93	0,26	0,10	0,00	0,00	2,57	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
БСИ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная непосредственно к коллекторам станции	276,4 2	276,4 2	276,4 2	276,4 2	276,4 2	276,4 2	276,4 2	276,4 2	276,4 2	276,4 2	276,4 2	276,4 2	276,4 2	276,4 2	276,4 2	276,4 2	276,4 2	276,4 2	276,4 2
М-1	173,6 1	173,6 1	173,6 1	174,1 4	174,1 4	174,1 4	174,1 4	174,1 4	174,1 4	174,1 4	174,1 4	174,1 4	174,1 4	174,1 4	174,1 4	174,1 4	174,1 4	174,1 4	174,1 4
отопление и вентиляция	105,0 5	105,0 5	105,0 5	105,4 8	105,4 8	105,4 8	105,4 8	105,4 8	105,4 8	105,4 8	105,4 8	105,4 8	105,4 8	105,4 8	105,4 8	105,4 8	105,4 8	105,4 8	105,4 8
горячее водоснабжение	68,56	68,56	68,56	68,65	68,65	68,65	68,65	68,65	68,65	68,65	68,65	68,65	68,65	68,65	68,65	68,65	68,65	68,65	68,65
М-2	267,6 9	270,7 7	277,7 4	286,2 4	299,4 0	307,1 6	312,2 5	314,7 0	317,1 5	318,6 9	319,3 1	319,3 1	319,3 1	326,0 5	326,0 5	326,0 5	326,0 5	326,0 5	326,0 5
отопление и вентиляция	161,0 8	163,0 3	168,2 6	173,5 1	182,8 0	187,5 9	190,7 4	192,2 6	193,7 7	195,0 5	195,5 6	195,5 6	195,5 6	199,7 4	199,7 4	199,7 4	199,7 4	199,7 4	199,7 4
горячее водоснабжение	106,6 1	107,7 4	109,4 8	112,7 3	116,6 1	119,5 7	121,5 1	122,4 4	123,3 8	123,6 4	123,7 4	123,7 4	123,7 4	126,3 2	126,3 2	126,3 2	126,3 2	126,3 2	126,3 2
БСИ	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19
отопление и вентиляция	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19
горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Наименование показателя	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе	711,6 7	714,6 5	721,4 2	730,1 7	742,9 4	750,4 6	755,4 0	757,7 8	760,1 5	761,6 5	762,2 5	762,2 5	762,2 5	768,7 9	768,7 9	768,7 9	768,7 9	768,7 9	768,7 9
М-1	168,4 0	168,4 0	168,4 0	168,9 2	168,9 2	168,9 2	168,9 2	168,9 2	168,9 2	168,9 2	168,9 2	168,9 2	168,9 2	168,9 2	168,9 2	168,9 2	168,9 2	168,9 2	168,9 2
отопление и вентиляция	101,9 0	101,9 0	101,9 0	102,3 2	102,3 2	102,3 2	102,3 2	102,3 2	102,3 2	102,3 2	102,3 2	102,3 2	102,3 2	102,3 2	102,3 2	102,3 2	102,3 2	102,3 2	102,3 2
горячее водоснабжение	66,51	66,51	66,51	66,60	66,60	66,60	66,60	66,60	66,60	66,60	66,60	66,60	66,60	66,60	66,60	66,60	66,60	66,60	66,60
М-2	259,6 6	262,6 4	269,4 1	277,6 5	290,4 2	297,9 5	302,8 8	305,2 6	307,6 3	309,1 3	309,7 3	309,7 3	309,7 3	316,2 7	316,2 7	316,2 7	316,2 7	316,2 7	316,2 7
отопление и вентиляция	156,2 5	158,1 4	163,2 1	168,3 1	177,3 1	181,9 7	185,0 2	186,4 9	187,9 6	189,2 0	189,7 0	189,7 0	189,7 0	193,7 4	193,7 4	193,7 4	193,7 4	193,7 4	193,7 4
горячее водоснабжение	103,4 1	104,5 0	106,2 0	109,3 4	113,1 1	115,9 8	117,8 6	118,7 7	119,6 7	119,9 3	120,0 3	120,0 3	120,0 3	122,5 3	122,5 3	122,5 3	122,5 3	122,5 3	122,5 3
БСИ	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19
отопление и вентиляция	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19
горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	2 029,6 6	2 029,6 6	2 029,6 6	2 029,6 6	2 029,6 6	2 029,6 6	2 029,6 6	2 029,6 6	2 029,6 6	2 029,6 6	2 029,6 6	2 029,6 6	2 029,6 6	2 029,6 6	2 029,6 6	2 029,6 6	2 029,6 6	2 029,6 6	2 029,6 6
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в паре (на коллекторах станции)	2 029,6 6	2 029,6 6	2 029,6 6	2 029,6 6	2 029,6 6	2 029,6 6	2 029,6 6	2 029,6 6	2 029,6 6	2 029,6 6	2 029,6 6	2 029,6 6	2 029,6 6	2 029,6 6	2 029,6 6	2 029,6 6	2 029,6 6	2 029,6 6	2 029,6 6

Наименование показателя	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	947,5 0	944,4 3	937,4 5	928,4 3	915,2 6	907,5 1	902,4 2	899,9 7	897,5 2	895,9 7	895,3 6	895,3 6	895,3 6	888,6 1	888,6 1	888,6 1	888,6 1	888,6 1	888,6 1
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	960,7 4	957,7 6	950,9 9	942,2 4	929,4 7	921,9 5	917,0 1	914,6 3	912,2 6	910,7 6	910,1 6	910,1 6	910,1 6	903,6 2	903,6 2	903,6 2	903,6 2	903,6 2	903,6 2

3.6 Расчет радиуса эффективного теплоснабжения для первой группы потребителей.

Подключение перспективных потребителей первой группы в зонах действия тепловодов М-1, М-2 в полном объеме осуществляется за счет платы за подключение. Собственные средства ресурсоснабжающей организации не используются. Объемы нового строительства тепловых сетей не превышают нескольких сотен метров и недостаточны для негативного влияния на эффективность подключения, через увеличение составляющей на передачу тепловой энергии в ее себестоимости. Подключение потребителей первой группы к тепловодам М-1, М-2 эффективно.

Подключение перспективных потребителей первой группы к тепловоду М-3 требует снятия технических ограничений в тепловых сетях – увеличение диаметров трубопроводов. К необходимости реконструкции с увеличением диаметров приводит подключение всех потребителей первой группы в совокупности. С учетом того, что подключение осуществляется в пятилетнем диапазоне, с соответствующим временным разбросом в подаче заявок, в соответствии с действующим законодательством разработка и защита индивидуального тарифа на подключение, включающего капитальные затраты на перекладку тепловых сетей невозможна.

Расчет радиуса эффективного теплоснабжения для подключаемых потребителей к тепловоду М-3 приведен в табл. 3.47.

Табл. 3.47. Радиус эффективного теплоснабжения для потребителей группы 1 подключаемых к тепловоду М-3

№ п / п	Мероприятие	Переключаемая нагрузка, Гкал/ч	Потребление, Гкал/год	Стоимость мероприятия, тыс.руб.	Выручка, тыс.руб.	Стоимость выработки и тепловой энергии, тыс.руб.	Увеличение стоимости эксплуатации тепловых сетей, тыс.руб.	Приток денежных средств, тыс.руб.	Простой срок окупаемости, лет	Дисконтированный срок окупаемости, лет	Вывод
1	Подключение перспективных потребителей к тепловоду М-3	45,78	59 056	297 627	107 127	60 981	2 300	43 846	6,79	10,37	Переключение экономически эффективно

3.7 Оценка зон перспективного строительства потребителей второй группы.

Расположение микрорайонов перспективной застройки второй группы ведет к необходимости рассматривания технической возможности подключения данных микрорайонов с учетом их суммарной нагрузки.

Микрорайоны 48,50,52, 60, 61.

На рис. 3.35. приведены зоны перспективной застройки микрорайонов 48,50,52, 60, 61.

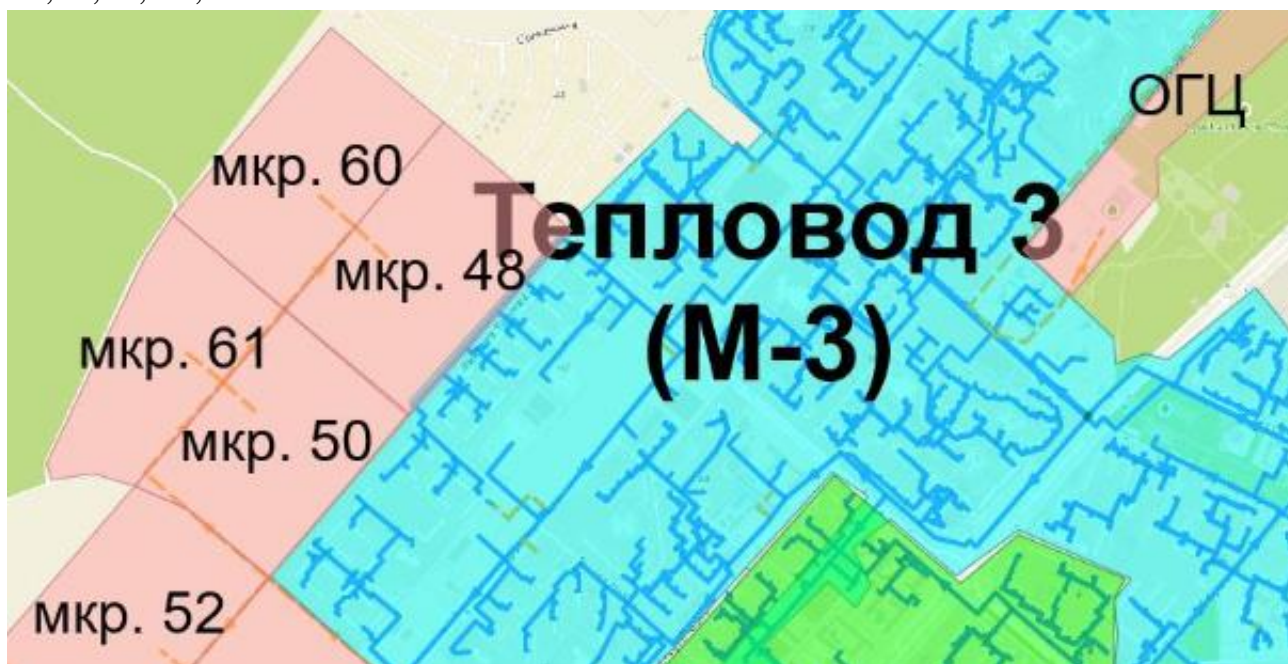


Рис. 3.35. Зоны перспективной застройки микрорайонов 48,50,52, 60, 61

В табл. 3.48. приведены перспективные тепловые нагрузки микрорайонов 48, 50, 52, 60, 61.

Техническая возможность подключения новых потребителей данных микрорайонов имеется к тепловодам М-1 и М-3.

Объемы нового строительства тепловых сетей и оценка необходимых капитальных вложений на строительство тепловой сети от существующих трубопроводов до зоны перспективной застройки приведены в табл. 3.49.

Табл. 3.48. Прирост тепловой нагрузки микрорайона 48, 50, 52, 60, 61

№ кадастровог о квартала	№ жилого квартал а	Вид нагрузки	2022	202 3	202 4	202 5	202 6	202 7	202 8	202 9	203 0	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	Всего
16:30:010802	48	Суммарная тепловая нагрузка	0,00	0,00	1,37	2,00	3,62	5,17	3,62	3,62	3,62	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	23,03
		Отопление	0,00	0,00	1,14	1,24	2,24	3,52	2,24	2,24	2,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	14,86
		ГВС	0,00	0,00	0,23	0,76	1,38	1,65	1,38	1,38	1,38	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8,17
16:30:010802	50	Суммарная тепловая нагрузка	0,00	0,00	0,00	0,00	1,39	3,11	3,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,42	2,42	2,42	0,00	0,00	0,00	14,87
		Отопление	0,00	0,00	0,00	0,00	0,86	2,29	2,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,49	1,49	1,49	0,00	0,00	0,00	9,92
		ГВС	0,00	0,00	0,00	0,00	0,53	0,83	0,83	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,92	0,92	0,92	0,00	0,00	0,00	4,95
16:30:010803	52	Суммарная тепловая нагрузка	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,35	1,35	0,00	0,00	5,53	0,00	5,53	5,53	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	19,30
		Отопление	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,12	1,12	0,00	0,00	3,42	0,00	3,42	3,42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	12,51
		ГВС	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,23	0,23	0,00	0,00	2,11	0,00	2,11	2,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,79
16:30:010802	60	Суммарная тепловая нагрузка	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,17	0,00	0,00	0,00	3,62	3,62	3,62	0,00	0,00	12,02
		Отопление	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,97	0,00	0,00	0,00	2,24	2,24	2,24	0,00	0,00	7,68
		ГВС	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,20	0,00	0,00	0,00	1,38	1,38	1,38	0,00	0,00	4,34
16:30:010802	61	Суммарная тепловая нагрузка	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,21	0,00	0,00	7,17	0,00	0,00	0,00	0,00	8,38
		Отопление	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,01	0,00	0,00	4,43	0,00	0,00	0,00	0,00	5,44
		ГВС	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,21	0,00	0,00	2,73	0,00	0,00	0,00	0,00	2,94
ИТОГО		Суммарна я тепловая нагрузка	0,00	0,00	1,37	2,00	5,02	8,28	8,09	4,98	3,62	0,00	6,70	1,21	5,53	7,95	13,2 0	6,03	3,62	0,00	0,00	77,59
		Отопление	0,00	0,00	1,14	1,24	3,10	5,81	5,65	3,36	2,24	0,00	4,39	1,01	3,42	4,91	8,16	3,73	2,24	0,00	0,00	50,41
		ГВС	0,00	0,00	0,23	0,76	1,91	2,47	2,44	1,61	1,38	0,00	2,31	0,21	2,11	3,03	5,03	2,30	1,38	0,00	0,00	27,19

Табл. 3.49. Объемы нового строительства тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки микрорайона 48, 50, 52, 60, 61

Источник	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Перспективный потребитель	Протяженность участка, м	Год строительства	Условный диаметр, мм	Вид прокладки и тепловой сети	Теплоизоляционный материал	Затраты с НДС, тыс. руб.	Источник финансирования
ООО "Нижекамская ТЭЦ" (ПТК-2)	тепловод №3	микрорайон 48, 50, 52, 60, 61	застройка	756	2024	600	подземная канальная	ППУ	257 987,97	Средства за присоединение потребителей
				589		450				
				500		350				
Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)	тепловод №1	микрорайон 48, 50, 52, 60, 61	застройка	2100	2024	600	подземная канальная	ППУ	479 691,04	Средства за присоединение потребителей
				589		450				
				500		350				

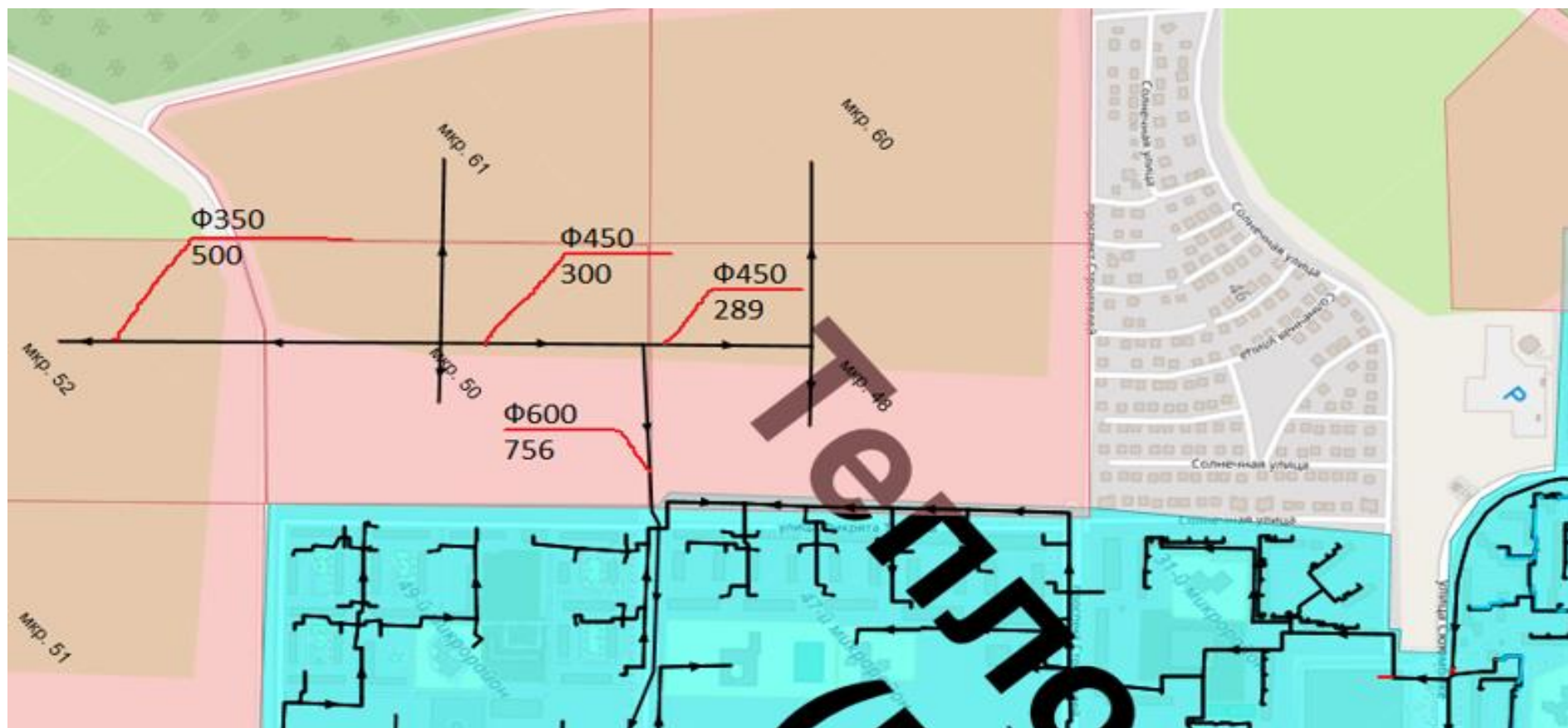


Рис. 3.36. Схема подключения перспективной застройки микрорайонов 48,50,52, 60, 61

На рис. 3.36 приведена предлагаемая схема подключения микрорайонов 48,50,52, 60, 61 к тепловоду М-3. Гидравлические расчеты, балансы мощности источников тепловой энергии и расчет радиуса эффективного теплоснабжения приведены далее.

Микрорайоны 33, 35а, 51, 53, 54, 55, 56, 63, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72

На рис. 3.37. приведены зоны перспективной застройки микрорайонов 33, 35а, 51, 53, 54, 55, 56, 63, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72.

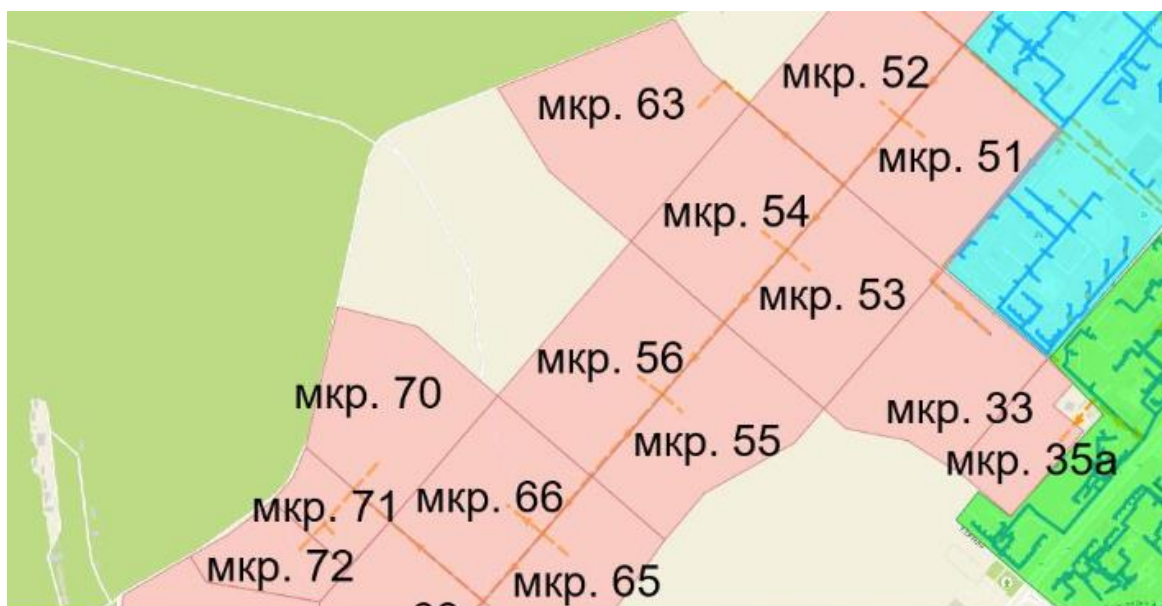


Рис. 3.37. Зоны перспективной застройки микрорайонов 33, 35а, 51, 53, 54, 55, 56, 63, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72

В табл. 3.50. приведены перспективные тепловые нагрузки микрорайонов 33, 35а, 51, 53, 54, 55, 56, 63, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72.

Техническая возможность подключения новых потребителей данных микрорайонов имеется к тепловодам М-1 и М-3.

Объемы нового строительства тепловых сетей и оценка необходимых капитальных вложений на строительство тепловой сети от существующих трубопроводов до зоны перспективной застройки приведены в табл. 3.51.

Табл. 3.50. Прирост тепловой нагрузки микрорайона 33, 35а, 51, 53, 54, 55, 56, 63, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72

№ кадастро вого квартал а	№ жлог о кварт ала	Вид нагрузк и	2022	202 3	202 4	202 5	202 6	202 7	202 8	202 9	203 0	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	Всег о
16:30:010 803	33	Суммарн ая тепловая нагрузка	0,00	0,00	0,00	5,80	4,15	5,20	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	40,04
		Отоплени е	0,00	0,00	0,00	3,94	2,57	3,44	2,57	2,57	2,57	2,57	2,57	2,57	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	25,34
		ГВС	0,00	0,00	0,00	1,86	1,58	1,76	1,58	1,58	1,58	1,58	1,58	1,58	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	14,70
16:30:040 203	35А	Суммарн ая тепловая нагрузка	0,54	0,00	0,00	2,01	0,00	0,48	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,03
		Отоплени е	0,36	0,00	0,00	1,66	0,00	0,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,42
		ГВС	0,19	0,00	0,00	0,34	0,00	0,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,61
16:30:010 803	51	Суммарн ая тепловая нагрузка	0,00	0,00	0,00	4,18	4,18	4,18	6,36	4,18	4,18	4,18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	31,41
		Отоплени е	0,00	0,00	0,00	2,58	2,58	2,58	4,39	2,58	2,58	2,58	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	19,89
		ГВС	0,00	0,00	0,00	1,59	1,59	1,59	1,97	1,59	1,59	1,59	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	11,52
16:30:010 803	53	Суммарн ая тепловая нагрузка	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	9,29	5,24	5,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	19,77
		Отоплени е	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,60	3,24	3,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	13,08
		ГВС	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,69	2,00	2,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,69
16:30:010 803	54	Суммарн ая тепловая нагрузка	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,71	3,58	3,58	3,58	3,58	0,00	3,58	0,00	0,00	0,00	0,00	20,63

№ кадастро вого квартал а	№ жیلөг о кварт ала	Вид нагрузк и	2022	202 3	202 4	202 5	202 6	202 7	202 8	202 9	203 0	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	Всего
		Отоплен ие	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,25	2,22	2,22	2,22	2,22	0,00	2,22	0,00	0,00	0,00	0,00	13,33
		ГВС	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,46	1,37	1,37	1,37	1,37	0,00	1,37	0,00	0,00	0,00	0,00	7,30
16:30:010 803	55	Суммарн ая тепловая нагрузка	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,92	0,00	5,30	5,30	5,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	17,83
		Отоплен ие	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,59	0,00	3,28	3,28	3,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	11,43
		ГВС	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,33	0,00	2,02	2,02	2,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,40
16:30:010 803	56	Суммарн ая тепловая нагрузка	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,87	0,00	4,45	4,45	4,45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	17,21
		Отоплен ие	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,21	0,00	2,75	2,75	2,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	11,46
		ГВС	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,66	0,00	1,70	1,70	1,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,75
16:30:010 803	63	Суммарн ая тепловая нагрузка	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,27	0,00	0,00	0,00	5,64	5,64	5,64	0,00	19,18
		Отоплен ие	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,88	0,00	0,00	0,00	3,49	3,49	3,49	0,00	12,34
		ГВС	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,39	0,00	0,00	0,00	2,15	2,15	2,15	0,00	6,84
16:30:010 803	65	Суммарн ая тепловая нагрузка	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,51	0,00	0,00	2,70	2,70	2,70	2,70	12,32
		Отоплен ие	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,25	0,00	0,00	1,67	1,67	1,67	1,67	7,94
		ГВС	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,26	0,00	0,00	1,03	1,03	1,03	1,03	4,38
16:30:010 803	66	Суммарн ая	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,20	0,00	0,00	0,00	0,00	14,0 8	16,28

№ кадастро вого квартал а	№ жیلөг о кварт ала	Вид нагрузк и	2022	202 3	202 4	202 5	202 6	202 7	202 8	202 9	203 0	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	Всег о
		тепловая нагрузка																				
		Отопл ение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,82	0,00	0,00	0,00	0,00	8,71	10,53
		ГВС	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,38	0,00	0,00	0,00	0,00	5,37	5,74
16:30:010 803	67	Суммарн ая тепловая нагрузка	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,53	0,00	0,00	5,83	0,00	6,36
		Отопл ение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,44	0,00	0,00	3,61	0,00	4,04
		ГВС	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09	0,00	0,00	2,22	0,00	2,31
16:30:010 803	68	Суммарн ая тепловая нагрузка	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,82	3,59	1,82	1,82	1,82	10,87
		Отопл ение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,13	2,60	1,13	1,13	1,13	7,10
		ГВС	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,69	1,00	0,69	0,69	0,69	3,77
16:30:010 803	69	Суммарн ая тепловая нагрузка	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,08	2,08	2,08	2,08	5,06	2,08	2,08	17,52
		Отопл ение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,28	1,28	1,28	1,28	3,76	1,28	1,28	11,47
		ГВС	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,79	0,79	0,79	0,79	1,30	0,79	0,79	6,06
16:30:010 803	70	Суммарн ая тепловая нагрузка	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01	0,48	0,00	10,54
		Отопл ение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	0,40	0,00	6,62
		ГВС	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,08	0,00	3,92

№ кадастро вого квартал а	№ жилог о кварт ала	Вид нагрузк и	2022	202 3	202 4	202 5	202 6	202 7	202 8	202 9	203 0	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	Всег о
16:30:010 803	71	Суммарн ая тепловая нагрузка	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,40	2,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,51	8,30
		Отоплен ие	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,48	1,48	0,00	0,00	0,00	0,00	2,91	5,87
		ГВС	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,92	0,92	0,00	0,00	0,00	0,00	0,60	2,43
16:30:010 803	72	Суммарн ая тепловая нагрузка	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,48	0,00	0,00	4,48
		Отоплен ие	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,77	0,00	0,00	2,77
		ГВС	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,71	0,00	0,00	1,71
ИТОГО		Суммар ная теплова я нагрузка	0,54	0,00	0,00	11,9 9	8,32	9,86	10,5 0	17,6 1	18,1 9	21,02	13,0 4	22,1 5	21,3 3	10,7 3	10,0 2	16,0 2	21,7 2	18,5 5	24,1 8	255,7 8
		Отоплен ие	0,36	0,00	0,00	8,19	5,15	6,42	6,96	11,7 5	12,2 3	13,82	8,06	14,1 8	13,5 1	7,10	6,31	10,2 9	14,0 6	11,5 8	15,7 0	165,6 4
		ГВС	0,19	0,00	0,00	3,80	3,17	3,44	3,55	5,86	5,96	7,20	4,97	7,97	7,82	3,63	3,71	5,74	7,65	6,98	8,49	90,14

Табл. 3.51. Объемы нового строительства тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки микрорайона 33, 35а, 51, 53, 54, 55, 56, 63, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72

Источник	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Перспективный потребитель	Протяженность участка, м	Год строительства	Условный диаметр, мм	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляционный материал	Затраты с НДС, тыс. руб.	Источник финансирования
ООО "Нижнекамская ТЭЦ" (ПТК-2)	тепловод №3	микрорайон 33, 35а, 51, 53, 54, 55, 56, 63, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72	застройка	3828	2022-2035	600	подземная канальная	ППУ	952 389,35	Средства за присоединение потребителей
				600		450				
				1235		400				
				400		350				
				400		300				
Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)	тепловод №1	микрорайон 33, 35а, 51, 53, 54, 55, 56, 63, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72	застройка	2528	2022-2035	600	подземная канальная	ППУ	681 368,66	Средства за присоединение потребителей
				180		450				
				1235		400				
				400		350				
				400		300				

На рис. 3.38 приведена предлагаемая схема подключения микрорайонов 33, 35а, 51, 53, 54, 55, 56, 63, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72к тепловоду М-1. Гидравлические расчеты, балансы мощности источников тепловой энергии и расчет радиуса эффективного теплоснабжения приведены далее.

