

**СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА ОМСКА
НА ПЕРИОД ДО 2040 ГОДА
(проект)**

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

ГЛАВА 5

Мастер-план развития систем теплоснабжения

СОСТАВ ПРОЕКТА

Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения.

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

Часть 1. Функциональная структура теплоснабжения.

Часть 2. Источники тепловой энергии.

Часть 3. Тепловые сети, сооружения на них.

Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии.

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

Часть 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки.

Часть 7. Балансы теплоносителя.

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

Часть 9. Надежность теплоснабжения.

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

Часть 11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения

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

Часть 13. Экологическая безопасность теплоснабжения.

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

Глава 3. Электронная модель системы теплоснабжения.

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

Глава 5. Мастер-план развития систем теплоснабжения.

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

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

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

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

Глава 10. Перспективные топливные балансы.

Глава 11. Оценка надежности теплоснабжения.

Глава 12. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию.

Глава 13. Индикаторы развития систем теплоснабжения.

Глава 14. Ценовые (тарифные) последствия.

Глава 15. Реестр единых теплоснабжающих организаций.

Глава 16. Реестр мероприятий схемы теплоснабжения.

Глава 17. Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения.

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

Глава 19. Оценка экологической безопасности теплоснабжения.

Схема теплоснабжения.

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

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

Раздел 3. Существующие и перспективные балансы теплоносителя.

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

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

Раздел 6. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей.

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

Раздел 8. Перспективные топливные балансы.

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

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

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

Раздел 12. Решения по бесхозяйным тепловым сетям.

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

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

Раздел 15. Ценовые (тарифные) последствия.

Раздел 16. Обеспечение экологической безопасности теплоснабжения.

СОДЕРЖАНИЕ

СПИСОК ТАБЛИЦ	7
СПИСОК РИСУНКОВ.....	9
ОПРЕДЕЛЕНИЯ.....	13
СОКРАЩЕНИЯ.....	15
1. Варианты перспективного развития систем теплоснабжения.....	17
1.1. Существующие проблемы систем теплоснабжения и направления их решения	17
1.2. Описание мероприятий Варианта № 1	37
1.3. Описание мероприятий Варианта № 2	78
1.4. Описание мероприятий Варианта № 3	107
2. Техничко-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения.....	133
2.1. Расчет тарифных последствий от перехода г. Омск в ценовую зону теплоснабжения	133
2.2. Результаты технико-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения	141
3. Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения.....	151
3.1. Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения для ЕТО № 1 АО "ОмскРТС"	151
3.2. Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения для ЕТО № 2 МП г. Омска "Тепловая компания" ...	154
3.3. Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения ЕТО № 3 ПО «Полет» филиал ФГУП «ГКНПЦ им. М.В. Хруничева.....	157
3.4. Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения ЕТО № 4 ООО «ОМСКТЕХУГЛЕРОД».....	161
3.5. Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения ЕТО № 5 АО «Омскшина».....	164
3.6. Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения ЕТО № 6 ООО «ПТЭ»	166
3.7. Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения ЕТО № 7 АО «ОНИИП».....	169
3.8. Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения ЕТО № 8 ФГБУ ЦЖКУ по ЦВО МО РФ	172
3.9. Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения ЕТО № 10 ООО «ТЕПЛОГЕНЕРИРУЮЩИЙ КОМПЛЕКС».....	174
3.10. Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения ЕТО № 11 ОМСКИЙ РВПиС	177
3.11. Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения ЕТО № 12 ООО "Малая генерация"	180
3.12. Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения ЕТО № 13 ООО "Тепловая компания"	183

3.13.	Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения ЕТО № 14 ООО "Мечта"	186
3.14.	Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения ЕТО № 15 ПАО «Омский каучук»	189
3.15.	Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения ЕТО № 16 ООО "КомплексТеплоСервис"	191
3.16.	Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения ЕТО № 17 ООО «Энергопоставка»	194
3.17.	Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения ЕТО № 18 АСУСО «Омский психоневрологический интернат»	197
3.18.	Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения ЕТО № 19 БСУСО «Кировский дом-интернат для умственно-отсталых детей»	200
3.19.	Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения ЕТО № 22 ООО СМТ «Стройбетон»	202
3.20.	Общие выводы по приоритетному варианту развития города	205
4.	Технико-экономическая оценка мероприятий по переключению потребителей в авиагородке	207
5.	Описание изменений в мастер-плане развития систем теплоснабжения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	212
	Приложение	215

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1. Резервы и дефициты по договорной и фактической тепловой нагрузке существующей системы теплоснабжения	26
Таблица 2. Перечень котельных, находящихся в радиусе эффективного теплоснабжения источников комбинированной выработки энергии	33
Таблица 3. Сводные данные по материальной характеристике новых тепловых сетей, необходимых для подключения новых потребителей.....	50
Таблица 4. Сводные данные по длине новых тепловых сетей, необходимых для подключения новых потребителей.....	51
Таблица 5. Сводные данные по материальной характеристике реконструируемых тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса.....	53
Таблица 6. Сводные данные по длине тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	55
Таблица 7. Сводные данные по материальной характеристике реконструируемых тепловых сетей с увеличением диаметра, необходимых для подключения новых потребителей	57
Таблица 8. Сводные данные по длине реконструируемых тепловых сетей с увеличением диаметра, необходимых для подключения новых потребителей.....	59
Таблица 9. Мероприятия по увеличению тепловой мощности котельной КРК ОА "ОмскРТС"	62
Таблица 10. Мероприятия по увеличению тепловой мощности котельной ООО "Малая генерация".....	62
Таблица 11. Мероприятия по увеличению тепловой мощности котельной ООО СМТ "Стройбетон"	63
Таблица 12. Мероприятия по изменению тепловой мощности котельных МП г. Омска "Тепловая компания"	63
Таблица 13. Стоимость строительства новых котельных	73
Таблица 15. Прогноз необходимого объема переключений тепловых сетей для сохранения текущего срока службы тепловых сетей к 2040 году	80
Таблица 16. Прогноз необходимой длины переключаемых тепловых сетей для улучшения технического состояния тепловых сетей к 2040 году	82
Таблица 18. Технические характеристики и стоимость мероприятий для переключения котельных 3.04 и 5.07 на ТЭЦ-5	90
Таблица 19. Баланс тепловой мощности ТЭЦ-5 с учетом переключения котельных	93
Таблица 20. Мероприятия по переключению котельных на ТЭЦ-3	97
Таблица 21. Баланс тепловой мощности ТЭЦ-3 с учетом переключения котельных	101
Таблица 22. Мероприятия по переключению котельных на Мини-ТЭЦ.....	105
Таблица 23. Баланс тепловой мощности Мини-ТЭЦ с учетом переключения котельных	106
Таблица 24. Мероприятия по переключению котельных на ТЭЦ-5	110
Таблица 25. Баланс тепловой мощности ТЭЦ-5 с учетом переключения котельных	115
Таблица 26. Мероприятия по переключению котельных на ТЭЦ-3	118
Таблица 27. Баланс тепловой мощности ТЭЦ-3 с учетом переключения котельных	122
Таблица 28. Мероприятия по переключению котельных на Мини-ТЭЦ.....	127
Таблица 29. Баланс тепловой мощности Мини-ТЭЦ с учетом переключения котельных	132

Таблица 30. Расчет тарифа ценовой зоны для периода 2022 – 2040 гг.....	134
Таблица 31. Результаты расчетов экономической эффективности для вариантов развития по всем ЕТО в г. Омск	142
Таблица 32. Результаты расчетов тарифных последствий для вариантов развития по всем ЕТО в г. Омск	145
Таблица 33. Мероприятия по переключению потребителей.....	207
Таблица 34. Расчет экономической эффективности для переключения потребителей микрорайона Авиагородок ЕТО № 13	210
Таблица 35. Результаты расчетов экономической эффективности Вариантов развития по каждой ЕТО	215

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 2. Средний срок эксплуатации и повреждения тепловых сетей в зоне действия ЕТО-1 при существующей системе тарифного регулирования	19
Рисунок 6. Сравнение существующего тарифа для конечного потребителя и необходимого уровня тарифа для ЕТО-1	21
Рисунок 8. Средний срок эксплуатации и повреждения тепловых сетей в зоне действия ЕТО-2 при существующей системе тарифного регулирования	23
Рисунок 10. Средний срок эксплуатации и повреждения тепловых сетей в зоне действия ЕТО-2 при реализации необходимого объема переключений тепловых сетей.....	24
Рисунок 12. Сравнение существующего тарифа для конечного потребителя и необходимого уровня тарифа для ЕТО-2.....	25
Рисунок 13. Пьезометрический график по направлению «ТЭЦ-2 - ЧП Лукашева» после подключения перспективной тепловой нагрузки	28
Рисунок 14. Пьезометрический график по направлению «ТЭЦ-2 - Жилой дом по ул. Крымская» после подключения перспективной тепловой нагрузки	29
Рисунок 15. Пьезометрический график по направлению «ТЭЦ-2 - Кафе (Лит.Р, Р1) по ул. Труда» после подключения перспективной тепловой нагрузки	29
Рисунок 16. Пьезометрический график по направлению «ТЭЦ-3 - Жилой дом с ПОН» после подключения перспективной тепловой нагрузки.....	30
Рисунок 17. Пьезометрический график по направлению «ТЭЦ-3 - Жилой дом по пр. Менделеева» после подключения перспективной тепловой нагрузки	30
Рисунок 18. Пьезометрический график по направлению «ТЭЦ-5 - Редакция Союзбланкиздат» после подключения перспективной тепловой нагрузки	31
Рисунок 19. Пьезометрический график по направлению «ТЭЦ-5 - ДОУ на 260 мест (№4.1.11 по г/п), ул. 3-я Транспортная» после подключения перспективной тепловой нагрузки	31
Рисунок 20. Пьезометрический график по направлению «КРК - Жилой дом, ТУ-1» после подключения перспективной тепловой нагрузки	32
Рисунок 21. Пьезометрический график по направлению «КРК - Жилой дом» после подключения перспективной тепловой нагрузки	32
Рисунок 22. Схема взаимного расположения зон действия ТЭЦ-3 (обозначена бежевым цветом), ТЭЦ-5 (обозначена синим цветом), Мини-ТЭЦ (обозначена красным цветом) и котельных, находящихся в радиусах эффективного теплоснабжения ТЭЦ	34
Рисунок 23. Схема строительства 2-ой очереди теплотрассы "Релеро" (отмечена красным цветом)	37
Рисунок 24. Схема строительства подающего трубопровода диаметром 800 мм от ТК-III-B-6 в сторону ТК-III-B-7 (отмечена красным цветом)	38
Рисунок 25. Схема строительства теплотрассы от котельной КРК до К-IV-11 (отмечена красным цветом)	38
Рисунок 26. Схема трассировки участка теплотрассы «Северного» луча от V-C-ТК-6/1 до V-C-ТК-12 (отмечена оранжевым цветом)	40
Рисунок 27. Схема трассировки участка теплотрассы от V-C-ТК-12 до V-C-ТК-16 (отмечена оранжевым цветом).....	41

Рисунок 28. Схема трассировки участка теплотрассы от V-С-ТК-16 до ПНС-9 (отмечена оранжевым цветом).....	41
Рисунок 29. Схема трассировки участка теплотрассы от I-3-ТК-49/0 в сторону I-3-ТК-49/05 с увеличением диаметра с 500-600 мм на 700 мм протяженностью 1146 м (отмечена оранжевым цветом).....	41
Рисунок 30. Схема трассировки участка теплотрассы от I-3-ТК-49/05 в сторону I-3-ТК-49/07 (отмечена красным цветом)	42
Рисунок 31. Схема трассировки участка теплотрассы от ТК-III-С-43 в сторону ТК-III-В-52 (отмечена оранжевым цветом).....	42
Рисунок 32. Схема трассировки участка теплотрассы от ТК-V-ЗС-П-4 в сторону ПНС-8 север РД(о) и от ПНС-8 север РД(о) в сторону ПНС-8 (отмечена оранжевым цветом)	43
Рисунок 33. Схема трассировки участка теплотрассы от ТК III-V-С-32 до ТПНС-305 (отмечена оранжевым цветом).....	44
Рисунок 34. Схема трассировки участка теплотрассы от ТК V- В-15/8 в сторону ТК V-Ю-6 (отмечена оранжевым цветом).....	44
Рисунок 35. Схема трассировки участка теплотрассы от ТК-16 до ТК-17 (отмечена оранжевым цветом).....	45
Рисунок 36. Схема трассировки участка теплотрассы от ТК-18 в сторону ЦТП-680 (отмечена оранжевым цветом).....	45
Рисунок 37. Схема трассировки участка теплотрассы от ТК-V-В-88 до ТК-88/6 (отмечена оранжевым цветом).....	46
Рисунок 38. Схема трассировки участка теплотрассы от ТК-53/5 до ТК-53/6; от УТ-53/4-7 до ТК-53/5 и от ТК-57/4 до УТ-53/4-7 (отмечена оранжевым цветом).....	46
Рисунок 39. Схема переключений в сети АО "ОмскРТС" между котельной КРК и ТЭЦ-3 для обеспечения перспективных гидравлических режимов работы тепловых сетей	48
Рисунок 40. Схема переключений в сети АО "ОмскРТС" между ТЭЦ-3 и ТЭЦ-5 для обеспечения перспективных гидравлических режимов работы тепловых сетей	48
Рисунок 41. Перспективная схема работы тепловой сети АО "ОмскРТС"	49
Рисунок 42. Схема расположения площадок 10106, 10114, 10139.....	67
Рисунок 43. Схема расположения площадок 10126, 10142	67
Рисунок 44. Схема расположения площадок 20102, 20111	68
Рисунок 45. Схема расположения площадки 20103.....	68
Рисунок 46. Схема расположения площадок 20106, 20145, 20319.....	69
Рисунок 47. Схема расположения площадок 20113, 20125, 20138, 20155.....	69
Рисунок 48. Схема расположения площадок 20132, 20135	70
Рисунок 49. Схема расположения площадок 20324	70
Рисунок 50. Схема расположения площадки 20360.....	70
Рисунок 51. Схема расположения площадки 50105, 50106, 50140, 50158, 50159, 50314.....	71
Рисунок 52. Схема расположения площадки 60501	71
Рисунок 53. Схема расположения площадки 61103	72
Рисунок 54. Схема расположения площадки 61302.....	72
Рисунок 55. Взаимное расположение зон действия ТЭЦ-5 (обозначена синим цветом) и котельных (обозначены фиолетовым цветом), в радиусе эффективного теплоснабжения ТЭЦ-5	87

Рисунок 56. Схема реконструкции существующей тепломагистрали (обозначена оранжевым цветом), схема строительства тепломагистрали (обозначена красным цветом) для подключения потребителей котельной 3.04 и 5.07	88
Рисунок 61. Взаимное расположение зон действия ТЭЦ-3 (обозначена бежевым цветом) и котельных (обозначены оранжевым цветом), в радиусе эффективного теплоснабжения ТЭЦ-3	94
Рисунок 62. Схема реконструкции существующей тепломагистрали (обозначена оранжевым цветом), схема строительства тепломагистрали (обозначена красным цветом) для подключения потребителей котельной 4.31, С. Тюленина, 1.09	95
Рисунок 67. Взаимное расположение зон действия Мини-ТЭЦ (обозначена тускло красным цветом) и котельных (обозначены ярко красным цветом), в радиусе эффективного теплоснабжения Мини-ТЭЦ	102
Рисунок 68. Схема реконструкции существующей тепломагистрали (обозначена оранжевым цветом), схема строительства тепломагистрали (обозначена красным цветом) для подключения потребителей котельных 5.36, 5.21	103
Рисунок 69. Расчетный участок тепловой сети от Мини-ТЭЦ до проектируемого ЦТП взамен котельной 5.36 (выделен красным).....	104
Рисунок 70. Пьезометрический график тепловой сети от Мини-ТЭЦ до проектируемого ЦТП взамен котельной 5.36 после переключения котельных и реализации мероприятий по реконструкции сетей с увеличением диаметра	105
Рисунок 74. Пьезометрический график тепловой сети от ТЭЦ-5 до проектируемого ЦТП взамен котельной 5.43 после переключения котельных и реализации мероприятий по реконструкции сетей с увеличением диаметра	114
Рисунок 80. Расчетный участок тепловой сети от Мини-ТЭЦ до потребителей котельной 5.24 (выделен красным).....	129
Рисунок 82. Пьезометрический график тепловой сети от Мини-ТЭЦ до потребителей котельной 5.24 после переключения котельных и реализации мероприятий по реконструкции сетей с увеличением диаметра	131
Рисунок 83. Сравнение роста тарифов ЕТО № 1	153
Рисунок 84. Сравнение роста тарифов ЕТО № 2 с учетом технического перевооружения и роста тарифа,	156
прогнозируемого в соответствии с индексами МЭР по Варианту развития № 1	156
Рисунок 85. Сравнение роста тарифов ЕТО № 3, котельная О с учетом технического перевооружения и роста тарифа, прогнозируемого в соответствии с индексами МЭР	159
Рисунок 86. Сравнение роста тарифов ЕТО № 3, котельная Г с учетом технического перевооружения и роста тарифа, прогнозируемого в соответствии с индексами МЭР	160
Рисунок 87. Сравнение роста тарифов ЕТО № 4 с учетом технического перевооружения и роста тарифа, прогнозируемого в соответствии с индексами МЭР	163
Рисунок 88. Сравнение роста тарифов ЕТО № 5 с учетом технического перевооружения и роста тарифа, прогнозируемого в соответствии с индексами МЭР	165
Рисунок 89. Сравнение роста тарифов ЕТО № 6 с учетом технического перевооружения и роста тарифа, прогнозируемого в соответствии с индексами МЭР	168
Рисунок 90. Сравнение роста тарифов ЕТО № 7 с учетом технического перевооружения и роста тарифа, прогнозируемого в соответствии с индексами МЭР	171

Рисунок 91. Сравнение роста тарифов ЕТО № 8 с учетом технического перевооружения и роста тарифа, прогнозируемого в соответствии с индексами МЭР	173
Рисунок 92. Сравнение роста тарифов ЕТО № 10 с учетом технического перевооружения и роста тарифа, прогнозируемого в соответствии с индексами МЭР	176
Рисунок 93. Сравнение роста тарифов ЕТО № 11 с учетом технического перевооружения и роста тарифа, прогнозируемого в соответствии с индексами МЭР	179
Рисунок 94. Сравнение роста тарифов ЕТО № 12 с учетом технического перевооружения и роста тарифа,	182
прогнозируемого в соответствии с индексами МЭР	182
Рисунок 95. Сравнение роста тарифов ЕТО № 13 с учетом технического перевооружения и роста тарифа,	185
прогнозируемого в соответствии с индексами МЭР	185
Рисунок 96. Сравнение роста тарифов ЕТО № 14 с учетом технического перевооружения и роста тарифа,	188
прогнозируемого в соответствии с индексами МЭР	188
Рисунок 97. Сравнение роста тарифов ЕТО № 15 с учетом технического перевооружения и роста тарифа,	190
Рисунок 98. Сравнение роста тарифов ЕТО № 16 с учетом технического перевооружения и роста тарифа,	193
прогнозируемого в соответствии с индексами МЭР	193
Рисунок 99. Сравнение роста тарифов ЕТО № 17 с учетом технического перевооружения и роста тарифа,	196
прогнозируемого в соответствии с индексами МЭР	196
Рисунок 100. Сравнение роста тарифов ЕТО № 18 с учетом технического перевооружения и роста тарифа,	199
прогнозируемого в соответствии с индексами МЭР	199
Рисунок 101. Сравнение роста тарифов ЕТО № 19 с учетом технического перевооружения и роста тарифа,	201
прогнозируемого в соответствии с индексами МЭР	201
Рисунок 102. Сравнение роста тарифов ЕТО № 22 с учетом технического перевооружения и роста тарифа,	204
прогнозируемого в соответствии с индексами МЭР	204
Рисунок 104. Сравнение роста тарифов ЕТО № 13 с учетом переключения потребителей	211

ОПРЕДЕЛЕНИЯ

В настоящей главе применяют следующие термины с соответствующими определениями.

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

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

СОКРАЩЕНИЯ

В настоящей главе применяются следующие сокращения:

ВК – водогрейный котел;

ПВК – пиковая водогрейная котельная;

ПГУ – парогазовая установка;

ПСГ, ПСВ – подогреватель сетевой воды;

РОУ – редукционно-охладительная установка;

РСО – ресурсоснабжающая организация;

СН – собственные нужды;

ХН – хозяйственные нужды;

ТСЖ – товарищество собственников жилья;

ТСО – теплоснабжающая организация;

ТС – тепловые сети;

ТФУ – теплофикационная установка;

ТЭ – тепловая энергия;

ТЭК – топливно-энергетический комплекс;

ГВС – горячее водоснабжение;

ЕТО – единая теплоснабжающая организация;

ЖСК – жилищно-строительный кооператив;

ОИЭК – организации инженерно-энергетического комплекса;

МУП – муниципальное унитарное предприятие;

ЕГСТ – единая газотранспортная система;

КС – компрессорная станция;

МГ – магистральный газопровод;

АО – акционерное общество;

ОЗНТ – общий нормативный запас основного и резервного видов топлива;

ООО – общество с ограниченной ответственностью;

ННЗТ – неснижаемый нормативный запас топлива;

НЭЗТ – нормативный эксплуатационный запас топлива;

ПХГ – подземное хранилище газа;

РТХ – резервное топливное хозяйство;

ТЭБ – топливно-энергетический баланс;

ТЭР – топливно-энергетические ресурсы;

ТЭС – тепловая электростанция;

ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;

УРУТ – удельный расход условного топлива;

ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России – федеральное государственное бюджетное учреждение "Центральное жилищно-коммунальное управление" министерства обороны;

ЭС – электростанция;

ЭЭ – электрическая энергия;

ОАО «РЖД» – открытое акционерное общество «Российские железные дороги».

1. Варианты перспективного развития систем теплоснабжения

1.1. Существующие проблемы систем теплоснабжения и направления их решения

В соответствии с Разделом 12 Главы 1 к существующим техническим и технологическим проблемам в системах теплоснабжения г. Омска относятся:

1. высокая степень износа тепловых сетей, которая влечет рост повреждаемости и увеличение потерь в тепловых сетях;
2. ограничения тепловой мощности источников теплоснабжения и пропускной способности тепловых сетей, препятствующие подключению новых потребителей;
3. значительная разница в тарифах на услуги теплоснабжения для конечных потребителей, находящихся в зонах действия разных ЕТО.

1.1.1. Проблемы высокой степени износа тепловых сетей и увеличения потерь при транспортировке теплоносителя

Проблема высокой степени износа тепловых сетей анализируется на примере тепловых сетей в зонах действия ЕТО-1 и ЕТО-2, на долю которых суммарно приходится 90 % (соответственно 79% и 11 %) от материальной характеристики всех тепловых сетей в городе.

Общая протяженность трубопроводов (в однострубно́м исчислении), имеющих срок службы более 30 лет составляет 1317 км или 41,6 % при расчете по материальной характеристике. Основная доля этих сетей приходится на зону действия ЕТО-1 АО "Омск РТС" - 962 км в однострубно́м исчислении или 49,6 % по материальной характеристике. В зоне действия ЕТО-2 МП г. Омска "Тепловая компания" данный показатель составляет 66 км в однострубно́м исчислении или 4,9 % по материальной характеристике.

Зона действия ЕТО-1 АО «ОмскРТС»

В тарифно-балансовой модели ЕТО-1 были выполнены прогнозы возможных объемов финансирования мероприятия по реконструкции тепловых сетей с превышенным сроком эксплуатации. При этом учитывались действующие инвестиционные программы теплоснабжающих и теплосетевых организаций в зоне действия ЕТО-1 (до 2026 года у АО «ОмскРТС» и до 2025 года для МП г. Омска «Тепловая компания»), а также комплекс необходимых мероприятий по подключению новых потребителей к тепловым сетям. В итоге было определено, что при сохранении текущего тарифного регулирования, т.е. при ежегодной индексации тарифов на уровне не выше 4 % в год, возможный объем инвестиций в перекладку тепловых сетей составит 11,4 млрд. руб. в период с 2023 по 2040 год. С учетом действующих «Укрупненных нормативов цены строительства. НЦС 81-02-13-2022. Сборник № 13. Наружные тепловые сети» были определены возможные объемы

реконструкции тепловых сетей исходя из полученных капитальных вложений (Рисунок 1). Полученные данные показывают, что в период с 2023 до 2040 года объема финансирования хватит на перекладку 50 947 м² материальной характеристики тепловых сетей или 9,7 % от общей материальной хараткеристики тепловых сетей в зоне действия ЕТО-1. Среднегодовой объем перекладки с 2023 по 2040 год составит 0,5 % от существующей материальной характеристики тепловых сетей в зоне действия ЕТО-1.

Планомерное увеличение объема перекладок с 0,3 до 1,1 % от общей материальной характеристики тепловых сетей в зоне действия ЕТО-1, прогнозируемое на рисунке 1, определено из условия подключения большого количества новых потребителей на площадках перспективной застройки к сетям ЕТО-1, что увеличит полезный отпуск тепла потребителям, и позволит ограниченно увеличить инвестиции в тепловые сети в рамках утвержденного тарифа.



Рисунок 1. Прогнозируемый объем перекладок тепловых сетей при существующей системе тарифного регулирования

Исходя из полученного прогноза объема перекладок тепловых сетей были определены средний срок службы и повреждаемость тепловых сетей в период с 2023 до 2040 года (Рисунок 2). Анализ этих данных показывает, что средний срок службы тепловых сетей увеличится с 35 до 49 лет, а повреждаемость возрастет с 1036 до 1490 (на 44 %). Данные показатели однозначно свидетельствуют о недостаточном прогнозируемом объеме реконструкций тепловых сетей для поддержания надежного теплоснабжения потребителей в городе при существующей системе тарифного регулирования.

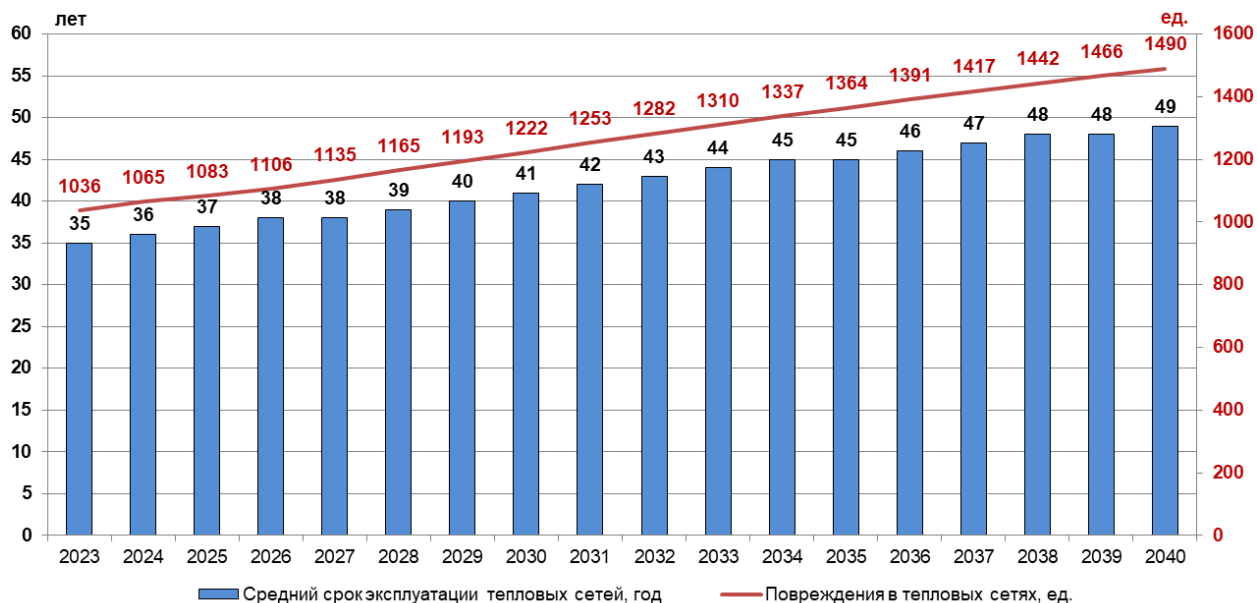


Рисунок 2. Средний срок эксплуатации и повреждения тепловых сетей в зоне действия ЕТО-1 при существующей системе тарифного регулирования

Исходя из условия недопущения деградации технического состояния тепловых сетей были выполнены расчеты необходимого объема перекладки тепловых сетей (Рисунок 3). На основании выполненных расчетов можно сделать вывод, что необходимый объем реконструкции тепловых сетей до 2040 года должен составить не менее 317 326 м² материальной характеристики тепловых сетей или 60,5 % от существующей материальной характеристики тепловых сетей в зоне действия ЕТО-1. В таком случае среднегодовой объем перекладки тепловых сетей составит 3,4 % от общей материальной характеристики тепловых сетей в зоне действия ЕТО-1.



Рисунок 3. Требуемый объем перекладок тепловых сетей в зоне действия ЕТО-1 при существующей системе тарифного регулирования

В таком случае можно ожидать снижение к 2040 году среднего срока службы тепловых сетей с 35 до 30 лет (Рисунок 4) и небольшого сокращения повреждаемости тепловых сетей с 1017 до 993 (на 2,3 %) за счет перекладки наиболее проблемных участков тепловых сетей.

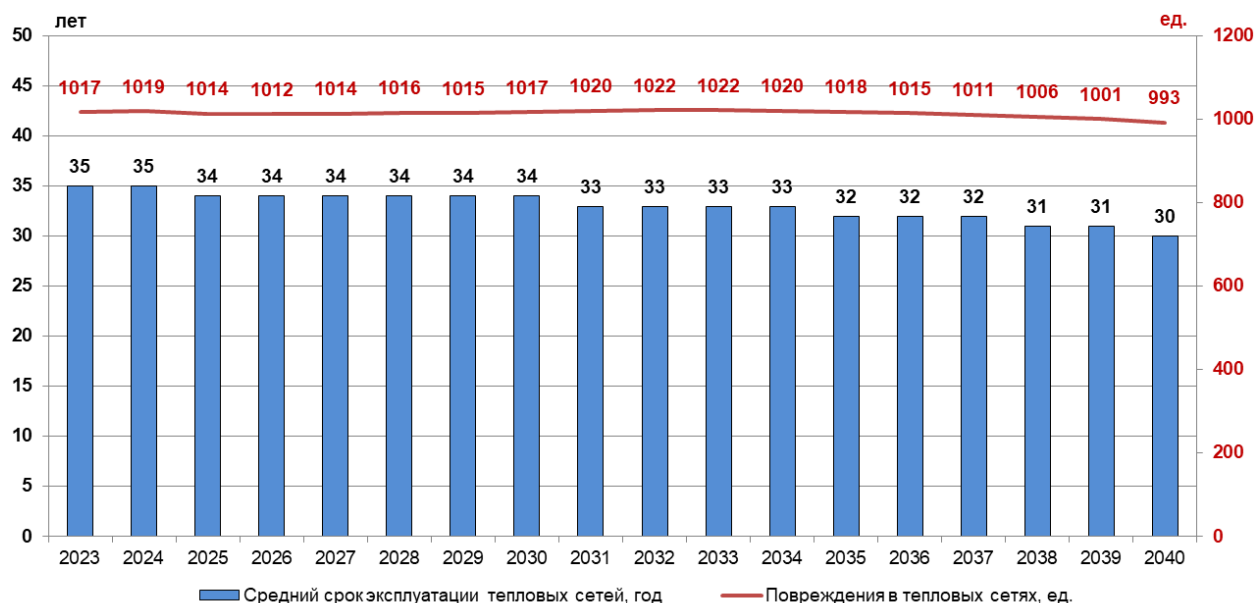


Рисунок 4. Средний срок эксплуатации и повреждения тепловых сетей в зоне действия ЕТО-1 при реализации необходимого объема перекладок тепловых сетей

Анализ выполненных расчетов позволяет сделать вывод о необходимости увеличения объема финансирования тепловых сетей в 6 раз по сравнению с текущими капитальными вложениями до 68,3 млрд. руб. (Рисунок 5).

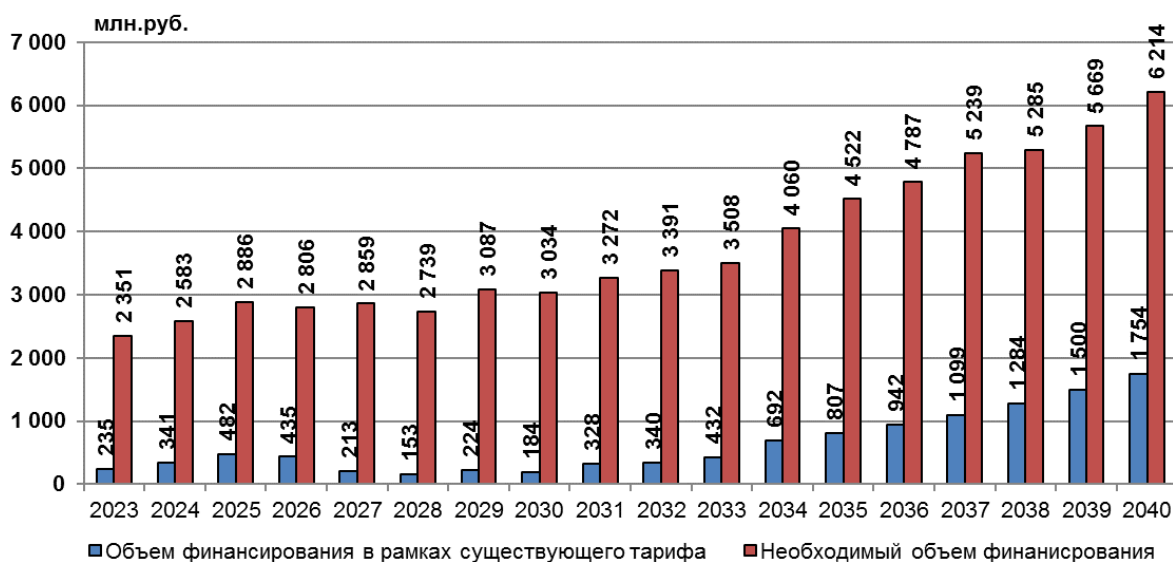


Рисунок 5. Сравнение прогноза капитальных вложений в перекладку тепловых сетей в зоне действия ЕТО-1 при существующем тарифном регулировании с прогнозом необходимого объема инвестиций для среднегодовой перекладки 3,4 % сетей

При сохранении финансирования в рамках существующего тарифного регулирования недофинансирование мероприятий по перекладке тепловых сетей в период с 2023 года до 2040 года составит 56,8 млрд. руб.

С целью определения величины роста тарифа на теплоснабжение для финансирования необходимого объема перекладки тепловых сетей были выполнены расчеты тарифных последствий для конечного потребителя (Рисунок 6). По итогам расчета можно сделать вывод о необходимости увеличения тарифа для конечного потребителя в период с 2023 по 2040 годы на 121 – 427 рублей за 1 Гкал (рост на 7,0 – 20,6 %), что недопустимо при существующем тарифном регулировании.

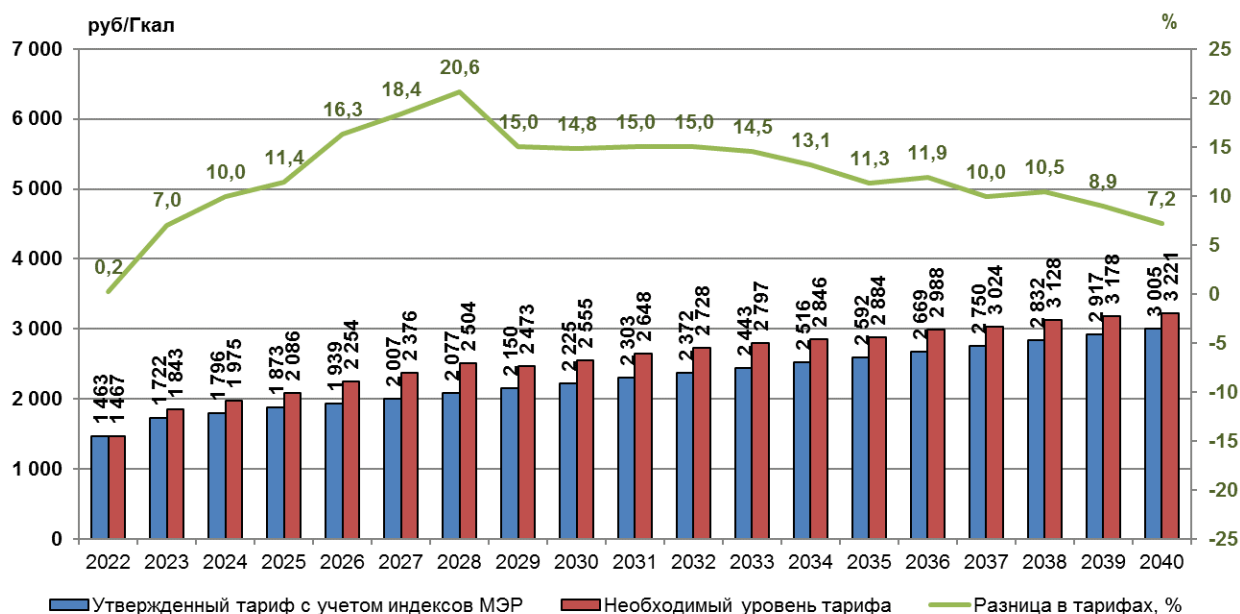


Рисунок 6. Сравнение существующего тарифа для конечного потребителя и необходимого уровня тарифа для ЕТО-1

В качестве дополнительных источников финансирования для покрытия обозначенной межтарифной разницы предлагается использовать бюджетное финансирование или переход в ценовую зону теплоснабжения с последующим ростом тарифа на теплоснабжение для конечного потребителя.

Расчет тарифных последствий от перехода г. Омск в ценовую зону теплоснабжения выполнен в Разделе 2.1 данной Главы.

Зона действия ЕТО-2 МП г. Омска «Тепловая компания»

В тарифно-балансовой модели ЕТО-2 были выполнены прогнозы возможных объемов финансирования мероприятия по реконструкции тепловых сетей с превышенным сроком эксплуатации. При этом учитывалась действующая инвестиционная программа до 2025 года МП г. Омска «Тепловая компания», планируемые данной ТСО до 2033

мероприятия, а также комплекс необходимых мероприятий по подключению новых потребителей к тепловым сетям. В итоге было определено, что при сохранении текущего тарифного регулирования, т.е. при ежегодной индексации тарифов на уровне не выше 4 % в год, возможный объем инвестиций в перекладку тепловых сетей составит 1,8 млрд. руб. в период с 2023 по 2040 год. С учетом действующих «Укрупненных нормативов цены строительства. НЦС 81-02-13-2022. Сборник № 13. Наружные тепловые сети» были определены возможные объемы реконструкции тепловых сетей исходя из полученных капитальных вложений (Рисунок 7). Полученные данные показывают, что в период до 2040 года объема финансирования хватит на перекладку 8 454 м² материальной характеристики тепловых сетей или 11,5 % от общей материальной характеристики тепловых сетей в зоне действия ЕТО-2. Среднегодовой объем перекладки с 2023 по 2040 год составит 0,6 % от существующей материальной характеристики тепловых сетей в зоне действия ЕТО-1.

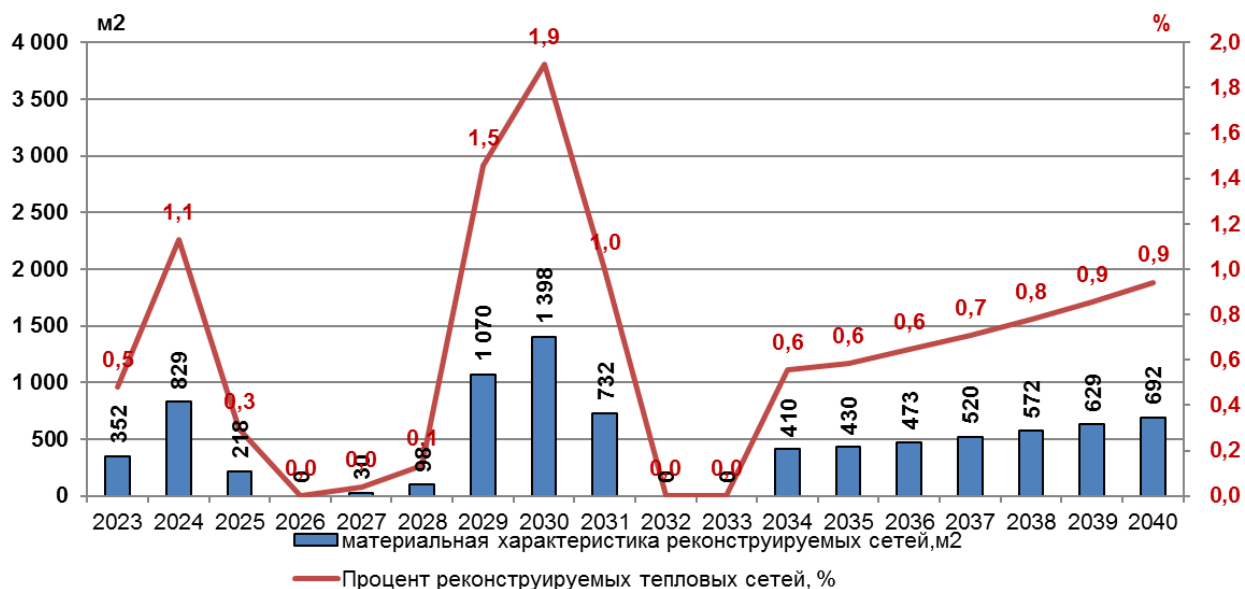


Рисунок 7. Прогнозируемый объем перекладок тепловых сетей при существующей системе тарифного регулирования

Исходя из полученного прогноза объема перекладок тепловых сетей были определены средний срок службы и повреждаемость тепловых сетей в период с 2023 до 2040 года (Рисунок 8). Анализ этих данных показывает, что средний срок службы тепловых сетей увеличится с 17 до 31 лет, а повреждаемость возрастет с 42 до 76 (на 81 %). Данные показатели однозначно свидетельствуют о недостаточном прогнозируемом объеме реконструкций тепловых сетей для поддержания надежного теплоснабжения потребителей в городе при существующей системе тарифного регулирования.

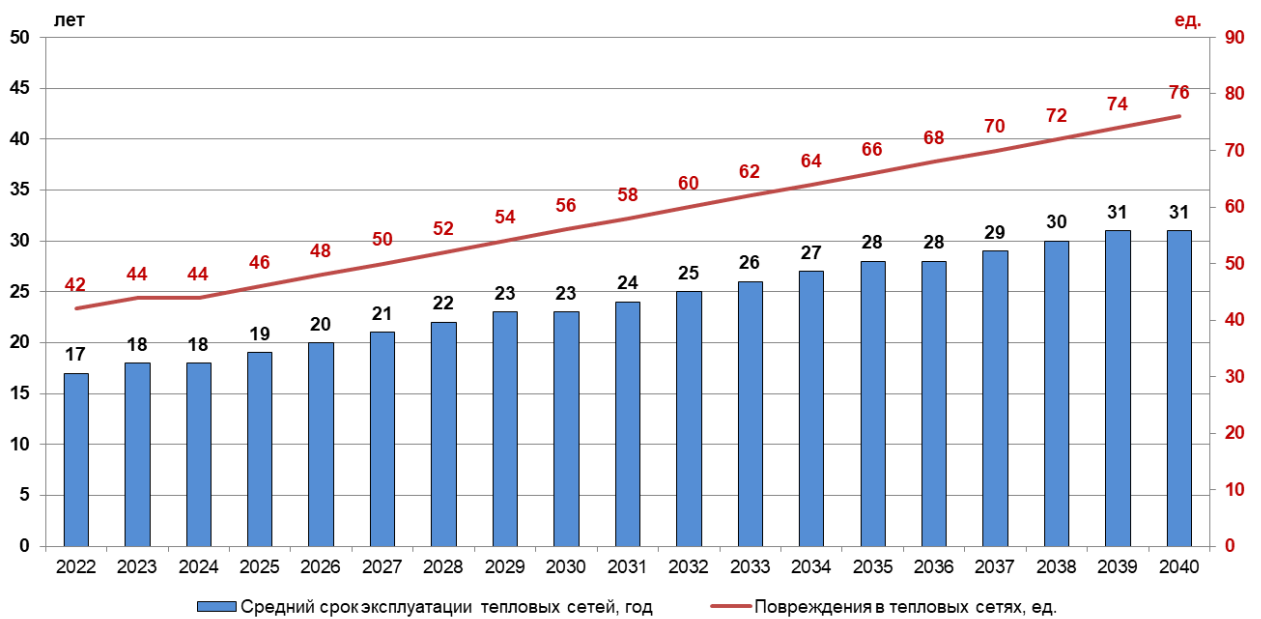


Рисунок 8. Средний срок эксплуатации и повреждения тепловых сетей в зоне действия ЕТО-2 при существующей системе тарифного регулирования

Исходя из условия недопущения деградации технического состояния тепловых сетей были выполнены расчеты необходимого объема перекладки тепловых сетей (Рисунок 9). На основании выполненных расчетов можно сделать вывод, что необходимый объем реконструкции тепловых сетей с 2023 до 2040 год должен составить не менее 49 807 м² (Рисунок 9). материальной характеристики тепловых сетей или 67,8 % от существующей материальной характеристики тепловых сетей в зоне действия ЕТО-2. В таком случае среднегодовой объем перекладки тепловых сетей составит 3,8 % от общей материальной характеристики тепловых сетей в зоне действия ЕТО-2.



Рисунок 9. Требуемый объем перекладок тепловых сетей в зоне действия ЕТО-2 при существующей системе тарифного регулирования

В таком случае можно ожидать снижение к 2040 году среднего срока службы тепловых сетей с 17 до 15 лет (Рисунок 10) и небольшого сокращения повреждаемости тепловых сетей с 42 до 36 за счет перекладки наиболее проблемных участков тепловых сетей.

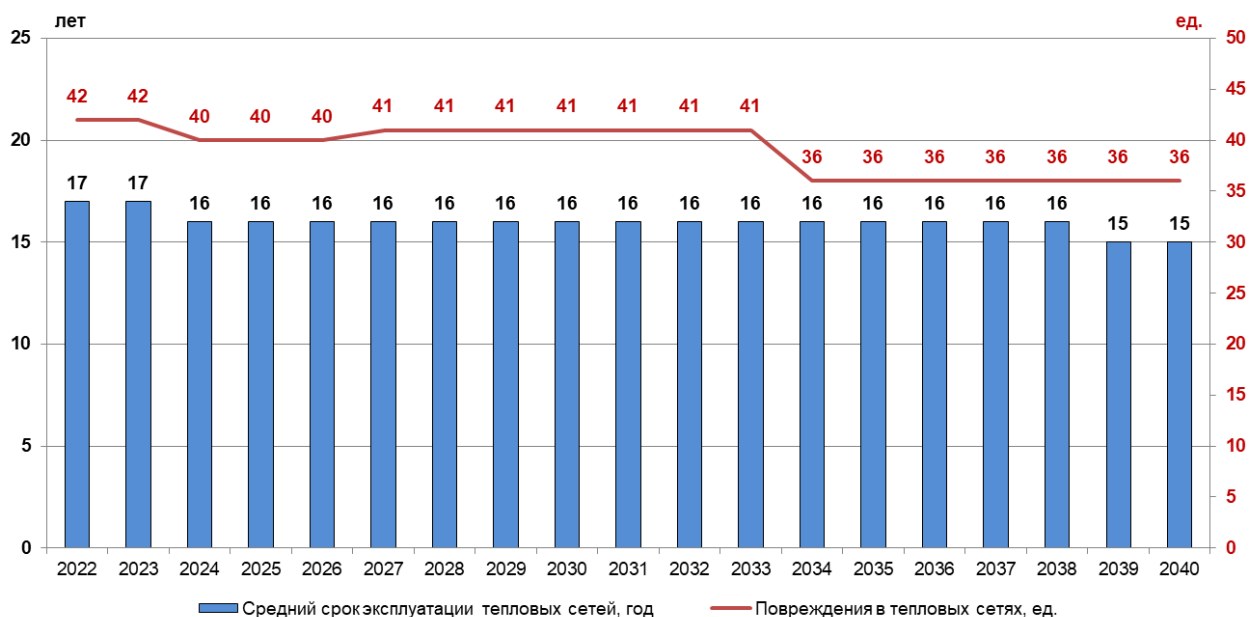


Рисунок 10. Средний срок эксплуатации и повреждения тепловых сетей в зоне действия ЕТО-2 при реализации необходимого объема перекладок тепловых сетей

Анализ выполненных расчетов позволяет сделать вывод о необходимости увеличения объема финансирования тепловых сетей в 6 раз по сравнению с текущими капитальными вложениями до 11,0 млрд. руб. (Рисунок 11).

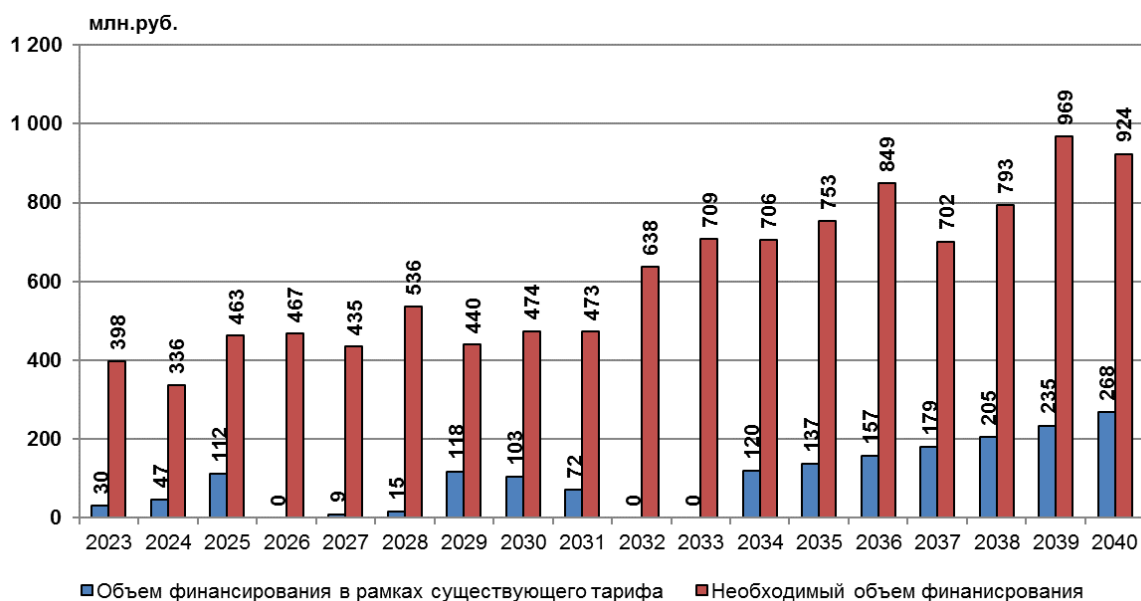


Рисунок 11. Сравнение прогноза капитальных вложений в перекладку тепловых сетей в зоне действия ЕТО-2 при существующем тарифном регулировании с прогнозом необходимого объема инвестиций для среднегодовой перекладки 3,8 % сетей

При сохранении финансирования в рамках существующего тарифного регулирования недофинансирование мероприятий по перекладке тепловых сетей в период до 2040 года составит 9,2 млрд. руб.

С целью определения величины роста тарифа на теплоснабжение для финансирования необходимого объема перекладки тепловых сетей были выполнены расчеты тарифных последствий для конечного потребителя (Рисунок 12). По итогам расчета можно сделать вывод о необходимости увеличения тарифа для конечного потребителя в период с 2023 по 2040 годы на 329 – 1025 рублей за 1 Гкал (рост на 16,0 – 33,9 %), что недопустимо при существующем тарифном регулировании.

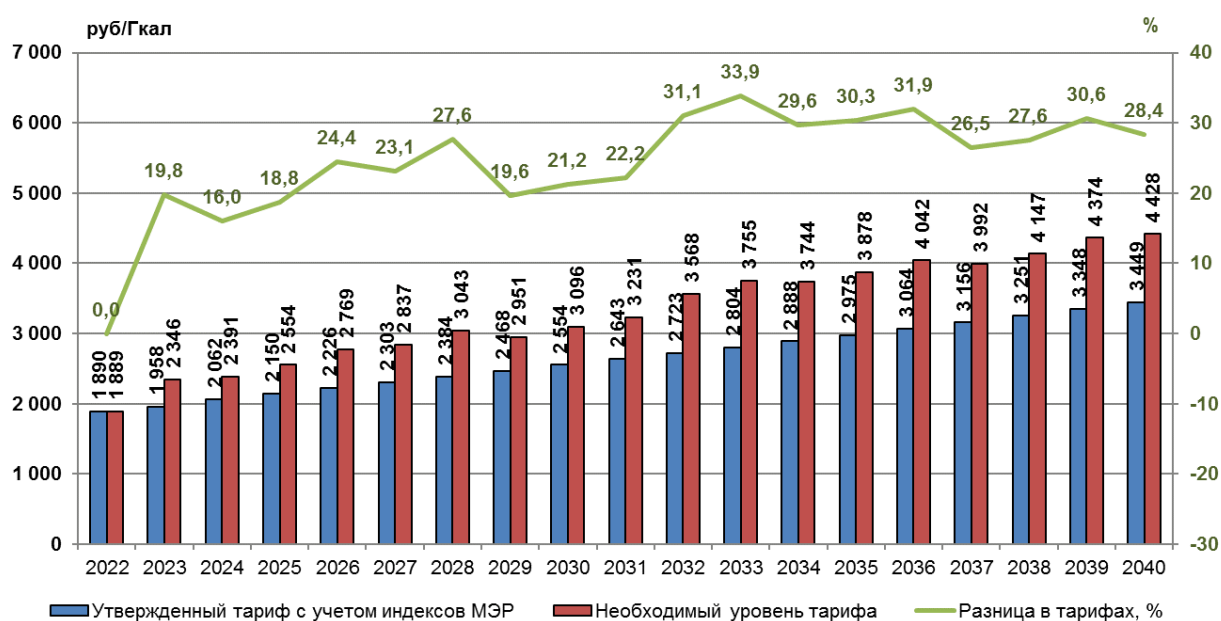


Рисунок 12. Сравнение существующего тарифа для конечного потребителя и необходимого уровня тарифа для ЕТО-2

В качестве дополнительных источников финансирования для покрытия обозначенной межтарифной разницы предлагается использовать бюджетное финансирование или переход в ценовую зону теплоснабжения с последующим ростом тарифа на теплоснабжение для конечного потребителя.

Расчет тарифных последствий от перехода г. Омск в ценовую зону теплоснабжения выполнен в Разделе 2.1 данной Главы.

1.1.2. Проблемы ограничения тепловой мощности источников теплоснабжения и пропускной способности тепловых сетей, препятствующие подключению новых потребителей;

В Главе 4 выполнены расчеты перспективных балансов тепловой мощности существующих источников теплоснабжения в г. Омск с учетом подключения тепловых нагрузок новых потребителей. По результатам проведенного анализа можно сделать вывод, что 7 источников теплоснабжения будут иметь дефицит тепловой мощности по договорной тепловой нагрузке:

- ТЭЦ-3 АО «ТГК-11»;
- ТЭЦ-2 АО «Омск РТС»;
- КРК АО «Омск РТС»;
- Котельная 1.03 МП г. Омска «Тепловая компания»;
- Котельная 2.35 МП г. Омска «Тепловая компания»;
- Котельная 1.26 ООО «Малая генерация»;
- Котельная 5.46 ООО СМТ «Стройбетон».

Основываясь на предоставленной информации, балансы по фактической нагрузке составлены только для источников теплоснабжения АО "ТГК-11" и АО "Омск РТС". По фактической нагрузке у ТЭЦ-2, ТЭЦ-3, ТЭЦ-4, ТЭЦ-5 и котельной КРК прогнозируется резерв тепловой мощности к 2040 г. Перечень имеющихся ограничений приведен в таблице 1.

Для устранения дефицитов тепловой мощности необходимо предусмотреть мероприятия по увеличению тепловой мощности на источниках теплоснабжения.

Таблица 1. Резервы и дефициты по договорной и фактической тепловой нагрузке существующей системы теплоснабжения

№ п/п	Наименование теплоснабжающей организации	Источник теплоснабжения	Резерв по договорной нагрузке, Гкал/ч	Резерв по фактической нагрузке, Гкал/ч
1	АО "ТГК-11"	ТЭЦ-3	-414,00	84,23
2	АО "ТГК-11"	ТЭЦ-4	236,04	352,93
3	АО "ТГК-11"	ТЭЦ-5	84,00	555,38
4	АО "ОмскРТС"	ТЭЦ-2	-31,34	55,68
5	АО "ОмскРТС"	КРК	-150,95	38,03
6	МП г. Омска "Тепловая компания"	Котельная 1.01	0,33	н/д
7	МП г. Омска "Тепловая компания"	Котельная 1.03	-16,21	н/д
8	МП г. Омска "Тепловая компания"	Котельная 1.04	8,43	н/д
9	МП г. Омска "Тепловая компания"	Котельная 1.05	15,68	н/д
10	МП г. Омска "Тепловая компания"	Котельная 1.27	1,47	н/д
11	МП г. Омска "Тепловая компания"	Котельная 1.43	2,17	н/д
12	МП г. Омска "Тепловая компания"	Котельная 2.01	4,36	н/д
13	МП г. Омска "Тепловая компания"	Котельная 2.02	15,75	н/д
14	МП г. Омска "Тепловая компания"	Котельная 2.03	11,84	н/д
15	МП г. Омска "Тепловая компания"	Котельная 2.04	11,16	н/д

№ п/п	Наименование теплоснабжающей организации	Источник тепло-снабжения	Резерв по договорной нагрузке, Гкал/ч	Резерв по фактической нагрузке, Гкал/ч
16	МП г. Омска "Тепловая компания"	Котельная 2.05	29,29	н/д
17	МП г. Омска "Тепловая компания"	Котельная 2.06	0,03	н/д
18	МП г. Омска "Тепловая компания"	Котельная 2.07	0,09	н/д
19	МП г. Омска "Тепловая компания"	Котельная 2.08	1,01	н/д
20	МП г. Омска "Тепловая компания"	Котельная 2.09	0,14	н/д
21	МП г. Омска "Тепловая компания"	Котельная 2.35	-10,25	н/д
22	МП г. Омска "Тепловая компания"	Котельная 3.01	0,41	н/д
23	МП г. Омска "Тепловая компания"	Котельная 3.02	9,26	н/д
24	МП г. Омска "Тепловая компания"	Котельная 4.01	11,49	н/д
25	МП г. Омска "Тепловая компания"	Котельная 4.02	9,18	н/д
26	МП г. Омска "Тепловая компания"	Котельная 5.01	61,58	н/д
27	МП г. Омска "Тепловая компания"	Котельная 5.02	2,17	н/д
28	МП г. Омска "Тепловая компания"	Котельная 5.04	0,68	н/д
29	МП г. Омска "Тепловая компания"	Котельная 5.21	10,07	н/д
30	МП г. Омска "Тепловая компания"	Котельная 5.36	0,38	н/д
31	МП г. Омска "Тепловая компания"	Котельная 5.39	4,88	н/д
32	МП г. Омска "Тепловая компания"	Котельная 1.39	0,86	н/д
33	МП г. Омска "Тепловая компания"	Котельная 1.08	1,90	н/д
34	ПО "Полет" филиал ФГУП "ГКНПЦ им. М.В.Хруничева"	Котельная 3.04	238,72	н/д
35	ПО "Полет" филиал ФГУП "ГКНПЦ им. М.В.Хруничева"	Котельная 3.05	249,59	н/д
36	ООО "Омсктехуглерод"	Котельная 3.13	59,68	н/д
37	ООО "Омсктехуглерод"	Котельная 3.14	124,13	н/д
38	АО "Омскшина"	Котельная 3.17	77,81	н/д
39	ООО "ПТЭ"	Котельная 1.38	3,73	н/д
40	ООО "ПТЭ"	Котельная 4.31	3,06	н/д
41	ООО "ПТЭ"	Котельная 5.43	0,63	н/д
42	ООО "ПТЭ"	Котельная С.Тюленина	7,49	н/д
43	АО "ОНИИП"	Котельная 2.10	79,87	н/д
44	ФГБУ "ЦЖКУ по ЦВО" МО РФ	Котельная 2.33	2,90	н/д
45	АО "Омсктрансмаш"	Котельная 2.11	465,53	н/д
46	ООО "Теплогенерирующий комплекс"	Мини-ТЭЦ	9,09	н/д
47	ООО "Теплогенерирующий комплекс"	Котельная 5.24	4,21	н/д
48	ООО "Теплогенерирующий комплекс"	Котельная 5.42	7,40	н/д
49	Омский РВПиС	Котельная 1.09	2,10	н/д
50	ООО «Малая генерация»	Котельная 1.26	-5,20	н/д
51	ООО "Тепловая компания"	Котельная 1.23	52,83	н/д
52	ООО "Мечта"	Котельная 1.35	0,93	н/д
53	ПАО "Омский каучук"	ТЭС	93,13	н/д
54	ООО "КомплексТеплоСервис"	Котельная 2.34	2,11	н/д
55	ООО "Энергопоставка"	Котельная 3.19	0,25	н/д
56	АСУСО "Омский психоневрологический интернат"	Котельная 2.28	3,29	н/д
57	БСУСО «Кировский дом-интернат для умственно-отсталых детей»	Котельная 2.29	2,56	н/д
58	АО «Русь»	Котельная 1.41	3,38	н/д
59	ПАО "Сатурн"	Котельная 5.07	44,74	н/д
60	ООО СМТ "Стройбетон"	Котельная 5.46	-47,16	н/д

Ограничение пропускной способности тепловых сетей

В электронной модели Схемы теплоснабжения г. Омск, выполненной в геоинформационной системе Zulu (ГИС Zulu) ООО «Политерм» были произведены необходимые изменения, отражающие подключение перспективных тепловых нагрузок.

Для каждого из периодов прогнозирования было выполнено моделирование подключаемой вновь тепловой нагрузки в соответствии с расположением новых абонентов.

Целью гидравлического расчёта является определение участков теплосети, для которых вследствие роста перспективной тепловой нагрузки может потребоваться реконструкция с целью увеличения диаметра существующих трубопроводов.

Расчёт гидравлических режимов работы теплосети производится в базовом году, в год подключения перспективной нагрузки, а также по последнему году расчетного периода для основных направлений каждого источника тепловой энергии. Гидравлические расчеты проводились с учетом перспективных нагрузок, которые запланированы к подключению в соответствующие периоды к тепловым сетям.

Гидравлические расчеты передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода с целью определения возможности (невозможности) обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, подключаемых к тепловым сетям существующих источников теплоснабжения приведены в Приложении А Главы 3 и в Разделе 2 Главы 4. Ввиду большого объема расчетов в данной Главе приведены пьезометрические графики прогнозируемых гидравлических режимов работы тепловых сетей только по источникам теплоснабжения ЕТО-1 АО «ОмскРТС».

Анализ гидравлических режимов работы существующих тепловых сетей после подключения новых потребителей (Рисунок 13 - Рисунок 21) показал, что требуются мероприятия по увеличению пропускной способности трубопроводов.