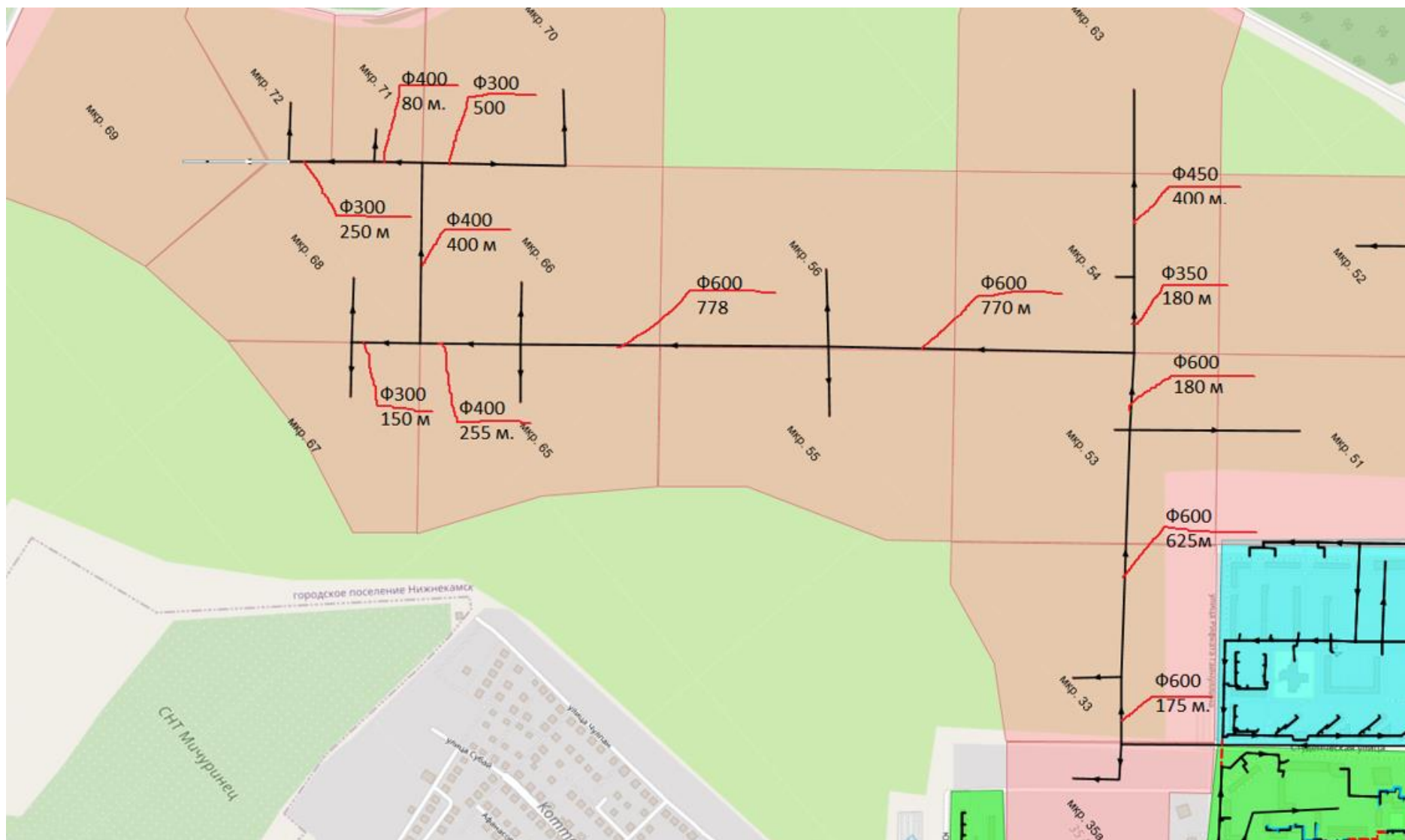


Рис. 3.38. Схема подключения перспективной застройки микрорайонов 33, 35а, 51, 53, 54, 55, 56, 63, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72

3.8 Оценка гидравлических режимов после подключения второй группы перспективных потребителей

На рис. 3.39. – 3.52. приведены результаты гидравлических расчетов тепловодов М-1 и М-3 после подключения перспективной нагрузки второй группы потребителей.

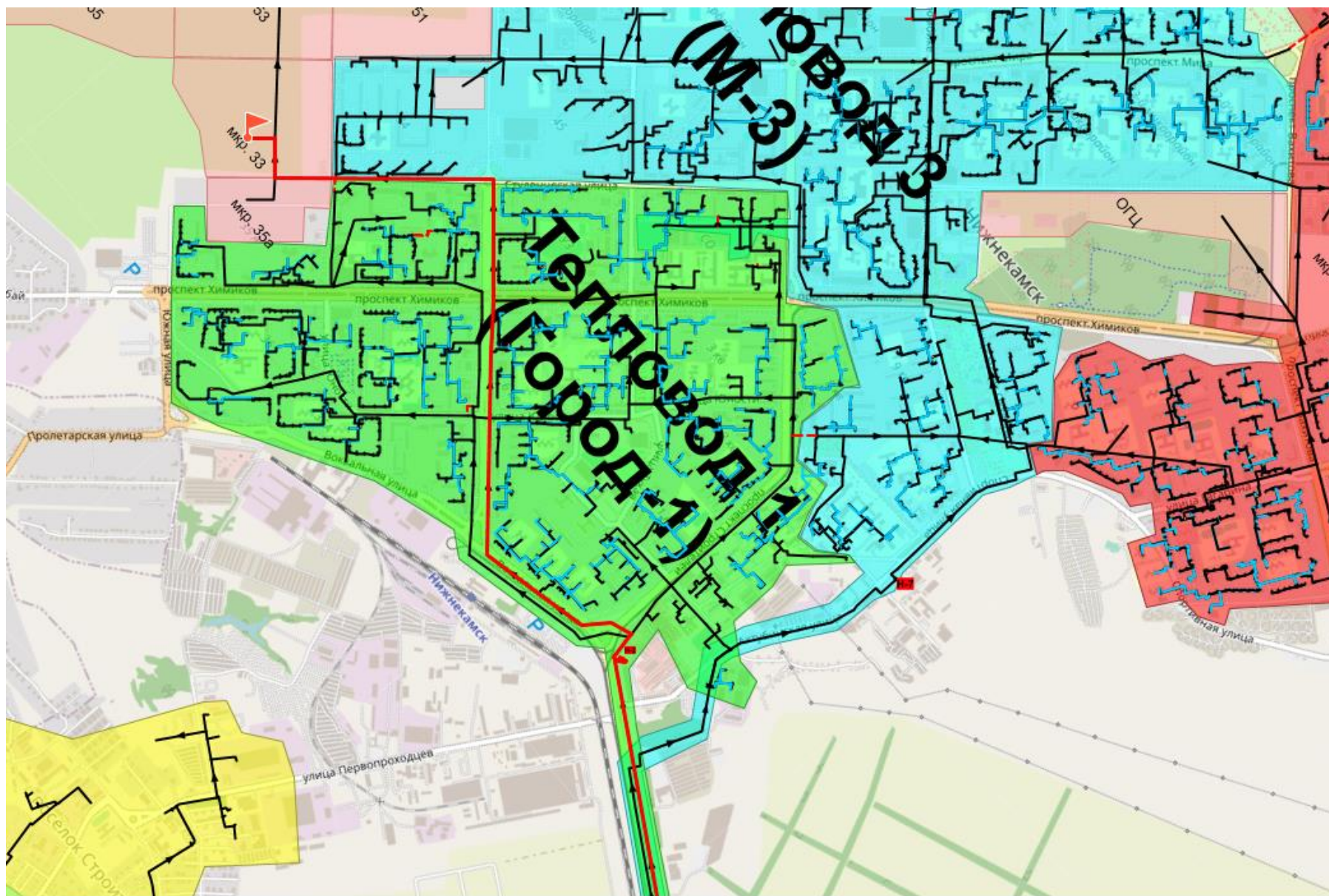


Рис. 3.39. Путь для расчета гидравлических режимов работы тепловода М-1

В таблице 3.52. приведены объемы замены тепловых сетей с увеличением диаметров по тепловоду М-1.

Табл. 3.52. Объемы реконструкции тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки (подключения новых потребителей тепловой энергии), с увеличением диаметров трубопроводов по тепловоду М-1

Источник	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Год строительства/реконструкции	Существующий условный диаметр, мм	Перспективный условный диаметр, мм	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляционный материал	Затраты с НДС, тыс. руб.
филиал АО "ТГК-16"	ТК-11 ул. Корабельная	ЦТП-13 по ул. Корабельная	738	2026	426/370	630	подземная, канальная	ППУ	61 347,35
филиал АО "ТГК-16"	ТК-1 ул. Корабельная	ТК-4 ул. Корабельная	838	2027	426/370	630	подземная, канальная	ППУ	73 073,33
филиал АО "ТГК-16"	филиал АО "ТГК-16"	ПНС-1	1500	2028	720	820	надземная	ППУ	80 030,53
филиал АО "ТГК-16"	ПНС-1	ПНС-2	545,94	2030	720	920	надземная	ППУ	48 339,00
филиал АО "ТГК-16"	ПНС-2	ТК-6а пр. Строителей	320	2033	720	920	подземная, канальная	ППУ	1 548,00
филиал АО "ТГК-16"	ПНС-1	ПНС-2	740,77	2034	720	920	надземная	ППУ	68 676,00
филиал АО "ТГК-16"	ПНС-1	ПНС-2	503,05	2036	720	920	надземная	ППУ	48 822,00
филиал АО "ТГК-16"	ПНС-2	ТК-6а пр. Строителей	320	2037	720	920	подземная, канальная	ППУ	42 574,00
филиал АО "ТГК-16"	ПНС-1	ПНС-2	1288,51	2038	720	920	надземная	ППУ	130 982,00
филиал АО "ТГК-16"	ПНС-1	ПНС-2	1253,12	2040	720	920	надземная	ППУ	133 310,00

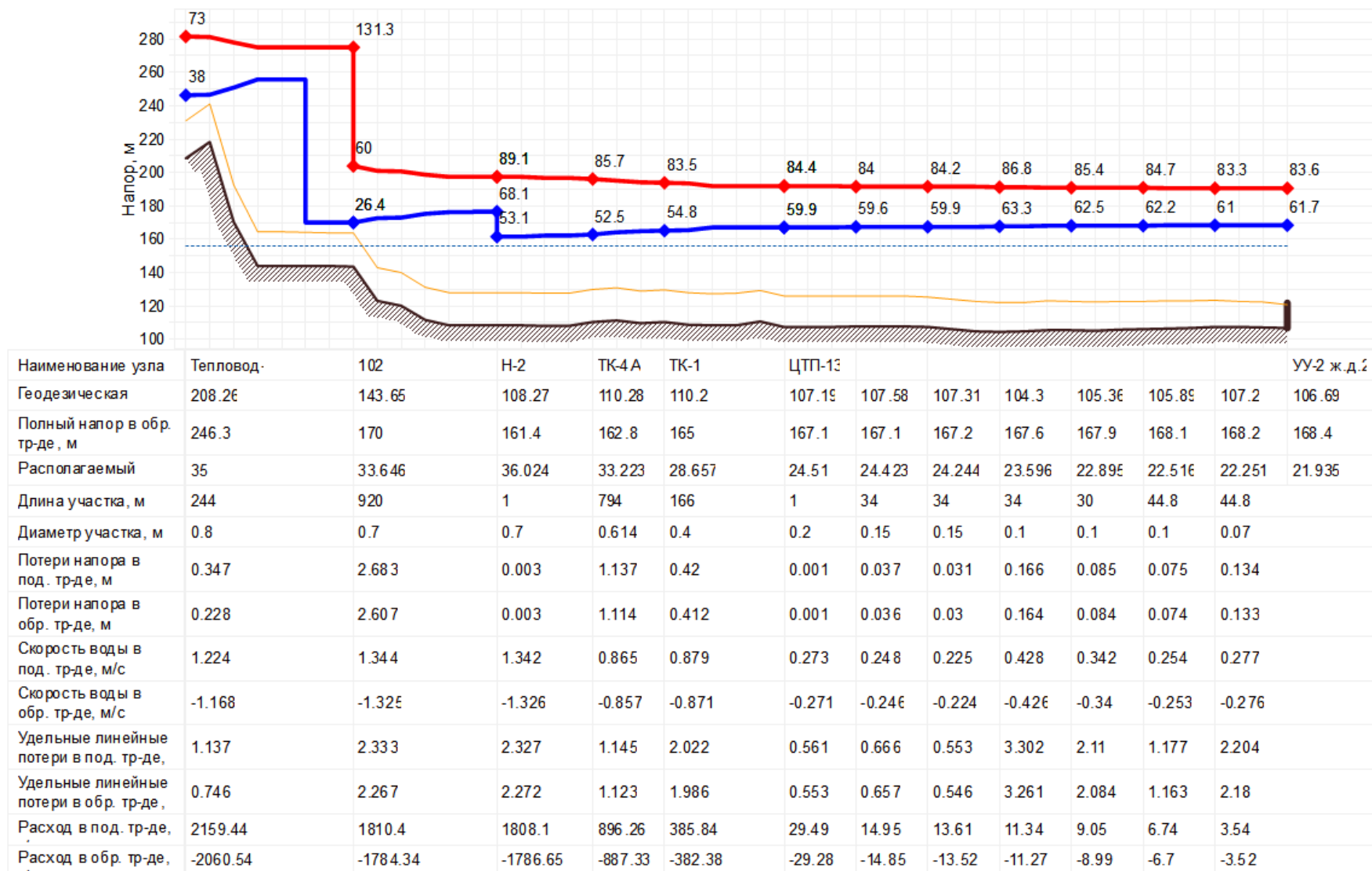


Рис. 3.40. Пьезометрический график работы тепловода М-1 после подключения перспективной нагрузки 2022-2026 годов

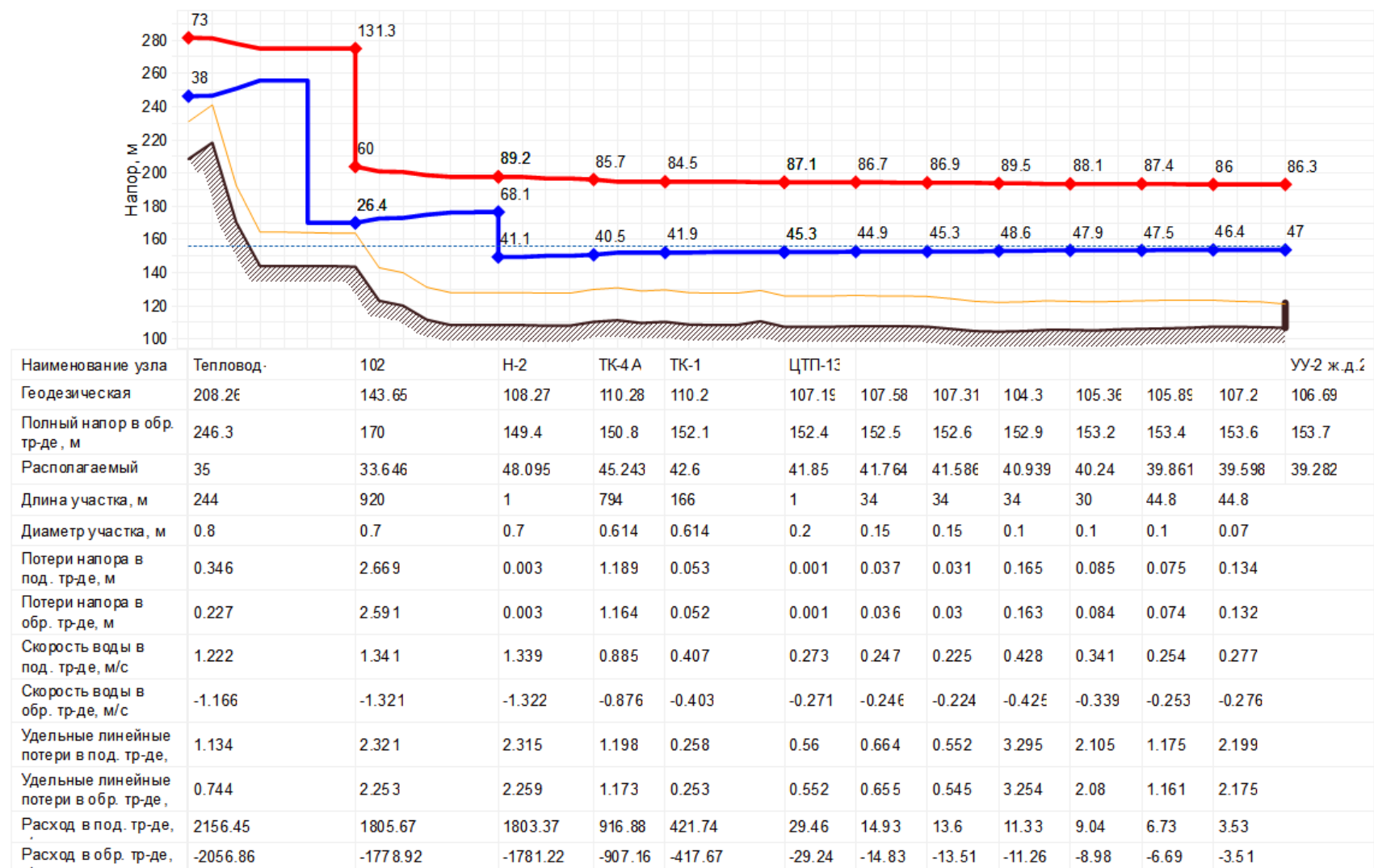


Рис. 3.41. Пьезометрический график работы тепловода М-1 после подключения перспективной нагрузки 2022-2026 годов и увеличения диаметров трубопроводов

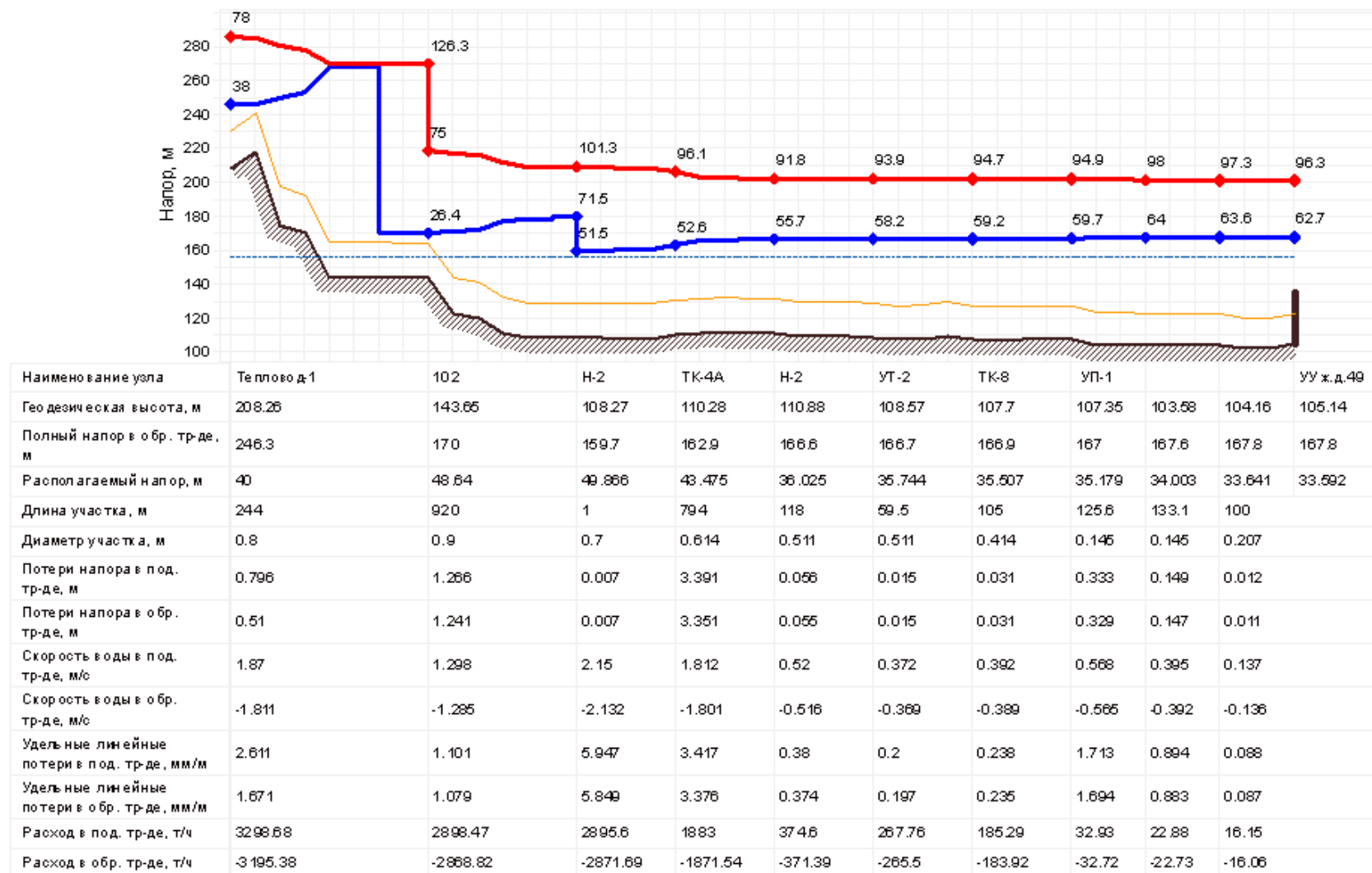


Рис. 3.42. Пьезометрический график работы тепловода М-1 после подключения перспективной нагрузки 2027-2031 годов

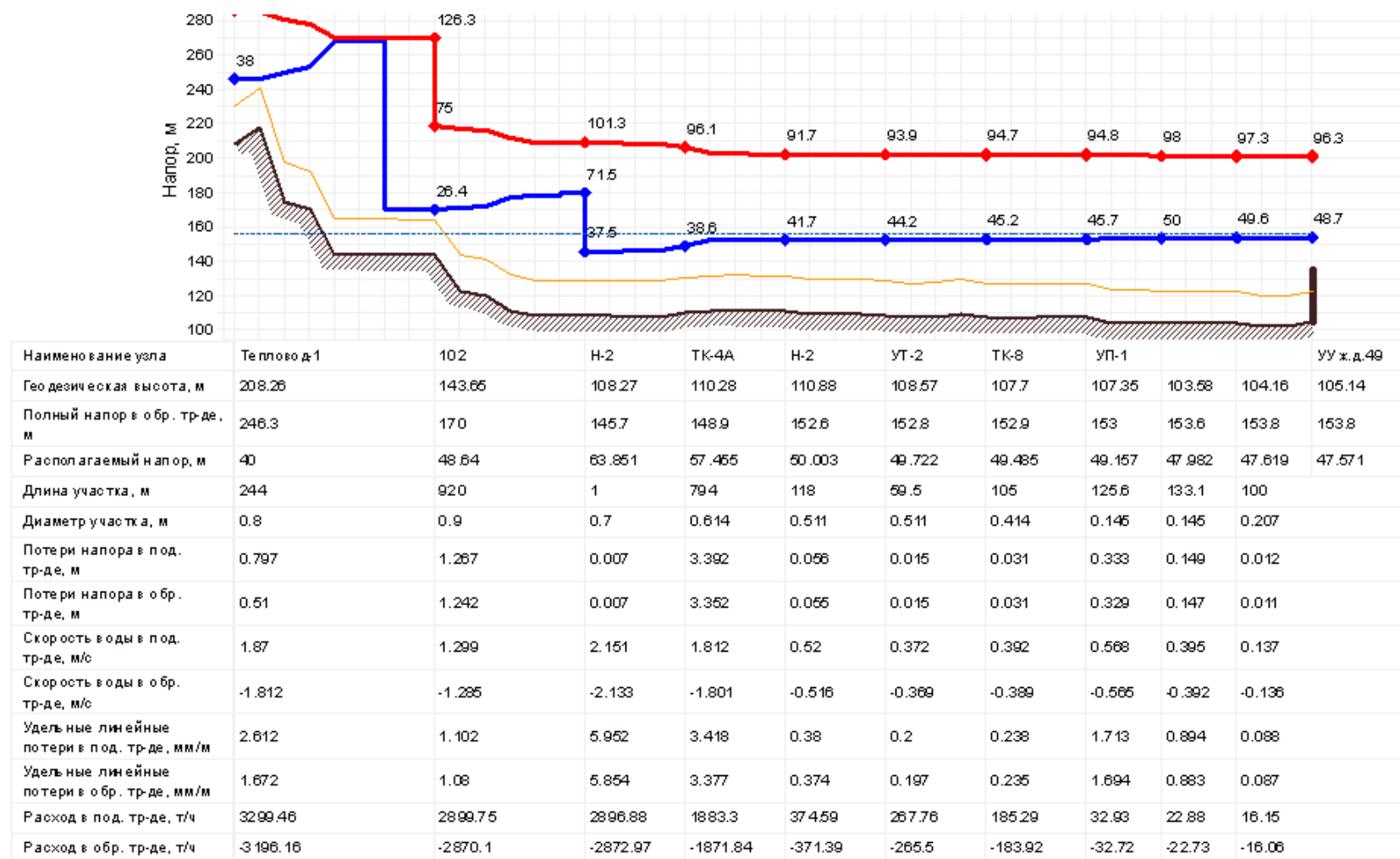


Рис. 3.43. Пьезометрический график работы тепловда М-1 после подключения перспективной нагрузки 2027-2031 годов и увеличения диаметров трубопроводов

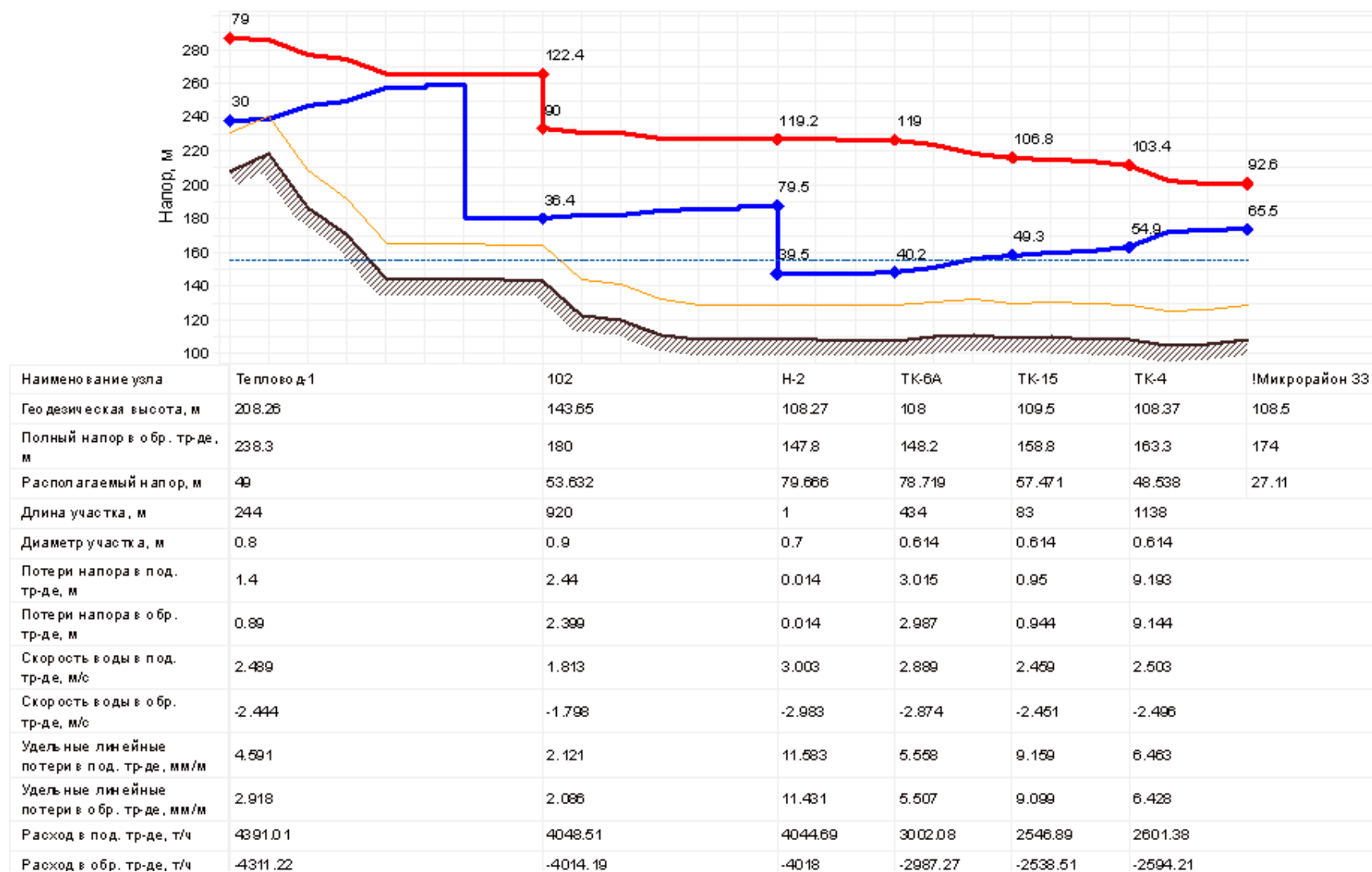


Рис. 3.44. Пьезометрический график работы тепловода М-1 после подключения всей перспективной нагрузки

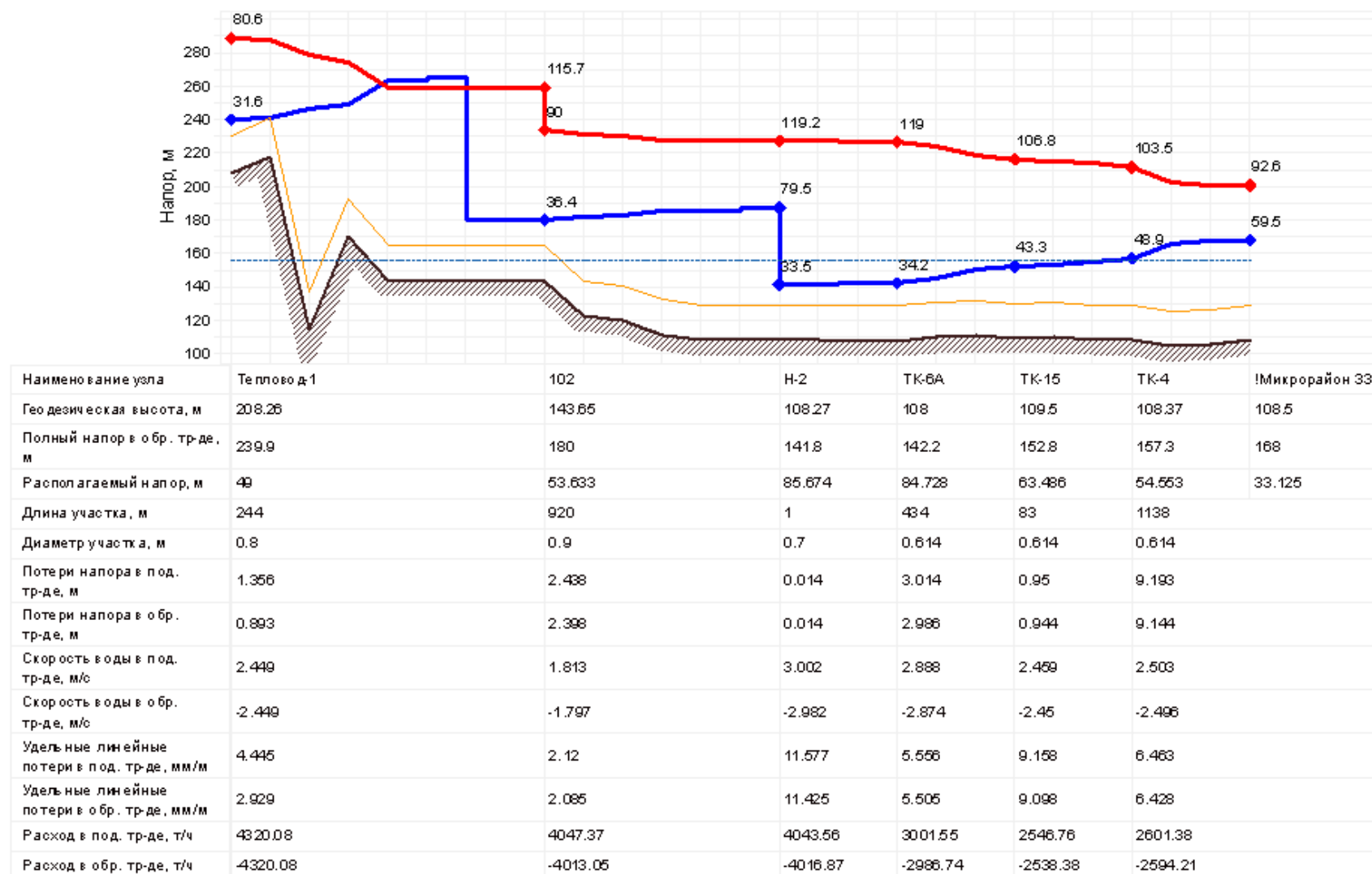


Рис. 3.45. Пьезометрический график работы тепловода М-1 после подключения все перспективной нагрузки и увеличения диаметров трубопроводов

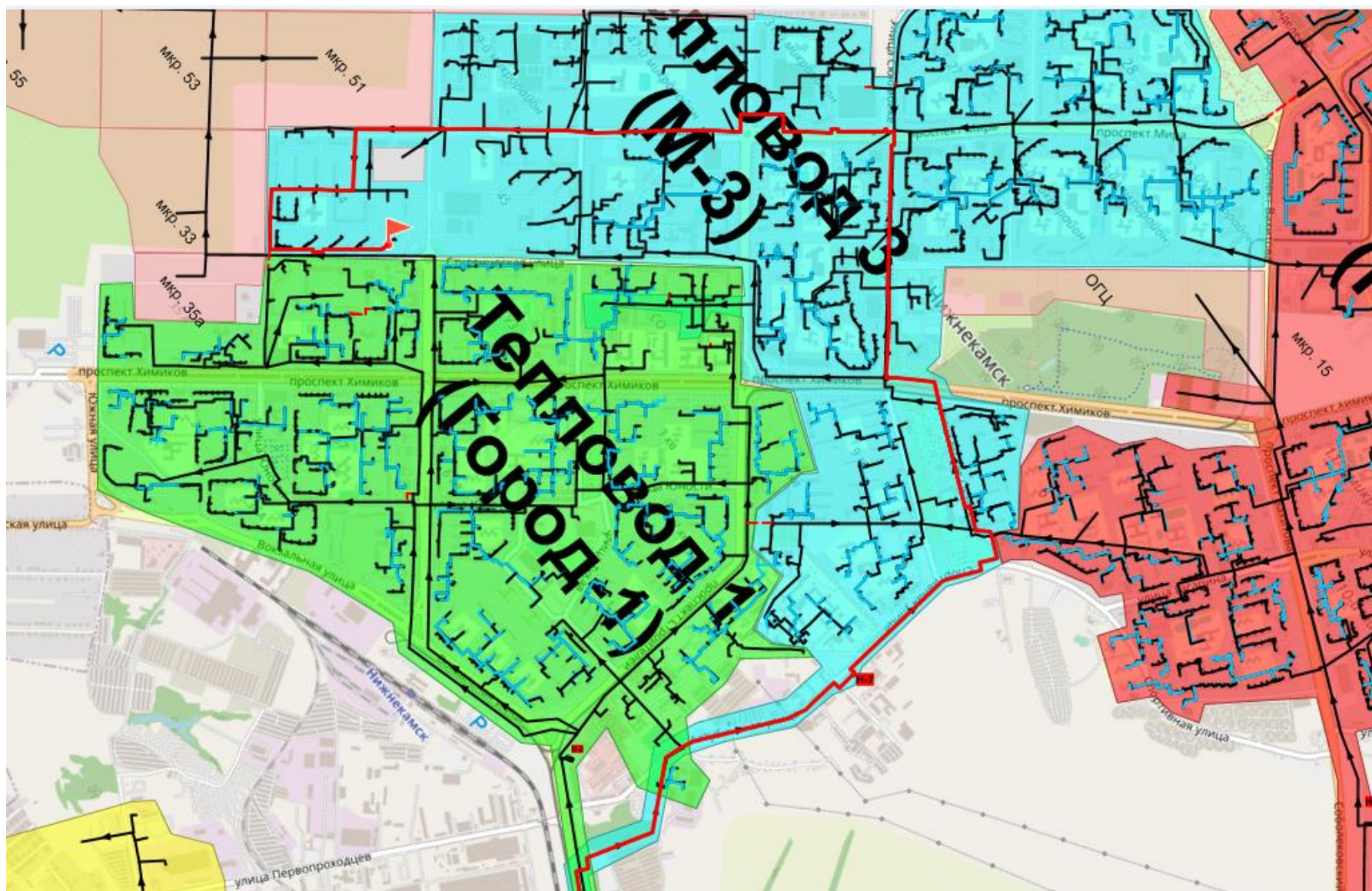


Рис. 3.46. Путь для расчета гидравлических режимов работы тепловода М-3

В таблице 3.53. приведены объемы замены тепловых сетей с увеличением диаметров по тепловоду М-3.