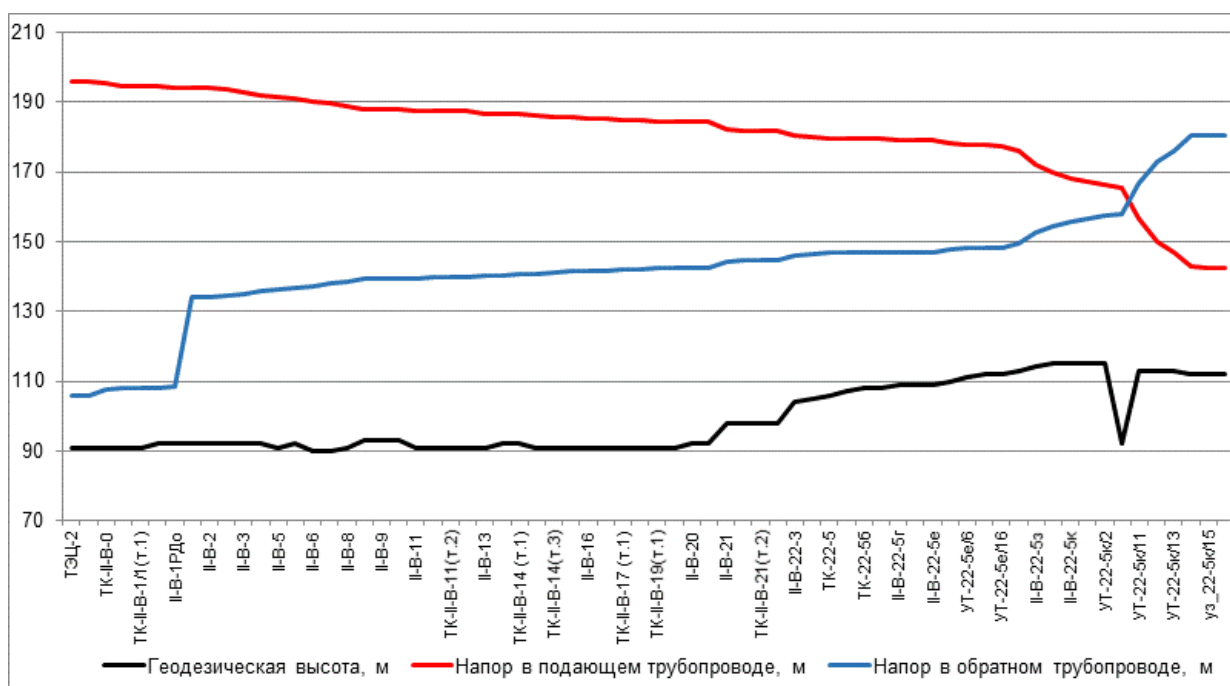


Рисунок 13. Пьезометрический график по направлению «ТЭЦ-2 - ЧП Лукашева» после подключения перспективной тепловой нагрузки

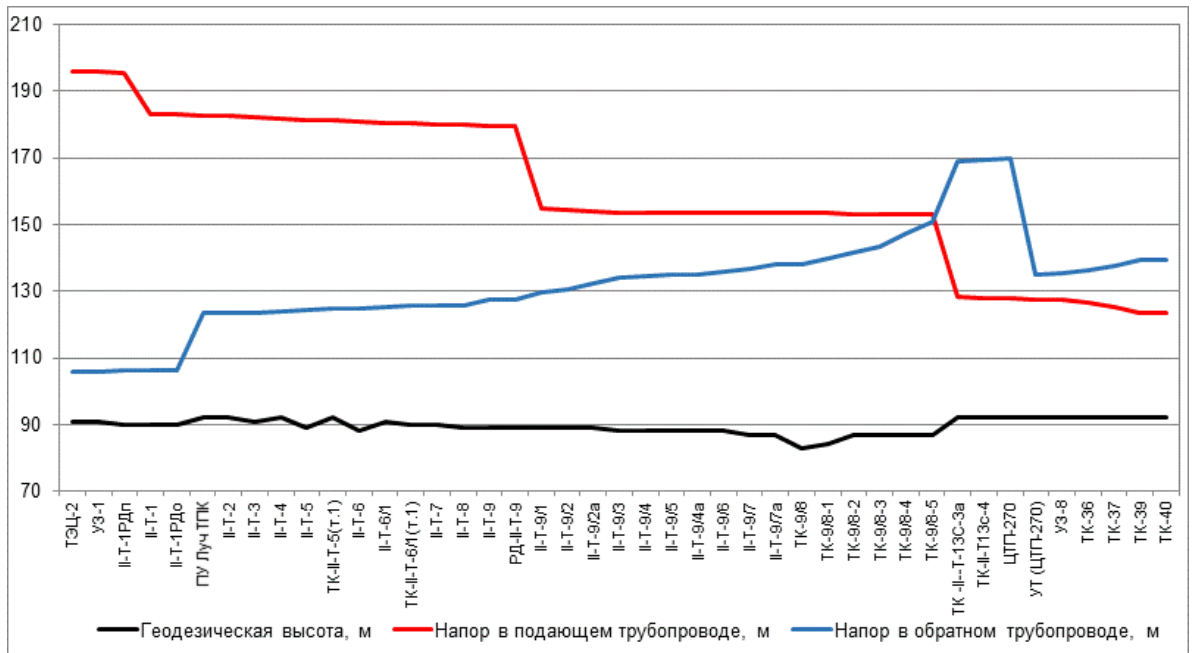


Рисунок 14. Пьезометрический график по направлению «ТЭЦ-2 - Жилой дом по ул. Крымская» после подключения перспективной тепловой нагрузки

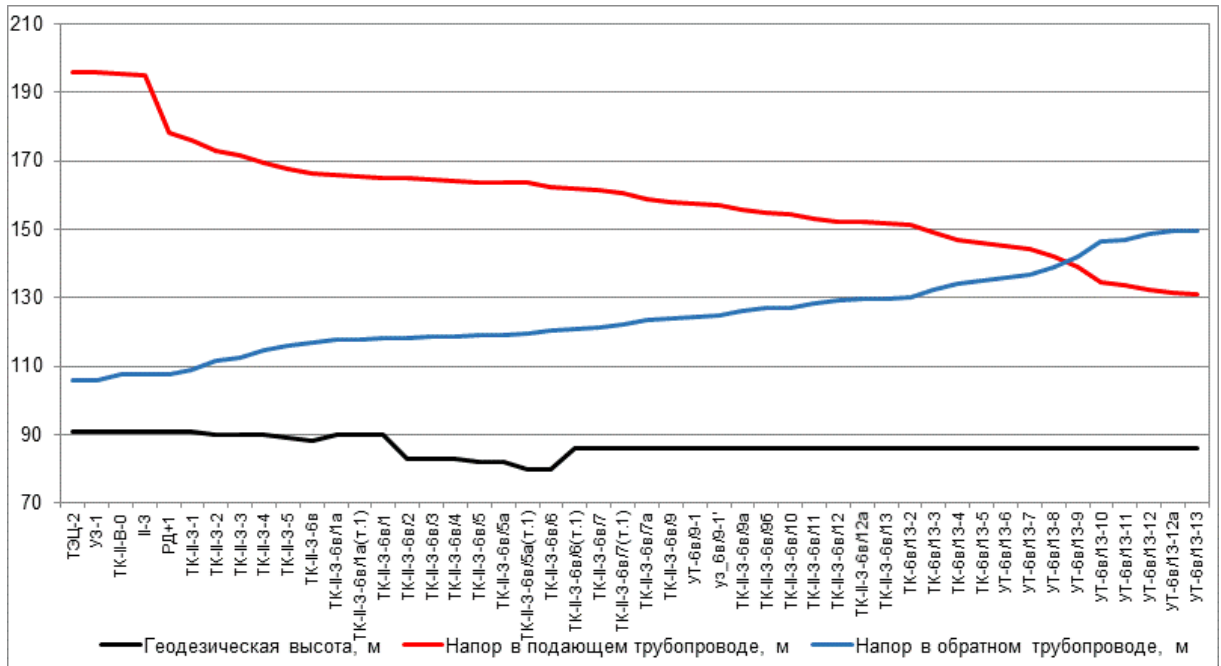


Рисунок 15. Пьезометрический график по направлению «ТЭЦ-2 - Кафе (Лит.Р, Р1) по ул. Труда» после подключения перспективной тепловой нагрузки

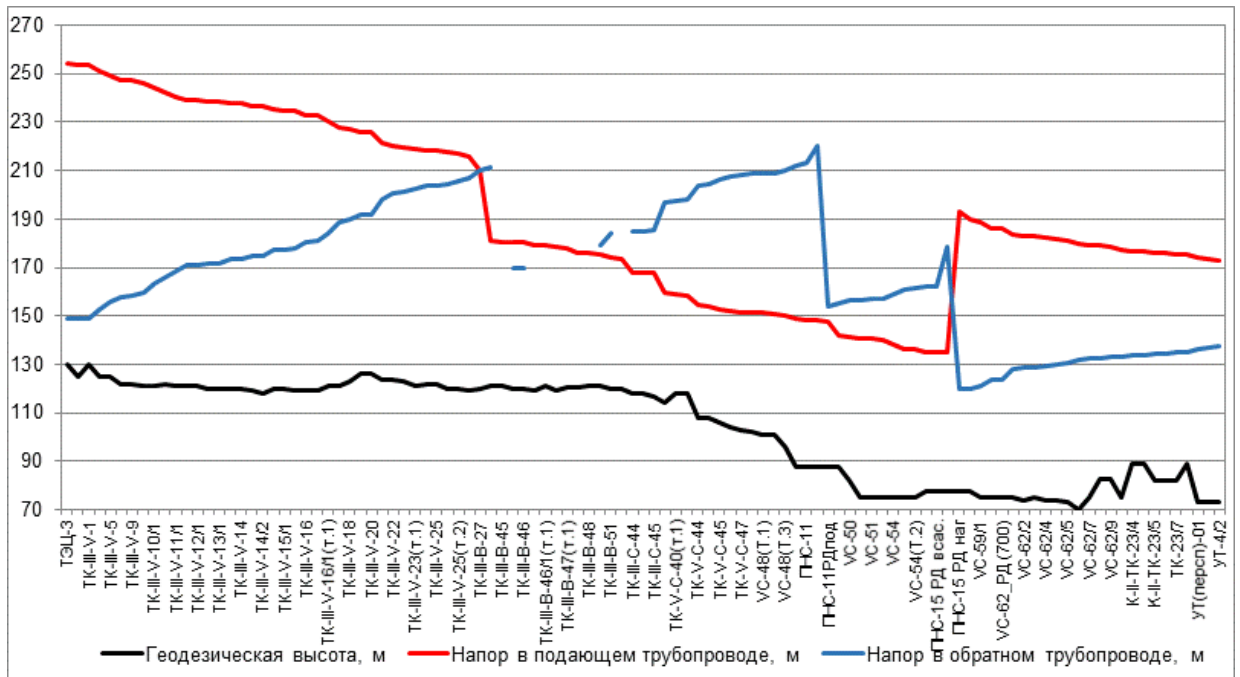


Рисунок 16. Пьезометрический график по направлению «ТЭЦ-3 - Жилой дом с ПОН» после подключения перспективной тепловой нагрузки

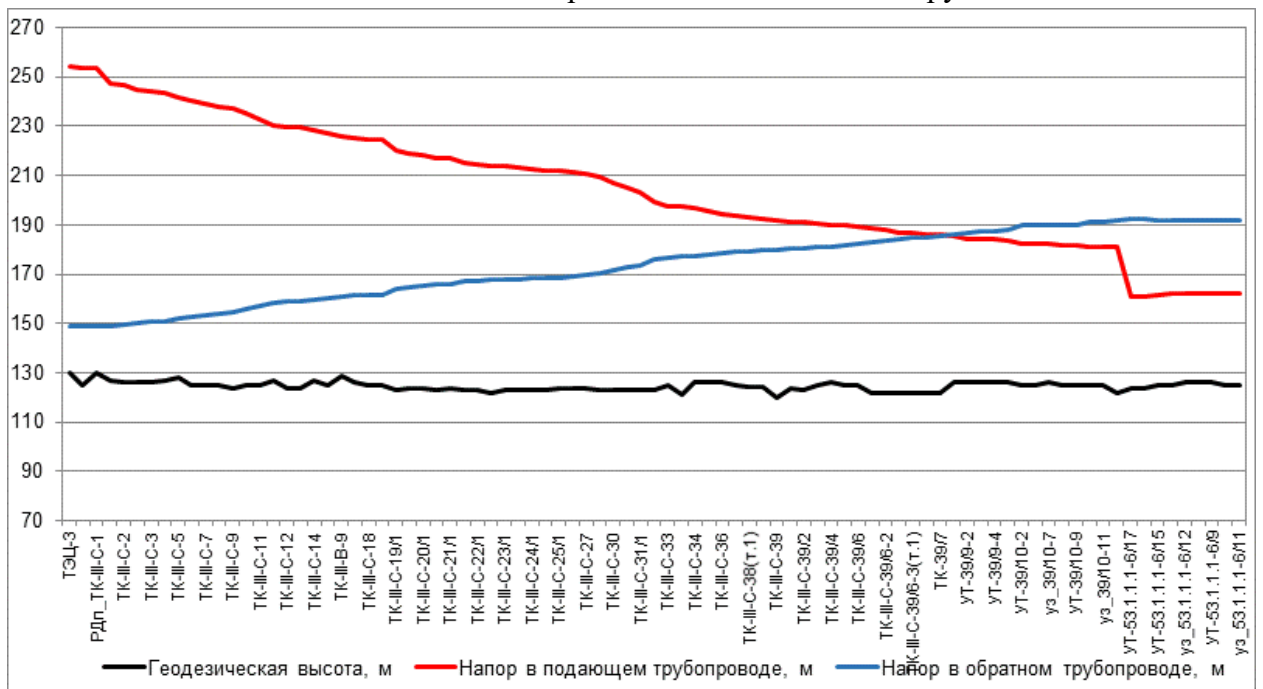


Рисунок 17. Пьезометрический график по направлению «ТЭЦ-3 - Жилой дом по пр. Менделеева» после подключения перспективной тепловой нагрузки

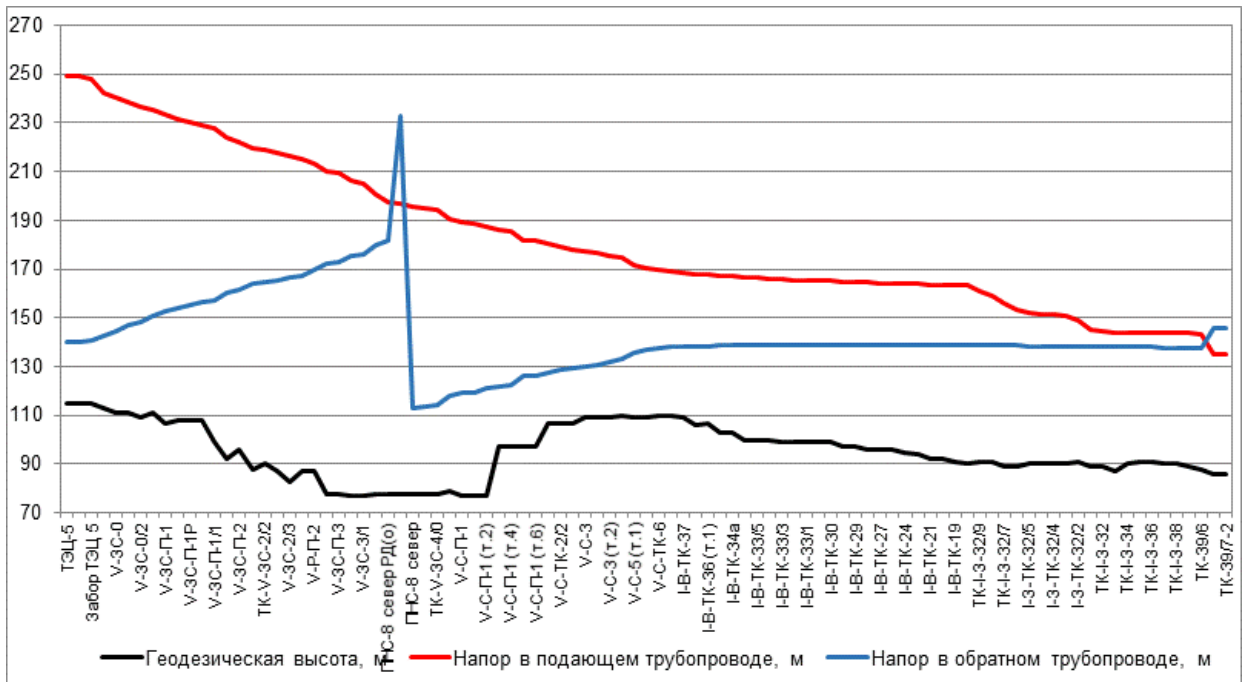


Рисунок 18. Пьезометрический график по направлению «ТЭЦ-5 - Редакция
Союзбланкиздат» после подключения перспективной тепловой нагрузки

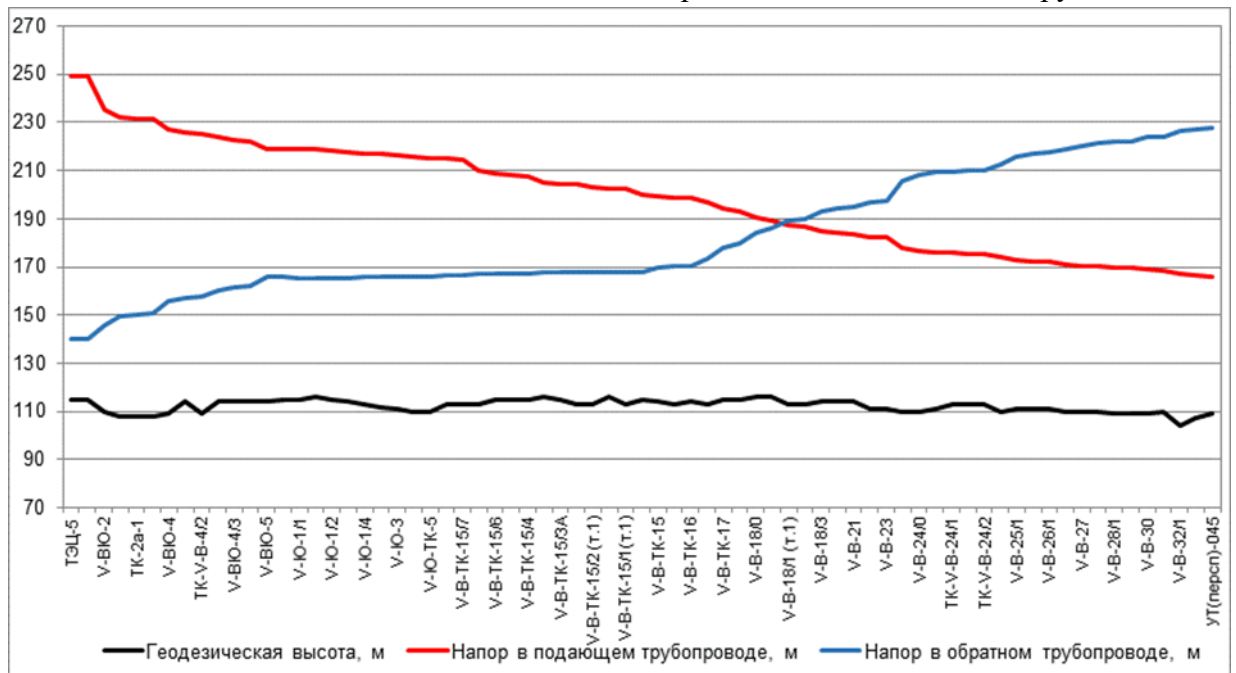


Рисунок 19. Пьезометрический график по направлению «ТЭЦ-5 - ДОУ на 260 мест
(№4.1.11 по г/п), ул. 3-я Транспортная» после подключения перспективной тепловой
нагрузки

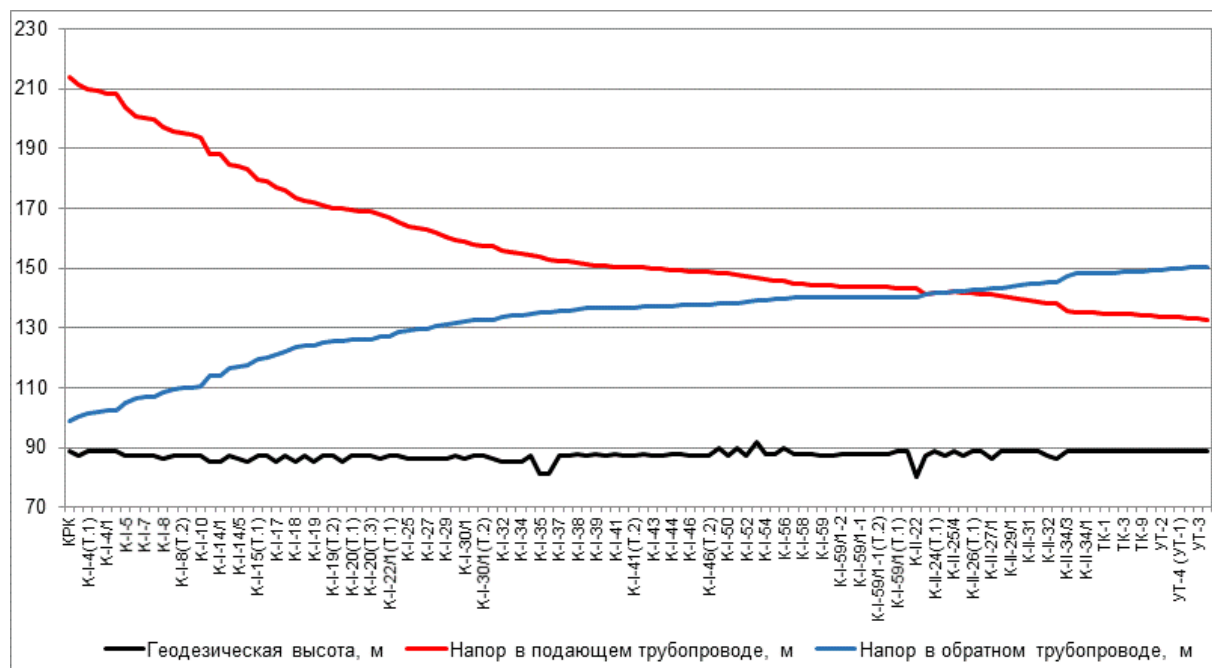


Рисунок 20. Пьезометрический график по направлению «КРК - Жилой дом, ТУ-1» после подключения перспективной тепловой нагрузки

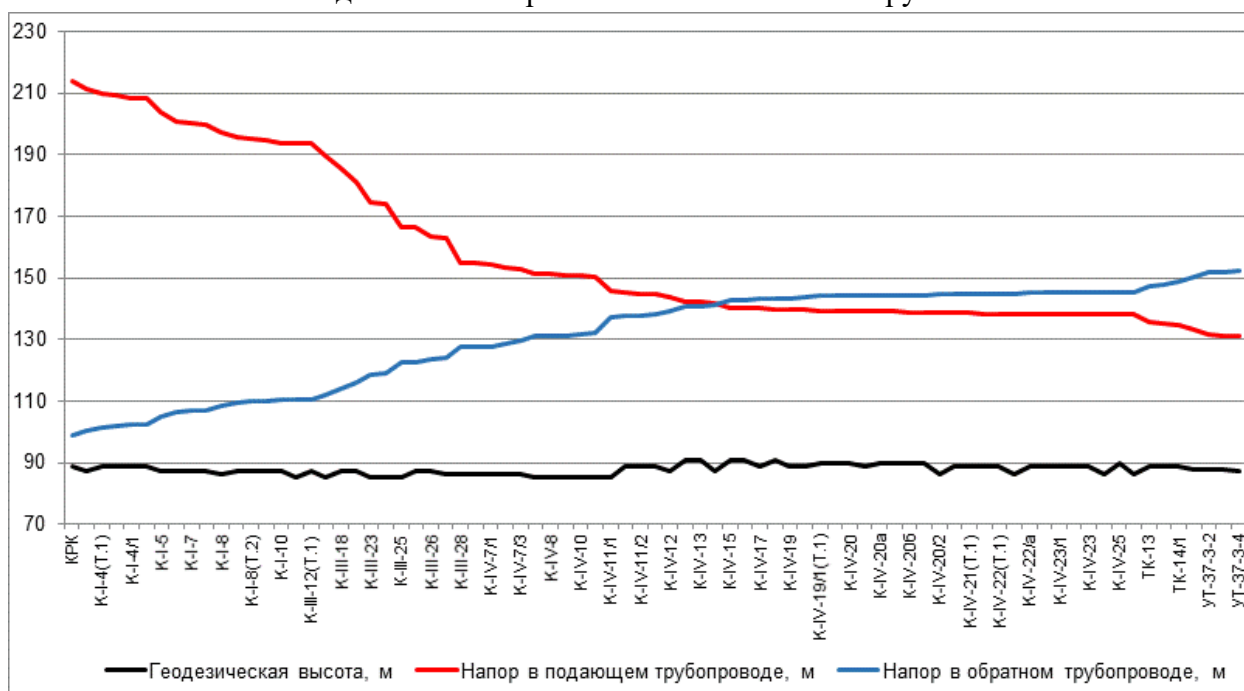


Рисунок 21. Пьезометрический график по направлению «КРК - Жилой дом» после подключения перспективной тепловой нагрузки

1.1.3. Проблемы значительной разницы в тарифах на услуги тепло-снабжения для конечных потребителей, находящихся в зонах действия разных ЕТО

По состоянию на 2022 год в г. Омск действуют 22 ЕТО, для которых утверждены разные тарифы на теплоснабжение конечного потребителя. Ввиду близкого расположения зон действия разных ЕТО создаётся ситуации, при которой в соседних домах тарифы на

услуги теплоснабжения существенно различаются, что выражается в недовольстве жителей данных домов.

Примером данной ситуации являются жилые дома по адресам: ул. Авиагородок 35, ул. Авиагородок 36, ул. Авиагородок 36а, ул. Авиагородок 34а, ул. Авиагородок 38, ул. Володарского 122, ул. Седова 63, ул. 12 декабря 111. По состоянию на 2022 год эти дома подключены к тепловым сетям котельной МП г. Омска "Тепловая компания", гранича при этом с сетями котельной ООО "Тепловая компания". Ввиду разницы в тарифе (около 30 %) жители данных домов выражают активную позицию по переходу на теплоснабжение от источника ООО "Тепловая компания".

Для оценки целесообразности данного мероприятия в Разделе 4 Главы 5 выполнена технико-экономическая оценка мероприятий по переключению потребителей в авиагородке.

1.1.4. Переключение котельных в радиусе эффективного теплоснабжения источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии

В целях учета замечаний и предложений Минэнерго к проекту схемы теплоснабжения г. Омск на период до 2040 года, приведенных в Приказе № 07-5298 от 08.09.2022 выполнена технико-экономическая оценка мероприятий по переключению котельных, находящихся в эффективном радиусе теплоснабжения источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии. Реализация данных мероприятий включена в состав вариантов перспективного развития систем теплоснабжения г. Омска.

В таблице 2 приведен перечень котельных, которые находятся в радиусе теплоснабжения источников комбинированной выработки энергии. ТЭЦ-2 не работает в режиме водогрейной котельной, поэтому не относится к источникам комбинированной выработки энергии.

Таблица 2. Перечень котельных, находящихся в радиусе эффективного теплоснабжения источников комбинированной выработки энергии

№ п/п	Наименование источника комбинированной выработки	Наименование котельной, входящей в радиус эффективного теплоснабжения	Наименование ТСО
1	ТЭЦ-3	Котельная 4.31	ООО "ПТЭ"
		Котельная С. Тюленина	ООО "ПТЭ"
		Котельная 1.26	ООО «Малая генерация»
		Котельная 1.27	МП г. Омска "Тепловая компания"
		Котельная 1.09	Омский РВПиС
2	ТЭЦ-4	-	
3	ТЭЦ-5	Котельная 5.01	МП г. Омска "Тепловая компания"
		Котельная 5.43	ООО "ПТЭ"
		Котельная 3.04	ПО "Полет" филиал ФГУП "ГКНПЦ им. М.В.Хруничева"

		Котельная 5.07	ПАО "Сатурн"
4	Мини-ТЭЦ	Котельная 5.24	ООО "Теплогенерирующий комплекс"
		Котельная 5.46	ООО СМТ "Стройбетон"
		Котельная 5.42	ООО "Теплогенерирующий комплекс"
		Котельная 5.36	МП г. Омска "Тепловая компания"
		Котельная 5.21	МП г. Омска "Тепловая компания"
5	ТЭС	-	

По состоянию на 2022 год в г. Омск действуют 5 источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, которые осуществляют централизованное теплоснабжение потребителей. В радиусе эффективного теплоснабжения ТЭЦ-3, ТЭЦ-5 и Мини-ТЭЦ находятся 14 котельных.

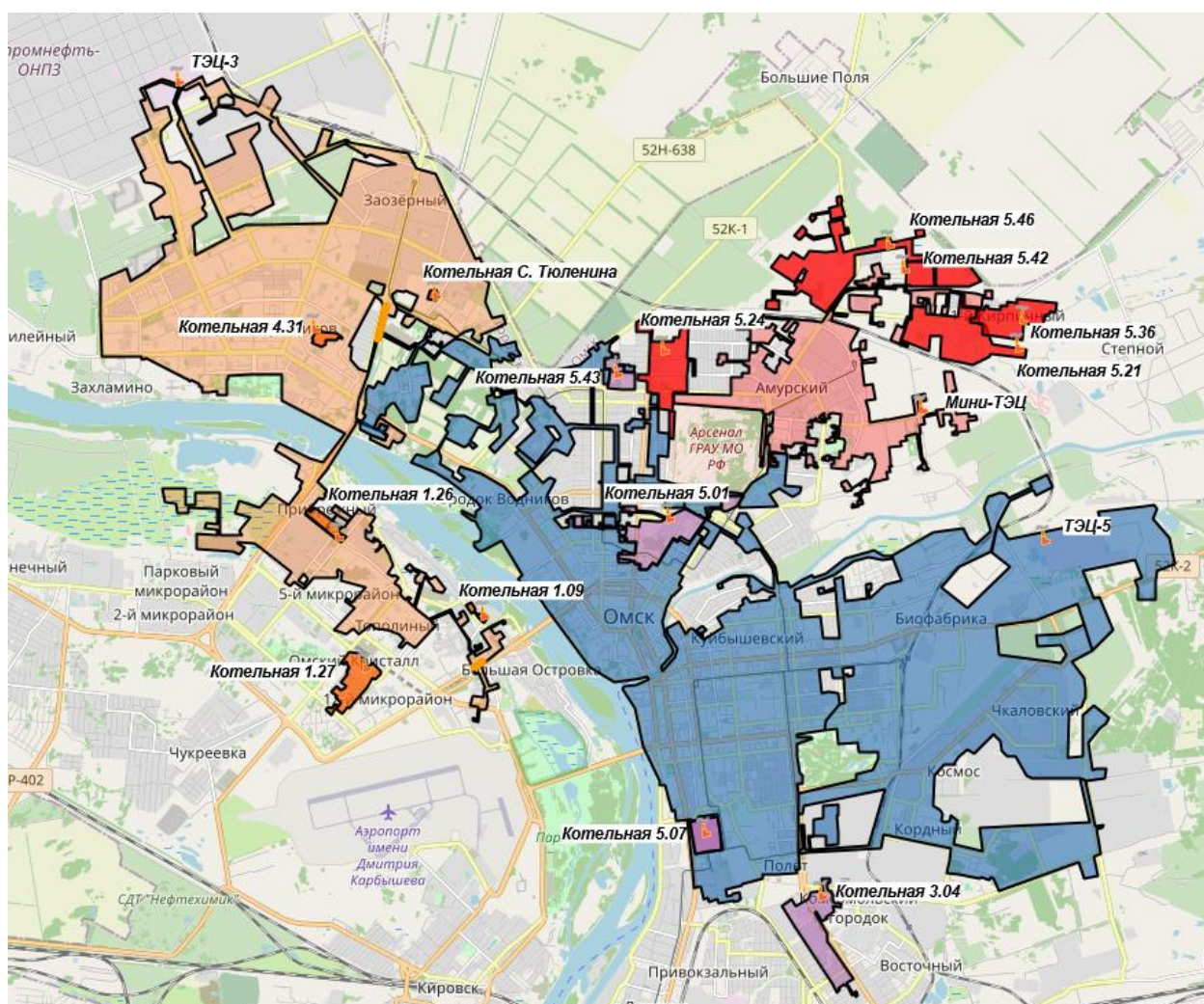


Рисунок 22. Схема взаимного расположения зон действия ТЭЦ-3 (обозначена бежевым цветом), ТЭЦ-5 (обозначена синим цветом), Мини-ТЭЦ (обозначена красным цветом) и котельных, находящихся в радиусах эффективного теплоснабжения ТЭЦ

1.1.5. Формирование вариантов перспективного развития систем теплоснабжения в г. Омск

В разработанной схеме теплоснабжения г. Омск рассмотрены 3 варианта перспективного развития систем теплоснабжения:

Вариант № 1 предполагает:

1. подключение объектов перспективной застройки преимущественно к источникам комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, а также к существующим котельным;
2. развитие тепловых сетей от существующих теплоисточников с целью подключения новых потребителей;
3. сохранение существующих источников тепловой энергии в работе;
4. увеличение тепловой мощности источников тепловой энергии с целью обеспечения тепловых нагрузок перспективных потребителей;
5. техническое перевооружение существующих источников тепловой энергии с целью повышения эффективности их работы;
6. строительство новых источников тепловой энергии с целью обеспечения тепловых нагрузок перспективных потребителей в зонах, не обеспеченных централизованным теплоснабжением;
7. Реконструкция тепловых сетей с превышенным сроком эксплуатации в среднегодовом объеме 0,5 % от общей материальной характеристики тепловых сетей.

Вариант № 2 предполагает:

Мероприятия, совпадающие с вариантом № 1:

1. подключение объектов перспективной застройки преимущественно к источникам комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, а также к существующим котельным;
2. развитие тепловых сетей от существующих теплоисточников с целью подключения новых потребителей;
3. сохранение существующих источников тепловой энергии в работе;
4. увеличение тепловой мощности источников тепловой энергии с целью обеспечения тепловых нагрузок перспективных потребителей;
5. техническое перевооружение существующих источников тепловой энергии с целью повышения эффективности их работы;
6. строительство новых источников тепловой энергии с целью обеспечения тепловых нагрузок перспективных потребителей в зонах, не обеспеченных централизованным теплоснабжением.

Дополнительные мероприятия:

1. закрытие 7 существующих котельных с переключением тепловых нагрузок на источники комбинированной выработки тепловой и электрической энергии;

2. реконструкция тепловых сетей с превышенным сроком эксплуатации в среднегодовом объеме 3,6 % от общей материальной характеристики тепловых сетей в городе;
3. Строительство резервирующих перемычек между тепломагистралями для повышения надежности теплоснабжения потребителей.

Вариант № 3 предполагает:

Мероприятия, совпадающие с вариантом № 2:

1. подключение объектов перспективной застройки преимущественно к источникам комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, а также к существующим котельным;
2. развитие тепловых сетей от существующих теплоисточников с целью подключения новых потребителей;
3. сохранение существующих источников тепловой энергии в работе;
4. увеличение тепловой мощности источников тепловой энергии с целью обеспечения тепловых нагрузок перспективных потребителей;
5. техническое перевооружение существующих источников тепловой энергии с целью повышения эффективности их работы;
6. строительство новых источников тепловой энергии с целью обеспечения тепловых нагрузок перспективных потребителей в зонах, не обеспеченных централизованным теплоснабжением;
7. реконструкция тепловых сетей с превышенным сроком эксплуатации в среднегодовом объеме 3,6 % от общей материальной характеристики тепловых сетей в городе;
8. закрытие 7 существующих котельных с переключением тепловых нагрузок на источники комбинированной выработки тепловой и электрической энергии;
9. Строительство резервирующих перемычек между тепломагистралями для повышения надежности теплоснабжения потребителей.

Дополнительные мероприятия:

1. закрытие 7 существующих котельных с переключением тепловых нагрузок на источники комбинированной выработки тепловой и электрической энергии.

Общее количество закрываемых котельных в Варианте № 3 составляет 14.

1.2. Описание мероприятий Варианта № 1

1.2.1. Развитие тепловых сетей от существующих теплоисточников с целью подключения новых потребителей

Строительство новых тепловых сетей для увеличения пропускной способности и подключения новых потребителей

Более половины всей перспективной тепловой нагрузки в г. Омск до 2040 года планируется подключить к тепловым сетям АО "ОмскРТС". В связи с этим потребуется реализация масштабного комплекса мероприятий по строительству новых и реконструкции существующих тепловых сетей для увеличения пропускной способности тепломагистралей.

В качестве основных мероприятий по строительству новых сетей можно выделить следующие мероприятия:

1. Строительство 2-ой очереди теплотрассы "Релеро" в Омских Тепловых сетях 3 этап (Рисунок 23). Источник теплоснабжения - ТЭЦ-5. Длина 1,3 км, Диаметр 800 мм.
2. Строительство подающего трубопровода диаметром 800 мм от ТК-III-B-6 в сторону ТК-III-B-7, протяженностью 0,7 км (Рисунок 24). Источник теплоснабжения - ТЭЦ-3.
3. Строительство теплотрассы длиной 4,3 км, диаметром 600 мм от котельной КРК до К-IV-11 (Рисунок 25).

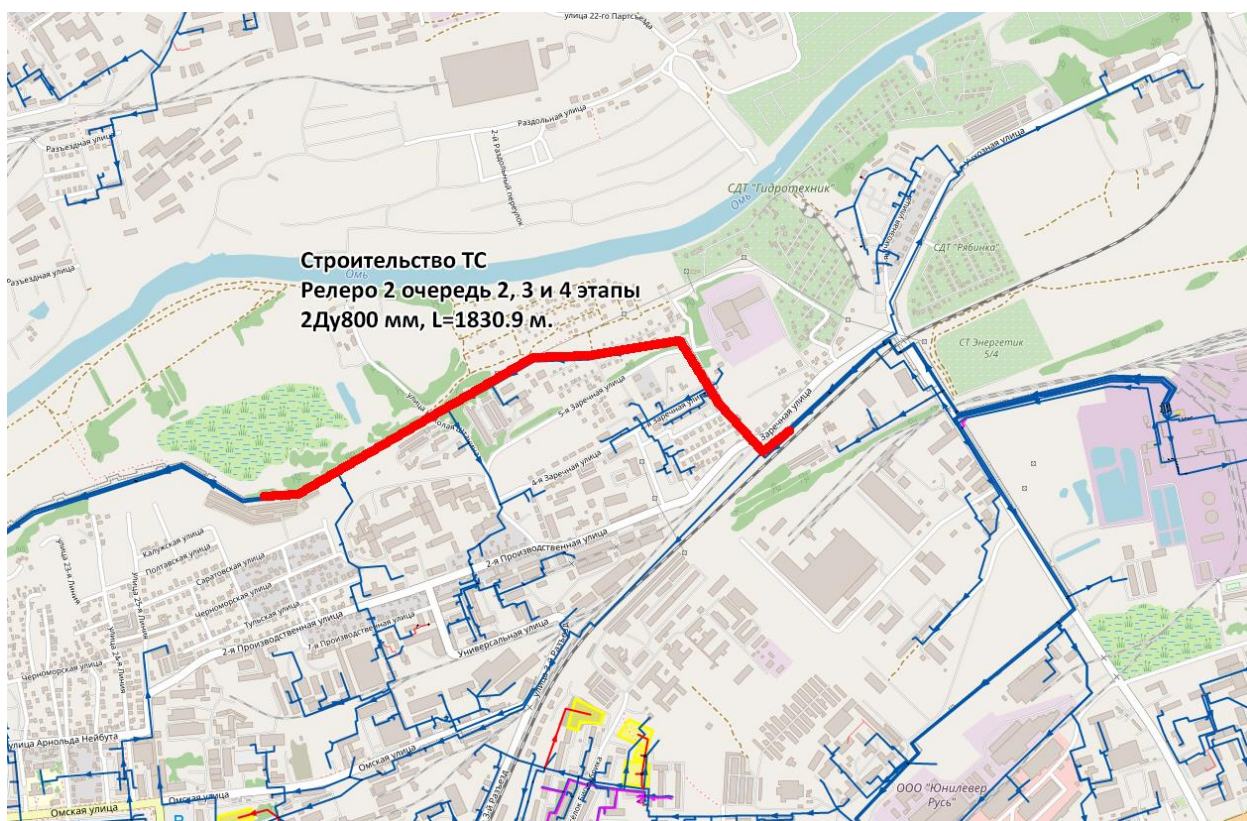


Рисунок 23. Схема строительства 2-ой очереди теплотрассы "Релеро" (отмечена красным цветом)

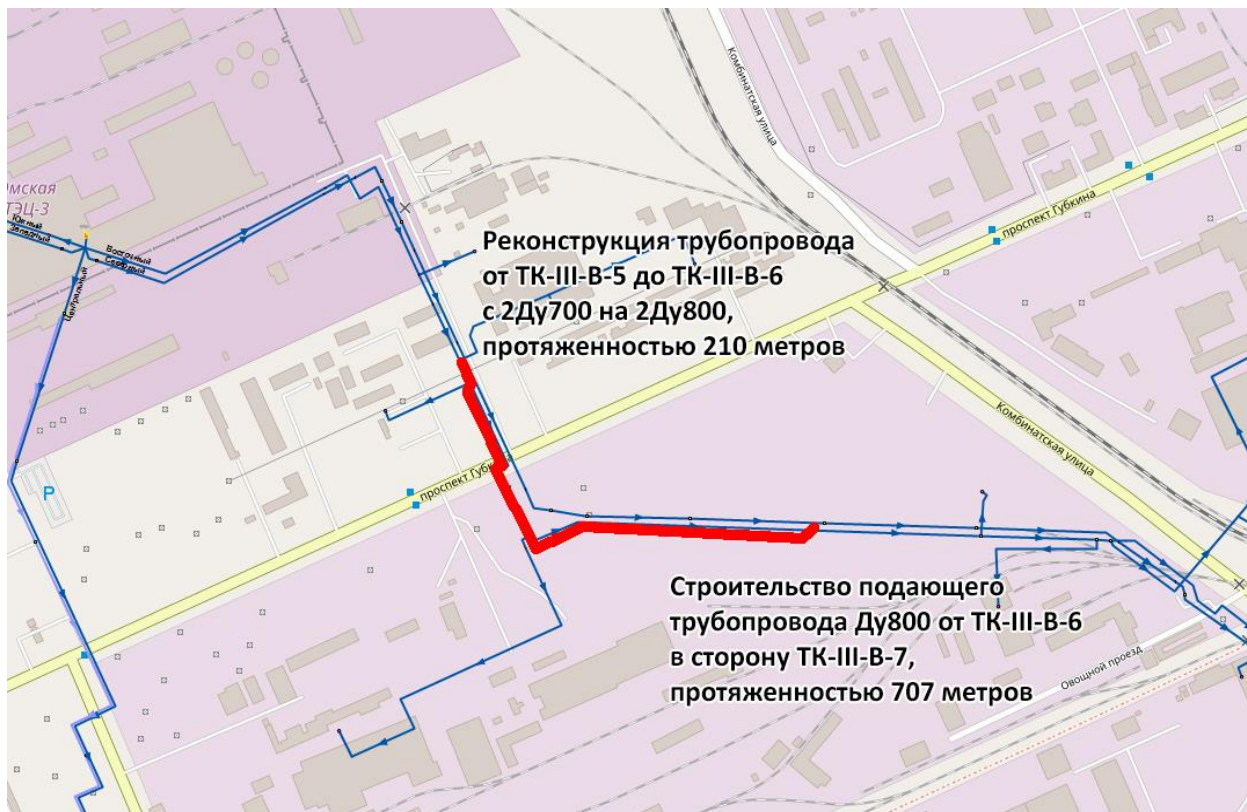


Рисунок 24. Схема строительства подающего трубопровода диаметром 800 мм от ТК-III-B-6 в сторону ТК-III-B-7 (отмечена красным цветом)

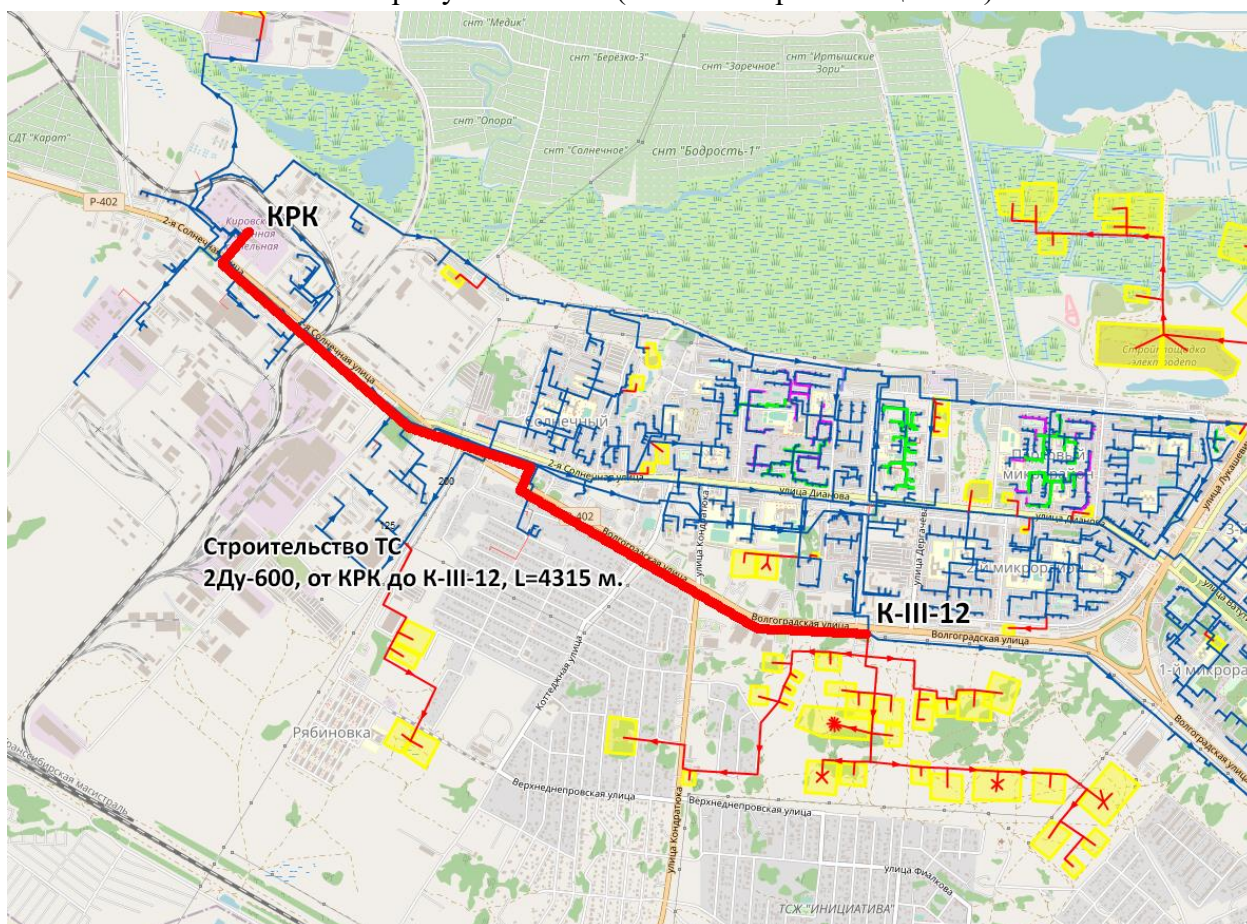


Рисунок 25. Схема строительства теплотрассы от котельной КРК до К-IV-11 (отмечена красным цветом)

Полный реестр мероприятий по строительству тепловых сетей для обеспечения тепловой энергией перспективных приростов потребителей тепловой энергии приведен для АО "ОмскРТС" в Главах 8 и 16.

Общее увеличение длины тепловых сетей в двухтрубном исполнении при строительстве тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки представлено в таблице 4 и составляет 130,7 км в двухтрубном исполнении.

Общее увеличение материальной характеристики тепловых сетей при строительстве тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки приведено в таблице 3 и составляет 45 695,3 м².

Реконструкция тепловых сетей для увеличения пропускной способности и подключения новых потребителей

Более половины всей перспективной тепловой нагрузки в г. Омск до 2040 года планируется подключить к тепловым сетям АО "ОмскРТС". В связи с этим потребуются реализация масштабного комплекса мероприятий по строительству новых и реконструкции существующих тепловых сетей для увеличения пропускной способности тепломагистралей.

В качестве основных мероприятий по реконструкции существующих тепломагистралей АО «ОмскРТС» с увеличением диаметра можно выделить следующие мероприятия:

1. Техническое перевооружение участка теплотрассы «Северного» луча длиной 1,3 км от V-C-ТК-6/1 до V-C-ТК-12 с диаметра 800 мм на диаметр 1000 мм (Рисунок 26).
2. Реконструкция тепловой сети от V-C-ТК-12 до V-C-ТК-16 с увеличением диаметра с 2Ду800 мм на 2Ду1000 мм, протяженностью 449 м (Рисунок 27).
3. Реконструкция тепловой сети от V-C-ТК-16 до ПНС-9 с увеличением диаметра с 800 мм на 1000 мм протяженностью 400 м (Рисунок 28).
4. Реконструкция участка теплотрассы от I-3-ТК-49/0 в сторону I-3-ТК-49/05 с увеличением диаметра с 500-600 мм на 800 мм протяженностью 1146 м (Рисунок 29).
5. Реконструкция участка теплотрассы от I-3-ТК-49/05 в сторону I-3-ТК-49/07 с увеличением диаметра с 400 мм на диаметр 500 мм, протяженностью 160 м (Рисунок 30).

6. Реконструкция участка теплотрассы от ТК-III-C-43 в сторону ТК-III-B-52 с увеличением диаметра с 500 мм на диаметр 700 мм, протяженностью 12 м (Рисунок 31).
7. Реконструкция участка теплотрассы от ТК-V-3С-II-4 в сторону ПНС-8 север РД(о) и от ПНС-8 север РД(о) в сторону ПНС-8 с увеличением диаметра с 800 мм на диаметр 1000 мм, протяженностью 10 м и 25 м соответственно (Рисунок 32).

Полный перечень мероприятий по реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра для обеспечения тепловой энергией перспективных приростов потребителей тепловой энергии приведен для АО "ОмскРТС" в Главах 8 и 16.

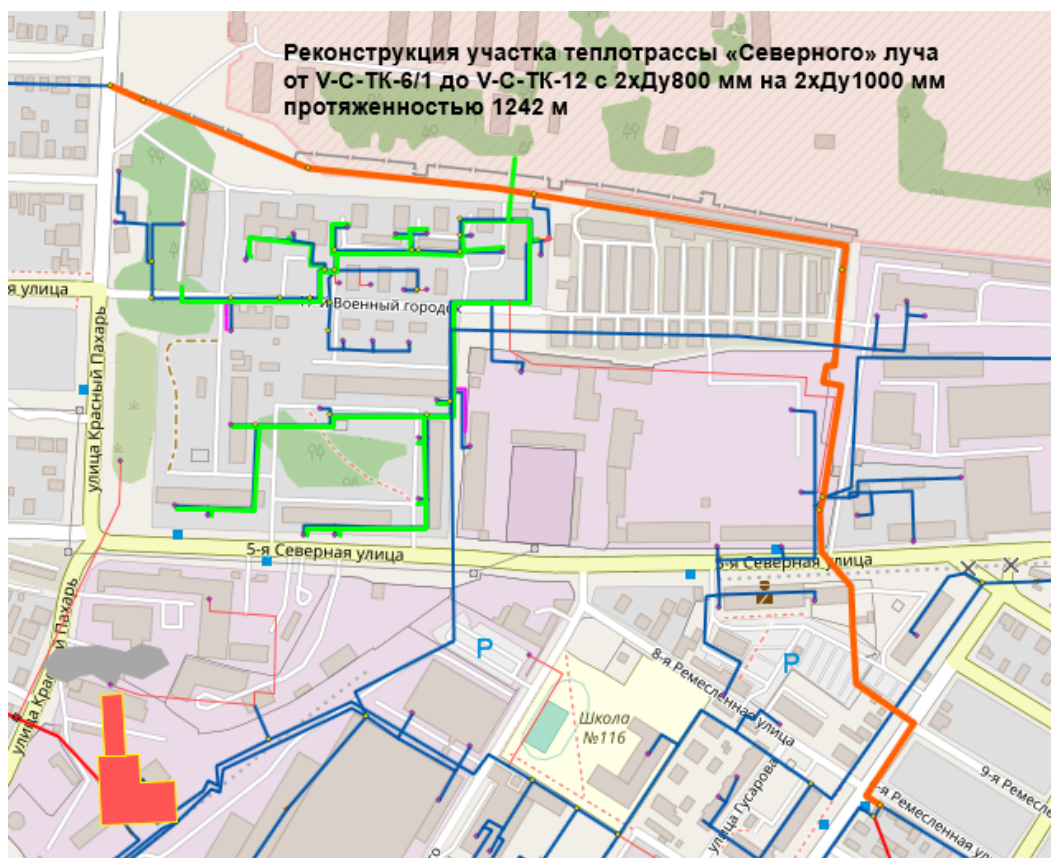


Рисунок 26. Схема трассировки участка теплотрассы «Северного» луча от V-C-ТК-6/1 до V-C-ТК-12 (отмечена оранжевым цветом)

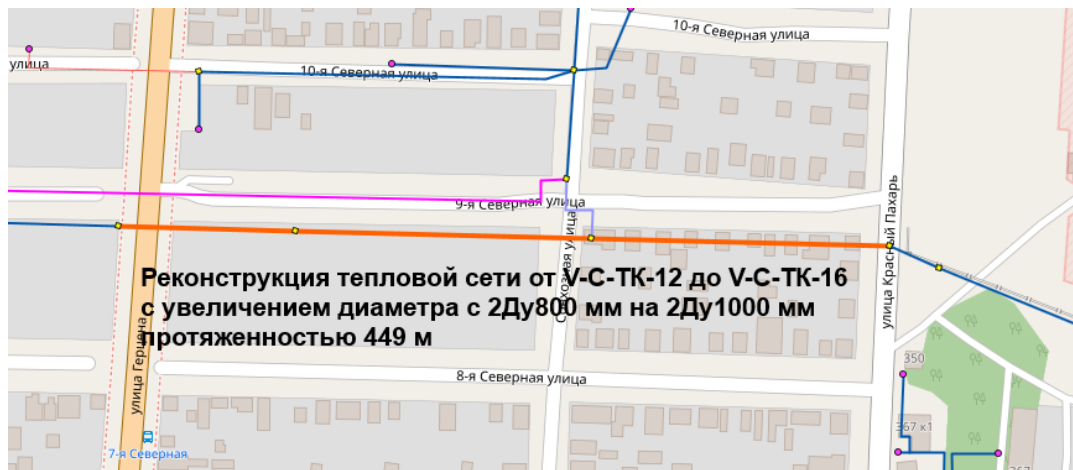


Рисунок 27. Схема трассировки участка теплотрассы от V-C-TK-12 до V-C-TK-16 (отмечена оранжевым цветом)

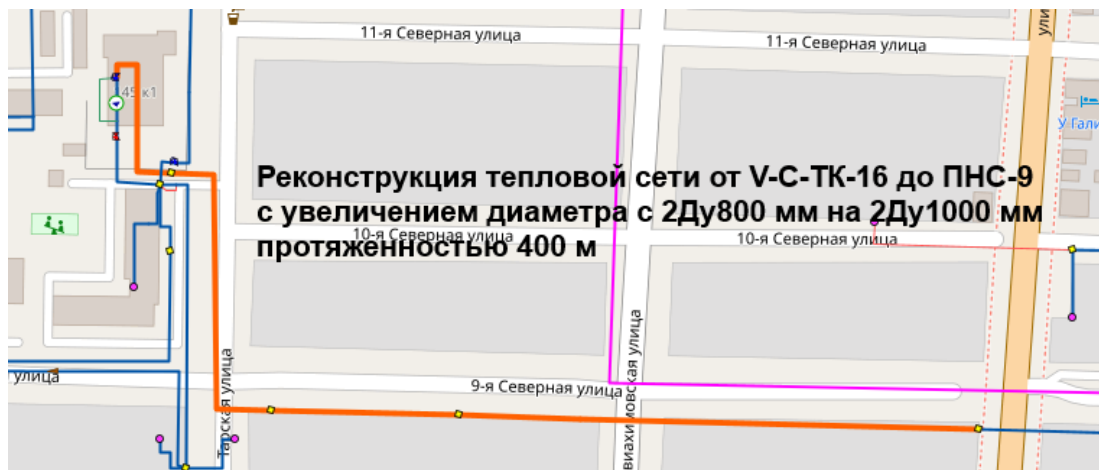


Рисунок 28. Схема трассировки участка теплотрассы от V-C-TK-16 до ПНС-9 (отмечена оранжевым цветом)

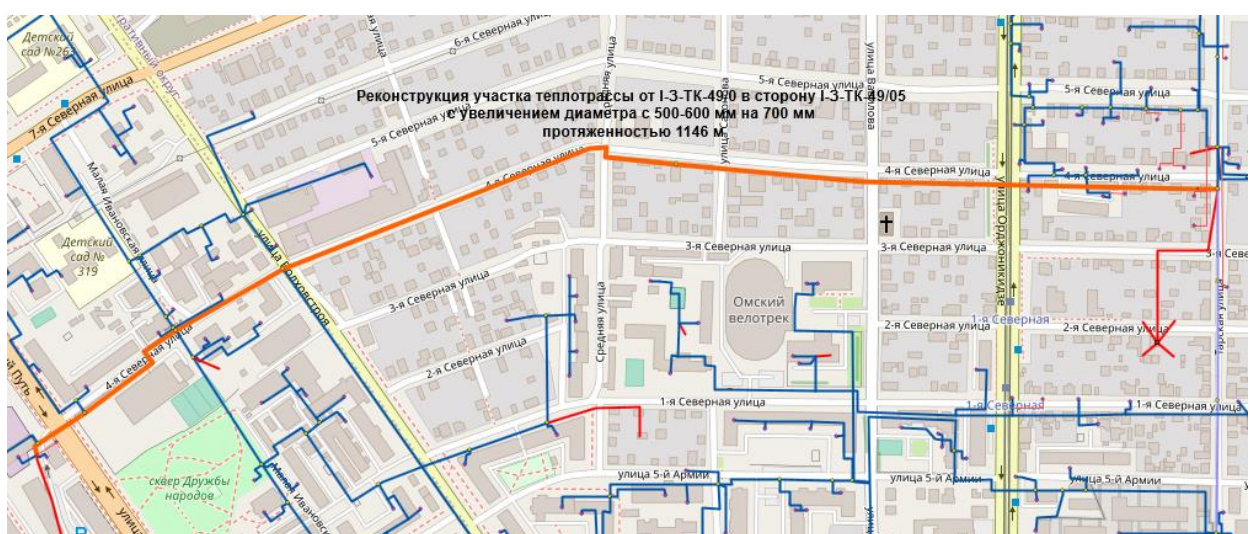


Рисунок 29. Схема трассировки участка теплотрассы от I-3-TK-49/0 в сторону I-3-TK-49/05 с увеличением диаметра с 500-600 мм на 700 мм протяженностью 1146 м (отмечена оранжевым цветом)

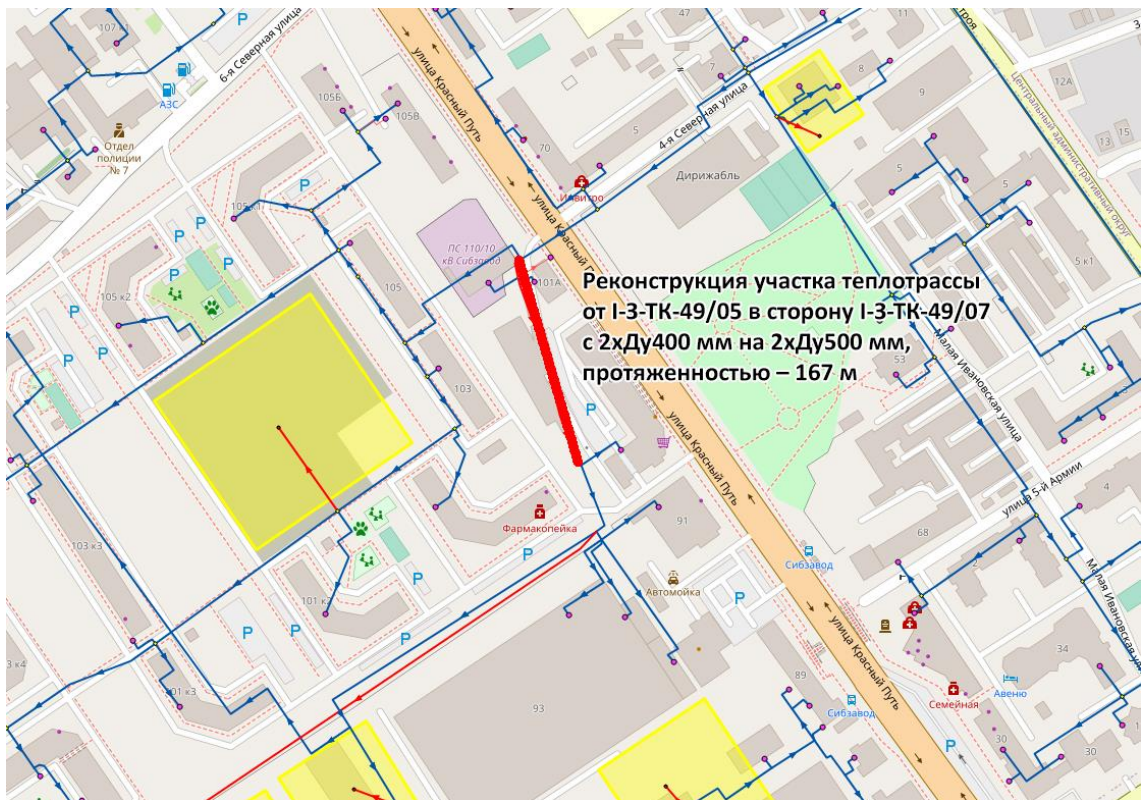


Рисунок 30. Схема трассировки участка теплотрассы от I-3-TK-49/05 в сторону I-3-TK-49/07 (отмечена красным цветом)

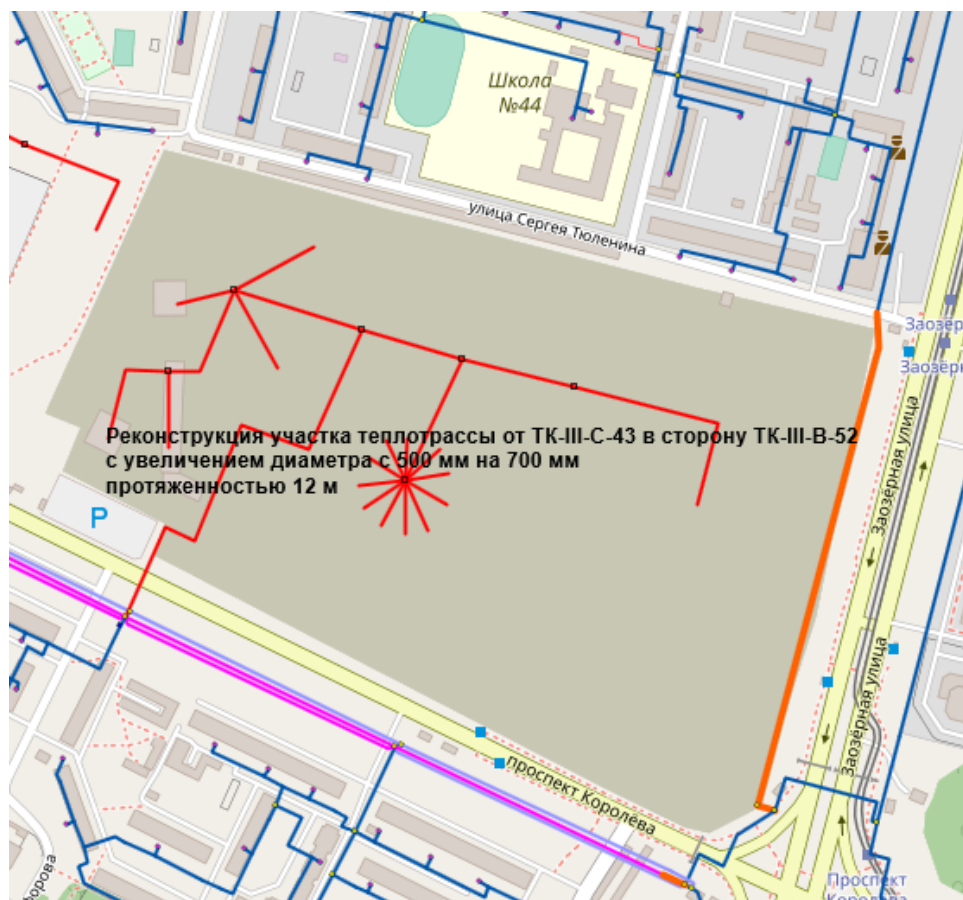


Рисунок 31. Схема трассировки участка теплотрассы от ТК-III-C-43 в сторону ТК-III-B-52 (отмечена оранжевым цветом)



Рисунок 32. Схема трассировки участка теплотрассы от ТК-V-3С-П-4 в сторону ПНС-8 север РД(о) и от ПНС-8 север РД(о) в сторону ПНС-8 (отмечена оранжевым цветом)

В качестве основных мероприятий по реконструкции существующий тепломагистралей МП г. Омск «Тепловая компания» с увеличением диаметра можно выделить следующие мероприятия:

1. Реконструкция тепловой сети от ТК III-V-C-32 в сторону ТПНС-305 с увеличением диаметра с 300 мм на 500 мм протяженностью 37,5 м (Рисунок 33).
2. Реконструкция тепловой сети от ТК V- B-15/8 в сторону ТК V-Ю-6 с увеличением диаметра с 500 мм на 600 мм протяженностью 532 м (Рисунок 34).
3. Реконструкция тепловой сети от ТК-16 в сторону ТК-17 с увеличением диаметра с 300 мм на 400 мм протяженностью 60 м (Рисунок 35).
4. Реконструкция тепловой сети от ТК-18 в сторону ЦТП-680 с увеличением диаметра с 300 мм на 400 мм протяженностью 100 м (Рисунок 36).
5. Реконструкция тепловой сети от ТК-V-B-88 в сторону ТК-88/6 с увеличением диаметра с 200 мм на 250 мм протяженностью 365 м (Рисунок 37).
6. Реконструкция тепловой сети с увеличением диаметра с 200 мм на 250 мм от ТК-53/5 до ТК-53/6 протяженностью 82 м; от УТ-53/4-7 до ТК-53/5 протяженностью 64 м и от ТК-57/4 до УТ-53/4-7 протяженностью 40 м ().