Табл. 3.53. Объемы реконструкции тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки (подключения новых потребителей тепловой энергии), с увеличением диаметров трубопроводов по тепловоду М-3

Источни к	Наименовани е начала участка	Наименовани е конца участка	Длина участка , м	Год строительства/реконструкц ии	Существующи й условный диаметр, мм	Перспективны й условный диаметр, мм	Вид прокладк и тепловой сети	Теплоизоляционны й материал	Затрат ы с НДС, тыс. руб.
ООО "НК ТЭЦ"	Павильон задвижек №4	ТК-105 по ул. 50 лет Октября	388,6	2029	820	920	подземная, канальная	ППУ	26 347,00
ООО "НК ТЭЦ"	Павильон задвижек №4	ТК-105 по ул. 50 лет Октября	867,8	2031	820	920	подземная, канальная	ППУ	61 599,00
ООО "НК ТЭЦ"	Павильон задвижек №4	ТК-105 по ул. 50 лет Октября	663,8	2035	820	920	подземная, канальная	ППУ	48 035,00
ООО "НК ТЭЦ"	Павильон задвижек №4	ТК-105 по ул. 50 лет Октября	663,8	2039	820	920	подземная, канальная	ППУ	50 292,65

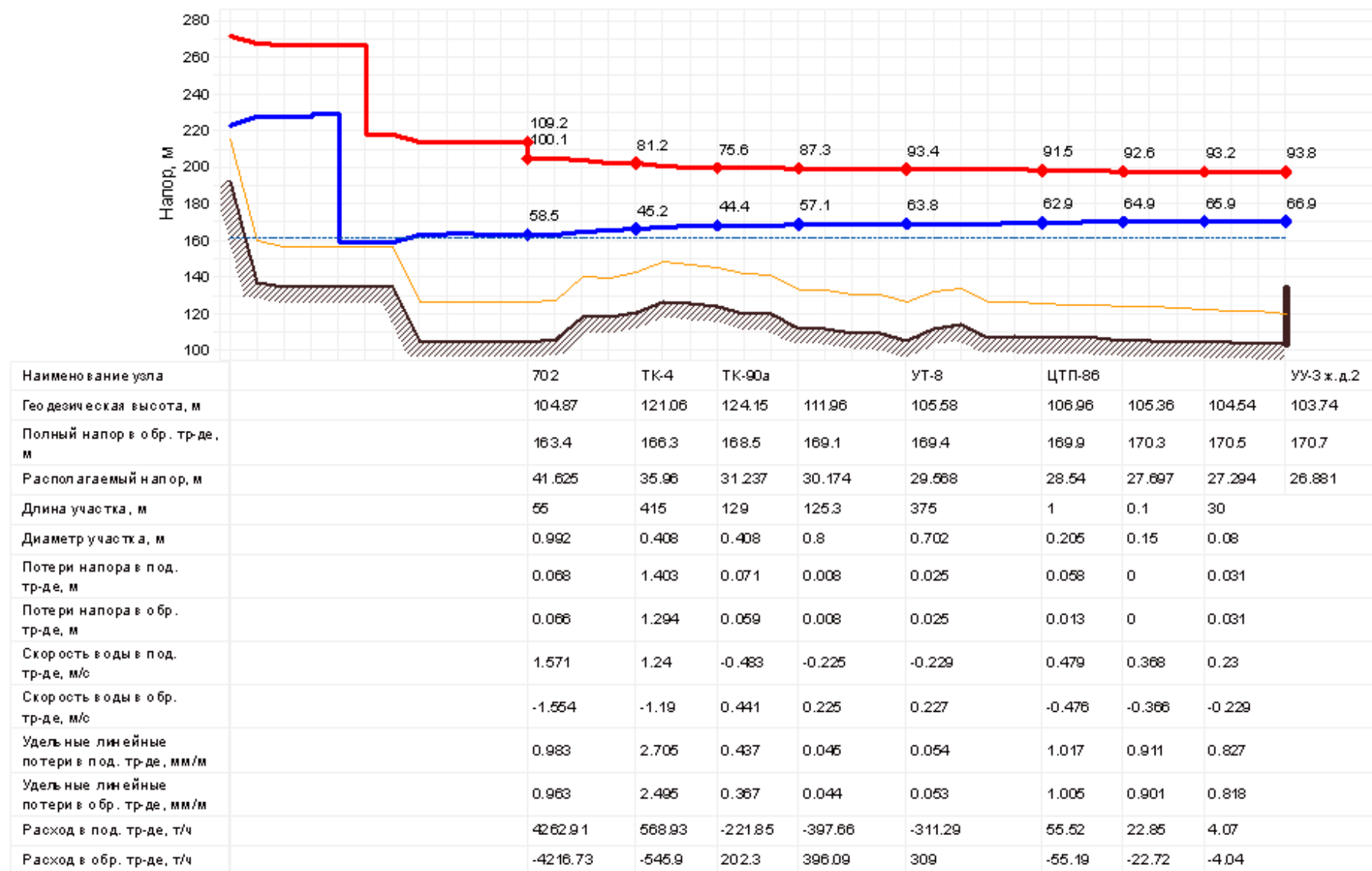
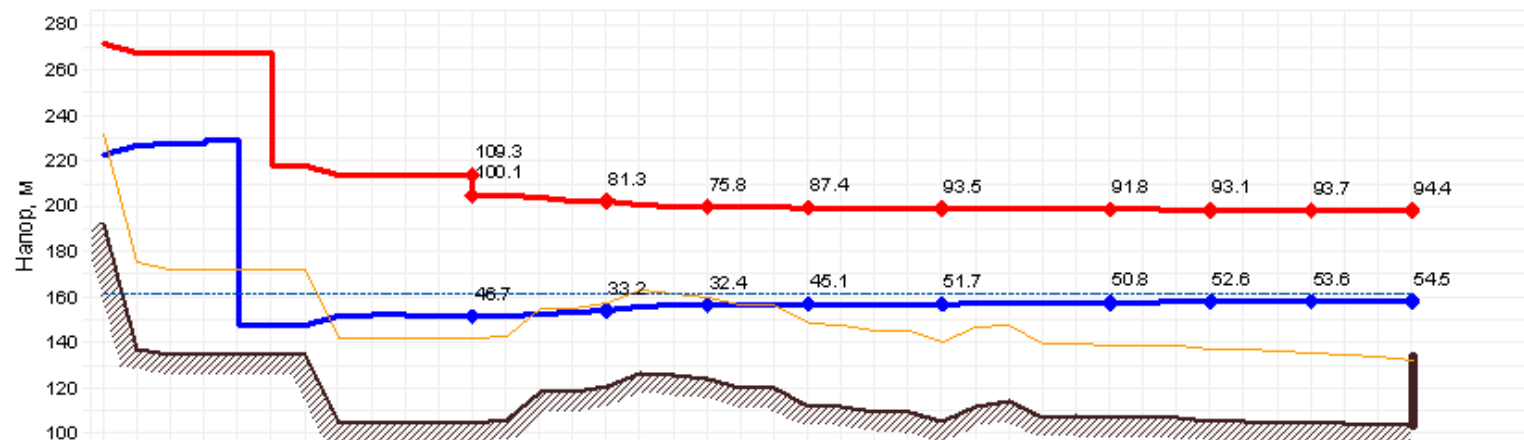
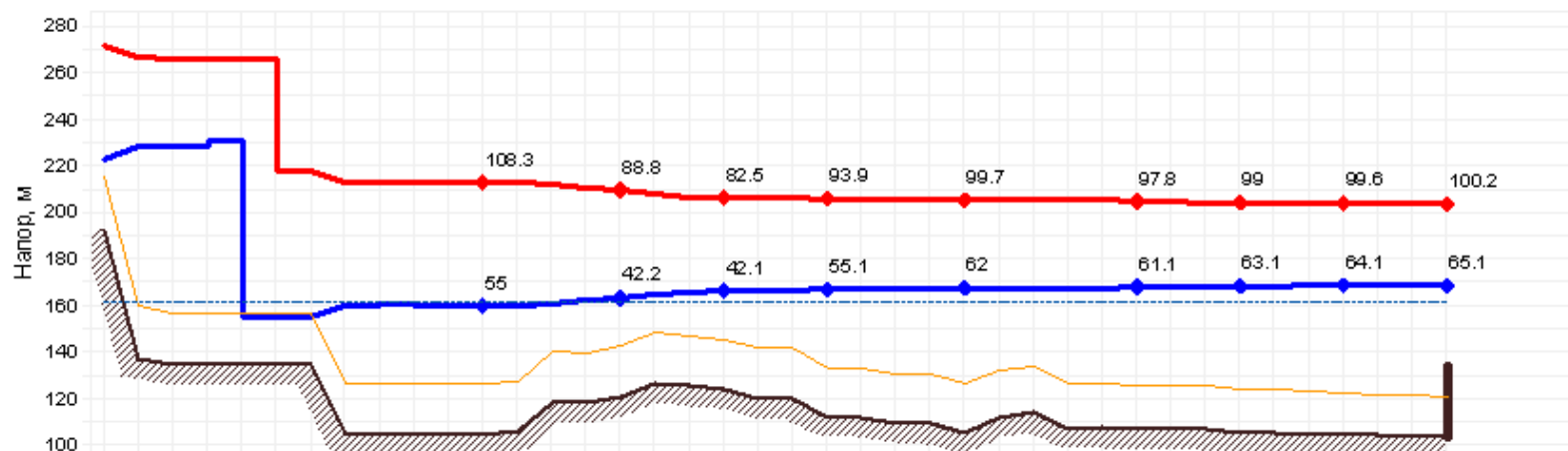


Рис. 3.47. Пьезометрический график работы тепловода М-3 после подключения перспективной нагрузки 2022-2026 годов



Наименование узла	702	TK-4	TK-90a		УТ-8	ЦТП-86			УУ-3 ж.д.2
Геодезическая высота, м	104.87	121.06	124.15	111.96	105.58	106.96	105.36	104.54	103.74
Полный напор в обр. тр-де, м	15.15	154.3	156.6	157.1	157.3	157.7	158	158.1	158.3
Располагаемый напор, м	53.478	48.059	43.354	42.307	41.808	41.02	40.423	40.133	39.84
Длина участка, м	55	415	129	125.3	375	1	0.1	30	
Диаметр участка, м	0.992	0.408	0.408	0.8	0.702	0.205	0.15	0.08	
Потери напора в под. тр-де, м	0.065	1.461	0.059	0.003	0.02	0.041	0	0.022	
Потери напора в обр. тр-де, м	0.064	1.354	0.049	0.003	0.019	0.009	0	0.022	
Скорость воды в под. тр-де, м/с	1.544	1.266	-0.439	-0.125	-0.199	0.403	0.31	0.194	
Скорость воды в обр. тр-де, м/с	-1.527	-1.218	0.398	0.124	0.197	-0.4	-0.308	-0.193	
Удельные линейные потери в под. тр-де, мм/м	0.95	2.817	0.363	0.015	0.042	0.73	0.655	0.599	
Удельные линейные потери в обр. тр-де, мм/м	0.931	2.611	0.301	0.015	0.041	0.72	0.647	0.591	
Расход в под. тр-де, т/ч	4188.27	580.93	-201.23	-221	-270.5	46.71	19.23	3.42	
Расход в обр. тр-де, т/ч	-4142.09	-558.74	182.52	219.43	268.22	-46.39	-19.1	-3.4	

Рис. 3.48. Пьезометрический график работы тепловода М-3 после подключения перспективной нагрузки 2022-2026 годов и увеличения диаметров тепловых сетей



Наименование узла	702	ТК-4	ТК-90а		УТ-8	ЦТП-86			УУ-3 ж.д.2
Геодезическая высота, м	104.87	121.06	124.15	111.96	105.58	106.96	105.36	104.54	103.74
Полный напор в обр. тр-де, м	159.8	163.3	166.3	167	167.6	168.1	168.5	168.7	168.9
Располагаемый напор, м	53.304	46.549	40.318	38.815	37.743	36.72	35.886	35.486	35.077
Длина участка, м	55	415	129	125.3	375	1	0.1	30	
Диаметр участка, м	0.992	0.408	0.408	0.8	0.702	0.205	0.15	0.08	
Потери напора в под. тр-де, м	0.082	1.793	0.126	0.008	0.025	0.058	0	0.031	
Потери напора в обр. тр-де, м	0.081	1.669	0.11	0.008	0.025	0.012	0	0.03	
Скорость воды в под. тр-де, м/с	1.751	1.405	-0.653	-0.227	-0.227	0.477	0.367	0.229	
Скорость воды в обр. тр-де, м/с	-1.734	-1.354	0.61	0.226	0.226	-0.474	-0.365	-0.228	
Удельные линейные потери в под. тр-де, мм/м	1.2	3.466	0.779	0.045	0.053	1.008	0.903	0.82	
Удельные линейные потери в обр. тр-де, мм/м	1.178	3.217	0.684	0.045	0.053	0.997	0.893	0.812	
Расход в под. тр-де, т/ч	4749.49	644.75	-299.76	-400.3	-308.95	55.28	22.75	4.05	
Расход в обр. тр-де, т/ч	-4703.07	-621.54	280.04	398.66	306.66	-54.96	-22.62	-4.03	

Рис. 3.49. Пьезометрический график работы тепловода М-3 после подключения перспективной нагрузки 2027-2031 годов

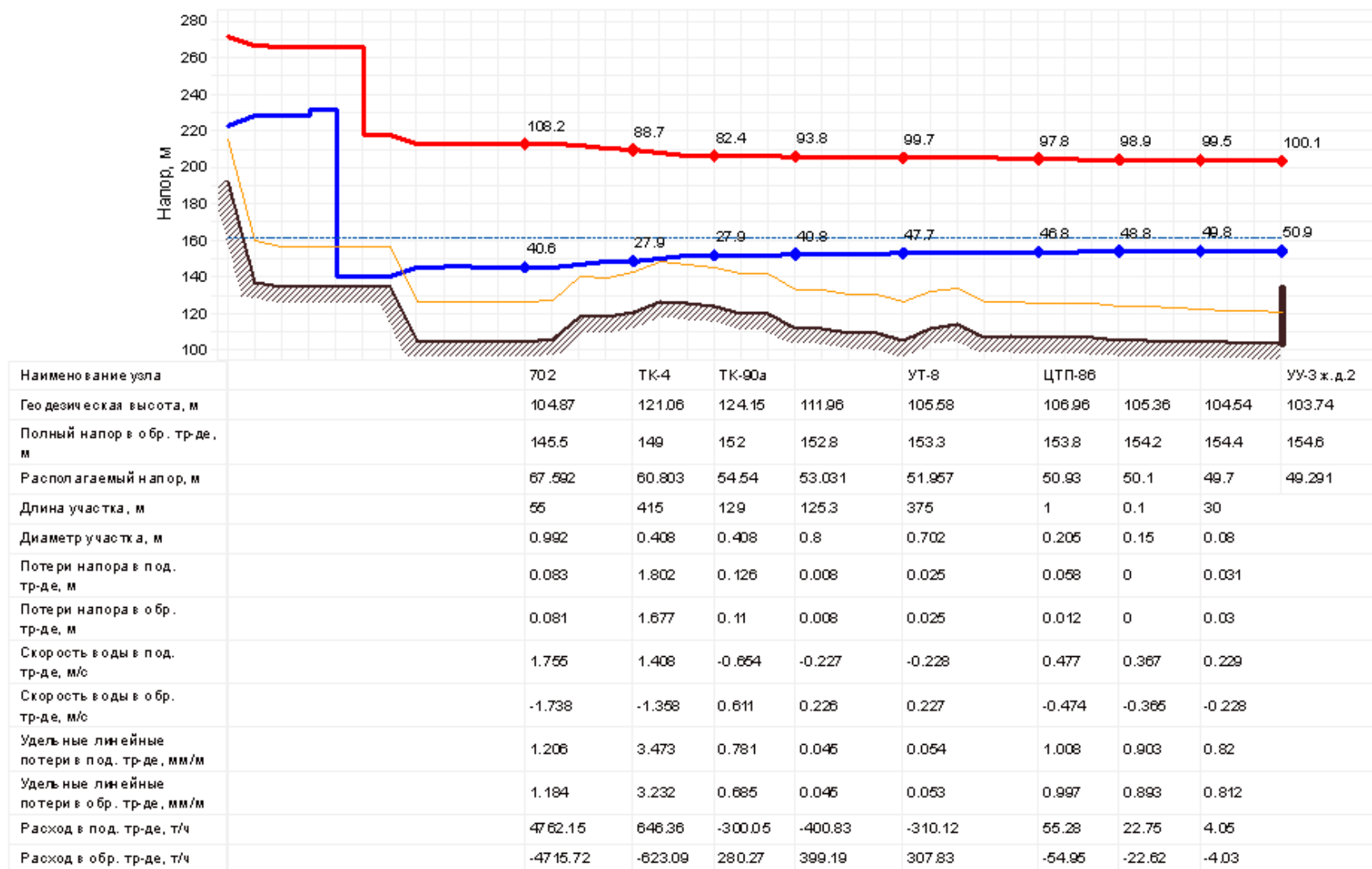
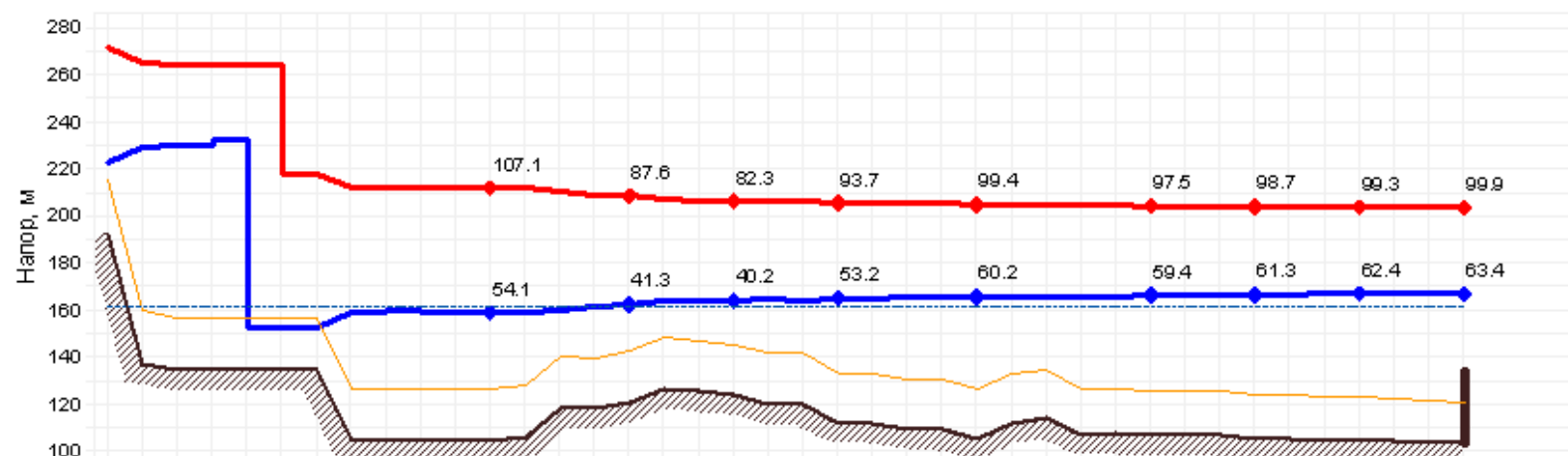


Рис. 3.50. Пьезометрический график работы тепловода М-3 после подключения перспективной нагрузки 2027-2031 годов и увеличения диаметров тепловых сетей



Наименование узла	702	TK-4	TK-90a	УТ-8	ЦТП-86	УУ-3 ж.д.2
Геодезическая высота, м	104.87	121.06	124.15	111.96	106.96	103.74
Полный напор в обр. тр-де, м	158.9	162.4	164.4	165.2	166.3	167.1
Располагаемый напор, м	53.042	46.265	42.064	40.507	38.19	36.557
Длина участка, м	55	415	129	125.3	1	0.1
Диаметр участка, м	0.992	0.408	0.408	0.8	0.702	0.205
Потери напора в под. тр-де, м	0.101	1.411	0.073	0.008	0.025	0.058
Потери напора в обр. тр-де, м	0.1	1.296	0.06	0.008	0.025	0.012
Скорость воды в под. тр-де, м/с	1.956	1.243	-0.491	-0.225	-0.227	0.476
Скорость воды в обр. тр-де, м/с	-1.938	-1.19	0.446	0.223	0.225	-0.473
Удельные линейные потери в под. тр-де, мм/м	1.473	2.719	0.461	0.044	0.053	1.004
Удельные линейные потери в обр. тр-де, мм/м	1.448	2.498	0.375	0.044	0.053	0.992
Расход в под. тр-де, т/ч	5305.68	570.44	-225.46	-396.34	-308.42	55.14
Расход в обр. тр-де, т/ч	-5257.95	-546.15	204.66	393.25	306.14	-54.82

Рис. 3.51. Пьезометрический график работы тепловода М-3 после подключения всей перспективной нагрузки

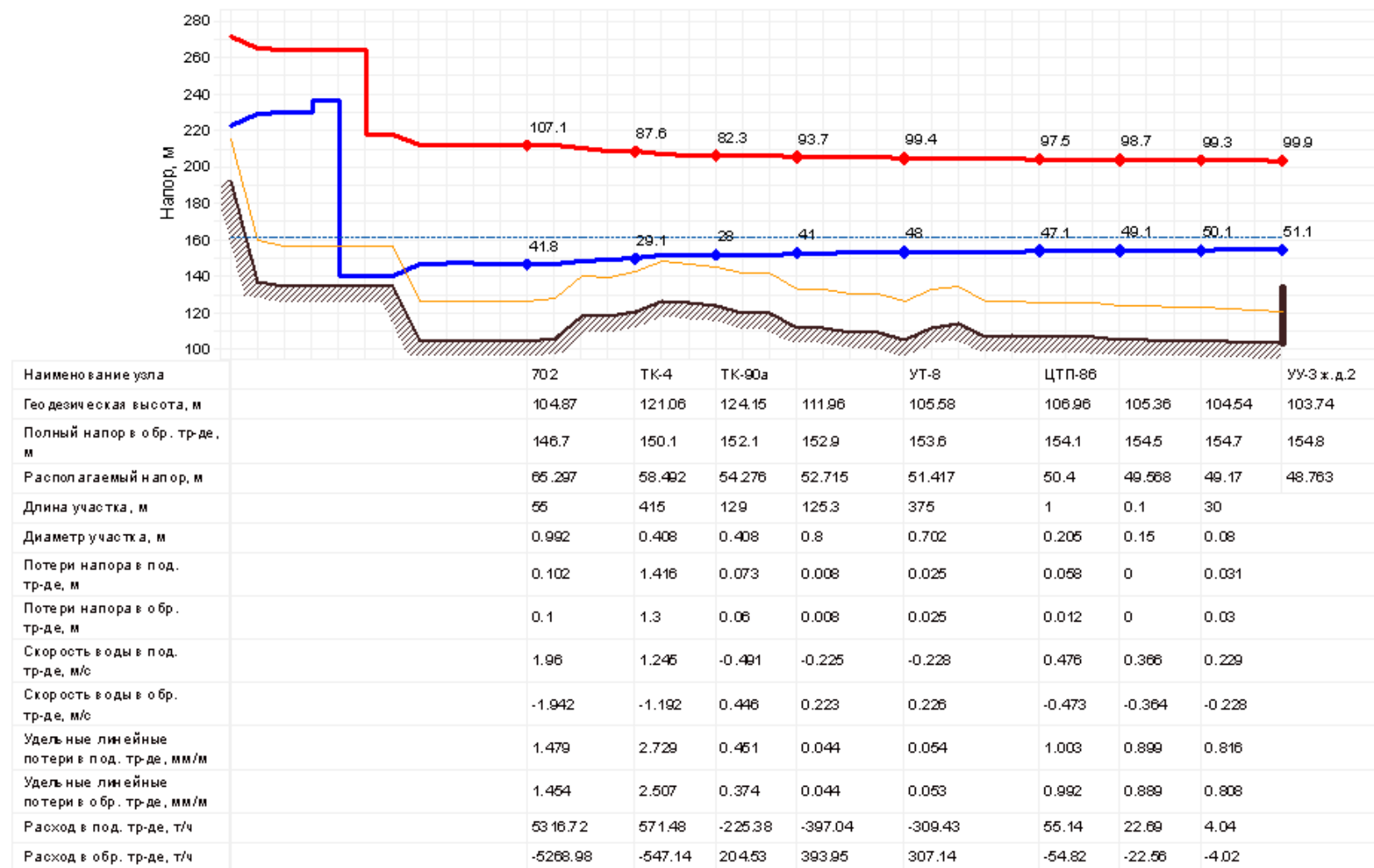


Рис. 3.52. Пьезометрический график работы тепловода М-3 после подключения всей перспективной нагрузки и увеличения диаметров тепловых сетей

3.9 Оценка перспективных балансов источников тепловой энергии после подключения всех перспективных потребителей

В таблицах 3.54. – 3.55. приведены перспективные балансы источников тепловой энергии, с учетом подключения всей перспективной нагрузки.

В результате подключения тепловой нагрузки перспективных потребителей выявлено отсутствие резервов тепловой мощности по горячей воде ООО «Нижекамская ТЭЦ».