Рисунок 33. Схема трассировки участка теплотрассы от ТК III-V-C-32 до ТПНС-305 (отмечена оранжевым цветом)

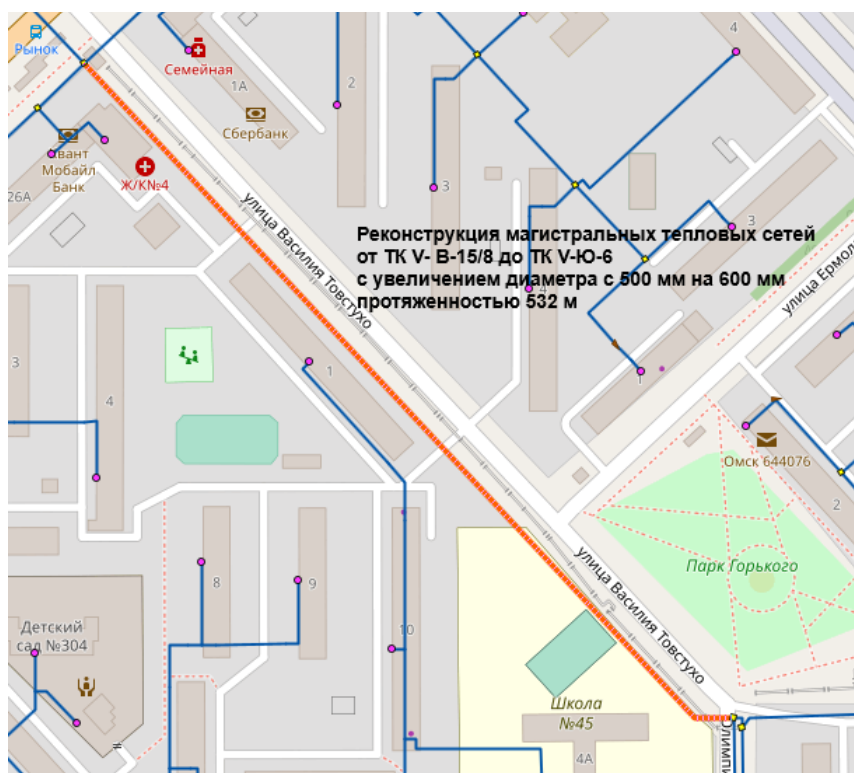


Рисунок 34. Схема трассировки участка теплотрассы от ТК V-B-15/8 в сторону ТК V-YU-6 (отмечена оранжевым цветом)



Рисунок 35. Схема трассировки участка теплотрассы от ТК-16 до ТК-17 (отмечена оранжевым цветом)

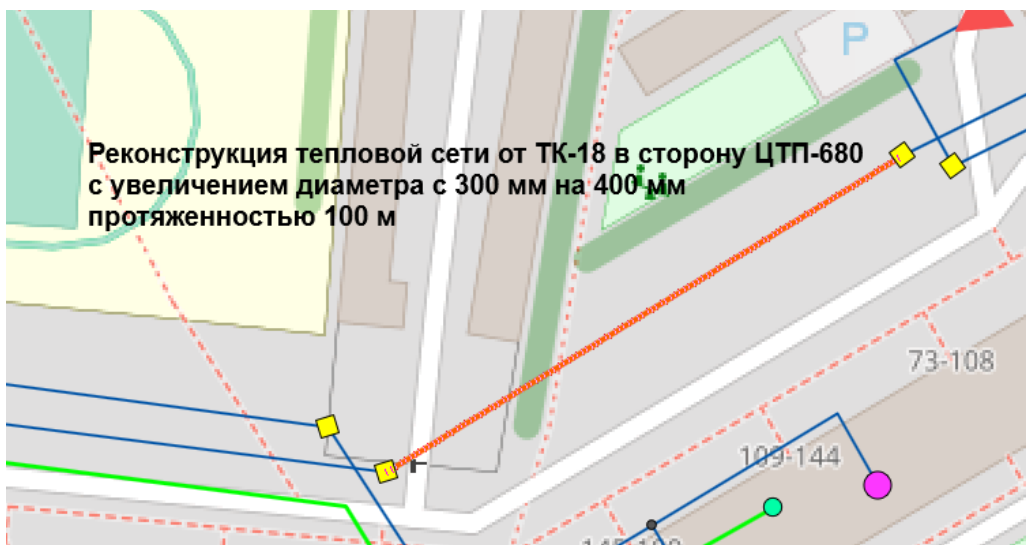


Рисунок 36. Схема трассировки участка теплотрассы от ТК-18 в сторону ЦТП-680 (отмечена оранжевым цветом)

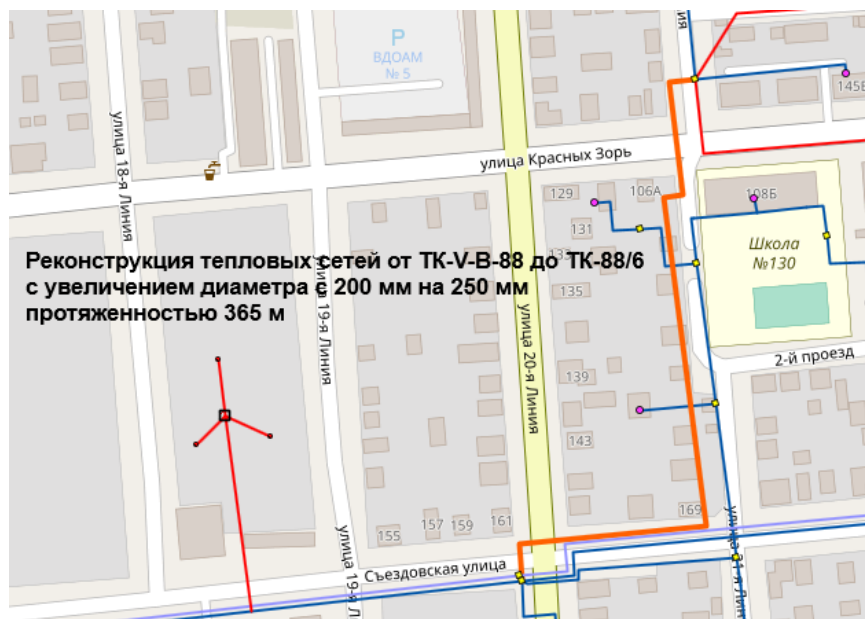


Рисунок 37. Схема трассировки участка теплотрассы от ТК-V-B-88 до ТК-88/6 (отмечена оранжевым цветом)

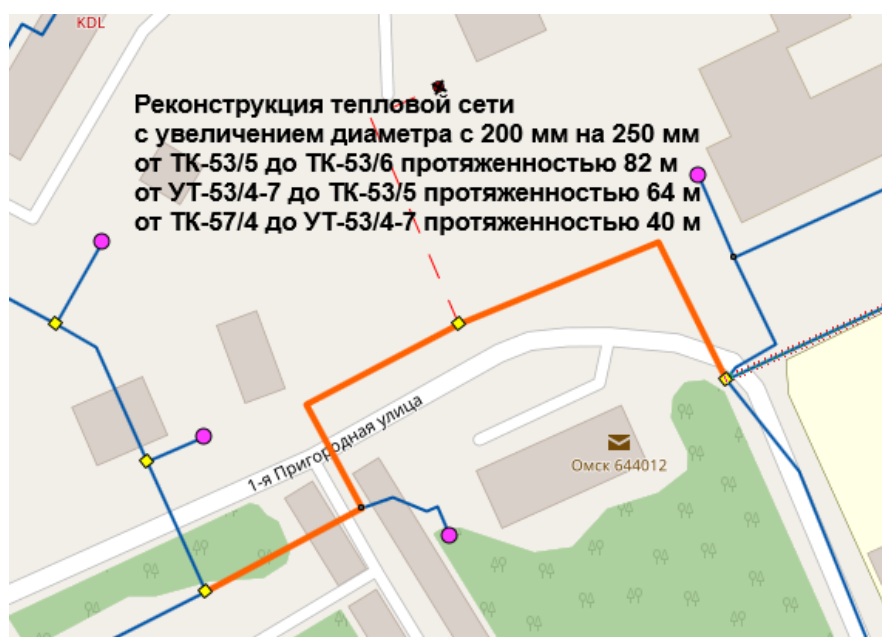


Рисунок 38. Схема трассировки участка теплотрассы от ТК-53/5 до ТК-53/6; от УТ-53/4-7 до ТК-53/5 и от ТК-57/4 до УТ-53/4-7 (отмечена оранжевым цветом)

Общая длина запланированных к реконструкции тепловых сетей в г. Омск с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки приведена в таблице 8 и составляет 26,8 км в двухтрубном исполнении.

Общая материальная характеристика запланированных к реконструкции тепловых сетей в г. Омск с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки приведена в таблице 7 и составляет 25 690,3 м²

Реконструкция тепловых сетей с превышенным сроком эксплуатации

Перечень мероприятий по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса, включенных в инвестиционную программу АО "ОмскРТС" до 2026 года, представлен в Главах 8 и 16. В период с 2027 по 2040 выполнен прогноз необходимого количества переключений тепловых сетей исходя из количества тепловых сетей со сроком службы более 30 лет и тарифных последствий от увеличения количества реконструируемых тепловых сетей для конечного потребителя.

Перечень мероприятий по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса, включенных в инвестиционную программу МП г. Омска "Тепловая компания" до 2025 года, представлен в Главах 8 и 16. В период с 2026 по 2040 выполнен прогноз необходимого количества переключений тепловых сетей исходя из количества тепловых сетей со сроком службы более 30 лет и тарифных последствий от увеличения количества реконструируемых тепловых сетей для конечного потребителя.

Сводные данные по длинам реконструируемых тепловых сетей в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса приведены в таблице 6. Общая длина запланированных к реконструкции тепловых сетей составит 153,6 км в двухтрубном исполнении.

Материальная характеристика запланированных к реконструкции в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса магистральных тепловых сетей приведена в таблице 5. Анализ приведенных данных позволяет сделать вывод, что несмотря на тенденцию увеличению объемов переключки тепловых сетей, к 2040 году общий запланированный объем реконструкции тепловых сетей составит 68 578,2 м² или 9,6 % от общей материальной характеристики тепловых сетей от уровня 2022 года. Мероприятия по реконструкции тепловых сетей в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса финансируются за счет средств тарифа на теплоснабжение потребителей, поэтому рост их объема ограничен предельным уровнем инфляции.

Перераспределение нагрузки существующих потребителей между источниками теплоснабжения

С целью обеспечения перспективных гидравлических режимов работы тепловой сети, потребуется выполнить переключения потребителей в сети АО "ОмскРТС" между котельной КРК и ТЭЦ-3 (Рисунок 39), а также между ТЭЦ-3 и ТЭЦ-5 (Рисунок 40). Перспективная схема работы тепловой сети АО "ОмскРТС" показана на рисунке 41.

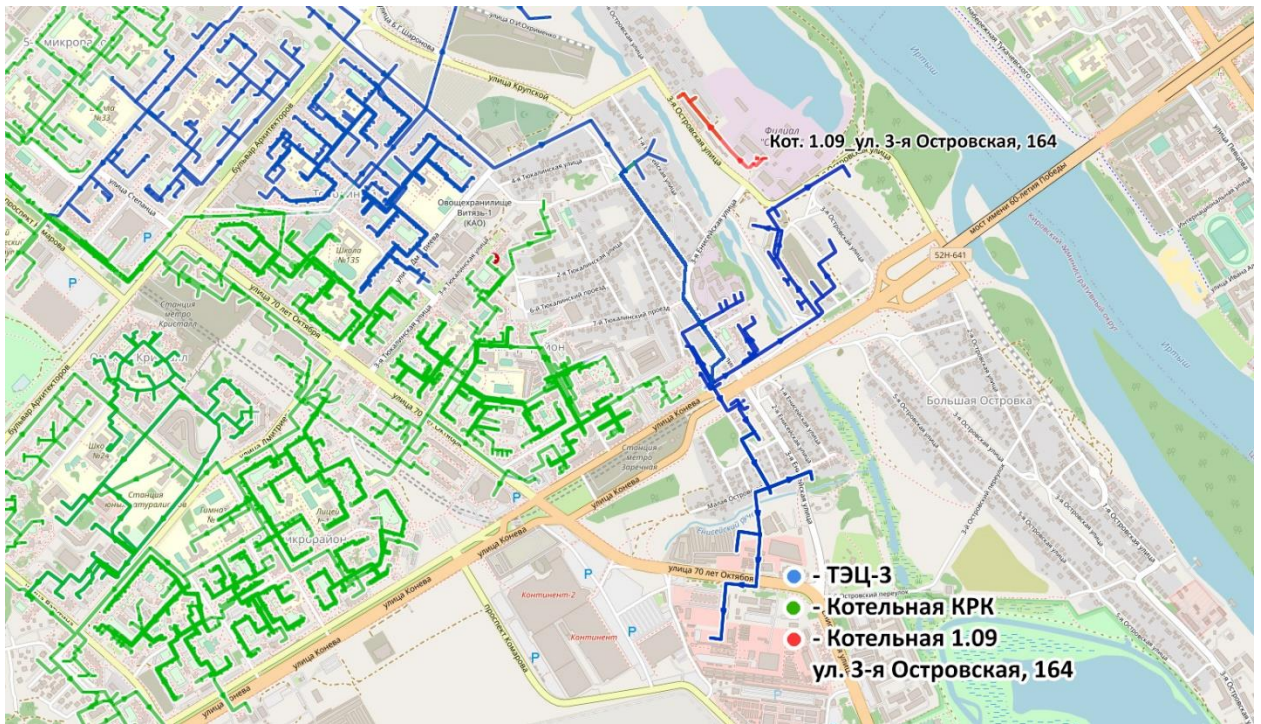


Рисунок 39. Схема переключений в сети АО "ОмскРТС" между котельной КРК и ТЭЦ-3 для обеспечения перспективных гидравлических режимов работы тепловых сетей

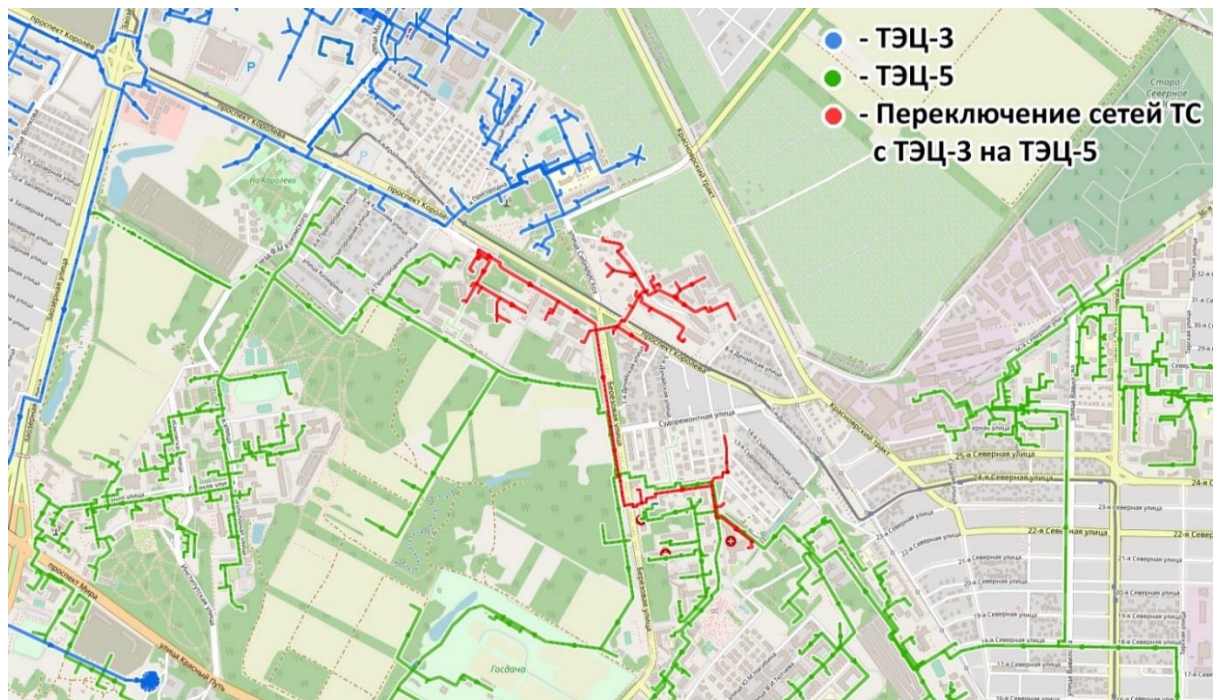


Рисунок 40. Схема переключений в сети АО "ОмскРТС" между ТЭЦ-3 и ТЭЦ-5 для обеспечения перспективных гидравлических режимов работы тепловых сетей

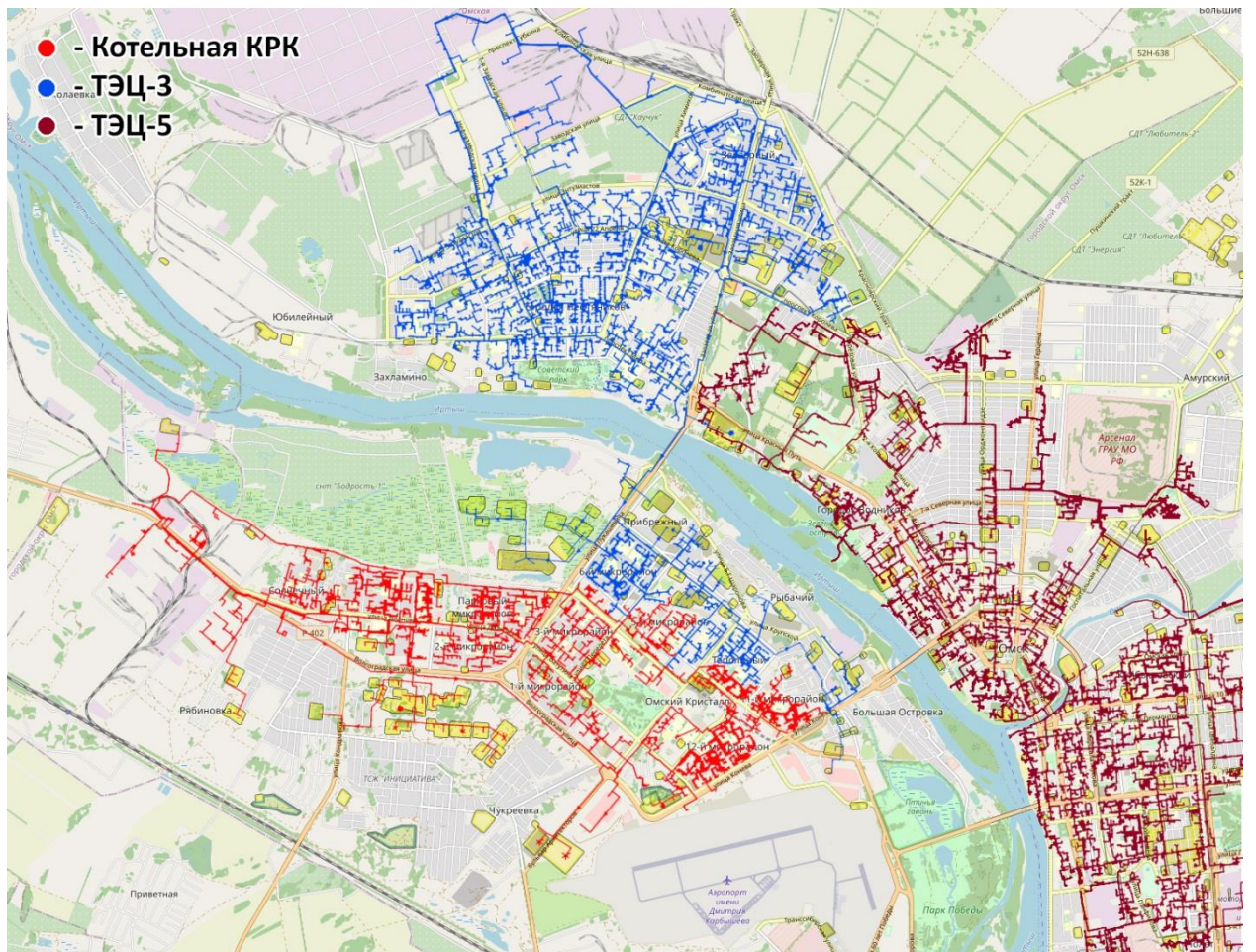


Рисунок 41. Перспективная схема работы тепловой сети АО "ОмскРТС"

Таблица 3. Сводные данные по материальной характеристике новых тепловых сетей, необходимых для подключения новых потребителей

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Увеличение материальной характеристики тепловой сети в двухтрубном исполнении, м2																			Итого
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
ЕТО-1 АО "ОмскРТС"																					
1	ТЭЦ-3	931,9	2 378,3	2 716,8	963,2	1 401,7	549,4	183,2	49,5	97,2	150,9	270,4	123,5	164,9	15,6	15,9	345,3	206,7	118,3	75,5	10 758,1
2	ТЭЦ-4	65,0	82,0	41,8	130,9	155,4	0,0	69,4	0,0	0,0	477,3	4,3	16,5	0,0	168,6	223,7	20,5	0,0	27,8	43,3	1 526,5
3	ТЭЦ-5	728,5	733,0	155,9	1 341,8	3 217,4	1 607,2	191,3	493,8	130,9	94,1	572,3	105,6	57,2	215,1	127,9	595,1	105,5	374,3	159,1	11 006,2
4	ТЭЦ-2	31,8	44,3	37,1	75,0	12,2	661,5	231,0	51,0	10,9	49,3	31,8	33,0	33,8	614,5	227,9	181,9	73,7	53,6	73,5	2 527,7
5	КРК	391,1	730,7	1 009,9	3 577,0	903,3	1 489,5	874,6	899,9	91,3	248,0	39,3	48,9	17,1	159,2	19,5	230,5	22,3	21,5	20,8	10 794,4
ЕТО-2 МП г. Омска "Тепловая компания"																					
6	Котельная 1.01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Котельная 1.03	42,4	0,0	0,0	0,0	0,0	220,6	0,0	0,0	0,0	0,0	301,7	0,0	64,0	123,5	66,0	184,0	224,4	11,6	10,2	1 248,3
8	Котельная 1.04	26,3	12,7	0,0	0,0	0,0	26,0	6,8	58,7	0,0	0,0	0,0	46,3	18,1	4,0	25,4	0,0	39,3	0,0	7,1	270,7
9	Котельная 1.05	0,0	0,0	11,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	19,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	31,0
10	Котельная 1.27	0,0	19,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	19,2
11	Котельная 1.43	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	Котельная 2.01	0,0	0,0	200,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	200,0
13	Котельная 2.02	8,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	16,8	0,0	11,5	0,0	61,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	98,6
14	Котельная 2.03	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	Котельная 2.04	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	45,9	0,0	0,0	0,0	48,4
16	Котельная 2.05	13,3	0,0	9,6	0,0	0,0	0,0	30,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	52,9
17	Котельная 2.06	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	13,3	128,9	0,0	0,0	0,0	142,2
18	Котельная 2.07	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Котельная 2.08	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
20	Котельная 2.09	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21	Котельная 2.35	0,0	0,0	0,0	129,0	13,2	0,0	0,0	0,0	478,6	13,0	0,0	0,0	210,8	328,4	65,5	23,3	133,6	6,5	0,0	1 402,0
22	Котельная 3.01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	28,0	8,7	0,0	0,0	0,0	0,0	36,7
23	Котельная 3.02	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	11,0	0,0	11,0
24	Котельная 4.01	0,0	0,0	6,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,9	0,0	0,0	18,8
25	Котельная 4.02	31,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,0	0,0	0,0	0,0	0,0	35,7
26	Котельная 5.01	18,6	0,0	0,0	459,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0	2,3	0,0	0,0	13,0	3,4	0,0	0,0	36,9	0,0	535,4
27	Котельная 5.02	0,0	0,0	16,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	16,7
28	Котельная 5.04	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
29	Котельная 5.21	178,8	0,0	40,5	0,0	0,0	79,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	298,7
30	Котельная 5.36	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	11,0	0,0	14,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	25,2
31	Котельная 5.39	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	11,6	0,0	0,0	11,6
32	Котельная 1.39	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
33	Котельная 1.08	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-3 ПО "Полет" филиал ФГУП "ГКНПЦ им. М.В.Хруничева"																					
34	Котельная 3.04	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
35	Котельная 3.05	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,6	29,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	66,5	0,0	0,0	101,2
ЕТО-4 ООО "Омсктехуглерод"																					
36	Котельная 3.13	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,7	0,0	0,0	149,1	28,7	0,0	22,6	0,0	7,9	0,0	0,0	214,1
37	Котельная 3.14	0,0	0,0	14,0	0,0	0,0	5,4	30,7	14,0	0,0	11,6	0,0	0,0	0,0	13,0	0,0	44,4	9,2	0,0	0,0	142,3
ЕТО-5 АО "Омскшина"																					
38	Котельная 3.17	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-6 ООО "ПТЭ"																					
39	Котельная 1.38	151,3	9,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,5	18,0	0,0	0,0	7,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	188,6
40	Котельная 4.31	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
41	Котельная 5.43	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	92,9	7,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	100,2

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Увеличение материальной характеристики тепловой сети в двухтрубном исполнении, м ²																			Итого
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
42	Котельная С.Тюленина	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-7 АО "ОНИИП"																					
43	Котельная 2.10	0,0	24,3	0,0	50,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	215,3	113,3	0,0	0,0	0,0	87,2	490,5
ЕТО-8 ФГБУ "ЦЖКУ по ЦВО" МО РФ																					
44	Котельная 2.33	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-9 АО "Омсктрансаш"																					
45	Котельная 2.11	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-10 ООО "Теплогенерирующий комплекс"																					
46	Мини-ТЭЦ	29,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	21,6	0,0	5,1	27,8	388,7	16,9	38,4	72,9	19,5	17,1	5,2	3,7	28,2	674,6
47	Котельная 5.24	0,0	2,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,6
48	Котельная 5.42	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	103,9	0,0	7,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	111,7
ЕТО-11 Омский РВПиС																					
49	Котельная 1.09	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-12 ООО «Малая генерация»																					
50	Котельная 1.26	441,3	0,0	0,0	0,0	0,0	26,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,5	0,0	0,0	0,0	0,0	472,5
ЕТО-13 ООО "Тепловая компания"																					
51	Котельная 1.23	0,0	0,0	5,0	0,0	0,0	0,0	33,1	3,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	31,5	0,0	0,0	0,0	0,0	42,9	116,3
ЕТО-14 ООО "Мечта"																					
52	Котельная 1.35	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-15 ПАО "Омский каучук"																					
53	ТЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-16 ООО "Комплекс ТеплоСервис"																					
54	Котельная 2.34	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-17 ООО "Энергопоставка"																					
55	Котельная 3.19	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-18 АСУСО "Омский психоневрологический интернат"																					
56	Котельная 2.28	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-19 БСУСО «Кировский дом-интернат для умственно-отсталых детей»																					
57	Котельная 2.29	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-20 АО «Русь»																					
58	Котельная 1.41	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-21 ПАО "Сагурн"																					
59	Котельная 5.07	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-22 ООО СМТ "Стройбетон"																					
60	Котельная 5.46	1 060,8	71,4	5,1	0,0	17,5	215,9	83,6	0,0	23,2	13,9	89,9	78,5	55,5	66,9	71,5	0,0	0,0	0,0	111,0	1 964,7
Сумма по городу		4 150,8	4 107,7	4 270,3	6 726,4	5 720,8	4 884,1	1 968,9	1 586,2	918,4	1 087,8	1 773,3	625,9	722,8	2 069,4	1 032,7	1 817,0	908,8	665,2	658,8	45 695,3

Таблица 4. Сводные данные по длине новых тепловых сетей, необходимых для подключения новых потребителей

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Увеличение длины тепловой сети в двухтрубном исполнении, м																			Итого
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
ЕТО-1 АО "ОмскРТС"																					
1	ТЭЦ-3	4 201,0	3 811,1	2 473,8	997,9	1 388,1	1 558,8	1 208,1	339,8	753,5	1 315,7	1 084,3	688,2	1 106,9	127,7	100,0	1 365,4	1 274,0	1 151,8	754,6	25 700,6
2	ТЭЦ-4	406,1	410,1	262,5	654,3	589,5	0,0	480,5	0,0	0,0	1 771,5	27,1	127,2	0,0	1 073,2	1 428,5	150,7	0,0	462,9	241,1	8 085,2
3	ТЭЦ-5	3 971,8	3 565,7	855,3	1 706,5	2 654,5	2 185,9	1 069,5	2 609,3	583,2	1 074,8	1 482,0	771,8	374,1	915,9	695,0	1 608,6	568,9	1 660,4	819,4	29 172,6
4	ТЭЦ-2	206,8	323,1	231,8	282,4	30,5	1 716,0	620,8	214,3	63,1	376,5	161,0	298,0	217,2	3 081,7	1 379,2	477,6	510,5	351,9	606,5	11 148,9
5	КРК	2 102,7	1 042,9	2 229,7	5 397,9	1 296,6	2 530,7	1 025,9	1 215,2	647,0	1 365,2	444,8	424,6	171,0	687,7	195,5	1 189,0	308,8	114,2	158,4	22 547,6
ЕТО-2 МП г. Омска "Тепловая компания"																					
6	Котельная 1.01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Увеличение длины тепловой сети в двухтрубном исполнении, м																			Итого
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
7	Котельная 1.03	423,8	0,0	0,0	0,0	0,0	421,0	0,0	0,0	0,0	0,0	701,7	0,0	170,0	684,3	184,1	574,4	484,0	38,6	34,0	3 715,7
8	Котельная 1.04	130,0	81,0	0,0	0,0	0,0	162,3	68,3	461,2	0,0	0,0	0,0	125,6	70,1	66,4	423,7	0,0	123,7	0,0	71,2	1 783,5
9	Котельная 1.05	0,0	0,0	111,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	253,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	364,0
10	Котельная 1.27	0,0	95,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	95,9
11	Котельная 1.43	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	Котельная 2.01	0,0	0,0	800,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	800,0
13	Котельная 2.02	53,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	171,4	0,0	82,2	0,0	441,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	748,4
14	Котельная 2.03	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	Котельная 2.04	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	24,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	327,8	0,0	0,0	0,0	352,5
16	Котельная 2.05	95,0	0,0	68,7	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	263,7
17	Котельная 2.06	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	114,1	920,9	0,0	0,0	0,0	1 035,0
18	Котельная 2.07	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Котельная 2.08	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
20	Котельная 2.09	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21	Котельная 2.35	0,0	0,0	0,0	212,3	33,0	0,0	0,0	0,0	951,6	32,6	0,0	0,0	687,9	1 142,4	451,5	166,5	835,1	40,5	0,0	4 553,2
22	Котельная 3.01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	204,6	87,0	0,0	0,0	0,0	0,0	291,6
23	Котельная 3.02	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	110,1	0,0	110,1
24	Котельная 4.01	0,0	0,0	42,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	90,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	29,2	0,0	0,0	162,6
25	Котельная 4.02	190,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	39,7	0,0	0,0	0,0	0,0	230,4
26	Котельная 5.01	93,0	0,0	0,0	585,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	14,2	16,2	0,0	0,0	129,9	57,4	0,0	0,0	184,7	0,0	1 081,1
27	Котельная 5.02	0,0	0,0	66,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	66,9
28	Котельная 5.04	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
29	Котельная 5.21	700,0	0,0	162,7	0,0	0,0	317,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1 180,5
30	Котельная 5.36	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	109,6	0,0	102,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	211,6
31	Котельная 5.39	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	116,0	0,0	0,0	116,0
32	Котельная 1.39	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
33	Котельная 1.08	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-3 ПО "Поле" филиал ФГУП "ГКНПЦ им. М.В.Хруничева"																					
34	Котельная 3.04	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
35	Котельная 3.05	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	40,1	145,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	474,9	0,0	0,0	660,3
ЕТО-4 ООО "Омсктехуглерод"																					
36	Котельная 3.13	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	57,1	0,0	0,0	315,0	71,9	0,0	56,6	0,0	78,8	0,0	0,0	579,3
37	Котельная 3.14	0,0	0,0	80,9	0,0	0,0	38,6	205,5	140,1	0,0	82,5	0,0	0,0	0,0	92,8	0,0	317,5	91,6	0,0	0,0	1 049,3
ЕТО-5 АО "Омкшина"																					
38	Котельная 3.17	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-6 ООО "ПТЭ"																					
39	Котельная 1.38	458,4	46,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	17,8	112,2	0,0	0,0	30,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	664,9
40	Котельная 4.31	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
41	Котельная 5.43	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	371,5	36,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	408,3
42	Котельная С. Тюленина	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-7 АО "ОНИИП"																					
43	Котельная 2.10	0,0	173,6	0,0	201,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	998,7	427,4	0,0	0,0	0,0	429,8	2 231,1
ЕТО-8 ФГБУ "ЦЖКУ по ЦВО" МО РФ																					
44	Котельная 2.33	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-9 АО "Омсктрансаш"																					
45	Котельная 2.11	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-10 ООО "Теплогенерирующий комплекс"																					
46	Мини-ТЭЦ	128,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	154,2	0,0	36,4	245,5	497,9	33,7	265,3	446,6	39,0	148,2	37,1	37,1	469,5	2 538,6
47	Котельная 5.24	0,0	16,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	16,2

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Увеличение длины тепловой сети в двухтрубном исполнении, м																			Итого
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
48	Котельная 5.42	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	377,1	0,0	39,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	416,2
ЕТО-11 Омский РВПиС																					
49	Котельная 1.09	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-12 ООО «Малая генерация»																					
50	Котельная 1.26	551,6	0,0	0,0	0,0	0,0	167,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	44,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	763,5
ЕТО-13 ООО "Тепловая компания"																					
51	Котельная 1.23	0,0	0,0	35,4	0,0	0,0	0,0	221,3	27,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	225,3	0,0	0,0	0,0	0,0	268,2	777,6
ЕТО-14 ООО "Мечта"																					
52	Котельная 1.35	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-15 ПАО "Омский каучук"																					
53	ТЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-16 ООО "Комплекс ТеплоСервис"																					
54	Котельная 2.34	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-17 ООО "Энергопоставка"																					
55	Котельная 3.19	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-18 АСУСО "Омский психоневрологический интернат"																					
56	Котельная 2.28	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-19 БСУСО «Кировский дом-интернат для умственно-отсталых детей»																					
57	Котельная 2.29	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-20 АО «Русь»																					
58	Котельная 1.41	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-21 ПАО "Сатурн"																					
59	Котельная 5.07	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-22 ООО СМТ "Стройбетон"																					
60	Котельная 5.46	2 089,5	471,7	36,4	0,0	87,7	503,6	615,4	0,0	165,8	69,4	286,4	274,2	179,1	162,2	670,6	0,0	0,0	0,0	1 250,8	6 862,7
Сумма по городу		15 801,4	10 037,6	7 457,8	10 038,7	6 079,8	9 626,5	6 689,4	5 102,0	3 727,1	6 347,8	5 252,7	3 088,5	3 668,5	10 039,4	6 393,9	7 246,4	4 932,5	4 152,1	5 103,5	130 785,4

Таблица 5. Сводные данные по материальной характеристике реконструируемых тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Материальная характеристика реконструируемых тепловых сетей, м2																			Итого	Итого в от мат хар. 2022 г., %
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040		
1	ТЭЦ-3	29,0	16,0	464,8	923,9	857,4	403,9	227,9	187,5	215,7	248,0	580,9	789,1	595,6	674,0	763,1	864,3	979,5	1 110,4	1 259,4	11 190,3	8,7
- сети АО "ОмскРТС"		0,0	0,0	0,0	0,0	109,0	141,8	163,1	187,5	215,7	248,0	285,2	328,0	377,2	433,8	498,9	573,7	659,7	758,7	872,5	5 852,8	0,0
- сети МП г. Омска "Тепловая компания"		29,0	16,0	464,8	923,9	748,4	262,1	64,8	0,0	0,0	0,0	295,7	461,1	218,4	240,2	264,2	290,7	319,7	351,7	386,9	5 337,5	0,0
2	ТЭЦ-4	0,0	293,8	0,0	0,0	0,0	49,5	56,9	65,5	75,3	86,6	99,6	114,5	294,7	330,8	371,4	417,3	469,0	527,4	593,4	3 845,8	11,7
- сети АО "ОмскРТС"		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	49,5	56,9	65,5	75,3	86,6	99,6	114,5	131,7	151,4	174,2	200,3	230,3	264,9	304,6	2 005,3	0,0
- сети МП г. Омска "Тепловая компания"		0,0	293,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	163,0	179,3	197,3	217,0	238,7	262,6	288,8	1 840,5	0,0
3	ТЭЦ-5	851,9	1 365,9	2 170,8	676,5	575,3	689,3	524,0	925,1	555,0	829,1	820,5	1 439,0	1 155,2	1 304,7	1 474,2	1 666,6	1 884,9	2 132,8	2 414,5	23 455,2	10,3
- сети АО "ОмскРТС"		516,1	151,8	160,2	127,8	0,0	255,5	293,8	337,9	388,6	446,9	513,9	591,0	679,7	781,6	898,9	1 033,7	1 188,7	1 367,0	1 572,1	11 305,2	0,0
- сети МП г. Омска "Тепловая компания"		335,9	1 214,0	2 010,6	548,7	575,3	433,8	230,2	587,2	166,4	382,2	306,6	848,0	475,5	523,0	575,3	632,9	696,2	765,8	842,4	12 150,0	0,0
4	ТЭЦ-2	247,9	0,0	0,0	325,0	52,4	39,3	566,5	529,1	59,8	68,7	79,1	90,9	254,1	284,8	319,3	358,1	401,9	451,2	506,8	4 634,8	10,0
- сети АО "ОмскРТС"		0,0	0,0	0,0	0,0	52,4	39,3	45,2	52,0	59,8	68,7	79,1	90,9	104,5	120,2	138,3	159,0	182,8	210,3	241,8	1 644,3	0,0
- сети МП г. Омска "Тепловая компания"		247,9	0,0	0,0	325,0	0,0	0,0	521,3	477,1	0,0	0,0	0,0	0,0	149,6	164,5	181,0	199,1	219,0	240,9	265,0	2 990,5	0,0
5	КРК	421,9	346,7	899,6	502,8	169,3	189,5	117,2	222,1	295,9	272,6	347,9	356,6	506,1	570,2	642,9	725,1	818,2	923,7	1 043,3	9 371,6	10,6

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Материальная характеристика реконструируемых тепловых сетей, м2																			Итого	Итого в от мат хар. 2022 г., %
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040		
- сети АО "ОмскРТС"		238,9	143,5	0,0	502,8	0,0	101,9	117,2	134,7	154,9	178,2	204,9	235,6	271,0	311,6	358,4	412,1	474,0	545,1	626,8	5 011,7	0,0
- сети МП г. Омска "Тепловая компания"		183,0	203,2	899,6	0,0	169,3	87,6	0,0	87,4	141,0	94,4	143,0	121,0	235,1	258,6	284,5	312,9	344,2	378,6	416,5	4 359,9	0,0
6	Котельная 1.01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,6	0,6	0,7	0,7	0,8	0,9	4,8	5,6
7	Котельная 1.03	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1 069,8	0,0	0,0	0,0	0,0	43,8	48,2	53,0	58,3	64,1	70,6	77,6	1 485,5	20,1
8	Котельная 1.04	265,2	169,5	252,0	0,0	0,0	30,2	98,3	0,0	0,0	458,6	0,0	0,0	52,5	57,8	63,6	69,9	76,9	84,6	93,1	1 772,3	20,0
9	Котельная 1.05	0,0	0,0	0,0	29,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	21,8	24,0	26,4	29,0	31,9	35,1	38,6	236,2	5,6
10	Котельная 1.27	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,2	4,6	5,1	5,6	6,2	6,8	7,5	40,0	5,2
11	Котельная 1.43	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,5	0,6	0,7	0,7	0,8	0,9	4,6	5,6
12	Котельная 2.01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	11,0	12,2	13,4	14,7	16,2	17,8	19,6	104,8	5,6
13	Котельная 2.02	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	679,1	76,3	0,0	0,0	12,0	13,2	14,5	15,9	17,5	19,3	21,2	869,1	43,0
14	Котельная 2.03	0,0	20,4	31,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	582,0	196,6	0,0	0,0	17,8	19,6	21,6	23,7	26,1	28,7	31,6	999,7	33,2
15	Котельная 2.04	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	30,4	33,4	36,8	40,5	44,5	49,0	53,9	288,5	5,6
16	Котельная 2.05	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	136,5	0,0	0,0	0,0	47,8	52,6	57,9	63,7	70,0	77,0	84,7	590,4	7,3
17	Котельная 2.06	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,4	0,5	0,5	0,6	0,7	0,7	3,9	5,6
18	Котельная 2.07	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	1,8	5,6
19	Котельная 2.08	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9	1,0	1,1	1,3	1,4	1,5	1,7	8,9	5,6
20	Котельная 2.09	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,6	3,2	5,6
21	Котельная 2.35	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	0,6	0,7	0,8	0,9	0,9	1,0	5,5	5,6
22	Котельная 3.01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,9	5,6
23	Котельная 3.02	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22,6	24,9	27,4	30,1	33,2	36,5	40,1	214,8	5,6
24	Котельная 4.01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	70,1	77,1	84,8	93,2	102,6	112,8	124,1	664,6	5,6
25	Котельная 4.02	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	11,6	12,7	14,0	15,4	16,9	18,6	20,5	109,7	5,6
26	Котельная 5.01	0,0	0,0	0,0	16,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	29,1	32,0	35,2	38,7	42,5	46,8	51,5	291,7	5,9
27	Котельная 5.02	186,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,8	4,1	4,5	5,0	5,5	6,0	6,6	221,6	35,0
28	Котельная 5.04	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
29	Котельная 5.21	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
30	Котельная 5.36	0,0	162,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	162,5	5,0
31	Котельная 5.39	0,0	0,0	545,7	172,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,1	6,7	7,4	8,1	8,9	9,8	10,8	776,4	75,4
32	Котельная 1.39	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5	1,7	1,8	2,0	2,2	2,4	2,7	14,4	5,6
33	Котельная 1.08	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2	1,3	1,4	1,5	1,7	1,9	2,1	11,0	5,6
34	Котельная 3.04	297,0	0,0	123,0	55,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	475,9	10,2
35	Котельная 3.05	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
36	Котельная 3.13	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	116,0	104,3	114,8	126,3	138,9	152,8	168,0	921,1	5,8
37	Котельная 3.14	0,0	447,5	1 103,8	376,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	36,5	40,2	44,2	48,6	53,5	58,8	64,7	2 274,5	16,1
38	Котельная 3.17	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
39	Котельная 1.38	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
40	Котельная 4.31	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
41	Котельная 5.43	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
42	Котельная С.Тюленина	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
43	Котельная 2.10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	116,6	128,3	141,1	155,2	170,7	187,8	206,6	1 106,3	9,5
44	Котельная 2.33	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
45	Котельная 2.11	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
46	Мини-ТЭЦ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
47	Котельная 5.24	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
48	Котельная 5.42	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Материальная характеристика реконструируемых тепловых сетей, м2																			Итого	Итого в от мат хар. 2022 г., %
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040		
49	Котельная 1.09	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,7	6,3	6,9	7,6	8,3	9,2	10,1	54,1	47,4
50	Котельная 1.26	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	59,6	65,6	72,1	79,3	87,3	96,0	105,6	565,5	47,4
51	Котельная 1.23	0,0	494,0	0,0	0,0	0,0	22,3	13,0	0,0	0,0	0,0	70,0	0,0	49,9	54,9	60,4	66,5	73,1	80,4	88,5	1 072,9	21,3
52	Котельная 1.35	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,8	2,0	2,2	2,4	2,7	2,9	3,2	17,3	47,4
53	ТЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
54	Котельная 2.34	0,0	0,0	28,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	58,6	0,0	0,0	0,0	50,0	55,0	60,5	66,6	73,2	80,5	88,6	561,8	24,1
55	Котельная 3.19	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
56	Котельная 2.28	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	15,2	16,8	18,4	20,3	22,3	24,5	27,0	144,5	47,4
57	Котельная 2.29	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
58	Котельная 1.41	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
59	Котельная 5.07	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
60	Котельная 5.46	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Сумма по городу		2 298,9	3 316,2	5 620,0	3 079,2	1 654,3	1 424,0	1 603,7	2 999,1	2 657,9	2 236,6	1 997,9	2 790,2	3 648,0	4 067,7	4 564,4	5 124,3	5 755,7	6 468,0	7 272,1	68 578,2	9,6

Таблица 6. Сводные данные по длине тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Длина реконструируемых тепловых сетей в двухтрубном исполнении, м																			Итого
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
ЕТО-1 АО "ОмскРТС"																					
1	ТЭЦ-3	130,0	80,0	746,0	2 180,0	2 199,0	598,2	435,9	156,3	179,7	206,7	667,7	1 723,3	1 406,2	1 562,6	1 736,9	1 931,4	2 148,4	2 390,8	2 661,4	23 140,5
- сети АО "ОмскРТС"		0,0	0,0	0,0	0,0	109,0	118,2	135,9	156,3	179,7	206,7	237,7	273,3	314,3	361,5	415,7	478,1	549,8	632,2	727,1	4 895,5
- сети МП г. Омска "Тепловая компания"		130,0	80,0	746,0	2 180,0	2 090,0	480,0	300,0	0,0	0,0	0,0	430,0	1 450,0	1 091,9	1 201,1	1 321,2	1 453,3	1 598,6	1 758,5	1 934,4	18 245,0
2	ТЭЦ-4	0,0	1 360,0	0,0	0,0	0,0	41,3	47,4	54,6	62,7	72,2	83,0	95,4	924,9	1 022,9	1 131,5	1 251,9	1 385,4	1 533,6	1 698,0	10 764,8
- сети АО "ОмскРТС"		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	41,3	47,4	54,6	62,7	72,2	83,0	95,4	109,7	126,2	145,1	166,9	191,9	220,7	253,8	1 671,1
- сети МП г. Омска "Тепловая компания"		0,0	1 360,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	815,2	896,7	986,4	1 085,0	1 193,5	1 312,9	1 444,1	9 093,7
3	ТЭЦ-5	1 003,0	3 037,4	3 936,3	2 702,0	855,0	882,5	599,9	1 901,4	657,6	1 019,2	1 067,1	1 222,1	3 457,3	3 827,3	4 237,9	4 693,8	5 200,1	5 762,6	6 387,7	52 450,2
- сети АО "ОмскРТС"		368,6	189,8	200,2	213,0	0,0	182,5	209,9	241,4	277,6	319,2	367,1	422,1	485,5	558,3	642,0	738,3	849,1	976,5	1 122,9	8 364,0
- сети МП г. Омска "Тепловая компания"		634,4	2 847,6	3 736,0	2 489,0	855,0	700,0	390,0	1 660,0	380,0	700,0	700,0	800,0	2 971,8	3 269,0	3 595,9	3 955,5	4 351,1	4 786,2	5 264,8	44 086,2
4	ТЭЦ-2	402,0	0,0	0,0	500,0	131,0	32,8	767,7	833,3	49,8	57,3	65,9	75,8	1 022,0	1 128,6	1 246,5	1 376,9	1 521,2	1 680,9	1 857,8	12 749,4
- сети АО "ОмскРТС"		0,0	0,0	0,0	0,0	131,0	32,8	37,7	43,3	49,8	57,3	65,9	75,8	87,1	100,2	115,2	132,5	152,4	175,2	201,5	1 457,6
- сети МП г. Омска "Тепловая компания"		402,0	0,0	0,0	500,0	0,0	0,0	730,0	790,0	0,0	0,0	0,0	0,0	934,9	1 028,4	1 131,3	1 244,4	1 368,8	1 505,7	1 656,3	11 291,8
5	КРК	399,4	412,5	1 071,3	359,2	310,0	272,8	83,7	256,2	370,7	267,3	718,4	608,3	977,2	1 084,6	1 204,2	1 337,4	1 485,9	1 651,4	1 836,0	14 706,5
- сети АО "ОмскРТС"		170,6	102,5	0,0	359,2	0,0	72,8	83,7	96,2	110,7	127,3	146,4	168,3	193,6	222,6	256,0	294,4	338,5	389,3	447,7	3 579,8
- сети МП г. Омска "Тепловая компания"		228,8	310,0	1 071,3	0,0	310,0	200,0	0,0	160,0	260,0	140,0	572,0	440,0	783,7	862,0	948,2	1 043,1	1 147,4	1 262,1	1 388,3	11 126,8
ЕТО-2 МП г. Омска "Тепловая компания"																					
6	Котельная 1.01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,5	2,8	3,1	3,4	3,7	4,1	4,5	24,1
7	Котельная 1.03	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1 780,0	0,0	0,0	0,0	0,0	146,0	160,6	176,7	194,4	213,8	235,2	258,7	3 165,5
8	Котельная 1.04	442,0	340,0	420,0	0,0	0,0	140,0	180,0	0,0	0,0	840,0	0,0	0,0	131,3	144,5	158,9	174,8	192,3	211,5	232,7	3 608,1
9	Котельная 1.05	0,0	0,0	0,0	48,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	54,5	59,9	65,9	72,5	79,8	87,7	96,5	564,9
10	Котельная 1.27	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	14,1	15,5	17,0	18,7	20,6	22,7	24,9	133,5
11	Котельная 1.43	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0	2,2	2,4	2,6	2,9	3,2	3,5	18,6
12	Котельная 2.01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	36,8	40,5	44,6	49,0	53,9	59,3	65,2	349,3
13	Котельная 2.02	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1 040,0	240,0	0,0	0,0	29,9	32,9	36,2	39,9	43,8	48,2	53,1	1 564,1
14	Котельная 2.03	0,0	150,0	216,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1 140,0	678,0	0,0	0,0	89,1	98,1	107,9	118,7	130,5	143,6	157,9	3 029,7
15	Котельная 2.04	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	121,6	133,8	147,2	161,9	178,1	195,9	215,5	1 153,8

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Длина реконструируемых тепловых сетей в двухтрубном исполнении, м																			Итого
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
16	Котельная 2.05	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	250,0	0,0	0,0	0,0	79,7	87,7	96,5	106,1	116,7	128,4	141,2	1 006,4
17	Котельная 2.06	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0	2,2	2,5	2,7	3,0	3,3	3,6	19,3
18	Котельная 2.07	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	1,5	1,6	1,8	2,0	2,2	2,4	12,8
19	Котельная 2.08	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,1	3,5	3,8	4,2	4,6	5,1	5,6	29,8
20	Котельная 2.09	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,1	2,3	2,5	2,8	3,1	3,4	3,7	19,8
21	Котельная 2.35	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,3	2,6	2,8	3,1	3,4	3,8	4,1	22,1
22	Котельная 3.01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	0,6	0,7	0,8	0,9	0,9	1,0	5,6
23	Котельная 3.02	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	141,5	155,7	171,3	188,4	207,2	227,9	250,7	1 342,8
24	Котельная 4.01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	280,2	308,2	339,0	373,0	410,2	451,3	496,4	2 658,4
25	Котельная 4.02	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	38,6	42,4	46,6	51,3	56,4	62,1	68,3	365,8
26	Котельная 5.01	0,0	0,0	0,0	80,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	72,7	79,9	87,9	96,7	106,4	117,0	128,7	769,2
27	Котельная 5.02	475,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,4	10,3	11,3	12,5	13,7	15,1	16,6	564,0
28	Котельная 5.04	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
29	Котельная 5.21	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	42,9	47,1	51,9	57,0	62,7	69,0	75,9	406,6
30	Котельная 5.36	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	250,0	48,1	52,9	58,2	64,1	70,5	77,5	85,3	706,6
31	Котельная 5.39	0,0	0,0	1 250,0	800,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	20,3	22,4	24,6	27,1	29,8	32,8	36,0	2 242,9
32	Котельная 1.39	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,1	5,6	6,1	6,7	7,4	8,2	9,0	48,1
33	Котельная 1.08	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,6	5,1	5,6	6,2	6,8	7,5	8,2	44,0
ЕТО-3 ПО "Полеет" филиал ФГУП "ГКНПЦ им. М.В.Хруничева"																					
34	Котельная 3.04	1 100,0	0,0	666,0	130,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1 896,0
35	Котельная 3.05	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-4 ООО "Омсктехуглерод"																					
36	Котельная 3.13	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	232,0	208,7	229,6	252,5	277,8	305,5	336,1	1 842,2
37	Котельная 3.14	0,0	865,0	1 364,0	520,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	91,3	100,4	110,5	121,5	133,6	147,0	161,7	3 615,0
ЕТО-5 АО "Омкшина"																					
38	Котельная 3.17	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-6 ООО "ПТЭ"																					
39	Котельная 1.38	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
40	Котельная 4.31	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
41	Котельная 5.43	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
42	Котельная С.Тюленина	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-7 АО "ОНИИП"																					
43	Котельная 2.10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	233,2	256,5	282,2	310,4	341,4	375,6	413,2	2 212,5
ЕТО-8 ФГБУ "ЦЖКУ по ЦВО" МО РФ																					
44	Котельная 2.33	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-9 АО "Омсктрансмаш"																					
45	Котельная 2.11	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-10 ООО "Теплогенерирующий комплекс"																					
46	Мини-ТЭЦ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
47	Котельная 5.24	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
48	Котельная 5.42	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-11 Омский РВПиС																					
49	Котельная 1.09	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	19,0	20,9	23,0	25,3	27,8	30,6	33,7	180,3
ЕТО-12 ООО «Малая генерация»																					
50	Котельная 1.26	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	99,4	109,3	120,2	132,2	145,5	160,0	176,0	942,6

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Длина реконструируемых тепловых сетей в двухтрубном исполнении, м																			Итого
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
ЕТО-13 ООО "Тепловая компания"																					
51	Котельная 1.23	0,0	760,0	0,0	0,0	0,0	70,0	60,0	0,0	0,0	0,0	220,0	0,0	83,2	91,5	100,7	110,8	121,8	134,0	147,4	1 899,5
ЕТО-14 ООО "Мечта"																					
52	Котельная 1.35	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,1	10,0	11,0	12,1	13,3	14,7	16,1	86,3
ЕТО-15 ПАО "Омский каучук"																					
53	ТЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-16 ООО "КомплексТеплоСервис"																					
54	Котельная 2.34	0,0	0,0	144,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	514,0	0,0	0,0	0,0	166,7	183,3	201,7	221,8	244,0	268,4	295,3	2 239,2
ЕТО-17 ООО "Энергопоставка"																					
55	Котельная 3.19	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-18 АСУСО "Омский психоневрологический интернат"																					
56	Котельная 2.28	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	108,8	119,7	131,6	144,8	159,3	175,2	192,7	1 032,1
ЕТО-19 БСУСО «Кировский дом-интернат для умственно-отсталых детей»																					
57	Котельная 2.29	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-20 АО «Русь»																					
58	Котельная 1.41	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-21 ПАО "Сатурн"																					
59	Котельная 5.07	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-22 ООО СМТ "Стройбетон"																					
60	Котельная 5.46	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Сумма по городу		3 951,4	7 004,9	9 813,5	7 319,2	3 495,0	2 037,5	2 174,6	4 981,8	4 264,5	3 380,6	2 822,0	3 975,0	10 213,0	11 247,2	12 440,4	13 763,1	15 230,0	16 857,0	18 662,5	153 633,0

Таблица 7. Сводные данные по материальной характеристике реконструируемых тепловых сетей с увеличением диаметра, необходимых для подключения новых потребителей

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Материальная характеристика реконструируемых тепловых сетей, м2																			Итого
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
ЕТО-1 АО "ОмскРТС"																					
1	ТЭЦ-3	15,8	336,0	0,0	0,0	0,0	16,8	0,0	0,0	0,0	0,0	141,0	76,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	586,0
- сети АО "ОмскРТС"		0,0	336,0	0,0	0,0	0,0	16,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	352,8
- сети МП г. Омска "Тепловая компания"		15,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	141,0	76,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	233,2
2	ТЭЦ-4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	143,3	143,3	143,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	430,0
- сети АО "ОмскРТС"		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	143,3	143,3	143,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	430,0
- сети МП г. Омска "Тепловая компания"		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	ТЭЦ-5	2 209,4	1 545,3	2 365,6	1 729,4	1 014,1	595,3	224,5	224,5	200,3	200,3	200,3	200,3	0,0	18,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10 727,1
- сети АО "ОмскРТС"		720,3	1 423,3	2 365,6	1 540,8	1 014,1	294,5	224,5	224,5	200,3	200,3	200,3	200,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8 608,6
- сети МП г. Омска "Тепловая компания"		1 489,1	122,0	0,0	188,6	0,0	300,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	18,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2 118,5
4	ТЭЦ-2	0,0	0,0	0,0	102,3	0,0	132,4	89,8	0,0	0,0	0,0	58,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,0	421,2
- сети АО "ОмскРТС"		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
- сети МП г. Омска "Тепловая компания"		0,0	0,0	0,0	102,3	0,0	132,4	89,8	0,0	0,0	0,0	58,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,0	421,2
5	КРК	179,4	0,0	9,6	121,1	0,0	43,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	353,6
- сети АО "ОмскРТС"		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
- сети МП г. Омска "Тепловая компания"		179,4	0,0	9,6	121,1	0,0	43,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	353,6
ЕТО-2 МП г. Омска "Тепловая компания"																					
6	Котельная 1.01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Котельная 1.03	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	16,8	0,0	0,0	0,0	0,0	109,9	0,0	0,0	0,0	603,3	0,0	169,0	0,0	0,0	899,0

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Материальная характеристика реконструируемых тепловых сетей, м2																			Итого
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
8	Котельная 1.04	0,0	108,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	990,8	0,0	0,0	160,0	0,0	0,0	1 259,6
9	Котельная 1.05	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	Котельная 1.27	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11	Котельная 1.43	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	Котельная 2.01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
13	Котельная 2.02	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,2
14	Котельная 2.03	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	Котельная 2.04	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
16	Котельная 2.05	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Котельная 2.06	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Котельная 2.07	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Котельная 2.08	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
20	Котельная 2.09	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21	Котельная 2.35	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
22	Котельная 3.01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23	Котельная 3.02	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
24	Котельная 4.01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
25	Котельная 4.02	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Котельная 5.01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
27	Котельная 5.02	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
28	Котельная 5.04	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
29	Котельная 5.21	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
30	Котельная 5.36	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
31	Котельная 5.39	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
32	Котельная 1.39	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
33	Котельная 1.08	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-3 ПО "Полет" филиал ФГУП "ГКНПЦ им. М.В.Хруничева"																					
34	Котельная 3.04	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
35	Котельная 3.05	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-4 ООО "Омсктехуглерод"																					
36	Котельная 3.13	0,0	0,0	1 967,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	608,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2 575,6
37	Котельная 3.14	0,0	0,0	7 635,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7 635,2
ЕТО-5 АО "Омскшина"																					
38	Котельная 3.17	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-6 ООО "ПТЭ"																					
39	Котельная 1.38	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
40	Котельная 4.31	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
41	Котельная 5.43	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
42	Котельная С.Тюленина	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-7 АО "ОНИИП"																					
43	Котельная 2.10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-8 ФГБУ "ЦЖКУ по ЦВО" МО РФ																					
44	Котельная 2.33	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-9 АО "Омсктрансмаш"																					
45	Котельная 2.11	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Материальная характеристика реконструируемых тепловых сетей, м2																			Итого
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
ЕТО-10 ООО "Теплогенерирующий комплекс"																					
46	Мини-ТЭЦ	0,0	0,0	0,0	50,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	742,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	792,8
47	Котельная 5.24	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
48	Котельная 5.42	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-11 Омский РВПиС																					
49	Котельная 1.09	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-12 ООО «Малая генерация»																					
50	Котельная 1.26	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-13 ООО "Тепловая компания"																					
51	Котельная 1.23	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-14 ООО "Мечта"																					
52	Котельная 1.35	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-15 ПАО "Омский каучук"																					
53	ТЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-16 ООО "Комплекс ТеплоСервис"																					
54	Котельная 2.34	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-17 ООО "Энергопоставка"																					
55	Котельная 3.19	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-18 АСУСО "Омский психоневрологический интернат"																					
56	Котельная 2.28	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-19 БСУСО «Кировский дом-интернат для умственно-отсталых детей»																					
57	Котельная 2.29	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-20 АО «Русь»																					
58	Котельная 1.41	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-21 ПАО "Сатурн"																					
59	Котельная 5.07	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-22 ООО СМТ "Стройбетон"																					
60	Котельная 5.46	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Сумма по городу		2 404,6	1 990,1	11 977,6	2 003,2	1 014,1	815,0	314,3	367,8	343,6	343,6	510,0	885,1	0,0	1 751,2	603,3	0,0	329,0	8,0	30,0	25 690,3

Таблица 8. Сводные данные по длине реконструируемых тепловых сетей с увеличением диаметра, необходимых для подключения новых потребителей

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Длина реконструируемых тепловых сетей в двухтрубном исполнении, м																			Итого
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
ЕТО-1 АО "ОмскРТС"																					
1	ТЭЦ-3	39,4	210,0	0,0	0,0	0,0	12,0	0,0	0,0	0,0	0,0	306,0	191,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	758,4
- сети АО "ОмскРТС"		0,0	210,0	0,0	0,0	0,0	12,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	222,0
- сети МП г. Омска "Тепловая компания"		39,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	306,0	191,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	536,4
2	ТЭЦ-4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	143,3	143,3	143,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	430,0
- сети АО "ОмскРТС"		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	143,3	143,3	143,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	430,0
- сети МП г. Омска "Тепловая компания"		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	ТЭЦ-5	2 407,1	1 262,0	901,0	1 342,6	676,3	1 188,8	112,3	112,3	100,1	100,1	100,1	100,1	0,0	60,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8 462,7
- сети АО "ОмскРТС"		391,6	957,0	901,0	939,6	676,3	147,3	112,3	112,3	100,1	100,1	100,1	100,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4 637,7
- сети МП г. Омска "Тепловая компания"		2 015,5	305,0	0,0	403,0	0,0	1 041,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	60,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3 825,0
4	ТЭЦ-2	0,0	0,0	0,0	255,7	0,0	308,0	302,9	0,0	0,0	0,0	196,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	16,0	75,0	1 153,6

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Длина реконструируемых тепловых сетей в двухтрубном исполнении, м																			Итого
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
- сети АО "ОмскРТС"		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
- сети МП г. Омска "Тепловая компания"		0,0	0,0	0,0	255,7	0,0	308,0	302,9	0,0	0,0	0,0	196,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	16,0	75,0	1 153,6
5	КРК	224,3	0,0	24,0	417,0	0,0	145,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	810,3
- сети АО "ОмскРТС"		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
- сети МП г. Омска "Тепловая компания"		224,3	0,0	24,0	417,0	0,0	145,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	810,3
ЕТО-2 МП г. Омска "Тепловая компания"																					
6	Котельная 1.01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Котельная 1.03	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	120,0	0,0	0,0	0,0	0,0	157,0	0,0	0,0	0,0	1 104,0	0,0	338,0	0,0	0,0	1 719,0
8	Котельная 1.04	0,0	362,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1 946,0	0,0	0,0	400,0	0,0	0,0	2 708,5
9	Котельная 1.05	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	Котельная 1.27	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11	Котельная 1.43	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	Котельная 2.01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
13	Котельная 2.02	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	34,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	34,0
14	Котельная 2.03	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	Котельная 2.04	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
16	Котельная 2.05	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Котельная 2.06	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Котельная 2.07	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Котельная 2.08	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
20	Котельная 2.09	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21	Котельная 2.35	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
22	Котельная 3.01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23	Котельная 3.02	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
24	Котельная 4.01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
25	Котельная 4.02	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Котельная 5.01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
27	Котельная 5.02	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
28	Котельная 5.04	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
29	Котельная 5.21	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
30	Котельная 5.36	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
31	Котельная 5.39	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
32	Котельная 1.39	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
33	Котельная 1.08	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-3 ПО "Полет" филиал ФГУП "ГКНЦ им. М.В.Хруничева"																					
34	Котельная 3.04	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
35	Котельная 3.05	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-4 ООО "Омсктехуглерод"																					
36	Котельная 3.13	0,0	0,0	2 459,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1 521,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3 980,0
37	Котельная 3.14	0,0	0,0	5 599,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5 599,0
ЕТО-5 АО "Омскшина"																					
38	Котельная 3.17	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-6 ООО "ПТЭ"																					
39	Котельная 1.38	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
40	Котельная 4.31	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Длина реконструируемых тепловых сетей в двухтрубном исполнении, м																			Итого
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
41	Котельная 5.43	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
42	Котельная С.Тюленина	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-7 АО "ОНИИП"																					
43	Котельная 2.10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-8 ФГБУ "ЦЖКУ по ЦВО" МО РФ																					
44	Котельная 2.33	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-9 АО "Омсктрансмаш"																					
45	Котельная 2.11	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-10 ООО "Теплогенерирующий комплекс"																					
46	Мини-ТЭЦ	0,0	0,0	0,0	144,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1 060,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1 204,5
47	Котельная 5.24	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
48	Котельная 5.42	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-11 Омский РВПиС																					
49	Котельная 1.09	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-12 ООО «Малая генерация»																					
50	Котельная 1.26	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-13 ООО "Тепловая компания"																					
51	Котельная 1.23	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-14 ООО "Мечта"																					
52	Котельная 1.35	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-15 ПАО "Омский каучук"																					
53	ТЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-16 ООО "Комплекс ТеплоСервис"																					
54	Котельная 2.34	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-17 ООО "Энергопоставка"																					
55	Котельная 3.19	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-18 АСУСО "Омский психоневрологический интернат"																					
56	Котельная 2.28	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-19 БСУСО «Кировский дом-интернат для умственно-отсталых детей»																					
57	Котельная 2.29	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-20 АО «Русь»																					
58	Котельная 1.41	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-21 ПАО "Сатурн"																					
59	Котельная 5.07	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО-22 ООО СМТ "Стройбетон"																					
60	Котельная 5.46	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Сумма по городу		2 670,8	1 834,5	8 983,0	2 159,3	676,3	1 807,8	415,2	255,6	243,5	243,5	759,1	1 812,1	0,0	3 066,5	1 104,0	0,0	738,0	16,0	75,0	26 860,0

1.2.2. Увеличение тепловой мощности источников тепловой энергии с целью обеспечения тепловых нагрузок перспективных потребителей

Для устранения ограничений тепловой мощности котельной КРК "ОмскРТС" планируется выполнить установку дополнительного бойлера для паровых котлов тепловой мощностью 60 Гкал/ч. Для увеличения тепловой мощности котельной планируется также выполнить установку нового водогрейного котла тепловой мощностью 60 Гкал/ч. Реализация данных мероприятий приведет к увеличению располагаемой тепловой мощности котельной с 525 Гкал/ч до 645 Гкал/ч, что необходимо для подключения перспективных тепловых нагрузок потребителей.

Таблица 9. Мероприятия по увеличению тепловой мощности котельной КРК ОА "ОмскРТС"

Наименование источника	Наименование мероприятия	Год реализации	Затраты с НДС, тыс.руб. в ценах года реализации	Источник финансирования
АО "ОмскРТС"				
КРК	Реконструкция тепловой схемы котельной с установкой дополнительного бойлера (позволяет дополнительно выдать 60 Гкал/ч)	2024	125 000,0	Плата за подключение
КРК	Мероприятие по увеличению тепловой мощности КРК с установкой котельного оборудования тепловой мощностью не менее 60 Гкал/ч	2029	570 680,5	Плата за подключение

На котельной 1.26 ООО «Малая генерация» планируется установка двух водогрейных газовых котлов тепловой мощностью 12 МВт каждый взамен двух действующих котлов с тепловой мощностью по 3 МВт каждый (Таблица 10). В результате реализации мероприятий установленная тепловая мощность котельной увеличится с 13,76 Гкал/ч до 29,24 Гкал/ч. Реализация мероприятия необходима для обеспечения перспективных тепловых нагрузок новых потребителей.

Таблица 10. Мероприятия по увеличению тепловой мощности котельной ООО "Малая генерация"

Наименование источника	Наименование мероприятия	Год реализации	Затраты с НДС, тыс.руб. в ценах года реализации	Источник финансирования
ООО "Малая генерация"				
Котельная 1.26	Установка двух водогрейных газовых котлов тепловой мощностью 12 МВт каждый взамен двух действующих котлов с тепловой мощностью по 3 МВт каждый.	2022	146 648,7	Плата за подключение

На котельной 5.46 ООО СМТ "Стройбетон" планируется строительство первого этапа второй очереди газовой котельной с установкой котла Vitomax D-NW 16 МВт

(Таблица 11). В результате реализации мероприятий установленная тепловая мощность котельной увеличится с 33,02 Гкал/ч до 46,78 Гкал/ч. В дальнейшем потребуется дополнительная установка водогрейных котлов мощностью 35 Гкал/ч. Реализация мероприятия необходима для обеспечения перспективных тепловых нагрузок новых потребителей.

Таблица 11. Мероприятия по увеличению тепловой мощности котельной ООО СМТ "Стройбетон"

Наименование источника	Наименование мероприятия	Год реализации	Затраты с НДС, тыс.руб. в ценах года реализации	Источник финансирования
ООО СМТ "Стройбетон"				
Котельная 5.46	Установка газового котла LAVART 6 МВт	2021	149 050,0	Плата за подключение
Котельная 5.46	Строительство первого этапа второй очереди газовой котельной с установкой котла Vitomax D-HW 16МВт	2022	270 000,0	Плата за подключение
Котельная 5.46	Строительство второго этапа второй очереди газовой котельной с увеличением тепловой мощности на 35 Гкал/ч	2032-2033	389 412,3	Плата за подключение

Мероприятия по реконструкции котельных МП г. Омска "Тепловая компания", предусматривающие изменение тепловой мощности, приведены в таблице 12.

Таблица 12. Мероприятия по изменению тепловой мощности котельных МП г. Омска "Тепловая компания"

Наименование источника	Наименование мероприятия	Год реализации	Затраты с НДС, тыс.руб. в ценах года реализации	Источник финансирования
МП г. Омска "Тепловая компания"				
Котельная 1.27	Реконструкция отопительной котельной с увеличением установленной мощности, заменой системы автоматики регулирования и безопасности. Котельная по ул. Дмитриева, 8/5.	2023-2025	95 000,0	Прибыль направляемая на инвестиции
Котельная 2.05	Реконструкция отопительной котельной с заменой основного и вспомогательного оборудования. Котельная по ул. К. Заслонова, 2.	2023-2025	285 000,0	Прибыль направляемая на инвестиции
Котельная 5.02	Реконструкция отопительной котельной с заменой основного и вспомогательного оборудования. Котельная пос. Загородный, 12.	2023-2024	125 000,0	Прибыль направляемая на инвестиции
Котельная 1.03	Реконструкция котельной с увеличением установленной тепловой мощности для подключения новых потребителей	2034-2035	245 201,8	Плата за подключение
Котельная 2.35	Реконструкция котельной с увеличением установленной тепловой мощности для подключения новых потребителей	2024-2025	119 983,3	Плата за подключение
Котельная 4.02	Реконструкция отопительной котельной с заменой основного и вспомогательного оборудования, заменой оборудования резервного топливного хозяйства (с мазута на дизельное топливо). Котельная пос. Большие Поля, ул. Комсомольская, 3.	2023-2024	105 000,0	Прибыль направляемая на инвестиции
Итого			975 185,10	

1.2.3. Техническое перевооружение существующих источников тепловой энергии с целью повышения эффективности их работы

На источниках комбинированной выработки электрической и тепловой энергии АО "ТГК-11" планируется реализовать мероприятия, в соответствии с предложениями инвестиционной программы АО "ТГК-11" до 2022 года, направленных, в основном, на повышения надежности и эффективности работы основного и вспомогательного оборудования ТЭЦ, а также на снижение негативного воздействия на окружающую среду. Реестр мероприятий приведен в Главах 7 и 16.

Мероприятия, предполагающие изменение установленной тепловой мощности ТЭЦ, не запланированы.

На источниках теплоснабжения АО "ОмскРТС" планируется реализовать мероприятия, в соответствии с предложениями инвестиционной программы АО "ОмскРТС" до 2026 года, направленных, в основном, на повышения надежности и эффективности работы основного и вспомогательного оборудования ТЭЦ, а также на снижение негативного воздействия на окружающую среду. Реестр мероприятий приведен в Главах 7 и 16.

Перечень перспективных мероприятий, в соответствии с предложениями инвестиционной программы МП г. Омска "Тепловая компания" до 2026 года приведены в Главах 7 и 16. Также учтен перечень перспективных мероприятий, планируемых к реализации в период с 2027 по 2033 годы. Большая часть мероприятий направлена на повышения надежности и эффективности работы основного и вспомогательного оборудования котельных, а также на отказ от сжигания твердого топлива с переходом на природный газ.

Реестр перспективных мероприятий на котельной ООО "КомплексТеплоСервис" приведен в Главах 7 и 16. Теплоснабжающая организация не имеет утвержденной инвестиционной программы. В состав запланированных к реализации мероприятий входит только автоматизация котельного оборудования котельной.

Реестр перспективных мероприятий, в соответствии с предложениями инвестиционной программы ООО "Тепловая компания" до 2023 года приведен в Главах 7 и 16. Мероприятия направлены на повышение надежности и эффективности работы основного и вспомогательного оборудования котельной.

1.2.4. Строительство новых источников тепловой энергии с целью обеспечения тепловых нагрузок перспективных потребителей в зонах, не обеспеченных централизованным теплоснабжением.

Для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок в г. Омск для потребителей, расположенных вне систем теплоснабжения существующих источников централизованного теплоснабжения, предлагается выполнить строительство 18 новых котельных. Технические характеристики данных котельных приведены в таблице 14.

Расчет эффективности проектов строительства источников теплоснабжения для обеспечения перспективной тепловой нагрузки приведен в Главе 12.

Схема расположения площадок перспективной застройки 10106, 10114, 10139 показана на рисунке 42. Площадки расположены на расстоянии 1,3 - 2,2 км от тепловых сетей ближайшего источника тепловой энергии (котельная КРК АО "ОмскРТС").

Схема расположения площадок перспективной застройки 10126, 10142 показана на рисунке 43. Площадки расположены на расстоянии 2 км от тепловых сетей ближайшего источника тепловой энергии (котельная 1.04 МП г. Омска "Тепловая компания").

Схема расположения площадок перспективной застройки 20102, 20111 показана на рисунке 44. Площадки расположены на расстоянии 1,0-1,5 км от тепловых сетей ближайшего источника тепловой энергии (котельная 2.01 МП г. Омска "Тепловая компания").

Схема расположения площадки перспективной застройки 20103 показана на рисунке Рисунок 45. Площадка расположена на расстоянии 2,0 км от тепловых сетей ближайшего источника тепловой энергии (котельная 3.13 ООО "Омсктехуглерод").

Схема расположения площадок перспективной застройки 20106, 20145, 20319 показана на рисунке 46. Площадки 20106, 20145 расположены на расстоянии 0,5 км от тепловых сетей котельной 2.07 МП г. Омска "Тепловая компания", но на данной котельной отсутствует резерв тепловой мощности. ближайшего источника тепловой энергии (котельная 3.13 ООО "Омсктехуглерод"). Площадка расположена на расстоянии 1,0 км от тепловых сетей ближайшего источника тепловой энергии (котельная 2.03 МП г. Омска "Тепловая компания").

Схема расположения площадок перспективной застройки 20113, 20125, 20138, 20155 показана на рисунке 47. Площадки расположены на расстоянии 1,0-2,0 км от тепловых сетей ближайшего источника тепловой энергии (котельная 2.04 МП г. Омска "Тепловая компания").

Схема расположения площадок перспективной застройки 20132, 20135 показана на Рисунке 48. Площадки расположены на расстоянии 1,0 км от тепловых сетей ближайшего источника тепловой энергии (котельная 2.01 МП г. Омска "Тепловая компания").

Схема расположения площадки перспективной застройки 20324 показана на Рисунке 49. Площадка расположена на расстоянии 0,5 км от тепловых сетей котельной 2.01 МП г. Омска "Тепловая компания", но существующая тепловая сеть не обладает достаточной пропускной способностью для подключения новых потребителей.

Схема расположения площадки перспективной застройки 20360 показана на Рисунке 50. Площадка расположена на расстоянии 0,8 км от тепловых сетей котельной 2.06 МП г. Омска "Тепловая компания", на котельной отсутствует резерв тепловой мощности котельной.

Схема расположения площадок перспективной застройки 50105, 50106, 50140, 50158, 50159, 50314 показана на рисунке 51. Площадки расположены на расстоянии 2,5 км от тепловых сетей ближайшего источника тепловой энергии (котельная 5.39 МП г. Омска "Тепловая компания").

Схема расположения площадки перспективной застройки 60501 показана на рисунке 52. Площадка расположена на расстоянии 1,0 км от тепловых сетей ближайшего источника тепловой энергии (ТЭЦ-5 АО "ТГК-11").

Схема расположения площадки перспективной застройки 61103 показана на рисунке 53. Площадка расположена на расстоянии 1,0 км от тепловых сетей ближайшего источника тепловой энергии (КРК АО "ОмскРТС").

Схема расположения площадки перспективной застройки 61302 показана на рисунке 54. Площадка расположена на расстоянии 0,9 км от тепловых сетей ближайшего источника тепловой энергии (Котельная 1.01 МП г. Омска "Тепловая компания").

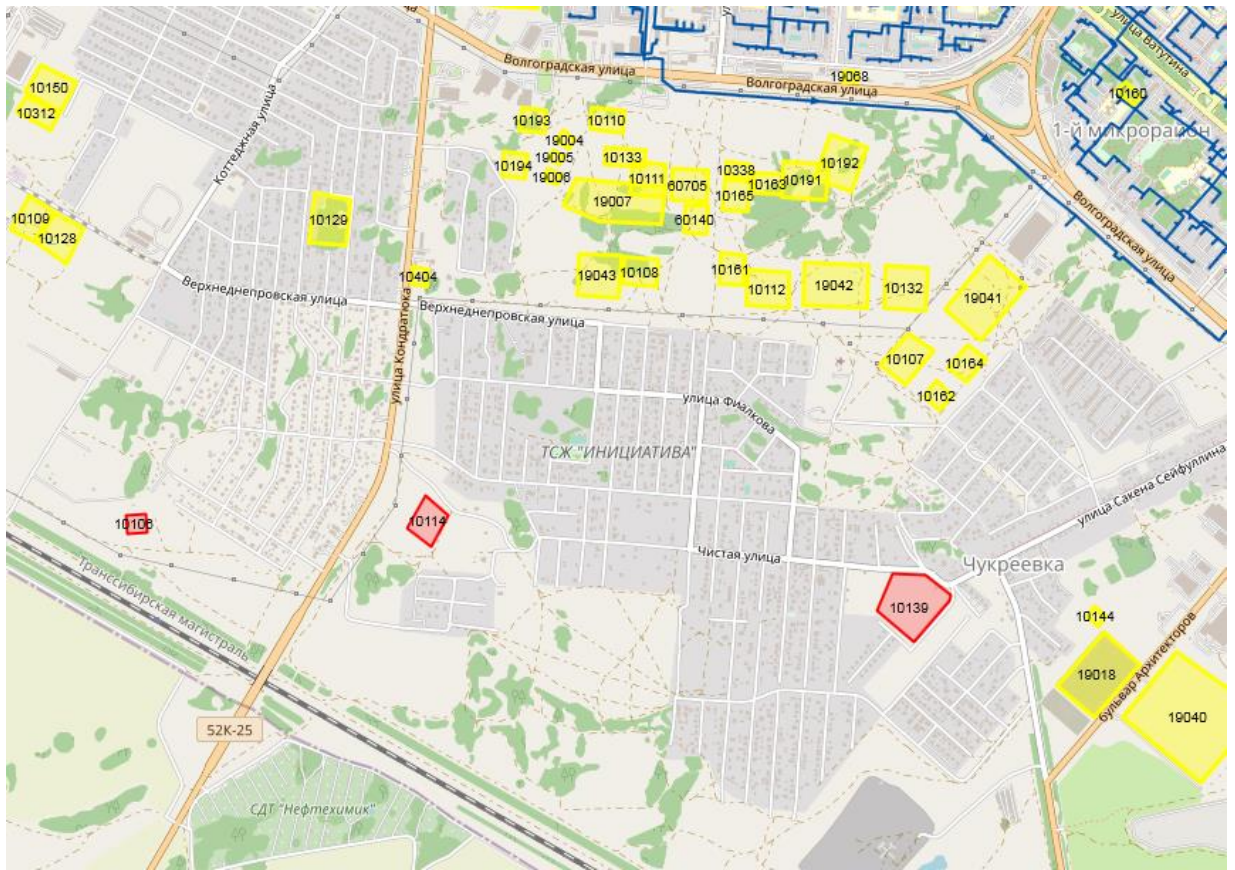


Рисунок 42. Схема расположения площадок 10106, 10114, 10139

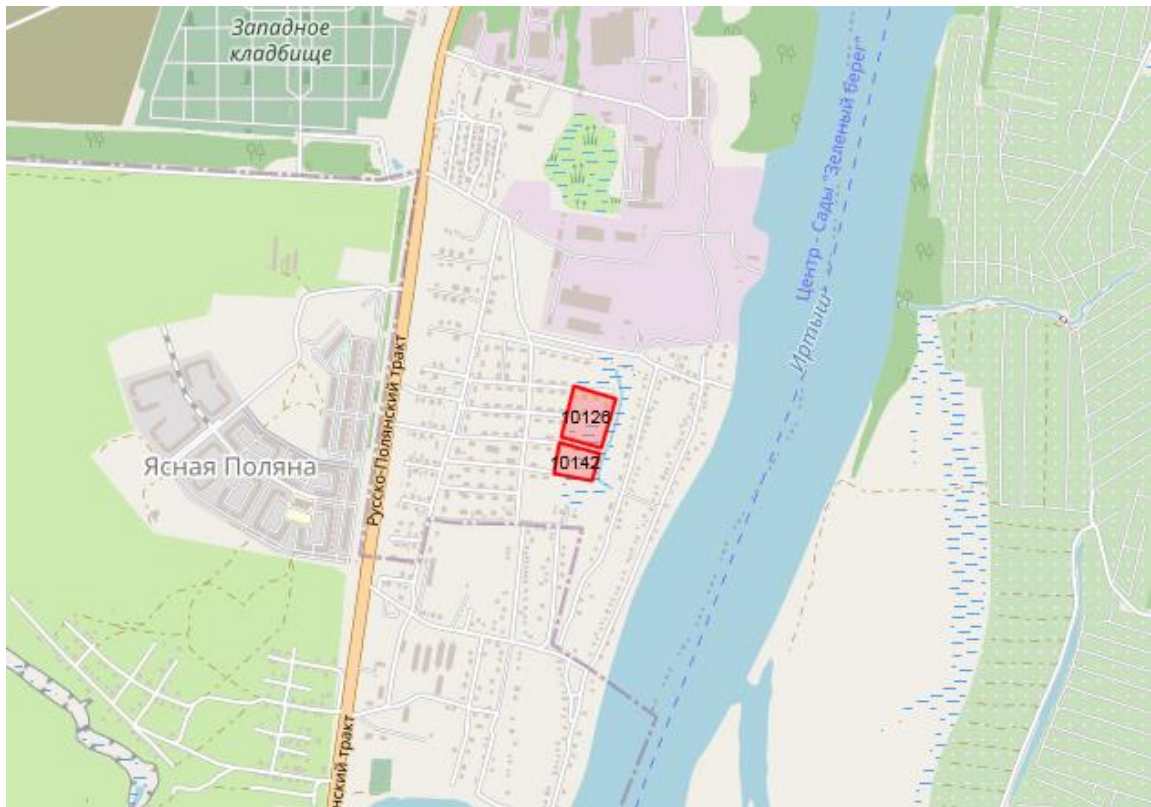


Рисунок 43. Схема расположения площадок 10126, 10142

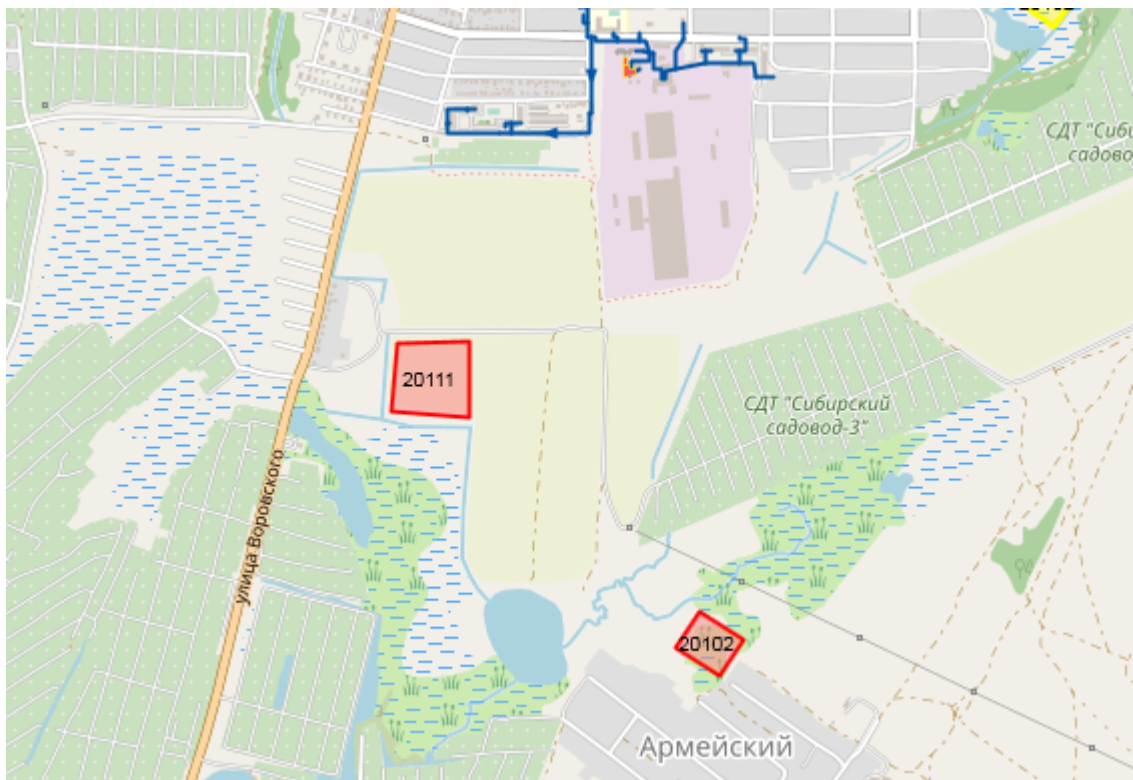


Рисунок 44. Схема расположения площадок 20102, 20111

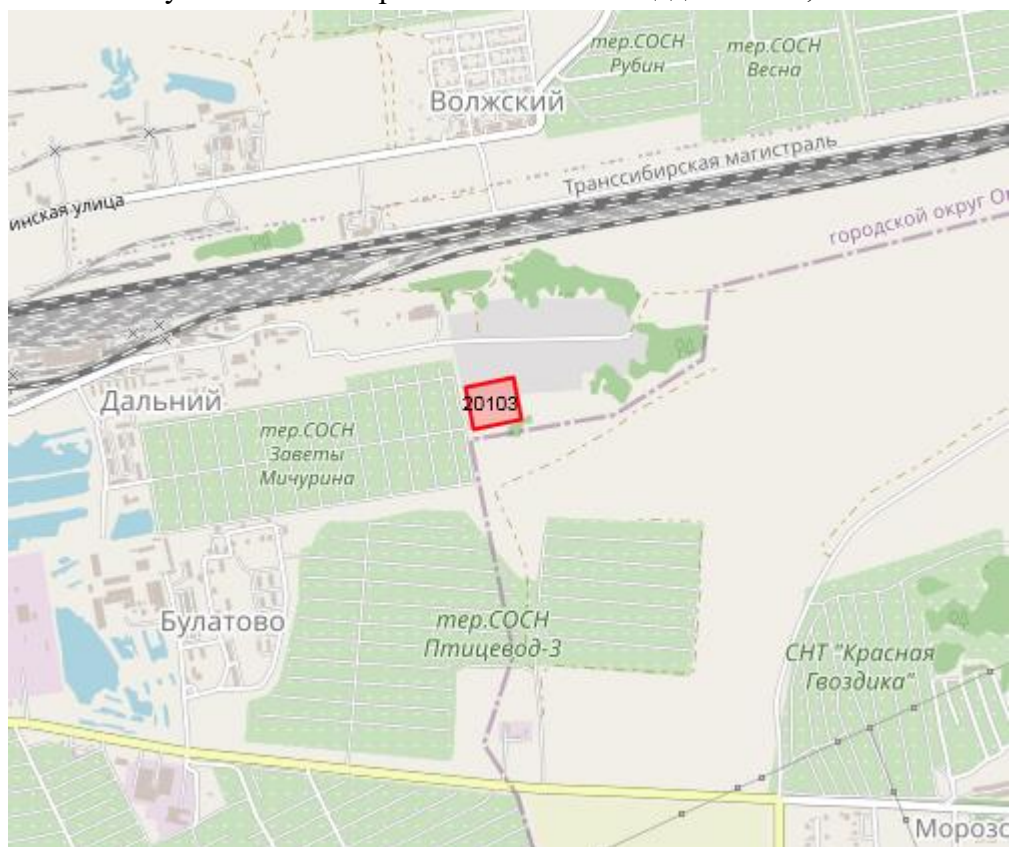


Рисунок 45. Схема расположения площадки 20103



Рисунок 46. Схема расположения площадок 20106, 20145, 20319



Рисунок 47. Схема расположения площадок 20113, 20125, 20138, 20155



Рисунок 48. Схема расположения площадок 20132, 20135

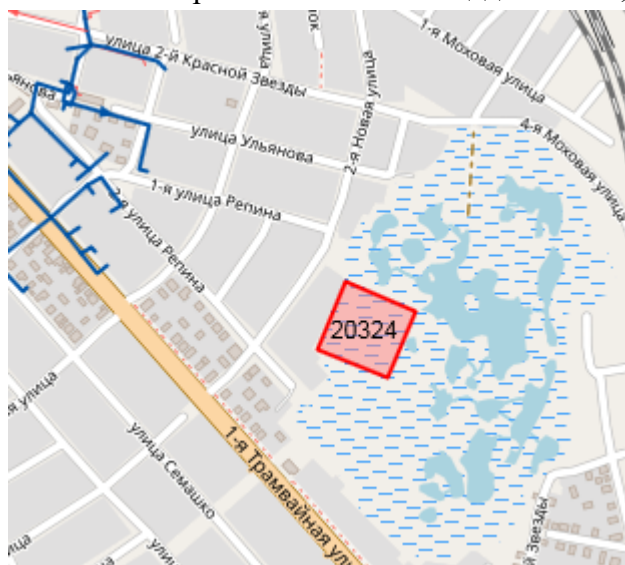


Рисунок 49. Схема расположения площадки 20324



Рисунок 50. Схема расположения площадки 20360



Рисунок 51. Схема расположения площадки 50105, 50106, 50140, 50158, 50159, 50314



Рисунок 52. Схема расположения площадки 60501

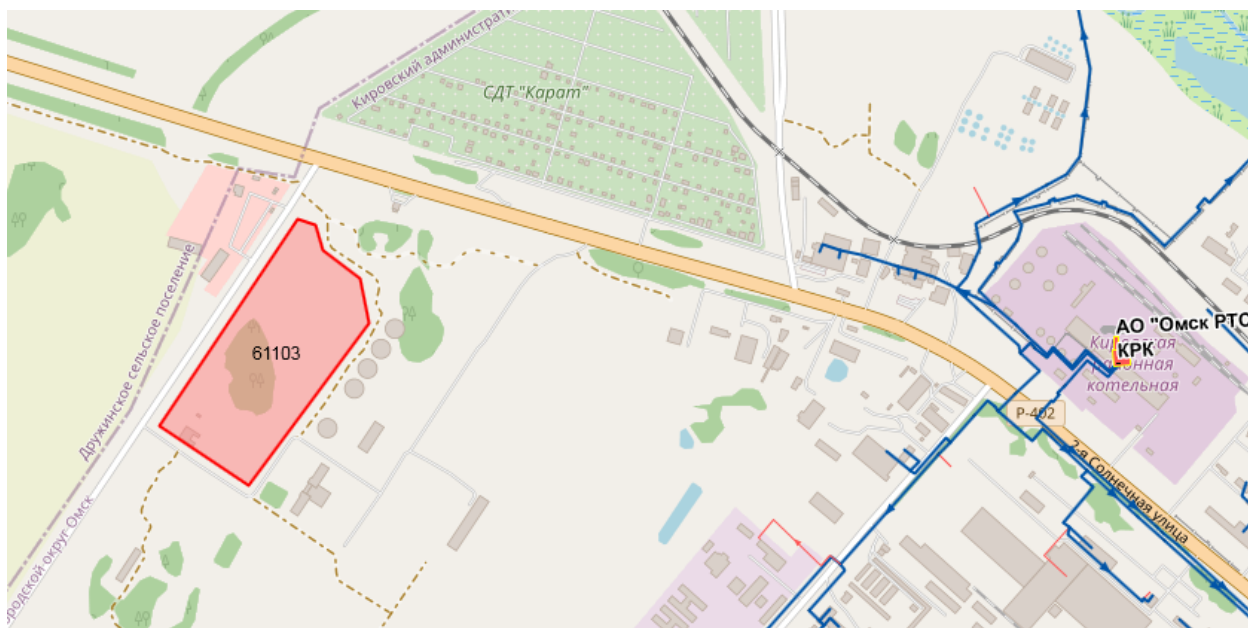


Рисунок 53. Схема расположения площадки 61103



Рисунок 54. Схема расположения площадки 61302

Оценка финансовых потребностей для строительства новых котельных выполнена по «Укрупненным нормативам цены строительства. НЦС 81-02-19-2021. Сборник № 19. Здания и сооружения городской инфраструктуры». Расчет стоимости строительства выполнен с учетом индексов-дефляторов МЭР на год реализации мероприятия в таблице 13.

Таблица 13. Стоимость строительства новых котельных

Наименование источника	Наименование мероприятия	Год реализации	Затраты с НДС, тыс.руб. в ценах года реализации	Источник финансирования
перспективная котельная ул.6-я Любинская	Строительство нового источника теплоснабжения для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки	2038	6 833,2	Плата за подключение
перспективная котельная ул. Кондратука	Строительство нового источника теплоснабжения для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки	2036	6 317,7	Плата за подключение
перспективная котельная, ул. Троицкая	Строительство нового источника теплоснабжения для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки	2030	6 155,8	Плата за подключение
перспективная котельная ул. Сакена Сейфуллина	Строительство нового источника теплоснабжения для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки	2027	19 460,1	Плата за подключение
перспективная котельная ул. Северная	Строительство нового источника теплоснабжения для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки	2036	4 211,8	Плата за подключение
перспективная котельная п. Линеинный	Строительство нового источника теплоснабжения для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки	2035	4 049,8	Плата за подключение
перспективная котельная, ул. 14-й Военный городок	Строительство нового источника теплоснабжения для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки	2039	24 873,0	Плата за подключение
перспективная котельная ул. 2-я Тепловозная	Строительство нового источника теплоснабжения для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки	2037	6 570,4	Плата за подключение
перспективная котельная, ул. Маргелова	Строительство нового источника теплоснабжения для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки	2036	25 048,3	Плата за подключение
перспективная котельная ул. Урицкого	Строительство нового источника теплоснабжения для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки	2024	2 050,6	Плата за подключение
перспективная котельная ул. 17-я Марьяновская	Строительство нового источника теплоснабжения для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки	2026	15 593,0	Плата за подключение
перспективная котельная ул. 1-я Рассветная	Строительство нового источника теплоснабжения для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки	2040	2 463,6	Плата за подключение
перспективная котельная ул. 2-я Новая	Строительство нового источника теплоснабжения для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки	2039	2 368,9	Плата за подключение
перспективная котельная ул. Красноярова	Строительство нового источника теплоснабжения для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки	2037	2 920,2	Плата за подключение
перспективная котельная, мкр. Загородный	Строительство нового источника теплоснабжения для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки	2037	38 327,5	Плата за подключение
перспективная котельная Зоопарка	Строительство нового источника теплоснабжения для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки	2034	18 721,4	Плата за подключение
перспективная котельная парк "Солнечный"	Строительство нового источника теплоснабжения для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки	2030	13 679,6	Плата за подключение
перспективная котельная Крематория	Строительство нового источника теплоснабжения для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки	2038	2 277,7	Плата за подключение

Наименование источника	Наименование мероприятия	Год реализации	Затраты с НДС, тыс.руб. в ценах года реализации	Источник финансирования
Итого			201 922,8	

Таблица 14. Перечень новых котельных, необходимых для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок

№ котельной	№ объекта застройки	Наименование объекта строительства	Год ввода объекта	Тепловая нагрузка потребителя, Гкал/ч			Общая тепловая нагрузка котельной, Гкал/ч	Предполагаемая тепловая мощность котельной, Гкал/ч	Площадка строительства	Источник тепла
				Отопление и вентиляция	ГВС	Сумма				
1	1	ДОУ 260 мест (№1.1.6 по г/п), ул.6-я Любинская	2038	0,12	0,0072	0,1272	0,1272	0,162	10106	перспективная котельная ул.6-я Любинская
2	2	ДОУ 260 мест (№1.1.14 по г/п), ул. Кондратюка	2036	0,12	0,0072	0,1272	0,1272	0,162	10114	перспективная котельная ул. Кондратюка
3	3	ДОУ 120 мест (№1.1.26 по г/п), ул. Троицкая	2030	0,08	0,0048	0,0848	0,1908	0,243	10126	перспективная котельная, ул. Троицкая
	4	НОШ на 200 мест (№1.1.42 по г/п), ул. Троицкая	2030	0,1	0,006	0,106			10142	
4	5	СОШ на 1122 мест (№1.1.39 по г/п), ул. Сакена Сейфуллина	2027	0,72	0,0362	0,7562	0,7562	0,972	10139	перспективная котельная ул. Сакена Сейфуллина
5	6	ДОУ 120 мест (№2.1.2 по г/п), п. Армейский, ул. Северная	2036	0,08	0,0048	0,0848	0,0848	0,108	20102	перспективная котельная ул. Северная
6	7	ДОУ 100 мест (№2.1.3 по г/п), п. Линейный	2035	0,08	0,0048	0,0848	0,0848	0,108	20103	перспективная котельная п. Линейный
7	8	ДОУ 180 мест (№2.1.6 по г/п), ул. 14-й Военный городок	2040	0,1	0,006	0,106	0,4453	0,567	20106	перспективная котельная, ул. 14-й Военный городок
	9	СОШ на 550 мест (№2.1.45 по г/п), 14-й Военный городок	2039	0,32	0,0193	0,3393			20145	
8	10	ДОУ 260 мест (№2.1.11 по г/п), ул. 2-я Тепловозная	2037	0,12	0,0072	0,1272	0,1272	0,162	20111	перспективная котельная ул. 2-я Тепловозная
9	11	ДОУ 310 мест (№2.1.13 по г/п), ул. Маргелова	2036	0,16	0,0096	0,1696	0,8693	1,107	20113	перспективная котельная, ул. Маргелова
	12	СОШ на 550 мест с пла-	2040	0,52	0,0313	0,5513			20138	

№ котельной	№ объекта застройки	Наименование объекта строительства	Год ввода объекта	Тепловая нагрузка потребителя, Гкал/ч			Общая тепловая нагрузка котельной, Гкал/ч	Предполагаемая тепловая мощность котельной, Гкал/ч	Площадка строительства	Источник тепла
				Отопление и вентиляция	ГВС	Сумма				
		вательным бассейном (№2.1.38 по г/п), ул. Маргелова								
	13	ДСШ на 80 мест (№2.1.55 по г/п), ул. Маргелова	2036	0,04	0,0024	0,0424		20155		
	14	ДОУ 200 мест (№2.1.25 по г/п), ул. Маргелова	2039	0,1	0,006	0,106		20125		
10	15	ДОУ 160 мест (№2.1.32 по г/п), ул. Урицкого	2024	0,096	0,0048	0,1008	0,1008	0,1296	20132	перспективная котельная ул. Урицкого
11	16	СОШ на 600 мест с плавательным бассейном (№2.1.35 по г/п), ул. 17-я Марьяновская	2026	0,624	0,0313	0,6553	0,6553	0,8424	20135	перспективная котельная ул. 17-я Марьяновская
12	17	ФСК на 180 мест (№2.3.19 по г/п), ул. 1-я Рассветная	2040	0,04	0,0024	0,0424	0,0424	0,054	20319	перспективная котельная ул. 1-я Рассветная
13	18	ФСК на 180 мест (№2.3.24 по г/п), ул. 2-я Новая	2039	0,04	0,0024	0,0424	0,0424	0,054	20324	перспективная котельная ул. 2-я Новая
14	19	ФСК на 180 мест (№2.3.60 по г/п), ул. Красноярова	2037	0,04	0,0024	0,0424	0,0424	0,072	20360	перспективная котельная ул. Красноярова
15	20	ДОУ на 180 мест (корпус СОШ) (№5.1.5 по г/п), мкр. Загородный	2040	0,1	0,006	0,106	0,7421	0,945	50105	перспективная котельная, мкр. Загородный
	21	ДОУ на 180 мест (корпус СОШ) (№5.1.6 по г/п), мкр. Загородный	2039	0,1	0,006	0,106			50106	
	22	СОШ на 600 мест (№5.1.40 по г/п), мкр. Загородный	2040	0,32	0,0193	0,3393			50140	
	23	ДШИ на 100 мест (№5.1.58 по г/п), мкр.	2038	0,04	0,0024	0,0424			50158	

№ котельной	№ объекта застройки	Наименование объекта строительства	Год ввода объекта	Тепловая нагрузка потребителя, Гкал/ч			Общая тепловая нагрузка котельной, Гкал/ч	Предполагаемая тепловая мощность котельной, Гкал/ч	Площадка строительства	Источник тепла
				Отопление и вентиляция	ГВС	Сумма				
		Загородный								
	24	Дом творчества на 150 мест (№5.1.59 по г/п), мкр. Загородный	2037	0,06	0,0036	0,0636			50159	
	25	ФСК на 195 мест (№5.3.14 по г/п), мкр. Загородный	2039	0,08	0,0048	0,0848			50314	
16	26	Зоопарк (№05.01 по г/п)	2034	0,4	0,0241	0,4241	0,4241	0,54	60501	перспективная котельная Зоопарка
17	27	Государственный индустриальный парк "Солнечный" (№11.03 по г/п)	2030	0,4	0,0241	0,4241	0,4241	0,54	61103	перспективная котельная парк "Солнечный"
18	28	Крематорий (№13.02 по г/п)	2038	0,04	0,0024	0,0424	0,0424	0,054	61302	перспективная котельная Крематория

1.3. Описание мероприятий Варианта № 2

Вариант № 2 включает все мероприятия Варианта № 1 (приведены в Разделе 1.2) и дополнительно предполагает:

1. Увеличение объемов реконструкции тепловых сетей с превышенным сроком эксплуатации.
2. Строительство резервирующих перемычек между тепломагистралями для повышения надежности теплоснабжения потребителей.
3. Закрытие 7 котельных с переключением потребителей на ТЭЦ:
 - 1) в 2029 году котельная № 3.04 ПО «Полет» филиал ФГУП «ГКНПЦ им. М. В. Хруничева» (на ТЭЦ-5);
 - 2) в 2024 году котельная № 5.07 ПАО «Сатурн» (на ТЭЦ-5);
 - 3) в 2032 году котельная № 4.31 ООО «ПТЭ» (на ТЭЦ-3);
 - 4) в 2037 котельная Тюленина ООО «ПТЭ» (на ТЭЦ-3);
 - 5) в 2040 котельная № 1.09 РВПиС (на ТЭЦ-3);
 - 6) в 2034 котельная № 5.21 МП г. Омска «Тепловая компания» (на Мини-ТЭЦ);
 - 7) в 2035 котельная № 5.36 МП г. Омска «Тепловая компания» (на Мини-ТЭЦ).

При определении сроков закрытия котельных учитывались фактическое состояние оборудования котельных, техническая возможность, а также экономическая целесообразность переключения. Котельная Тюленина ООО «ПТЭ» была введена в эксплуатацию в 2018 году, по состоянию на 2022 году на котельной эксплуатируется современное, высокоэффективное оборудование. По этой причине предлагается выполнить закрытие котельной после исчерпания оборудованием паркового ресурса. Подключение котельной № 1.09 РВПиС к тепловым сетям ТЭЦ-3 по состоянию на 2022 год является экономически не эффективным ввиду низкой тепловой нагрузки переключаемых потребителей (0,6 Гкал/ч) и значительного удаления от существующих тепловых сетей ТЭЦ-3 (необходимо построить тепломагистраль длиной более 1 км). Генеральным планом г. Омск предусмотрена застройка района вдоль улицы 3-я Островская вблизи котельной № 1.09 (см. Главу 2). Подключение данных объектов планируется осуществить к тепловым сетям АО «ОмскРТС». После окончания ввода новых объектов зона действия АО «ОмскРТС» будет находится в непосредственной близости от котельной № 1.09 и потребуется строительство небольшого участка тепловой сети (около 157 м), чтобы выполнить переключение потребителей котельной.

Закрытие котельной 3.04 сопряжено с запланированным переносом производства предприятия ПО "Полет" на новую площадку за пределами города. В результате паровая

нагрузка (на собственные нужды промышленного производства) по месту текущего расположения котельной 3.04 более востребована не будет. На ТЭЦ-5 будет переключена только нагрузка в горячей воде.

1.3.1. Увеличение объемов реконструкции тепловых сетей

В Разделе 1.1.1 было показано, что существующий объем перекладок тепловых сетей (менее 1 % материальной характеристики в год), финансируемый за счет средств установленного тарифа, является недостаточным для сохранения текущего технического состояния и влечет старение трубопроводов с увеличением их повреждаемости. Для исправления данной ситуации в Вариант № 2 с 2023 года заложены среднегодовые объемы перекладки тепловых сетей в г. Омск на уровне 3,6 % от материальной характеристики тепловых сетей. Основным источником финансирования для выполнения заявленных перекладок является переход г. Омск в ценовую зону теплоснабжения.

Материальная характеристика запланированных к перекладке тепловых сетей по каждой ЕТО в г. Омск приведена в таблице 15, длина перекладываемых тепловых сетей приведена в таблице 16. Полный реестр мероприятий по перекладке тепловых сетей приведен в Главах 8 и 16. В целом по городу планируется выполнить реконструкцию 458 526,5 м² тепловых сетей с превышенным сроком эксплуатации, что составляет 64,5 % от общей материальной характеристики тепловых сетей или в среднем 3,6 % материальной характеристики в год.

1.3.2. Строительство резервирующих перемычек между тепломагистралями

По результатам расчета показателей надежности теплоснабжения потребителей, выполненного в Главе 11, был сформирован перечень мероприятий по строительству резервирующих перемычек на тепловых сетях в зоне действия ЕТО-1 АО «ОмскРТС». Технические характеристики и стоимость перемычек приведены в таблице 17.

Таблица 15. Прогноз необходимого объема переключений тепловых сетей для сохранения текущего срока службы тепловых сетей к 2040 году

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Материальная характеристика реконструируемых тепловых сетей, м ²																		Итого, м ²	Итого в от мат хар. 2022 г., %	
		2 022	2 023	2 024	2 025	2 026	2 027	2 028	2 029	2 030	2 031	2 032	2 033	2 034	2 035	2 036	2 037	2 038	2 039			2 040
ЕТО-1 АО "ОмскРТС"																						
1	ТЭЦ-3	29	3 578	4 114	4 527	4 496	3 868	3 868	3 849	3 864	3 885	4 272	4 430	4 250	4 333	4 410	4 503	4 641	4 762	4 884	76 561	59,8
	- сети АО "ОмскРТС"	0	1 918	1 979	1 929	2 077	1 935	2 132	2 173	2 191	2 221	2 265	2 298	2 361	2 423	2 475	2 544	2 651	2 746	2 799	41 118	55,7
	- сети МП г. Омска "Тепловая компания"	29	1 660	2 134	2 598	2 418	1 933	1 735	1 676	1 673	1 664	2 007	2 132	1 888	1 909	1 935	1 959	1 990	2 016	2 084	35 442	65,9
2	ТЭЦ-4	0	813	560	532	526	597	611	602	677	657	611	637	818	864	905	943	1 014	1 072	1 117	13 559	41,4
	- сети АО "ОмскРТС"	0	519	560	532	526	597	611	602	677	657	611	637	655	685	708	726	775	810	829	11 718	40,7
	- сети МП г. Омска "Тепловая компания"	0	294	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	163	179	197	217	239	263	289	1 841	106,4
3	ТЭЦ-5	852	8 722	9 535	8 018	7 911	7 559	7 945	8 365	7 922	8 176	8 195	8 810	8 358	8 637	8 820	9 045	9 263	9 515	9 830	155 476	67,9
	- сети АО "ОмскРТС"	516	4 396	4 549	4 490	4 356	4 159	4 724	4 802	4 772	4 807	4 900	4 969	5 035	5 157	5 268	5 427	5 550	5 739	6 008	89 622	66,0
	- сети МП г. Омска "Тепловая компания"	336	4 327	4 986	3 528	3 555	3 400	3 221	3 563	3 149	3 368	3 296	3 841	3 323	3 480	3 552	3 619	3 713	3 776	3 822	65 855	71,8
4	ТЭЦ-2	248	1 298	1 254	1 515	1 314	1 329	1 884	1 851	1 376	1 389	1 255	1 349	1 550	1 609	1 644	1 688	1 723	1 774	1 832	27 883	60,4
	- сети АО "ОмскРТС"	0	748	729	651	780	793	825	842	843	852	720	814	894	908	927	949	969	999	1 032	15 273	64,9
	- сети МП г. Омска "Тепловая компания"	248	551	525	864	535	536	1 059	1 010	533	537	536	535	656	700	717	739	754	775	801	12 610	55,8
5	КРК	422	2 351	2 945	2 492	2 234	2 177	2 117	2 235	2 300	2 245	2 347	2 317	2 490	2 566	2 649	2 746	2 812	2 920	3 031	45 398	51,2
	- сети АО "ОмскРТС"	239	1 571	1 475	1 930	1 501	1 545	1 550	1 583	1 593	1 614	1 641	1 635	1 693	1 739	1 795	1 868	1 902	1 979	2 053	30 903	55,4
	- сети МП г. Омска "Тепловая компания"	183	780	1 470	562	733	632	567	653	708	631	707	683	798	828	854	878	910	941	978	14 495	45,5
ЕТО-2 МП г. Омска "Тепловая компания"																						
6	Котельная 1.01	0	8	0	1	5	18	6	5	0	6	3	5	2	5	2	2	10	1	1	80	92,7
7	Котельная 1.03	0	123	0	191	534	84	408	1 070	96	504	464	590	386	356	378	306	332	167	360	6 348	85,8
8	Котельная 1.04	265	664	375	204	428	246	654	197	313	548	535	609	485	353	416	337	442	358	541	7 970	89,9
9	Котельная 1.05	0	185	232	181	389	233	322	60	52	61	306	313	160	222	138	145	105	278	143	3 527	84,0
10	Котельная 1.27	0	46	53	50	64	55	35	19	14	29	43	11	12	18	28	53	52	33	50	664	85,5
11	Котельная 1.43	0	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	64	77,6
12	Котельная 2.01	0	82	126	83	66	0	56	17	0	0	70	12	171	129	138	118	95	114	130	1 408	75,5
13	Котельная 2.02	0	82	68	77	42	47	62	75	679	76	96	46	64	95	87	52	40	110	82	1 880	92,9
14	Котельная 2.03	0	318	249	102	43	48	27	110	582	197	84	50	81	178	220	120	143	178	131	2 860	95,0
15	Котельная 2.04	0	183	105	361	44	0	85	89	84	0	98	269	299	370	309	269	318	453	313	3 649	71,1
16	Котельная 2.05	0	156	265	347	247	252	197	169	642	79	178	276	277	270	573	327	238	359	306	5 159	63,9
17	Котельная 2.06	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	4	5,9
18	Котельная 2.07	0	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7	23,2
19	Котельная 2.08	0	0	2	4	1	7	5	3	0	17	0	4	10	4	5	1	2	13	2	81	50,8
20	Котельная 2.09	0	3	2	3	3	9	5	0	8	8	8	0	0	0	0	0	0	1	1	52	91,8
21	Котельная 2.35	0	4	5	4	3	15	9	0	11	11	0	0	1	1	1	1	1	1	1	67	68,3
22	Котельная 3.01	0	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15	95,5
23	Котельная 3.02	0	50	91	53	35	189	66	142	125	162	202	235	202	219	99	81	63	91	98	2 202	57,6
24	Котельная 4.01	0	241	182	193	187	139	203	464	257	340	132	155	206	188	189	301	239	229	346	4 193	35,5
25	Котельная 4.02	0	31	7	48	12	76	31	40	19	52	108	113	160	98	110	97	135	60	37	1 234	63,2
26	Котельная 5.01	0	243	160	150	306	910	341	97	40	377	293	167	203	291	54	47	222	329	228	4 458	90,9

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Материальная характеристика реконструируемых тепловых сетей, м ²																			Итого, м ²	Итого в от мат хар. 2022 г., %		
		2 022	2 023	2 024	2 025	2 026	2 027	2 028	2 029	2 030	2 031	2 032	2 033	2 034	2 035	2 036	2 037	2 038	2 039	2 040				
27	Котельная 5.02	186	28	29	42	37	22	17	14	22	31	22	10	15	27	5	11	12	14	14	557	87,9		
28	Котельная 5.04	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	
29	Котельная 5.21	0	241	182	178	175	21	178	48	40	54	13	46	Закрытие котельной. Переключение тепловой нагрузки потребителей на Мини-ТЭЦ ЕТО-10 ООО "Теплогенерирующий комплекс"							1 176	32,5		
30	Котельная 5.36	0	376	130	18	80	33	74	74	75	115	15	97	165	Закрытие котельной. Переключение тепловой нагрузки потребителей на Мини-ТЭЦ ЕТО-10 ООО "Теплогенерирующий комплекс"							1 253	38,6	
31	Котельная 5.39	0	7	546	173	6	0	8	9	16	1	70	24	19	31	22	8	14	22	29	1 004	97,5		
32	Котельная 1.39	0	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	12	12	12	12	12	13	13	199	77,6		
33	Котельная 1.08	0	2	0	3	17	20	12	0	0	0	60	0	1	1	2	3	12	6	7	146	74,6		
ЕТО-3 ПО "Полюс" филиал ФГУП "ГКНПЦ им. М.В.Хруничева"																								
34	Котельная 3.04	297	187	310	243	187	187	187	Закрытие котельной. Переключение тепловой нагрузки потребителей на ТЭЦ-5 АО "ТГК-11"												1 600	34,2		
35	Котельная 3.05	0	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	569	72,0	
ЕТО-4 ООО "Омсктехуглерод"																								
36	Котельная 3.13	0	641	641	641	641	641	641	641	641	641	641	641	641	757	745	755	767	779	793	809	12 452	77,8	
37	Котельная 3.14	0	1 013	1 669	942	566	566	566	566	566	566	566	566	566	602	606	610	614	619	624	630	12 457	88,1	
ЕТО-5 АО "Омскшина"																								
38	Котельная 3.17	0	213	213	213	213	213	213	213	213	213	213	213	213	213	213	213	213	213	213	213	3 840	72,0	
ЕТО-6 ООО "ПТЭ"																								
39	Котельная 1.38	0	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	212	72,0	
40	Котельная 4.31	0	12	12	12	12	12	12	12	12	12	Закрытие котельной. Переключение тепловой нагрузки потребителей на ТЭЦ-3 АО "ТГК-11"							109	36,0				
41	Котельная 5.43	0	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	382	72,0	
42	Котельная С.Тюленина	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Закрытие котельной. Переключение тепловой нагрузки потребителей на ТЭЦ-3 АО "ТГК-11"					0	0,0	
ЕТО-7 АО "ОНИИП"																								
43	Котельная 2.10	0	466	466	466	466	466	466	466	466	466	466	466	466	583	595	608	622	637	654	673	9 502	81,5	
ЕТО-8 ФГБУ "ЦЖКУ по ЦВО" МО РФ																								
44	Котельная 2.33	0	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	418	72,0	
ЕТО-9 АО "Омсктрансаш"																								
45	Котельная 2.11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	
ЕТО-10 ООО "Теплогенерирующий комплекс"																								
46	Мини-ТЭЦ	0	1 011	1 011	1 011	1 011	1 011	1 011	1 011	1 011	1 011	1 011	1 011	1 011	1 011	1 011	1 011	1 011	1 011	1 011	1 011	18 201	72,0	
47	Котельная 5.24	0	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	4 143	72,0	
48	Котельная 5.42	0	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	376	72,0	
ЕТО-11 Омский РВПиС																								
49	Котельная 1.09	0	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	6	6	7	8	8	9	Закрытие котельной. Переключение тепловой нагрузки потребителей на ТЭЦ-3 АО "ТГК-11"		94	82,6
ЕТО-12 ООО «Малая генерация»																								
50	Котельная 1.26	0	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	60	66	72	79	87	96	106	1 090	91,4	

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Материальная характеристика реконструируемых тепловых сетей, м ²																			Итого, м ²	Итого в от мат хар. 2022 г., %	
		2 022	2 023	2 024	2 025	2 026	2 027	2 028	2 029	2 030	2 031	2 032	2 033	2 034	2 035	2 036	2 037	2 038	2 039	2 040			
ЕТО-13 ООО "Тепловая компания"																							
51	Котельная 1.23	0	695	201	201	201	223	214	201	201	201	271	201	251	256	262	268	274	282	290	4 694	93,3	
ЕТО-14 ООО "Мечта"																							
52	Котельная 1.35	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	3	3	3	33	91,4	
ЕТО-15 ПАО "Омский каучук"																							
53	ТЭС	0	638	638	638	638	638	638	638	638	638	638	638	638	638	638	638	638	638	638	11 479	72,0	
ЕТО-16 ООО "КомплексТеплоСервис"																							
54	Котельная 2.34	0	93	122	93	93	93	93	93	152	93	93	93	80	85	91	97	103	111	119	1 799	77,2	
ЕТО-17 ООО "Энергопоставка"																							
55	Котельная 3.19	0	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	495	72,0	
ЕТО-18 АСУСО "Омский психоневрологический интернат"																							
56	Котельная 2.28	0	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	15	17	18	20	22	25	27	279	91,4	
ЕТО-19 "БСУСО «Кировский дом-интернат для умственно-отсталых детей»"																							
57	Котельная 2.29	0	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	75	72,0	
ЕТО-20 АО «Русь»																							
58	Котельная 1.41	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	
ЕТО-21 ПАО "Сатурн"																							
59	Котельная 5.07	0	0	Закрытие котельной. Переключение тепловой нагрузки потребителей на ТЭЦ-5 АО "ТГК-11"																	0	0,0	
ЕТО-22 ООО СМТ "Стройбетон"																							
60	Котельная 5.46	0	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	939	72,0	
Тепловые сети котельных, после переключения на ТЭЦ																							
1	Котельная 5.21	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	144,7	144,7	144,7	144,7	144,7	144,7	144,7	1 013,0	-
2	Котельная 5.36	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	130,0	130,0	130,0	130,0	130,0	130,0	130,0	780,0	-
3	Котельная 3.04	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	187,3	187,3	187,3	187,3	187,3	187,3	187,3	187,3	187,3	187,3	187,3	187,3	2 622,6	-
4	Котельная 4.31	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	108,6	-
5	Котельная С.Тюленина	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-
6	Котельная 1.09	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,6	4,6	-
7	Котельная 5.07	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-
Сумма по городу		2 298,9	25 327,5	27 003,0	24 511,7	23 733,6	22 506,5	23 770,1	24 135,6	23 804,0	23 551,2	24 082,9	25 106,6	25 387,2	26 017,4	26 405,0	26 458,6	27 239,2	28 235,6	28 951,9	458 526,5	64,5	

Таблица 16. Прогноз необходимой длины переключаемых тепловых сетей для улучшения технического состояния тепловых сетей к 2040 году

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Длина реконструируемых тепловых сетей в двухтрубном исполнении, м																			Итого, м
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
ЕТО-1 АО "ОмскРТС"																					
1	ТЭЦ-3	130	7 879	8 705	10 200	11 200	9 448	7 862	8 643	7 863	8 501	7 854	10 118	9 512	9 537	9 198	9 739	10 017	10 164	11 490	168 060
	- сети АО "ОмскРТС"	0	1 406	1 440	1 572	1 604	1 617	1 449	1 610	1 666	1 939	1 615	2 120	1 668	2 077	1 903	2 178	2 133	2 166	2 451	32 611
	- сети МП г. Омска "Тепловая компания"	130	6 473	7 266	8 628	9 596	7 831	6 413	7 034	6 197	6 562	6 239	7 999	7 843	7 460	7 295	7 561	7 884	7 999	9 039	135 449
2	ТЭЦ-4	0	1 879	400	564	398	568	599	592	583	643	547	617	1 456	1 686	1 872	1 910	1 840	2 187	2 550	20 892
	- сети АО "ОмскРТС"	0	519	400	564	398	568	599	592	583	643	547	617	641	790	885	825	647	874	1 106	11 798
	- сети МП г. Омска "Тепловая компания"	0	1 360	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	815	897	986	1 085	1 194	1 313	1 444	9 094
3	ТЭЦ-5	1 003	18 470	17 503	16 974	15 473	14 262	16 080	16 433	15 211	14 865	15 924	15 719	17 849	18 952	19 352	21 720	19 945	21 012	22 433	319 180
	- сети АО "ОмскРТС"	369	3 796	2 943	3 217	2 846	2 962	3 619	3 184	3 521	3 081	3 442	3 494	4 335	5 027	3 955	5 036	5 023	3 763	5 039	68 654

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Длина реконструируемых тепловых сетей в двухтрубном исполнении, м																			Итого, м	
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040		
	- сети МП г. Омска "Тепловая компания"	634	14 674	14 560	13 757	12 627	11 301	12 462	13 249	11 690	11 784	12 482	12 225	13 513	13 925	15 396	16 684	14 922	17 249	17 394	250 526	
4	ТЭЦ-2	402	3 050	2 859	3 212	3 024	3 168	3 742	4 057	2 862	2 865	3 013	2 744	3 799	4 277	4 739	4 262	4 371	5 131	7 355	68 932	
	- сети АО "ОмскРТС"	0	735	888	651	789	750	818	974	841	874	718	726	741	999	1 207	977	987	1 362	911	15 945	
	- сети МП г. Омска "Тепловая компания"	402	2 316	1 972	2 561	2 235	2 418	2 925	3 083	2 022	1 991	2 295	2 018	3 058	3 277	3 532	3 285	3 384	3 769	6 445	52 987	
5	КРК	399	2 914	3 796	3 242	3 177	3 475	3 236	3 423	3 350	3 342	4 096	4 061	4 026	4 403	4 817	4 445	4 907	5 233	5 461	71 805	
	- сети АО "ОмскРТС"	171	992	922	1 251	994	1 259	1 035	1 354	1 078	1 074	1 044	1 274	1 257	1 373	1 710	1 397	1 377	1 456	1 679	22 697	
	- сети МП г. Омска "Тепловая компания"	229	1 922	2 874	1 991	2 183	2 216	2 201	2 069	2 272	2 268	3 052	2 786	2 770	3 030	3 108	3 048	3 531	3 777	3 782	49 108	
ЕТО-2 МП г. Омска "Тепловая компания"																						
6	Котельная 1.01	0	39	0	10	24	90	39	24	0	34	30	24	18	27	18	13	52	4	5	450	
7	Котельная 1.03	0	358	0	805	2 136	105	1 720	1 780	120	2 117	2 051	2 069	1 369	1 538	1 581	1 286	1 098	355	1 392	21 880	
8	Котельная 1.04	442	1 674	810	787	1 647	429	2 320	635	1 481	1 401	1 762	2 033	1 718	1 139	1 480	1 379	1 423	876	1 886	25 320	
9	Котельная 1.05	0	534	646	535	1 346	606	928	309	65	101	1 027	775	653	833	637	411	418	1 260	630	11 715	
10	Котельная 1.27	0	94	111	117	107	136	138	76	99	128	207	46	34	74	96	175	163	163	151	2 115	
11	Котельная 1.43	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	2	3	3	3	3	19	
12	Котельная 2.01	0	340	313	258	226	0	172	76	0	0	341	116	699	473	637	527	403	811	435	5 826	
13	Котельная 2.02	0	251	201	340	192	215	311	277	1 040	240	439	183	258	352	333	194	174	498	302	5 799	
14	Котельная 2.03	0	1 013	743	582	175	321	169	392	1 140	678	270	298	324	583	974	477	604	798	556	10 096	
15	Котельная 2.04	0	502	336	852	301	0	311	396	368	0	310	1 173	1 454	1 180	1 414	1 451	1 361	2 242	1 112	14 763	
16	Котельная 2.05	0	523	791	979	759	760	736	513	2 688	135	575	973	773	748	2 023	993	800	1 112	800	16 680	
17	Котельная 2.06	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	2	3	3	3	4	20	
18	Котельная 2.07	0	40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2	2	2	2	2	53	
19	Котельная 2.08	0	2	10	25	4	31	16	25	0	70	2	20	48	18	24	4	7	43	8	357	
20	Котельная 2.09	0	16	24	26	43	92	24	0	40	60	80	0	2	2	3	3	3	3	4	425	
21	Котельная 2.35	0	19	24	13	13	68	30	0	45	44	0	0	2	3	3	3	3	4	4	278	
22	Котельная 3.01	0	89	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	95	
23	Котельная 3.02	0	197	321	236	278	553	237	410	572	778	790	971	969	1 208	535	384	356	460	595	9 850	
24	Котельная 4.01	0	681	637	570	732	483	630	1 253	841	817	581	687	847	821	789	1 133	922	1 004	1 194	14 621	
25	Котельная 4.02	0	106	62	140	73	217	118	137	112	221	553	350	521	542	525	534	644	284	174	5 313	
26	Котельная 5.01	0	286	300	369	660	2 521	942	412	175	691	973	524	806	770	158	179	649	1 045	976	12 437	
27	Котельная 5.02	475	82	91	98	180	110	63	74	90	107	78	50	66	85	16	32	49	40	52	1 838	
28	Котельная 5.04	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
29	Котельная 5.21	0	452	286	346	263	86	478	118	99	123	52	137	Закрытие котельной. Переключение тепловой нагрузки потребителей на Мини-ТЭЦ						2 441		
30	Котельная 5.36	0	422	302	95	309	160	293	286	205	324	54	546	499	Закрытие котельной. Переключение тепловой нагрузки потребителей на Мини-ТЭЦ						3 495	
31	Котельная 5.39	0	50	1 250	800	40	0	60	64	65	6	496	56	78	147	112	28	62	153	93	3 559	
32	Котельная 1.39	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	6	6	7	7	8	9	48	
33	Котельная 1.08	0	20	0	30	96	68	75	0	0	0	200	0	5	5	9	16	57	35	53	669	
ЕТО-3 ПО "Полет" филиал ФГУП "ГКНЦ им. М.В.Хруничева"																						
34	Котельная 3.04	1 100	462	1 128	592	462	462	462	Закрытие котельной. Переключение тепловой нагрузки потребителей на ТЭЦ-5 АО "ТГК-11"												4 666	
35	Котельная 3.05	0	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	1 280	
ЕТО-4 ООО "Омсктехуглерод"																						
36	Котельная 3.13	0	1 297	1 297	1 297	1 297	1 297	1 297	1 297	1 297	1 297	1 297	1 297	1 529	1 506	1 526	1 549	1 575	1 602	1 633	25 185	
37	Котельная 3.14	0	1 591	2 090	1 246	726	726	726	726	726	726	726	726	817	826	836	847	859	873	887	16 676	
ЕТО-5 АО "Омкшина"																						
38	Котельная 3.17	0	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	6 573	
ЕТО-6 ООО "ПТЭ"																						
39	Котельная 1.38	0	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	425	
40	Котельная 4.31	0	26	26	26	26	26	26	26	26	26	Закрытие котельной. Переключение тепловой нагрузки потребителей на ТЭЦ-3 АО "ТГК-11"								237		
41	Котельная 5.43	0	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	915	
42	Котельная С.Тюленина	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Закрытие котельной. Переключение тепловой нагрузки потребителей на ТЭЦ-3 АО "ТГК-11"				0	
ЕТО-7 АО "ОНИИП"																						
43	Котельная 2.10	0	1 372	1 372	1 372	1 372	1 372	1 372	1 372	1 372	1 372	1 372	1 372	1 372	1 605	1 628	1 654	1 682	1 713	1 748	1 785	26 907

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Длина реконструируемых тепловых сетей в двухтрубном исполнении, м																		Итого, м		
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039		2040	
ЕТО-8 ФГБУ "ЦЖКУ по ЦВО" МО РФ																						
44	Котельная 2.33	0	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	1 670		
ЕТО-9 АО "Омсктрансаш"																						
45	Котельная 2.11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
ЕТО-10 ООО "Теплогенерирующий комплекс"																						
46	Мини-ТЭЦ	0	4 824	4 824	4 824	4 824	4 824	4 824	4 824	4 824	4 824	4 824	4 824	4 824	4 824	4 824	4 824	4 824	4 824	86 830		
47	Котельная 5.24	0	841	841	841	841	841	841	841	841	841	841	841	841	841	841	841	841	841	15 129		
48	Котельная 5.42	0	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	940		
ЕТО-11 Омский РВПиС																						
49	Котельная 1.09	0	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	19	21	23	25	28	31	Закрытие котельной. Переключение тепловой нагрузки потребителей на ТЭЦ-3 АО "ТГК-11"	272
ЕТО-12 ООО «Малая генерация»																						
50	Котельная 1.26	0	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	99	109	120	132	145	160	176	1 741	
ЕТО-13 ООО "Тепловая компания"																						
51	Котельная 1.23	0	1 347	587	587	587	657	647	587	587	587	807	587	670	679	688	698	709	721	734	12 466	
ЕТО-14 ООО "Мечта"																						
52	Котельная 1.35	0	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	9	10	11	12	13	15	16	166	
ЕТО-15 ПАО "Омский каучук"																						
53	ТЭС	0	1 071	1 071	1 071	1 071	1 071	1 071	1 071	1 071	1 071	1 071	1 071	1 071	1 071	1 071	1 071	1 071	1 071	1 071	1 071	19 281
ЕТО-16 ООО "КомплексТеплоСервис"																						
54	Котельная 2.34	0	286	430	286	286	286	286	286	800	286	286	286	200	217	235	255	278	302	329	5 619	
ЕТО-17 ООО "Энергопоставка"																						
55	Котельная 3.19	0	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	1 238	
ЕТО-18 АСУСО "Омский психоневрологический интернат"																						
56	Котельная 2.28	0	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87	109	120	132	145	159	175	193	1 989	
ЕТО-19 БСУСО «Кировский дом-интернат для умственно-отсталых детей»																						
57	Котельная 2.29	0	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	534	
ЕТО-20 АО «Русь»																						
58	Котельная 1.41	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
ЕТО-21 ПАО "Сатурн"																						
59	Котельная 5.07	0	0	Закрытие котельной. Переключение тепловой нагрузки потребителей на ТЭЦ-5 АО "ТГК-11"																	0	
ЕТО-22 ООО СМТ "Стройбетон"																						
60	Котельная 5.46	0	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87	1 565
0		3 951,4	56 117,0	55 204,1	55 364,2	55 385,2	50 552,0	53 900,1	52 452,4	51 675,8	50 339,6	54 546,3	56 310,7	60 430,6	62 107,7	64 158,1	64 237,1	63 401,5	68 139,7	73 060,8	1 051 334,2	

Таблица 17. Мероприятия по строительству тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения АО "ОмскРТС"

№ проекта	Источник	Наименование теплоснабжающей организации	Наименование мероприятия	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Протяженность участка в 2х тр. пр., м	Год строительства	Существующий условный диаметр, мм	Перспективный условный диаметр, мм	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляционный материал	Капитальные затраты с НДС, тыс.руб.													Источники финансирования							
												2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033		2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
ЕТО № 1 АО "ОмскРТС"																																
001.01.02.02.962	ТЭЦ-2	АО "ОмскРТС"	Строительство перемычки от ТЭЦ-2 до ТК-П-3-9 для повышения надежности	ТЭЦ-2	ТК-П-3-9	500,0	2024	-	600	Надземная	ППУ																				64 121,2	Бюджетные средства / ценовая зона
001.01.02.						500,0	2025	-	600			Надзем	ППУ																			

№ проекта	Источник	Наименование теплоснабжающей организации	Наименование мероприятия	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Протяженность участка в 2х тр. пр., м	Год строительства	Существующий условный диаметр, мм	Перспективный условный диаметр, мм	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляционный материал	Капитальные затраты с НДС, тыс.руб.																	Источники финансирования						
												2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037		2038	2039	2040	Всего за 2021-2040		
02.962			функционирования системы теплоснабжения							ная																		070,8	070,8	средства / ценовая зона					
001.01.02.02.963			Строительство перемычки от ТЭЦ-3 до ТК-III-Ю-21 для повышения надежности функционирования системы теплоснабжения	ТЭЦ-3	ТК-III-Ю-21	660,0	2035	-	800	Надземная	ППУ																		158 766,8	158 766,8	Бюджетные средства / ценовая зона				
001.01.02.02.963						660,0	2036	-	800	Надземная	ППУ																					165 117,5	165 117,5	Бюджетные средства / ценовая зона	
001.01.02.02.963	ТЭЦ-3	АО "ОмскРТС"				660,0	2037	-	800	Надземная	ППУ																					171 722,2	171 722,2	Бюджетные средства / ценовая зона	
001.01.02.02.963						660,0	2038	-	800	Надземная	ППУ																						178 591,1	178 591,1	Бюджетные средства / ценовая зона
001.01.02.02.963						660,0	2039	-	800	Надземная	ППУ																					185 734,7	185 734,7	Бюджетные средства / ценовая зона	
001.01.02.02.964	ТЭЦ-3	АО "ОмскРТС"	Строительство перемычки для повышения надежности функционирования системы теплоснабжения	-	-	10,0	2030	-	700	Надземная	ППУ																			1 907,7	1 907,7	Бюджетные средства / ценовая зона			
001.01.02.02.965			Строительство перемычки от Уз. IV-I-24 (ТЭЦ-4) до ТК-III-Ю-21 (ТЭЦ-3) для повышения надежности функционирования системы теплоснабжения	Уз. IV-I-24 (ТЭЦ-4)	ТК-III-Ю-21 (ТЭЦ-3)	580,0	2029	-	600	Надземная	ППУ																			91 017,5	91 017,5	Бюджетные средства / ценовая зона			
001.01.02.02.965						580,0	2030	-	600	Надземная	ППУ																					94 658,2	94 658,2	Бюджетные средства / ценовая зона	
001.01.02.02.965	ТЭЦ-4	АО "ОмскРТС"				580,0	2031	-	600	Надземная	ППУ																					98 444,5	98 444,5	Бюджетные средства / ценовая зона	
001.01.02.02.965						580,0	2032	-	600	Надземная	ППУ																					102 382,3	102 382,3	Бюджетные средства / ценовая зона	
001.01.02.02.965						580,0	2033	-	600	Надземная	ППУ																					106 477,6	106 477,6	Бюджетные средства / ценовая зона	
001.01.02.02.966			Строительство перемычки от ТЭЦ-5 до V-5-II-4 для повышения надежности функционирования системы теплоснабжения	ТЭЦ-5	V-5-II-4	671,4	2024	-	1000	Надземная	ППУ																			122 316,8	122 316,8	Бюджетные средства / ценовая зона			
001.01.02.02.966						671,4	2025	-	1000	Надземная	ППУ																					127 943,4	127 943,4	Бюджетные средства / ценовая зона	
001.01.02.02.966						671,4	2026	-	1000	Надземная	ППУ																					133 061,2	133 061,2	Бюджетные средства / ценовая зона	
001.01.02.02.966	ТЭЦ-5	АО "ОмскРТС"				671,4	2027	-	1000	Надземная	ППУ																					138 383,6	138 383,6	Бюджетные средства / ценовая зона	
001.01.02.02.966						671,4	2028	-	1000	Надземная	ППУ																					143 918,9	143 918,9	Бюджетные средства / ценовая зона	
001.01.02.02.966						671,4	2029	-	1000	Надземная	ППУ																					149 675,7	149 675,7	Бюджетные средства / ценовая зона	
001.01.02.02.966						671,4	2030	-	1000	Надземная	ППУ																					155 662,7	155 662,7	Бюджетные средства / ценовая зона	

№ проекта	Источник	Наименование теплоснабжающей организации	Наименование мероприятия	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Протяженность участка в 2х тр. пр. , м	Год строительства	Существующий условный диаметр, мм	Перспективный условный диаметр, мм	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляционный материал	Капитальные затраты с НДС, тыс.руб.																						Источник финансирования
												2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	Всего за 2021-2040		
																														ценовая зона				
001.01.02.02.967	ТЭЦ-5	АО "ОмскРТС"	Строительство перемычки от V-ВЮ-4/1 до V-ВЮ-4/1 для повышения надежности функционирования системы теплоснабжения	V-ВЮ-4/1	V-ВЮ-4/1	5,0	2031	-	600	Надземная	ППУ									848,7								848,7	Бюджетные средства / ценовая зона					
001.01.02.02.968	ТЭЦ-5	АО "ОмскРТС"	Строительство перемычки от V-ВЮ-П-10 до V-ВЮ-П-10 для повышения надежности функционирования системы теплоснабжения	V-ВЮ-П-10	V-ВЮ-П-10	5,0	2032	-	600	Надземная	ППУ									882,6								882,6	Бюджетные средства / ценовая зона					
001.01.02.02.969	ТЭЦ-5	АО "ОмскРТС"	Строительство перемычки от ПНС-8 до V-С-ТК-6/1 для повышения надежности функционирования системы теплоснабжения	ПНС-8	V-С-ТК-6/1	725,0	2031	-	1000	Надземная	ППУ										174 805,9							174 805,9	Бюджетные средства / ценовая зона					
001.01.02.02.969						725,0	2032	-	1000	Надземная	ППУ												181 798,2							181 798,2	Бюджетные средства / ценовая зона			
001.01.02.02.969						725,0	2033	-	1000	Надземная	ППУ												189 070,1							189 070,1	Бюджетные средства / ценовая зона			
001.01.02.02.969						725,0	2034	-	1000	Надземная	ППУ												196 632,9							196 632,9	Бюджетные средства / ценовая зона			
001.01.02.02.970	ТЭЦ-2	АО "ОмскРТС"	Строительство перемычки от Котельная 2.10 до до магистрального тр-да Южный для повышения надежности функционирования системы теплоснабжения	Котельная 2.10	до магистрального тр-да Южный	130,0	2026	-	500	Надземная	ППУ																	18 278,0	Бюджетные средства / ценовая зона					
Итого												0,00	0,00	0,00	13 598,1	186 438,1	212 405,0	220 670,1	210 487,8	218 907,3	240 693,2	252 534,0	277 750,8	285 063,1	295 547,7	196 632,9	159 337,1	171 937,5	171 722,2	179 882,8	201 183,1	0,0		

1.3.3. Закрытие котельных с переключением потребителей на ТЭЦ-5

Вариант № 2 предполагает закрытие двух котельных в радиусе эффективного теплоснабжения ТЭЦ-5 АО «ТГК-11»:

1. Котельная 3.04 ПО "Полет" филиал ФГУП "ГКНПЦ им. М.В.Хруничева";
2. Котельная 5.07 ПАО "Сатурн".