Табл. 3.54. Балансы тепловой мощности источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, системы теплоснабжения ООО «Нижекамская ТЭЦ» в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ЕТО-1, с учетом подключения всей перспективной нагрузки потребителей, Гкал/ч

Наименование показателя	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Установленная тепловая мощность, в том числе	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00
отборы паровых турбин, в том числе	1 220,00	1 220,00	1 220,00	1 220,00	1 220,00	1 220,00	1 220,00	1 220,00	1 220,00	1 220,00	1 220,00	1 220,00	1 220,00	1 220,00	1 220,00	1 220,00	1 220,00	1 220,00	1 220,00
производственных показателей	1 000,00	1 000,00	1 000,00	1 000,00	1 000,00	1 000,00	1 000,00	1 000,00	1 000,00	1 000,00	1 000,00	1 000,00	1 000,00	1 000,00	1 000,00	1 000,00	1 000,00	1 000,00	1 000,00
теплофикационные	220,00	220,00	220,00	220,00	220,00	220,00	220,00	220,00	220,00	220,00	220,00	220,00	220,00	220,00	220,00	220,00	220,00	220,00	220,00
РОУ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ПВК	360,00	360,00	360,00	360,00	360,00	360,00	360,00	360,00	360,00	360,00	360,00	360,00	360,00	360,00	360,00	360,00	360,00	360,00	360,00
Располагаемая тепловая мощность станции	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
Затраты тепла на собственные нужды станции в паре	15,12	15,12	15,12	15,12	15,12	15,12	15,12	15,12	15,12	15,12	15,12	15,12	15,12	15,12	15,12	15,12	15,12	15,12	15,12
Потери в тепловых сетях в горячей воде, в том числе	37,44	37,65	38,22	39,68	41,07	42,22	43,04	43,87	44,70	45,32	45,95	46,57	46,57	46,57	46,57	46,57	46,57	46,57	46,57
М-3	37,44	37,65	38,22	39,68	41,07	42,22	43,04	43,87	44,70	45,32	45,95	46,57	46,57	46,57	46,57	46,57	46,57	46,57	46,57
Потери в паропроводах	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20

Наименование показателя	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды ТЭЦ	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	445,05	445,36	453,77	464,22	471,13	483,18	494,53	502,77	509,65	512,91	522,88	527,35	532,88	540,83	554,02	560,05	563,67	563,67	563,67
Присоединенная непосредственно к коллекторам станции	445,05	445,36	453,77	464,22	471,13	483,18	494,53	502,77	509,65	512,91	522,88	527,35	532,88	540,83	554,02	560,05	563,67	563,67	563,67
отопление и вентиляция	273,11	273,37	279,94	287,71	291,98	300,23	307,90	313,28	317,54	319,56	325,97	328,99	332,41	337,32	345,49	349,22	351,45	351,45	351,45
горячее водоснабжение	171,94	171,99	173,83	176,51	179,15	182,95	186,63	189,49	192,11	193,36	196,91	198,36	200,47	203,50	208,53	210,84	212,21	212,21	212,21
М-3	445,05	445,36	453,77	464,22	471,13	483,18	494,53	502,77	509,65	512,91	522,88	527,35	532,88	540,83	554,02	560,05	563,67	563,67	563,67
отопление и вентиляция	273,11	273,37	279,94	287,71	291,98	300,23	307,90	313,28	317,54	319,56	325,97	328,99	332,41	337,32	345,49	349,22	351,45	351,45	351,45
горячее водоснабжение	171,94	171,99	173,83	176,51	179,15	182,95	186,63	189,49	192,11	193,36	196,91	198,36	200,47	203,50	208,53	210,84	212,21	212,21	212,21
Перспектива (М-3)	4,75	0,31	8,41	10,45	6,91	12,05	11,35	8,24	6,88	3,26	9,96	4,48	5,53	7,95	13,20	6,03	3,62	0,00	0,00
ОВ	3,94	0,26	6,58	7,77	4,27	8,25	7,67	5,38	4,26	2,02	6,41	3,02	3,42	4,91	8,16	3,73	2,24	0,00	0,00
ГВС	0,81	0,05	1,84	2,68	2,63	3,80	3,68	2,86	2,63	1,24	3,55	1,45	2,11	3,03	5,03	2,30	1,38	0,00	0,00
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе	431,70	432,00	440,16	450,29	456,99	468,68	479,69	487,69	494,36	497,53	507,19	511,53	516,89	524,60	537,40	543,25	546,76	546,76	546,76
М-3	431,70	432,00	440,16	450,29	456,99	468,68	479,69	487,69	494,36	497,53	507,19	511,53	516,89	524,60	537,40	543,25	546,76	546,76	546,76
отопление и вентиляция	264,92	265,17	271,55	279,08	283,22	291,22	298,66	303,88	308,01	309,97	316,19	319,12	322,44	327,20	335,12	338,74	340,91	340,91	340,91

Наименование показателя	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
горячее водоснабжение	166,78	166,83	168,61	171,22	173,77	177,46	181,03	183,80	186,35	187,56	191,00	192,41	194,46	197,40	202,28	204,51	205,85	205,85	205,85
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в паре (на коллекторах станции)	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	379,43	379,12	370,71	360,26	353,35	341,30	329,95	321,71	314,83	311,57	301,60	297,13	291,60	283,65	270,46	264,43	260,81	260,81	260,81
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	392,78	392,48	384,32	374,19	367,49	355,80	344,79	336,79	330,12	326,95	317,29	312,95	307,59	299,88	287,08	281,23	277,72	277,72	277,72

Табл. 3.55. Балансы тепловой мощности источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, системы теплоснабжения Филиала АО «ТГК-16» «Нижекамская ТЭЦ» в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ЕТО-1, с учетом подключения всей перспективной нагрузки потребителей, Гкал/ч

Наименование показателя	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Установленная тепловая мощность, в том числе	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0
отборы паровых турбин, в том числе	2 806,0 0	2 806,0 0	2 806,0 0	2 806,0 0	2 806,0 0	2 806,0 0	2 806,0 0	2 806,0 0	2 806,0 0	2 806,0 0	2 806,0 0	2 806,0 0	2 806,0 0	2 806,0 0	2 806,0 0	2 806,0 0	2 806,0 0	2 806,0 0	2 806,0 0

Наименование показателя	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
производственных показателей	2 193,0 0	2 193,0 0	2 193,0 0	2 193,0 0	2 193,0 0	2 193,0 0	2 193,0 0	2 193,0 0	2 193,0 0	2 193,0 0	2 193,0 0	2 193,0 0	2 193,0 0	2 193,0 0	2 193,0 0	2 193,0 0	2 193,0 0	2 193,0 0	2 193,0 0
теплофикационные	613,0 0	613,0 0	613,0 0	613,0 0	613,0 0	613,0 0	613,0 0	613,0 0	613,0 0	613,0 0	613,0 0	613,0 0	613,0 0	613,0 0	613,0 0	613,0 0	613,0 0	613,0 0	613,0 0
РОУ	200,0 0	200,0 0	200,0 0	200,0 0	200,0 0	200,0 0	200,0 0	200,0 0	200,0 0	200,0 0	200,0 0	200,0 0	200,0 0	200,0 0	200,0 0	200,0 0	200,0 0	200,0 0	200,0 0
ПВК	740,0 0	740,0 0	740,0 0	740,0 0	740,0 0	740,0 0	740,0 0	740,0 0	740,0 0	740,0 0	740,0 0	740,0 0	740,0 0	740,0 0	740,0 0	740,0 0	740,0 0	740,0 0	740,0 0
Располагаемая тепловая мощность станции	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
Затраты тепла на собственные нужды станции в паре	24,01	24,01	24,01	24,01	24,01	24,01	24,01	24,01	24,01	24,01	24,01	24,01	24,01	24,01	24,01	24,01	24,01	24,01	24,01
Потери в тепловых сетях в горячей воде, в том числе	53,38	53,75	54,58	57,07	59,63	61,72	63,58	65,96	68,42	71,10	72,72	75,35	77,89	79,97	81,16	83,06	85,65	87,85	90,73
Потери в паропроводах	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99
Расчетная нагрузка на хозяйственн	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17

Наименование показателя	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
ые нужды ТЭЦ																			
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	725,4 5	728,5 2	735,5 0	756,5 1	778,0 0	795,6 2	811,2 1	831,2 7	851,9 1	874,4 7	888,1 2	910,2 7	931,6 0	949,0 8	959,1 0	975,1 3	996,8 4	1 015,4 0	1 039,5 8
Перспектива (город)	3,13	3,07	6,98	21,01	21,49	17,62	15,59	20,06	20,64	22,56	13,65	22,15	21,33	17,48	10,02	16,02	21,72	18,55	24,18
М-1	1,14	0,00	0,00	12,51	8,32	9,86	10,50	17,61	18,19	21,02	13,04	22,15	21,33	10,73	10,02	16,02	21,72	18,55	24,18
отопление и вентиляция	0,72	0,00	0,00	8,62	5,15	6,42	6,96	11,75	12,23	13,82	8,06	14,18	13,51	7,10	6,31	10,29	14,06	11,58	15,70
горячее водоснабжение	0,42	0,00	0,00	3,89	3,17	3,44	3,55	5,86	5,96	7,20	4,97	7,97	7,82	3,63	3,71	5,74	7,65	6,98	8,49
М-2	1,99	3,07	6,98	8,50	13,16	7,76	5,09	2,45	2,45	1,55	0,61	0,00	0,00	6,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
отопление и вентиляция	1,46	1,95	5,23	5,26	9,28	4,80	3,15	1,51	1,51	1,28	0,51	0,00	0,00	4,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
горячее водоснабжение	0,53	1,12	1,75	3,24	3,88	2,96	1,94	0,93	0,93	0,26	0,10	0,00	0,00	2,57	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
БСИ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная непосредственно к коллекторам станции	276,4 2	276,4 2	276,4 2	276,4 2	276,4 2	276,4 2	276,4 2	276,4 2	276,4 2	276,4 2	276,4 2	276,4 2	276,4 2	276,4 2	276,4 2	276,4 2	276,4 2	276,4 2	276,4 2
М-1	174,1 6	174,1 6	174,1 6	186,6 7	194,9 9	204,8 5	215,3 6	232,9 7	251,1 6	272,1 8	285,2 1	307,3 6	328,6 9	339,4 3	349,4 5	365,4 7	387,1 9	405,7 4	429,9 2
отопление и вентиляция	105,4 0	105,4 0	105,4 0	114,0 2	119,1 7	125,6 0	132,5 5	144,3 0	156,5 3	170,3 4	178,4 1	192,5 8	206,1 0	213,2 0	219,5 1	229,7 9	243,8 6	255,4 3	271,1 3

Наименование показателя	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
горячее водоснабжение	68,75	68,75	68,75	72,64	75,82	79,26	82,80	88,67	94,63	101,83	106,81	114,78	122,59	126,23	129,94	135,68	143,33	150,31	158,79
М-2	267,69	270,77	277,74	286,24	299,40	307,16	312,25	314,70	317,15	318,69	319,31	319,31	319,31	326,05	326,05	326,05	326,05	326,05	326,05
отопление и вентиляция	161,08	163,03	168,26	173,51	182,80	187,59	190,74	192,26	193,77	195,05	195,56	195,56	195,56	199,74	199,74	199,74	199,74	199,74	199,74
горячее водоснабжение	106,61	107,74	109,48	112,73	116,61	119,57	121,51	122,44	123,38	123,64	123,74	123,74	123,74	126,32	126,32	126,32	126,32	126,32	126,32
БСИ	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19
отопление и вентиляция	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19
горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе	712,20	715,18	721,94	742,32	763,17	780,25	795,38	814,84	834,86	856,75	869,98	891,47	912,16	929,12	938,84	954,38	975,45	993,44	1 016,90
М-1	168,93	168,93	168,93	181,07	189,14	198,71	208,90	225,98	243,62	264,01	276,65	298,14	318,83	329,24	338,96	354,51	375,57	393,57	417,02
отопление и вентиляция	102,24	102,24	102,24	110,60	115,60	121,83	128,58	139,97	151,83	165,23	173,05	186,81	199,91	206,80	212,92	222,90	236,54	247,77	263,00
горячее водоснабжение	66,69	66,69	66,69	70,46	73,54	76,88	80,32	86,01	91,79	98,78	103,60	111,33	118,92	122,44	126,04	131,61	139,03	145,80	154,03
М-2	259,66	262,64	269,41	277,65	290,42	297,95	302,88	305,26	307,63	309,13	309,73	309,73	309,73	316,27	316,27	316,27	316,27	316,27	316,27
отопление и вентиляция	156,25	158,14	163,21	168,31	177,31	181,97	185,02	186,49	187,96	189,20	189,70	189,70	189,70	193,74	193,74	193,74	193,74	193,74	193,74

Наименование показателя	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
горячее водоснабжение	103,41	104,50	106,20	109,34	113,11	115,98	117,86	118,77	119,67	119,93	120,03	120,03	120,03	122,53	122,53	122,53	122,53	122,53	122,53
БСИ	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19
отопление и вентиляция	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19
горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	2029,66	2029,66	2029,66	2029,66	2029,66	2029,66	2029,66	2029,66	2029,66	2029,66	2029,66	2029,66	2029,66	2029,66	2029,66	2029,66	2029,66	2029,66	2029,66
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в паре (на коллекторах станции)	2029,66	2029,66	2029,66	2029,66	2029,66	2029,66	2029,66	2029,66	2029,66	2029,66	2029,66	2029,66	2029,66	2029,66	2029,66	2029,66	2029,66	2029,66	2029,66
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	965,31	962,24	955,26	934,25	912,76	895,14	879,55	859,49	838,85	816,29	802,64	780,49	759,16	741,67	731,66	715,63	693,92	675,36	651,18
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	978,56	975,58	968,82	948,44	927,59	910,50	895,38	875,92	855,90	834,01	820,77	799,29	778,60	761,64	751,92	736,38	715,31	697,32	673,86

3.10 Расчет радиуса эффективного теплоснабжения для второй группы потребителей.

Расчет радиуса эффективного теплоснабжения для подключаемых потребителей к тепловоду М-3 приведен в табл. 3.56.

Табл. 3.56. Радиус эффективного теплоснабжения для потребителей группы 2 подключаемых к тепловоду М-3

№ п / п	Мероприятие	Переключаемая нагрузка, Гкал/ч	Потребление, Гкал/год	Стоимость мероприятия, тыс.руб.	Выручка, тыс.руб.	Стоимость выработки тепловой энергии, тыс.руб.	Увеличение стоимости эксплуатации тепловых сетей, тыс.руб.	Приток денежных средств, тыс.руб.	Простой срок окупаемости, лет	Дисконтированный срок окупаемости, лет	Вывод
1	Подключение перспективных потребителей к тепловоду М-3	77,59	100 095	186 274	181 571	103 358	3 898	74 315	2,51	3,83	Переключение экономически эффективно

Расчет радиуса эффективного теплоснабжения для подключаемых потребителей к тепловоду М-1 приведен в табл. 3.57.

Табл. 3.57. Радиус эффективного теплоснабжения для потребителей группы 2 подключаемых к тепловоду М-1

№ п / п	Мероприятие	Переключаемая нагрузка, Гкал/ч	Потребление, Гкал/год	Стоимость мероприятия, тыс.руб.	Выручка, тыс.руб.	Стоимость выработки тепловой энергии, тыс.руб.	Увеличение стоимости эксплуатации тепловых сетей, тыс.руб.	Приток денежных средств, тыс.руб.	Простой срок окупаемости, лет	Дисконтированный срок окупаемости, лет	Вывод
1	Подключение перспективных потребителей к тепловоду М-1	255,78	329 957	688 702	598 538	340 713	12 850	244 974	2,81	4,29	Переключение экономически эффективно

3.11 Оценка тарифных последствий.

Табл. 3.58. Расчет тарифа для конечного потребителя АО «Татэнерго» при реализации выбранного сценария распределения нагрузок (без учета НДС)

Показатели	Ед. изм.	2022 (учтено в тарифе)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Расходы на производство и покупку ТЭ (АО ТГК-16)	тыс. руб.	692 095,48	749 670,39	782 273,29	823 396,29	875 062,15	929 649,09	984 983,09	1 043 254,98	1 107 317,41	1 176 156,43	1 246 508,58	1 318 202,90	1 398 957,36	1 480 615,52	1 560 388,02	1 640 704,04	1 732 442,89	1 832 239,12	1 941 267,47
Объем отпуска	тыс. Гкал	915,00	955,14	960,41	974,54	998,75	1023,17	1045,59	1068,38	1093,92	1120,77	1145,66	1168,31	1195,88	1221,10	1241,25	1258,55	1281,33	1306,34	1334,02
тариф	руб./Гкал	756,39	784,88	814,52	844,91	876,16	908,6	942,04	976,48	1 012,25	1 049,42	1 088,03	1 128,30	1 169,81	1 212,53	1 257,11	1 303,65	1 352,07	1 402,57	1 455,20
Расходы на производство и покупку ТЭ (ООО "НКТЭЦ")	тыс. руб.	652 614,97	694 741,99	722 815,67	756 649,08	791 945,58	829 606,92	872 171,57	915 516,03	958 971,86	1 001 935,82	1 046 910,43	1 095 891,59	1 143 968,06	1 196 741,43	1 256 087,91	1 319 351,45	1 379 030,17	1 437 192,38	1 493 314,94
Объем отпуска	тыс. Гкал	916,30	930,22	934,34	944,95	955,71	967,14	981,79	994,73	1005,40	1013,37	1021,26	1030,94	1037,50	1045,98	1057,92	1070,66	1078,18	1082,52	1083,55
тариф	руб./Гкал	712,23	746,86	773,61	800,73	828,65	857,79	888,35	920,37	953,82	988,72	1 025,12	1 063,00	1 102,62	1 144,13	1 187,32	1 232,28	1 279,03	1 327,63	1 378,17
Объем полезного отпуска	тыс. Гкал	1 500,06	1 506,84	1 516,24	1 540,97	1 575,94	1 611,79	1 648,86	1 684,59	1 720,80	1 755,62	1 788,40	1 820,73	1 854,87	1 888,56	1 920,65	1 950,69	1 980,99	2 010,35	2 039,05

Показатели	Ед. изм.	2022 (учтено в тарифе)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Расходы на передачу т/э	тыс. руб.	966 489,43	988 612,29	1 067 057,07	1 169 226,97	1 232 300,65	1 301 640,79	1 379 373,79	1 472 356,41	1 563 659,06	1 635 733,72	1 714 112,88	1 778 595,45	1 848 703,05	1 923 632,60	2 003 346,79	2 086 108,39	2 176 833,87	2 274 872,98	2 373 449,21
Расходы на сбыт т/э	тыс. руб.	37 505,74	40 168,65	42 980,46	46 032,07	49 300,34	52 800,67	56 338,31	60 225,66	64 321,00	68 566,19	73 160,12	78 135,01	83 370,06	88 955,85	94 915,89	101 275,26	108 060,70	115 300,77	123 025,92
Тариф на генерацию	руб./Гкал	734,29	766,23	794,46	823,27	853,04	884,02	916,15	949,54	984,38	1020,71	1058,49	1097,80	1138,71	1181,08	1225,11	1270,95	1318,80	1368,72	1420,79
Тариф на услугу по передаче (без учета потерь)	руб./Гкал	644,30	656,08	703,75	758,76	781,95	807,57	836,56	874,01	908,68	931,71	958,46	976,86	996,68	1018,57	1043,06	1069,42	1098,86	1131,58	1164,00
Тариф на сбыт	руб./Гкал	25,00	26,66	28,35	29,87	31,28	32,76	34,17	35,75	37,38	39,06	40,91	42,91	44,95	47,10	49,42	51,92	54,55	57,35	60,33
НВВ	тыс. руб.	2 348 705,62	2 473 193,32	2 615 126,49	2 795 304,41	2 948 608,72	3 113 697,47	3 292 866,75	3 491 353,09	3 694 269,33	3 882 392,16	4 080 692,01	4 270 824,94	4 474 998,52	4 689 945,41	4 914 738,62	5 147 439,13	5 396 367,63	5 659 605,25	5 931 057,55
Тариф поставки тепловой энергии	руб./Гкал	1565,74	1641,31	1724,75	1813,99	1871,02	1931,82	1997,06	2072,52	2146,83	2211,41	2281,76	2345,66	2412,57	2483,34	2558,89	2638,78	2724,07	2815,23	2908,73

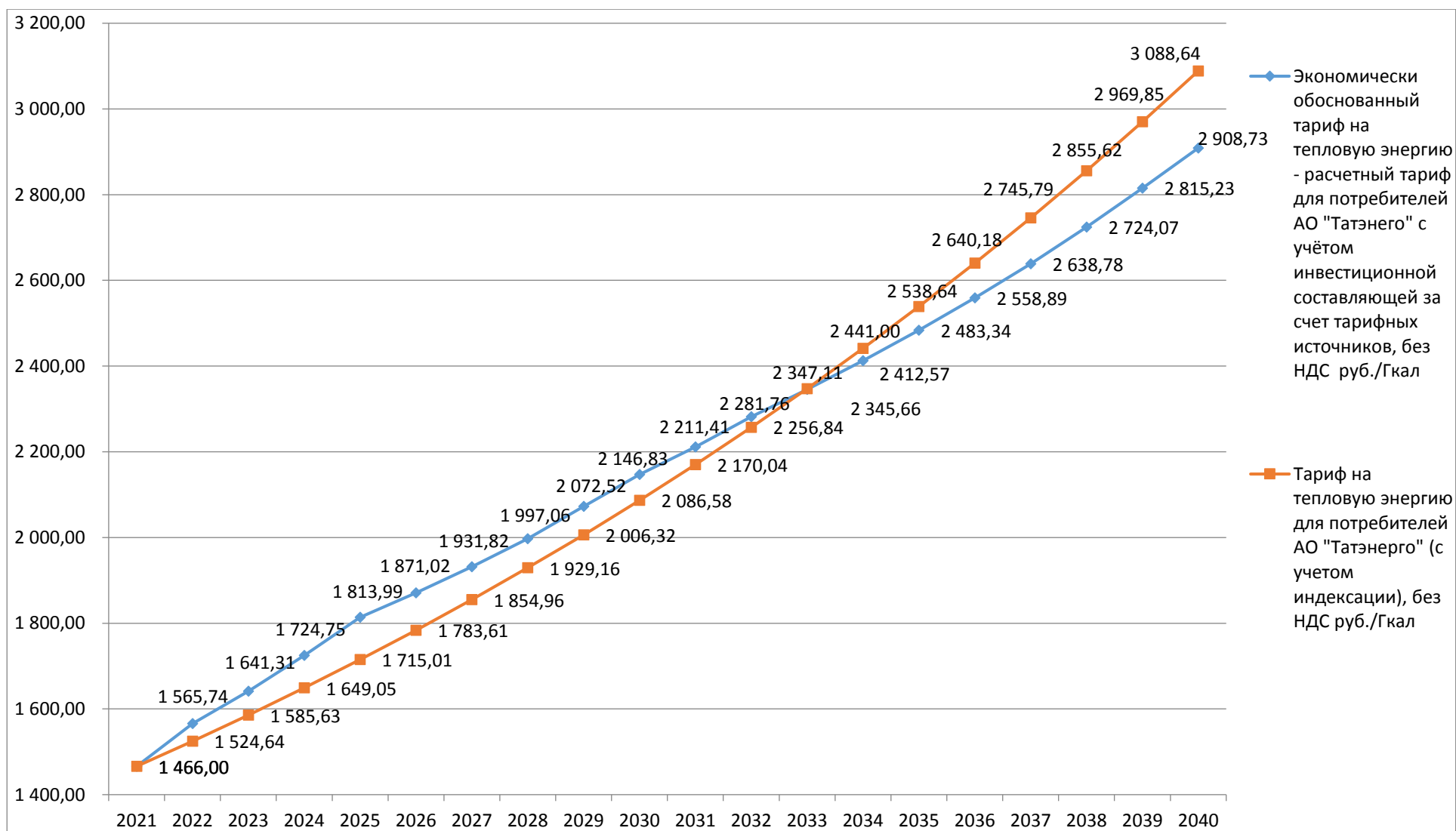


Рис. 3.53. Прогноз тарифа для конечного потребителя

3.11.1 Выбор сценария развития системы теплоснабжения города Нижнекамска

На основании анализа:

- балансов тепловой мощности источников теплоснабжения;
- объема капитальных вложений на строительство тепловых сетей;
- объема капитальных вложений на увеличение диаметров тепловых сетей, в связи с подключением новых потребителей;
- обеспечения надежности теплоснабжения существующих и перспективных потребителей;
- тарифных последствий для потребителей актуализированной на 2023-ый год схемой теплоснабжения города Нижнекамска выбирается вариант распределения тепловых нагрузок, приведенный в таблицах далее.

В соответствии с выбранным сценарием определены прогнозы отпуска тепловой энергии от Нижнекамских ТЭЦ, потребление топлива, а также рассчитаны тарифно-балансовые модели ТСО – см. Главы 10 и 14 Обосновывающих материалов.

При этом необходимо отметить, что в случае, если фактическое строительство жилых и общественно-деловых зданий будет отличаться от перспективы, учтенной в генеральном плане города, распределение отпуска тепловой энергии между Нижнекамскими ТЭЦ будет необходимо пересмотреть при следующей актуализации.

Табл. 3.59. Перспективная тепловая нагрузка, подключаемая к тепловоду М-1

Вид нагрузки	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	Всего
Суммарная тепловая нагрузка	1,14	0,00	0,00	12,51	8,32	9,86	10,50	17,61	18,19	21,02	13,04	22,15	21,33	10,73	10,02	16,02	21,72	18,55	24,18	256,90
Отопление	0,72	0,00	0,00	8,62	5,15	6,42	6,96	11,75	12,23	13,82	8,06	14,18	13,51	7,10	6,31	10,29	14,06	11,58	15,70	166,45
ГВС	0,42	0,00	0,00	3,89	3,17	3,44	3,55	5,86	5,96	7,20	4,97	7,97	7,82	3,63	3,71	5,74	7,65	6,98	8,49	90,45

Табл. 3.60. Перспективная тепловая нагрузка, подключаемая к тепловоду М-2

Вид нагрузки	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	Всего
Суммарная тепловая нагрузка	1,99	3,07	6,98	8,50	13,16	7,76	5,09	2,45	2,45	1,55	0,61	0,00	0,00	6,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	60,36
Отопление	1,46	1,95	5,23	5,26	9,28	4,80	3,15	1,51	1,51	1,28	0,51	0,00	0,00	4,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	40,12
ГВС	0,53	1,12	1,75	3,24	3,88	2,96	1,94	0,93	0,93	0,26	0,10	0,00	0,00	2,57	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	20,24

Табл. 3.61. Перспективная тепловая нагрузка, подключаемая к тепловоду М-3

Вид нагрузки	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	Всего
Суммарная тепловая нагрузка	4,75	0,31	8,41	10,45	6,91	12,05	11,35	8,24	6,88	3,26	9,96	4,48	5,53	7,95	13,20	6,03	3,62	0,00	0,00	123,37
Отопление	3,94	0,26	6,58	7,77	4,27	8,25	7,67	5,38	4,26	2,02	6,41	3,02	3,42	4,91	8,16	3,73	2,24	0,00	0,00	82,28
ГВС	0,81	0,05	1,84	2,68	2,63	3,80	3,68	2,86	2,63	1,24	3,55	1,45	2,11	3,03	5,03	2,30	1,38	0,00	0,00	41,08

3.12 Предложения по снижению потерь в системе теплоснабжения

3.12.1 Предпосылки к реализации мероприятий по снижению потерь

Анализ результатов хозяйственной деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций города Нижнекамска (АО «Татэнерго», АО «ВКиЭХ») показал очень высокий уровень потерь тепловой энергии в системе теплоснабжения города – 26,2% (по факту 2021 года).

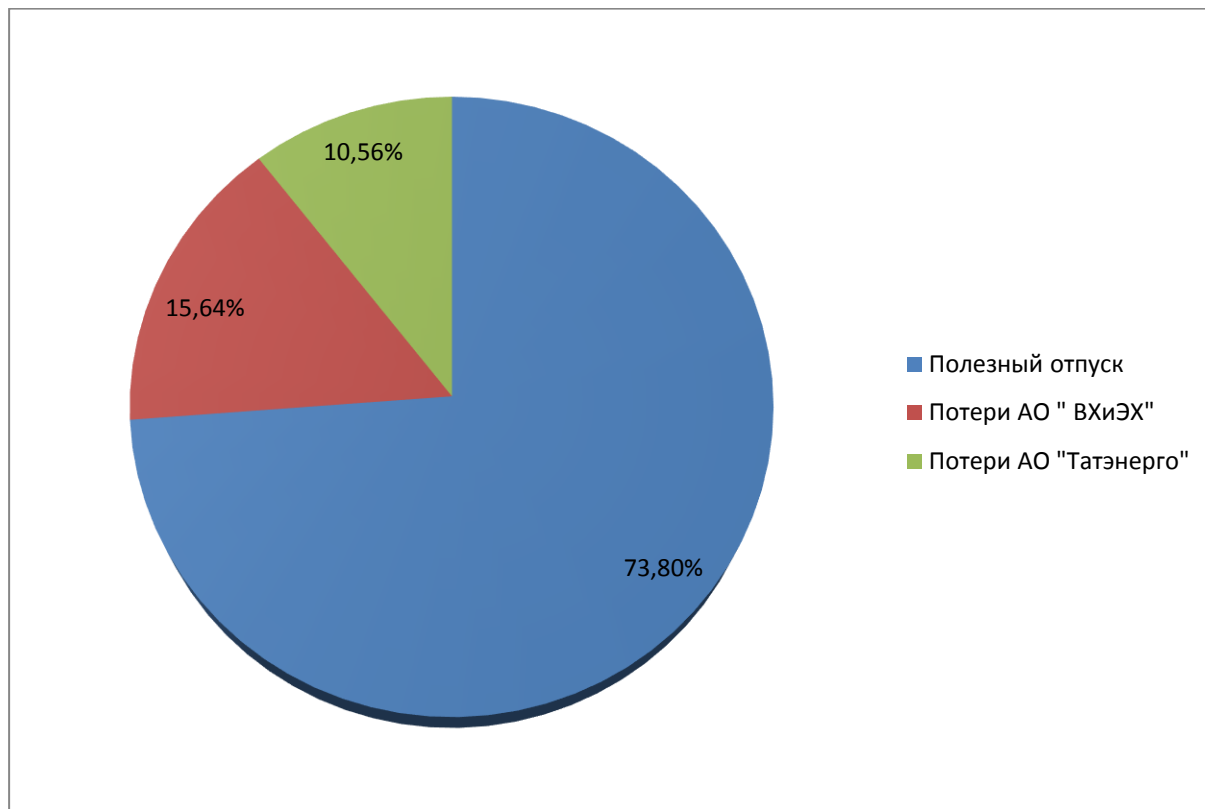


Рис. 3.54. Потери в системе теплоснабжения города за 2021 год (зона действия ЕТО-1)

Как видно из таблиц ниже, основные потери приходятся на сети АО «ВКиЭХ», при этом норматив потерь существенно превышает.

Табл. 3.62. Потери тепловой энергии в тепловых сетях филиала АО «Татэнерго» - Нижнекамские тепловые сети, Гкал

Год актуализации (разработки)	Нормативные потери тепловой энергии	Фактические потери тепловой энергии	Всего в % от отпущенной тепловой энергии в тепловые сети
2017	227,73	182,9	10,1
2018	214,25	180,77	9,3
2019	225	182,56	9,8
2020	224,95	192,5	10,6
2021	210	206,14	10,6

Табл. 3.63. Потери тепловой энергии в тепловых сетях АО «ВКиЭХ»

Год актуализации (разработки)	Всего нормативные потери	Фактические потери тепловой энергии
2017	291,439	157,58
2018	291,439	215,83
2019	222,441	293,53
2020	222,441	294,99
2021	222,441	305,35

Для дальнейшего анализа и определения потенциала и направления энергосбережения была выделена структура потерь в сетях АО «ВКиЭХ».

В настоящее время АО «ВКиЭХ» осуществляет передачу тепловой энергии от АО «Татэнерго» потребителям АО «Татэнерго» (отопление), потребителям АО «Татэнерго» (ГВС от ИТП) и собственным потребителям (ГВС).

АО «ВК и ЭХ» в отношении объема поставляемой АО «Татэнерго» тепловой энергии является потребителем, поскольку приобретает тепловую энергию для использования в теплопотребляющих установках (теплоиспользующем оборудовании центральных тепловых пунктов АО «ВК и ЭХ»), а также оказывает коммунальные услуги в части горячего водоснабжения в рамках заключенных договоров предоставления коммунальных услуг по ст. 157.2 Жилищного кодекса РФ, договоров горячего водоснабжения с жилыми домами и многоквартирными домами при непосредственной форме управления. В связи с отсутствием в точках поставки коммерческих приборов учета, позволяющих измерить количество поставленной АО «Татэнерго» тепловой энергии, необходимой и достаточной АО «ВК и ЭХ» для производства горячей воды в целях ее реализации абонентам, сторонами договора поставки был согласован расчетный способ определения количества поставленной тепловой энергии путем суммирования количества тепловой энергии, которое АО «ВК и ЭХ» реализует своим потребителям как компоненту в составе товара «горячая вода», и количества потерь тепловой энергии в сетях горячего водоснабжения от точек поставки до потребителей Покупателя. Указанный выше подход согласован сторонами, как математический способ определения количества поставляемой в точке поставки тепловой энергии. Таким образом, применение АО «Татэнерго» тарифа для потребителей в расчетах с АО «ВКиЭХ» по договору поставки тепловой энергии не противоречит действующему законодательству.

Табл. 3.64. Прогнозный баланс тепловой энергии

Баланс	2021	2022 (учте но в тари фе)	2022 (расч ет)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Покупка АО "Татэнерго", в т.ч.	1 951 983, 00	1 831 300,0 0	1 878 576,23	1 885 357, 30	1 894 751, 33	1 919 486, 36	1 954 452, 74	1 990 311, 05	2 027 373, 43	2 063 109, 43	2 099 318, 22	2 134 134, 66	2 166 912, 91	2 199 251, 10	2 233 384, 08	2 267 079, 78	2 299 168, 79	2 329 205, 24	2 359 510, 71	2 388 868, 94	2 417 570, 23
НКТЭЦ-1	988 764, 00	915 000,0 0	951 720,27	955 140, 13	960 410, 17	974 537, 28	998 746, 98	1 023 166, 51	1 045 585, 20	1 068 383, 36	1 093 916, 93	1 120 768, 07	1 145 656, 44	1 168 308, 87	1 195 884, 25	1 221 095, 99	1 241 250, 19	1 258 546, 42	1 281 326, 33	1 306 344, 15	1 334 021, 07
НКТЭЦ-2	963 219, 00	916 300,0 0	926 855,96	930 217, 17	934 341, 16	944 949, 09	955 705, 76	967 144, 54	981 788, 22	994 726, 07	1 005 401, 29	1 013 366, 59	1 021 256, 47	1 030 942, 23	1 037 499, 83	1 045 983, 79	1 057 918, 60	1 070 658, 82	1 078 184, 39	1 082 524, 78	1 083 549, 16
Потери АО "Татэнерго" НКТС	206 135, 00	174 590,0 0	193 729,97	193 729, 97	193 729, 97	193 729, 97	193 729, 97	193 729, 97	193 729, 97	193 729, 97	193 729, 97	193 729, 97	193 729, 97	193 729, 97	193 729, 97	193 729, 97	193 729, 97	193 729, 97	193 729, 97	193 729, 97	193 729, 97
Полезный отпуск АО "Татэнерго" от сетей НКТС	35 078, 14	34 560,9 8	34 560,98	34 560, 98	34 560, 98	34 560, 98	34 560, 98	34 560, 98	34 560, 98	34 560, 98	34 560, 98	34 560, 98	34 560, 98	34 560, 98	34 560, 98	34 560, 98	34 560, 98	34 560, 98	34 560, 98	34 560, 98	34 560, 98
Отпуск в ЦТП АО "ВКиЭХ"	1 710 769, 86	1 622 149,0 2	1 650 285,28	1 657 066, 35	1 666 460, 38	1 691 195, 41	1 726 161, 78	1 762 020, 10	1 799 082, 47	1 834 818, 47	1 871 027, 26	1 905 843, 71	1 938 621, 95	1 970 960, 14	2 005 093, 12	2 038 788, 83	2 070 877, 83	2 100 914, 28	2 131 219, 76	2 160 577, 98	2 189 279, 28
Потери в сетях АО "ВКиЭХ" (фактически)	305 351, 22	222 441,0 0	297 958,82	297 958, 82	297 958, 82	297 958, 82	297 958, 82	297 958, 82	297 958, 82	297 958, 82	297 958, 82	297 958, 82	297 958, 82	297 958, 82	297 958, 82	297 958, 82	297 958, 82	297 958, 82	297 958, 82	297 958, 82	297 958, 82
в том числе сети отопления	239 560, 22	156 465,0 0	188 661,11	188 661, 11	188 661, 11	188 661, 11	188 661, 11	188 661, 11	188 661, 11	188 661, 11	188 661, 11	188 661, 11	188 661, 11	188 661, 11	188 661, 11	188 661, 11	188 661, 11	188 661, 11	188 661, 11	188 661, 11	188 661, 11

Баланс	2021	2022 (учте но в тари фе)	2022 (расч ет)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Потери в сетях АО "ВКиЭХ" (долгосроч ные)	222 441, 00	222 441,0 0	222 441,00	222 441, 00	222 441, 00	222 441, 00	222 441, 00	222 441, 00	222 441, 00	222 441, 00	222 441, 00	222 441, 00	222 441, 00	222 441, 00	222 441, 00	222 441, 00	222 441, 00	222 441, 00	222 441, 00	222 441, 00	222 441, 00
Полезный отпуск потребител ям по сетям АО "ВКиЭХ"	1 471 209, 64	1 465 684,0 2	1 461 624,16	1 468 405, 23	1 477 799, 26	1 502 534, 30	1 537 500, 67	1 573 358, 98	1 610 421, 36	1 646 157, 36	1 682 366, 15	1 717 182, 59	1 749 960, 84	1 782 299, 03	1 816 432, 01	1 850 127, 71	1 882 216, 72	1 912 253, 17	1 942 558, 64	1 971 916, 87	2 000 618, 16
Полезный отпуск потребителя м АО "Татэнерго" (отопление)	1 169 923, 84	1 159 655,1 4	1 112 273,58	1 119 054, 65	1 128 448, 68	1 153 183, 71	1 188 150, 08	1 224 008, 40	1 261 070, 78	1 296 806, 77	1 333 015, 57	1 367 832, 01	1 400 610, 26	1 432 948, 44	1 467 081, 43	1 500 777, 13	1 532 866, 14	1 562 902, 59	1 593 208, 06	1 622 566, 29	1 651 267, 58
Полезный отпуск потребителя м АО "ВКиЭХ" (ГВС от ЦТП)	235 494, 80	240 052,8 7	240 052,87	240 052, 87	240 052, 87	240 052, 87	240 052, 87	240 052, 87	240 052, 87	240 052, 87	240 052, 87	240 052, 87	240 052, 87	240 052, 87	240 052, 87	240 052, 87	240 052, 87	240 052, 87	240 052, 87	240 052, 87	240 052, 87
потери в сетях ГВС АО "ВКиЭХ"	65 791, 00	65 976,0 0	109 297,71	109 297, 71	109 297, 71	109 297, 71	109 297, 71	109 297, 71	109 297, 71	109 297, 71	109 297, 71	109 297, 71	109 297, 71	109 297, 71	109 297, 71	109 297, 71	109 297, 71	109 297, 71	109 297, 71	109 297, 71	109 297, 71

Расчет прогнозного отпуска тепловой энергии в г. Нижнекамск от источников тепловой энергии выполнен в соответствии с пунктами 6, 7, 13, 17.1 Порядка формирования сводного прогнозного баланса производства, утвержденного Приказом ФСТ от 12.02.2012 г. № 53-э/1. Согласно п.6 приказа ФСТ основой для формирования сводного прогнозного баланса являются предложения, разрабатываемые производителями тепловой энергии.

Прогнозные объемы отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии, осуществляющих производство в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, формируются исходя из фактического отпуска тепловой энергии, среднегодового фактического потребления тепловой энергии за 3 периода регулирования, предшествующие расчетному (п.17.1 приказа ФСТ) с учетом динамики изменения объемов потребления (п.13 приказа ФСТ).

1. Расчет прогнозного на 2023 год суммарного по источникам объема отпуска тепловой энергии 1 885,36 тыс. Гкал сформирован на основании среднего суммарного значения фактических показателей за последние три года (2019-2021) и перспективных приростов отпуска тепловой энергии.

2. Прогнозный объем потерь тепловой энергии по сетям НКТС 193,73 тыс. Гкал сформирован на основании среднего суммарного значения фактических показателей за последние три года (2019-2021).

3. Объем полезного отпуска потребителям, присоединенным к сетям НКТС, в размере 34,56 тыс. Гкал сформирован на основании среднего суммарного значения фактических показателей за последние три года (2019-2021).

4. Объем отпуска тепловой энергии в ЦТП АО «ВКиЭХ» 1 657,07 тыс. Гкал путем вычитания из объемов отпуска тепловой энергии от источников теплоты объемов потерь по сетям НКТС и полезного отпуска потребителям, присоединенным к сетям НКТС.

5. Прогнозные потери по сетям АО «ВКиЭХ» в объеме 297,96 тыс. Гкал сформированы на основании среднего суммарного значения фактических показателей за последние три года (2019-2021)., в том числе:

- по сети отопления 188,66 тыс. Гкал;
- по сети ГВС АО «ВКиЭХ» 109,30 тыс. Гкал.

Расчет объем потерь тепловой энергии по сетям ГВС АО «ВКиЭХ» представлен ниже.

6. Потери по сетям АО «ВКиЭХ» в объеме 222,4 тыс. Гкал принятые по данным, учтенным ГКРТТ при расчете долгосрочных тарифов (Приложение 2 к Постановлению ГКРТТ от 19.12.2018 № 5-106/тэ).

7. Объем полезного отпуска потребителям, присоединенным к сетям АО «ВКиЭХ» составит 1 468,41 тыс. Гкал, в том числе:

- объем поставки 240,05 тыс. Гкал для целей горячего водоснабжения потребителям АО «ВКиЭХ» принят на основании среднего значения показателей за 2019-2021 г.;

- потерь по сетям ГВС АО «ВКиЭХ» 109,30 тыс. Гкал, расчет представлен ниже;

- полезного отпуска потребителям АО «Татэнерго», присоединенным к сетям АО «ВКиЭХ» 1 119,05 тыс.Гкал.

8. Объем полезного отпуска потребителям по г.Нижнекамск в целом составляет 1 502,97 тыс.Гкал ($34,56 + 1468,41 = 1\,502,97$ тыс.Гкал).

При увеличении отпуска тепловой энергии в прогнозный баланс не заложен рост тепловых потерь: увеличение потерь тепловой энергии за счет увеличения диаметров и нового строительства тепловых сетей возмещается снижением тепловых потерь за счет реконструкции, с использованием современных материалов.

В ЦТП АО «ВКиЭХ» установлены общие приборы учета, и выделить потери ГВС и потери отопления отдельно по показаниям приборов учета напрямую невозможно.

При этом согласно пункту 116 Постановления Правительства Российской Федерации от 8 августа 2012 г. № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» Объем потерь тепловой энергии и теплоносителя в тепловых сетях определяется единой теплоснабжающей организацией за расчетный период на основании данных коммерческого учета тепловой энергии, собранных самостоятельно, а также предоставленных теплоснабжающими и теплосетевыми организациями, тепловые сети которых технологически присоединены к ее тепловым сетям, и зафиксированных в первичных учетных документах, составленных в соответствии с договорами оказания услуг по передаче тепловой энергии, или расчетным способом. На основании указанных данных единая теплоснабжающая организация представляет теплосетевой организации данные о величине потерь тепловой энергии и теплоносителя.

В актуализируемой Схеме теплоснабжения учтено значение фактических потерь тепловой энергии, рассчитанное исходя из фактических данных приборов учета в ЦТП в летний период (без влияния тепловой нагрузки отопления), как наиболее достоверных данных ввиду отсутствия приборного учета в ЦТП АО «ВКиЭХ».

Увеличение значения потерь тепловой энергии в сетях горячей воды, реализуемых АО «Татэнерго» в адрес АО «ВКиЭХ», вероятно приведет к увеличению тарифа транспортировки тепловой энергии по тепловым сетям АО «ВКиЭХ» (плательщик АО «Татэнерго» в адрес АО «ВКиЭХ» за услуги по передаче тепловой энергии до абонентов АО «Татэнерго»).

Решение вопроса значения потерь тепловой энергии в сетях АО «ВКиЭХ»: установка со стороны АО «ВКиЭХ» приборов учета тепловой энергии на централизованную систему горячего водоснабжения.

Место установки: в ЦТП АО «ВКиЭХ».

В таблице 3.65. представлены данные по приведенному под период реализации потребителям отпуск тепловой энергии в сети АО «ВКиЭХ», фактические полезный отпуск тепла потребителям.

Табл. 3.65. Расчет потерь в сетях горячей воды по фактическим данным за 2021 год, тыс. Гкал

	июнь	июль	август	
Отпуск в ЦТП	33,866	25,403	28,543	По показаниям ПУ в ЦТП приведенные за период реализации с добавлением нормативных потерь от ГР до ПУ. Период реализации с 21.05.2020 по 20.08.2020
Реализация потребителям всего:	19,624	17,135	16,631	Период съема ПУ с 21.05.2021 по 20.08.2021
Реализация АО «Татэнерго» от тепловых сетей (ИВВП ГВС в МКД)	4,046	2,785	2,276	Фактические данные АО «Татэнерго»
Реализация АО «ВКиЭХ» от сетей горячей воды	15,578	14,351	14,354	Фактические данные АО «ВКиЭХ»
Потери по факту всего:	14,243	8,268	11,912	Разница между отпуском в ЦТП и реализацией потребителям
в т. ч. по тепловым сетям	2,936	1,344	1,630	Распределено пропорционально объему реализации АО «Татэнерго» и АО «ВКиЭХ»
в т. ч. по сетям горячей воды	11,306	6,924	10,282	

Таким образом, можно сделать вывод об очень высокой доле потерь в сетях ГВС. Данные потери объясняются как техническим состоянием сетей ГВС, так и коммерческими потерями, вызванными тем, что потребители рассчитываются за горячую воду на основании нормативов нагрева горячей

воды, который практически не учитывает циркуляционные потери и потери в сетях ГВС – см. Табл. 3.66.

Табл. 3.66. Норматив затрат тепловой энергии на приготовление 1м³ горячей воды

Система горячего водоснабжения (открытая, закрытая)	С наружной сетью горячего водоснабжения	Коэффициент фактических затрат тепловой энергии при подогреве на 55 °С (60 °С - 5 °С)
С изолированными стояками:		
с полотенцесушителями	0,0627	1,14
без полотенцесушителей	0,0577	1,05
С неизолированными стояками:		
с полотенцесушителями	0,0678	1,23
без полотенцесушителей	0,0627	1,14

3.12.2 Предлагаемые мероприятия по снижению потерь

С учетом того, что сверхнормативные потери АО «ВКиЭХ» по большей части приходятся на ГВС и связаны и с техническим состоянием сетей и с особенностями коммерческого учета, наиболее оптимальным решением по снижению данных потерь является их полное исключение.

Этого можно добиться за счет отказа от ЦТП и перехода на индивидуальные тепловые пункты. Анализ расходов АО «ВКиЭХ» на приготовление и поставку горячего водоснабжения с учетом индексации представлен в таблице 3.67. (прогнозные значения).

Табл. 3.67. Анализ затрат АО «ВКиЭХ» на приготовление и поставку ГВС

Наименование	Ед. изм.	Сумма на 2023 год
Капитальный ремонт	тыс.руб	59 166,19
Амортизация	тыс.руб	7 730,69
Аренда	тыс.руб	2 572,70
Потери тепловой энергии для нужд ГВС	тыс.руб	54 549,45
З/п оператора теплового пункта	тыс.руб	27 172,21
Отчисления от з/п оператора теплового пункта	тыс.руб	8 206,01
Электроэнергия	тыс.руб	49 768,28
ИТОГО	тыс.руб	209 165,52

Анализ всех расходов АО «ВКиЭХ» на приготовление и поставку ГВС показал, что исключение ЦТП и сетей ГВС с переходом на ИТП позволит

высвободить более 209 млн. руб. ежегодно, которые можно направить в реализацию проекта.

Для перехода на индивидуальные тепловые пункты потребуется оснастить ИТП 962 потребителя ГВС.

Реализацию проекта предлагается выполнить кустовым способом в течение 10 лет с 2024 года по 2033 год, с ежегодным закрытием 9-10 ЦТП. Это позволит со второго года реализации проекта направлять высвободившиеся финансовые средства на софинансирование программы по установке ИТП.

Недостающие средства предлагается привлечь либо через городскую целевую программу с привлечением средств из фонда капитального ремонта, либо через энергосервисные договора с управляющими компаниями и ТСЖ.

Оценка необходимых капитальных вложений на реализацию проекта перехода от ЦТП к ИТП выполнена на основании актуальных коммерческих предложений, с учетом увеличения на 25% на строительно-монтажные работы.

Табл. 3.68. Проект по переходу на ИТП

Адрес узла ввода	Наименование узла	Номер источника	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/час	Расчетная максимальная нагрузка на ГВС, Гкал/час	Капитальные вложения, млн. руб.	Срок реализации
Строителей-11	Уз. ГВС ж.д.11	ЦТП 4	0,115241	0,230482	2,4375	2024
Строителей-15а	Узел ГВС	ЦТП 4	0,006	0,012	2,25	2024
Строителей-21а	Узел ГВС д/с №3	ЦТП 4	0,1092	0,2184	2,4375	2024
Строителей-11а	Узел ГВС	ЦТП 4	0,091653	0,183306	2,25	2024
Строителей-11б	Уз.ГВС ж.д.11б	ЦТП 4	0,12675	0,2535	2,4375	2024
Строителей-11в	Уз. ГВС ж.д.11в	ЦТП 4	0,12675	0,2535	2,4375	2024
Строителей-13	Уз.ГВС ж.д.13	ЦТП 4	0,09505	0,1901	2,25	2024
Строителей-13а	Уз.ГВС ж.д.13а	ЦТП 4	0,09505	0,1901	2,25	2024
Строителей-13б	Уз.ГВС ж.д.13б	ЦТП 4	0,09505	0,1901	2,25	2024
Строителей-13в	Уз.ГВС ж.д.13в	ЦТП 4	0,09505	0,1901	2,25	2024
Строителей-15	Узел ГВС	ЦТП 4	0,09505	0,1901	2,25	2024
Строителей-17	Узел ГВС	ЦТП 4	0,12675	0,2535	2,4375	2024
Строителей-19	Узел ГВС	ЦТП 4	0,12675	0,2535	2,4375	2024
Строителей-21	Узел ГВС	ЦТП 4	0,12675	0,2535	2,4375	2024
Строителей-23	Узел ГВС	ЦТП 4	0,178	0,356	2,5625	2024
Юности-1	Узел ГВС	ЦТП 4	0,178	0,356	2,5625	2024

Адрес узла ввода	Наименование узла	Номер источника	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/час	Расчетная максимальная нагрузка на ГВС, Гкал/час	Капитальные вложения, млн. руб.	Срок реализации
Юности-5	Узел ГВС	ЦТП 4	0,0918	0,1836	2,25	2024
Юности-3	Узел ГВС	ЦТП 4	0,099702	0,199404	2,25	2024
Юности-3а	Узел ГВС	ЦТП 4	0,1014	0,2028	2,4375	2024
Юности-3б	Узел ГВС	ЦТП 4	0,1014	0,2028	2,4375	2024
Юности-7	Узел ГВС р-н "Кристал"	ЦТП 4	0,081	0,162	2,25	2024
Юности-7	Узел ГВС клуб "Титан"	ЦТП 4	0,00095	0,0019	2,25	2024
Юности-7б	Узел ГВС Оздоровит. центр	ЦТП 4	0,017875	0,03575	2,25	2024
Строителей-23а	Узел ГВС м-н "Фактория"	ЦТП 4	0,0015	0,003	2,25	2024
Юности-9	Узел ГВС	ЦТП 5	0,178	0,356	2,5625	2024
Юности-9а	Узел ГВС	ЦТП 5	0,12675	0,2535	2,4375	2024
Юности-9б	Узел ГВС	ЦТП 5	0,12675	0,2535	2,4375	2024
Юности-9в	Узел ГВС	ЦТП 5	0,0919	0,1838	2,25	2024
Тукая-20	Узел ГВС	ЦТП 5	0,178	0,356	2,5625	2024
Тукая-22	Уз.ГВС ж.д.22	ЦТП 5	0,12675	0,2535	2,4375	2024
Тукая-24	Узел ГВС	ЦТП 5	0,178	0,356	2,5625	2024
Тукая-26	Узел ГВС	ЦТП 5	0,09505	0,1901	2,25	2024
Тукая-20а	Узел ГВС	ЦТП 5	0,042	0,084	2,25	2024
Строителей-33	Узел ГВС	ЦТП 6	0,155	0,31	2,5625	2024
Химиков-52	Узел ГВС	ЦТП 6	0,196	0,392	2,5625	2024
Химиков-50	Узел ГВС	ЦТП 6	0,1316895	0,263379	2,4375	2024
Строителей-33а	Узел ГВС	ЦТП 6	0,155	0,31	2,5625	2024
Строителей-31	Узел ГВС	ЦТП 6	0,12675	0,2535	2,4375	2024
Строителей-29	Узел ГВС	ЦТП 6	0,12675	0,2535	2,4375	2024
Строителей-27	Узел ГВС	ЦТП 6	0,12675	0,2535	2,4375	2024
Строителей-25	Узел ГВС	ЦТП 6	0,12675	0,2535	2,4375	2024
Менделеева-2	Узел ГВС	ЦТП 6	0,42775	0,8555	2,75	2024
Юности-8	Узел ГВС	ЦТП 7	0,0837	0,1674	2,25	2024
Юности-10	Узел ГВС	ЦТП 7	0,0787	0,1574	2,25	2024
Тукая-30	Узел ГВС	ЦТП 7	0,0837	0,1674	2,25	2024
Тукая-32	Узел ГВС	ЦТП 7	0,0837	0,1674	2,25	2024
Тукая-34	Узел ГВС	ЦТП 7	0,1045	0,209	2,4375	2024
Юности-6	Узел ГВС	ЦТП 7	0,0818	0,1636	2,25	2024
Юности-6а	Узел ГВС	ЦТП 7	0,109	0,218	2,4375	2024
Юности-6б	Узел ГВС	ЦТП 7	0,03	0,06	2,25	2024
Тукая-36	Узел ГВС	ЦТП 8	0,104625	0,20925	2,4375	2024
Тукая-38	Узел ГВС	ЦТП 8	0,0837	0,1674	2,25	2024
Тукая-40	Узел ГВС	ЦТП 8	0,104625	0,20925	2,4375	2024

Адрес узла ввода	Наименование узла	Номер источника	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/час	Расчетная максимальная нагрузка на ГВС, Гкал/час	Капитальные вложения, млн. руб.	Срок реализации
Химиков-44	Узел ГВС	ЦТП 8	0,1109	0,2218	2,4375	2024
Химиков-44	Узел ГВС	ЦТП 8	0,1109	0,2218	2,4375	2024
Химиков-46	Узел ГВС	ЦТП 8	0,0837	0,1674	2,25	2024
Химиков-48	Узел ГВС	ЦТП 8	0,0918	0,1836	2,25	2024
Химиков-48а (кафе "Ред Хауз")	Узел ГВС	ЦТП 8	0,015	0,03	2,25	2024
Химиков-46а	Узел ГВС	ЦТП 8	0,0837	0,1674	2,25	2024
Химиков-46б	Узел ГВС	ЦТП 8	0,0837	0,1674	2,25	2024
Тукая-19/17	Узел ГВС	ЦТП 9	0,198	0,396	2,5625	2024
Юности-19	Узел ГВС	ЦТП 9	0,198	0,396	2,5625	2024
Юности-21/16	Узел ГВС	ЦТП 9	0,198	0,396	2,5625	2024
Корабельная-14	Узел ГВС	ЦТП 9	0,31	0,62	2,75	2024
Юности-21а	Узел ГВС	ЦТП 9	0,12	0,24	2,4375	2024
Юности-21б	Узел ГВС	ЦТП 9	0,12	0,24	2,4375	2024
Детский сад №15	Узел ГВС	ЦТП 9	0,1098	0,2196	2,4375	2024
Юности-21в	Узел ГВС	ЦТП 9	0,12	0,24	2,4375	2024
Корабельная-14а	Узел ГВС	ЦТП 9	0,12	0,24	2,4375	2024
Корабельная-12	Узел ГВС	ЦТП 9	0,0666	0,1332	2,25	2024
м-н	Узел ГВС	ЦТП 9	0,018	0,036	2,25	2024
м-н	Узел ГВС	ЦТП 9	0,018	0,036	2,25	2024
м-н	Узел ГВС	ЦТП 9	0,018	0,036	2,25	2024
Корабельная-10 (м-н "Домовой")	Узел ГВС	ЦТП 9	0,1056	0,2112	2,4375	2024
Корабельная-8	Узел ГВС	ЦТП 9	0,01863	0,03726	2,25	2024
Почта, Сбербанк, Аптека	Узел ГВС	ЦТП 9	0,023264	0,046528	2,25	2024
Корабельная-14б	Уз.ГВС	ЦТП 9	0,099	0,198	2,25	2024
Тукая-17	Узел ГВС	ЦТП 9	0,198	0,396	2,5625	2024
Тукая-15 (Школа-№6)	Узел ГВС	ЦТП 9	0,0645	0,129	2,25	2024
Тукая-13 (Пед. училище)	Узел ГВС	ЦТП 9	0,0645	0,129	2,25	2024
ДЮСШ-1	Уз.ГВС ДЮСШ-1	ЦТП 9	0,1275	0,255	2,4375	2024
Центр детского творчества	Узел ГВС	ЦТП 9	0,0645	0,129	2,25	2024
ДЮСШ-2	Узел ГВС	ЦТП 9	0,15	0,3	2,5625	2024

Адрес узла ввода	Наименование узла	Номер источника	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/час	Расчетная максимальная нагрузка на ГВС, Гкал/час	Капитальные вложения, млн. руб.	Срок реализации
Юности-20	Узел ГВС	ЦТП 10	0,0493	0,0986	2,25	2024
Корабельная-20а	Узел ГВС	ЦТП 10	0,297	0,594	2,75	2024
Юности-26	Узел ГВС	ЦТП 10	0,198	0,396	2,5625	2024
Юности-24	Узел ГВС	ЦТП 10	0,132	0,264	2,4375	2024
Юности-22	Узел ГВС	ЦТП 10	0,0493	0,0986	2,25	2024
Юности-20а	Узел ГВС	ЦТП 10	0,0666	0,1332	2,25	2024
Корабельная-20	Узел ГВС	ЦТП 10	0,193058	0,386116	2,5625	2024
Корабельная-22 (м-н "Евролюкс)	Узел ГВС	ЦТП 10	0,010575	0,02115	2,25	2024
Корабельная-24	Узел ГВС	ЦТП 10	0,0666	0,1332	2,25	2024
Корабельная-26	Узел ГВС	ЦТП 10	0,198	0,396	2,5625	2024
Корабельная-28	Узел ГВС	ЦТП 10	0,155	0,31	2,5625	2024
Химиков-32	Узел ГВС	ЦТП 10	0,0666	0,1332	2,25	2024
Химиков-30	Узел ГВС	ЦТП 10	0,12	0,24	2,4375	2024
Химиков-30а	Узел ГВС	ЦТП 10	0,12	0,24	2,4375	2024
Химиков-30б	Узел ГВС	ЦТП 10	0,104625	0,20925	2,4375	2024
м-н №9	Узел ГВС	ЦТП 10	0,016	0,032	2,25	2024
Химиков-36а	Узел ГВС	ЦТП 10	0,12	0,24	2,4375	2024
Химиков-36	Узел ГВС	ЦТП 10	0,095329	0,190658	2,25	2024
Химиков-36 (м-н "Чингинсхан)	Узел ГВС	ЦТП 10	0,003	0,006	2,25	2024
м-н №9	Узел ГВС	ЦТП 10	0,019	0,038	2,25	2024
м-н №9	Узел ГВС	ЦТП 10	0,019	0,038	2,25	2024
т/ц Аркада	Узел ГВС	ЦТП 10	0,0125	0,025	2,25	2024
Юности 24б (Д/С №14)	Узел ГВС	ЦТП 10	0,1098	0,2196	2,4375	2024
Корабельная-20б (Д/С №16)	Узел ГВС	ЦТП 10	0,1098	0,2196	2,4375	2024
Химиков-34А	Уз.ГВС д.с.1	ЦТП 10	0,113	0,226	2,4375	2024
Тукая-39	Узел ГВС	ЦТП 11	0,099	0,198	2,25	2024
Химиков-36	Узел ГВС	ЦТП 11	0,0995	0,199	2,25	2024
Химиков-36	Узел ГВС	ЦТП 11	0,0995	0,199	2,25	2024
Химиков-36б	Узел ГВС	ЦТП 11	0,099	0,198	2,25	2024
Химиков-36в	Узел ГВС	ЦТП 11	0,099	0,198	2,25	2024
Химиков-36г	Узел ГВС	ЦТП 11	0,099	0,198	2,25	2024
Тукая-33	Узел ГВС	ЦТП 11	0,099	0,198	2,25	2024
Тукая-35	Узел ГВС	ЦТП 11	0,099	0,198	2,25	2024
Тукая-31	Узел ГВС	ЦТП 11	0,094238	0,188476	2,25	2024
Тукая-31	Узел ГВС	ЦТП 11	0,094238	0,188476	2,25	2024
Юности-14а	Узел ГВС	ЦТП 11	0,12	0,24	2,4375	2024
Юности-14а	Узел ГВС	ЦТП 11	0,12	0,24	2,4375	2024

Адрес узла ввода	Наименование узла	Номер источника	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/час	Расчетная максимальная нагрузка на ГВС, Гкал/час	Капитальные вложения, млн. руб.	Срок реализации
Тукая-35 (Детский сад №17)	Узел ГВС	ЦТП 11	0,1095	0,219	2,4375	2024
Тукая-37	Узел ГВС	ЦТП 11	0,0665	0,133	2,25	2024
Юности-12	Узел ГВС	ЦТП 11	0,068	0,136	2,25	2024
Юности-14	Узел ГВС	ЦТП 11	0,0645	0,129	2,25	2024
Юности-16	Узел ГВС	ЦТП 11	0,0645	0,129	2,25	2024
Юности-18	Узел ГВС	ЦТП 11	0,0645	0,129	2,25	2024
Химиков-38	Узел ГВС	ЦТП 11	0,227	0,454	2,75	2024
Школа №8	Узел ГВС	ЦТП 11	0,0645	0,129	2,25	2024
Юности-16б	Уз.ГВС трактир "Амбар"	ЦТП 11	0,0248955	0,049791	2,25	2024
Юности-16а	Уз.ГВС кафе "ВДВ"	ЦТП 11	0,029575	0,05915	2,25	2024
30 Лет Победы-2	Узел ГВС	ЦТП 12	0,1	0,2	2,4375	2025
30 Лет Победы-2	Узел ГВС	ЦТП 12	0,1	0,2	2,4375	2025
30 Лет Победы-4	Узел ГВС	ЦТП 12	0,0989195	0,197839	2,25	2025
30 Лет Победы-4	Узел ГВС	ЦТП 12	0,0989195	0,197839	2,25	2025
30 Лет Победы-6	Узел ГВС	ЦТП 12	0,1285	0,257	2,4375	2025
30 Лет Победы-10	Узел ГВС	ЦТП 12	0,1	0,2	2,4375	2025
30 Лет Победы-10	Узел ГВС	ЦТП 12	0,1	0,2	2,4375	2025
30 Лет Победы-12/19	Узел ГВС	ЦТП 12	0,150302	0,300604	2,5625	2025
30 Лет Победы-3	Узел ГВС	ЦТП 12	0,153	0,306	2,5625	2025
30 Лет Победы-1 (д.с.Олимпийск	Узел ГВС	ЦТП 12	0,155	0,31	2,5625	2025
30 Лет Победы-7	Узел ГВС	ЦТП 12	0,1605915	0,321183	2,5625	2025
30 Лет Победы-9	Узел ГВС	ЦТП 12	0,150189	0,300378	2,5625	2025
30 Лет Победы-11	Узел ГВС	ЦТП 12	0,149965	0,29993	2,4375	2025
Студенческая-11 (НХТИ)	Узел ГВС	ЦТП 12	0,1765	0,353	2,5625	2025
Студенческая-11а	Узел ГВС	ЦТП 12	0,19575	0,3915	2,5625	2025
Студенческая-15	Узел ГВС	ЦТП 12	0,1765	0,353	2,5625	2025
Студенческая-13	Узел ГВС	ЦТП 12	0,1765	0,353	2,5625	2025
Студенческая-17	Узел ГВС	ЦТП 12	0,139	0,278	2,4375	2025
Студенческая-17	Узел ГВС	ЦТП 12	0,139	0,278	2,4375	2025