Взаимное расположение зон действия котельных и ТЭЦ-5 на карте города показано на рисунке 55.

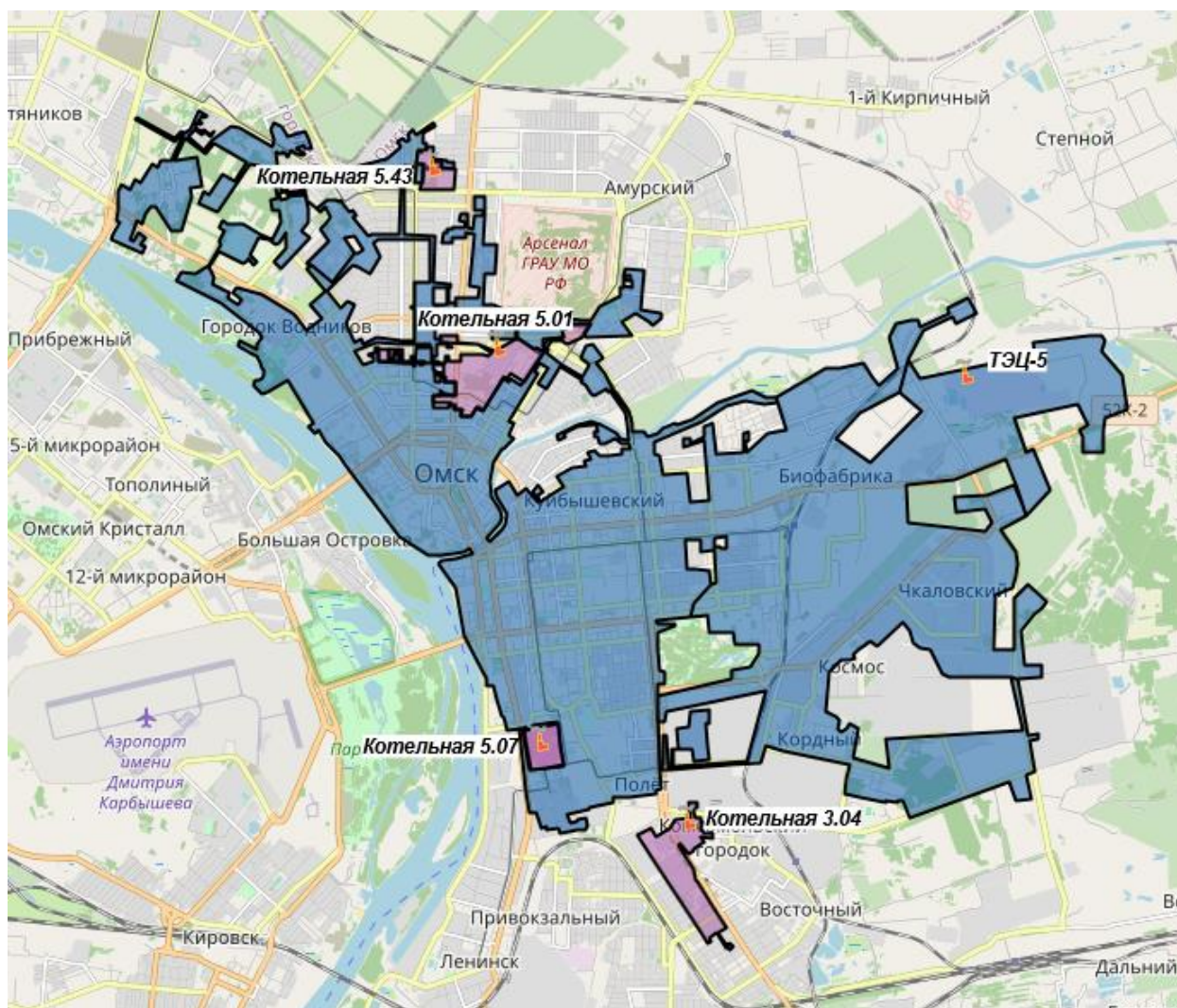


Рисунок 55. Взаимное расположение зон действия ТЭЦ-5 (обозначена синим цветом) и котельных (обозначены фиолетовым цветом), в радиусе эффективного теплоснабжения ТЭЦ-5

Для формирования перечня мероприятий, необходимого для переключения потребителей котельных, использовалась электронная модель тепловых сетей в программном комплексе Zulu Thermo. Моделировался режим работы тепловой сети ТЭЦ-5 после переключения котельных, но с учетом подключения новых потребителей и реализации мероприятий на тепловых сетях, предусмотренных Вариантом развития № 2.

Для перевода тепловых нагрузок потребителей с действующей котельной 3.04 на ТЭЦ-5 необходимо выполнить:

1. Реконструкция существующей тепломагистрали от камеры V-B-ТК-15 до камеры V-B-26/1 с увеличением диаметра до 700 мм длиной 1692 м.
2. Реконструкция ПНС-6.
3. Строительство ответвления по промзоне на котельную 3.04 ПО "Полет" филиал ФГУП "ГКНПЦ им. М.В.Хруничева" длиной 1100 м и диаметром 500 мм.
4. Строительство ЦТП.
5. Строительство насосной станции в районе ТК V-B-ТК-17 по ул. Индустриальная.

Для перевода тепловых нагрузок потребителей с действующей котельной 5.07 на ТЭЦ-5 необходимо выполнить:

1. Строительство новой тепловой сети длиной 118 м и диаметром 300 мм.

Технические характеристики и расчет стоимости мероприятий, необходимых для переключения котельных № 3.04 и 5.07 приведены в таблице 18. Схемы трассировки трубопроводов тепловых сетей приведены на рисунке 56.



Рисунок 56. Схема реконструкции существующей тепломагистрали (обозначена оранжевым цветом), схема строительства тепломагистрали (обозначена красным цветом) для подключения потребителей котельной 3.04 и 5.07

Подробная информация по суточному отпуску тепловой энергии в сеть была предоставлена только АО "Омск РТС", поэтому расчет фактической тепловой нагрузки производился только для источников теплоснабжения в зоне деятельности ЕТО №1 АО "Омск РТС" (см. Раздел 5 Главы 1 Том 1), а фактические тепловые нагрузки потребителей

переключаемых котельных не были определены. По этой причине в балансах тепловой мощности (Таблица 27) в графе «Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде» учитывается договорная нагрузка потребителей закрываемых котельных.

Из анализа перспективных балансов тепловой мощности ТЭЦ-5 можно сделать следующие выводы:

- договорная тепловая нагрузка потребителей в горячей воде увеличится с 1 342,94 Гкал/ч в 2022 году до 1 658,41 Гкал/ч в 2040 году;

- расчетная тепловая нагрузка потребителей в горячей воде увеличится с 964,50 Гкал/ч в 2022 году до 1 190,53 Гкал/ч в 2040 году;

- резерв тепловой мощности ТЭЦ при расчете по договорной тепловой нагрузке снизится с +278,62 Гкал/ч в 2022 году до отрицательного значения - 22,09 Гкал/ч в 2040 году;

- резерв тепловой мощности ТЭЦ при расчете по расчетной тепловой нагрузке снизится с +660,56 Гкал/ч в 2022 году до +449,29 Гкал/ч в 2040 году.

Таблица 18. Технические характеристики и стоимость мероприятий для переключения котельных 3.04 и 5.07 на ТЭЦ-5

Закрываемая котельная	Наименование мероприятия	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Протяженность участка в 2х тр. пр. , м	Год реконструкции	Существующий условный диаметр, мм	Перспективный условный диаметр, мм	Вид прокладки тепловой сети	Капитальные затраты с НДС, тыс.руб.							Источник финансирования	
									2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028		Всего за 2022-2040
Котельная 3.04	Реконструкция существующей тепломагистрали (ул. Индустриальная, 1-я Индустриальная, 3-я Транспортная) от камеры V-B-ТК-15 до камеры V-B-26/1 с увеличением диаметра до 700 мм длиной 1,692 км для переключения котельной 3.04 на ТЭЦ-5	V-B-ТК-15	V-B-30	564,0	2025-2026	500	700	подземная канальная				36 936,19	147 252,28			184 188,5	Прибыль направляемая на инвестиции
				564,0	2027	500	700	подземная канальная					153 142,38		153 142,4	Прибыль направляемая на инвестиции	
				564,0	2028	500	700	подземная канальная					159 268,07		159 268,1	Прибыль направляемая на инвестиции	
	Строительство тепло-трассы для переключения потребителей котельной 3.04	V-B-32	Врезка в существующую сеть	366,7	2025-2026	-	500	Подземная канальная				17 390,72	69 331,00			86 721,7	Прибыль направляемая на инвестиции
				366,7	2027	-	500	Подземная канальная					72 104,24		72 104,2	Прибыль направляемая на инвестиции	
				366,7	2028	-	500	Подземная канальная					74 988,41		74 988,4	Прибыль направляемая на инвестиции	
	Строительство ЦТП (80 Гкал/ч) для переключения котельной 3.04 на ТЭЦ-5	-	-	-	2027-2028	-	-	-						55 099,62	658 991,41	714 091,0	Прибыль направляемая на инвестиции
Реконструкция ПНС 6 для увеличение расхода сетевой воды (на 2000 м3/ч) в тепловых сетях ТЭЦ-5 для переключения котельной 3.04 на ТЭЦ-5	-	-	-	2026-2028	-	-	-					15 373,68	91 934,60	95 611,99	202 920,3	Прибыль направляемая на инвестиции	
Строительство насосной станции в районе ТК V-B-ТК-17 по ул. Индустриальная (6000 м3/ч)	-	-	-	2025-2027	-	-	-				55 433,94	331 494,96	344 754,75		731 683,6	Прибыль направляемая на инвестиции	
Котельная 5.07	Строительство тепло-трассы 2Ду-300 для подключения объектов ПАО «Сатурн» (118 м)	ТК-V-B-50	Врезка в существующую сеть	118	2023	-	300	Подземная канальная		13 598,13						13 598,1	Плата за подключение
Итого по ТЭЦ-5									0,00	13 598,13	0,00	109 760,85	563 451,92	717 035,58	988 859,87	2 392 706,35	

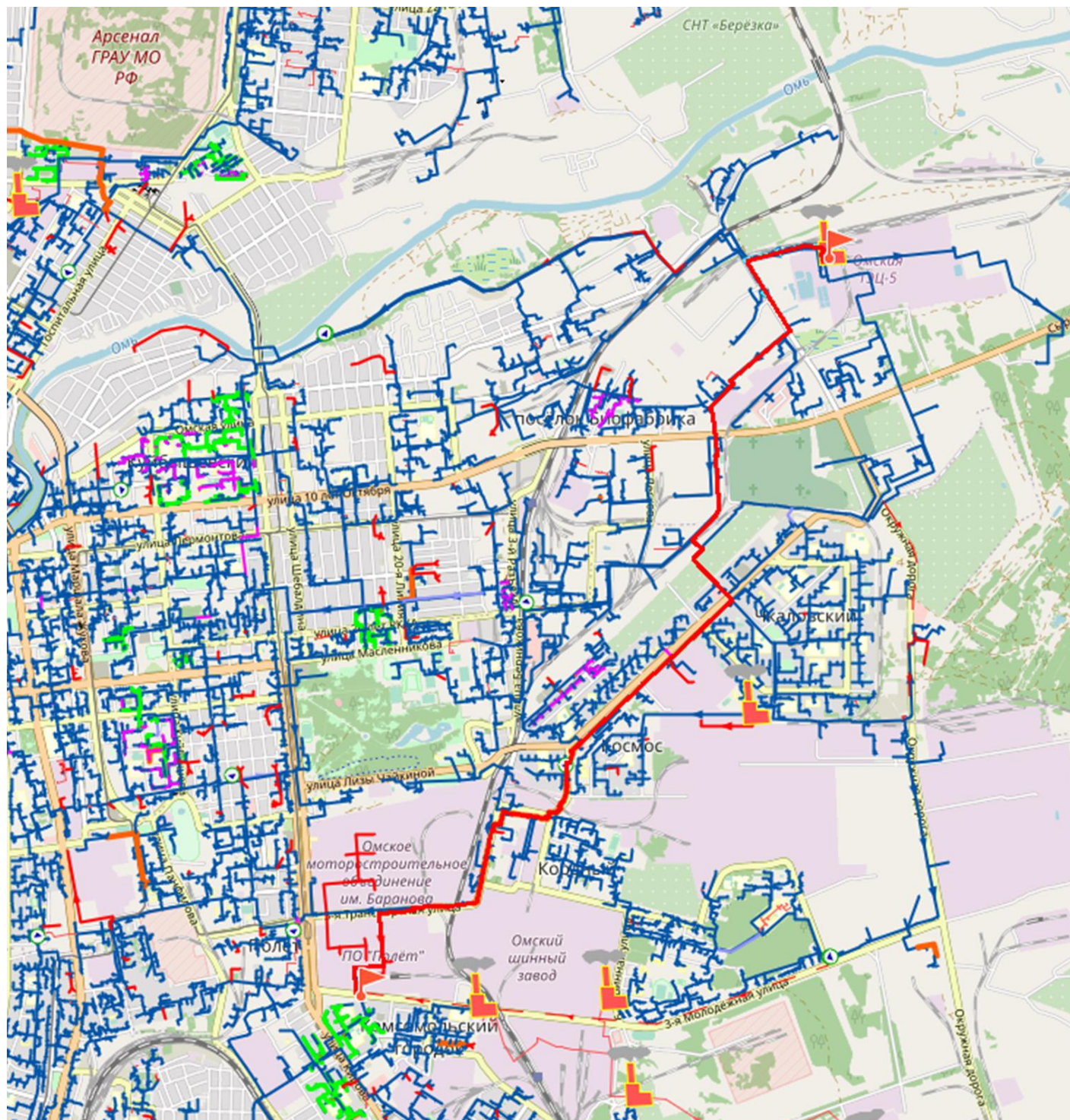


Рисунок 57. Расчетный участок тепловой сети от ТЭЦ-5 до проектируемого ЦТП взамен котельной 3.04 (выделен красным)

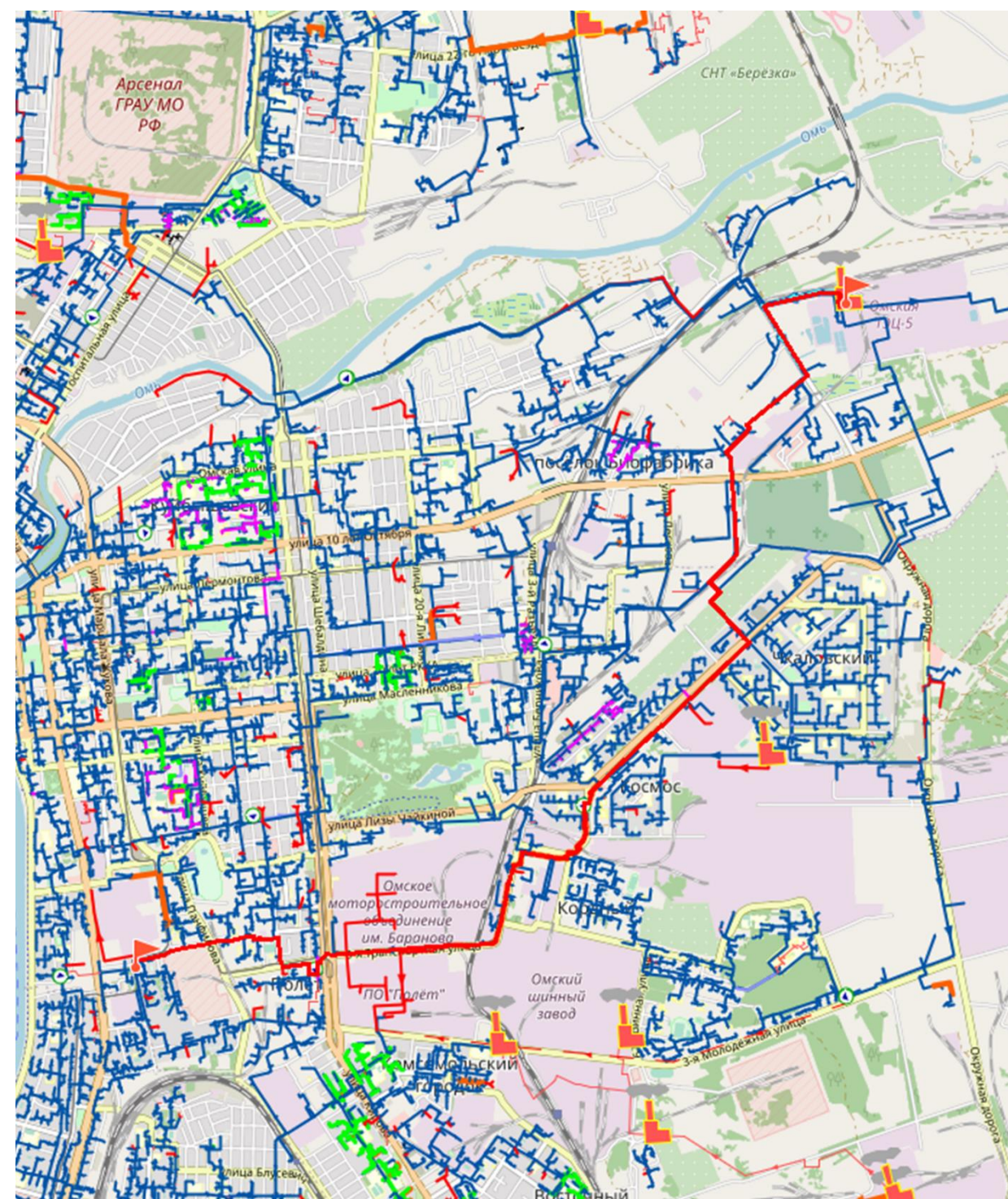


Рисунок 58. Расчетный участок тепловой сети от ТЭЦ-5 до проектируемого ЦТП взамен котельной 5.07 (выделен красным)

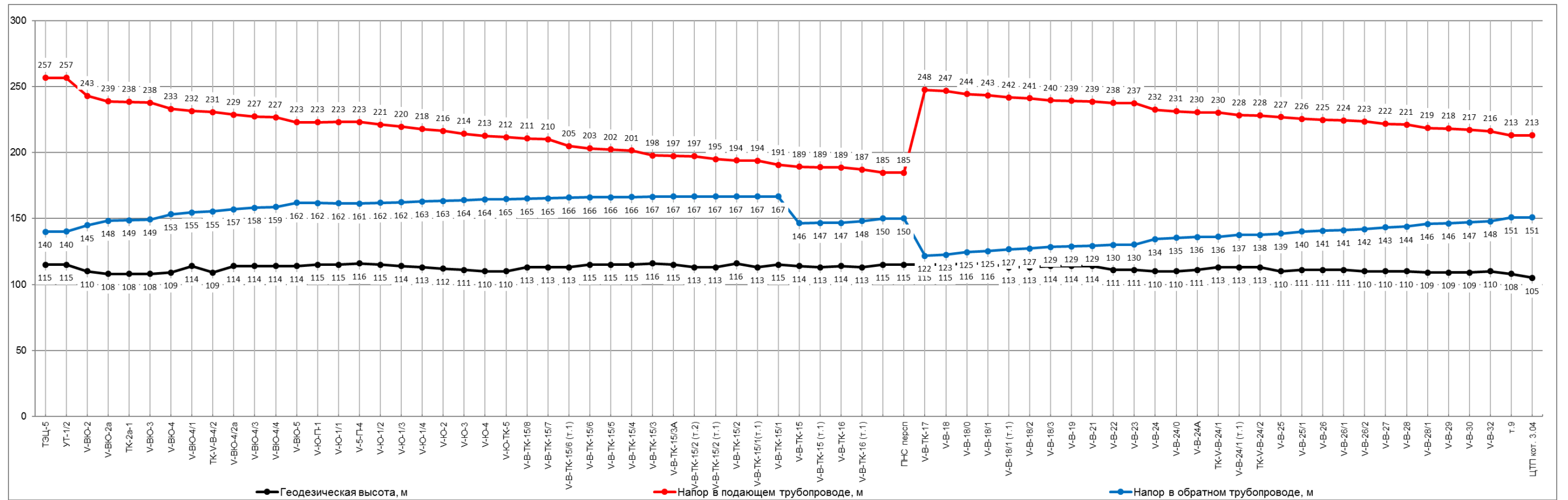


Рисунок 59. Пьезометрический график тепловой сети от ТЭС-5 до проектируемого ЦТП взамен котельной 3.04 после переключения котельных и реализации мероприятий по реконструкции сетей с увеличением диаметра

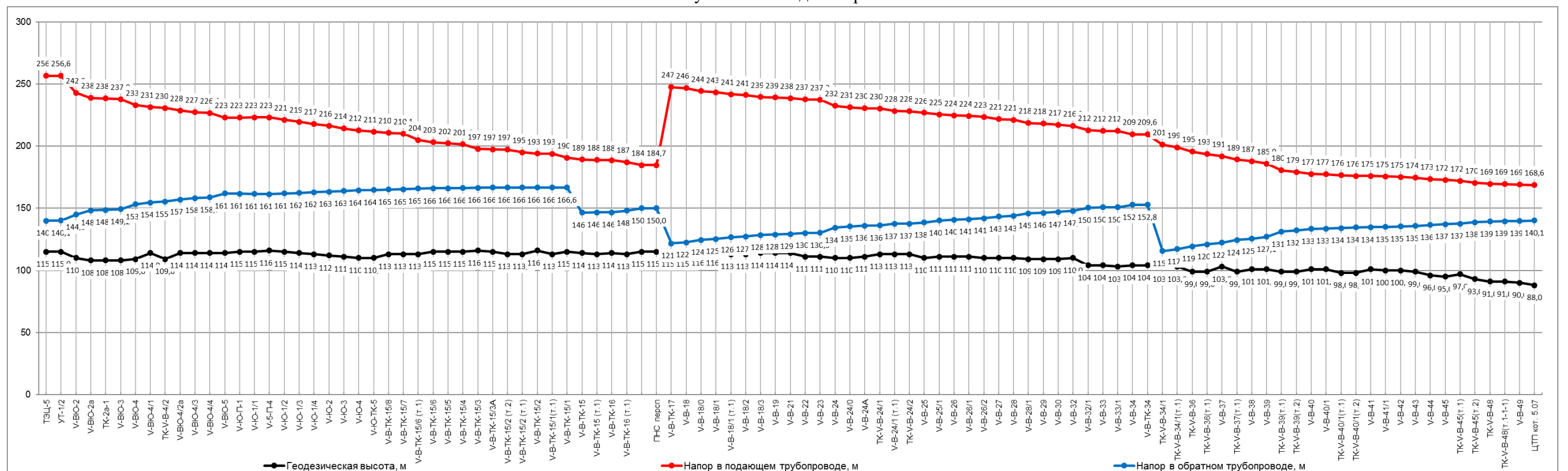


Рисунок 60. Пьезометрический график тепловой сети от ТЭС-5 до проектируемого ЦТП взамен котельной 5.07 после переключения котельных и реализации мероприятий по реконструкции сетей с увеличением диаметра

Таблица 19. Баланс тепловой мощности ТЭЦ-5 с учетом переключения котельных

№ п/п	Наименование показателя	Значение показателя, Гкал/ч																		
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	1 763,00	1 763,00	1 763,00	1 763,00	1 763,00	1 763,00	1 763,00	1 763,00	1 763,00	1 763,00	1 763,00	1 763,00	1 763,00	1 763,00	1 763,00	1 763,00	1 763,00	1 763,00	1 763,00
2	Располагаемая тепловая мощность станции	1 748,00	1 748,00	1 748,00	1 748,00	1 748,00	1 748,00	1 748,00	1 748,00	1 748,00	1 748,00	1 748,00	1 748,00	1 748,00	1 748,00	1 748,00	1 748,00	1 748,00	1 748,00	1 748,00
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	9,42	9,42	9,42	9,42	9,42	9,42	9,42	9,42	9,42	9,42	9,42	9,42	9,42	9,42	9,42	9,42	9,42	9,42	9,42
4	Затраты тепла на собственные нужды станции в паре	41,98	41,98	41,98	41,98	41,98	41,98	41,98	41,98	41,98	41,98	41,98	41,98	41,98	41,98	41,98	41,98	41,98	41,98	41,98
5	Потери в тепловых сетях в горячей воде, в т.ч по выводам тепловой мощности:	71,29	69,67	68,38	67,31	66,34	65,96	64,95	67,89	66,84	65,80	64,80	63,64	62,38	61,34	60,28	59,32	58,39	57,51	56,53
	- сети ТЭЦ-5	71,29	69,67	68,13	67,06	66,09	65,21	64,19	63,22	62,25	61,29	60,36	59,29	58,10	57,14	56,16	55,28	54,43	53,62	52,72
	- сети котельной 3.04 (переключение котельной включено в Вариант развития № 2)								3,72	3,65	3,57	3,49	3,41	3,33	3,26	3,18	3,10	3,02	2,94	2,86
	- новые сети для переключения котельной 3.04 (переключение котельной включено в Вариант развития № 2)								0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19
	- сети котельной 5.07 (переключение котельной включено в Вариант развития № 2)			0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24
	- новые сети для переключения котельной 5.07 (переключение котельной включено в Вариант развития № 2)			0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
	- сети ТЭЦ-3, переключаемые на ТЭЦ-5 для улучшения гидравлических режимов работы тепловой сети							0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
6	Потери в паропроводах	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды ТЭЦ	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
8	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе:	1 342,94	1 369,93	1 392,63	1 405,98	1 419,31	1 434,42	1 439,30	1 524,33	1 533,45	1 543,50	1 548,06	1 553,27	1 556,42	1 565,79	1 572,28	1 590,93	1 610,51	1 634,83	1 658,41
	- потребители ТЭЦ-5	1 342,94	1 369,93	1 382,72	1 396,07	1 409,40	1 416,83	1 421,71	1 432,39	1 441,51	1 451,56	1 453,87	1 456,82	1 459,76	1 463,87	1 470,21	1 488,65	1 508,23	1 532,54	1 556,13
	- переключение потребителей котельной 3.04 (переключение котельной включено в Вариант развития № 2)								74,35	74,35	74,35	76,60	78,86	79,07	84,33	84,49	84,70	84,70	84,70	84,70
	- переключение потребителей котельной 5.07 (переключение котельной включено в Вариант развития № 2)			9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90
	- потребители ТЭЦ-3, переключаемые на ТЭЦ-5 для улучшения гидравлических режимов работы тепловой сети							7,69	7,69	7,69	7,69	7,69	7,69	7,69	7,69	7,69	7,69	7,69	7,69	7,69
9	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде конечных потребителей (за вычетом потерь в ТС), в т.ч по выводам тепловой мощности ТЭЦ:	964,50	974,35	987,83	993,67	1 001,33	1 013,52	1 016,75	1 098,24	1 104,13	1 110,58	1 114,41	1 118,72	1 121,01	1 129,32	1 133,74	1 146,04	1 159,08	1 175,16	1 190,53
	- потребители ТЭЦ-5	964,50	974,35	977,93	983,77	991,43	995,93	999,16	1 006,30	1 012,19	1 018,64	1 020,22	1 022,27	1 024,36	1 027,40	1 031,66	1 043,76	1 056,79	1 072,88	1 088,25
	- переключение потребителей котельной 3.04 (переключение котельной включено в Вариант развития № 2)								74,35	74,35	74,35	76,60	78,86	79,07	84,33	84,49	84,70	84,70	84,70	84,70
	- переключение потребителей котельной 5.07 (переключение котельной включено в Вариант развития № 2)			9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90
	- потребители ТЭЦ-3, переключаемые на ТЭЦ-5 для улучшения гидравлических режимов работы тепловой сети							7,69	7,69	7,69	7,69	7,69	7,69	7,69	7,69	7,69	7,69	7,69	7,69	7,69
10	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50
11	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в паре	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	278,62	253,24	231,84	219,56	207,20	192,46	188,59	100,63	92,55	83,55	79,98	75,93	74,05	65,72	60,28	42,59	23,94	0,51	-22,09
13	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	660,56	652,33	640,13	635,36	628,67	616,86	614,64	530,22	525,37	519,97	517,14	513,99	512,96	505,69	502,32	490,98	478,87	463,68	449,29

1.3.4. Закрытие котельных с переключением потребителей на ТЭЦ-3

Вариант № 2 предполагает закрытие трех котельных в радиусе эффективного теплоснабжения ТЭЦ-3 АО «ТГК-11»:

1. Котельная 4.31 ООО "ПТЭ";
2. Котельная С. Тюленина ООО "ПТЭ";
3. Котельная 1.09 Омский РВПиС.

Взаимное расположение зон действия котельных и ТЭЦ-3 на карте города показано на рисунке 61.



Рисунок 61. Взаимное расположение зон действия ТЭЦ-3 (обозначена бежевым цветом) и котельных (обозначены оранжевым цветом), в радиусе эффективного теплоснабжения ТЭЦ-3

Для формирования перечня мероприятий, необходимого для переключения потребителей котельных, использовалась электронная модель тепловых сетей в программном комплексе Zulu Thermo. Моделировался режим работы тепловой сети ТЭЦ-

3 после переключения котельных, но с учетом подключения новых потребителей и реализации мероприятий на тепловых сетях, предусмотренных Вариантом развития № 2.

В итоге был определен перечень необходимых мероприятий по увеличению пропускной способности и новому строительству тепловых сетей:

- Новое строительство т/с от УТ-23/10-4 до ЦТП взамен кот. 4.31 длиной 80 м и диаметром 150 мм;
- Новое строительство т/с от ТК-55/1-3(т.2) до ЦТП взамен кот. С.Тюленина длиной 160 м и диаметром 80 мм;
- Новое строительство т/с от УТ(персп)-01 до ЦТП в районе ТК-3 длиной 157 м и диаметром 200 мм.

Поскольку температурный график ТЭЦ-3 – 150/70 °С, а у переключаемых котельных - 95/70 °С, то потребуются также строительство ЦТП.

- строительство ЦТП взамен котельной 4.31;
- строительство ЦТП котельной С. Тюленина;
- строительство ЦТП взамен котельной 1.09.

Технические характеристики предложенных мероприятий и стоимость их реализации приведены в таблице 20. Схемы трассировки трубопроводов тепловых сетей приведены на рисунке 62.

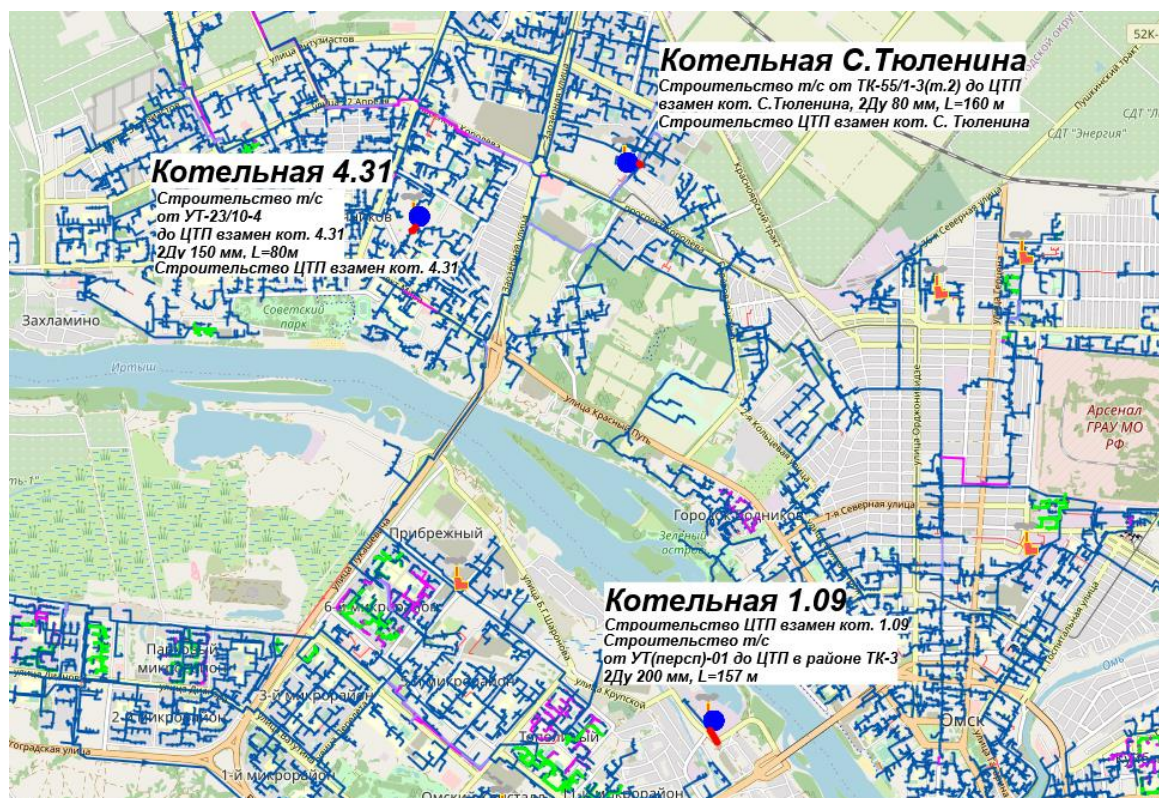


Рисунок 62. Схема реконструкции существующей тепломагистрали (обозначена оранжевым цветом), схема строительства тепломагистрали (обозначена красным цветом) для подключения потребителей котельной 4.31, С. Тюленина, 1.09

Гидравлические режимы работы тепловых сетей после переключения котельных с учетом реализации предложенных мероприятий представлены для двух направлений:

1. Участок тепловой сети от ТЭЦ-3 до проектируемого ЦТП взамен котельной 4.31. Схема трассировки участка приведена на рисунке 63, пьезометрический график – на рисунке 65.
2. Участок тепловой сети от ТЭЦ-3 до проектируемого ЦТП взамен котельной 1.09. Схема трассировки участка приведена на рисунке 64, пьезометрический график – на рисунке 66.

С целью оценки достаточности тепловой мощности источника теплоснабжения для надежного теплоснабжения потребителей выполнен расчет баланса тепловой мощности до 2040 года (Таблица 21) с учетом подключения к сетям ТЭЦ объектов новой застройки и потребителей переключаемых котельных. При расчете перспективных тепловых потерь учитываются мероприятия по реконструкции, заложенные в Вариант развития № 2, а также строительство новых тепловых сетей для переключения котельных.

Подробная информация по суточному отпуску тепловой энергии в сеть была предоставлена только АО "Омск РТС", поэтому расчет фактической тепловой нагрузки производился только для источников теплоснабжения в зоне деятельности ЕТО №1 АО "Омск РТС" (см. Раздел 5 Главы 1 Том 1), а фактические тепловые нагрузки потребителей переключаемых котельных не были определены. По этой причине в балансах тепловой мощности (Таблица 21) в графе «Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде» учитывается договорная нагрузка потребителей закрываемых котельных.

Из анализа перспективных балансов тепловой мощности ТЭЦ-3 можно сделать следующие выводы:

- договорная тепловая нагрузка потребителей увеличится с 904,19 Гкал/ч в 2022 году до 1 015,28 Гкал/ч в 2040 году;
- расчетная тепловая нагрузка потребителей увеличится с 700,00 Гкал/ч в 2022 году до 753,21 Гкал/ч в 2040 году;
- дефицит тепловой мощности ТЭЦ при расчете по договорной тепловой нагрузке увеличится с - 313,32 Гкал/ч в 2022 году до - 417,22 Гкал/ч в 2040 году;
- резерв тепловой мощности ТЭЦ при расчете по расчетной тепловой нагрузке снизится с +127,04 Гкал/ч в 2022 году до +81,01 Гкал/ч в 2040 году.

Таблица 20. Мероприятия по переключению котельных на ТЭЦ-3

Закрываемая котельная	Наименование мероприятия	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Протяженность участка в 2х тр. пр., м	Год реконструкции	Существующий условный диаметр, мм	Перспективный условный диаметр, мм	Вид прокладки тепловой сети	Капитальные затраты с НДС, тыс.руб.											Источники финансирования	
									2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040		Всего за 2022-2040
Котельная 4.31	Новое строительство т/с от УТ-23/10-4 до ЦТП взамен кот. 4.31	УТ-23/10-4	ЦТП взамен кот. 4.31	80,0	2030-2031	-	150	надземная	305,3	3 651,6									3 957,0	Бюджетные средства / ценовая зона	
	Строительство ЦТП (4 Гкал/ч) взамен котельной 4.31	-	-	-	2030-2031	-	-	-	3 099,0	37 063,8									40 162,8	Бюджетные средства / ценовая зона	
Котельная С. Тюленина	Новое строительство т/с от ТК-55/1-3(т.2) до ЦТП взамен кот. С.Тюленина	ТК-55/1-3(т.2)	ЦТП взамен кот. С.Тюленина	160,0	2035-2036	-	80	бесканальная						570,2	6 820,1				7 390,3	Бюджетные средства / ценовая зона	
	Строительство ЦТП (0,2 Гкал/ч) котельной С. Тюленина	-	-	-	2035-2036	-	-	-						188,5	2 254,7				2 443,2	Бюджетные средства / ценовая зона	
Котельная 1.09	Новое строительство т/с от УТ(персп)-01 до ЦТП в районе ТК-3	УТ(персп)-01	ЦТП в районе ТК-3	157,0	2038-2039	-	200	бесканальная									1 291,7	15 448,4	16 740,1	Бюджетные средства / ценовая зона	
	Строительство ЦТП (1,3 Гкал/ч) взамен котельной 1.09	-	-	-	2038-2039	-	-	-									1 378,4	16 485,4	17 863,8	Бюджетные средства / ценовая зона	
Итого по ТЭЦ-3									3 404,3	40 715,4	0,0	0,0	0,0	758,8	9 074,7	0,0	2 670,1	31 933,8	0,0	88 557,1	

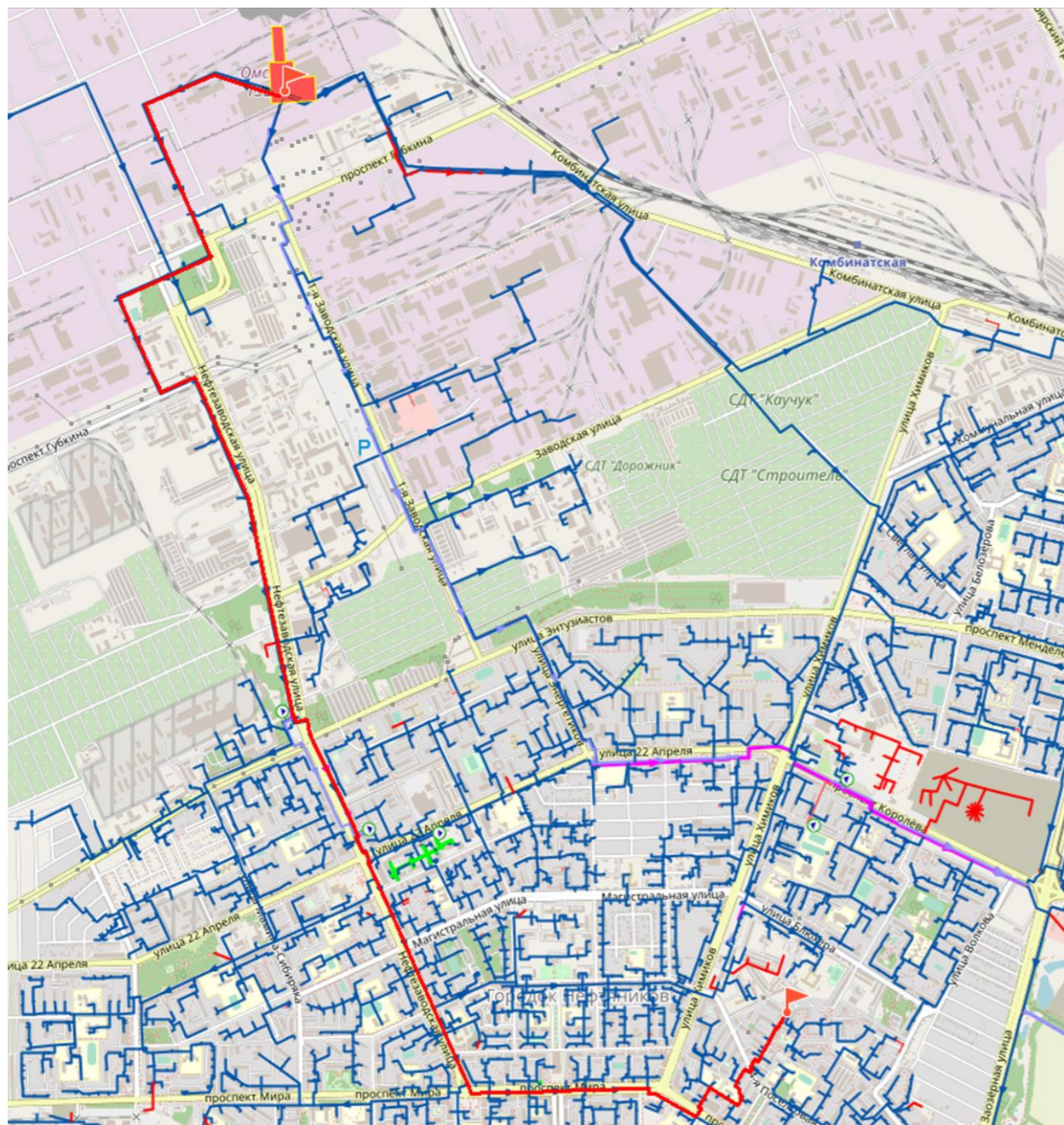


Рисунок 63. Расчетный участок тепловой сети от ТЭЦ-3 до проектируемого ЦТП взамен котельной 4.31 (выделен красным)

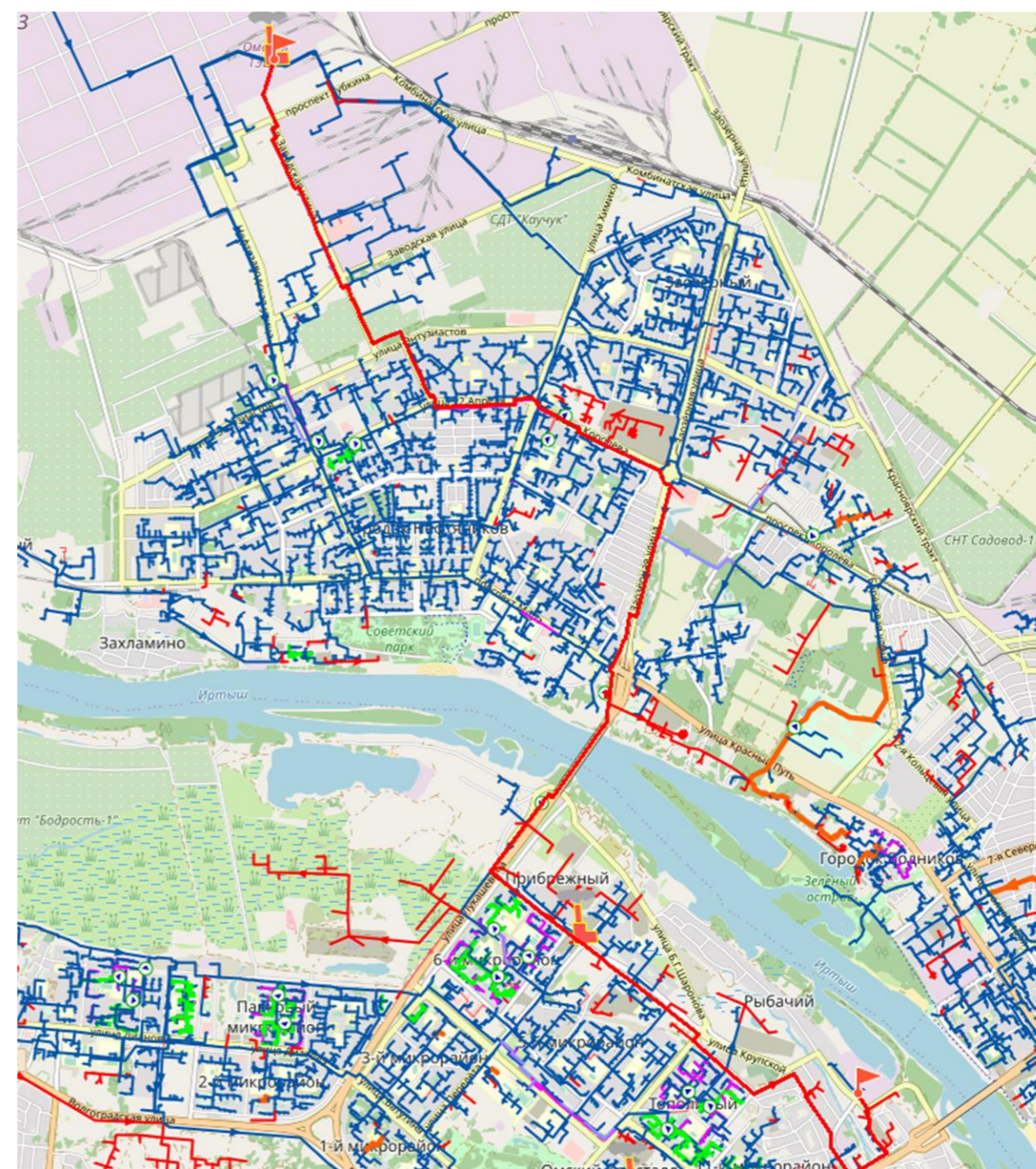


Рисунок 64. Расчетный участок тепловой сети от ТЭЦ-3 до проектируемого ЦТП взамен котельной 1.09 (выделен красным)

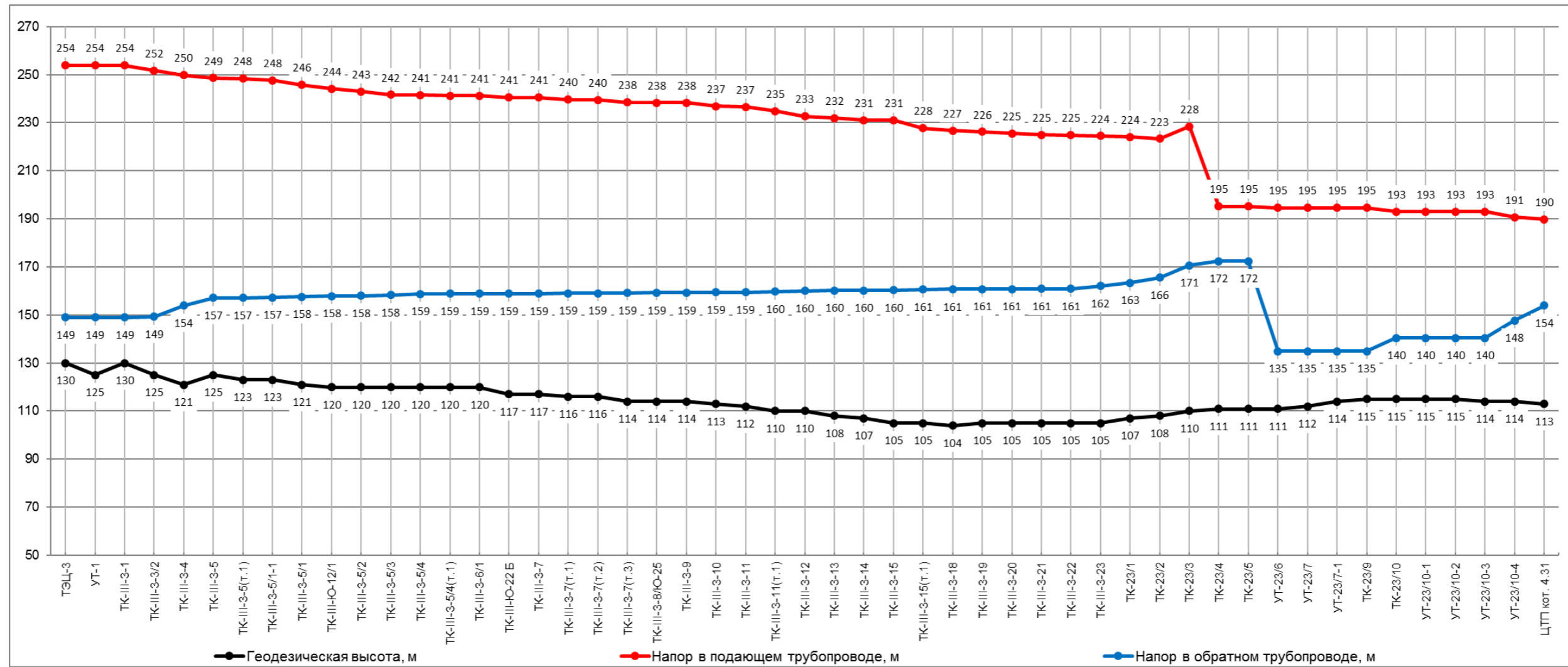


Рисунок 65. Пьезометрический график тепловой сети от ТЭЦ-3 до проектируемого ЦТП взамен котельной 4.31 после переключения котельных и реализации мероприятий по реконструкции сетей с увеличением диаметра

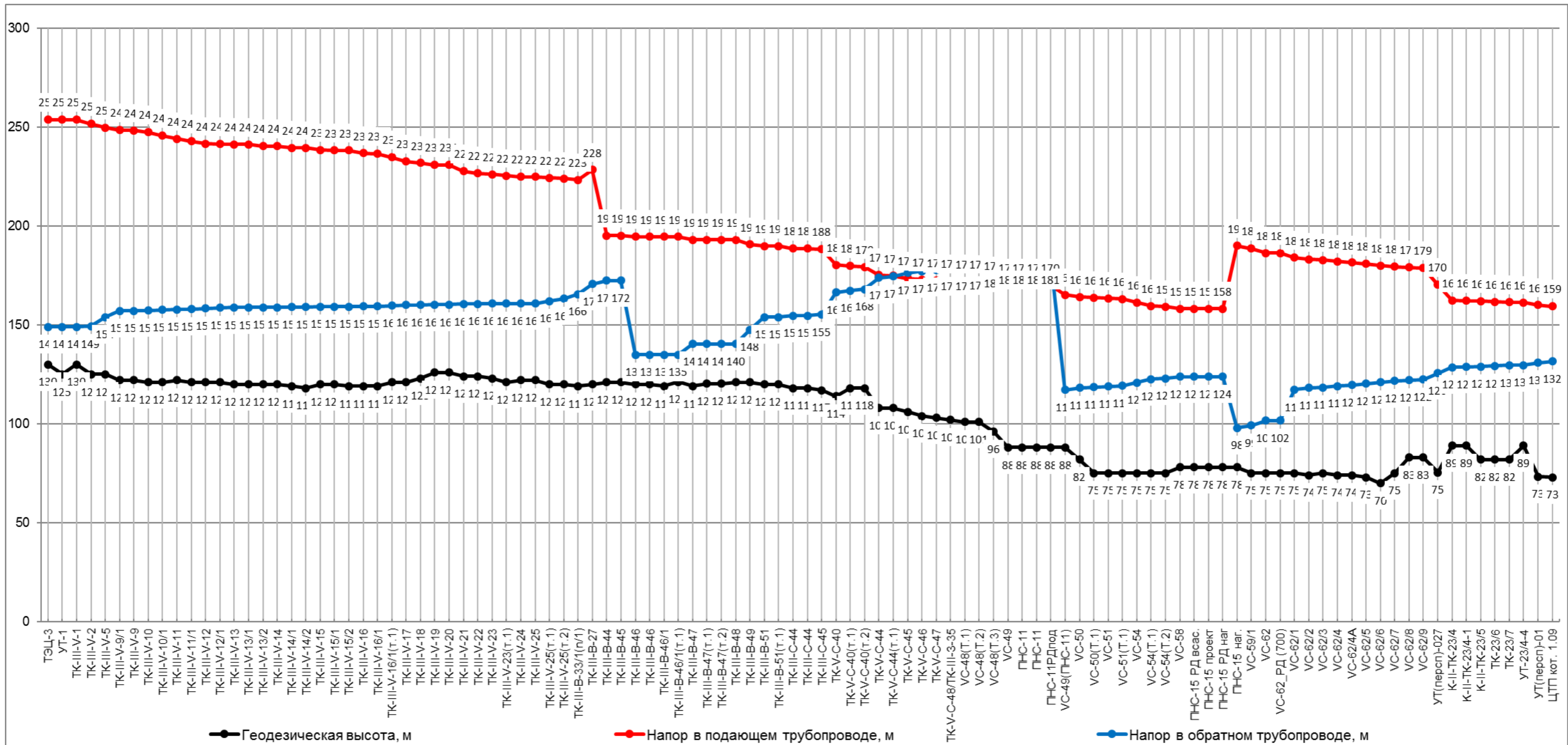


Рисунок 66. Пьезометрический график тепловой сети от ТЭЦ-3 до проектируемого ЦТП взамен котельной 1.09 после переключения котельных и реализации мероприятий по реконструкции сетей с увеличением диаметра

Таблица 21. Баланс тепловой мощности ТЭЦ-3 с учетом переключения котельных

№ п/п	Наименование показателя	Значение показателя, Гкал/ч																		
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	1 132,24	1 132,24	1 132,24	1 132,24	1 132,24	1 132,24	1 132,24	1 132,24	1 132,24	1 132,24	1 132,24	1 132,24	1 132,24	1 132,24	1 132,24	1 132,24	1 132,24	1 132,24	1 132,24
2	Располагаемая тепловая мощность станции	1 132,24	1 132,24	1 132,24	1 132,24	1 132,24	1 132,24	1 132,24	1 132,24	1 132,24	1 132,24	1 132,24	1 132,24	1 132,24	1 132,24	1 132,24	1 132,24	1 132,24	1 132,24	1 132,24
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	31,20	31,20	31,20	31,20	31,20	31,20	31,20	31,20	31,20	31,20	31,20	31,20	31,20	31,20	31,20	31,20	31,20	31,20	31,20
4	Затраты тепла на собственные нужды станции в паре	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00
5	Потери в тепловых сетях:	36,89	36,37	36,02	35,54	35,12	34,45	34,02	33,57	33,19	32,82	32,46	31,96	31,51	31,03	30,59	30,33	30,05	29,75	29,71
	- сети ТЭЦ-3	36,89	36,37	36,02	35,54	35,12	34,72	34,29	33,84	33,46	33,09	32,66	32,16	31,72	31,23	30,80	30,52	30,25	29,94	29,63
	- сети котельной 4.31											0,06	0,06	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
	- новые сети для переключения котельной 4.31											0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
	- сети котельной С. Тюленина																0,00	0,00	0,00	0,00
	- новые сети для переключения котельной С. Тюленина																0,01	0,01	0,01	0,01
	- сети котельной 1.09																			0,26
	- новые сети для переключения котельной 1.09																			0,02
	- потребители КРК, переключаемые на ТЭЦ-3 для улучшения гидравлических режимов работы тепловой сети							0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
	- сети ТЭЦ-3, переключаемые на ТЭЦ-5 для улучшения гидравлических режимов работы тепловой сети							-0,50	-0,50	-0,50	-0,50	-0,50	-0,50	-0,50	-0,50	-0,50	-0,50	-0,50	-0,50	-0,50
6	Потери в паропроводах	8,68	8,68	8,68	8,68	8,68	8,68	8,68	8,68	8,68	8,68	8,68	8,68	8,68	8,68	8,68	8,68	8,68	8,68	8,68
7	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды ТЭЦ	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43
8	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	904,19	929,86	946,31	959,59	968,63	972,88	975,68	978,26	981,01	985,43	995,20	1 000,61	1 004,14	1 008,17	1 012,78	1 012,98	1 013,65	1 014,17	1 015,28
	- потребители ТЭЦ-3	904,19	929,86	946,31	959,59	968,63	974,47	977,28	979,85	982,60	987,02	993,34	998,75	1 002,28	1 006,32	1 010,92	1 010,95	1 011,62	1 012,14	1 012,14
	- переключение потребителей котельной 4.31											3,45	3,45	3,45	3,45	3,45	3,45	3,45	3,45	3,45
	- переключение потребителей котельной С. Тюленина																0,17	0,17	0,17	0,17
	- переключение потребителей котельной 1.09																			1,11
	- потребители КРК, переключаемые на ТЭЦ-3 для улучшения гидравлических режимов работы тепловой сети							6,09	6,09	6,09	6,09	6,09	6,09	6,09	6,09	6,09	6,09	6,09	6,09	6,09
	- потребители ТЭЦ-3, переключаемые на ТЭЦ-5 для улучшения гидравлических режимов работы тепловой сети							-7,69	-7,69	-7,69	-7,69	-7,69	-7,69	-7,69	-7,69	-7,69	-7,69	-7,69	-7,69	-7,69
9	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде конечных потребителей (за вычетом потерь в ТС), в т.ч по выводам тепловой мощности ТЭЦ:	700,00	710,85	715,70	718,36	720,89	722,45	724,37	726,09	727,97	731,20	739,09	742,71	745,24	747,85	750,93	751,13	751,68	752,10	753,21
	- потребители ТЭЦ-3	700,00	710,85	715,70	718,36	720,89	724,05	725,96	727,69	729,56	732,79	737,23	740,86	743,39	746,00	749,08	749,10	749,65	750,07	750,07
	- переключение потребителей котельной 4.31											3,45	3,45	3,45	3,45	3,45	3,45	3,45	3,45	3,45
	- переключение потребителей котельной С. Тюленина																0,17	0,17	0,17	0,17
	- переключение потребителей котельной 1.09																			1,11
	- потребители КРК, переключаемые на ТЭЦ-3 для улучшения гидравлических режимов работы тепловой сети							6,09	6,09	6,09	6,09	6,09	6,09	6,09	6,09	6,09	6,09	6,09	6,09	6,09
	- потребители ТЭЦ-3, переключаемые на ТЭЦ-5 для улучшения гидравлических режимов работы тепловой сети							-7,69	-7,69	-7,69	-7,69	-7,69	-7,69	-7,69	-7,69	-7,69	-7,69	-7,69	-7,69	-7,69
10	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	449,16	449,16	449,16	449,16	449,16	449,16	449,16	449,16	449,16	449,16	449,16	449,16	449,16	449,16	449,16	449,16	449,16	449,16	449,16
11	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в паре	213,00	213,00	213,00	213,00	213,00	213,00	213,00	213,00	213,00	213,00	213,00	213,00	213,00	213,00	213,00	213,00	213,00	213,00	213,00
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	-313,32	-338,47	-354,56	-367,36	-375,98	-379,56	-381,93	-384,05	-386,43	-390,48	-399,89	-404,80	-407,88	-411,43	-415,60	-415,53	-415,93	-416,15	-417,22
13	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	127,04	116,70	112,21	110,03	107,92	107,02	105,54	104,27	102,77	99,91	92,38	89,25	87,17	85,05	82,40	82,47	82,20	82,08	81,01

1.3.5. Закрытие котельных с переключением потребителей на Мини-ТЭЦ

Вариант № 2 предполагает закрытие двух котельных в радиусе эффективного теплоснабжения Мини-ТЭЦ ООО "Теплогенерирующий комплекс":

1. Котельная 5.21 МП г. Омска "Тепловая компания";
2. Котельная 5.36 МП г. Омска "Тепловая компания".

Взаимное расположение зон действия котельных и Мини-ТЭЦ на карте города показано на рисунке 67.

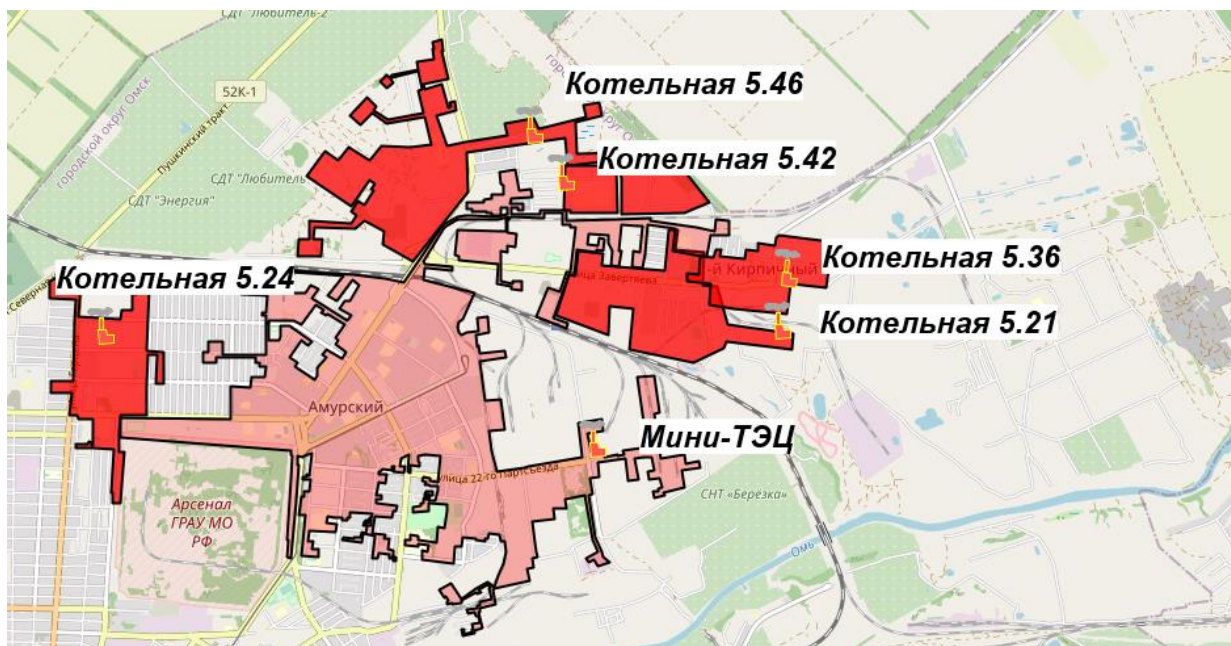


Рисунок 67. Взаимное расположение зон действия Мини-ТЭЦ (обозначена тускло красным цветом) и котельных (обозначены ярко красным цветом), в радиусе эффективного теплоснабжения Мини-ТЭЦ

Для формирования перечня мероприятий, необходимого для переключения потребителей котельных, использовалась электронная модель тепловых сетей в программном комплексе Zulu Thermo. Моделировался режим работы тепловой сети Мини-ТЭЦ после переключения котельных, но с учетом подключения новых потребителей и реализации мероприятий на тепловых сетях, предусмотренных Вариантом развития № 2.

В итоге был определен перечень необходимых мероприятий по увеличению пропускной способности и новому строительству тепловых сетей:

- Реконструкция т/с от Мини-ТЭЦ до УТ-1/4-5 с увеличением диаметра до 400 мм длиной 950 м;
- Новое строительство т/с от УТ-1/4-5 до новая ТК-1 длиной 1580 м и диаметром 500 мм;

- Новое строительство т/с от новая ТК-1 до ЦТП взамен кот. 5.21 длиной 5 м и диаметром 200 мм;
- Новое строительство т/с от новая ТК-1 до ЦТП взамен кот. 5.36 длиной 550 м и диаметром 400 мм.

Поскольку температурный график Мини-ТЭЦ – 115/70 °С, а у переключаемых котельных 105/70 °С (котельная 5.36, котельная 5.21), то потребуется также строительство ЦТП:

- Строительство ЦТП взамен котельной 5.21;
- Строительство ЦТП взамен котельной 5.36.

Технические характеристики предложенных мероприятий и стоимость их реализации приведены в таблице 22. Схемы трассировки трубопроводов тепловых сетей приведены на рисунке 70.

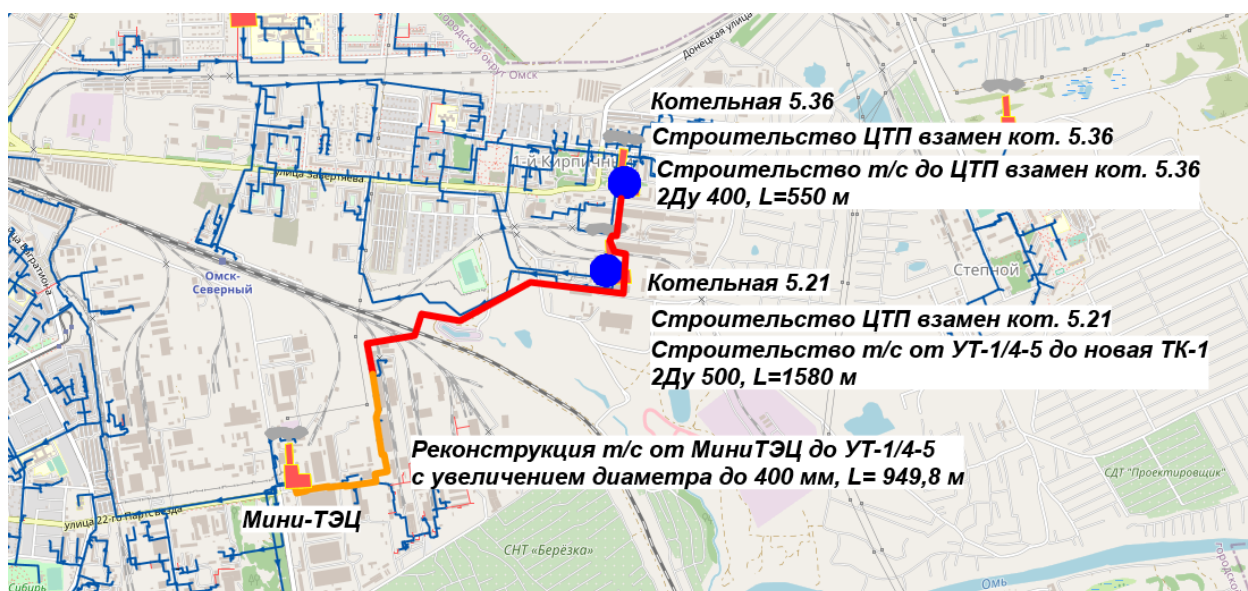


Рисунок 68. Схема реконструкции существующей тепломагистральной (обозначена оранжевым цветом), схема строительства тепломагистральной (обозначена красным цветом) для подключения потребителей котельных 5.36, 5.21

Поскольку резерв тепловой мощности по договорной нагрузке недостаточен, то потребуется провести установку 1 водогрейного котла тепловой мощностью 50 Гкал/ч до 2035 года.