Адрес узла ввода	Наименование узла	Номер источника	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/час	Расчетная максимальная нагрузка на ГВС, Гкал/час	Капитальные вложения, млн. руб.	Срок реализации
с/к "Нефтехимик"	Узел ГВС	ЦТП 12	0,15	0,3	2,5625	2025
УСС компрессорная	Узел ГВС	ЦТП 12	0,025	0,05	2,25	2025
Учкомбинат	Узел ГВС	ЦТП 12	0,025	0,05	2,25	2025
Студенческая-25	Узел ГВС	ЦТП 13	0,1	0,2	2,4375	2025
Студенческая-25а	Узел ГВС	ЦТП 13	0,1	0,2	2,4375	2025
Студенческая-27	Узел ГВС	ЦТП 13	0,094	0,188	2,25	2025
Студенческая-27а	Узел ГВС	ЦТП 13	0,04	0,08	2,25	2025
Студенческая-29	Узел ГВС	ЦТП 13	0,09	0,18	2,25	2025
Студенческая-29а	Узел ГВС	ЦТП 13	0,1	0,2	2,4375	2025
Студенческая-29	Узел ГВС	ЦТП 13	0,04	0,08	2,25	2025
Студенческая-31а	Узел ГВС	ЦТП 13	0,04	0,08	2,25	2025
Студенческая-33	Узел ГВС	ЦТП 13	0,1	0,2	2,4375	2025
Студенческая-35	Узел ГВС	ЦТП 13	0,100107	0,200214	2,4375	2025
Корабельная-36	Узел ГВС	ЦТП 13	0,1	0,2	2,4375	2025
Корабельная-36	Узел ГВС	ЦТП 13	0,1	0,2	2,4375	2025
Корабельная-38	Узел ГВС	ЦТП 13	0,109203	0,218406	2,4375	2025
Корабельная-40	Узел ГВС	ЦТП 13	0,1	0,2	2,4375	2025
30 Лет Победы-7а (ГПУ-63)	Узел ГВС	ЦТП 13	0,2025	0,405	2,75	2025
Строителей-22	Узел ГВС	ЦТП 14	0,127	0,254	2,4375	2025
Строителей-20а	Уз.ГВС ж.д.20а	ЦТП 14	0,178	0,356	2,5625	2025
Строителей-22а	Уз.ГВС ж.д.22а	ЦТП 14	0,12675	0,2535	2,4375	2025
Тихая Аллея-9	Уз.ГВС ж.д.9	ЦТП 14	0,128	0,256	2,4375	2025
Строителей-24	Узел ГВС	ЦТП 14	0,12675	0,2535	2,4375	2025
Строителей-26	Узел ГВС	ЦТП 14	0,12675	0,2535	2,4375	2025
Строителей-28	Узел ГВС	ЦТП 14	0,12675	0,2535	2,4375	2025
Химиков-54	Узел ГВС	ЦТП 14	0,1783	0,3566	2,5625	2025
Тихая Аллея-11а	Узел ГВС	ЦТП 14	0,1092	0,2184	2,4375	2025
Тихая Аллея-13	Узел ГВС	ЦТП 14	0,1783	0,3566	2,5625	2025
Тихая Аллея-	Узел ГВС	ЦТП 14	0,12675	0,2535	2,4375	2025

Адрес узла ввода	Наименование узла	Номер источника	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/час	Расчетная максимальная нагрузка на ГВС, Гкал/час	Капитальные вложения, млн. руб.	Срок реализации
11						
Тихая Аллея-9а	Узел ГВС	ЦТП 14	0,0015	0,003	2,25	2025
Школьный Бульвар-3а	Узел ГВС	ЦТП 15	0,178	0,356	2,5625	2025
Школьный Бульвар-3	Узел ГВС	ЦТП 15	0,2944325	0,588865	2,75	2025
Школьный Бульвар-5/1	Узел ГВС ж.д.5/1	ЦТП 15	0,1882955	0,376591	2,5625	2025
Тихая Аллея-3	Узел ГВС	ЦТП 15	0,1283	0,2566	2,4375	2025
Тихая Аллея-7	Узел ГВС	ЦТП 15	0,1283	0,2566	2,4375	2025
Тихая Аллея-5	Узел ГВС	ЦТП 15	0,1783	0,3566	2,5625	2025
Химиков-58а	Узел ГВС	ЦТП 16	0,155	0,31	2,5625	2025
Тихая Аллея-12	Узел ГВС	ЦТП 16	0,1795	0,359	2,5625	2025
Тихая Аллея-14	Узел ГВС	ЦТП 16	0,1192845	0,238569	2,4375	2025
Химиков-58	Узел ГВС	ЦТП 16	0,1014	0,2028	2,4375	2025
Химиков-60	Узел ГВС	ЦТП 16	0,2255895	0,451179	2,75	2025
50 Лет Октября-23/62	Узел ГВС	ЦТП 16	0,0918	0,1836	2,25	2025
50 Лет Октября-21	Узел ГВС	ЦТП 16	0,104625	0,20925	2,4375	2025
50 Лет Октября-19	Узел ГВС	ЦТП 16	0,104625	0,20925	2,4375	2025
50 Лет Октября-17	Узел ГВС	ЦТП 16	0,0918	0,1836	2,25	2025
50 Лет Октября-15	Узел ГВС	ЦТП 16	0,102742	0,205484	2,4375	2025
50 Лет Октября-13	Узел ГВС	ЦТП 16	0,102742	0,205484	2,4375	2025
50 Лет Октября-11	Узел ГВС	ЦТП 16	0,0818	0,1636	2,25	2025
50 Лет Октября-17а	Узел ГВС	ЦТП 16	0,1092	0,2184	2,4375	2025
Химиков-56	Узел ГВС	ЦТП 16	0,126	0,252	2,4375	2025
50 Лет Октября-3а	Узел ГВС	ЦТП 17	0,1092	0,2184	2,4375	2025
Тихая Аллея-8	Узел ГВС	ЦТП 17	0,104625	0,20925	2,4375	2025
50 Лет Октября-9	Узел ГВС	ЦТП 17	0,0837	0,1674	2,25	2025
Тихая Аллея-4	Узел ГВС	ЦТП 17	0,104625	0,20925	2,4375	2025
Тихая Аллея-6	Узел ГВС	ЦТП 17	0,1674	0,3348	2,5625	2025
50 Лет Октября-5	Узел ГВС	ЦТП 17	0,104625	0,20925	2,4375	2025
50 Лет Октября-7	Узел ГВС	ЦТП 17	0,0918	0,1836	2,25	2025
50 Лет Октября-3	Узел ГВС	ЦТП 17	0,104625	0,20925	2,4375	2025
Школьный Бульвар-1/11	Узел ГВС	ЦТП 17	0,0818	0,1636	2,25	2025

Адрес узла ввода	Наименование узла	Номер источника	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/час	Расчетная максимальная нагрузка на ГВС, Гкал/час	Капитальные вложения, млн. руб.	Срок реализации
Школьный Бульвар-9	Узел ГВС	ЦТП 17	0,0835	0,167	2,25	2025
Школьный Бульвар-7/2	Узел ГВС	ЦТП 17	0,19575	0,3915	2,5625	2025
50 Лет Октября-6а	Узел ГВС	ЦТП 18	0,17	0,34	2,5625	2025
50 Лет Октября-6	Узел ГВС №1	ЦТП 18	0,1625	0,325	2,5625	2025
50 Лет Октября-6	Узел ГВС №2	ЦТП 18	0,1625	0,325	2,5625	2025
Химиков-66а	Узел ГВС	ЦТП 18	0,132	0,264	2,4375	2025
Химиков-66б	Узел ГВС	ЦТП 18	0,132	0,264	2,4375	2025
50 Лет Октября-2а	Узел ГВС	ЦТП 18	0,13175	0,2635	2,4375	2025
50 Лет Октября-4	Узел ГВС	ЦТП 18	0,155	0,31	2,5625	2025
50 Лет Октября-6в	Узел ГВС	ЦТП 18	0,093	0,186	2,25	2025
50 Лет Октября-6б	Узел ГВС	ЦТП 18	0,132	0,264	2,4375	2025
50 Лет Октября-8а	Узел ГВС	ЦТП 18	0,132	0,264	2,4375	2025
50 Лет Октября-8б	Узел ГВС	ЦТП 18	0,093	0,186	2,25	2025
50 Лет Октября-8	Узел ГВС	ЦТП 18	0,13175	0,2635	2,4375	2025
50 Лет Октября-10	Узел ГВС	ЦТП 18	0,17	0,34	2,5625	2025
50 Лет Октября-12	Узел ГВС	ЦТП 18	0,325	0,65	2,75	2025
Химиков-64а	Уз.ГВС	ЦТП 18	0,1098	0,2196	2,4375	2025
Химиков-70а	Узел ГВС	ЦТП 19	0,17	0,34	2,5625	2025
Химиков-68а	Узел ГВС	ЦТП 19	0,1098	0,2196	2,4375	2025
Химиков-70б	Узел ГВС	ЦТП 19	0,093	0,186	2,25	2025
Химиков-72а	Узел ГВС	ЦТП 19	0,132	0,264	2,4375	2025
Химиков-72б	Узел ГВС	ЦТП 19	0,132	0,264	2,4375	2025
Химиков-72в	Узел ГВС	ЦТП 19	0,132	0,264	2,4375	2025
Химиков-72г	Узел ГВС	ЦТП 19	0,132	0,264	2,4375	2025
Химиков-72д	Узел ГВС	ЦТП 19	0,132	0,264	2,4375	2025
Химиков-70в	Узел ГВС	ЦТП 19	0,099	0,198	2,25	2025
Химиков-70г	Узел ГВС	ЦТП 19	0,093	0,186	2,25	2025
Химиков-68б	Узел ГВС	ЦТП 19	0,1098	0,2196	2,4375	2025
Химиков-70д	Узел ГВС	ЦТП 19	0,099	0,198	2,25	2025
Вахитова-27	Узел ГВС	ЦТП 20	0,03	0,06	2,25	2025
Вахитова-31а	Узел ГВС	ЦТП 20	0,15645	0,3129	2,5625	2025
Химиков-80а	Узел ГВС	ЦТП 20	0,15645	0,3129	2,5625	2025
Химиков-82а	Узел ГВС	ЦТП 20	0,211	0,422	2,75	2025
Химиков-82б	Узел ГВС	ЦТП 20	0,211	0,422	2,75	2025
Вахитова-31б	Узел ГВС	ЦТП 20	0,1098	0,2196	2,4375	2025
Вахитова-27б	Узел ГВС	ЦТП 21	0,211	0,422	2,75	2026

Адрес узла ввода	Наименование узла	Номер источника	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/час	Расчетная максимальная нагрузка на ГВС, Гкал/час	Капитальные вложения, млн. руб.	Срок реализации
Вахитова-25а	Узел ГВС	ЦТП 21	0,15645	0,3129	2,5625	2026
Вахитова-27а	Узел ГВС	ЦТП 21	0,211	0,422	2,75	2026
Химиков-80в	Узел ГВС	ЦТП 21	0,156	0,312	2,5625	2026
Гагарина-7а	Узел ГВС	ЦТП 21	0,09261	0,18522	2,25	2026
Гагарина-5а	Узел ГВС	ЦТП 21	0,1098	0,2196	2,4375	2026
Гагарина-7б	Узел ГВС	ЦТП 21	0,039	0,078	2,25	2026
Гагарина-9	Узел ГВС	ЦТП 21	0,211	0,422	2,75	2026
Гагарина-7	Узел ГВС	ЦТП 21	0,19575	0,3915	2,5625	2026
Гагарина-7в	Узел ГВС	ЦТП 21	0,0945	0,189	2,25	2026
Гагарина-7б	Узел ГВС	ЦТП 21	0,003	0,006	2,25	2026
Химиков-76г	Узел ГВС ж.д.76г	ЦТП 22	0,112	0,224	2,4375	2026
Химиков-76д	Узел ГВС	ЦТП 22	0,112	0,224	2,4375	2026
Химиков-78в	Уз.ГВС ж.д.78в	ЦТП 22	0,132	0,264	2,4375	2026
Химиков-78а	Уз.ГВС ж.д.78а	ЦТП 22	0,132	0,264	2,4375	2026
Химиков-78г	Уз.ГВС ж.д.78г	ЦТП 22	0,17	0,34	2,5625	2026
Химиков-74б	Уз.ГВС	ЦТП 22	0,1098	0,2196	2,4375	2026
Гагарина-1в	Уз.ГВС	ЦТП 22	0,0645	0,129	2,25	2026
Гагарина-3В	Уз.ГВС	ЦТП 22	0,0645	0,129	2,25	2026
Химиков-76а	Уз.ГВС	ЦТП 22	0,17	0,34	2,5625	2026
Химиков-76б	Уз.ГВС	ЦТП 22	0,112	0,224	2,4375	2026
Химиков-74а	Уз.ГВС	ЦТП 22	0,1098	0,2196	2,4375	2026
Спортивная-9	Узел ГВС	ЦТП 23	0,14955	0,2991	2,4375	2026
Спортивная-11	Узел ГВС	ЦТП 23	0,14955	0,2991	2,4375	2026
Спортивная-13	Узел ГВС	ЦТП 23	0,3854	0,7708	2,75	2026
Спортивная-13а	Узел ГВС	ЦТП 23	0,0975	0,195	2,25	2026
Спортивная-17а	Узел ГВС	ЦТП 23	0,253	0,506	2,75	2026
Спортивная-17	Узел ГВС	ЦТП 23	0,1302	0,2604	2,4375	2026
Спортивная-15	Узел ГВС	ЦТП 23	0,1431995	0,286399	2,4375	2026
Гагарина-1	Уз.ГВС	ЦТП 23	0,14955	0,2991	2,4375	2026
Гагарина-3а	Уз.ГВС	ЦТП 23	0,0975	0,195	2,25	2026
Гагарина-3	Уз.ГВС	ЦТП 23	0,268	0,536	2,75	2026
Гагарина-5	Уз.ГВС	ЦТП 23	0,253	0,506	2,75	2026
Гагарина-3б	Уз.ГВС	ЦТП 23	0,0975	0,195	2,25	2026
Гагарина-2	Узел ГВС	ЦТП 24	0,2395	0,479	2,75	2026
Гагарина-4	Уз.ГВС ж.д.4	ЦТП 24	0,2945	0,589	2,75	2026
Гагарина-2а	Уз.ГВС ж.д.2а	ЦТП 24	0,2896955	0,579391	2,75	2026
Спортивная-19а	Уз.ГВС	ЦТП 24	0,113	0,226	2,4375	2026
Спортивная-23	Уз.ГВС	ЦТП 24	0,1302	0,2604	2,4375	2026
Спортивная-	Уз.ГВС	ЦТП 24	0,1799815	0,359963	2,5625	2026

Адрес узла ввода	Наименование узла	Номер источника	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/час	Расчетная максимальная нагрузка на ГВС, Гкал/час	Капитальные вложения, млн. руб.	Срок реализации
21						
Спортивная-20	Уз.ГВС	ЦТП 24	0,113	0,226	2,4375	2026
Спортивная-18	Уз.ГВС	ЦТП 24	0,0325	0,065	2,25	2026
Спортивная-12а	Уз.ГВС ср.шк-12	ЦТП 24	0,1799815	0,359963	2,5625	2026
Гагарина-8	Уз.ГВС ж.д.8	ЦТП 25	0,175	0,35	2,5625	2026
Вахитова-19	Уз.ГВС ж.д.19	ЦТП 25	0,1992285	0,398457	2,5625	2026
Вахитова-21/10	Уз.ГВС ж.д.21/10	ЦТП 25	0,2015	0,403	2,75	2026
Вахитова-13	Уз.ГВС ж.д.13	ЦТП 25	0,197916	0,395832	2,5625	2026
Вахитова-17	Уз.ГВС	ЦТП 25	0,1973305	0,394661	2,5625	2026
Вахитова-15а	Уз.ГВС	ЦТП 25	0,113	0,226	2,4375	2026
Чабынская-7а	Уз.ГВС	ЦТП 25	0,113	0,226	2,4375	2026
Вахитова-11	Уз.ГВС	ЦТП 25	0,2015	0,403	2,75	2026
Вахитова-13а	Уз.ГВС ж.д.13а	ЦТП 25	0,2815	0,563	2,75	2026
Вахитова-15	Уз.ГВС ж.д.15	ЦТП 25	0,229	0,458	2,75	2026
Вахитова-19А	Уз.ГВС ж.д.19А	ЦТП 25	0,2815	0,563	2,75	2026
Гагарина-6	Уз.ГВС м-н "Хыял"	ЦТП 25	0,0162	0,0324	2,25	2026
Гагарина-6	Уз.ГВС	ЦТП 25	0,0210155	0,042031	2,25	2026
Строителей-4а	УГВС	ЦТП 26	0,1045775	0,209155	2,4375	2026
Строителей-4б	Узел ГВС	ЦТП 26	0,09475	0,1895	2,25	2026
Строителей-6	Узел ГВС	ЦТП 26	0,1955	0,391	2,5625	2026
Строителей-6б	Узел ГВС	ЦТП 26	0,09	0,18	2,25	2026
Строителей-8	Узел ГВС	ЦТП 26	0,1955	0,391	2,5625	2026
Строителей-6а	Узел ГВС	ЦТП 26	0,077	0,154	2,25	2026
Строителей-8а	Узел ГВС	ЦТП 26	0,0785	0,157	2,25	2026
Строителей-8б	Узел ГВС	ЦТП 26	0,09	0,18	2,25	2026
Строителей-10	Узел ГВС	ЦТП 26	0,1955	0,391	2,5625	2026
Строителей 6а-б (р-н Жемчужина	УГВС	ЦТП 26	0,019607	0,039214	2,25	2026
Баня №1	УГВС	ЦТП 26	0,1	0,2	2,4375	2026
Строителей 8а-б (ст. Ашхана)	Узел ГВС	ЦТП 26	0,0195	0,039	2,25	2026
Строителей-12	УГВС Горсовет	ЦТП 26	0,0236875	0,047375	2,25	2026
Строителей - 10а	Уз.ГВС столовая "Тазалык"	ЦТП 26	0,01955	0,0391	2,25	2026
Спортивная-3а	Узел ГВС	ЦТП 27	0,113	0,226	2,4375	2026
Школьный Бульвар-4	Узел ГВС	ЦТП 27	0,2	0,4	2,75	2026

Адрес узла ввода	Наименование узла	Номер источника	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/час	Расчетная максимальная нагрузка на ГВС, Гкал/час	Капитальные вложения, млн. руб.	Срок реализации
Школьный Бульвар-6	Узел ГВС	ЦТП 27	0,125	0,25	2,4375	2026
Школьный Бульвар-8	Узел ГВС	ЦТП 27	0,149	0,298	2,4375	2026
Спортивная-5	Узел ГВС	ЦТП 27	0,15	0,3	2,5625	2026
Спортивная-5а	Узел ГВС	ЦТП 27	0,1	0,2	2,4375	2026
Спортивная-3	Узел ГВС	ЦТП 27	0,1488	0,2976	2,4375	2026
Школьный Бульвар-2	Уз.ГВС ср.шк.3	ЦТП 27	0,080698	0,161396	2,25	2026
Школьный Бульвар-2а	Уз.ГВС	ЦТП 27	0,142	0,284	2,4375	2026
Спортивная-1а	Уз.ГВС стомат.поликлиника	ЦТП 27	0,0040625	0,008125	2,25	2026
Спортивная-1	Уз.ГВС Мед.училище	ЦТП 27	0,0807	0,1614	2,25	2026
Корабельная-21	Узел ГВС	ЦТП 28	0,1519025	0,303805	2,5625	2026
Корабельная-25	Узел ГВС	ЦТП 28	0,22852	0,45704	2,75	2026
Корабельная-23 (ст. "Ашхана")	Узел ГВС	ЦТП 28	0,0525	0,105	2,25	2026
Корабельная-19	Узел ГВС	ЦТП 28	0,2275	0,455	2,75	2026
Корабельная-15	Узел ГВС	ЦТП 28	0,155	0,31	2,5625	2026
Корабельная-11	Узел ГВС	ЦТП 28	0,155	0,31	2,5625	2026
Корабельная-13	Узел ГВС	ЦТП 28	0,2206135	0,441227	2,75	2026
Корабельная-11б	Узел ГВС	ЦТП 28	0,024	0,048	2,25	2026
Корабельная-21б	Узел ГВС	ЦТП 28	0,119	0,238	2,4375	2026
Корабельная-21а	Узел ГВС	ЦТП 28	0,1155	0,231	2,4375	2026
Корабельная-15а	Узел ГВС	ЦТП 28	0,1155	0,231	2,4375	2026
Корабельная-15б	Узел ГВС	ЦТП 28	0,119	0,238	2,4375	2026
Корабельная-11а	Узел ГВС	ЦТП 28	0,1155	0,231	2,4375	2026
Юности-32	Узел ГВС	ЦТП 28	0,119	0,238	2,4375	2026
Химиков-22а	Узел ГВС Д/с №27	ЦТП 29	0,113	0,226	2,4375	2026
Химиков-24	Узел ГВС	ЦТП 29	0,381	0,762	2,75	2026
Химиков-22	Узел ГВС	ЦТП 29	0,25	0,5	2,75	2026
Химиков-20	Узел ГВС	ЦТП 29	0,3779525	0,755905	2,75	2026
Химиков-20а	Узел ГВС	ЦТП 29	0,11375	0,2275	2,4375	2026
Юности-36в	ГВС д/с №33	ЦТП 29	0,113	0,226	2,4375	2026
Химиков-20б	Узел ГВС	ЦТП 29	0,08525	0,1705	2,25	2026

Адрес узла ввода	Наименование узла	Номер источника	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/час	Расчетная максимальная нагрузка на ГВС, Гкал/час	Капитальные вложения, млн. руб.	Срок реализации
Химиков-18б	Узел ГВС	ЦТП 29	0,1881	0,3762	2,5625	2026
Химиков-18а	Узел ГВС	ЦТП 29	0,1881	0,3762	2,5625	2026
Юности-32	Узел ГВС	ЦТП 29	0,1635	0,327	2,5625	2026
Юности-36а	Узел ГВС	ЦТП 29	0,11375	0,2275	2,4375	2026
Юности-36	Узел ГВС-1	ЦТП 29	0,2238725	0,447745	2,75	2026
Юности-36б	Узел ГВС	ЦТП 29	0,08525	0,1705	2,25	2026
Юности-36	Узел ГВС-2	ЦТП 29	0,2238725	0,447745	2,75	2026
Вахитова-7	Узел ГВС	ЦТП 30	0,2015	0,403	2,75	2027
Вахитова-9	Уз.ГВС ж.д.9	ЦТП 30	0,185124	0,370248	2,5625	2027
Чабынская-1/25	Уз.ГВС ж.д.1/25	ЦТП 30	0,1302	0,2604	2,4375	2027
Чабынская-3	Уз.ГВС ж.д.3	ЦТП 30	0,1302	0,2604	2,4375	2027
Чабынская-5	Уз.ГВС ж.д.5	ЦТП 30	0,3137	0,6274	2,75	2027
Чабынская-5а	Уз.ГВС ж.д.5а	ЦТП 30	0,4597495	0,919499	2,75	2027
Чабынская-7	Уз.ГВС ж.д.7	ЦТП 30	0,35	0,7	2,75	2027
Чабынская-19	Уз.ГВС Детский дом	ЦТП 30	0,2571	0,5142	2,75	2027
Химиков-29 (ПЛ-66)	Узел ГВС	ЦТП 31	0,2763305	0,552661	2,75	2027
Химиков-33	Узел ГВС	ЦТП 31	0,4206	0,8412	2,75	2027
Корабельная-30	Узел ГВС-2	ЦТП 31	0,2816545	0,563309	2,75	2027
Корабельная-30	Узел ГВС-1	ЦТП 31	0,2816545	0,563309	2,75	2027
Химиков-31	Узел ГВС	ЦТП 31	0,18026	0,36052	2,5625	2027
Кайманова-3	Узел ГВС-2 ж.д.3	ЦТП 32	0,377321	0,754642	2,75	2027
Кайманова-3а	Узел ГВС	ЦТП 32	0,1565	0,313	2,5625	2027
Кайманова-5	Узел ГВС ж.д.5	ЦТП 32	0,11025	0,2205	2,4375	2027
Химиков-94	Узел ГВС ж.д.94	ЦТП 32	0,4492465	0,898493	2,75	2027
Химиков-96	Узел ГВС ж.д.96	ЦТП 32	0,1565	0,313	2,5625	2027
Химиков-100	Узел ГВС ж.д.100	ЦТП 32	0,34	0,68	2,75	2027
Химиков-94а	Узел ГВС д/с №29	ЦТП 32	0,113	0,226	2,4375	2027
Химиков-102б	Узел ГВС д/с №30	ЦТП 32	0,113	0,226	2,4375	2027
Кайманова-7	Узел ГВС ср.шк. №13	ЦТП 32	0,1785	0,357	2,5625	2027
Кайманова-1	Уз.ГВС СК ЗАО "Чулпан"	ЦТП 32	0,0081	0,0162	2,25	2027
Химиков-102	Узел ГВС ж.д.102	ЦТП 33	0,2808	0,5616	2,75	2027
Химиков-104	Узел ГВС ж.д.104	ЦТП 33	0,1565	0,313	2,5625	2027
Химиков-108	Узел ГВС ж.д.108	ЦТП 33	0,34	0,68	2,75	2027
Химиков-110	Узел ГВС ж.д.110	ЦТП 33	0,2808005	0,561601	2,75	2027
Химиков-112	Узел ГВС ж.д.112	ЦТП 33	0,15	0,3	2,5625	2027
Кайманова-11	Узел ГВС ж.д.11	ЦТП 33	0,357672	0,715344	2,75	2027
Лесная-25	Узел ГВС ж.д.25	ЦТП 33	0,121	0,242	2,4375	2027
Лесная-23	Узел ГВС ж.д.23	ЦТП 33	0,121	0,242	2,4375	2027
Химиков-110а	Узел ГВС д/с №32	ЦТП 33	0,113	0,226	2,4375	2027

Адрес узла ввода	Наименование узла	Номер источника	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/час	Расчетная максимальная нагрузка на ГВС, Гкал/час	Капитальные вложения, млн. руб.	Срок реализации
Химиков-106	Узел ГВС ж.д.106	ЦТП 33	0,127	0,254	2,4375	2027
Менделеева-18/2	Узел ГВС ж.д.18	ЦТП 34	0,1566	0,3132	2,5625	2027
Менделеева-16	Узел ГВС ж.д.16	ЦТП 34	0,1566	0,3132	2,5625	2027
Менделеева-14	Узел ГВС ж.д.14	ЦТП 34	0,1566	0,3132	2,5625	2027
Менделеева-12	Узел ГВС ж.д.12	ЦТП 34	0,1566	0,3132	2,5625	2027
Кайманова-4	Узел ГВС ср.шк.№15	ЦТП 34	0,18	0,36	2,5625	2027
Гагарина-27	Узел ГВС ж.д.27	ЦТП 34	0,2630715	0,526143	2,75	2027
Гагарина-29	Уз.ГВС-1 ж.д.29	ЦТП 34	0,33065	0,6613	2,75	2027
Гагарина-29а	Узел ГВС д/с №31	ЦТП 34	0,113	0,226	2,4375	2027
Кайманова-6	Узел ГВС ж.д.6	ЦТП 35	0,11025	0,2205	2,4375	2027
Кайманова-8	Узел ГВС ж.д.8	ЦТП 35	0,11025	0,2205	2,4375	2027
Кайманова-12	Узел ГВС ж.д.12	ЦТП 35	0,11025	0,2205	2,4375	2027
Кайманова-14	Узел ГВС ж.д.14	ЦТП 35	0,11025	0,2205	2,4375	2027
Кайманова-18	Узел ГВС ж.д.18	ЦТП 35	0,35568	0,71136	2,75	2027
Кайманова-10	Узел ГВС д/с №34	ЦТП 35	0,113	0,226	2,4375	2027
Кайманова-16а	Узел ГВС ц-р "Милосердие"	ЦТП 35	0,040425	0,08085	2,25	2027
Кайманова-16	Узел ГВС	ЦТП 35	0,02964	0,05928	2,25	2027
Кайманова-18а	Узел ГВС ж.д.18а	ЦТП 35	0,19575	0,3915	2,5625	2027
Гагарина-31	Узел ГВС ж.д.31	ЦТП 35	0,173539	0,347078	2,5625	2027
Гагарина-35	Узел ГВС ж.д.35	ЦТП 35	0,1479735	0,295947	2,4375	2027
Гагарина-35а	Узел ГВС ж.д.35а	ЦТП 35	0,19575	0,3915	2,5625	2027
Гагарина-37	Узел ГВС ж.д.37	ЦТП 35	0,175	0,35	2,5625	2027
Гагарина-41	Узел ГВС ж.д.41	ЦТП 35	0,15	0,3	2,5625	2027
Гагарина-41а	Узел ГВС ж.д.41а	ЦТП 35	0,19575	0,3915	2,5625	2027
Гагарина-45	Узел ГВС ж.д.45	ЦТП 35	0,15075	0,3015	2,5625	2027
Гагарина-29	Уз.ГВС-2 ж.д.29	ЦТП 35	0,09445	0,1889	2,25	2027
Гагарина-16	Узел ГВС	ЦТП 36	0,474435	0,94887	2,75	2027
Гагарина-16а	Узел ГВС	ЦТП 36	0,42245	0,8449	2,75	2027
Гагарина-18	Узел ГВС	ЦТП 36	0,11025	0,2205	2,4375	2027
Гагарина-20	Узел ГВС	ЦТП 36	0,11025	0,2205	2,4375	2027
Гагарина-22	Узел ГВС	ЦТП 36	0,11025	0,2205	2,4375	2027
Гагарина-24	Узел ГВС	ЦТП 36	0,0405	0,081	2,25	2027
Гагарина-22а	Узел ГВС	ЦТП 37	0,15	0,3	2,5625	2027
Гагарина-26	Узел ГВС	ЦТП 37	0,11025	0,2205	2,4375	2027
Менделеева-7	Узел ГВС	ЦТП 37	0,3	0,6	2,75	2027
Вахитова-2а	Узел ГВС	ЦТП 37	0,18	0,36	2,5625	2027
Менделеева-5а	Узел ГВС	ЦТП 37	0,05375	0,1075	2,25	2027
Менделеева-3	Узел ГВС	ЦТП 37	0,175	0,35	2,5625	2027
Менделеева-	Узел ГВС	ЦТП 37	0,113	0,226	2,4375	2027