Гидравлические режимы работы тепловых сетей после переключения котельных с учетом реализации предложенных мероприятий представлен выполнен для участка тепловой сети от Мини-ТЭЦ до проектируемого ЦТП взамен котельной 5.36. Схема трассировки участка приведена на рисунке 69, пьезометрический график – на рисунке 70.

С целью оценки достаточности тепловой мощности источника теплоснабжения для надежного теплоснабжения потребителей выполнен расчет баланса тепловой мощности до

2040 года (Таблица 23) с учетом подключения к сетям Мини-ТЭЦ объектов новой застройки и потребителей переключаемых котельных. При расчете перспективных тепловых потерь учитываются мероприятия по реконструкции, заложенные в Вариант развития № 2, а также строительство новых тепловых сетей для переключения котельных.

Из анализа перспективных балансов тепловой мощности Мини-ТЭЦ можно сделать следующие выводы:

- договорная тепловая нагрузка потребителей увеличится с 146,59 Гкал/ч в 2022 году до 220,36 Гкал/ч в 2040 году;

- резерв тепловой мощности Мини-ТЭЦ при расчете по договорной тепловой нагрузке уменьшится с 37,78 Гкал/ч в 2022 году до 14,03 Гкал/ч в 2040 году.

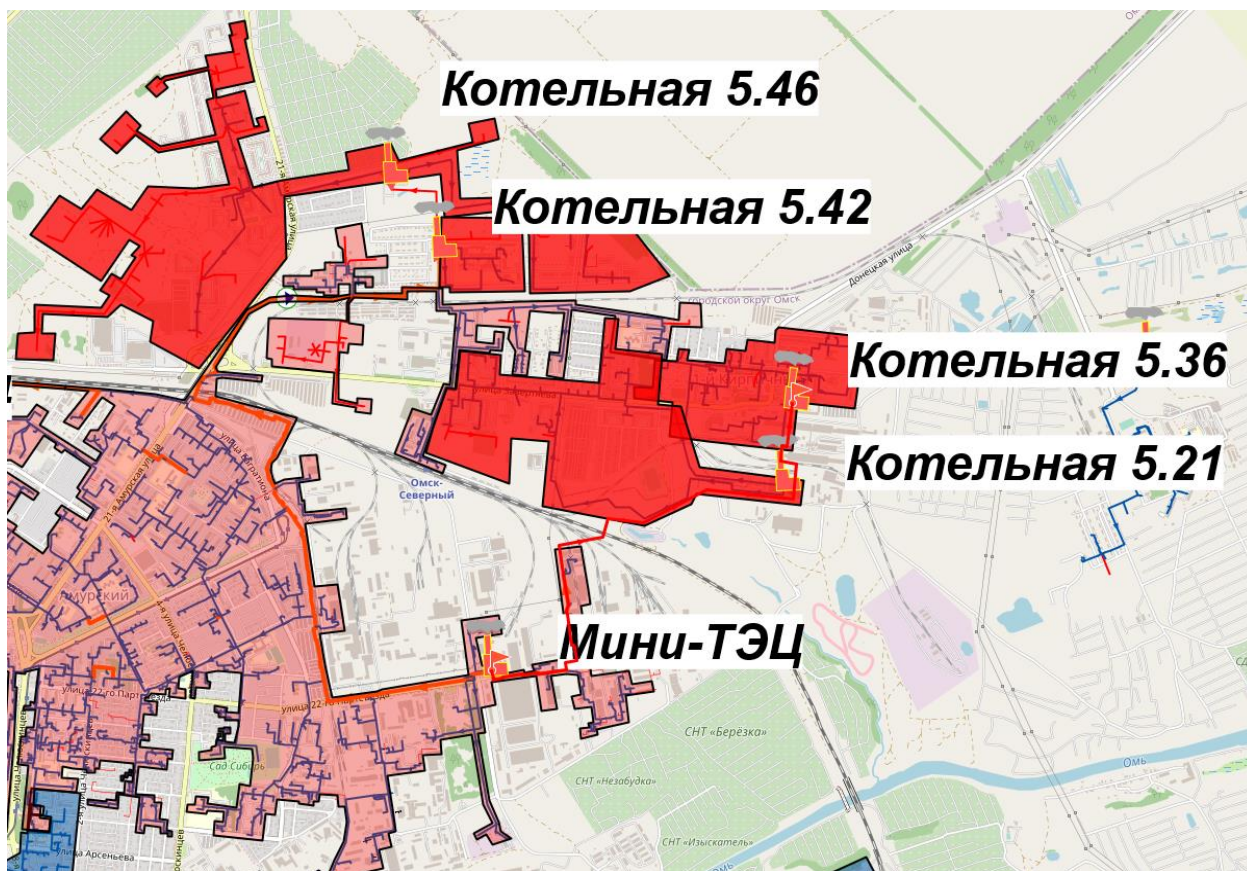


Рисунок 69. Расчетный участок тепловой сети от Мини-ТЭЦ до проектируемого ЦТП взамен котельной 5.36 (выделен красным)

Таблица 22. Мероприятия по переключению котельных на Мини-ТЭЦ

Закрываемая котельная	Наименование мероприятия	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Протяженность участка в 2х тр. пр. , м	Год реконструкции	Существующий условный диаметр, мм	Перспективный условный диаметр, мм	Вид прокладки тепловой сети	Капитальные затраты с НДС, тыс.руб.					
									2030	2031	2032	2033	2034	Всего за 2022-2040
Котельная 5.21, котельная 5.36	Реконструкция т/с с увеличением диаметра от МиниТЭЦ до УТ-1/4-5	МиниТЭЦ	УТ-1/4-5	603,8	2030-2031	200-250	400	надземная	12 580,56	95 651,55				108 232,11
				346,0	2031	200	400	подвальная		54 811,92				54 811,92
Котельная 5.21	Новое строительство т/с от УТ-1/4-5 до новая ТК-1	УТ-1/4-5	новая ТК-1	1580,0	2031-2032	-	500	надземная		23 949,43	286 435,17			310 384,60
	Новое строительство т/с от новая ТК-1 до ЦТП взамен кот. 5.21	новая ТК-1	ЦТП взамен кот. 5.21	5,0	2032-2033	-	200	надземная			27,11	324,28		351,39
	Строительство ЦТП взамен котельной 5.21	-	-	-	2032-2033	-	-	-			25 138,92	300 661,43		325 800,34
Котельная 5.36	Новое строительство т/с от новая ТК-1 до ЦТП взамен кот. 5.36	новая ТК-1	ЦТП взамен кот. 5.36	550,0	2033-2034	-	400	надземная				8 194,65	98 008,02	106 202,67
	Строительство ЦТП взамен котельной 5.36	-	-	-	2033-2034	-	-	-				14 815,20	177 189,80	192 005,00
котельная 5.21, котельная 5.36	Установка одного водогрейного котла тепловой мощностью 50 Гкал/ч	-	-	-	2032-2034	-	-	-			41 404,75	247 600,42	257 504,43	546 509,60
Итого									12 580,56	174 412,90	353 005,95	571 595,97	532 702,26	1 644 297,63

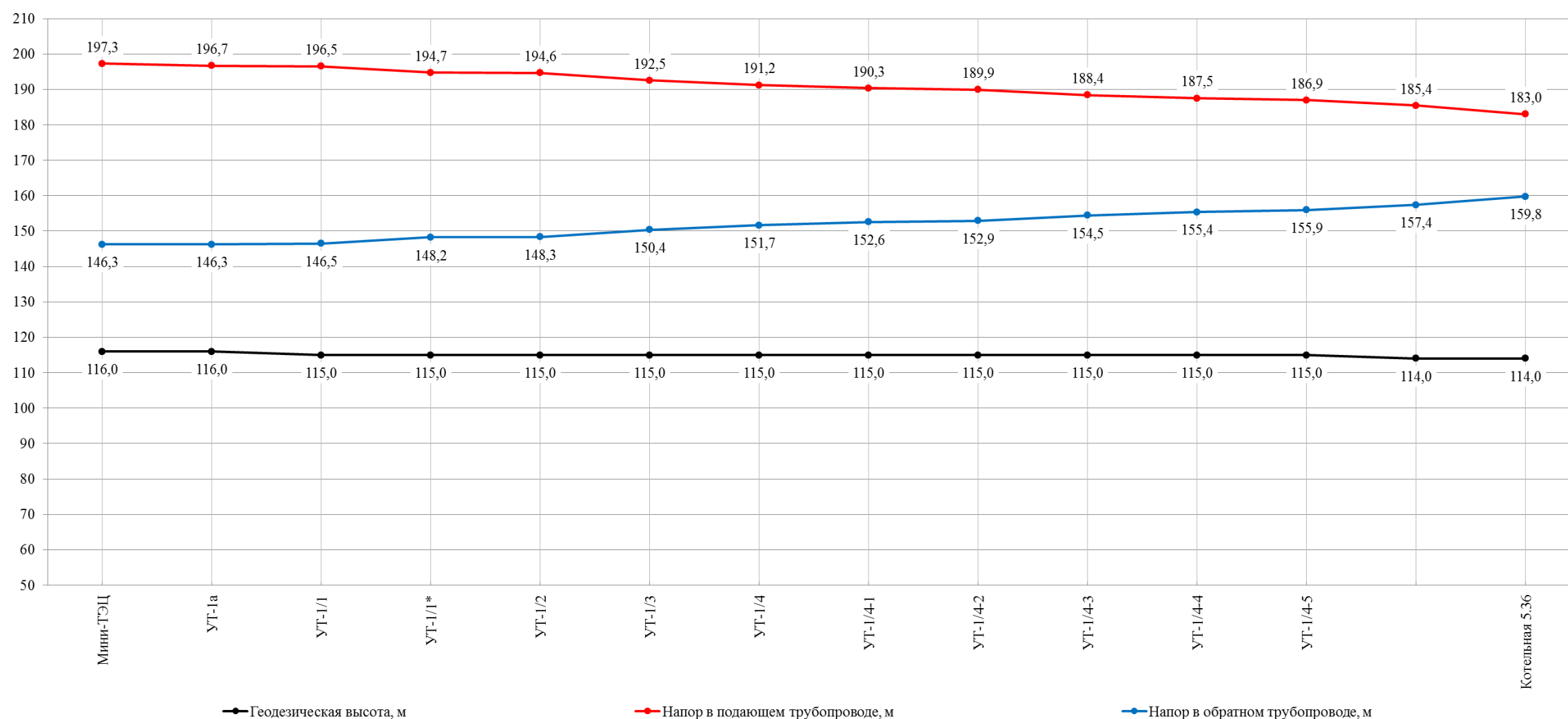


Рисунок 70. Пьезометрический график тепловой сети от Мини-ТЭЦ до проектируемого ЦТП взамен котельной 5.36 после переключения котельных и реализации мероприятий по реконструкции сетей с увеличением диаметра

Таблица 23. Баланс тепловой мощности Мини-ТЭЦ с учетом переключения котельных

№ п/п	Наименование показателя	Значение показателя, Гкал/ч																		
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Мини-ТЭЦ																				
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	324,04	324,04	324,04	324,04	324,04	324,04	324,04	324,04	324,04	324,04	324,04	324,04	374,04	374,04	374,04	374,04	374,04	374,04	374,04
2	Располагаемая тепловая мощность станции	200,50	200,50	200,50	200,50	200,50	200,50	200,50	200,50	200,50	200,50	200,50	200,50	250,50	250,50	250,50	250,50	250,50	250,50	250,50
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	7,31	7,31	7,31	7,31	7,31	7,31	7,31	7,31	7,31	7,31	7,31	7,31	7,31	7,31	7,31	7,31	7,31	7,31	7,31
4	Затраты тепла на собственные нужды станции в паре	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	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	Потери в тепловых сетях в горячей воде, в т.ч по выводам тепловой мощности:	8,83	8,67	8,51	8,35	8,19	8,03	7,87	7,71	7,56	7,40	7,24	7,08	9,28	9,85	9,64	9,43	9,22	9,01	8,80
	- сети МиниТЭЦ	8,83	8,67	8,51	8,35	8,19	8,03	7,87	7,71	7,56	7,40	7,24	7,08	6,92	6,76	6,60	6,44	6,28	6,13	5,97
	- сети котельной 5.36														0,58	0,57	0,55	0,54	0,53	0,52
	- новые сети для переключения котельной 5.36														0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18
	- сети котельной 5.21													1,76	1,72	1,69	1,65	1,61	1,57	1,53
	- новые сети для переключения котельной 5.21													0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60
6	Потери в паропроводах	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды ТЭЦ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	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	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	146,59	146,59	146,59	146,59	146,59	146,59	146,74	146,74	147,00	147,34	153,25	159,15	192,05	213,55	219,45	220,05	220,20	220,31	220,36
	- потребители МиниТЭЦ	146,59	146,59	146,59	146,59	146,59	146,59	146,74	146,74	147,00	147,34	153,25	159,15	165,31	171,32	177,22	177,82	177,98	178,08	178,14
	- переключение потребителей котельной 5.36														15,49	15,49	15,49	15,49	15,49	15,49
	- переключение потребителей котельной 5.21													26,73	26,73	26,73	26,73	26,73	26,73	26,73
9	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде конечных потребителей (за вычетом потерь в ТС), в т.ч по выводам тепловой мощности ТЭЦ:	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
10	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	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	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в паре	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	37,78	37,94	38,10	38,26	38,41	38,57	38,58	38,73	38,63	38,45	32,71	26,96	41,86	19,80	14,11	13,72	13,77	13,88	14,03
13	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д

1.4. Описание мероприятий Варианта № 3

Вариант № 3 включает все мероприятия Варианта № 1 (приведены в Разделе 1.2) и Варианта № 2 (приведены в Разделе 1.3) и дополнительно предполагает:

1. Закрытие 7 котельных с переключением потребителей на ТЭЦ:
 - 1) в 2040 году котельная № 5.01 МП г. Омска «Тепловая компания» (на ТЭЦ-5);
 - 2) в 2040 году котельная № 5.43 ООО «ПТЭ» (на ТЭЦ-5);
 - 3) в 2038 году котельная № 1.26 ООО «Малая генерация» (на ТЭЦ-3);
 - 4) в 2039 котельная № 1.27 МП г. Омска «Тепловая компания» (на ТЭЦ-3);
 - 5) в 2036 котельная № 5.42 ООО «Теплогенерирующий комплекс» (на ТЭЦ-3);
 - 6) в 2036 котельная № 5.46 ООО СМТ «Стройбетон» (на Мини-ТЭЦ);
 - 7) в 2040 котельная № 5.24 ООО «Теплогенерирующий комплекс» (на Мини-ТЭЦ).

1.4.1. Переключение котельных в радиусе эффективного теплоснабжения ТЭЦ-5

Вариант № 3 предполагает закрытие четырех котельных в радиусе эффективного теплоснабжения ТЭЦ-5 АО «ТГК-11»:

1. Котельная 3.04 ПО "Полет" филиал ФГУП "ГКНПЦ им. М.В.Хруничева" (учтена в Варианте 2);
2. Котельная 5.07 ПАО "Сатурн" (учтена в Варианте 2);
3. Котельная 5.01 МП г. Омска "Тепловая компания";
4. Котельная 5.43 ООО "ПТЭ".

Взаимное расположение зон действия котельных и ТЭЦ на карте города показано на рисунке Рисунок 55.

Для формирования перечня мероприятий, необходимого для переключения потребителей котельных, использовалась электронная модель тепловых сетей в программном комплексе Zulu Thermo. Моделировался режим работы тепловой сети ТЭЦ-5 после переключения котельных, но с учетом подключения новых потребителей и реализации мероприятий на тепловых сетях, предусмотренных Вариантом развития № 3.

В итоге был определен перечень необходимых мероприятий по увеличению пропускной способности и новому строительству тепловых сетей для переключения котельных 5.01 и 5.43:

- Реконструкция т/с с увеличением диаметра от Опора 69 до ТК-V-3С-П-4 длиной 4318 м и диаметром 1000 мм;
- Строительство т/с для увеличения пропускной способности существующей тепломагистрали от ПНС-8 до V-С-ТК-6/1 длиной 2421 м и диаметром 600 мм;

- Реконструкция ПНС-8 с увеличением производительности на 2500 м³/ч;
- Реконструкция т/с с увеличением диаметра от УТ-25/8-6 до ТК-25/8-29 длиной 464 м и диаметром 250-300 мм;
- Новое строительство т/с от V-С-ТК-6/1 до ЦТП взамен кот. 5.01 длиной 800 м и диаметром 700 мм;
- Новое строительство т/с от ТК-25/8-29 до ЦТП взамен кот. 5.43 длиной 230 м и диаметром 200 мм.

Поскольку температурный график ТЭЦ-5 – 150/70 °С, а у переключаемых котельных 130/70 °С (котельная 5.01) и 95/70 °С (котельная 5.43), то потребуется также строительство ЦТП:

- Строительство ЦТП взамен котельной 5.01;
- Строительство ЦТП взамен котельной 5.43.

Перечень мероприятий по переключению котельных 3.04 и 5.07 был рассмотрен в Варианте развития № 2.

Технические характеристики предложенных мероприятий и стоимость их реализации приведены в таблице 24 .

Гидравлические режимы работы тепловых сетей после переключения котельных с учетом реализации предложенных мероприятий представлены для двух направлений:

1. Участок тепловой сети от ТЭЦ-5 до проектируемого ЦТП взамен котельной 5.01. Схема трассировки участка приведена на рисунке71, пьезометрический график – на рисунке73.
2. Участок тепловой сети от ТЭЦ-5 до проектируемого ЦТП взамен котельной 5.43. Схема трассировки участка приведена на рисунке72, пьезометрический график – на рисунке74.

С целью оценки достаточности тепловой мощности источника теплоснабжения для надежного теплоснабжения потребителей выполнен расчет баланса тепловой мощности до 2040 года (Таблица 25) с учетом подключения к сетям ТЭЦ объектов новой застройки и потребителей переключаемых котельных. При расчете перспективных тепловых потерь учитываются мероприятия по реконструкции, заложенные в Вариант развития № 3, а также строительство новых тепловых сетей для переключения котельных.

Подробная информация по суточному отпуску тепловой энергии в сеть была предоставлена только АО "Омск РТС", поэтому расчет фактической тепловой нагрузки производился только для источников теплоснабжения в зоне деятельности ЕТО №1 АО "Омск РТС" (см. Раздел 5 Главы 1 Том 1), а фактические тепловые нагрузки потребителей переключаемых котельных не были определены. По этой причине в балансах тепловой

мощности (Таблица 25) в графе «Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде:» учитывается договорная нагрузка потребителей закрываемых котельных.

Из анализа перспективных балансов тепловой мощности ТЭЦ-5 можно сделать следующие выводы:

- договорная тепловая нагрузка потребителей увеличится с 1 342,94 Гкал/ч в 2022 году до 1 707,45 Гкал/ч в 2040 году;

- расчетная тепловая нагрузка потребителей увеличится с 1 093,84 Гкал/ч в 2022 году до 1 471,20 Гкал/ч в 2040 году;

- резерв тепловой мощности ТЭЦ при расчете по договорной тепловой нагрузке уменьшится с +293,60 Гкал/ч в 2022 году до отрицательного значения -57,15 Гкал/ч в 2040 году;

- резерв тепловой мощности ТЭЦ при расчете по расчетной тепловой нагрузке снизится с +546,20 Гкал/ч в 2022 году до +182,60 Гкал/ч в 2040 году;

Таблица 24. Мероприятия по переключению котельных на ТЭЦ-5

Закрыва- емая ко- тельная	Наименование мероприятия	Наимено- вание начала участка	Наимено- вание конца участка	Протя- женность участка в 2х тр. пр. , м	Год ре- конструк- ции	Суше- ствующий условный диаметр, мм	Перспек- тивный условный диаметр, мм	Вид про- кладки тепловой сети	Тепло- изоляци- онный материал	Капитальные затраты с НДС, тыс.руб.																Всего за 2022- 2040		
										2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037		2038	2039
Котель- ная 3.04	Реконструкция существующей тепломагистра- ли (ул. Инду- стриальная, 1-я Индустриаль- ная, 3-я Транс- портная) от ка- меры V-B-TK- 15 до камеры V- B-26/1 с увели- чением диамет- ра до 700 мм длиной 1,692 км для переключе- ния котельной 3.04 на ТЭЦ-5	V-B-TK- 15	V-B-30	564,0	2025-2026	500	700	подземная канальная	ППУ				36 936,1 9	147 252,2 8												184 188,5		
				564,0	2027	500	700	подземная канальная	ППУ							153 142,3 8												153 142,4
				564,0	2028	500	700	подземная канальная	ППУ								159 268,0 7											159 268,1
	Строительство теплотрассы для переключе- ния потребите- лей котельной 3.04	V-B-32	Врезка в сущес- твующую сеть	366,7	2025-2026	-	500	Подземная канальная	ППУ				17 390,7 2	69 331,0 0													86 721,7	
				366,7	2027	-	500	Подземная канальная	ППУ						72 104,2 4												72 104,2	
				366,7	2028	-	500	Подземная канальная	ППУ							74 988,4 1											74 988,4	
	Строительство ЦТП (80 Гкал/ч) для переключе- ния котельной 3.04 на ТЭЦ-5	-	-	-	2027-2028	-	-	-	-	-				55 099,6 2	658 991,4 1											714 091,0		
Реконструкция ПНС 6 для уве- личение расхо- да сетевой воды в тепловых се- тях ТЭЦ-5 для переключения котельной 3.04 на ТЭЦ-5	-	-	-	2026-2028	-	-	-	-	-				15 373,6 8	91 934,6 0	95 611,9 9										202 920,3			
Строительство насосной стан- ции в районе TK V-B-TK-17 по ул. Инду- стриальная (6000 м3/Ч)	-	-	-	2025-2027	-	-	-	-	-				55 433,9 4	331 494,9 6	344 754,7 5										731 683,6			
Котель- ная 5.07	Строительство теплотрассы 2Ду-300 для подключения объектов ПАО «Сатурн» (118	TK-V-B- 50	Врезка в сущес- твующую сеть	118	2023	-	300	Подземная канальная	ППУ		13 598,1 3														13 598,1			

Закрыва- емая ко- тельная	Наименование мероприятия	Наимено- вание начала участка	Наимено- вание конца участка	Протя- женность участка в 2х тр. пр., м	Год ре- конструк- ции	Суще- ствующий условный диаметр, мм	Перспек- тивный условный диаметр, мм	Вид про- кладки тепловой сети	Тепло- изоляци- онный материал	Капитальные затраты с НДС, тыс.руб.																Всего за 2022- 2040								
										2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037		2038	2039	2040					
	м)																																	
Котель- ная 5.01, Котель- ная 5.43	Реконструкция т/с с увеличени- ем диаметра от Опора 69 до ТК-V-3С-П-4	Опора 69	ТК-V-3С- П-4	1079,7	2029-2030	800,0	1000	надземная	ППУ								85 306,3 7	255 066,0 5									340 372,4 2							
				1079,7	2031	800,0	1000,0	надземная	ППУ												265 268,6 9								265 268,6 9					
				1079,7	2032	800,0	1000,0	надземная	ППУ													275 879,4 4								275 879,4 4				
				1079,7	2033	800,0	1000,0	надземная	ППУ												286 914,6 2									286 914,6 2				
	Строительство нового трубо- провода от ТК- V-3С-П-4 до ПНС-9	ПНС-8	V-С-ТК- 6/1	484,3	2033-2034	-	600	надземная	ППУ											39 394,6 0	94 231,8 8								133 626,4 7					
				484,3	2035	-	600	надземная	ППУ														98 001,1 5							98 001,1 5				
				484,3	2036	-	600	надземная	ППУ															101 921,2 0							101 921,2 0			
				484,3	2037	-	600	надземная	ППУ																	105 998,0 5					105 998,0 5			
				484,3	2038	-	600	надземная	ППУ																			110 237,9 7		110 237,9 7				
	Реконструкция ПНС-8 с увели- чением произ- водительности на 2500 м3/ч	-	-	-	2036-2038	-	-	-	-	-																			28 446,0 0	170 107,0 8	176 911,3 7			
Котель- ная 5.01	Новое строи- тельство т/с от V-С-ТК-6/1 до ЦТП взамен кот. 5.01	V-С-ТК- 6/1	ЦТП вза- мен кот. 5.01	800,0	2038-2039	-	700	канальная	ППУ																			29 078,7 1	347 781,3 9				376 860,1 0	
	Строительство ЦТП (44 Гкал/ч) взамен котель- ной 5.01	-	-	-	2039-2040	-	-	-	-																				48 518,9 4	580 286,5 6				628 805,5 0
Котель- ная 5.43	Реконструкция т/с с увеличени- ем диаметра от УТ-25/8-6 до ТК-25/8-29	УТ-25/8- 6	УТ-25/8- 13	139,0	2037-2038	200-250	300	подваль- ная	ППУ																				6 695,4 1	15 565,2 7				22 260,6 9
		УТ-25/8- 13	ТК-25/8- 27	47,0	2038	200	250	канальная	ППУ																					8 559,1 3				8 559,1 3
		ТК-25/8- 27	ТК-25/8- 29	278,0	2038	200	300	канальная	ППУ																					55 952,7 6				55 952,7 6
	Новое строи- тельство т/с от ТК-25/8-29 до ЦТП взамен	ТК-25/8- 29	ЦТП вза- мен кот. 5.43	230,0	2038-2039	-	200	канальная	ППУ																					3 132,4 0	37 463,5 6			

Закрыва- емая ко- тельная	Наименование мероприятия	Наимено- вание начала участка	Наимено- вание конца участка	Протя- женность участка в 2х тр. пр., м	Год ре- конструк- ции	Суще- ствующий условный диаметр, мм	Перспек- тивный условный диаметр, мм	Вид про- кладки тепловой сети	Тепло- изоляци- онный материал	Капитальные затраты с НДС, тыс.руб.															Всего за 2022- 2040				
										2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036		2037	2038	2039	2040
	кот. 5.43																												
	Строительство ЦТП (10 Гкал/ч) взамен котель- ной 5.43	-	-	-	2039-2040	-	-	-	-																11 027,0 3	131 883,3 1	142 910,3 4		
Итого по ТЭЦ-5										0,00	13 598,1 3	0,00	109 760,8 5	563 451,9 2	717 035,5 8	988 859,8 7	85 306,3 7	255 066,0 5	265 268,6 9	275 879,4 4	326 309,2 2	94 231,8 8	98 001,1 5	130 367,2 0	282 800,5 4	399 437,6 1	444 790,9 2	712 169,8 7	5 762 335,2 8

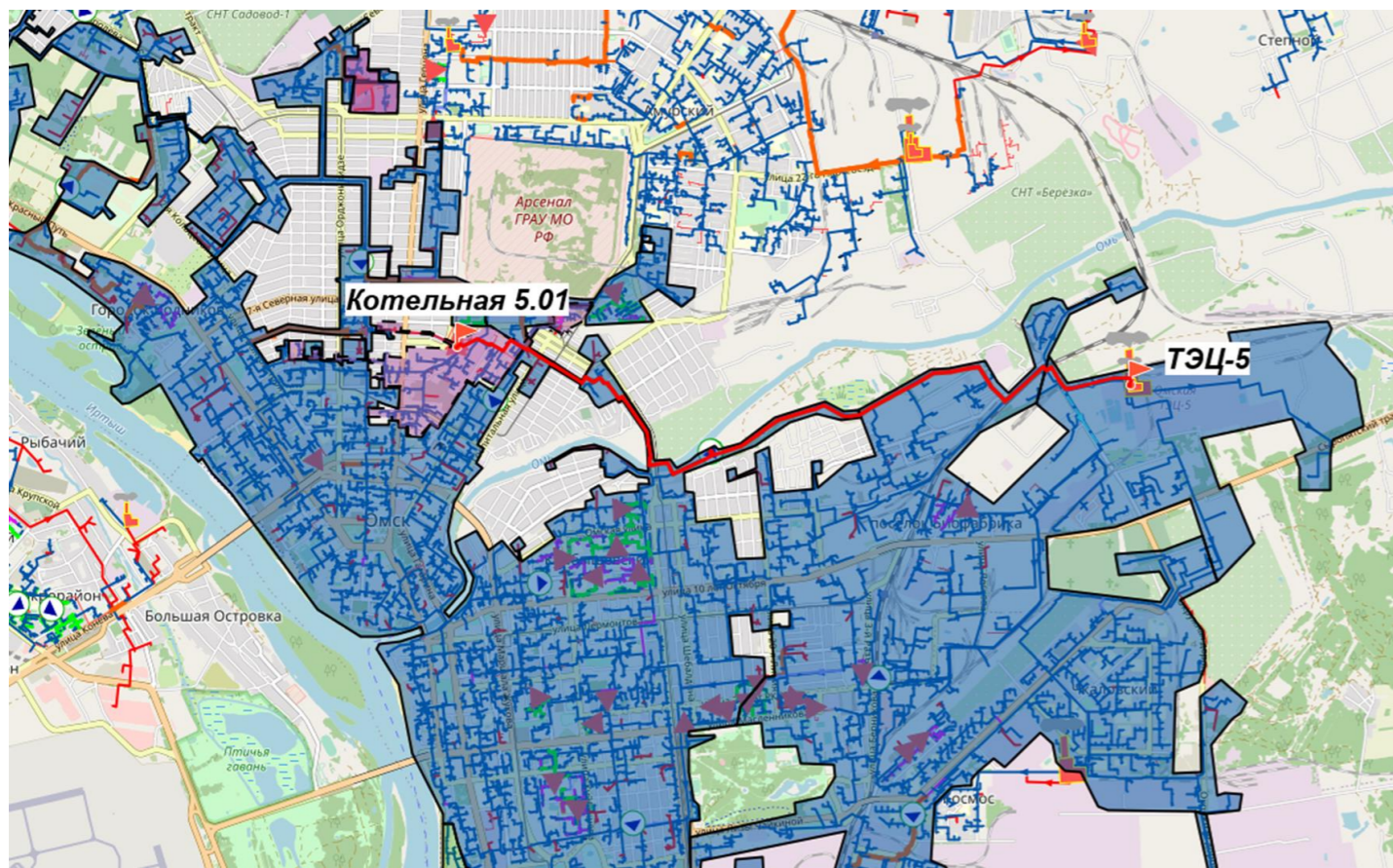


Рисунок 71. Расчетный участок тепловой сети от ТЭЦ-5 до проектируемого ЦТП взамен котельной 5.01 (выделен красным)

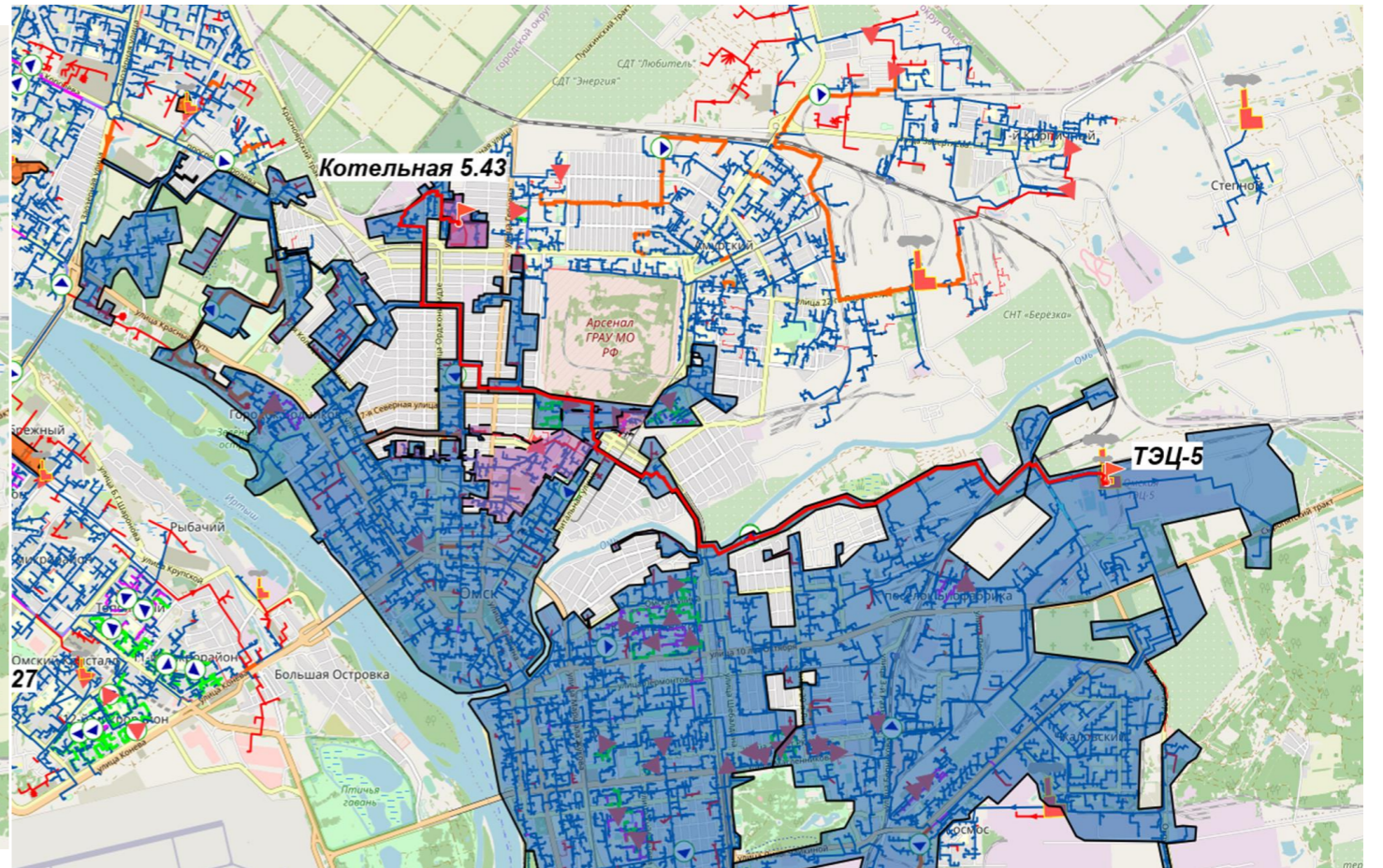


Рисунок 72. Расчетный участок тепловой сети от ТЭЦ-5 до проектируемого ЦТП взамен котельной 5.43 (выделен красным)

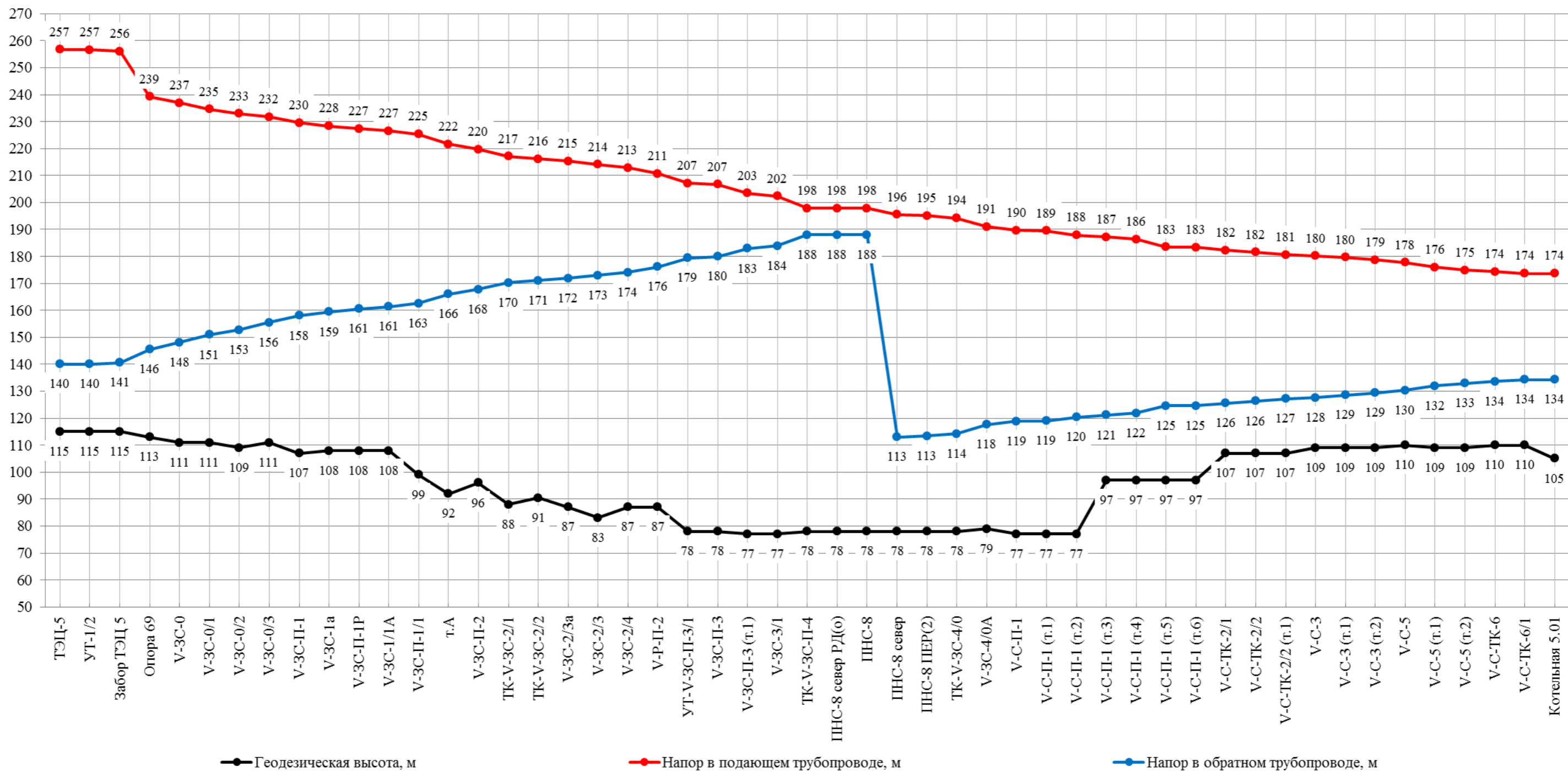


Рисунок 73. Пьезометрический график тепловой сети от ТЭС-5 до проектируемого ЦТП взамен котельной 5.01 после переключения котельных и реализации мероприятий по реконструкции сетей с увеличением диаметра

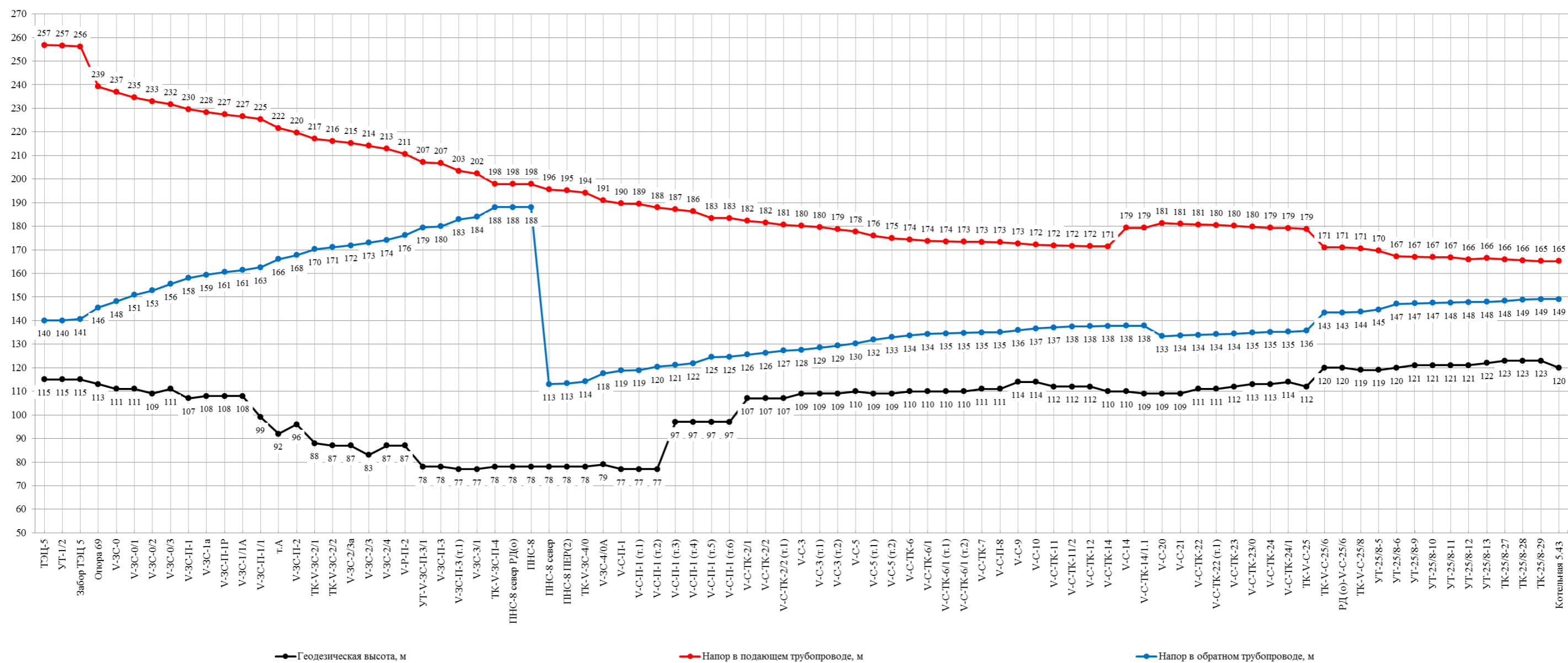


Рисунок 74. Пьезометрический график тепловой сети от ТЭС-5 до проектируемого ЦТП взамен котельной 5.43 после переключения котельных и реализации мероприятий по реконструкции сетей с увеличением диаметра

Таблица 25. Баланс тепловой мощности ТЭЦ-5 с учетом переключения котельных

№ п/п	Наименование показателя	Значение показателя, Гкал/ч																		
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	1 763,00	1 763,00	1 763,00	1 763,00	1 763,00	1 763,00	1 763,00	1 763,00	1 763,00	1 763,00	1 763,00	1 763,00	1 763,00	1 763,00	1 763,00	1 763,00	1 763,00	1 763,00	1 763,00
2	Располагаемая тепловая мощность станции	1 763,00	1 763,00	1 763,00	1 763,00	1 763,00	1 763,00	1 763,00	1 763,00	1 763,00	1 763,00	1 763,00	1 763,00	1 763,00	1 763,00	1 763,00	1 763,00	1 763,00	1 763,00	1 763,00
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	9,42	9,42	9,42	9,42	9,42	9,42	9,42	9,42	9,42	9,42	9,42	9,42	9,42	9,42	9,42	9,42	9,42	9,42	9,42
4	Затраты тепла на собственные нужды станции в паре	41,98	41,98	41,98	41,98	41,98	41,98	41,98	41,98	41,98	41,98	41,98	41,98	41,98	41,98	41,98	41,98	41,98	41,98	41,98
5	Потери в тепловых сетях в горячей воде, в т.ч по выводам тепловой мощности:	71,29	69,67	68,38	67,31	66,34	65,96	64,95	67,89	66,84	65,80	64,80	63,64	62,38	61,34	60,28	59,32	58,39	57,51	57,55
	- сети ТЭЦ-5	71,29	69,67	68,13	67,06	66,09	65,21	64,19	63,22	62,25	61,29	60,36	59,29	58,10	57,14	56,16	55,28	54,43	53,62	52,72
	- сети котельной 3.04 (переключение котельной включено в Вариант развития № 2)								3,72	3,65	3,57	3,49	3,41	3,33	3,26	3,18	3,10	3,02	2,94	2,86
	- новые сети для переключения котельной 3.04 (переключение котельной включено в Вариант развития № 2)								0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19
	- сети котельной 5.07 (переключение котельной включено в Вариант развития № 2)			0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24
	- новые сети для переключения котельной 5.07 (переключение котельной включено в Вариант развития № 2)			0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
	- сети котельной 5.01																			0,55
	- новые сети для переключения котельной 5.01																			0,32
	- сети котельной 5.43																			0,12
	- новые сети для переключения котельной 5.43																			0,02
	- сети ТЭЦ-3, переключаемые на ТЭЦ-5 для улучшения гидравлических режимов работы тепловой сети							0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
6	Потери в паропроводах	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды ТЭЦ	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
8	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	1 342,94	1 369,93	1 392,63	1 405,98	1 419,31	1 434,42	1 439,30	1 524,33	1 533,45	1 543,50	1 548,06	1 553,27	1 556,42	1 565,79	1 572,28	1 590,93	1 610,51	1 634,83	1 707,45
	- потребители ТЭЦ-5	1 342,94	1 369,93	1 382,72	1 396,07	1 409,40	1 416,83	1 421,71	1 432,39	1 441,51	1 451,56	1 453,87	1 456,82	1 459,76	1 463,87	1 470,21	1 488,65	1 508,23	1 532,54	1 556,13
	- переключение потребителей котельной 3.04 (переключение котельной включено в Вариант развития № 2)								74,35	74,35	74,35	76,60	78,86	79,07	84,33	84,49	84,70	84,70	84,70	84,70
	- переключение потребителей котельной 5.07 (переключение котельной включено в Вариант развития № 2)			9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90
	- переключение потребителей котельной 5.01																			40,01
	- переключение потребителей котельной 5.43																			9,02
	- потребители ТЭЦ-3, переключаемые на ТЭЦ-5 для улучшения гидравлических режимов работы тепловой сети							7,69	7,69	7,69	7,69	7,69	7,69	7,69	7,69	7,69	7,69	7,69	7,69	7,69
9	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (потребителей), в т.ч по выводам тепловой мощности ТЭЦ:	1 093,84	1 103,69	1 127,08	1 132,92	1 140,57	1 160,45	1 163,68	1 319,52	1 325,41	1 331,86	1 337,94	1 344,50	1 347,01	1 360,58	1 365,16	1 377,67	1 390,70	1 406,79	1 471,20
	- потребители ТЭЦ-5	1 093,84	1 103,69	1 117,17	1 123,01	1 130,67	1 142,86	1 146,09	1 227,58	1 233,47	1 239,92	1 243,75	1 248,06	1 250,35	1 258,66	1 263,08	1 275,38	1 288,42	1 304,50	1 319,87
	- переключение потребителей котельной 3.04 (переключение котельной включено в Вариант развития № 2)								74,35	74,35	74,35	76,60	78,86	79,07	84,33	84,49	84,70	84,70	84,70	84,70
	- переключение потребителей котельной 5.07 (переключение котельной включено в Вариант развития № 2)			9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90
	- переключение потребителей котельной 5.01																			40,01
	- переключение потребителей котельной 5.43																			9,02
	- потребители ТЭЦ-3, переключаемые на ТЭЦ-5 для улучшения гидравлических режимов работы тепловой сети							7,69	7,69	7,69	7,69	7,69	7,69	7,69	7,69	7,69	7,69	7,69	7,69	7,69
10	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50
11	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в паре	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	293,62	268,24	246,84	234,56	222,20	207,46	203,59	115,63	107,55	98,55	94,98	90,93	89,05	80,72	75,28	57,59	38,94	15,51	-57,15
13	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	546,22	537,99	515,89	511,12	504,43	484,93	482,71	323,94	319,09	313,69	308,60	303,20	301,96	289,43	285,90	274,36	262,25	247,05	182,60

1.4.2. Переключение котельных в радиусе эффективного теплоснабжения ТЭЦ-3

Вариант № 3 предполагает закрытие четырех котельных в радиусе эффективного теплоснабжения ТЭЦ-5 АО «ТГК-11»:

1. Котельная 4.31 ООО "ПТЭ" (учтена в Варианте № 2);
2. Котельная С. Тюленина ООО "ПТЭ" (учтена в Варианте № 2);
3. Котельная 1.26 ООО «Малая генерация»;
4. Котельная 1.27 МП г. Омска "Тепловая компания";
5. Котельная 1.09 Омский РВПиС (учтена в Варианте № 2).

Взаимное расположение зон действия котельных и ТЭЦ на карте города показано на рисунке 61.

Для формирования перечня мероприятий, необходимого для переключения потребителей котельных, использовалась электронная модель тепловых сетей в программном комплексе Zulu Thermo. Моделировался режим работы тепловой сети ТЭЦ-3 после переключения котельных, но с учетом подключения новых потребителей и реализации мероприятий на тепловых сетях, предусмотренных Вариантом развития № 3.

В итоге был определен перечень необходимых мероприятий по увеличению пропускной способности и новому строительству тепловых сетей для переключения котельных 1.26 и 1.27:

- Реконструкция т/с с увеличением диаметра от ТК-III-B-7/1(т.1) до ТК-III-B-8 длиной 382 м диаметром 800 мм;
- Реконструкция т/с с увеличением диаметра от ТК-III-C-22/1 до ТК-III-C-38 длиной 2244 м диаметром 800 мм;
- Реконструкция т/с с увеличением диаметра от ТК-III-C-45 до ТК-V-C-40(т.2) длиной 586 м диаметром 800 мм;
- Новое строительство т/с от VC-62/3 до ЦТП взамен кот. 1.26 длиной 65 м диаметром 200 мм;
- Новое строительство т/с от К-II-26 до ЦТП взамен кот. 1.27 длиной 900 м диаметром 300 мм;

Поскольку температурный график ТЭЦ-3 – 150/70 °С, а у переключаемых котельных - 95/70 °С, то потребуются также строительство ЦТП:

- строительство ЦТП взамен котельной 1.26;
- строительство ЦТП взамен котельной 1.27.

Технические характеристики предложенных мероприятий и стоимость их реализации приведены в таблице 26.

Гидравлические режимы работы тепловых сетей после переключения котельных с учетом реализации предложенных мероприятий представлены для двух направлений:

1. Участок тепловой сети от ТЭЦ-3 до проектируемого ЦТП взамен котельной 4.31. Схема трассировки участка приведена на рисунке 75, пьезометрический график – на рисунке 77.
2. Участок тепловой сети от ТЭЦ-3 до проектируемого ЦТП взамен котельной 1.27. Схема трассировки участка приведена на рисунке 76, пьезометрический график – на рисунке 78.

Перечень мероприятий по переключению котельных 4.31, С. Тюленина, 1.09 был рассмотрен в Варианте развития № 2.

С целью оценки достаточности тепловой мощности источника теплоснабжения для надежного теплоснабжения потребителей выполнен расчет баланса тепловой мощности до 2040 года (Таблица 26) с учетом подключения к сетям ТЭЦ объектов новой застройки и потребителей переключаемых котельных. При расчете перспективных тепловых потерь учитываются мероприятия по реконструкции, заложенные в Вариант развития № 3, а также строительство новых тепловых сетей для переключения котельных.

Подробная информация по суточному отпуску тепловой энергии в сеть была предоставлена только АО "Омск РТС", поэтому расчет фактической тепловой нагрузки производился только для источников теплоснабжения в зоне деятельности ЕТО №1 АО "Омск РТС" (см. Раздел 5 Главы 1 Том 1), а фактические тепловые нагрузки потребителей переключаемых котельных не были определены. По этой причине в балансах тепловой мощности (Таблица 27) в графе «Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде» учитывается договорная нагрузка потребителей закрываемых котельных.

Из анализа перспективных балансов тепловой мощности ТЭЦ-3 можно сделать следующие выводы:

- договорная тепловая нагрузка потребителей в горячей воде увеличится с 904,19 Гкал/ч в 2022 году до 1 012,14 Гкал/ч в 2040 году;
- расчетная тепловая нагрузка потребителей в горячей воде увеличится с 700,00 Гкал/ч в 2022 году до 750,07 Гкал/ч в 2040 году;
- дефицит тепловой мощности ТЭЦ при расчете по договорной тепловой нагрузке увеличится с -313,32 Гкал/ч в 2022 году до -451,39 Гкал/ч в 2040 году;
- резерв тепловой мощности ТЭЦ при расчете по расчетной тепловой нагрузке снизится с 127,04 Гкал/ч в 2022 году до 46,84 Гкал/ч в 2040 году.

Таблица 26. Мероприятия по переключению котельных на ТЭЦ-3

Закрываемая котельная	Наименование мероприятия	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Протяженность участка в 2х тр. пр., м	Год реконструкции	Существующий условный диаметр, мм	Перспективный условный диаметр, мм	Вид прокладки тепловой сети	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляционный материал	Капитальные затраты с НДС, тыс.руб.										Всего за 2022-2040		
											2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039		2040	
Котельная 4.31	Новое строительство т/с от УТ-23/10-4 до ЦТП взамен кот. 4.31	УТ-23/10-4	ЦТП взамен кот. 4.31	80,0	2030-2031	-	150	надземная	надземная	ППУ	305,3	3 651,6										3 957,0	
	Строительство ЦТП взамен котельной 4.31	-	-	-	2030-2031	-	-	-	-	-	3 099,0	37 063,8										40 162,8	
Котельная С. Тюленина, Котельная 1.26, Котельная 1.27, Котельная 1.09	Реконструкция т/с с увеличением диаметра от ТК-III-B-7/1(т.1) до ТК-III-B-8	ТК-III-B-7/1(т.1)	ТК-III-B-8	382,0	2030-2031	700	800	надземная	надземная	ППУ	6 692,7	80 044,2										86 736,8	
	Реконструкция т/с с увеличением диаметра от ТК-III-C-22/1 до ТК-III-C-38	ТК-III-C-22/1	ТК-III-C-34	869,0	2031-2032	700	800	надземная	надземная	ППУ		48 319,2	189 373,6									237 692,8	
				869,0	2033	700	800	подвальная	надземная	ППУ				196 948,5								196 948,5	
		ТК-III-C-34	ТК-III-C-38	506,0	2034	700	800	канальная	канальная	ППУ					215 401,7							215 401,7	
	Реконструкция т/с с увеличением диаметра от ТК-III-C-45 до ТК-V-C-40(т.2)	ТК-III-C-45	ТК-V-C-40(т.1)	559,0	2034-2035	700	800	надземная	надземная	ППУ					11 457,2	137 028,7							148 485,9
		ТК-V-C-40(т.1)	ТК-V-C-40(т.2)	27,5	2035	700	800	канальная	канальная	ППУ						12 174,9							12 174,9
Котельная С. Тюленина	Новое строительство т/с от ТК-55/1-3(т.2) до ЦТП взамен кот. С.Тюленина	ТК-55/1-3(т.2)	ЦТП взамен кот. С.Тюленина	160,0	2035-2036	-	80	бесканальная	бесканальная	ППУ						570,2	6 820,1					7 390,3	
	Строительство ЦТП котельной С. Тюленина	-	-	-	2035-2036	-	-	-	-	-						188,5	2 254,7					2 443,2	
Котельная 1.26	Новое строительство т/с от VC-62/3 до ЦТП взамен кот. 1.26	VC-62/3	ЦТП взамен кот. 1.26	65,0	2035-2036	-	200	бесканальная	бесканальная	ППУ						475,4	5 685,9					6 161,3	
	Строительство ЦТП взамен котельной 1.26	-	-	-	2036-2037	-	-	-	-	-							19 606,0	234 487,6				254 093,5	
Котельная 1.27	Новое строительство т/с от К-II-26 до ЦТП взамен кот. 1.27	К-II-26	ЦТП взамен кот. 1.27	900,0	2036-2037	-	300	бесканальная	бесканальная	ППУ							9 828,6	117 549,5				127 378,1	
	Строительство ЦТП взамен котельной 1.27	-	-	-	2037-2038	-	-	-	-	-							17 331,7	207 287,0				224 618,7	
Котельная 1.09	Новое строительство т/с от УТ(персп)-01 до ЦТП в районе ТК-3	УТ(персп)-01	ЦТП в районе ТК-3	157,0	2038-2039	-	200	бесканальная	бесканальная	ППУ									1 291,7	15 448,4		16 740,1	
	Строительство ЦТП взамен котельной 1.09	-	-	-	2038-2039	-	-	-	-	-									1 378,4	16 485,4		17 863,8	
Итого											10 097,0	169 078,8	189 373,6	196 948,5	226 858,9	150 437,7	44 195,2	369 368,8	209 957,1	31 933,8	0,0	1 598 249,4	

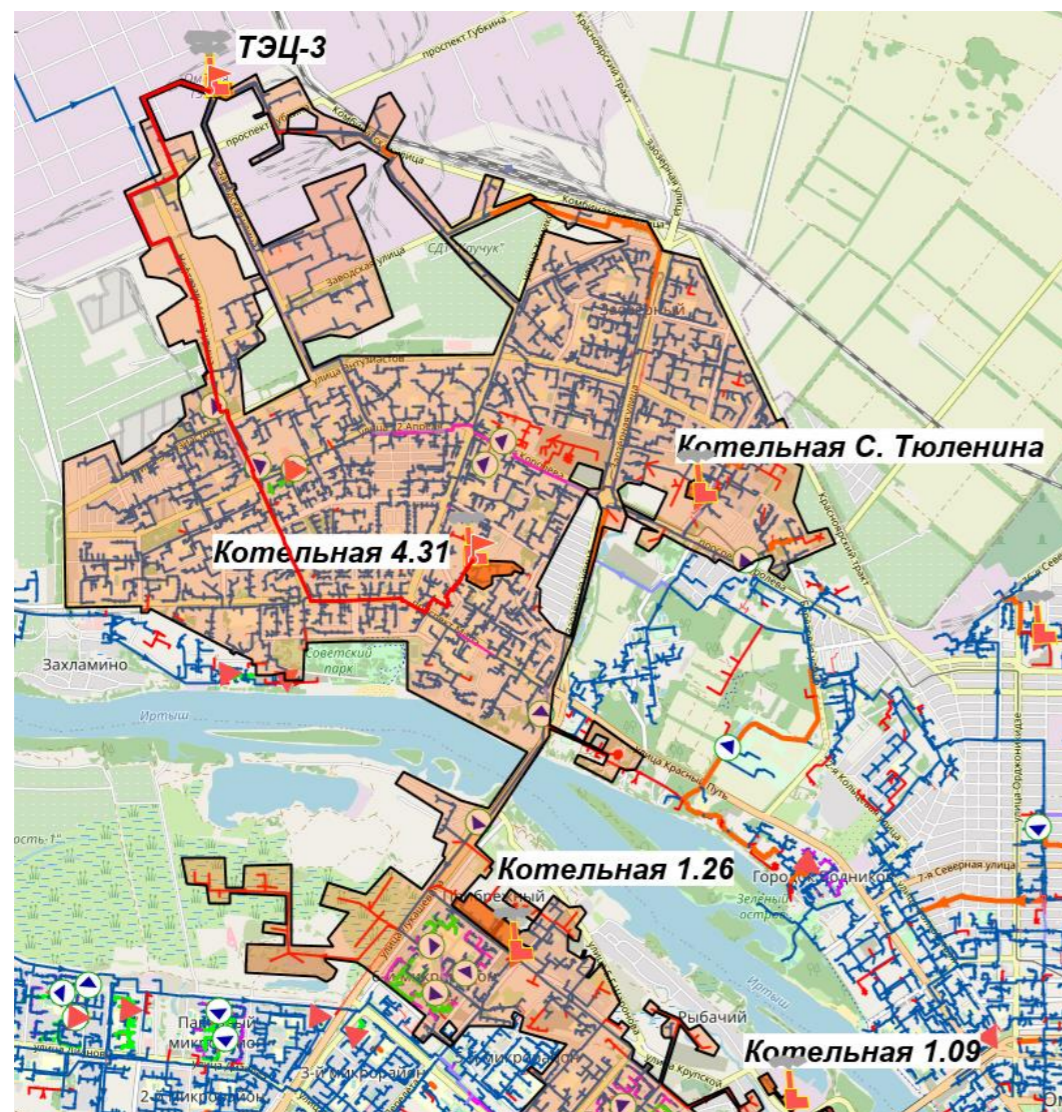


Рисунок 75. Расчетный участок тепловой сети от ТЭЦ-3 до проектируемого ЦТП взамен котельной 4.31 (выделен красным)

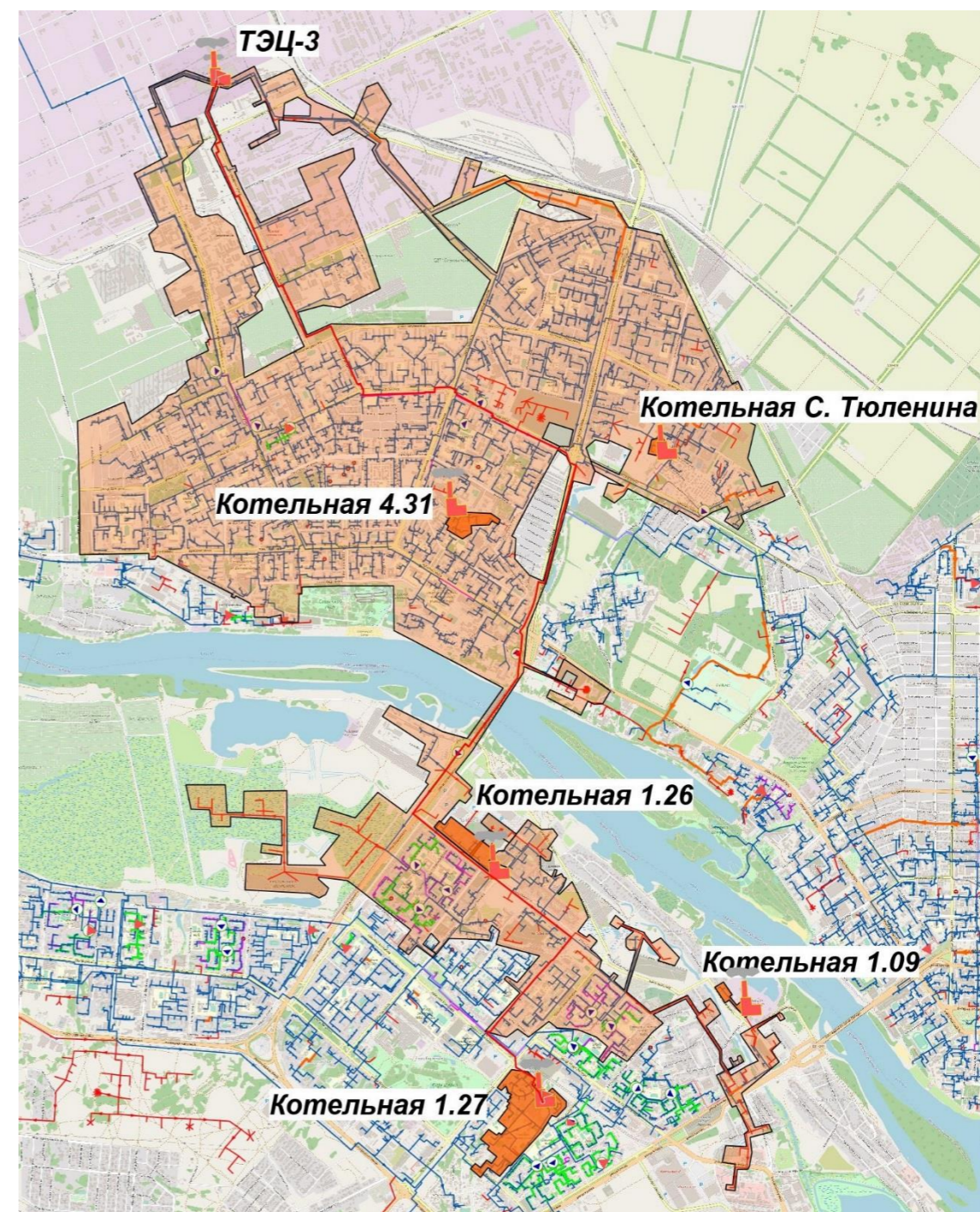


Рисунок 76. Расчетный участок тепловой сети от ТЭЦ-3 до проектируемого ЦТП взамен котельной 1.27 (выделен красным)

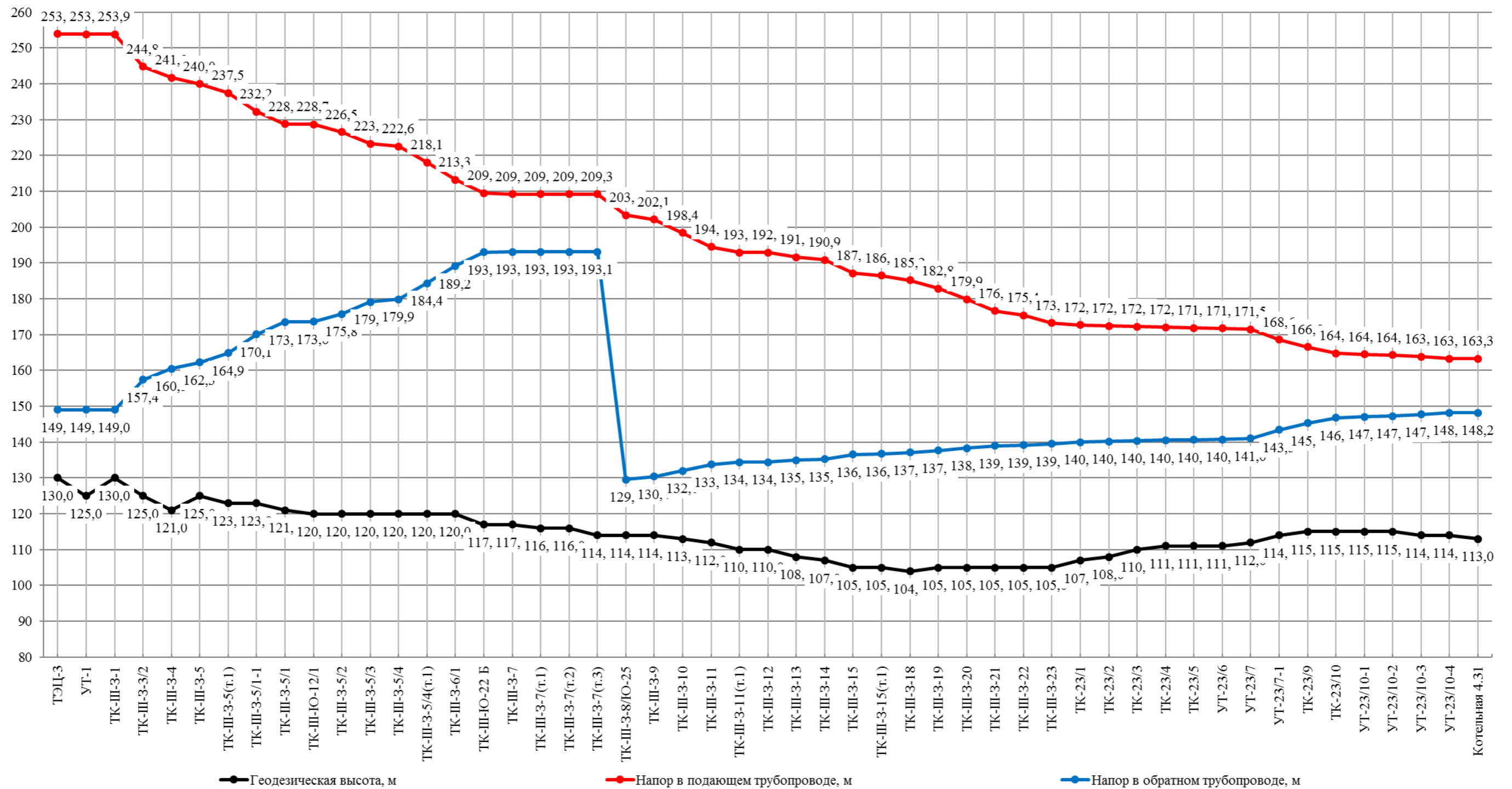


Рисунок 77. Пьезометрический график тепловой сети от ТЭС-3 до проектируемого ЦТП взамен котельной 4.31 после переключения котельных и реализации мероприятий по реконструкции сетей с увеличением диаметра

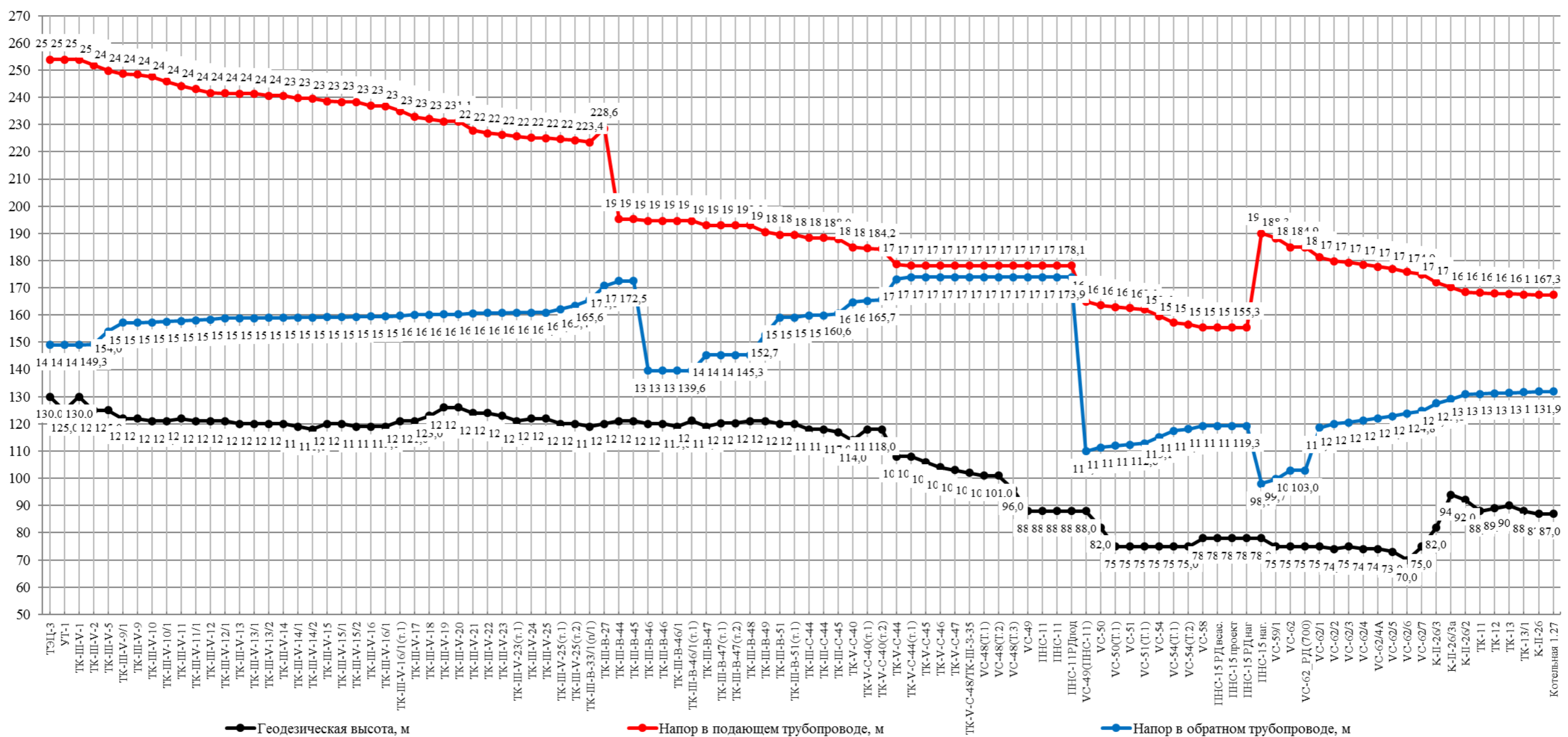


Рисунок 78. Пьезометрический график тепловой сети от ТЭС-3 до проектируемого ЦТП взамен котельной 1.27 после переключения котельных и реализации мероприятий по реконструкции сетей с увеличением диаметра

Таблица 27. Баланс тепловой мощности ТЭЦ-3 с учетом переключения котельных

№ п/п	Наименование показателя	Значение показателя, Гкал/ч																		
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
ТЭЦ-3																				
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	1 132,24	1 132,24	1 132,24	1 132,24	1 132,24	1 132,24	1 132,24	1 132,24	1 132,24	1 132,24	1 132,24	1 132,24	1 132,24	1 132,24	1 132,24	1 132,24	1 132,24	1 132,24	1 132,24
2	Располагаемая тепловая мощность станции	1 132,24	1 132,24	1 132,24	1 132,24	1 132,24	1 132,24	1 132,24	1 132,24	1 132,24	1 132,24	1 132,24	1 132,24	1 132,24	1 132,24	1 132,24	1 132,24	1 132,24	1 132,24	1 132,24
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	31,20	31,20	31,20	31,20	31,20	31,20	31,20	31,20	31,20	31,20	31,20	31,20	31,20	31,20	31,20	31,20	31,20	31,20	31,20
4	Затраты тепла на собственные нужды станции в паре	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00
5	Потери в тепловых сетях:	36,89	36,37	36,02	35,54	35,12	34,45	34,02	33,57	33,19	32,82	32,46	31,96	31,51	31,03	30,59	30,33	30,35	30,31	30,25
	- сети ТЭЦ-3	36,89	36,37	36,02	35,54	35,12	34,72	34,29	33,84	33,46	33,09	32,66	32,16	31,72	31,23	30,80	30,52	30,25	29,94	29,63
	- сети котельной 4.31											0,06	0,06	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
	- новые сети для переключения котельной 4.31											0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
	- сети котельной С. Тюленина																0,00	0,00	0,00	0,00
	- новые сети для переключения котельной С. Тюленина																0,01	0,01	0,01	0,01
	- сети котельной 1.26																	0,29	0,28	0,26
	- новые сети для переключения котельной 1.26																	0,01	0,01	0,01
	- сети котельной 1.27																		0,09	0,09
	- новые сети для переключения котельной 1.27																		0,19	0,19
	- сети котельной 1.09																			0,26
	- новые сети для переключения котельной 1.09																			0,02
	- потребители КРК, переключаемые на ТЭЦ-3 для улучшения гидравлических режимов работы тепловой сети							0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
	- сети ТЭЦ-3, переключаемые на ТЭЦ-5 для улучшения гидравлических режимов работы тепловой сети							-0,50	-0,50	-0,50	-0,50	-0,50	-0,50	-0,50	-0,50	-0,50	-0,50	-0,50	-0,50	-0,50
6	Потери в паропроводах	8,68	8,68	8,68	8,68	8,68	8,68	8,68	8,68	8,68	8,68	8,68	8,68	8,68	8,68	8,68	8,68	8,68	8,68	8,68
7	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды ТЭЦ	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43
8	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	904,19	929,86	946,31	959,59	968,63	972,88	975,68	978,26	981,01	985,43	995,20	1 000,61	1 004,14	1 008,17	1 012,78	1 012,98	1 032,03	1 047,81	1 048,91
	- потребители ТЭЦ-3	904,19	929,86	946,31	959,59	968,63	974,47	977,28	979,85	982,60	987,02	993,34	998,75	1 002,28	1 006,32	1 010,92	1 010,95	1 011,62	1 012,14	1 012,14
	- переключение потребителей котельной 4.31											3,45	3,45	3,45	3,45	3,45	3,45	3,45	3,45	3,45
	- переключение потребителей котельной С. Тюленина																0,17	0,17	0,17	0,17
	- переключение потребителей котельной 1.26																	18,38	18,38	18,38
	- переключение потребителей котельной 1.27																		15,25	15,25
	- переключение потребителей котельной 1.09																			1,11
	- потребители КРК, переключаемые на ТЭЦ-3 для улучшения гидравлических режимов работы тепловой сети							6,09	6,09	6,09	6,09	6,09	6,09	6,09	6,09	6,09	6,09	6,09	6,09	6,09
	- потребители ТЭЦ-3, переключаемые на ТЭЦ-5 для улучшения гидравлических режимов работы тепловой сети							-7,69	-7,69	-7,69	-7,69	-7,69	-7,69	-7,69	-7,69	-7,69	-7,69	-7,69	-7,69	-7,69
9	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (потребителей), в т.ч по выводам тепловой мощности ТЭЦ:	700,00	710,85	715,70	718,36	720,89	722,45	724,37	726,09	727,97	731,20	739,09	742,71	745,24	747,85	750,93	751,13	770,06	785,74	786,84
	- потребители ТЭЦ-3	700,00	710,85	715,70	718,36	720,89	724,05	725,96	727,69	729,56	732,79	737,23	740,86	743,39	746,00	749,08	749,10	749,65	750,07	750,07
	- переключение потребителей котельной 4.31											3,45	3,45	3,45	3,45	3,45	3,45	3,45	3,45	3,45
	- переключение потребителей котельной С. Тюленина																0,17	0,17	0,17	0,17
	- переключение потребителей котельной 1.26																	18,38	18,38	18,38
	- переключение потребителей котельной 1.27																		15,25	15,25
	- переключение потребителей котельной 1.09																			1,11
	- потребители КРК, переключаемые на ТЭЦ-3 для улучшения гидравлических режимов работы тепловой сети							6,09	6,09	6,09	6,09	6,09	6,09	6,09	6,09	6,09	6,09	6,09	6,09	6,09
	- потребители ТЭЦ-3, переключаемые на ТЭЦ-5 для улучшения гидравлических режимов работы тепловой сети							-7,69	-7,69	-7,69	-7,69	-7,69	-7,69	-7,69	-7,69	-7,69	-7,69	-7,69	-7,69	-7,69
10	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	449,16	449,16	449,16	449,16	449,16	449,16	449,16	449,16	449,16	449,16	449,16	449,16	449,16	449,16	449,16	449,16	449,16	449,16	449,16

№ п/п	Наименование показателя	Значение показателя, Гкал/ч																		
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
11	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в паре	213,00	213,00	213,00	213,00	213,00	213,00	213,00	213,00	213,00	213,00	213,00	213,00	213,00	213,00	213,00	213,00	213,00	213,00	213,00
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	-313,32	-338,47	-354,56	-367,36	-375,98	-379,56	-381,93	-384,05	-386,43	-390,48	-399,89	-404,80	-407,88	-411,43	-415,60	-415,53	-434,61	-450,35	-451,39
13	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	127,04	116,70	112,21	110,03	107,92	107,02	105,54	104,27	102,77	99,91	92,38	89,25	87,17	85,05	82,40	82,47	63,52	47,88	46,84

1.4.3. Переключение котельных в радиусе эффективного теплоснабжения Мини-ТЭЦ

Вариант № 3 предполагает закрытие двух котельных в радиусе эффективного теплоснабжения Мини-ТЭЦ ООО "Теплогенерирующий комплекс":

1. Котельная 5.21 МП г. Омска "Тепловая компания" (учтена в Варианте № 2);
2. Котельная 5.36 МП г. Омска "Тепловая компания" (учтена в Варианте № 2);
3. Котельная 5.42 ООО "Теплогенерирующий комплекс";
4. Котельная 5.46 ООО СМТ "Стройбетон";
5. Котельная 5.24 ООО "Теплогенерирующий комплекс".

Взаимное расположение зон действия котельных и Мини-ТЭЦ на карте города показано на рисунке 67.

Для формирования перечня мероприятий, необходимого для переключения потребителей котельных, использовалась электронная модель тепловых сетей в программном комплексе Zulu Thermo. Моделировался режим работы тепловой сети Мини-ТЭЦ после переключения котельных, но с учетом подключения новых потребителей и реализации мероприятий на тепловых сетях, предусмотренных Вариантом развития № 3.

В итоге был определен перечень необходимых мероприятий по увеличению пропускной способности и новому строительству тепловых сетей для переключения котельных 5.24, 5.42, 5.46:

- Реконструкция т/с с увеличением диаметра от Мини-ТЭЦ до ТК на территории котельной 5.42 длиной 5122 м и диаметром 600-1000 мм;
- Реконструкция ТПНС-101 с увеличением производительности с 630 м³/ч до 2200 м³/ч;
- Реконструкция т/с с увеличением диаметра от УТ-7-2 до УТ-3 (врезка в существующую сеть) длиной 2973 м и диаметром 400-500 мм;
- Строительство ПНС (в районе ул. 16-я Амурская) производительностью 900 м³/ч;
- Новое строительство т/с от ТК на территории котельной 5.42 до ЦТП взамен кот. 5.42 длиной 10 м и диаметром 300 мм;
- Новое строительство т/с от ТК на территории котельной 5.42 до ЦТП взамен кот. 5.46 длиной 630 м и диаметром 600 мм.

Поскольку температурный график Мини-ТЭЦ – 115/70 °С, а у переключаемой котельной 5.42 - 115/70 °С, то потребуются строительство ЦТП взамен котельной 5.42.

У других переключаемых котельных температурный график 130/70 °С (котельная 5.46) и 115/70 °С (котельная 5.24), поэтому строительство ЦТП не потребуется. Для тепловой сети котельной 5.46 были выполнены гидравлические расчеты теплосети после перехода на пониженный график, которые показали достаточную пропускную способность существующих трубопроводов.

Перечень мероприятий по переключению котельных 5.21 и 5.36 был рассмотрен в Варианте развития № 2.

Технические характеристики предложенных мероприятий и стоимость их реализации приведены в таблице 28.

Поскольку резерв тепловой мощности по договорной нагрузке недостаточный, то потребуется провести установку 3 водогрейных котлов тепловой мощностью 50 Гкал/ч каждый. С целью увеличения электрической мощности Мини-ТЭЦ предлагается дополнительно выполнить установку пяти газопоршневых когенерационных установок контейнерного типа электрической мощностью 3 МВт и тепловой мощностью 3,8 МВт каждая. В результате электрическая мощность Мини-ТЭЦ составит 21,066 МВт, установленная тепловая мощность – 490,38 Гкал/ч, располагаемая тепловая мощность - 366,84 Гкал/ч.

Гидравлические режимы работы тепловых сетей после переключения котельных с учетом реализации предложенных мероприятий представлены для двух направлений:

1. Участок тепловой сети от Мини-ТЭЦ до потребителей котельной 5.42. Схема трассировки участка приведена на рисунке 79, пьезометрический график – на рисунке 81.
2. Участок тепловой сети от Мини-ТЭЦ до потребителей котельной 5.24. Схема трассировки участка приведена на рисунке 80, пьезометрический график – на рисунке 82.

С целью оценки достаточности тепловой мощности источника теплоснабжения для надежного теплоснабжения потребителей выполнен расчет баланса тепловой мощности до 2040 года (Таблица 29) с учетом подключения к сетям Мини-ТЭЦ объектов новой застройки и потребителей переключаемых котельных. При расчете перспективных тепловых потерь учитываются мероприятия по реконструкции, заложенные в Вариант развития № 3, а также строительство новых тепловых сетей для переключения котельных.

Из анализа перспективных балансов тепловой мощности Мини-ТЭЦ можно сделать следующие выводы:

- договорная тепловая нагрузка потребителей увеличится с 146,59 Гкал/ч в 2022 году до 330,56 Гкал/ч в 2040 году;

- резерв тепловой мощности Мини-ТЭЦ при расчете по договорной тепловой нагрузке уменьшится с +37,78 Гкал/ч в 2022 году до +19,59 Гкал/ч в 2040 году.

Таблица 28. Мероприятия по переключению котельных на Мини-ТЭЦ

Закрывае-мая котель-ная	Наименование мероприя-тия	Наименова-ние начала участка	Наименова-ние конца участка	Протяжен-ность участ-ка в 2х тр. пр. , м	Год ре-конструк-ции	Существу-ющий условный диаметр, мм	Перспек-тивный условный диаметр, мм	Вид про-кладки тепловой сети	Теплоизо-ляцион-ный мате-риал	Капитальные затраты с НДС, тыс.руб.												
										2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	Всего за 2022-2040
Котельная 5.21, котельная 5.36	Реконструкция т/с с увеличением диаметра от МиниТЭЦ до УТ-1/4-5	МиниТЭЦ	УТ-1/4-5	603,8	2030-2031	200-250	400	надземная	ППУ		12	95									108	
				346,0	2031	200	400	подвальная	ППУ			54	811,92									
	Новое строительство т/с от УТ-1/4-5 до новая ТК-1	УТ-1/4-5	новая ТК-1	1580,0	2031-2032	0	500	надземная	ППУ			23	286									310
Котельная 5.21	Новое строительство т/с от новая ТК-1 до ЦТП взамен кот. 5.21	новая ТК-1	ЦТП взамен кот. 5.21	5,0	2032-2033	0	200	надземная	ППУ				27,11	324,28								351,39
	Строительство ЦТП (30 Гкал/ч) взамен котельной 5.21	-	-	-	2032-2033	-	-	-	-				25	300								325
Котельная 5.36	Новое строительство т/с от новая ТК-1 до ЦТП взамен кот. 5.36	новая ТК-1	ЦТП взамен кот. 5.36	550,0	2033-2034	0	400	надземная	ППУ					8	98							106
	Строительство ЦТП (17 Гкал/ч) взамен котельной 5.36	-	-	-	2033-2034	-	-	-	-					14	177							192
Котельная 5.42, котельная 5.46	Реконструкция т/с с увеличением диаметра от МиниТЭЦ до ТК на территории котельной 5.42	МиниТЭЦ	УТ-3	595,0	2030-2031	700	1000	надземная	ППУ		86	146										232
		УТ-3	УТ-5	790,0	2031	700	900	надземная	ППУ			164										164
		УТ-5	УТ-6	1824,0	2032	500	800	надземная	ППУ				397									397
		УТ-6	УТ-6/2'	1717,5	2033	250	600	надземная	ППУ					321								321
		УТ-6/2'	УТ-6/2"	10,0	2034	200	600	надземная	ППУ						1							1 945,57
		УТ-6/2"	УТ-6/2'''	134,0	2034	200	600	беска-нальная	ППУ							33						33 193,76
		УТ-6/2'''	ТК на тер-ритории котельной 5.42	52,0	2034	200	600	надземная	ППУ							10						10 116,98
	Реконструкция ТПНС-101 с увеличением производи-тельности с 630 м3/ч до 2200 м3/ч	-	-	-	2033-2034	-	-	-	-						15	189						205
Котельная 5.42	Новое строительство т/с от ТК на территории котельной 5.42 до ЦТП взамен кот. 5.42	ТК на тер-ритории котельной 5.42	ЦТП взамен кот. 5.42	10,0	2034-2035	0	300	надземная	ППУ						83,24	995,50						1 078,74
	Строительство ЦТП взамен котельной 5.42	-	-	-	2034-2035	-	-	-	-						9	108						117
котельная 5.46	Новое строительство т/с от ТК на территории котельной 5.42 до врезка в существующую сеть кот. 5.46	ТК на тер-ритории котельной 5.42	врезка в существующую сеть кот. 5.46	630,0	2034-2035	0	600	беска-нальная	ППУ						13	162						175
Котельная 5.24	Реконструкция т/с с увеличением диаметра от УТ-7-2 до УТ-3 (врезка в существующую сеть)	УТ-7-2	УТ-2/1	874,0	2035-2036	350	500	надземная	ППУ						52	185						237
		УТ-2/1	УТ-16/4	532,0	2036	300	400	надземная	ППУ							102					102	
		УТ-16/4	Подъем (УТ-16/4 -	483,0	2037	150	400	канальная	ППУ									122				122
																						503,56

Закрывае-мая котель-ная	Наименование мероприя-тия	Наименова-ние начала участка	Наименова-ние конца участка	Протяжен-ность участ-ка в 2х тр. пр. , м	Год ре-конструк-ции	Существу-ющий условный диаметр, мм	Перспек-тивный условный диаметр, мм	Вид про-кладки тепловой сети	Теплоизо-ляцион-ный мате-риал	Капитальные затраты с НДС, тыс.руб.										Всего за 2022-2040			
										2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038		2039	2040	
			УТ-42')																				
		Подъем (УТ-16/4 - УТ-42')	УТ-42'	77,0	2037	150	400	надземная	ППУ									15 434,40				15 434,40	
		УТ-42'	ТК-42	20,0	2037	150	400	канальная	ППУ									5 072,61				5 072,61	
		ТК-42	ТК-32	545,0	2037	150	400	беска-нальная	ППУ									103 107,37				103 107,37	
		ТК-32	ТК-27	372,0	2038	150-200	400	канальная	ППУ									98 124,59				98 124,59	
		ТК-27	УТ-3 (врез-ка в суще-ствующую сеть)	70,0	2038	200	400	надземная	ППУ									14 592,52				14 592,52	
	Строительство ПНС (в районе ул. 16-я Амурская) производительностью 900 м3/ч	-	-	-	2038-2039	-	-	-	-									13 845,24	165 589,04			179 434,28	
Котельная 5.21, ко-тельная 5.24, ко-тельная 5.36, ко-тельная 5.42, ко-тельная 5.46	Установка трех водо-грейных котлов тепловой мощностью 50 Гкал/ч каж-дый	-	-	-	2029-2031	-	-	-	-	110 426,02	220 115,87	228 920,50										559 462,40	
		-	-	-	2034-2035	-	-	-	-					257 504,43	267 804,61							525 309,05	
		-	-	-	2035-2036	-	-	-	-						267 804,61	278 516,80						546 321,41	
	Установка пяти газопорш-невых когенерационных установок контейнерного типа мощностью 3 МВт каждая	-	-	-	2036	-	-	-	-									241 797,60					241 797,60
		-	-	-	2037	-	-	-	-									251 469,51					251 469,51
		-	-	-	2038	-	-	-	-									261 528,29					261 528,29
		-	-	-	2039	-	-	-	-										271 989,42				271 989,42
		-	-	-	2040	-	-	-	-													282 868,99	282 868,99
Итого по Мини-ТЭЦ										110 426,02	318 820,86	713 888,49	709 089,60	661 176,80	790 613,74	859 877,76	808 209,76	497 587,45	388 090,64	437 578,46	282 868,99	6 578 228,58	

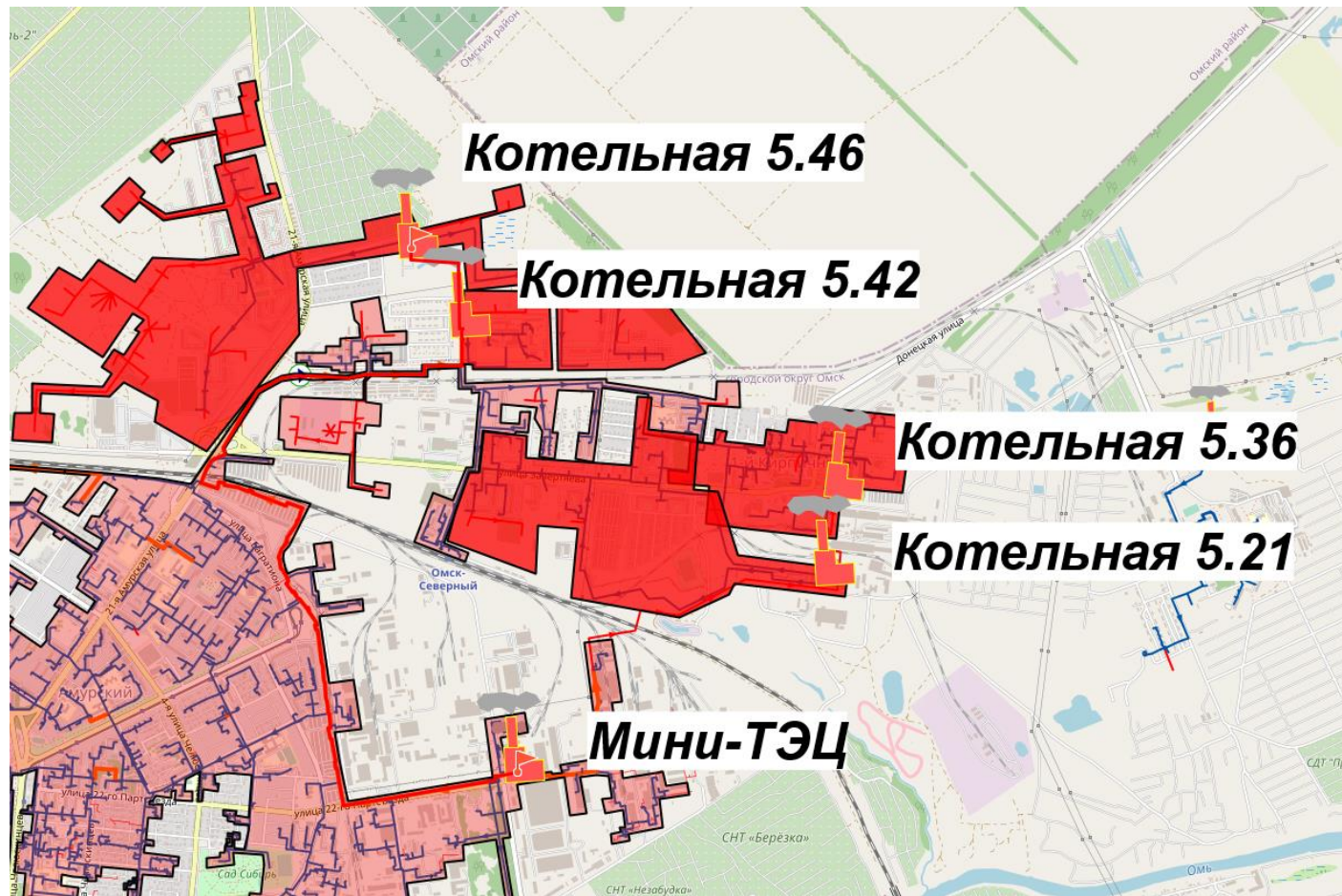


Рисунок 79. Расчетный участок тепловой сети от Мини-ТЭЦ до потребителей котельной 5.42 (выделен красным)

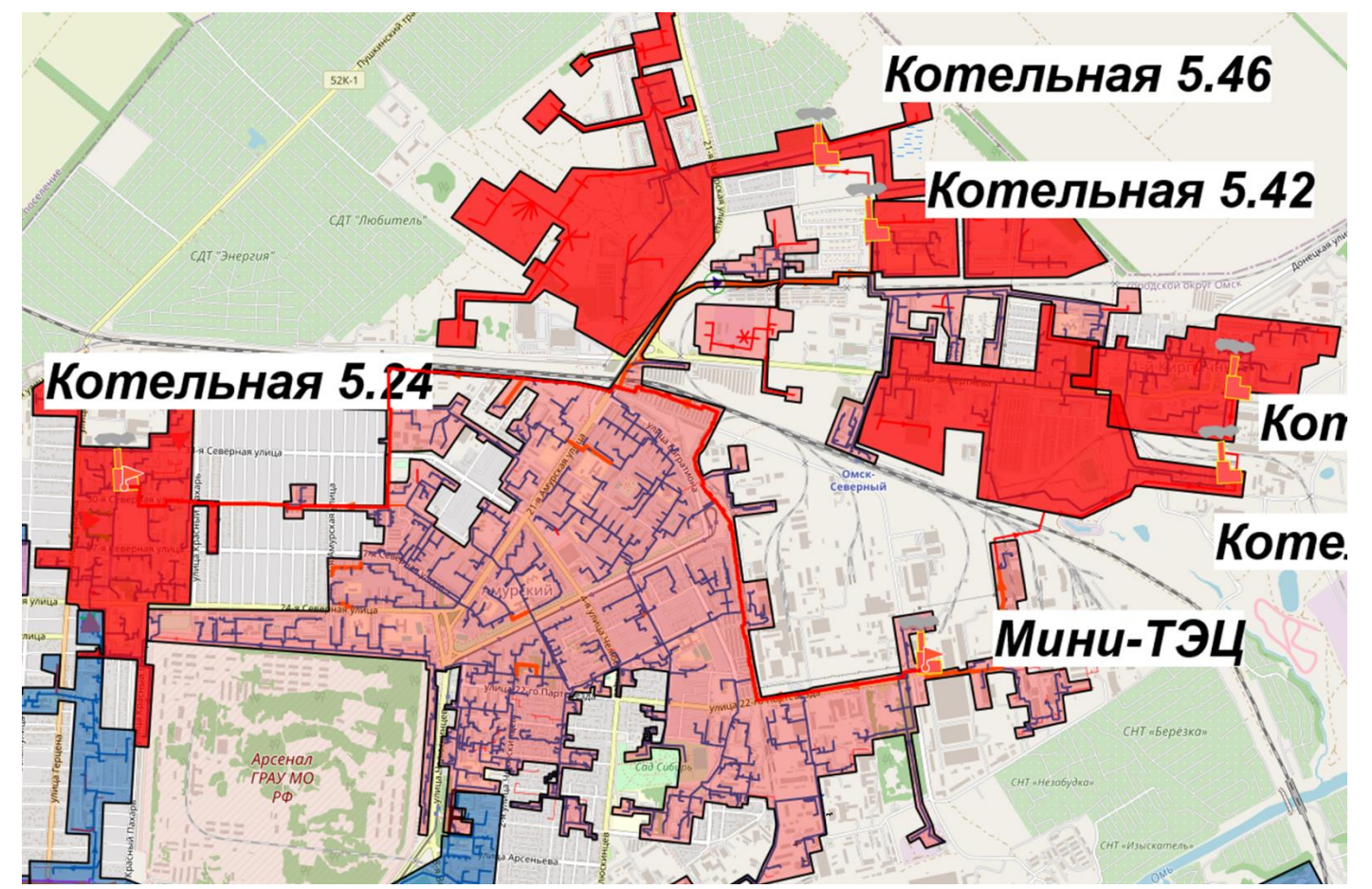


Рисунок 80. Расчетный участок тепловой сети от Мини-ТЭЦ до потребителей котельной 5.24 (выделен красным)

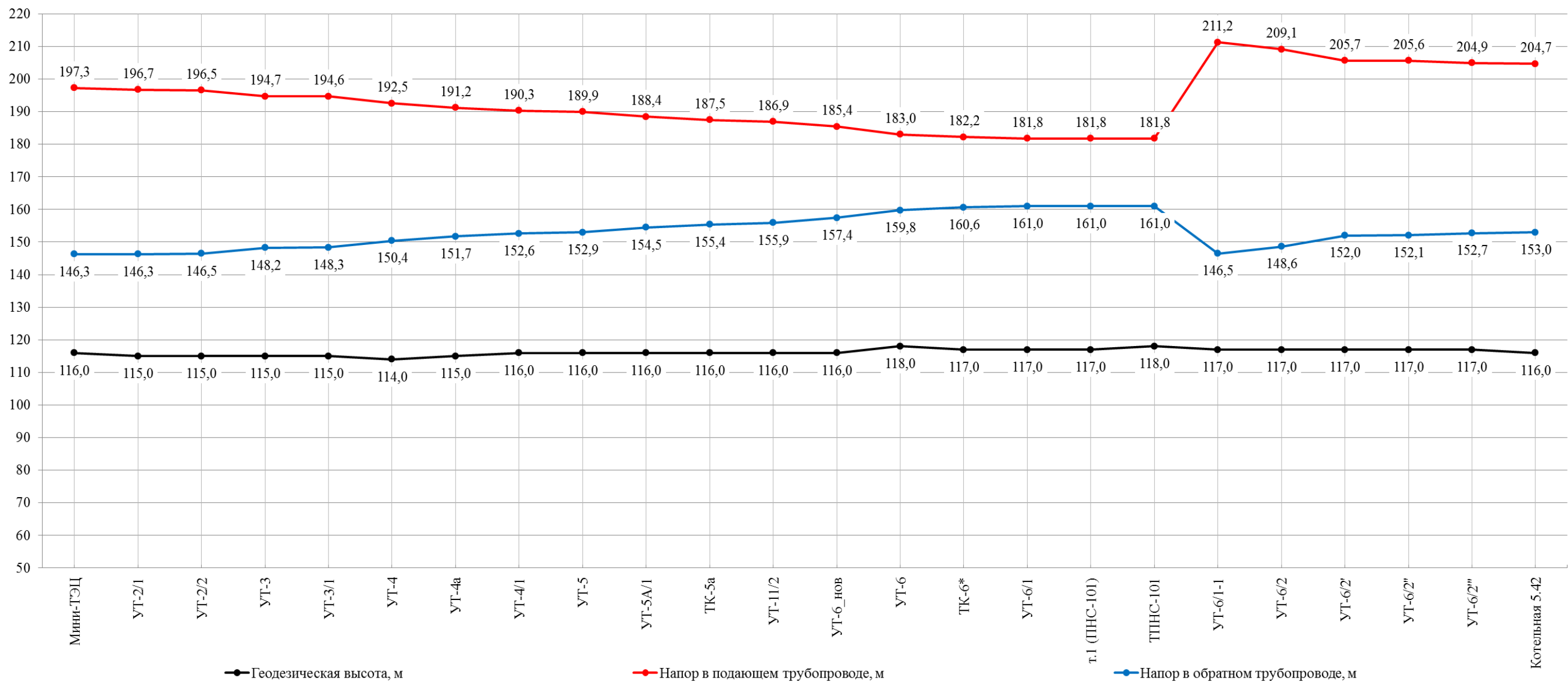


Рисунок 81. Пьезометрический график тепловой сети от Мини-ТЭЦ до потребителей котельной 5.42 после переключения котельных и реализации мероприятий по реконструкции сетей с увеличением диаметра

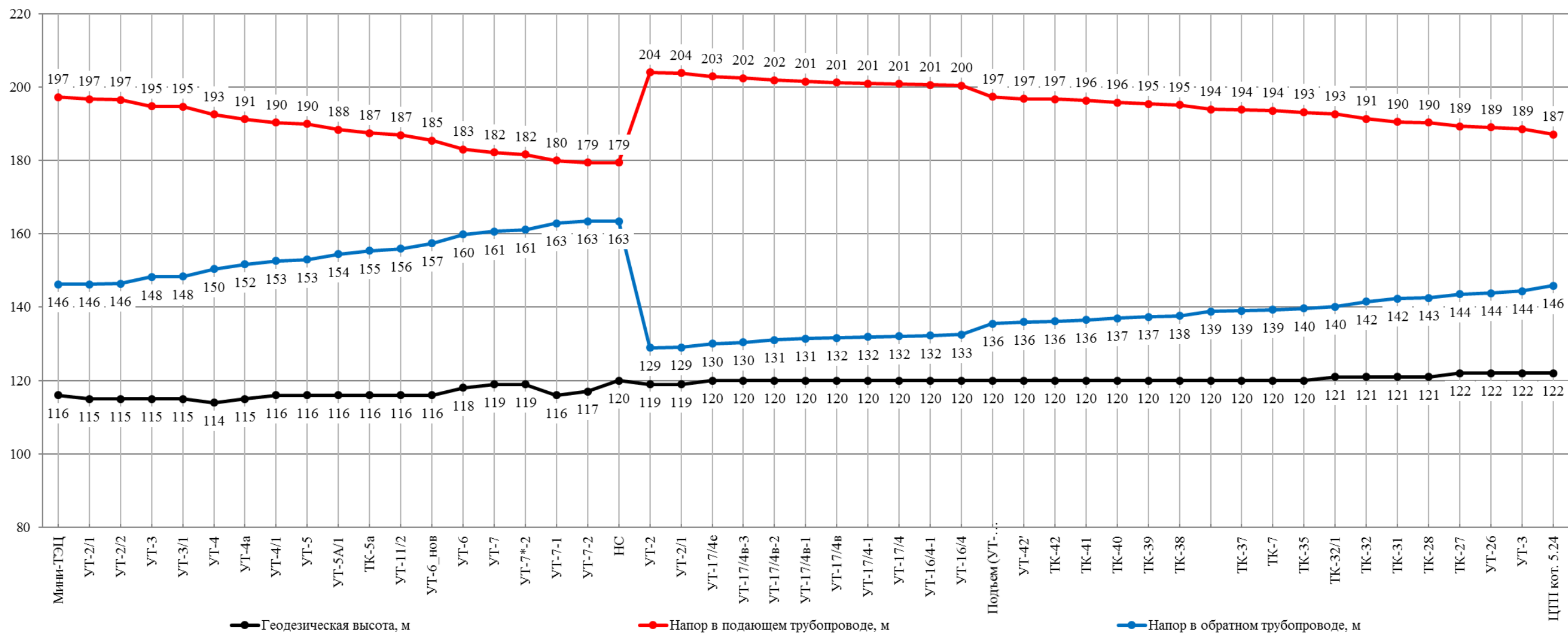


Рисунок 82. Пьезометрический график тепловой сети от Мини-ТЭЦ до потребителей котельной 5.24 после переключения котельных и реализации мероприятий по реконструкции сетей с увеличением диаметра

Таблица 29. Баланс тепловой мощности Мини-ТЭЦ с учетом переключения котельных

№ п/п	Наименование показателя	Значение показателя, Гкал/ч																		
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	324,04	324,04	324,04	324,04	324,04	324,04	324,04	324,04	324,04	374,04	374,04	374,04	374,04	424,04	477,31	480,57	483,84	487,11	490,38
2	Располагаемая тепловая мощность станции	200,50	200,50	200,50	200,50	200,50	200,50	200,50	200,50	200,50	250,50	250,50	250,50	250,50	300,50	353,77	357,03	360,30	363,57	366,84
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	7,31	7,31	7,31	7,31	7,31	7,31	7,31	7,31	7,31	7,31	7,31	7,31	7,31	7,31	7,31	7,31	7,31	7,31	7,31
4	Затраты тепла на собственные нужды станции в паре	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	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	Потери в тепловых сетях в горячей воде, в т.ч по выводам тепловой мощности:	8,83	8,67	8,51	8,35	8,19	8,03	7,87	7,71	7,56	7,40	7,24	7,08	9,28	9,85	10,12	9,90	9,69	9,47	9,38
	- сети МиниТЭЦ	8,83	8,67	8,51	8,35	8,19	8,03	7,87	7,71	7,56	7,40	7,24	7,08	6,92	6,76	6,60	6,44	6,28	6,13	5,97
	- сети котельной 5.24																			0,12
	- сети котельной 5.46															0,11	0,11	0,11	0,10	0,10
	- новые сети для переключения котельной 5.46															0,27	0,27	0,27	0,27	0,27
	- сети котельной 5.42															0,09	0,09	0,09	0,09	0,08
	- новые сети для переключения котельной 5.42															0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	- сети котельной 5.36														0,58	0,57	0,55	0,54	0,53	0,52
	- новые сети для переключения котельной 5.36														0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18
	- сети котельной 5.21													1,76	1,72	1,69	1,65	1,61	1,57	1,53
	- новые сети для переключения котельной 5.21													0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60
6	Потери в паропроводах	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды ТЭЦ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	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	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе:	146,59	146,59	146,59	146,59	146,59	146,59	146,74	146,74	173,74	189,41	195,37	201,27	207,54	213,55	303,43	304,03	304,19	304,29	330,56
	- потребители МиниТЭЦ	146,59	146,59	146,59	146,59	146,59	146,59	146,74	146,74	147,00	147,34	153,25	159,15	165,31	171,32	177,22	177,82	177,98	178,08	178,14
	- переключение потребителей котельной 5.24																			26,01
	- переключение потребителей котельной 5.46															79,87	79,87	79,87	79,87	80,08
	- переключение потребителей котельной 5.42															4,11	4,11	4,11	4,11	4,11
	- переключение потребителей котельной 5.36										15,34	15,39	15,39	15,49	15,49	15,49	15,49	15,49	15,49	15,49
	- переключение потребителей котельной 5.21									26,73	26,73	26,73	26,73	26,73	26,73	26,73	26,73	26,73	26,73	26,73
9	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (потребителей), в т.ч по выводам тепловой мощности ТЭЦ:	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
10	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	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	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в паре	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	37,78	37,94	38,10	38,26	38,41	38,57	38,58	38,73	11,90	46,38	40,59	34,84	26,37	69,80	32,91	35,80	39,12	42,50	19,59
13	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д

2. Технико-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения

2.1. Расчет тарифных последствий от перехода г. Омск в ценовую зону теплоснабжения

В настоящее время разрабатывается проект отнесения г. Омска к ценовой зоне.

В соответствии со ст. 23.3 ФЗ от 27 июля 2010 г. N 190-ФЗ "О теплоснабжении" (с изменениями и дополнениями):

1. К ценовым зонам теплоснабжения могут быть отнесены поселение, городской округ, соответствующие следующим критериям:

1) наличие утвержденной схемы теплоснабжения поселения, городского округа;

2) пятьдесят и более процентов суммарной установленной мощности источников тепловой энергии, указанных в схеме теплоснабжения, составляют источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии;

3) наличие совместного обращения в Правительство Российской Федерации об отнесении поселения, городского округа к ценовой зоне теплоснабжения от исполнительно-распорядительного органа муниципального образования и единой теплоснабжающей организации (нескольких единых теплоснабжающих организаций), в зоне деятельности которой находятся источники тепловой энергии, суммарная установленная мощность которых составляет пятьдесят и более процентов суммарной установленной мощности источников тепловой энергии, указанных в схеме теплоснабжения поселения, городского округа. Совместное обращение об отнесении поселения, городского округа к ценовой зоне теплоснабжения включает в себя в том числе обязательства единой теплоснабжающей организации и исполнительно-распорядительного органа муниципального образования по исполнению соответствующих обязательств, установленных для них частями 14 - 18 статьи 23.13 настоящего Федерального закона;

4) наличие согласия высшего исполнительного органа государственной власти субъекта Российской Федерации на отнесение поселения, городского округа, находящихся на территории субъекта Российской Федерации, к ценовой зоне теплоснабжения.

Расчет тарифа ценовой зоны с учетом периода доведения уровня существующего тарифа до уровня тарифа альтернативной котельной (топливо – природный газ, уголь, мазут) в период 2022 – 2040 гг. приведен в таблице 30.

Таблица 30. Расчет тарифа ценовой зоны для периода 2022 – 2040 гг.

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
ЕТО № 1																					
1	вид топлива, преобладающий в системе теплоснабжения в течение периода	-	уголь	уголь	уголь	уголь	уголь	уголь	уголь	уголь	уголь	уголь	уголь	уголь	уголь	уголь	уголь	уголь	уголь	уголь	уголь
2	тариф с учетом индексов МЭР	руб/Гкал	1 463,4	1 722,0	1 796,0	1 873,3	1 938,8	2 006,7	2 076,9	2 149,6	2 224,9	2 302,7	2 371,8	2 443,0	2 516,3	2 591,7	2 669,5	2 749,6	2 832,1	2 917,0	3 004,5
3	разница тарифа альткотельной (строчка "4") и утвержденного тарифа с учетом индексов МЭР (строчка "2")	руб/Гкал	842,8	734,1	765,7	798,6	826,6	855,5	885,5	916,5	948,5	981,7	1 011,2	1 041,5	1 072,8	1 104,9	1 138,1	1 172,2	1 207,4	1 243,6	1 280,9
4	тариф альткотельной, соответствующий преобладающему виду топлива в системе	руб/Гкал	2 306,2	2 456,1	2 561,7	2 671,9	2 765,4	2 862,2	2 962,4	3 066,1	3 173,4	3 284,5	3 383,0	3 484,5	3 589,0	3 696,7	3 807,6	3 921,8	4 039,5	4 160,6	4 285,5
5	тариф альткотельной с учетом переходного периода	руб/Гкал	1 632,0	1 868,8	2 102,3	2 352,5	2 600,1	2 862,2	2 962,4	3 066,1	3 173,4	3 284,5	3 383,0	3 484,5	3 589,0	3 696,7	3 807,6	3 921,8	4 039,5	4 160,6	4 285,5
ЕТО № 2 МП г. Омска «Тепловая компания»																					
1	вид топлива, преобладающий в системе теплоснабжения в течение периода	-	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ
2	тариф с учетом индексов МЭР	руб/Гкал	1 889,5	1 958,3	2 061,7	2 150,3	2 225,6	2 303,5	2 384,1	2 467,5	2 553,9	2 643,3	2 722,6	2 804,3	2 888,4	2 975,1	3 064,3	3 156,2	3 250,9	3 348,4	3 448,9
3	разница тарифа альткотельной (строчка "4") и утвержденного тарифа с учетом индексов МЭР (строчка "2")	руб/Гкал	-233,8	-194,9	-222,4	-232,0	-240,1	-248,5	-257,2	-266,2	-275,6	-285,2	-293,8	-302,6	-311,6	-321,0	-330,6	-340,5	-350,8	-361,3	-372,1
4	тариф альткотельной, соответствующий преобладающему виду топлива в системе	руб/Гкал	1 655,8	1 763,4	1 839,2	1 918,3	1 985,4	2 054,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
5	тариф альткотельной с учетом переходного периода	руб/Гкал	1 889,5	1 958,3	1 958,3	1 958,3	1 985,4	2 054,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
	Примечание	Тариф альткотельной ниже тарифа конечного потребителя, в связи с чем учтено замораживание тарифа до окончания расчетного периода регулирования, в котором индикативный предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность) достигнет тарифа на тепловую энергию (мощность)																			
ЕТО № 3 ПО «Полет» филиал ФГУП «ГКНПЦ им. М.В.Хруничева котельная О																					
1	вид топлива, преобладающий в системе теплоснабжения в течение периода	-	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	Закрытие котельной. Переключение тепловой нагрузки потребителей на ТЭЦ-5 АО "ТТК-11"											
2	тариф с учетом индексов МЭР	руб/Гкал	1 399,2	1 462,8	1 540,3	1 606,5	1 668,7	1 735,4	1 804,9												
3	разница тарифа альткотельной (строчка "4") и утвержденного тарифа с учетом индексов МЭР (строчка "2")	руб/Гкал	256,6	300,6	298,9	311,8	316,8	319,5	322,0												
4	тариф альткотельной, соответствующий преобладающему виду топлива в системе	руб/Гкал	1 655,8	1 763,4	1 839,2	1 918,3	1 985,4	2 054,9	2 126,9												
5	тариф альткотельной с учетом переходного периода	руб/Гкал	1 450,5	1 522,9	1 659,9	1 793,6	1 922,1	2 054,9	2 126,9												
ЕТО № 3 ПО «Полет» филиал ФГУП «ГКНПЦ им. М.В.Хруничева котельная Г																					
1	вид топлива, преобладающий в системе теплоснабжения в течение периода	-	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ
2	тариф с учетом индексов МЭР	руб/Гкал	1 399,0	1 462,6	1 540,2	1 606,5	1 662,7	1 720,9	1 781,1	1 843,5	1 908,0	1 974,8	2 034,0	2 095,0	2 157,9	2 222,6	2 289,3	2 358,0	2 428,7	2 501,6	2 576,6
3	разница тарифа альткотельной (строчка "4") и утвержденного тарифа с учетом индексов МЭР (строчка "2")	руб/Гкал	256,8	300,8	299,0	311,8	322,8	334,0	345,7	357,8	370,4	383,3	394,8	406,7	418,9	431,4	444,4	457,7	471,5	485,6	500,2
4	тариф альткотельной, соответствующий преобладающему виду топлива в системе	руб/Гкал	1 655,8	1 763,4	1 839,2	1 918,3	1 985,4	2 054,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
	му виду топлива в системе																				
5	тариф альткотельной с учетом переходного периода	руб/Гкал	1 450,3	1 522,8	1 659,8	1 793,6	1 920,9	2 054,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
ЕТО № 4 ООО «Омсктехуглерод»																					
1	вид топлива, преобладающий в системе теплоснабжения в течение периода	-	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ
2	тариф с учетом индексов МЭР	руб/Гкал	1 464,6	1 535,2	1 661,8	1 695,8	1 742,6	1 801,4	1 864,4	1 929,7	1 997,2	2 067,1	2 129,2	2 193,0	2 258,8	2 326,6	2 396,4	2 468,3	2 542,3	2 618,6	2 697,1
3	разница тарифа альткотельной (строчка "4") и утвержденного тарифа с учетом индексов МЭР (строчка "2")	руб/Гкал	191,2	228,2	177,4	222,5	242,8	253,5	262,4	271,6	281,1	291,0	299,7	308,7	317,9	327,5	337,3	347,4	357,8	368,6	379,6
4	тариф альткотельной, соответствующий преобладающему виду топлива в системе	руб/Гкал	1 655,8	1 763,4	1 839,2	1 918,3	1 985,4	2 054,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
5	тариф альткотельной с учетом переходного периода	руб/Гкал	1 502,8	1 580,8	1 732,8	1 829,3	1 936,9	2 054,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
ЕТО № 5 АО «Омкшина»																					
1	вид топлива, преобладающий в системе теплоснабжения в течение периода	-	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ
2	тариф с учетом индексов МЭР	руб/Гкал	698,8	732,2	771,0	804,2	832,3	861,5	891,6	922,8	955,1	988,6	1 018,2	1 048,8	1 080,2	1 112,6	1 146,0	1 180,4	1 215,8	1 252,3	1 289,9
3	разница тарифа альткотельной (строчка "4") и утвержденного тарифа с учетом индексов МЭР (строчка "2")	руб/Гкал	956,9	1 031,2	1 068,2	1 114,1	1 153,1	1 193,5	1 235,2	1 278,5	1 323,2	1 369,5	1 410,6	1 452,9	1 496,5	1 541,4	1 587,7	1 635,3	1 684,3	1 734,9	1 786,9
4	тариф альткотельной, соответствующий преобладающему виду топлива в системе	руб/Гкал	1 655,8	1 763,4	1 839,2	1 918,3	1 985,4	2 054,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
5	тариф альткотельной с учетом переходного периода	руб/Гкал	890,2	938,5	1 198,3	1 472,7	1 754,8	2 054,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
ЕТО № 6 ООО «ПТЭ»																					
1	вид топлива, преобладающий в системе теплоснабжения в течение периода	-	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ
2	тариф с учетом индексов МЭР	руб/Гкал	1 201,6	1 387,3	1 461,0	1 523,8	1 577,2	1 632,4	1 689,5	1 748,6	1 809,8	1 873,2	1 929,4	1 987,3	2 046,9	2 108,3	2 171,5	2 236,7	2 303,8	2 372,9	2 444,1
3	разница тарифа альткотельной (строчка "4") и утвержденного тарифа с учетом индексов МЭР (строчка "2")	руб/Гкал	454,2	376,1	378,2	394,5	408,3	422,6	437,4	452,7	468,5	484,9	499,5	514,4	529,9	545,8	562,2	579,0	596,4	614,3	632,7
4	тариф альткотельной, соответствующий преобладающему виду топлива в системе	руб/Гкал	1 655,8	1 763,4	1 839,2	1 918,3	1 985,4	2 054,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
5	тариф альткотельной с учетом переходного периода	руб/Гкал	1 292,4	1 462,5	1 612,3	1 760,5	1 903,8	2 054,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
ЕТО № 7 АО «ОНИИП»																					
1	вид топлива, преобладающий в системе теплоснабжения в течение периода	-	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ
2	тариф с учетом индексов МЭР	руб/Гкал	1 893,2	2 030,4	2 138,0	2 229,9	2 316,2	2 397,3	2 481,2	2 568,0	2 657,9	2 750,9	2 839,8	2 925,0	3 012,7	3 103,1	3 196,2	3 292,1	3 390,8	3 492,6	3 597,3
3	разница тарифа альткотельной (строчка "4") и утвержденного тарифа с учетом индексов МЭР (строчка "2")	руб/Гкал	-237,4	-267,0	-298,8	-311,6	-330,7	-342,3	-354,3	-366,7	-379,5	-392,8	-410,9	-423,3	-436,0	-449,0	-462,5	-476,4	-490,7	-505,4	-520,5
4	тариф альткотельной, соответствующий преобладающему виду топлива в системе	руб/Гкал	1 655,8	1 763,4	1 839,2	1 918,3	1 985,4	2 054,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
	му виду топлива в системе																				
5	тариф альткотельной с учетом переходного периода	руб/Гкал	1 893,2	2 030,4	2 030,4	2 043,0	2 051,6	2 054,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
	Примечание	Тариф альткотельной ниже тарифа конечного потребителя, в связи с чем учтено замораживание тарифа до окончания расчетного периода регулирования, в котором индикативный предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность) достигнет тарифа на тепловую энергию (мощность)																			
ЕТО № 8 ФГБУ ЦЖКУ по ЦВО МО РФ																					
1	вид топлива, преобладающий в системе теплоснабжения в течение периода	-	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ
2	тариф с учетом индексов МЭР	руб/Гкал	1 088,9	1 177,1	1 223,0	1 271,9	1 316,5	1 362,5	1 410,2	1 459,6	1 510,7	1 563,5	1 610,5	1 658,8	1 708,5	1 759,8	1 812,6	1 867,0	1 923,0	1 980,7	2 040,1
3	разница тарифа альткотельной (строчка "4") и утвержденного тарифа с учетом индексов МЭР (строчка "2")	руб/Гкал	566,9	586,3	616,2	646,4	669,0	692,4	716,6	741,7	767,7	794,6	818,4	842,9	868,2	894,3	921,1	948,7	977,2	1 006,5	1 036,7
4	тариф альткотельной, соответствующий преобладающему виду топлива в системе	руб/Гкал	1 655,8	1 763,4	1 839,2	1 918,3	1 985,4	2 054,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
5	тариф альткотельной с учетом переходного периода	руб/Гкал	1 202,3	1 294,4	1 469,5	1 659,8	1 851,7	2 054,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
ЕТО № 9 АО «Омсктрансаш»																					
1	вид топлива, преобладающий в системе теплоснабжения в течение периода	-	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ
2	тариф с учетом индексов МЭР	руб/Гкал	1 257,2	1 362,2	1 416,7	1 473,4	1 524,9	1 578,3	1 633,5	1 690,7	1 749,9	1 811,1	1 865,5	1 921,4	1 979,1	2 038,4	2 099,6	2 162,6	2 227,5	2 294,3	2 363,1
3	разница тарифа альткотельной (строчка "4") и утвержденного тарифа с учетом индексов МЭР (строчка "2")	руб/Гкал	398,5	401,2	422,5	445,0	460,5	476,6	493,3	510,6	528,5	547,0	563,4	580,3	597,7	615,6	634,1	653,1	672,7	692,9	713,7
4	тариф альткотельной, соответствующий преобладающему виду топлива в системе	руб/Гкал	1 655,8	1 763,4	1 839,2	1 918,3	1 985,4	2 054,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
5	тариф альткотельной с учетом переходного периода	руб/Гкал	1 336,9	1 442,4	1 585,7	1 740,3	1 893,3	2 054,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
ЕТО № 10 ООО «Теплогенерирующий Комплекс»																					
1	вид топлива, преобладающий в системе теплоснабжения в течение периода	-	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ
2	тариф с учетом индексов МЭР	руб/Гкал	760,4	786,6	828,2	863,9	897,3	928,7	961,2	994,8	1 029,6	1 065,7	1 100,1	1 133,1	1 167,1	1 202,1	1 238,2	1 275,3	1 313,6	1 353,0	1 393,6
3	разница тарифа альткотельной (строчка "4") и утвержденного тарифа с учетом индексов МЭР (строчка "2")	руб/Гкал	895,4	976,8	1 011,0	1 054,5	1 088,2	1 126,3	1 165,7	1 206,5	1 248,7	1 292,4	1 328,7	1 368,6	1 409,6	1 451,9	1 495,5	1 540,4	1 586,6	1 634,2	1 683,2
4	тариф альткотельной, соответствующий преобладающему виду топлива в системе	руб/Гкал	1 655,8	1 763,4	1 839,2	1 918,3	1 985,4	2 054,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
5	тариф альткотельной с учетом переходного периода	руб/Гкал	939,5	981,9	1 232,6	1 496,5	1 767,8	2 054,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
ЕТО № 11 Омский РВПиС																					
1	вид топлива, преобладающий в системе теплоснабжения в течение периода	-	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ
2	тариф с учетом индексов МЭР	руб/Гкал	1 778,4	1 969,5	2 073,9	2 163,1	2 238,8	2 317,1	2 398,2	2 482,2	2 569,0	2 659,0	2 738,7	2 820,9	2 905,5	2 992,7	3 082,5	3 174,9	3 270,2	3 368,3	3 469,3
3	разница тарифа альткотельной (строчка "4") и утвержденного тарифа с учетом индексов МЭР (строчка "2")	руб/Гкал	-122,6	-206,1	-234,7	-244,7	-253,3	-262,2	-271,4	-280,8	-290,7	-300,9	-309,9	-319,2	-328,8	-338,6	-348,8	-359,2	-370,0	-381,1	-392,5

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
4	тариф альткотельной, соответствующий преобладающему виду топлива в системе	руб/Гкал	1 655,8	1 763,4	1 839,2	1 918,3	1 985,4	2 054,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
5	тариф альткотельной с учетом переходного периода	руб/Гкал	1 778,4	1 969,5	1 969,5	1 969,5	1 969,5	2 054,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
	Примечание	Тариф альткотельной ниже тарифа конечного потребителя, в связи с чем учтено замораживание тарифа до окончания расчетного периода регулирования, в котором индикативный предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность) достигнет тарифа на тепловую энергию (мощность)																			
ЕТО № 12 ООО "Малая генерация"																					
1	вид топлива, преобладающий в системе теплоснабжения в течение периода	-	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ
2	тариф с учетом индексов МЭР	руб/Гкал	1 568,2	1 654,3	1 737,0	1 811,7	1 875,1	1 940,7	2 008,7	2 079,0	2 151,7	2 227,0	2 293,9	2 362,7	2 433,5	2 506,6	2 581,8	2 659,2	2 739,0	2 821,1	2 905,8
3	разница тарифа альткотельной (строчка "4") и утвержденного тарифа с учетом индексов МЭР (строчка "2")	руб/Гкал	87,6	109,1	102,2	106,6	110,3	114,2	118,2	122,3	126,6	131,1	135,0	139,0	143,2	147,5	151,9	156,5	161,2	166,0	171,0
4	тариф альткотельной, соответствующий преобладающему виду топлива в системе	руб/Гкал	1 655,8	1 763,4	1 839,2	1 918,3	1 985,4	2 054,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
5	тариф альткотельной с учетом переходного периода	руб/Гкал	1 585,7	1 676,1	1 777,9	1 875,7	1 963,4	2 054,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
ЕТО № 13 ООО «Тепловая компания»																					
1	вид топлива, преобладающий в системе теплоснабжения в течение периода	-	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ
2	тариф с учетом индексов МЭР	руб/Гкал	1 590,7	1 563,8	1 646,6	1 717,4	1 777,6	1 839,8	1 904,2	1 970,8	2 039,8	2 111,2	2 174,5	2 239,7	2 306,9	2 376,1	2 447,4	2 520,9	2 596,5	2 674,4	2 754,6
3	разница тарифа альткотельной (строчка "4") и утвержденного тарифа с учетом индексов МЭР (строчка "2")	руб/Гкал	65,1	199,6	192,6	200,9	207,9	215,2	222,7	230,5	238,6	246,9	254,3	262,0	269,8	277,9	286,2	294,8	303,7	312,8	322,2
4	тариф альткотельной, соответствующий преобладающему виду топлива в системе	руб/Гкал	1 655,8	1 763,4	1 839,2	1 918,3	1 985,4	2 054,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
5	тариф альткотельной с учетом переходного периода	руб/Гкал	1 603,7	1 603,7	1 723,7	1 838,0	1 943,9	2 054,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
ЕТО № 14 ООО «Мечта»																					
1	вид топлива, преобладающий в системе теплоснабжения в течение периода	-	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ
2	тариф с учетом индексов МЭР	руб/Гкал	1 954,1	2 063,8	2 173,2	2 266,7	2 354,3	2 436,7	2 522,0	2 610,3	2 701,6	2 796,2	2 886,5	2 973,1	3 062,3	3 154,2	3 248,8	3 346,3	3 446,6	3 550,1	3 656,6
3	разница тарифа альткотельной (строчка "4") и утвержденного тарифа с учетом индексов МЭР (строчка "2")	руб/Гкал	-298,3	-300,4	-334,0	-348,3	-368,9	-381,8	-395,1	-409,0	-423,3	-438,1	-457,7	-471,4	-485,6	-500,1	-515,1	-530,6	-546,5	-562,9	-579,8
4	тариф альткотельной, соответствующий преобладающему виду топлива в системе	руб/Гкал	1 655,8	1 763,4	1 839,2	1 918,3	1 985,4	2 054,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
5	тариф альткотельной с учетом переходного периода	руб/Гкал	1 954,1	2 063,8	2 063,8	2 063,8	2 063,8	2 063,8	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
	Примечание	Тариф альткотельной ниже тарифа конечного потребителя, в связи с чем учтено замораживание тарифа до окончания расчетного периода регулирования, в котором индикативный предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность) достигнет тарифа на тепловую энергию (мощность)																			
ЕТО № 15 ПАО «Омский каучук»																					
1	вид топлива, преобладающий в системе теплоснабжения в течение периода	-	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ
2	тариф с учетом индексов МЭР	руб/Гкал	686,9	706,7	744,1	776,1	806,2	834,4	863,6	893,8	925,1	957,5	988,4	1 018,1	1 048,6	1 080,1	1 112,5	1 145,8	1 180,2	1 215,6	1 252,1

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
3	разница тарифа альткотельной (строчка "4") и утвержденного тарифа с учетом индексов МЭР (строчка "2")	руб/Гкал	968,9	1 056,7	1 095,1	1 142,2	1 179,3	1 220,6	1 263,3	1 307,5	1 353,3	1 400,6	1 440,4	1 483,6	1 528,2	1 574,0	1 621,2	1 669,9	1 720,0	1 771,6	1 824,7
4	тариф альткотельной, соответствующий преобладающему виду топлива в системе	руб/Гкал	1 655,8	1 763,4	1 839,2	1 918,3	1 985,4	2 054,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
5	тариф альткотельной с учетом переходного периода	руб/Гкал	880,7	918,0	1 182,2	1 461,4	1 749,6	2 054,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
ЕТО № 16 ООО «КомплексТеплоСервис»																					
1	вид топлива, преобладающий в системе теплоснабжения в течение периода	-	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ
2	тариф с учетом индексов МЭР	руб/Гкал	1 680,7	1 778,2	1 920,9	2 022,7	2 109,6	2 191,3	2 267,9	2 347,3	2 429,5	2 514,5	2 602,5	2 680,6	2 761,0	2 843,8	2 929,2	3 017,0	3 107,5	3 200,8	3 296,8
3	разница тарифа альткотельной (строчка "4") и утвержденного тарифа с учетом индексов МЭР (строчка "2")	руб/Гкал	-24,9	-14,8	-81,6	-104,4	-124,2	-136,3	-141,1	-146,0	-151,1	-156,4	-173,7	-178,9	-184,3	-189,8	-195,5	-201,3	-207,4	-213,6	-220,0
4	тариф альткотельной, соответствующий преобладающему виду топлива в системе	руб/Гкал	1 655,8	1 763,4	1 839,2	1 918,3	1 985,4	2 054,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
5	тариф альткотельной с учетом переходного периода	руб/Гкал	1 680,7	1 778,2	1 839,2	1 918,3	1 985,4	2 054,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
	Примечание	Тариф альткотельной ниже тарифа конечного потребителя, в связи с чем учтено замораживание тарифа до окончания расчетного периода регулирования, в котором индикативный предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность) достигнет тарифа на тепловую энергию (мощность)																			
ЕТО № 17 ООО «Энергопоставка»																					
1	вид топлива, преобладающий в системе теплоснабжения в течение периода	-	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ
2	тариф с учетом индексов МЭР	руб/Гкал	1 973,4	2 110,9	2 222,7	2 318,3	2 408,0	2 492,3	2 579,5	2 669,8	2 763,2	2 860,0	2 952,4	3 040,9	3 132,2	3 226,1	3 322,9	3 422,6	3 525,3	3 631,0	3 740,0
3	разница тарифа альткотельной (строчка "4") и утвержденного тарифа с учетом индексов МЭР (строчка "2")	руб/Гкал	-317,7	-347,5	-383,5	-400,0	-422,6	-437,3	-452,6	-468,5	-484,9	-501,9	-523,5	-539,2	-555,4	-572,1	-589,2	-606,9	-625,1	-643,9	-663,2
4	тариф альткотельной, соответствующий преобладающему виду топлива в системе	руб/Гкал	1 655,8	1 763,4	1 839,2	1 918,3	1 985,4	2 054,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
5	тариф альткотельной с учетом переходного периода	руб/Гкал	1 973,4	2 110,9	2 110,9	2 110,9	2 110,9	2 110,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
	Примечание	Тариф альткотельной ниже тарифа конечного потребителя, в связи с чем учтено замораживание тарифа до окончания расчетного периода регулирования, в котором индикативный предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность) достигнет тарифа на тепловую энергию (мощность)																			
ЕТО № 18 АСУСО "Омский психоневрологический интернат"																					
1	вид топлива, преобладающий в системе теплоснабжения в течение периода	-	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ
2	тариф с учетом индексов МЭР	руб/Гкал	4 662,0	5 124,5	5 439,5	5 673,4	5 872,0	6 077,5	6 290,2	6 510,4	6 738,3	6 974,1	7 183,3	7 398,8	7 620,8	7 849,4	8 084,9	8 327,4	8 577,3	8 834,6	9 099,6
3	разница тарифа альткотельной (строчка "4") и утвержденного тарифа с учетом индексов МЭР (строчка "2")	руб/Гкал	-3 006,3	-3 361,1	-3 600,3	-3 755,1	-3 886,6	-4 022,6	-4 163,4	-4 309,1	-4 459,9	-4 616,0	-4 754,5	-4 897,1	-5 044,0	-5 195,4	-5 351,2	-5 511,8	-5 677,1	-5 847,4	-6 022,8
4	тариф альткотельной, соответствующий преобладающему виду топлива в системе	руб/Гкал	1 655,8	1 763,4	1 839,2	1 918,3	1 985,4	2 054,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
5	тариф альткотельной с учетом переходного периода	руб/Гкал	4 060,8	4 060,8	4 060,8	4 060,8	4 060,8	4 060,8	4 060,8	4 060,8	4 060,8	4 060,8	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
	Примечание	Тариф альткотельной ниже тарифа конечного потребителя, в связи с чем учтено замораживание тарифа до окончания расчетного периода регулирования, в котором индикативный предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность) достигнет тарифа на тепловую энергию (мощность)																			
ЕТО № 19 БСУСО «Кировский дом-интернат для умственно-отсталых детей»																					

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
1	вид топлива, преобладающий в системе теплоснабжения в течение периода	-	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ
2	тариф с учетом индексов МЭР	руб/Гкал	1 631,2	2 097,7	2 208,9	2 303,9	2 393,0	2 476,7	2 563,4	2 653,1	2 746,0	2 842,1	2 933,9	3 021,9	3 112,6	3 206,0	3 302,2	3 401,2	3 503,3	3 608,4	3 716,6
3	разница тарифа альткотельной (строчка "4") и утвержденного тарифа с учетом индексов МЭР (строчка "2")	руб/Гкал	24,6	-334,3	-369,6	-385,5	-407,5	-421,8	-436,5	-451,8	-467,6	-484,0	-505,1	-520,2	-535,8	-551,9	-568,5	-585,5	-603,1	-621,2	-639,8
4	тариф альткотельной, соответствующий преобладающему виду топлива в системе	руб/Гкал	1 655,8	1 763,4	1 839,2	1 918,3	1 985,4	2 054,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
5	тариф альткотельной с учетом переходного периода	руб/Гкал	1 631,2	2 097,7	2 097,7	2 097,7	2 097,7	2 097,7	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
ЕТО № 20 АО «Русь»																					
1	вид топлива, преобладающий в системе теплоснабжения в течение периода	-	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ
2	тариф с учетом индексов МЭР	руб/Гкал	2 404,9	2 487,7	2 619,5	2 732,2	2 837,8	2 937,2	3 040,0	3 146,4	3 256,5	3 370,5	3 479,4	3 583,7	3 691,3	3 802,0	3 916,1	4 033,5	4 154,5	4 279,2	4 407,5
3	разница тарифа альткотельной (строчка "4") и утвержденного тарифа с учетом индексов МЭР (строчка "2")	руб/Гкал	-749,1	-724,3	-780,3	-813,8	-852,4	-882,2	-913,1	-945,1	-978,1	-1 012,4	-1 050,5	-1 082,0	-1 114,5	-1 147,9	-1 182,4	-1 217,8	-1 254,4	-1 292,0	-1 330,8
4	тариф альткотельной, соответствующий преобладающему виду топлива в системе	руб/Гкал	1 655,8	1 763,4	1 839,2	1 918,3	1 985,4	2 054,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
5	тариф альткотельной с учетом переходного периода	руб/Гкал	2 404,9	2 487,7	2 487,7	2 487,7	2 487,7	2 487,7	2 487,7	2 487,7	2 487,7	2 487,7	2 487,7	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
	Примечание	Тариф альткотельной ниже тарифа конечного потребителя, в связи с чем учтено замораживание тарифа до окончания расчетного периода регулирования, в котором индикативный предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность) достигнет тарифа на тепловую энергию (мощность)																			
ЕТО № 21 ПАО "Сагурн"																					
1	вид топлива, преобладающий в системе теплоснабжения в течение периода	-	мазут	мазут	Закрытие котельной. Переключение тепловой нагрузки потребителей на ТЭЦ-5 АО "ТГК-11"																
2	тариф с учетом индексов МЭР	руб/Гкал	3 479,4	3 965,0																	
3	разница тарифа альткотельной (строчка "4") и утвержденного тарифа с учетом индексов МЭР (строчка "2")	руб/Гкал	-1 149,2	-1 533,0																	
4	тариф альткотельной, соответствующий преобладающему виду топлива в системе	руб/Гкал	2 330,2	2 432,0																	
5	тариф альткотельной с учетом переходного периода	руб/Гкал	3 479,4	3 479,4																	
	Примечание	Тариф альткотельной ниже тарифа конечного потребителя, в связи с чем учтено замораживание тарифа до окончания расчетного периода регулирования, в котором индикативный предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность) достигнет тарифа на тепловую энергию (мощность)																			
ЕТО № 22 ООО СМТ «Стройбетон»																					
1	вид топлива, преобладающий в системе теплоснабжения в течение периода	-	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ
2	тариф с учетом индексов МЭР	руб/Гкал	1 747,7	1 817,6	1 890,3	1 965,9	2 034,7	2 105,9	2 179,6	2 255,9	2 334,9	2 416,6	2 489,1	2 563,8	2 640,7	2 719,9	2 801,5	2 885,5	2 972,1	3 061,3	3 153,1
3	разница тарифа альткотельной (строчка "4") и утвержденного тарифа с учетом индексов МЭР (строчка "2")	руб/Гкал	-91,9	-54,2	-51,1	-47,6	-49,3	-51,0	-52,8	-54,6	-56,5	-58,5	-60,2	-62,1	-63,9	-65,8	-67,8	-69,8	-71,9	-74,1	-76,3
4	тариф альткотельной, соответствующий преобладающему виду топлива в системе	руб/Гкал	1 655,8	1 763,4	1 839,2	1 918,3	1 985,4	2 054,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
5	тариф альткотельной с учетом	руб/Гкал	1 747,7	1 817,6	1 839,2	1 918,3	1 985,4	2 054,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
	переходного периода																				
	Примечание	Тариф альткотельной ниже тарифа конечного потребителя, в связи с чем учтено замораживание тарифа до окончания расчетного периода регулирования, в котором индикативный предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность) достигнет тарифа на тепловую энергию (мощность)																			

2.2. Результаты технико-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения

Сводные данные по результатам расчетов экономической эффективности вариантов развития для каждого ЕТО приведены в таблице 31. Подробные результаты расчетов представлены в Приложение Главы 5.