Адрес узла ввода	Наименование узла	Номер источника	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/час	Расчетная максимальная нагрузка на ГВС, Гкал/час	Капитальные вложения, млн. руб.	Срок реализации
3а						
Менделеева-1б	Узел ГВС	ЦТП 37	0,175	0,35	2,5625	2027
Менделеева-1а	Узел ГВС	ЦТП 37	0,105	0,21	2,4375	2027
Менделеева-1	Узел ГВС -1	ЦТП 37	0,33878175	0,6775635	2,75	2027
Менделеева-1	Узел ГВС -2	ЦТП 37	0,33878175	0,6775635	2,75	2027
Гагарина-28	Узел ГВС	ЦТП 37	0,11025	0,2205	2,4375	2027
Химиков-16б	Узел ГВС	ЦТП 38	0,2303	0,4606	2,75	2027
Химиков-18г	Узел ГВС	ЦТП 38	0,009175	0,01835	2,25	2027
Химиков-18	Узел ГВС	ЦТП 38	0,5911435	1,182287	2,75	2027
Химиков-12а	Узел ГВС	ЦТП 38	0,142409	0,284818	2,4375	2027
Химиков-12б	Узел ГВС-1	ЦТП 38	0,1525	0,305	2,5625	2027
Химиков-12б	Узел ГВС-1	ЦТП 38	0,1525	0,305	2,5625	2027
Химиков-14	Узел ГВС	ЦТП 38	0,381	0,762	2,75	2027
Химиков-14а	Узел ГВС	ЦТП 38	0,145	0,29	2,4375	2027
Химиков-14б	Узел ГВС	ЦТП 38	0,155	0,31	2,5625	2027
Химиков-16	Узел ГВС	ЦТП 38	0,2285	0,457	2,75	2027
Химиков-16г	Узел ГВС	ЦТП 38	0,2285	0,457	2,75	2027
Типография Гузель	Узел ГВС	ЦТП 38	0,002	0,004	2,25	2027
Химиков-16в	Узел ГВС	ЦТП 38	0,0018	0,0036	2,25	2027
Химиков-12	Узел ГВС	ЦТП 39	0,26259	0,52518	2,75	2027
Химиков-8	Узел ГВС	ЦТП 39	0,45	0,9	2,75	2027
Химиков-6а	Узел ГВС №2	ЦТП 39	0,1725	0,345	2,5625	2027
Химиков-6	Узел ГВС	ЦТП 39	0,149	0,298	2,4375	2027
Химиков-4	Узел ГВС	ЦТП 39	0,149	0,298	2,4375	2027
Химиков-2	Узел ГВС	ЦТП 39	0,149	0,298	2,4375	2027
Химиков-2	Узел ГВС м-н Автозапчасти	ЦТП 39	0,01385	0,0277	2,25	2027
Химиков-6а	Узел ГВС №1	ЦТП 39	0,1725	0,345	2,5625	2027
Химиков-12в	Узел ГВС Д/С-39	ЦТП 39	0,113	0,226	2,4375	2027
Химиков-8б	ГВС школа №19	ЦТП 39	0,2148	0,4296	2,75	2027
Гагарина-46	Узел ГВС ж.д.46	ЦТП 40	0,1684	0,3368	2,5625	2027
Лесная-1	Узел ГВС ж.д.1	ЦТП 40	0,1733	0,3466	2,5625	2027
Лесная-1а	Узел ГВС ж.д.1а	ЦТП 40	0,1116	0,2232	2,4375	2027
Лесная-5	Узел ГВС ж.д.5	ЦТП 40	0,1115	0,223	2,4375	2027
Лесная-7	Узел ГВС ж.д.7	ЦТП 40	0,1115	0,223	2,4375	2027
Лесная-9	Узел ГВС ж.д.9	ЦТП 40	0,1115	0,223	2,4375	2027
Лесная-11	Узел ГВС ж.д.11	ЦТП 40	0,0488	0,0976	2,25	2027
Лесная-13/50	Узел ГВС ж.д.13	ЦТП 40	0,13625	0,2725	2,4375	2027
Менделеева-2а	Узел ГВС ж.д.2а	ЦТП 40	0,515	1,03	2,75	2027
Менделеева-2б	Узел ГВС ж.д.2б	ЦТП 40	0,1395	0,279	2,4375	2027
Гагарина-44	Узел ГВС	ЦТП 40	0,1763	0,3526	2,5625	2027

Адрес узла ввода	Наименование узла	Номер источника	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/час	Расчетная максимальная нагрузка на ГВС, Гкал/час	Капитальные вложения, млн. руб.	Срок реализации
Гагарина-48	Узел ГВС ж.д.48	ЦТП 40	0,1116	0,2232	2,4375	2027
Гагарина-52	Узел ГВС ж.д.52	ЦТП 40	0,13405	0,2681	2,4375	2027
Гагарина-54	Узел ГВС ж.д.54	ЦТП 40	0,1175	0,235	2,4375	2027
Гагарина-50а	Узел ГВС д/с 42	ЦТП 40	0,113	0,226	2,4375	2027
Менделеева 8	Уз.ГВС ж.д.8	ЦТП 41	0,1395	0,279	2,4375	2028
Менделеева-4	Узел ГВС	ЦТП 41	0,253	0,506	2,75	2028
Менделеева 4а	Узел ГВС	ЦТП 41	0,1116	0,2232	2,4375	2028
Менделеева 6	Уз. ГВС ж.д.6	ЦТП 41	0,0975	0,195	2,25	2028
Гагарина-34	Узел ГВС	ЦТП 41	0,102436	0,204872	2,4375	2028
Гагарина 36	Узел ГВС ж.д.36	ЦТП 41	0,11025	0,2205	2,4375	2028
Гагарина-36	Узел ГВС пив-бар "Герса"	ЦТП 41	0,04775	0,0955	2,25	2028
Гагарина-38	Узел ГВС ж.д.38	ЦТП 41	0,11025	0,2205	2,4375	2028
Гагарина-38	Узел ГВС м-н "Ак Кош", Ляйсан"	ЦТП 41	0,08265	0,1653	2,25	2028
Гагарина-40	Узел ГВС м-н "Марта"	ЦТП 41	0,0928	0,1856	2,25	2028
Гагарина-42	Узел ГВС ср.школа №42	ЦТП 41	0,2316	0,4632	2,75	2028
Менделеева-2	Узел ГВС	ЦТП 41	0,42775	0,8555	2,75	2028
Строителей-30	Уз.ГВС ж.д.30	ЦТП 42	0,2268	0,4536	2,75	2028
Строителей-32	Уз.ГВС ж.д.32	ЦТП 42	0,4389485	0,877897	2,75	2028
Строителей-32Б	Уз.ГВС д.с.43	ЦТП 42	0,113	0,226	2,4375	2028
Строителей-32А	Уз.ГВС д.с.44	ЦТП 42	0,113	0,226	2,4375	2028
Химиков-51	Уз.ГВС ж.д.51	ЦТП 42	0,1624	0,3248	2,5625	2028
Корабельная-3	Узел ГВС	ЦТП 43	0,2095	0,419	2,75	2028
Корабельная-5	Узел ГВС	ЦТП 43	0,2095	0,419	2,75	2028
Корабельная-7	Узел ГВС	ЦТП 43	0,181065	0,36213	2,5625	2028
Юности-23	Узел ГВС	ЦТП 43	0,0425	0,085	2,25	2028
Юности-23	Узел ГВС	ЦТП 43	0,15	0,3	2,5625	2028
Юности-23	Узел ГВС	ЦТП 43	0,3255	0,651	2,75	2028
Вокзальная-18	Узел ГВС	ЦТП 43	0,115	0,23	2,4375	2028
Юности-25	Узел ГВС	ЦТП 43	0,115	0,23	2,4375	2028
Корабельная-1	Узел ГВС	ЦТП 43	0,234592	0,469184	2,75	2028
Вокзальная-28	Узел ГВС-2	ЦТП 44	0,375	0,75	2,75	2028
Вокзальная-28	Узел ГВС-1	ЦТП 44	0,375	0,75	2,75	2028
Вокзальная-30	Узел ГВС	ЦТП 44	0,325	0,65	2,75	2028
Юности-31	Узел ГВС	ЦТП 44	0,113	0,226	2,4375	2028
Юности-33	Узел ГВС	ЦТП 45	0,1244	0,2488	2,4375	2028
Юности-37	Узел ГВС	ЦТП 45	0,1244	0,2488	2,4375	2028
Вокзальная-32	Узел ГВС	ЦТП 45	0,28425	0,5685	2,75	2028
Юности-35	Узел ГВС	ЦТП 45	0,1259	0,2518	2,4375	2028

Адрес узла ввода	Наименование узла	Номер источника	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/час	Расчетная максимальная нагрузка на ГВС, Гкал/час	Капитальные вложения, млн. руб.	Срок реализации
Вокзальная-32	Узел ГВС	ЦТП 45	0,28425	0,5685	2,75	2028
Менделеева-32	Узел ГВС-1 ж.д.32	ЦТП 46	0,494	0,988	2,75	2028
Менделеева-32	Узел ГВС-2 ж.д.32	ЦТП 46	0,2476515	0,495303	2,75	2028
Менделеева-32б	Узел ГВС ж.д.32	ЦТП 46	0,300978	0,601956	2,75	2028
Менделеева-34	Узел ГВС ж.д.34	ЦТП 46	0,1296115	0,259223	2,4375	2028
Менделеева-36а	Узел ГВС ж.д.36а	ЦТП 46	0,1625	0,325	2,5625	2028
Менделеева-36	Узел ГВС ж.д.36	ЦТП 46	0,1086	0,2172	2,4375	2028
Шинников-47	Узел ГВС ж.д.47	ЦТП 46	0,632	1,264	2,75	2028
Бызова-10б	Узел ГВС	ЦТП 46	0,18	0,36	2,5625	2028
Менделеева-32а	Узел ГВС	ЦТП 46	0,1548615	0,309723	2,5625	2028
Бызова-6	Узел ГВС	ЦТП 47	0,3321145	0,664229	2,75	2028
Бызова-10	Узел ГВС	ЦТП 47	0,3006	0,6012	2,75	2028
Бызова-12	Уз.ГВС ж.д.12	ЦТП 47	0,0637	0,1274	2,25	2028
Бызова-14	Уз.ГВС ж.д.14	ЦТП 47	0,0637	0,1274	2,25	2028
Бызова-16	Уз.ГВС ж.д.16	ЦТП 47	0,0637	0,1274	2,25	2028
Бызова-18	Уз.ГВС ж.д.18	ЦТП 47	0,556427	1,112854	2,75	2028
Бызова-6а	Уз.ГВС д.с.45	ЦТП 47	0,113	0,226	2,4375	2028
Бызова-22а	Уз.ГВС ж.д.22	ЦТП 47	0,130405	0,26081	2,4375	2028
Бызова-22	Уз.ГВС ж.д.22	ЦТП 47	0,07875	0,1575	2,25	2028
Бызова-8	Уз.ГВС м-н "Пятёрочка"	ЦТП 47	0,0015	0,003	2,25	2028
Бызова-24	Узел ГВС	ЦТП 48	0,38	0,76	2,75	2028
Бызова-24а	Уз.ГВС ж.д.24а	ЦТП 48	0,0975	0,195	2,25	2028
Бызова-24б	Уз.ГВС ж.д.24б	ЦТП 48	0,1244	0,2488	2,4375	2028
Бызова-26	Уз.ГВС ж.д.26	ЦТП 48	0,5151	1,0302	2,75	2028
Бызова-28	Уз.ГВС ж.д.28	ЦТП 48	0,14835	0,2967	2,4375	2028
Бызова-30	Уз.ГВС ж.д.30	ЦТП 48	0,1335	0,267	2,4375	2028
Бызова-32	Уз.ГВС ж.д.32	ЦТП 48	0,14835	0,2967	2,4375	2028
Шинников-79	Уз.ГВС ж.д.79	ЦТП 48	0,1244	0,2488	2,4375	2028
Шинников-71	Уз.ГВС ж.д.71	ЦТП 48	0,0975	0,195	2,25	2028
Шинников-73	Уз.ГВС ж.д.73	ЦТП 48	0,12675	0,2535	2,4375	2028
Бызова-26а	Уз.ГВС ГУО	ЦТП 48	0,113	0,226	2,4375	2028
Лесная-37	Уз.ГВС д.с.69	ЦТП 48	0,148	0,296	2,4375	2028
Бызова-20	Уз.ГВС м-н "Сезам"	ЦТП 48	0,0103	0,0206	2,25	2028
Шинников-81	Узел ГВС	ЦТП 49	0,4716	0,9432	2,75	2028
Шинников-67	Уз.ГВС ж.д.67	ЦТП 49	0,0955	0,191	2,25	2028
Шинников-75	Уз.ГВС ж.д.75	ЦТП 49	0,5031	1,0062	2,75	2028
Шинников-75а	Уз.ГВС д.с.49	ЦТП 49	0,113	0,226	2,4375	2028

Адрес узла ввода	Наименование узла	Номер источника	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/час	Расчетная максимальная нагрузка на ГВС, Гкал/час	Капитальные вложения, млн. руб.	Срок реализации
Шинников-65	Уз.ГВС м-н "Народный"	ЦТП 49	0,027	0,054	2,25	2028
Шинников-69	Уз.ГВС ж.д.69	ЦТП 49	0,141	0,282	2,4375	2028
Шинников-51	Уз.ГВС ж.д.51	ЦТП 50	0,3315135	0,663027	2,75	2028
Шинников-55	Уз.ГВС ж.д.55	ЦТП 50	0,0975	0,195	2,25	2028
Шинников-61	Уз.ГВС ж.д.61	ЦТП 50	0,6069	1,2138	2,75	2028
Шинников-63	Уз.ГВС ж.д.63	ЦТП 50	0,3137	0,6274	2,75	2028
Шинников-53	Уз.ГВС ж.д.53	ЦТП 50	0,3291	0,6582	2,75	2028
Шинников-57а	Уз.ГВС ЭБЦ	ЦТП 50	0,156	0,312	2,5625	2028
Шинников-49	Уз.ГВС женск.консультация	ЦТП 50	0,02328	0,04656	2,25	2028
Шинников-57	Уз.ГВС ж.д.57	ЦТП 50	0,092125	0,18425	2,25	2028
Вахитова-2	Узел ГВС №2	ЦТП 51	0,272233335	0,54446667	2,75	2029
Вахитова-2	Узел ГВС №3	ЦТП 51	0,272233335	0,54446667	2,75	2029
Вахитова-2	Узел ГВС №1	ЦТП 51	0,272233335	0,54446667	2,75	2029
Вахитова-4	Узел ГВС	ЦТП 52	0,4952	0,9904	2,75	2029
Вахитова-8/14	Узел ГВС-1 ж.д.8/14	ЦТП 52	0,171274875	0,34254975	2,5625	2029
Вахитова-8/14	Узел ГВС-6 ж.д.8/14	ЦТП 52	0,40479975	0,8095995	2,75	2029
Вахитова-8/14	Узел ГВС-5 ж.д.8/14	ЦТП 52	0,1245	0,249	2,4375	2029
Вахитова-8/14	Узел ГВС-7 ж.д.8/14	ЦТП 52	0,171274875	0,34254975	2,5625	2029
Вахитова-8/14	Узел ГВС-4 ж.д.8/14	ЦТП 52	0,06225	0,1245	2,25	2029
Вахитова-8/14	Узел ГВС-3 ж.д.8/14	ЦТП 52	0,06225	0,1245	2,25	2029
Вахитова-8/14	Узел ГВС-2 ж.д.8/14	ЦТП 52	0,06225	0,1245	2,25	2029
Вахитова-6	Узел ГВС	ЦТП 52	0,156	0,312	2,5625	2029
Бызова-3	Уз.ГВС ж.д.3	ЦТП 53	0,1181	0,2362	2,4375	2029
Бызова-5	Уз.ГВС ж.д.5	ЦТП 53	0,4958	0,9916	2,75	2029
Бызова-9	Уз.ГВС ж.д.9	ЦТП 53	0,3658	0,7316	2,75	2029
Бызова-7	Уз.ГВС ж.д.7	ЦТП 53	0,0975	0,195	2,25	2029
Бызова-7б	Уз.ГВС ж.д.7б	ЦТП 53	0,0975	0,195	2,25	2029
Бызова-5б	Уз.ГВС д.с. №8	ЦТП 53	0,156	0,312	2,5625	2029
Бызова-5в	Уз.ГВС д.с.63	ЦТП 53	0,141	0,282	2,4375	2029
Мурадяна-18а	Уз.ГВС ср.шк.21	ЦТП 53	0,2321	0,4642	2,75	2029
Бызова-17	Уз.ГВС ж.д.17	ЦТП 54	0,5007	1,0014	2,75	2029
Бызова-13	Узел ГВС-1	ЦТП 54	0,376675	0,75335	2,75	2029
Бызова-15	Уз.ГВС-3 ж.д.15	ЦТП 54	0,200375	0,40075	2,75	2029
Бызова-13	Узел ГВС-2	ЦТП 54	0,376675	0,75335	2,75	2029

Адрес узла ввода	Наименование узла	Номер источника	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/час	Расчетная максимальная нагрузка на ГВС, Гкал/час	Капитальные вложения, млн. руб.	Срок реализации
Бызова-15	Уз.ГВС-1 ж.д.15	ЦТП 54	0,05009375	0,1001875	2,25	2029
Бызова-15	Уз.ГВС-2 ж.д.15	ЦТП 54	0,15028125	0,3005625	2,5625	2029
Лесная-45	Уз.ГВС ж.д.45	ЦТП 54	0,1269305	0,253861	2,4375	2029
Лесная-43	Уз.ГВС ж.д.43	ЦТП 54	0,1464555	0,292911	2,4375	2029
Лесная-49	Уз.ГВС Быз.ОВД	ЦТП 54	0,141	0,282	2,4375	2029
Бызова-17а	Уз.ГВС д/с №61	ЦТП 54	0,141	0,282	2,4375	2029
Бызова-11	Уз.ГВС шк.5	ЦТП 54	0,1215	0,243	2,4375	2029
Бызова-11а	Уз.ГВС ж.д.11а	ЦТП 54	0,0726	0,1452	2,25	2029
Бызова-11	Уз.ГВС ж.д.11	ЦТП 54	0,0726	0,1452	2,25	2029
Мурадяна-4	Узел ГВС	ЦТП 55	0,109722609	0,252362	2,4375	2029
Мурадяна-4а	Узел ГВС	ЦТП 55	0,116565217	0,2681	2,4375	2029
Бызова-1	Узел ГВС-2	ЦТП 55	0,186195652	0,42825	2,75	2029
Бызова-1	Узел ГВС-1	ЦТП 55	0,310326087	0,71375	2,75	2029
Бызова-1а	Узел ГВС	ЦТП 55	0,114130435	0,2625	2,4375	2029
Мурадяна-6	Узел ГВС	ЦТП 55	0,120869565	0,278	2,4375	2029
Мурадяна-8	Узел ГВС	ЦТП 55	0,289391304	0,6656	2,75	2029
Мурадяна-8а	Узел ГВС	ЦТП 55	0,271391304	0,6242	2,75	2029
Бызова-1б	Узел ГВС	ЦТП 55	0,135652174	0,312	2,5625	2029
Мурадяна-14а	Узел ГВС	ЦТП 55	0,004347826	0,01	2,25	2029
Мурадяна-10	Узел ГВС	ЦТП 56	0,104347826	0,24	2,4375	2029
Мурадяна-12	Узел ГВС	ЦТП 56	0,116565217	0,2681	2,4375	2029
Мурадяна-14	Узел ГВС	ЦТП 56	0,120869565	0,278	2,4375	2029
Мурадяна-16	Узел ГВС	ЦТП 56	0,260869565	0,6	2,75	2029
Мурадяна-16а	Узел ГВС	ЦТП 56	0,271391304	0,6242	2,75	2029
Мурадяна-18	Узел ГВС	ЦТП 56	0,104347826	0,24	2,4375	2029
Мурадяна-20	Узел ГВС	ЦТП 56	0,116565217	0,2681	2,4375	2029
Лесная-69	Уз.ГВС ж.д.69	ЦТП 57	0,027413043	0,06305	2,25	2029
Лесная-71	Уз.ГВС ж.д.71	ЦТП 57	0,027413043	0,06305	2,25	2029
Лесная-73	Уз.ГВС ж.д.73	ЦТП 57	0,027413043	0,06305	2,25	2029
Лесная-63	Уз.ГВС ж.д.63	ЦТП 57	0,027413043	0,06305	2,25	2029
Лесная-57	Уз.ГВС ж.д.57	ЦТП 57	0,027413043	0,06305	2,25	2029
Лесная-65	Уз.ГВС ж.д.65	ЦТП 57	0,02741304	0,06305	2,25	2029

Адрес узла ввода	Наименование узла	Номер источника	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/час	Расчетная максимальная нагрузка на ГВС, Гкал/час	Капитальные вложения, млн. руб.	Срок реализации
			3			
Лесная-67	Уз.ГВС ж.д.67	ЦТП 57	0,027413043	0,06305	2,25	2029
Лесная-59	Уз.ГВС ж.д.59	ЦТП 57	0,027413043	0,06305	2,25	2029
Лесная-61	Уз.ГВС ж.д.61	ЦТП 57	0,027413043	0,06305	2,25	2029
Мурадяна-28	Узел ГВС	ЦТП 57	0,164869565	0,3792	2,5625	2029
Мурадяна-30	Узел ГВС	ЦТП 57	0,653565217	1,5032	2,75	2029
Мурадяна-34	Узел ГВС	ЦТП 57	0,485217391	1,116	2,75	2029
Мурадяна-36	Узел ГВС	ЦТП 57	0,135652174	0,312	2,5625	2029
Лесная-55	Узел ГВС	ЦТП 57	0,135652174	0,312	2,5625	2029
Мурадяна-30а	Узел ГВС	ЦТП 57	0,020652174	0,0475	2,25	2029
Менделеева-39	Узел ГВС	ЦТП 58	0,121	0,242	2,4375	2029
Менделеева-39а	Узел ГВС	ЦТП 58	0,0045	0,009	2,25	2029
Менделеева-31	Уз.ГВС ж.д.31	ЦТП 58	0,1896	0,3792	2,5625	2029
Менделеева-33	Уз.ГВС ж.д.33	ЦТП 58	0,194854	0,389708	2,5625	2029
Менделеева-35	Уз.ГВС ж.д.35	ЦТП 58	0,1896	0,3792	2,5625	2029
Шинников-43а	Уз.ГВС КВД	ЦТП 58	0,0157735	0,031547	2,25	2029
Мурадяна-2а	Уз.ГВС д.с.53	ЦТП 58	0,156	0,312	2,5625	2029
Менделеева-41	Уз.ГВС ж.д.41	ЦТП 58	0,5647135	1,129427	2,75	2029
Шинников-43	Уз.ГВС ж.д.43	ЦТП 59	0,557146	1,114292	2,75	2029
Вахитова-32	Уз.ГВС ж.д.32	ЦТП 59	0,5031	1,0062	2,75	2029
Мурадяна-2	Уз.ГВС-2 ж.д.2	ЦТП 59	0,6878	1,3756	2,75	2029
Вахитова-14	Узел ГВС-2	ЦТП 60	0,3302	0,6604	2,75	2029
Вахитова-14	Узел ГВС-1	ЦТП 60	0,3302	0,6604	2,75	2029
Химиков-90	Уз.ГВС-1 ж.д.90	ЦТП 60	0,292	0,584	2,75	2029
Химиков-86	Уз.ГВС ж.д.86	ЦТП 60	0,5390175	1,078035	2,75	2029
Химиков-90	Уз.ГВС-3 ж.д.90	ЦТП 60	0,1725	0,345	2,5625	2029
Химиков-90	Уз.ГВС-2 ж.д.90	ЦТП 60	0,1115	0,223	2,4375	2029
Химиков-88	Уз.ГВС ж.д.88	ЦТП 60	0,52515	1,0503	2,75	2029
Вахитова-16	Уз.ГВС ж.д.16	ЦТП 60	0,628	1,256	2,75	2029
Менделеева-17	Уз.ГВС ж.д.17	ЦТП 60	0,6149645	1,229929	2,75	2029
Вахитова-14а	Уз.ГВС д.с.№58	ЦТП 60	0,22175	0,4435	2,75	2029
Вахитова-16а	Уз.ГВС д.с.№60	ЦТП 60	0,156	0,312	2,5625	2029
Гагарина-13	Уз.ГВС ж.д.13	ЦТП 60	0,13405	0,2681	2,4375	2029
Гагарина-15	Уз.ГВС ж.д.15	ЦТП 60	0,13405	0,2681	2,4375	2029

Адрес узла ввода	Наименование узла	Номер источника	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/час	Расчетная максимальная нагрузка на ГВС, Гкал/час	Капитальные вложения, млн. руб.	Срок реализации
Гагарина-17	Уз.ГВС ж.д.17	ЦТП 60	0,13405	0,2681	2,4375	2029
Менделеева-15а	Уз.ГВС ср.шк.№22	ЦТП 60	0,142	0,284	2,4375	2029
Менделеева-15б	Уз.ГВС м-н "Ильдан"	ЦТП 60	0,006	0,012	2,25	2029
Гагарина-21	Узел ГВС Гор. Баня	ЦТП 61	0,9004	1,8008	2,75	2030
Менделеева-13а	Узел ГВС ж.д.13а	ЦТП 61	0,3391	0,6782	2,75	2030
Гагарина-23	Узел ГВС ж.д.23	ЦТП 61	0,3391	0,6782	2,75	2030
Менделеева-11	Узел ГВС	ЦТП 61	0,2892	0,5784	2,75	2030
Менделеева-13	Узел ГВС	ЦТП 61	0,2892	0,5784	2,75	2030
Гагарина-25	Уз.ГВС т/ц "ЭССЕН"	ЦТП 61	0,0755	0,151	2,25	2030
Химиков-64	Уз.ГВС ж.д.64	ЦТП 62	0,4494	0,8988	2,75	2030
Химиков-66	Уз.ГВС ж.д.66	ЦТП 62	0,2275	0,455	2,75	2030
Химиков-68	Уз.ГВС ж.д.68	ЦТП 62	0,2275	0,455	2,75	2030
Химиков-64	Уз.ГВС м-н	ЦТП 62	0,058	0,116	2,25	2030
Вокзальная-36	Узел ГВС	ЦТП 63	0,1817	0,3634	2,5625	2030
Вокзальная-34	Узел ГВС	ЦТП 63	0,40015	0,8003	2,75	2030
Вокзальная-38	Узел ГВС	ЦТП 63	0,5175	1,035	2,75	2030
Вокзальная-34	Узел ГВС	ЦТП 63	0,0105	0,021	2,25	2030
Тукая-11	Узел ГВС-1	ЦТП 64	0,12	0,24	2,4375	2030
Тукая-11	Узел ГВС-2	ЦТП 64	0,12	0,24	2,4375	2030
Тукая-9	Узел ГВС	ЦТП 64	0,12	0,24	2,4375	2030
Вокзальная-12	Узел ГВС	ЦТП 64	0,0666	0,1332	2,25	2030
Вокзальная-10а	Узел ГВС	ЦТП 64	0,12	0,24	2,4375	2030
Корабельная-4	Узел ГВС	ЦТП 64	0,12	0,24	2,4375	2030
Вокзальная-12а	Узел ГВС	ЦТП 64	0,1098	0,2196	2,4375	2030
Вокзальная-14/2	Узел ГВС	ЦТП 64	0,196	0,392	2,5625	2030
Вокзальная-10	Узел ГВС	ЦТП 64	0,196	0,392	2,5625	2030
Вокзальная - 8а	Узел ГВС	ЦТП 64	0,1098	0,2196	2,4375	2030
Вокзальная-6а	Узел ГВС	ЦТП 64	0,12	0,24	2,4375	2030
Корабельная-6	Узел ГВС	ЦТП 64	0,0666	0,1332	2,25	2030
Вокзальная-4	УГВС ж.д.4	ЦТП 64	0,13175	0,2635	2,4375	2030
Вокзальная-2	Узел ГВС	ЦТП 64	0,13175	0,2635	2,4375	2030
Вокзальная-6	Узел ГВС	ЦТП 64	0,2	0,4	2,75	2030
Менделеева-24а	Уз.ГВС ж.д.24а	ЦТП 65	0,121	0,242	2,4375	2030
Шинников-46	Узел ГВС	ЦТП 65	0,1274	0,2548	2,4375	2030
Шинников-56	Уз.ГВС ж.д.56	ЦТП 65	0,810838	1,621676	2,75	2030
Лесная-29	Уз.ГВС ж.д.29	ЦТП 65	0,3822	0,7644	2,75	2030

Адрес узла ввода	Наименование узла	Номер источника	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/час	Расчетная максимальная нагрузка на ГВС, Гкал/час	Капитальные вложения, млн. руб.	Срок реализации
Химиков-83	Уз.ГВС ж.д.83	ЦТП 65	0,3185	0,637	2,75	2030
Химиков-87	Уз.ГВС ж.д.87	ЦТП 65	0,1274	0,2548	2,4375	2030
Лесная-27	Уз.ГВС ж.д.27	ЦТП 65	0,8089	1,6178	2,75	2030
Химиков-83а	Уз.ГВС д.с.65	ЦТП 65	0,141	0,282	2,4375	2030
Химиков-97а	Уз.ГВС д.с.66	ЦТП 65	0,141	0,282	2,4375	2030
Шинников-44а	Уз.ГВС д.с.68	ЦТП 65	0,141	0,282	2,4375	2030
Химиков-101	Уз.ГВС д.с.70	ЦТП 65	0,141	0,282	2,4375	2030
Шинников-60	Уз.ГВС ср.шк.25	ЦТП 65	0,30005	0,6001	2,75	2030
Шинников-60а	Уз.ГВС ДЮСШ-3	ЦТП 65	0,025	0,05	2,25	2030
Химиков-81/24	Уз.ГВС ж.д.81/24	ЦТП 65	0,242	0,484	2,75	2030
Химиков-99	Уз.ГВС ж.д.99	ЦТП 65	0,121	0,242	2,4375	2030
Химиков-97	Уз.ГВС ж.д.97	ЦТП 65	0,121	0,242	2,4375	2030
Химиков-95	Уз.ГВС ж.д.	ЦТП 65	0,3185	0,637	2,75	2030
Шинников-66	Уз.ГВС ж.д.66	ЦТП 65	0,1287	0,2574	2,4375	2030
Шинников-54	Узел ГВС	ЦТП 66	0,12995	0,2599	2,4375	2030
Шинников-44	Узел ГВС ж.д.44	ЦТП 66	1,3844255	2,768851	2,75	2030
Шинников-48	Уз.ГВС ж.д.48	ЦТП 66	0,129995	0,25999	2,4375	2030
Шинников-50	Уз.ГВС ж.д.50	ЦТП 66	0,129995	0,25999	2,4375	2030
Менделеева-26	Уз.ГВС ж.д.26	ЦТП 66	0,363	0,726	2,75	2030
Шинников-44А	Уз.ГВС институт ЭУиП	ЦТП 66	0,128405	0,25681	2,4375	2030
Шинников-42	Уз.ГВС ТЦ Панорама	ЦТП 66	0,0253	0,0582	2,25	2030
Вахитова-43	Узел ГВС	ЦТП 67	0,3544225	0,708845	2,75	2030
Мира-9	Узел ГВС	ЦТП 67	0,141	0,282	2,4375	2030
Мира-5	Уз.ГВС ж.д.5	ЦТП 67	0,63095	1,2619	2,75	2030
Мира-7	Узел ГВС	ЦТП 67	0,1015	0,203	2,4375	2030
Мира-3	Узел ГВС	ЦТП 67	0,37335	0,7467	2,75	2030
Вахитова-51	Узел ГВС	ЦТП 67	0,163891	0,327782	2,5625	2030
АТС	Узел ГВС	ЦТП 67	0,007305834	0,014611667	2,25	2030
Гаражи	Узел ГВС	ЦТП 67	0,014611667	0,029223333	2,25	2030
Торговый центр	Узел ГВС	ЦТП 67	0,027	0,054	2,25	2030
Вахитова-45	Узел ГВС	ЦТП 67	0,1015	0,203	2,4375	2030
Шинников-31	Уз.ГВС ж.д.31	ЦТП 67	0,317	0,634	2,75	2030
Шинников-29	Узел ГВС	ЦТП 67	0,141	0,282	2,4375	2030
Мира-17	Узел ГВС	ЦТП 67	0,5007	1,0014	2,75	2030
Мира-17а	Узел ГВС	ЦТП 67	0,141	0,282	2,4375	2030
Мира-21	Уз.ГВС	ЦТП 67	0,23441	0,46882	2,75	2030
Теплица	Узел ГВС	ЦТП 67	0,0005	0,001	2,25	2030
Гаражи	Узел ГВС	ЦТП 67	0,001	0,002	2,25	2030

Адрес узла ввода	Наименование узла	Номер источника	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/час	Расчетная максимальная нагрузка на ГВС, Гкал/час	Капитальные вложения, млн. руб.	Срок реализации
Шинников пр-т, д. 35а	Узел ГВС	ЦТП 67	0,0087826	0,0202	2,25	2030
Шинников-17	Узел ГВС	ЦТП 68	0,1886	0,3772	2,5625	2030
Мира-23	Узел ГВС	ЦТП 68	0,51365	1,0273	2,75	2030
Мира-21	Узел ГВС	ЦТП 68	0,141	0,282	2,4375	2030
Мира-37	Узел ГВС	ЦТП 68	0,503772	1,007544	2,75	2030
Мира-39	Узел ГВС	ЦТП 68	0,141	0,282	2,4375	2030
Мира-45	Узел ГВС	ЦТП 68	0,23591	0,47182	2,75	2030
Шинников-15	Узел ГВС	ЦТП 68	0,235	0,47	2,75	2030
Шинников-21	Узел ГВС	ЦТП 68	0,32115	0,6423	2,75	2030
Шинников-19	Узел ГВС	ЦТП 68	0,1911	0,3822	2,5625	2030
Шинников-23а	Узел ГВС	ЦТП 68	0,141	0,282	2,4375	2030
Мира-41	Узел ГВС	ЦТП 69	0,141	0,282	2,4375	2030
Мира-43	Узел ГВС	ЦТП 69	0,50745	1,0149	2,75	2030
Шинников-3А	Узел ГВС	ЦТП 69	0,16375	0,3275	2,5625	2030
Шинников-3Б	Узел ГВС	ЦТП 69	0,16375	0,3275	2,5625	2030
Шинников-3В	Узел ГВС	ЦТП 69	0,2956	0,5912	2,75	2030
Мира-55, 57	Узел ГВС	ЦТП 69	0,23508	0,47016	2,75	2030
Шинников-3	Узел ГВС	ЦТП 69	0,203895	0,40779	2,75	2030
Баки Урманче-28	Узел ГВС	ЦТП 70	0,6167	1,2334	2,75	2030
Баки Урманче-14	Уз.ГВС ж.д.14	ЦТП 70	0,3708	0,7416	2,75	2030
Баки Урманче-22	Узел ГВС	ЦТП 70	0,1015	0,203	2,4375	2030
Баки Урманче-16	Уз.ГВС д.с74	ЦТП 70	0,141	0,282	2,4375	2030
Шинников-1	Уз.ГВС ж.д.1	ЦТП 70	0,567247	1,134494	2,75	2030
Баки Урманче-24	Уз.ГВС ж.д.24	ЦТП 70	0,1185	0,237	2,4375	2030
Баки Урманче-18	Уз.ГВС Банк Ак Барс	ЦТП 70	0,06	0,12	2,25	2030
Баки Урманче-26	Уз.ГВС д.с.76	ЦТП 70	0,141	0,282	2,4375	2030
Менделеева-46	Уз.ГВС морг	ЦТП 71	0,012	0,024	2,25	2030
Мурадыяна-7	Уз.ГВС ОАО НПЗ (грязелечеб.)	ЦТП 71	0,073	0,146	2,25	2030
Менделеева 46	Уз.ГВС адм.зд.46	ЦТП 71	0,012	0,024	2,25	2030
Менделеево 48	Уз.ГВС-2 адм.зд.48	ЦТП 71	0,024	0,048	2,25	2030
Менделеево 48	Уз.ГВС-1 адм.зд.48	ЦТП 71	0,024	0,048	2,25	2030
Менделеево-46а	Уз.ГВС	ЦТП 71	0,12	0,24	2,4375	2030
Мурадыяна-7	Уз.ГВС ОАО НПЗ (гл.корпус)	ЦТП 71	0,2345	0,469	2,75	2030
Баки	Уз.ГВС-2 ж.д.29	ЦТП 74	0,3803925	0,760785	2,75	2031

Адрес узла ввода	Наименование узла	Номер источника	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/час	Расчетная максимальная нагрузка на ГВС, Гкал/час	Капитальные вложения, млн. руб.	Срок реализации
Урманче-29						
Строителей-50	Уз.ГВС ж.д.50	ЦТП 74	0,3071	0,6142	2,75	2031
Строителей-56	Уз.ГВС ж.д.56	ЦТП 74	0,134	0,268	2,4375	2031
Баки Урманче-31	Узел ГВС	ЦТП 74	0,2459	0,4918	2,75	2031
Баки Урманче-29	Уз.ГВС-1 ж.д.29	ЦТП 74	0,525	1,267975	2,75	2031
Баки Урманче-33	Уз.ГВС ж.д.33	ЦТП 74	0,37335	0,7467	2,75	2031
Мира-73	Уз.ГВС ж.д.73	ЦТП 74	0,13405	0,2681	2,4375	2031
Мира-75	Уз.ГВС ж.д.75	ЦТП 74	0,13405	0,2681	2,4375	2031
Мира-77	Уз.ГВС ж.д.77	ЦТП 74	0,134	0,268	2,4375	2031
Мира-81	Уз.ГВС ж.д.81	ЦТП 74	0,298003	0,596006	2,75	2031
Мира-83	Уз.ГВС ж.д.83	ЦТП 74	0,4918	0,9836	2,75	2031
Строителей-52	Уз.ГВС ж.д.52	ЦТП 74	0,3708	0,7416	2,75	2031
Строителей-54	Уз.ГВС ж.д.54	ЦТП 74	0,1886	0,3772	2,5625	2031
Строителей-60	Уз.ГВС ж.д.60	ЦТП 74	0,1886	0,3772	2,5625	2031
Мира-79	Уз.ГВС ср.шк.29	ЦТП 74	0,29975	0,5995	2,75	2031
Строителей-58	Уз.ГВС центр "Надежда" к-2	ЦТП 74	0,141	0,282	2,4375	2031
Баки Урманче-29а	Уз.ГВС м-н "Раздолье"	ЦТП 74	0,027	0,054	2,25	2031
Баки Урманче-29а	Уз.ГВС д.с.80	ЦТП 74	0,141	0,282	2,4375	2031
Строителей-58	Уз.ГВС центр "Надежда" к-1	ЦТП 74	0,141	0,282	2,4375	2031
Баки Урманче-11	Узел ГВС	ЦТП 75	0,54072	1,08144	2,75	2031
Баки Урманче-3	Узел ГВС	ЦТП 75	0,48275	0,9655	2,75	2031
Баки Урманче-9	Узел ГВС	ЦТП 75	0,57358	1,14716	2,75	2031
Химиков-57	Узел ГВС	ЦТП 75	0,8326355	1,665271	2,75	2031
Строителей-36	Узел ГВС	ЦТП 75	0,2096	0,4192	2,75	2031
Строителей-38	Узел ГВС	ЦТП 75	0,20237	0,40474	2,75	2031
Строителей-40	Узел ГВС	ЦТП 75	0,0905	0,181	2,25	2031
Строителей-42	Узел ГВС	ЦТП 75	0,10602	0,21204	2,4375	2031
Строителей-42	Узел ГВС	ЦТП 75	0,00947	0,01894	2,25	2031
Строителей-44	Узел ГВС	ЦТП 75	0,10602	0,21204	2,4375	2031
Строителей-44	Узел ГВС	ЦТП 75	0,004495	0,00899	2,25	2031
Строителей-46	Узел ГВС	ЦТП 75	0,106	0,212	2,4375	2031

Адрес узла ввода	Наименование узла	Номер источника	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/час	Расчетная максимальная нагрузка на ГВС, Гкал/час	Капитальные вложения, млн. руб.	Срок реализации
Строителей-46	Узел ГВС	ЦТП 75	0,0015	0,003	2,25	2031
Баки Урманче-13	Узел ГВС	ЦТП 75	0,29955	0,5991	2,75	2031
Химиков-55	Узел ГВС	ЦТП 75	0,141	0,282	2,4375	2031
Баки Урманче-5	Узел ГВС	ЦТП 75	0,141	0,282	2,4375	2031
Мира-6	Узел ГВС	ЦТП 76	0,1945	0,389	2,5625	2031
Мира-8	Узел ГВС	ЦТП 76	0,3179	0,6358	2,75	2031
Мира-26	Узел ГВС	ЦТП 76	0,15515	0,3103	2,5625	2031
Мира-28	Узел ГВС	ЦТП 76	0,1328	0,2656	2,4375	2031
Мира-12	Узел ГВС	ЦТП 76	0,141	0,282	2,4375	2031
Мира-10	Узел ГВС	ЦТП 76	0,206118	0,412236	2,75	2031
Мира-20	Узел ГВС	ЦТП 76	0,2011	0,4022	2,75	2031
Мира-18	Узел ГВС	ЦТП 76	0,1215	0,243	2,4375	2031
Мира-22	Узел ГВС	ЦТП 76	0,10055	0,2011	2,4375	2031
Мира-24	Узел ГВС	ЦТП 76	0,150825	0,30165	2,5625	2031
Мира-24	Узел ГВС	ЦТП 76	0,10055	0,2011	2,4375	2031
Сююмбике-72	Уз.ГВС ж.д.72	ЦТП 77	0,784	1,568	2,75	2031
Мира-14	Уз.ГВС ж.д.14	ЦТП 77	0,5975	1,195	2,75	2031
Мира-16	Уз.ГВС ср.шк.31	ЦТП 77	0,3795	0,759	2,75	2031
Мира-30	Узел ГВС	ЦТП 78	0,3184	0,6368	2,75	2031
Мира-48	Узел ГВС	ЦТП 78	0,248117	0,496234	2,75	2031
Мира-38	Узел ГВС	ЦТП 78	0,208118	0,416236	2,75	2031
Мира-40	Узел ГВС	ЦТП 78	0,10055	0,2011	2,4375	2031
Мира-42	Узел ГВС	ЦТП 78	0,10055	0,2011	2,4375	2031
Мира-34	Уз.ГВС д.с.84	ЦТП 78	0,141	0,282	2,4375	2031
Мира-38а	Уз.ГВС ж.д.38а	ЦТП 78	0,121	0,242	2,4375	2031
Мира-46	Уз.ГВС ж.д.46	ЦТП 78	0,14815	0,2963	2,4375	2031
Мира-50	Уз.ГВС ж.д.50	ЦТП 78	0,3185	0,637	2,75	2031
Чулман-2	Уз.ГВС ж.д.2	ЦТП 78	0,13259	0,26518	2,4375	2031
Мира-50а	Уз.ГВС д.с.86	ЦТП 78	0,141	0,282	2,4375	2031
Мира-32	Уз.ГВС ж.д.32	ЦТП 78	0,1978655	0,395731	2,5625	2031
Сююмбике-54	Уз.ГВС д.с.87	ЦТП 78	0,141	0,282	2,4375	2031
Сююмбике-66	Уз.ГВС ж.д.66	ЦТП 78	0,2366	0,4732	2,75	2031
Сююмбике-64	Уз.ГВС ж.д.64	ЦТП 78	0,1185	0,237	2,4375	2031
Чулман-4	Уз.ГВС ж.д.4	ЦТП 78	0,13259	0,26518	2,4375	2031
Сююмбике-62	Уз.ГВС ж.д.62	ЦТП 79	0,121	0,242	2,4375	2031
Чулман-12	Узел ГВС	ЦТП 79	0,121	0,242	2,4375	2031
Чулман-10	Уз.ГВС ж.д.10	ЦТП 79	0,1915	0,383	2,5625	2031
Чулман-8	Уз.ГВС ж.д.8	ЦТП 79	0,121	0,242	2,4375	2031
Чулман-6	Уз.ГВС ж.д.6	ЦТП 79	0,121	0,242	2,4375	2031
Сююмбике-44	Уз.ГВС ж.д.44	ЦТП 79	0,114327	0,228654	2,4375	2031
Чулман-16	Уз.ГВС ж.д.16	ЦТП 79	0,121	0,242	2,4375	2031
Сююмбике-50	Уз.ГВС ж.д.50	ЦТП 79	0,3735	0,747	2,75	2031

Адрес узла ввода	Наименование узла	Номер источника	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/час	Расчетная максимальная нагрузка на ГВС, Гкал/час	Капитальные вложения, млн. руб.	Срок реализации
Сююмбике-56	Уз.ГВС ж.д.56	ЦТП 79	0,121	0,242	2,4375	2031
Сююмбике-58	Уз.ГВС ж.д.58	ЦТП 79	0,121	0,242	2,4375	2031
Сююмбике-60	Уз.ГВС ж.д.60	ЦТП 79	0,121	0,242	2,4375	2031
Чулман-11	Уз.ГВС ж.д.11	ЦТП 80	0,129995	0,25999	2,4375	2031
Чулман-9	Уз.ГВС т.ц. "Айкон"	ЦТП 80	0,027	0,054	2,25	2031
Мира-52	Уз.ГВС ж.д.52	ЦТП 80	0,514764	1,029528	2,75	2031
Чулман-1	Уз.ГВС ж.д.1	ЦТП 80	0,0612	0,1224	2,25	2031
Чулман-3	Уз.ГВС ж.д.3	ЦТП 80	0,121	0,242	2,4375	2031
Чулман-5	Уз.ГВС ж.д.5	ЦТП 80	0,121	0,242	2,4375	2031
Чулман-7	Уз.ГВС ж.д.7	ЦТП 80	0,121	0,242	2,4375	2031
Мира-60	Уз.ГВС	ЦТП 80	0,0107	0,0214	2,25	2031
Мира-64	Уз.ГВС ж.д.64	ЦТП 80	0,4335	0,867	2,75	2031
Мира-58	Уз.ГВС-1 ж.д.58	ЦТП 80	0,315	0,63	2,75	2031
Мира-58	Уз.ГВС-2 ж.д.58	ЦТП 80	0,128865	0,25773	2,4375	2031
Сююмбике-6	Уз.ГВС ж.д.6	ЦТП 81	0,4335	0,867	2,75	2031
Мира-66/2	Уз.ГВС ж.д.66/2	ЦТП 81	0,46732	0,93464	2,75	2031
Сююмбике-30	Уз.ГВС-1 ж.д.30	ЦТП 82	0,049631875	0,09926375	2,25	2031
Сююмбике-28	Узел ГВС	ЦТП 82	0,194661	0,389322	2,5625	2031
Сююмбике-14	Узел ГВС	ЦТП 82	0,053745	0,10749	2,25	2031
Сююмбике-38	Уз.ГВС шк.32	ЦТП 82	0,299965	0,59993	2,75	2031
Сююмбике-36	Уз.ГВС ж.д.36	ЦТП 82	0,121	0,242	2,4375	2031
Сююмбике-34	Уз.ГВС ж.д.34	ЦТП 82	0,121	0,242	2,4375	2031
Сююмбике-32	Уз.ГВС ж.д.32	ЦТП 82	0,121	0,242	2,4375	2031
Сююмбике-26	Уз.ГВС ж.д.26	ЦТП 82	0,13259	0,26518	2,4375	2031
Сююмбике-22	Уз.ГВС ж.д.22	ЦТП 82	0,13259	0,26518	2,4375	2031
Сююмбике-12	Уз.ГВС ж.д.12	ЦТП 82	0,327251	0,654502	2,75	2031
Сююмбике-16	Уз.ГВС ж.д.16	ЦТП 82	0,1013445	0,202689	2,4375	2031
Сююмбике-30	Уз.ГВС-3 ж.д.30	ЦТП 82	0,09926375	0,1985275	2,25	2031
Чулман-17	Уз.ГВС ж.д.17	ЦТП 82	0,21	0,42	2,75	2031
Сююмбике-42	Уз.ГВС ж.д.42	ЦТП 82	0,21	0,42	2,75	2031
Чулман-15	Уз.ГВС ж.д.15	ЦТП 82	0,21	0,42	2,75	2031
Сююмбике-30	Уз.ГВС-2 ж.д.30	ЦТП 82	0,248159375	0,49631875	2,75	2031
Чишмале-11	Уз.ГВС ж.д.11	ЦТП 83	0,2434	0,4868	2,75	2031
Чишмале-13	Уз.ГВС ж.д.13	ЦТП 83	0,216	0,432	2,75	2031
Чишмале-15	Уз.ГВС ж.д.15	ЦТП 83	0,121	0,242	2,4375	2031
Сююмбике-59	Уз.ГВС ж.д.59	ЦТП 83	0,5545	1,109	2,75	2031
Сююмбике-61	Уз.ГВС ж.д.61	ЦТП 83	0,5903555	1,180711	2,75	2031
Сююмбике-55	Уз.ГВС-1 ж.д.55	ЦТП 83	0,08630825	0,1726165	2,25	2031
Сююмбике-55	Уз.ГВС-2 ж.д.55	ЦТП 83	0,08630825	0,1726165	2,25	2031
Сююмбике-53	Уз.ГВС ж.д.53	ЦТП 83	0,3644	0,7288	2,75	2031
Чишмале-17	Уз.ГВС ж.д.17	ЦТП 83	0,121	0,242	2,4375	2031

Адрес узла ввода	Наименование узла	Номер источника	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/час	Расчетная максимальная нагрузка на ГВС, Гкал/час	Капитальные вложения, млн. руб.	Срок реализации
Чишмале-19	Уз.ГВС ж.д.19	ЦТП 83	0,506	1,012	2,75	2031
Чишмале-21. ДС №99	Уз.ГВС 21	ЦТП 83	0,240252	0,242	2,4375	2031
Сююмбике-63	Узел ГВС	ЦТП 84	0,48739	0,97478	2,75	2031
Сююмбике-65	Узел ГВС	ЦТП 84	0,2685	0,537	2,75	2031
Сююмбике-69	Узел ГВС	ЦТП 84	0,4384	0,8768	2,75	2031
Сююмбике-67	Узел ГВС	ЦТП 84	0,13	0,26	2,4375	2031
Чишмале-7	Узел ГВС	ЦТП 84	0,1927975	0,385595	2,5625	2031
Чишмале-7	Узел ГВС	ЦТП 84	0,1926975	0,385395	2,5625	2031
Чулман-18	Узел ГВС	ЦТП 84	0,15045	0,3009	2,5625	2031
Сююмбике-71	Узел ГВС	ЦТП 85	0,4401	0,8802	2,75	2031
Сююмбике-73	Узел ГВС	ЦТП 85	0,1	0,2	2,4375	2031
Сююмбике-75	Узел ГВС ж.д.75	ЦТП 85	0,8029	1,6058	2,75	2031
Сююмбике-79	Узел ГВС	ЦТП 86	0,165	0,33	2,5625	2031
Менделеева-47	Узел ГВС	ЦТП 86	0,23	0,46	2,75	2031
Ямле-2	Узел ГВС	ЦТП 86	0,255	0,51	2,75	2031
Менделеева-55	Узел ГВС	ЦТП 86	0,1822	0,3644	2,5625	2031
Ямле-4	Узел ГВС	ЦТП 86	0,255	0,51	2,75	2031
Чишмале-2	Узел ГВС	ЦТП 86	0,205	0,41	2,75	2031
Чишмале-4	Узел ГВС	ЦТП 86	0,09	0,18	2,25	2031
Чишмале-1	Узел ГВС	ЦТП 86	0,1994	0,3988	2,5625	2031
Сююмбике-77	Узел ГВС	ЦТП 86	0,227	0,454	2,75	2031
Чишмале-3	Узел ГВС	ЦТП 86	0,225	0,45	2,75	2031
Корабельная-45	Узел ГВС	ЦТП 87	0,448085	0,89617	2,75	2031
Корабельная-29	Узел ГВС	ЦТП 87	0,52	1,04	2,75	2031
Корабельная-27+ с-н "Анастасия"	Узел ГВС	ЦТП 87	0,211	0,422	2,75	2031
Корабельная-31	Узел ГВС	ЦТП 87	0,4895	0,979	2,75	2031
Химиков-25	Узел ГВС	ЦТП 87	0,5745	1,149	2,75	2031
Корабельная-37	Узел ГВС	ЦТП 87	0,2165	0,433	2,75	2031
Корабельная-35	Узел ГВС	ЦТП 87	0,2165	0,433	2,75	2031
Корабельная-39	Узел ГВС	ЦТП 87	0,2165	0,433	2,75	2031
Корабельная-41	Узел ГВС	ЦТП 87	0,2165	0,433	2,75	2031
Корабельная-43	Узел ГВС	ЦТП 87	0,2165	0,433	2,75	2031
Химиков-15	Узел ГВС	ЦТП 88	0,3845	0,769	2,75	2031
Химиков-21	Узел ГВС	ЦТП 88	0,1038	0,2076	2,4375	2031
Химиков-23	Узел ГВС	ЦТП 88	0,0885	0,177	2,25	2031
Студенческая-	Узел ГВС	ЦТП 88	0,2165	0,433	2,75	2031

Адрес узла ввода	Наименование узла	Номер источника	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/час	Расчетная максимальная нагрузка на ГВС, Гкал/час	Капитальные вложения, млн. руб.	Срок реализации
51						
Химиков-17	Узел ГВС	ЦТП 88	0,459	0,918	2,75	2031
Химиков-13	Узел ГВС	ЦТП 88	0,142	0,284	2,4375	2031
Химиков-21а (СберБанк)	Узел ГВС	ЦТП 88	0,0125	0,025	2,25	2031
Студенческая-63	Узел ГВС	ЦТП 88	0,2165	0,433	2,75	2031
Студенческая-61	Узел ГВС	ЦТП 88	0,2045	0,409	2,75	2031
Студенческая-59	Узел ГВС	ЦТП 88	0,217	0,434	2,75	2031
Корабельная-15Б - "Безопасность"	Узел ГВС	ЦТП 88	0,0081	0,0162	2,25	2031
Химиков-9	Узел ГВС	ЦТП 89	0,584793	1,169586	2,75	2031
Химиков-9в	Узел ГВС	ЦТП 89	0,1	0,2	2,4375	2031
Химиков-9б	Узел ГВС	ЦТП 89	0,1	0,2	2,4375	2031
Химиков-5	Узел ГВС	ЦТП 89	0,1	0,2	2,4375	2031
Химиков-7	Узел ГВС	ЦТП 89	0,1	0,2	2,4375	2031
Южная-6	Узел ГВС	ЦТП 90	0,1435	0,287	2,4375	2031
Южная-2	Узел ГВС	ЦТП 90	0,4635	0,927	2,75	2031
Южная-4	Узел ГВС	ЦТП 90	0,2925	0,585	2,75	2031
Химиков-1	Узел ГВС	ЦТП 90	0,228915	0,45783	2,75	2031
Химиков-16	Узел ГВС	ЦТП 90	0,132125	0,26425	2,4375	2031
Студенческая-8	Узел ГВС	ЦТП 91	0,3238	0,6476	2,75	2031
Мира-89	Уз.ГВС ж.д.89	ЦТП 91	0,3688	0,7376	2,75	2031
Строителей-51	Уз.ГВС ж.д.51	ЦТП 91	0,10755	0,2151	2,4375	2031
Строителей-53	Уз.ГВС ж.д.53	ЦТП 91	0,10755	0,2151	2,4375	2031
Мира-95	Уз.ГВС ж.д.95	ЦТП 91	0,458325	0,91665	2,75	2031
Студенческая-14	Уз.ГВС ж.д.14	ЦТП 91	0,2651	0,5302	2,75	2031
Студенческая-12	Уз.ГВС ж.д.12	ЦТП 91	0,241	0,482	2,75	2031
Студенческая-10	Уз.ГВС ж.д.10	ЦТП 91	0,23432	0,46864	2,75	2031
Студенческая-8б	Уз.ГВС ж.д. 8Б	ЦТП 91	0,2973	0,5946	2,75	2031
Студенческая-10б	Уз.ГВС ж.д. 10Б	ЦТП 91	0,3854	0,7708	2,75	2031
Чишмале-6	Узел ГВС	ЦТП 92	0,181215	0,36243	2,5625	2032
Чишмале-6/1	Узел ГВС	ЦТП 92	0,181215	0,36243	2,5625	2032
Чишмале-8	Узел ГВС	ЦТП 92	0,10764	0,21528	2,4375	2032
Чишмале-10	Узел ГВС	ЦТП 92	0,12465	0,2493	2,4375	2032
Чишмале-12	Узел ГВС	ЦТП 92	0,181215	0,36243	2,5625	2032
Ямле ул, д.6	Узел ГВС	ЦТП 92	0,8	1,6058	2,75	2032
Центральная-4а	Узел ГВС	ЦТП 95	0,016603913	0,038189	2,25	2032

Адрес узла ввода	Наименование узла	Номер источника	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/час	Расчетная максимальная нагрузка на ГВС, Гкал/час	Капитальные вложения, млн. руб.	Срок реализации
Советская-14а	Узел ГВС	ЦТП 95	0,010764783	0,024759	2,25	2032
Садовая-10	Узел ГВС	ЦТП 95	0,001304348	0,003	2,25	2032
Центральная-6	Узел ГВС	ЦТП 95	0,031304348	0,072	2,25	2032
Центральная-7	Узел ГВС	ЦТП 95	0,031304348	0,072	2,25	2032
Центральная-8	Узел ГВС	ЦТП 95	0,031304348	0,072	2,25	2032
Центральная-9	Узел ГВС	ЦТП 95	0,031304348	0,072	2,25	2032
Центральная-10	Узел ГВС	ЦТП 95	0,031304348	0,072	2,25	2032
Центральная-11	Узел ГВС	ЦТП 95	0,031304348	0,072	2,25	2032
Центральная-12	Узел ГВС	ЦТП 95	0,031304348	0,072	2,25	2032
Центральная-13	Узел ГВС	ЦТП 95	0,031304348	0,072	2,25	2032
Центральная-14	Узел ГВС	ЦТП 95	0,031304348	0,072	2,25	2032
Центральная-15	Узел ГВС	ЦТП 95	0,031304348	0,072	2,25	2032
Центральная-17	Узел ГВС	ЦТП 95	0,031304348	0,072	2,25	2032
Советская-20	Узел ГВС	ЦТП 95	0,031304348	0,072	2,25	2032
Советская-22	Узел ГВС	ЦТП 95	0,031304348	0,072	2,25	2032
Советская-23	Узел ГВС	ЦТП 95	0,031304348	0,072	2,25	2032
Советская-25	Узел ГВС	ЦТП 95	0,031304348	0,072	2,25	2032
Советская-26	Узел ГВС	ЦТП 95	0,031304348	0,072	2,25	2032
Тукая-2	Узел ГВС	ЦТП 2	0,064726	0,129452	2,25	2033
Тукая-4	Узел ГВС	ЦТП 2	0,07759	0,15518	2,25	2033
Тукая-6	Узел ГВС	ЦТП 2	0,132	0,264	2,4375	2033
Тукая-8	Узел ГВС	ЦТП 2	0,132	0,264	2,4375	2033
Тукая-10	Узел ГВС	ЦТП 2	0,132	0,264	2,4375	2033
Тукая-12	Узел ГВС	ЦТП 2	0,132	0,264	2,4375	2033
Тукая-14	Узел ГВС	ЦТП 2	0,099	0,198	2,25	2033
Тукая-16	Узел ГВС	ЦТП 2	0,0666	0,1332	2,25	2033
Тукая-18	Узел ГВС	ЦТП 2	0,046	0,092	2,25	2033
Строителей-9	Узел ГВС	ЦТП 2	0,1146	0,2292	2,4375	2033
Строителей-7а	Узел ГВС	ЦТП 2	0,0048715	0,009743	2,25	2033
Строителей-1А	Уз.ГВС-1 ж.д.1А	ЦТП 1	0,099	0,198	2,25	2033
Строителей-1А	Уз.ГВС-2 ж.д.1А	ЦТП 1	0,099	0,198	2,25	2033
Вокзальная-2а	Уз.ГВС-2 ж.д.2А	ЦТП 1	0,099	0,198	2,25	2033
Тукая-7	Узел ГВС	ЦТП 1	0,0666	0,1332	2,25	2033

Адрес узла ввода	Наименование узла	Номер источника	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/час	Расчетная максимальная нагрузка на ГВС, Гкал/час	Капитальные вложения, млн. руб.	Срок реализации
Вокзальная-2а	Уз.ГВС-1 ж.д.2А	ЦТП 1	0,12	0,24	2,4375	2033
Тукая-1	Узел ГВС	ЦТП 1	0,264	0,528	2,75	2033
ИТОГО					2397,69	

Табл. 3.69. Инвестиционный план реализации проекта по переходу на ИТП

Внедрение ИТП	Всего	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Узлов требуется оснастить, шт	962	130	113	109	114	81	92	104	177	25	17
Капитальные вложения, млн. руб.	2 397,69	307,50	276,31	270,56	290,00	204,00	232,00	263,13	456,25	58,16	39,79
в том числе за счет прибыли на развитие (экономия затрат при отказе от ЦТП), млн. руб.	1 024,20	25,73	51,46	77,19	102,92	128,65	154,38	180,10	205,83	58,16	39,79
за счет программы кап. ремонта, млн. руб	1 373,50	281,77	224,85	193,37	187,08	75,35	77,63	83,02	250,42		

Табл. 3.70. Расчет эффективности проекта по переходу на ИТП

Наименование	Ед.изм.	Значение
Капитальные вложения	млн. руб.	2 397,69
Экономический эффект в год	млн. руб.	209,165
Простой срок окупаемости	лет	11,46
Дисконтированный срок окупаемости	лет	18,32

Необходимый объем капитальных вложений 2,4 млрд. рублей. Реализация проекта возможна при условии наличия финансирования за счет республиканских, городских программ в размере 1,4 млрд. рублей в текущих ценах.

В связи со значительным объемом капитальных вложений и неопределенностью с источником финансирования, реализация проекта не учитывается в остальных разделах схемы теплоснабжения. В случае определения источника финансирования, проект должен быть учтен при следующих актуализациях.

В настоящее время для оценки экономического эффекта, а также отработки схемы взаимодействия между задействованными сторонами, выполнены работы по установке ИТП в жилых домах пр.Строителей 51 и 53.

Следующим этапом планируется выполнить реконструкцию системы теплоснабжения, горячего и холодного водоснабжения с переводом приготовления горячей воды из ЦТП -61 (4 жилых домов), ЦТП-63 (3 жилых домов) в ИТП.

По факту реализации пилотных проектов предлагается уточнить технические и финансовые параметра данного проекта, а также оценить сопутствующие расходы по мощности систем электроснабжения, обновлению сетей холодного водоснабжения, установке дополнительного насосного оборудования на сети ХВС.

4 Анализ изменений в мастер-плане схемы теплоснабжения

Основными отличиями мастер-плана актуализированной на 2023-ый год схемы теплоснабжения являются:

- предложение по реализации сценария с учетом перспективы нового Генерального плана;
- выявление повышенных потерь в сетях ГВС АО «ВКиЭХ» и предложение по их исключению с отказом от ЦТП и переходом на ИТП.