Сводные данные по результатам расчетов тарифных последствий по вариантам развития для каждого ЕТО приведены в таблице 32.

Таблица 31. Результаты расчетов экономической эффективности для вариантов развития по всем ЕТО в г. Омск

Наименование показателя	Величина показателя			Наиболее эффективный Вариант развития на основании сравнения сроков окупаемости
	Вариант № 1	Вариант № 2	Вариант № 3	
ЕТО-1 АО "ОмскРТС"				
ИТОГО Инвестиции, тыс. руб.	33 660 813,93	95 768 977,68	99 328 138,91	Вариант № 2
норма дисконта, ед.	0,12	0,12	0,12	
NPV, тыс. руб.	1 012 740,23	1 188 149,31	-41 357,36	
IRR, ед.	0,19	0,22	в связи с тем, что NPV отрицателен в течение всего рассматриваемого периода, IRR не рассчитывается	
срок окупаемости простой, лет	9,06	7,96	23,40	
срок окупаемости дисконтированный, лет	11,15	8,48	28,60	
ЕТО-2 МП г. Омска "Тепловая компания"				
ИТОГО Инвестиции, тыс. руб.	4 951 776,78	14 086 005,67	Вариант № 3 аналогичен Варианту № 2	Вариант № 2
норма дисконта, ед.	0,12	0,12		
NPV, тыс. руб.	237 875,17	493 062,90		
IRR, ед.	0,15	29,50%		
срок окупаемости простой, лет	18,17	2,17		
срок окупаемости дисконтированный, лет	18,80	2,20		
ЕТО-3 ПО «Полет» филиал ФГУП «ГКНПЦ им. М.В. Хруничева»				
ИТОГО Инвестиции, тыс. руб.	131 318,92	303 946,65	Вариант № 3 аналогичен Варианту № 2	Вариант № 2
норма дисконта, ед.	0,12	0,12		
NPV, тыс. руб.	-52 414,40	21 096,38		
IRR, ед.	в связи с тем, что NPV отрицателен в течение всего рассматриваемого периода, IRR не рассчитывается	0,18		
срок окупаемости простой, лет	28,40	6,28		
срок окупаемости дисконтированный, лет	35,16	6,84		
ЕТО-4 ООО «ОМСКТЕХУГЛЕРОД»				
ИТОГО Инвестиции, тыс. руб.	2 222 599,82	7 061 839,50	Вариант № 3 аналогичен Варианту № 2	Вариант № 2
норма дисконта, ед.	0,12	0,12		
NPV, тыс. руб.	-336 835,64	-148 356,81		
IRR, ед.	в связи с тем, что NPV отрицателен в течение всего рассматриваемого периода, IRR не рассчитывается	в связи с тем, что NPV отрицателен в течение всего рассматриваемого периода, IRR не рассчитывается		
срок окупаемости простой, лет	15,98	11,33		
срок окупаемости дисконтированный, лет	21,90	21,03		
ЕТО № 5 АО «Омскшина»				
ИТОГО Инвестиции, тыс. руб.	Мероприятия в зоне действия ЕТО не запланированы, поэтому расчет экономической эффективности не производился.	670 536,70	Вариант № 3 аналогичен Варианту № 2	Вариант № 2
норма дисконта, ед.		0,12		
NPV, тыс. руб.		-12 106,88		
IRR, ед.		в связи с тем, что NPV отрицателен в течение всего рассматриваемого периода, IRR не рассчитывается		
срок окупаемости простой, лет		24,03		
срок окупаемости дисконтированный, лет		31,04		
ЕТО-6 ООО «ПТЭ»				
ИТОГО Инвестиции, тыс. руб.	70 009,93	270 447,75	Вариант № 3 аналогичен Варианту № 2	Вариант № 2
норма дисконта, ед.	0,12	0,12		
NPV, тыс. руб.	23 771,01	57 010,34		
IRR, ед.	в связи с тем, что срок окупаемости проекта менее года, IRR не вычисляется	в связи с тем, что срок окупаемости проекта менее года, IRR не вычисляется		
срок окупаемости простой, лет	срок окупаемости проекта менее года	срок окупаемости проекта менее года		
срок окупаемости дисконтированный, лет	срок окупаемости проекта менее года	срок окупаемости проекта менее года		
ЕТО-7 АО «ОНИИП»				
ИТОГО Инвестиции, тыс. руб.	448 973,35	2 069 374,23	Вариант № 3 аналогичен Варианту № 2	Вариант № 1
норма дисконта, ед.	0,12	0,12		
NPV, тыс. руб.	359 302,36	-4 504,30		
IRR, ед.	в связи с тем, что срок окупаемости проекта менее года, IRR не	в связи с тем, что NPV отрицателен в течение всего рассмат-		

Наименование показателя	Величина показателя			Наиболее эффективный Вариант развития на основании сравнения сроков окупаемости
	Вариант № 1	Вариант № 2	Вариант № 3	
	вычисляется	риваемого периода, IRR не рассчитывается		
срок окупаемости простой, лет	Менее года	23,40		
срок окупаемости дисконтированный, лет	Менее года	25,10		
ЕТО № 8 ФГБУ ЦЖКУ по ЦВО МО РФ				
ИТОГО Инвестиции, тыс. руб.	Мероприятия в зоне действия ЕТО не запланированы, поэтому расчет экономической эффективности не производился.	161 006,55	Вариант № 3 аналогичен Варианту № 2	Вариант № 2
норма дисконта, ед.		0,12		
NPV, тыс. руб.		112,12		
IRR, ед.		в связи с тем, что срок окупаемости проекта менее года, IRR не вычисляется		
срок окупаемости простой, лет		Менее года		
срок окупаемости дисконтированный, лет		Менее года		
ЕТО-9 АО "Омсктрансаш"				
ИТОГО Инвестиции, тыс. руб.	Мероприятия в зоне действия ЕТО не запланированы, поэтому расчет экономической эффективности не производился.	Мероприятия в зоне действия ЕТО не запланированы, поэтому расчет экономической эффективности не производился.	Мероприятия в зоне действия ЕТО не запланированы, поэтому расчет экономической эффективности не производился.	Мероприятия не предусмотрены
норма дисконта, ед.				
NPV, тыс. руб.				
IRR, ед.				
срок окупаемости простой, лет				
срок окупаемости дисконтированный, лет				
ЕТО-10 ООО «ТЕПЛОГЕНЕРИРУЮЩИЙ КОМПЛЕКС»				
ИТОГО Инвестиции, тыс. руб.	443 426,89	7 191 578,42	12 125 509,36	Вариант № 2
норма дисконта, ед.	0,12	0,12	0,12	
NPV, тыс. руб.	-62 988,86	1 508 940,89	-602 011,87	
IRR, ед.	в связи с тем, что NPV отрицателен в течение всего рассматриваемого периода, IRR не рассчитывается	в связи с тем, что срок окупаемости проекта менее года, IRR не вычисляется	в связи с тем, что NPV отрицателен в течение всего рассматриваемого периода, IRR не рассчитывается	
срок окупаемости простой, лет	22,43	Менее года	в течение рассматриваемого периода мероприятие не окупается	
срок окупаемости дисконтированный, лет	27,53	Менее года	в течение рассматриваемого периода мероприятие не окупается	
ЕТО - 11 ОМСКИЙ РВПиС				
ИТОГО Инвестиции, тыс. руб.	23 936,77	32 064,58	Вариант № 3 аналогичен Варианту № 2	Вариант № 1
норма дисконта, ед.	0,12	0,12		
NPV, тыс. руб.	2 633,02	164,02		
IRR, ед.	в связи с тем, что срок окупаемости проекта менее года, IRR не вычисляется	0,56		
срок окупаемости простой, лет	Менее года	3,22		
срок окупаемости дисконтированный, лет	Менее года	3,39		
ЕТО-12 ООО "Малая генерация"				
ИТОГО Инвестиции, тыс. руб.	400 679,23	518 445,17	Вариант № 3 аналогичен Варианту № 2	Вариант № 2
норма дисконта, ед.	0,12	0,12		
NPV, тыс. руб.	73 643,46	67 263,97		
IRR, ед.	в связи с тем, что срок окупаемости проекта менее года, IRR не вычисляется	в связи с тем, что срок окупаемости проекта менее года, IRR не вычисляется		
срок окупаемости простой, лет	срок окупаемости проекта менее года	срок окупаемости проекта менее года		
срок окупаемости дисконтированный, лет	срок окупаемости проекта менее года	срок окупаемости проекта менее года		
ЕТО-13 ООО "Тепловая компания"				
ИТОГО Инвестиции, тыс. руб.	254 401,09	967 525,77	Вариант № 3 аналогичен Варианту № 2	Вариант № 1
норма дисконта, ед.	0,12	0,12		
NPV, тыс. руб.	23 821,41	3 874,54		
IRR, ед.	0,33	0,27		
срок окупаемости простой, лет	3,20	10,77		
срок окупаемости дисконтированный, лет	3,26	14,49		
ЕТО-14 ООО "Мечта"				
ИТОГО Инвестиции, тыс. руб.	4 449,40	7 307,59	Вариант № 3 аналогичен Варианту № 2	Вариант № 2
норма дисконта, ед.	0,12	0,12		
NPV, тыс. руб.	5 392,28	1 229,72		

Наименование показателя	Величина показателя			Наиболее эффективный Вариант развития на основании сравнения сроков окупаемости
	Вариант № 1	Вариант № 2	Вариант № 3	
IRR, ед.	в связи с тем, что срок окупаемости проекта менее года, IRR не вычисляется	в связи с тем, что срок окупаемости проекта менее года, IRR не вычисляется		
срок окупаемости простой, лет	Менее года	Менее года		
срок окупаемости дисконтированный, лет	Менее года	Менее года		
ЕТО № 15 ПАО «Омский каучук»				
ИТОГО Инвестиции, тыс. руб.	Мероприятия в зоне действия ЕТО не запланированы, поэтому расчет экономической эффективности не производился.	1 910 206,11	Вариант № 3 аналогичен Варианту № 2	Вариант № 2
норма дисконта, ед.		0,12		
NPV, тыс. руб.		147,01		
IRR, ед.		в связи с тем, что срок окупаемости проекта менее года, IRR не вычисляется		
срок окупаемости простой, лет		Менее года		
срок окупаемости дисконтированный, лет		Менее года		
ЕТО-16 ООО "Комплекс ТеплоСервис"				
ИТОГО Инвестиции, тыс. руб.	146 775,26	374 223,09	Вариант № 3 аналогичен Варианту № 2	Вариант № 2
норма дисконта, ед.	0,12	0,12		
NPV, тыс. руб.	-21 486,32	28 379,44		
IRR, ед.	в связи с тем, что NPV отрицателен в течение всего рассматриваемого периода, IRR не рассчитывается	в связи с тем, что срок окупаемости проекта менее года, IRR не вычисляется		
срок окупаемости простой, лет	проект не окупается в течение рассматриваемого периода	срок окупаемости проекта менее года		
срок окупаемости дисконтированный, лет	проект не окупается в течение рассматриваемого периода	срок окупаемости проекта менее года		
ЕТО № 17 ООО «Энергопоставка»				
ИТОГО Инвестиции, тыс. руб.	Мероприятия в зоне действия ЕТО не запланированы, поэтому расчет экономической эффективности не производился.	75 648,65	Вариант № 3 аналогичен Варианту № 2	Вариант № 2
норма дисконта, ед.		0,12		
NPV, тыс. руб.		0,04		
IRR, ед.		в связи с тем, что срок окупаемости проекта менее года, IRR не вычисляется		
срок окупаемости простой, лет		Менее года		
срок окупаемости дисконтированный, лет		Менее года		
ЕТО-18 АСУСО «Омский психоневрологический интернат»				
ИТОГО Инвестиции, тыс. руб.	77 985,94	107 946,39	Вариант № 3 аналогичен Варианту № 2	Вариант № 2
норма дисконта, ед.	0,12	0,12		
NPV, тыс. руб.	-8 672,38	76,92		
IRR, ед.	в связи с тем, что NPV отрицателен в течение всего рассматриваемого периода, IRR не рассчитывается	в связи с тем, что срок окупаемости проекта менее года, IRR не вычисляется		
срок окупаемости простой, лет	проект не окупается в течение рассматриваемого периода	срок окупаемости проекта менее года		
срок окупаемости дисконтированный, лет	проект не окупается в течение рассматриваемого периода	срок окупаемости проекта менее года		
ЕТО № 19 БСУСО «Кировский дом-интернат для умственно-отсталых детей»				
ИТОГО Инвестиции, тыс. руб.	Мероприятия в зоне действия ЕТО не запланированы, поэтому расчет экономической эффективности не производился.	19 452,52	Вариант № 3 аналогичен Варианту № 2	Вариант № 2
норма дисконта, ед.		0,59		
NPV, тыс. руб.		814,94		
IRR, ед.		0,18		
срок окупаемости простой, лет		6,34		
срок окупаемости дисконтированный, лет		6,94		
ЕТО-20 АО «Русь»				
ИТОГО Инвестиции, тыс. руб.	Мероприятия в зоне действия ЕТО не запланированы, поэтому расчет экономической эффективности не производился.	Мероприятия в зоне действия ЕТО не запланированы, поэтому расчет экономической эффективности не производился.	Мероприятия в зоне действия ЕТО не запланированы, поэтому расчет экономической эффективности не производился.	Мероприятия не предусмотрены
норма дисконта, ед.				
NPV, тыс. руб.				
IRR, ед.				
срок окупаемости простой, лет				
срок окупаемости дисконтированный, лет				
ЕТО-21 ПАО "Сатурн"				
ИТОГО Инвестиции, тыс. руб.	Мероприятия в зоне действия ЕТО не запланированы, поэтому расчет экономической эффективности не производился.	Мероприятия в зоне действия ЕТО не запланированы, поэтому расчет экономической эффективности не производился.	Мероприятия в зоне действия ЕТО не запланированы, поэтому расчет экономической эффективности не производился.	Мероприятия не предусмотрены
норма дисконта, ед.				
NPV, тыс. руб.				
IRR, ед.				
срок окупаемости простой, лет				
срок окупаемости дисконтированный, лет				

Наименование показателя	Величина показателя			Наиболее эффективный Вариант развития на основании сравнения сроков окупаемости
	Вариант № 1	Вариант № 2	Вариант № 3	
срок окупаемости дисконтированный, лет				
ЕТО-22 ООО СМТ «Стройбетон»				
ИТОГО Инвестиции, тыс. руб.	836 076,64	1 421 162,93		Вариант № 3 аналогичен Варианту № 2
норма дисконта, ед.	0,12	0,12		
NPV, тыс. руб.	569 276,65	473 056,55		
IRR, ед.	в связи с тем, что срок окупаемости проекта менее года, IRR не вычисляется	в связи с тем, что срок окупаемости проекта менее года, IRR не вычисляется		
срок окупаемости простой, лет	Менее года	Менее года		
срок окупаемости дисконтированный, лет	Менее года	Менее года		

Таблица 32. Результаты расчетов тарифных последствий для вариантов развития по всем ЕТО в г. Омск

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
			A+1	A+2	A+3	A+4	A+5	A+6	A+7	A+8	A+9	A+10	A+11	A+12	A+13	A+14	A+15	A+16	A+17	A+18	A+19
ЕТО № 1 АО "ОмскРТС"																					
1	Вид топлива, преобладающий в системе теплоснабжения в течение периода	-	уголь	уголь	уголь	уголь	уголь	уголь	уголь	уголь	уголь	уголь	уголь	уголь	уголь	уголь	уголь	уголь	уголь	уголь	уголь
2	Утвержденный тариф с учетом индексов МЭР	руб/Гкал	1 463,4	1 722,0	1 796,0	1 873,3	1 938,8	2 006,7	2 076,9	2 149,6	2 224,9	2 302,7	2 371,8	2 443,0	2 516,3	2 591,7	2 669,5	2 749,6	2 832,1	2 917,0	3 004,5
3	Разница тарифа альткотельной (строчка "4") и утвержденного тарифа с учетом индексов МЭР (строчка "2")	руб/Гкал	842,8	734,1	765,7	798,6	826,6	855,5	885,5	916,5	948,5	981,7	1 011,2	1 041,5	1 072,8	1 104,9	1 138,1	1 172,2	1 207,4	1 243,6	1 280,9
4	Тариф альткотельной, соответствующий преобладающему виду топлива в зоне действия ЕТО	руб/Гкал	2 306,2	2 456,1	2 561,7	2 671,9	2 765,4	2 862,2	2 962,4	3 066,1	3 173,4	3 284,5	3 383,0	3 484,5	3 589,0	3 696,7	3 807,6	3 921,8	4 039,5	4 160,6	4 285,5
5	Тариф альткотельной с учетом переходного периода	руб/Гкал	1 632,0	1 868,8	2 102,3	2 352,5	2 600,1	2 862,2	2 962,4	3 066,1	3 173,4	3 284,5	3 383,0	3 484,5	3 589,0	3 696,7	3 807,6	3 921,8	4 039,5	4 160,6	4 285,5
6	Тариф для Варианта № 1 без перехода в ценовую зону	руб/Гкал	1 466,6	1 722,0	1 796,0	1 873,3	1 938,8	2 006,7	2 076,9	2 149,6	2 224,9	2 302,7	2 371,8	2 443,0	2 516,3	2 591,7	2 669,5	2 749,6	2 832,1	2 917,1	3 004,5
7	Тариф для Варианта № 2 без перехода в ценовую зону	руб/Гкал	1 466,6	1 843,2	1 975,0	2 086,0	2 254,2	2 375,7	2 504,2	2 473,1	2 554,8	2 648,2	2 727,8	2 797,0	2 846,4	2 883,8	2 987,9	3 023,8	3 128,1	3 177,7	3 221,4
8	Тариф для Варианта № 3 без перехода в ценовую зону	руб/Гкал	1 466,6	1 842,8	1 974,5	2 085,7	2 253,9	2 375,6	2 504,4	2 482,4	2 584,0	2 694,4	2 786,0	2 866,4	2 899,6	2 931,9	3 030,2	3 113,1	3 212,2	3 238,0	3 250,7
ЕТО № 2 МП г. Омска «Тепловая компания»																					
1	Вид топлива, преобладающий в системе теплоснабжения в течение периода	-	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ
2	Утвержденный тариф с учетом индексов МЭР	руб/Гкал	1 889,5	1 958,3	2 061,7	2 150,3	2 225,6	2 303,5	2 384,1	2 467,5	2 553,9	2 643,3	2 722,6	2 804,3	2 888,4	2 975,1	3 064,3	3 156,2	3 250,9	3 348,4	3 448,9
3	Разница тарифа альткотельной (строчка "4") и утвержденного тарифа с учетом индексов МЭР (строчка "2")	руб/Гкал	-233,8	-194,9	-222,4	-232,0	-240,1	-248,5	-257,2	-266,2	-275,6	-285,2	-293,8	-302,6	-311,6	-321,0	-330,6	-340,5	-350,8	-361,3	-372,1
4	Тариф альткотельной, соответствующий преобладающему виду топлива в зоне действия ЕТО	руб/Гкал	1 655,8	1 763,4	1 839,2	1 918,3	1 985,4	2 054,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
5	Тариф альткотельной с учетом переходного периода	руб/Гкал	1 889,5	1 958,3	1 958,3	1 958,3	1 985,4	2 054,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
6	Тариф для Варианта № 1 без перехода в ценовую зону	руб/Гкал	1 889,5	1 958,3	2 061,7	2 150,3	2 233,4	2 311,6	2 392,5	2 476,2	2 562,9	2 652,6	2 738,3	2 820,4	2 905,1	2 992,2	3 082,0	3 174,4	3 269,7	3 367,7	3 468,8
7	Тариф для Варианта № 2 без перехода в ценовую зону	руб/Гкал	1 888,9	2 345,7	2 390,9	2 553,8	2 769,3	2 836,6	3 043,2	2 951,4	3 096,4	3 230,8	3 568,0	3 754,7	3 744,4	3 877,7	4 042,4	3 991,6	4 147,0	4 373,8	4 427,5
8	Тариф для Варианта № 3 без перехода в ценовую зону	руб/Гкал	1 888,9	2 345,7	2 390,9	2 553,8	2 769,3	2 836,6	3 043,2	2 951,4	3 096,4	3 230,8	3 568,0	3 754,7	3 744,4	3 877,7	4 042,4	3 991,6	4 147,0	4 373,8	4 427,5
	Примечание	Тариф альткотельной ниже тарифа конечного потребителя, в связи с чем учтено замораживание тарифа до окончания расчетного периода регулирования, в котором индикативный предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность) достигнет тарифа на тепловую энергию (мощность)																			
ЕТО № 3 ПО «Полет» филиал ФГУП «ГКНПЦ им. М.В.Хруничева котельная О																					
1	Вид топлива, преобладающий в системе теплоснабжения в течение периода	-	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	Закрытие котельной. Переключение тепловой нагрузки потребителей на ТЭЦ-5 АО "ТГК-11"											
2	Утвержденный тариф с учетом индексов МЭР	руб/Гкал	1 399,2	1 462,8	1 540,3	1 606,5	1 668,7	1 735,4	1 804,9												
3	Разница тарифа альткотельной (строчка "4") и утвержденного тарифа с учетом индексов МЭР (строчка "2")	руб/Гкал	256,6	300,6	298,9	311,8	316,8	319,5	322,0												
4	Тариф альткотельной, соответствующий преобладающему виду топлива в зоне действия ЕТО	руб/Гкал	1 655,8	1 763,4	1 839,2	1 918,3	1 985,4	2 054,9	2 126,9												
5	Тариф альткотельной с учетом переходного периода	руб/Гкал	1 450,5	1 522,9	1 659,9	1 793,6	1 922,1	2 054,9	2 126,9												
6	Тариф для Варианта № 1 без перехода в ценовую зону	руб/Гкал	1 450,5	1 522,9	1 659,9	1 793,6	1 922,1	2 054,9	2 126,9												
7	Тариф для Варианта № 2 без перехода в ценовую зону	руб/Гкал	1 450,5	1 522,9	1 659,9	1 793,6	1 922,1	2 054,9	2 126,9												
8	Тариф для Варианта № 3 без перехода в ценовую зону	руб/Гкал	1 450,5	1 522,9	1 659,9	1 793,6	1 922,1	2 054,9	2 126,9												
ЕТО № 3 ПО «Полет» филиал ФГУП «ГКНПЦ им. М.В.Хруничева котельная Г																					
1	Вид топлива, преобладающий в системе теплоснабжения в течение периода	-	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ
2	Утвержденный тариф с учетом индексов МЭР	руб/Гкал	1 399,0	1 462,6	1 540,2	1 606,5	1 662,7	1 720,9	1 781,1	1 843,5	1 908,0	1 974,8	2 034,0	2 095,0	2 157,9	2 222,6	2 289,3	2 358,0	2 428,7	2 501,6	2 576,6

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
			A+1	A+2	A+3	A+4	A+5	A+6	A+7	A+8	A+9	A+10	A+11	A+12	A+13	A+14	A+15	A+16	A+17	A+18	A+19
3	Разница тарифа альткотельной (строчка "4") и утвержденного тарифа с учетом индексов МЭР (строчка "2")	руб/Гкал	256,8	300,8	299,0	311,8	322,8	334,0	345,7	357,8	370,4	383,3	394,8	406,7	418,9	431,4	444,4	457,7	471,5	485,6	500,2
4	Тариф альткотельной, соответствующий преобладающему виду топлива в зоне действия ЕТО	руб/Гкал	1 655,8	1 763,4	1 839,2	1 918,3	1 985,4	2 054,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
5	Тариф альткотельной с учетом переходного периода	руб/Гкал	1 450,3	1 522,8	1 659,8	1 793,6	1 920,9	2 054,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
6	Тариф для Варианта № 1 без перехода в ценовую зону	руб/Гкал	1 399,0	1 462,6	1 540,2	1 606,5	1 668,7	1 727,2	1 787,6	1 850,2	1 914,9	1 981,9	2 046,0	2 107,4	2 170,6	2 235,6	2 302,6	2 371,7	2 442,9	2 516,1	2 591,6
7	Тариф для Варианта № 2 без перехода в ценовую зону	руб/Гкал	1 399,2	1 449,4	1 545,4	1 667,2	1 830,0	2 024,3	2 179,6	2 234,8	2 290,6	2 345,8	2 412,5	2 416,5	2 476,4	2 510,0	2 573,0	2 416,3	2 416,1	2 726,9	2 613,0
8	Тариф для Варианта № 3 без перехода в ценовую зону	руб/Гкал	1 399,2	1 449,4	1 545,4	1 667,2	1 830,0	2 024,3	2 179,6	2 234,8	2 290,6	2 345,8	2 412,5	2 416,5	2 476,4	2 510,0	2 573,0	2 416,3	2 416,1	2 726,9	2 613,0
ЕТО № 4 ООО «Омсктехуглерод»																					
1	Вид топлива, преобладающий в системе теплоснабжения в течение периода	-	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ
2	Утвержденный тариф с учетом индексов МЭР	руб/Гкал	1 464,6	1 535,2	1 661,8	1 695,8	1 742,6	1 801,4	1 864,4	1 929,7	1 997,2	2 067,1	2 129,2	2 193,0	2 258,8	2 326,6	2 396,4	2 468,3	2 542,3	2 618,6	2 697,1
3	Разница тарифа альткотельной (строчка "4") и утвержденного тарифа с учетом индексов МЭР (строчка "2")	руб/Гкал	191,2	228,2	177,4	222,5	242,8	253,5	262,4	271,6	281,1	291,0	299,7	308,7	317,9	327,5	337,3	347,4	357,8	368,6	379,6
4	Тариф альткотельной, соответствующий преобладающему виду топлива в зоне действия ЕТО	руб/Гкал	1 655,8	1 763,4	1 839,2	1 918,3	1 985,4	2 054,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
5	Тариф альткотельной с учетом переходного периода	руб/Гкал	1 502,8	1 580,8	1 732,8	1 829,3	1 936,9	2 054,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
6	Тариф для Варианта № 1 без перехода в ценовую зону	руб/Гкал	1 464,6	1 535,2	1 661,8	1 695,8	1 742,6	1 801,4	1 864,6	1 929,0	1 996,5	2 066,4	2 134,0	2 198,5	2 265,0	2 332,2	2 402,8	2 474,9	2 549,2	2 625,6	2 704,3
7	Тариф для Варианта № 2 без перехода в ценовую зону	руб/Гкал	1 464,6	1 535,2	1 661,8	1 695,8	1 742,6	1 994,5	2 064,9	2 122,6	2 185,1	2 248,8	2 286,7	2 299,6	2 415,4	2 453,5	2 402,8	2 474,9	2 549,2	2 625,6	2 704,3
8	Тариф для Варианта № 3 без перехода в ценовую зону	руб/Гкал	1 464,6	1 535,2	1 661,8	1 695,8	1 742,6	1 994,5	2 064,9	2 122,6	2 185,1	2 248,8	2 286,7	2 299,6	2 415,4	2 453,5	2 402,8	2 474,9	2 549,2	2 625,6	2 704,3
ЕТО № 5 АО «Омкшина»																					
1	Вид топлива, преобладающий в системе теплоснабжения в течение периода	-	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ
2	Утвержденный тариф с учетом индексов МЭР	руб/Гкал	698,8	927,1	989,3	1 031,8	1 067,9	1 105,3	1 144,0	1 184,0	1 225,5	1 268,4	1 306,4	1 345,6	1 386,0	1 427,6	1 470,4	1 514,5	1 559,9	1 606,7	1 654,9
3	Разница тарифа альткотельной (строчка "4") и утвержденного тарифа с учетом индексов МЭР (строчка "2")	руб/Гкал	956,9	836,3	850,0	886,5	917,5	949,6	982,9	1 017,3	1 052,9	1 089,7	1 122,4	1 156,1	1 190,8	1 226,5	1 263,3	1 301,2	1 340,2	1 380,4	1 421,9
4	Тариф альткотельной, соответствующий преобладающему виду топлива в зоне действия ЕТО	руб/Гкал	1 655,8	1 763,4	1 839,2	1 918,3	1 985,4	2 054,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
5	Тариф альткотельной с учетом переходного периода	руб/Гкал	890,2	1 094,4	1 329,3	1 563,7	1 801,9	2 054,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
6	Тариф для Варианта № 1 без перехода в ценовую зону	руб/Гкал	698,8	927,1	989,3	1 031,8	1 067,9	1 105,3	1 144,0	1 184,0	1 225,5	1 268,4	1 306,4	1 345,6	1 386,0	1 427,6	1 470,4	1 514,5	1 559,9	1 606,7	1 654,9
7	Тариф для Варианта № 2 без перехода в ценовую зону	руб/Гкал	698,8	927,1	989,3	1 041,7	1 090,6	1 137,7	1 185,9	1 235,2	1 285,6	1 337,2	1 387,3	1 436,2	1 486,3	1 534,3	1 583,9	1 635,2	1 688,1	1 742,9	1 799,5
8	Тариф для Варианта № 3 без перехода в ценовую зону	руб/Гкал	698,8	927,1	989,3	1 041,7	1 090,6	1 137,7	1 185,9	1 235,2	1 285,6	1 337,2	1 387,3	1 436,2	1 486,3	1 534,3	1 583,9	1 635,2	1 688,1	1 742,9	1 799,5
ЕТО № 6 ООО «ПТЭ»																					
1	Вид топлива, преобладающий в системе теплоснабжения в течение периода	-	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ
2	Утвержденный тариф с учетом индексов МЭР	руб/Гкал	1 201,6	1 387,3	1 461,0	1 523,8	1 577,2	1 632,4	1 689,5	1 748,6	1 809,8	1 873,2	1 929,4	1 987,3	2 046,9	2 108,3	2 171,5	2 236,7	2 303,8	2 372,9	2 444,1
3	Разница тарифа альткотельной (строчка "4") и утвержденного тарифа с учетом индексов МЭР (строчка "2")	руб/Гкал	454,2	376,1	378,2	394,5	408,3	422,6	437,4	452,7	468,5	484,9	499,5	514,4	529,9	545,8	562,2	579,0	596,4	614,3	632,7
4	Тариф альткотельной, соответствующий преобладающему виду топлива в зоне действия ЕТО	руб/Гкал	1 655,8	1 763,4	1 839,2	1 918,3	1 985,4	2 054,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
5	Тариф альткотельной с учетом переходного периода	руб/Гкал	1 292,4	1 462,5	1 612,3	1 760,5	1 903,8	2 054,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
6	Тариф для Варианта № 1 без перехода в ценовую зону	руб/Гкал	1 201,6	1 387,3	1 461,0	1 523,8	1 582,8	1 638,2	1 702,3	1 766,7	1 831,6	1 895,7	1 957,0	2 024,5	2 085,2	2 147,8	2 212,2	2 278,6	2 346,9	2 417,3	2 489,8
7	Тариф для Варианта № 2 без перехода в ценовую зону	руб/Гкал	1 201,6	1 470,5	1 554,9	1 627,4	1 704,8	1 779,2	1 859,6	1 941,4	2 024,8	2 109,2	2 145,3	2 223,3	2 287,1	2 352,4	2 419,7	2 489,2	2 560,9	2 634,9	2 711,2
8	Тариф для Варианта № 3 без перехода в ценовую зону	руб/Гкал	1 201,6	1 470,5	1 554,9	1 627,4	1 704,8	1 779,2	1 859,6	1 941,4	2 024,8	2 109,2	2 145,3	2 223,3	2 287,1	2 352,4	2 419,7	2 489,2	2 560,9	2 634,9	2 711,2
ЕТО № 7 АО «ОНИИП»																					
1	Вид топлива, преобладающий в системе теплоснабжения в течение периода	-	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ
2	Утвержденный тариф с учетом индексов МЭР	руб/Гкал	1 893,2	2 030,4	2 138,0	2 229,9	2 316,2	2 397,3	2 481,2	2 568,0	2 657,9	2 750,9	2 839,8	2 925,0	3 012,7	3 103,1	3 196,2	3 292,1	3 390,8	3 492,6	3 597,3
3	Разница тарифа альткотельной (строчка "4") и утвержденного тарифа с учетом индексов МЭР (строчка "2")	руб/Гкал	-237,4	-267,0	-298,8	-311,6	-330,7	-342,3	-354,3	-366,7	-379,5	-392,8	-410,9	-423,3	-436,0	-449,0	-462,5	-476,4	-490,7	-505,4	-520,5
4	Тариф альткотельной, соответствующий преобладающему виду топлива в зоне действия ЕТО	руб/Гкал	1 655,8	1 763,4	1 839,2	1 918,3	1 985,4	2 054,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
5	Тариф альткотельной с учетом переходного периода	руб/Гкал	1 893,2	2 030,4	2 030,4	2 043,0	2 051,6	2 054,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
6	Тариф для Варианта № 1 без перехода в ценовую зону	руб/Гкал	1 893,2	2 030,4	2 138,0	2 229,9	2 316,2	2 397,3	2 481,2	2 568,0	2 657,9	2 750,9	2 839,8	2 925,0	3 012,7	3 103,1	3 196,2	3 292,1	3 390,8	3 492,6	3 597,3
7	Тариф для Варианта № 2 без перехода в ценовую зону	руб/Гкал	1 893,2	2 030,4	2 208,8	2 367,9	2 541,9	2 694,8	2 852,2	3 014,0	3 180,5	3 352,0	3 521,2	3 688,8	3 868,3	4 047,8	4 235,7	4 422,0	4 607,0	4 792,0	4 977,0
8	Тариф для Варианта № 3 без перехода в ценовую зону	руб/Гкал	1 893,2	2 030,4	2 208,8	2 367,9	2 541,9	2 694,8	2 852,2	3 014,0	3 180,5	3 352,0	3 521,2	3 688,8	3 868,3	4 047,8	4 235,7	4 422,0	4 607,0	4 792,0	4 977,0
Примечание		Тариф альткотельной ниже тарифа конечного потребителя, в связи с чем учтено замораживание тарифа до окончания расчетного периода регулирования, в котором ин-																			

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
			A+1	A+2	A+3	A+4	A+5	A+6	A+7	A+8	A+9	A+10	A+11	A+12	A+13	A+14	A+15	A+16	A+17	A+18	A+19
дикативный предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность) достигнет тарифа на тепловую энергию (мощность)																					
ЕТО № 8 ФГБУ ЦЖКУ по ЦВО МО РФ																					
1	Вид топлива, преобладающий в системе теплоснабжения в течение периода	-	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ
2	Утвержденный тариф с учетом индексов МЭР	руб/Гкал	1 088,9	1 177,1	1 223,0	1 271,9	1 316,5	1 362,5	1 410,2	1 459,6	1 510,7	1 563,5	1 610,5	1 658,8	1 708,5	1 759,8	1 812,6	1 867,0	1 923,0	1 980,7	2 040,1
3	Разница тарифа альткотельной (строчка "4") и утвержденного тарифа с учетом индексов МЭР (строчка "2")	руб/Гкал	566,9	586,3	616,2	646,4	669,0	692,4	716,6	741,7	767,7	794,6	818,4	842,9	868,2	894,3	921,1	948,7	977,2	1 006,5	1 036,7
4	Тариф альткотельной, соответствующий преобладающему виду топлива в зоне действия ЕТО	руб/Гкал	1 655,8	1 763,4	1 839,2	1 918,3	1 985,4	2 054,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
5	Тариф альткотельной с учетом переходного периода	руб/Гкал	1 202,3	1 294,4	1 469,5	1 659,8	1 851,7	2 054,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
6	Тариф для Варианта № 1 без перехода в ценовую зону	руб/Гкал	1 088,9	1 177,1	1 223,0	1 271,4	1 318,8	1 365,0	1 412,7	1 462,2	1 513,4	1 566,3	1 616,9	1 665,4	1 715,4	1 766,8	1 819,9	1 874,4	1 930,7	1 988,6	2 048,2
7	Тариф для Варианта № 2 без перехода в ценовую зону	руб/Гкал	1 088,9	1 177,1	1 229,1	1 277,7	1 325,4	1 371,8	1 419,8	1 469,5	1 520,9	1 574,2	1 625,0	1 673,8	1 724,0	1 775,7	1 829,0	1 883,8	1 940,3	1 998,5	2 058,5
8	Тариф для Варианта № 3 без перехода в ценовую зону	руб/Гкал	1 088,9	1 177,1	1 229,1	1 277,7	1 325,4	1 371,8	1 419,8	1 469,5	1 520,9	1 574,2	1 625,0	1 673,8	1 724,0	1 775,7	1 829,0	1 883,8	1 940,3	1 998,5	2 058,5
ЕТО № 9 АО «Омсктрансаш»																					
1	Вид топлива, преобладающий в системе теплоснабжения в течение периода	-	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ
2	Утвержденный тариф с учетом индексов МЭР	руб/Гкал	1 257,2	1 362,2	1 416,7	1 473,4	1 524,9	1 578,3	1 633,5	1 690,7	1 749,9	1 811,1	1 865,5	1 921,4	1 979,1	2 038,4	2 099,6	2 162,6	2 227,5	2 294,3	2 363,1
3	Разница тарифа альткотельной (строчка "4") и утвержденного тарифа с учетом индексов МЭР (строчка "2")	руб/Гкал	398,5	401,2	422,5	445,0	460,5	476,6	493,3	510,6	528,5	547,0	563,4	580,3	597,7	615,6	634,1	653,1	672,7	692,9	713,7
4	Тариф альткотельной, соответствующий преобладающему виду топлива в зоне действия ЕТО	руб/Гкал	1 655,8	1 763,4	1 839,2	1 918,3	1 985,4	2 054,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
5	Тариф альткотельной с учетом переходного периода	руб/Гкал	1 336,9	1 442,4	1 585,7	1 740,3	1 893,3	2 054,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
6	Тариф для Варианта № 1 без перехода в ценовую зону	руб/Гкал	1 257,2	1 362,1	1 416,6	1 473,2	1 528,2	1 581,7	1 637,0	1 694,3	1 753,6	1 815,0	1 873,6	1 929,8	1 987,7	2 047,4					
7	Тариф для Варианта № 2 без перехода в ценовую зону	руб/Гкал	1 257,2	1 362,1	1 416,6	1 473,2	1 528,2	1 581,7	1 637,0	1 694,3	1 753,6	1 815,0	1 873,6	1 929,8	1 987,7	2 047,4					
8	Тариф для Варианта № 3 без перехода в ценовую зону	руб/Гкал	1 257,2	1 362,1	1 416,6	1 473,2	1 528,2	1 581,7	1 637,0	1 694,3	1 753,6	1 815,0	1 873,6	1 929,8	1 987,7	2 047,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕТО № 10 ООО «Теплогенерирующий Комплекс»																					
1	Вид топлива, преобладающий в системе теплоснабжения в течение периода	-	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ
2	Утвержденный тариф с учетом индексов МЭР	руб/Гкал	760,4	786,6	828,2	863,9	897,3	928,7	961,2	994,8	1 029,6	1 065,7	1 100,1	1 133,1	1 167,1	1 202,1	1 238,2	1 275,3	1 313,6	1 353,0	1 393,6
3	Разница тарифа альткотельной (строчка "4") и утвержденного тарифа с учетом индексов МЭР (строчка "2")	руб/Гкал	895,4	976,8	1 011,0	1 054,5	1 088,2	1 126,3	1 165,7	1 206,5	1 248,7	1 292,4	1 328,7	1 368,6	1 409,6	1 451,9	1 495,5	1 540,4	1 586,6	1 634,2	1 683,2
4	Тариф альткотельной, соответствующий преобладающему виду топлива в зоне действия ЕТО	руб/Гкал	1 655,8	1 763,4	1 839,2	1 918,3	1 985,4	2 054,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
5	Тариф альткотельной с учетом переходного периода	руб/Гкал	939,5	981,9	1 232,6	1 496,5	1 767,8	2 054,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
6	Тариф для Варианта № 1 без перехода в ценовую зону	руб/Гкал	760,4	786,6	828,2	863,9	897,3	928,7	961,2	994,8	1 029,6	1 065,7	1 100,1	1 133,1	1 167,1	1 202,1	1 238,2	1 275,3	1 313,6	1 353,0	1 393,6
7	Тариф для Варианта № 2 без перехода в ценовую зону	руб/Гкал	760,4	1 114,3	1 263,8	1 336,4	1 399,6	1 458,6	1 517,4	1 506,0	1 595,8	2 021,4	2 466,0	2 548,0	2 604,4	2 258,5	2 288,4	2 261,5	2 396,0	2 602,0	2 690,6
8	Тариф для Варианта № 3 без перехода в ценовую зону	руб/Гкал	760,4	1 114,3	1 263,8	1 336,4	1 399,6	1 458,6	1 517,4	1 720,6	2 199,2	3 146,2	3 431,0	3 040,1	3 376,5	4 043,3	3 996,0	3 333,7	3 382,8	3 804,0	3 681,5
ЕТО № 11 Омский РВПиС																					
1	Вид топлива, преобладающий в системе теплоснабжения в течение периода	-	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ
2	Утвержденный тариф с учетом индексов МЭР	руб/Гкал	1 778,4	1 969,5	2 073,9	2 163,1	2 238,8	2 317,1	2 398,2	2 482,2	2 569,0	2 659,0	2 738,7	2 820,9	2 905,5	2 992,7	3 082,5	3 174,9	3 270,2	3 368,3	3 469,3
3	Разница тарифа альткотельной (строчка "4") и утвержденного тарифа с учетом индексов МЭР (строчка "2")	руб/Гкал	-122,6	-206,1	-234,7	-244,7	-253,3	-262,2	-271,4	-280,8	-290,7	-300,9	-309,9	-319,2	-328,8	-338,6	-348,8	-359,2	-370,0	-381,1	-392,5
4	Тариф альткотельной, соответствующий преобладающему виду топлива в зоне действия ЕТО	руб/Гкал	1 655,8	1 763,4	1 839,2	1 918,3	1 985,4	2 054,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
5	Тариф альткотельной с учетом переходного периода	руб/Гкал	1 778,4	1 969,5	1 969,5	1 969,5	1 969,5	2 054,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
6	Тариф для Варианта № 1 без перехода в ценовую зону	руб/Гкал	1 778,4	1 969,5	2 073,9	2 163,1	2 246,7	2 325,4	2 406,8	2 491,0	2 578,2	2 668,4	2 754,6	2 837,3	2 922,4	3 010,0	3 100,3	3 193,4	3 289,2	3 387,8	3 489,5
7	Тариф для Варианта № 2 без перехода в ценовую зону	руб/Гкал	1 778,4	1 863,2	2 011,8	2 115,1	2 227,5	2 335,4	2 446,7	2 561,5	2 679,9	2 799,0	2 917,5	3 033,2	3 128,6	3 247,7	3 377,4	3 519,2	3 674,3	3 844,8	4 032,2
8	Тариф для Варианта № 3 без перехода в ценовую зону	руб/Гкал	1 778,4	1 863,2	2 011,8	2 115,1	2 227,5	2 335,4	2 446,7	2 561,5	2 679,9	2 799,0	2 917,5	3 033,2	3 128,6	3 247,7	3 377,4	3 519,2	3 674,3	3 844,8	4 032,2
	Примечание	Тариф альткотельной ниже тарифа конечного потребителя, в связи с чем учтено замораживание тарифа до окончания расчетного периода регулирования, в котором индикативный предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность) достигнет тарифа на тепловую энергию (мощность)																			
ЕТО № 12 ООО "Малая генерация"																					
1	Вид топлива, преобладающий в системе теплоснабжения в течение периода	-	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ
2	Утвержденный тариф с учетом индексов МЭР	руб/Гкал	1 568,2	1 654,3	1 737,0	1 811,7	1 875,1	1 940,7	2 008,7	2 079,0	2 151,7	2 227,0	2 293,9	2 362,7	2 433,5	2 506,6	2 581,8	2 659,2	2 739,0	2 821,1	2 905,8
3	Разница тарифа альткотельной (строчка "4") и утвержденного тарифа с учетом индексов МЭР (строчка "2")	руб/Гкал	87,6	109,1	102,2	106,6	110,3	114,2	118,2	122,3	126,6	131,1	135,0	139,0	143,2	147,5	151,9	156,5	161,2	166,0	171,0

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
			А+1	А+2	А+3	А+4	А+5	А+6	А+7	А+8	А+9	А+10	А+11	А+12	А+13	А+14	А+15	А+16	А+17	А+18	А+19
4	Тариф альткотельной, соответствующий преобладающему виду топлива в зоне действия ЕТО	руб/Гкал	1 655,8	1 763,4	1 839,2	1 918,3	1 985,4	2 054,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
5	Тариф альткотельной с учетом переходного периода	руб/Гкал	1 585,7	1 676,1	1 777,9	1 875,7	1 963,4	2 054,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
6	Тариф для Варианта № 1 без перехода в ценовую зону	руб/Гкал	1 568,2	1 654,3	1 737,0	1 811,7	1 881,8	1 947,8	2 015,9	2 086,5	2 159,5	2 235,1	2 307,3	2 376,5	2 447,8	2 521,3	2 596,9	2 674,8	2 755,0	2 837,7	2 922,8
7	Тариф для Варианта № 2 без перехода в ценовую зону	руб/Гкал	1 568,2	2 450,9	1 951,2	1 895,7	1 986,1	2 092,2	2 204,0	2 281,5	2 369,4	2 430,8	2 521,6	2 512,9	2 706,0	2 685,7	2 760,0	2 860,6	2 834,2	2 970,1	3 256,5
8	Тариф для Варианта № 3 без перехода в ценовую зону	руб/Гкал	1 568,2	2 450,9	1 951,2	1 895,7	1 986,1	2 092,2	2 204,0	2 281,5	2 369,4	2 430,8	2 521,6	2 512,9	2 706,0	2 685,7	2 760,0	2 860,6	2 834,2	2 970,1	3 256,5
ЕТО № 13 ООО «Тепловая компания»																					
1	Вид топлива, преобладающий в системе теплоснабжения в течение периода	-	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ
2	Утвержденный тариф с учетом индексов МЭР	руб/Гкал	1 590,7	1 563,8	1 646,6	1 717,4	1 777,6	1 839,8	1 904,2	1 970,8	2 039,8	2 111,2	2 174,5	2 239,7	2 306,9	2 376,1	2 447,4	2 520,9	2 596,5	2 674,4	2 754,6
3	Разница тарифа альткотельной (строчка "4") и утвержденного тарифа с учетом индексов МЭР (строчка "2")	руб/Гкал	65,1	199,6	192,6	200,9	207,9	215,2	222,7	230,5	238,6	246,9	254,3	262,0	269,8	277,9	286,2	294,8	303,7	312,8	322,2
4	Тариф альткотельной, соответствующий преобладающему виду топлива в зоне действия ЕТО	руб/Гкал	1 655,8	1 763,4	1 839,2	1 918,3	1 985,4	2 054,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
5	Тариф альткотельной с учетом переходного периода	руб/Гкал	1 603,7	1 603,7	1 723,7	1 838,0	1 943,9	2 054,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
6	Тариф для Варианта № 1 без перехода в ценовую зону	руб/Гкал	1 590,7	1 563,8	1 646,6	1 717,4	1 783,9	1 846,3	1 910,9	1 977,8	2 047,0	2 118,7	2 187,1	2 252,7	2 320,3	2 389,9	2 461,7	2 535,5	2 611,6	2 689,9	2 770,6
7	Тариф для Варианта № 2 без перехода в ценовую зону	руб/Гкал	1 590,7	1 563,8	1 646,6	1 565,4	1 655,9	1 743,1	1 817,9	1 922,6	2 015,1	2 108,8	2 288,5	2 372,6	2 503,4	2 580,0	2 668,3	2 767,6	2 879,4	2 983,2	3 084,8
8	Тариф для Варианта № 3 без перехода в ценовую зону	руб/Гкал	1 590,7	1 563,8	1 646,6	1 565,4	1 655,9	1 743,1	1 817,9	1 922,6	2 015,1	2 108,8	2 288,5	2 372,6	2 503,4	2 580,0	2 668,3	2 767,6	2 879,4	2 983,2	3 084,8
ЕТО № 14 ООО «Мечта»																					
1	Вид топлива, преобладающий в системе теплоснабжения в течение периода	-	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ
2	Утвержденный тариф с учетом индексов МЭР	руб/Гкал	1 954,1	2 327,4	2 494,7	2 640,8	2 737,1	2 832,9	2 932,1	3 034,7	3 140,9	3 250,9	3 348,4	3 448,8	3 552,3	3 658,9	3 768,6	3 881,7	3 998,1	4 118,1	4 241,6
3	Разница тарифа альткотельной (строчка "4") и утвержденного тарифа с учетом индексов МЭР (строчка "2")	руб/Гкал	-298,3	-564,0	-655,5	-722,5	-751,7	-778,0	-805,2	-833,4	-862,6	-892,8	-919,5	-947,1	-975,6	-1 004,8	-1 035,0	-1 066,0	-1 098,0	-1 130,9	-1 164,9
4	Тариф альткотельной, соответствующий преобладающему виду топлива в зоне действия ЕТО	руб/Гкал	1 655,8	1 763,4	1 839,2	1 918,3	1 985,4	2 054,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
5	Тариф альткотельной с учетом переходного периода	руб/Гкал	1 954,1	2 327,4	2 327,4	2 327,4	2 327,4	2 327,4	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
6	Тариф для Варианта № 1 без перехода в ценовую зону	руб/Гкал	1 954,1	2 327,4	2 494,7	2 640,8	2 737,1	2 830,8	2 927,8	3 028,2	3 132,1	3 239,7	3 342,5	3 442,1	3 544,9	3 651,6	3 761,7	3 875,1	3 992,0	4 112,5	4 236,7
7	Тариф для Варианта № 2 без перехода в ценовую зону	руб/Гкал	1 954,1	2 327,4	2 494,7	2 640,8	2 737,1	2 830,8	2 927,8	3 028,2	3 132,1	3 239,7	3 342,5	3 442,1	3 636,9	3 739,5	3 772,8	3 934,7	4 134,6	4 349,2	4 579,6
8	Тариф для Варианта № 3 без перехода в ценовую зону	руб/Гкал	1 954,1	2 327,4	2 494,7	2 640,8	2 737,1	2 830,8	2 927,8	3 028,2	3 132,1	3 239,7	3 342,5	3 442,1	3 636,9	3 739,5	3 772,8	3 934,7	4 134,6	4 349,2	4 579,6
	Примечание		Тариф альткотельной ниже тарифа конечного потребителя, в связи с чем учтено замораживание тарифа до окончания расчетного периода регулирования, в котором индикативный предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность) достигнет тарифа на тепловую энергию (мощность)																		
ЕТО № 15 ПАО «Омский каучук»																					
1	Вид топлива, преобладающий в системе теплоснабжения в течение периода	-	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ
2	Утвержденный тариф с учетом индексов МЭР	руб/Гкал	686,9	706,7	744,1	776,1	806,2	834,4	863,6	893,8	925,1	957,5	988,4	1 018,1	1 048,6	1 080,1	1 112,5	1 145,8	1 180,2	1 215,6	1 252,1
3	Разница тарифа альткотельной (строчка "4") и утвержденного тарифа с учетом индексов МЭР (строчка "2")	руб/Гкал	968,9	1 056,7	1 095,1	1 142,2	1 179,3	1 220,6	1 263,3	1 307,5	1 353,3	1 400,6	1 440,4	1 483,6	1 528,2	1 574,0	1 621,2	1 669,9	1 720,0	1 771,6	1 824,7
4	Тариф альткотельной, соответствующий преобладающему виду топлива в зоне действия ЕТО	руб/Гкал	1 655,8	1 763,4	1 839,2	1 918,3	1 985,4	2 054,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
5	Тариф альткотельной с учетом переходного периода	руб/Гкал	880,7	918,0	1 182,2	1 461,4	1 749,6	2 054,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
6	Тариф для Варианта № 1 без перехода в ценовую зону	руб/Гкал	686,9	706,7	744,1	776,1	806,2	834,4	863,6	893,8	925,1	957,5	988,4	1 018,1	1 048,6	1 080,1	1 112,5	1 145,8	1 180,2	1 215,6	1 252,1
7	Тариф для Варианта № 2 без перехода в ценовую зону	руб/Гкал	686,9	727,9	768,4	802,2	833,9	863,8	894,8	927,0	960,4	994,9	1 027,9	1 059,7	1 092,4	1 126,1	1 160,9	1 196,8	1 233,9	1 271,9	1 310,8
8	Тариф для Варианта № 3 без перехода в ценовую зону	руб/Гкал	686,9	727,9	768,4	802,2	833,9	863,8	894,8	927,0	960,4	994,9	1 027,9	1 059,7	1 092,4	1 126,1	1 160,9	1 196,8	1 233,9	1 271,9	1 310,8
ЕТО № 16 ООО «Комплекс ТеплоСервис»																					
1	Вид топлива, преобладающий в системе теплоснабжения в течение периода	-	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ
2	Утвержденный тариф с учетом индексов МЭР	руб/Гкал	1 989,4	1 834,8	1 979,0	2 085,2	2 176,7	2 263,2	2 342,4	2 424,4	2 509,2	2 597,1	2 688,0	2 768,6	2 851,6	2 937,2	3 025,3	3 116,1	3 209,6	3 305,8	3 405,0
3	Разница тарифа альткотельной (строчка "4") и утвержденного тарифа с учетом индексов МЭР (строчка "2")	руб/Гкал	-333,6	-71,4	-139,8	-166,9	-191,3	-208,2	-215,5	-223,1	-230,9	-239,0	-259,1	-266,9	-274,9	-283,1	-291,6	-300,4	-309,4	-318,7	-328,2
4	Тариф альткотельной, соответствующий преобладающему виду топлива в зоне действия ЕТО	руб/Гкал	1 655,8	1 763,4	1 839,2	1 918,3	1 985,4	2 054,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
5	Тариф альткотельной с учетом переходного периода	руб/Гкал	1 989,4	1 834,8	1 839,2	1 918,3	1 985,4	2 054,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
6	Тариф для Варианта № 1 без перехода в ценовую зону	руб/Гкал	1 989,4	1 834,8	1 979,0	2 085,2	2 176,7	2 263,2	2 345,0	2 429,9	2 518,3	2 609,7	2 697,3	2 781,9	2 868,1	2 957,4	3 049,3	3 144,5	3 243,2	3 345,0	3 450,6
7	Тариф для Варианта № 2 без перехода в ценовую зону	руб/Гкал	2 009,4	2 132,1	2 303,0	2 425,1	2 529,4	2 627,2	2 719,1	2 814,3	2 912,8	3 014,7	3 112,2	3 205,5	3 301,7	3 400,7	3 502,8	3 607,8	3 716,1	3 827,6	3 942,4
8	Тариф для Варианта № 3 без перехода в ценовую зону	руб/Гкал	2 009,4	2 132,1	2 303,0	2 425,1	2 529,4	2 627,2	2 719,1	2 814,3	2 912,8	3 014,7	3 112,2	3 205,5	3 301,7	3 400,7	3 502,8	3 607,8	3 716,1	3 827,6	3 942,4
	Примечание		Тариф альткотельной ниже тарифа конечного потребителя, в связи с чем учтено замораживание тарифа до окончания расчетного периода регулирования, в котором индикативный предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность) достигнет тарифа на тепловую энергию (мощность)																		

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
			A+1	A+2	A+3	A+4	A+5	A+6	A+7	A+8	A+9	A+10	A+11	A+12	A+13	A+14	A+15	A+16	A+17	A+18	A+19
дикативный предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность) достигнет тарифа на тепловую энергию (мощность)																					
ЕТО № 17 ООО «Энергопоставка»																					
1	Вид топлива, преобладающий в системе теплоснабжения в течение периода	-	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ
2	Утвержденный тариф с учетом индексов МЭР	руб/Гкал	1 973,4	2 110,9	2 222,7	2 318,3	2 408,0	2 492,3	2 579,5	2 669,8	2 763,2	2 860,0	2 952,4	3 040,9	3 132,2	3 226,1	3 322,9	3 422,6	3 525,3	3 631,0	3 740,0
3	Разница тарифа альткотельной (строчка "4") и утвержденного тарифа с учетом индексов МЭР (строчка "2")	руб/Гкал	-317,7	-347,5	-383,5	-400,0	-422,6	-437,3	-452,6	-468,5	-484,9	-501,9	-523,5	-539,2	-555,4	-572,1	-589,2	-606,9	-625,1	-643,9	-663,2
4	Тариф альткотельной, соответствующий преобладающему виду топлива в зоне действия ЕТО	руб/Гкал	1 655,8	1 763,4	1 839,2	1 918,3	1 985,4	2 054,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
5	Тариф альткотельной с учетом переходного периода	руб/Гкал	1 973,4	2 110,9	2 110,9	2 110,9	2 110,9	2 110,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
6	Тариф для Варианта № 1 без перехода в ценовую зону	руб/Гкал	1 973,4	2 113,4	2 222,7	2 318,3	2 408,0	2 492,3	2 579,5	2 669,8	2 763,2	2 860,0	2 952,4	3 040,9	3 132,2	3 226,1	3 322,9	3 422,6	3 525,3	3 631,0	3 740,0
7	Тариф для Варианта № 2 без перехода в ценовую зону	руб/Гкал	1 973,4	2 760,7	2 840,7	2 973,5	3 097,9	3 218,0	3 342,3	3 472,2	3 607,7	3 747,2	3 881,7	4 012,1	4 146,4	4 285,0	4 428,2	4 577,7	4 733,0	4 890,4	5 047,5
8	Тариф для Варианта № 3 без перехода в ценовую зону	руб/Гкал	1 973,4	2 760,7	2 840,7	2 973,5	3 097,9	3 218,0	3 342,3	3 472,2	3 607,7	3 747,2	3 881,7	4 012,1	4 146,4	4 285,0	4 428,2	4 577,7	4 733,0	4 890,4	5 047,5
	Примечание	Тариф альткотельной ниже тарифа конечного потребителя, в связи с чем учтено замораживание тарифа до окончания расчетного периода регулирования, в котором индикативный предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность) достигнет тарифа на тепловую энергию (мощность)																			
ЕТО № 18 АСУСО "Омский психоневрологический интернат"																					
1	Вид топлива, преобладающий в системе теплоснабжения в течение периода	-	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ
2	Утвержденный тариф с учетом индексов МЭР	руб/Гкал	4 662,0	5 124,5	5 439,5	5 673,4	5 872,0	6 077,5	6 290,2	6 510,4	6 738,3	6 974,1	7 183,3	7 398,8	7 620,8	7 849,4	8 084,9	8 327,4	8 577,3	8 834,6	9 099,6
3	Разница тарифа альткотельной (строчка "4") и утвержденного тарифа с учетом индексов МЭР (строчка "2")	руб/Гкал	-3 006,3	-3 361,1	-3 600,3	-3 755,1	-3 886,6	-4 022,6	-4 163,4	-4 309,1	-4 459,9	-4 616,0	-4 754,5	-4 897,1	-5 044,0	-5 195,4	-5 351,2	-5 511,8	-5 677,1	-5 847,4	-6 022,8
4	Тариф альткотельной, соответствующий преобладающему виду топлива в зоне действия ЕТО	руб/Гкал	1 655,8	1 763,4	1 839,2	1 918,3	1 985,4	2 054,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
5	Тариф альткотельной с учетом переходного периода	руб/Гкал	4 060,8	4 060,8	4 060,8	4 060,8	4 060,8	4 060,8	4 060,8	4 060,8	4 060,8	4 060,8	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
6	Тариф для Варианта № 1 без перехода в ценовую зону	руб/Гкал	4 662,0	5 124,5	5 439,5	5 720,3	5 936,9	6 143,9	6 358,1	6 579,8	6 809,3	7 046,7	7 273,7	7 492,1	7 717,2	7 841,0	8 076,6	8 319,3	8 569,2	8 826,8	9 092,1
7	Тариф для Варианта № 2 без перехода в ценовую зону	руб/Гкал	4 662,0	7 272,4	7 751,0	8 112,3	8 448,0	8 773,0	9 104,7	9 442,8	9 724,2	10 017,0	10 308,7	10 595,8	10 890,5	11 184,8	11 479,7	11 774,7	12 069,7	12 364,7	12 659,7
8	Тариф для Варианта № 3 без перехода в ценовую зону	руб/Гкал	4 662,0	7 272,4	7 751,0	8 112,3	8 448,0	8 773,0	9 104,7	9 442,8	9 724,2	10 017,0	10 308,7	10 595,8	10 890,5	11 184,8	11 479,7	11 774,7	12 069,7	12 364,7	12 659,7
	Примечание	Тариф альткотельной ниже тарифа конечного потребителя, в связи с чем учтено замораживание тарифа до окончания расчетного периода регулирования, в котором индикативный предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность) достигнет тарифа на тепловую энергию (мощность)																			
ЕТО № 19 БСУСО «Кировский дом-интернат для умственно-отсталых детей»																					
1	Вид топлива, преобладающий в системе теплоснабжения в течение периода	-	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ
2	Утвержденный тариф с учетом индексов МЭР	руб/Гкал	1 631,2	2 097,7	2 208,9	2 303,9	2 393,0	2 476,7	2 563,4	2 653,1	2 746,0	2 842,1	2 933,9	3 021,9	3 112,6	3 206,0	3 302,2	3 401,2	3 503,3	3 608,4	3 716,6
3	Разница тарифа альткотельной (строчка "4") и утвержденного тарифа с учетом индексов МЭР (строчка "2")	руб/Гкал	24,6	-334,3	-369,6	-385,5	-407,5	-421,8	-436,5	-451,8	-467,6	-484,0	-505,1	-520,2	-535,8	-551,9	-568,5	-585,5	-603,1	-621,2	-639,8
4	Тариф альткотельной, соответствующий преобладающему виду топлива в зоне действия ЕТО	руб/Гкал	1 655,8	1 763,4	1 839,2	1 918,3	1 985,4	2 054,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
5	Тариф альткотельной с учетом переходного периода	руб/Гкал	1 631,2	2 097,7	2 097,7	2 097,7	2 097,7	2 097,7	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
6	Тариф для Варианта № 1 без перехода в ценовую зону	руб/Гкал	1 631,2	2 097,7	2 208,9	2 303,9	2 393,0	2 476,7	2 563,4	2 653,1	2 746,0	2 842,1	2 933,9	3 021,9	3 112,6	3 206,0	3 302,2	3 401,2	3 503,3	3 608,4	3 716,6
7	Тариф для Варианта № 2 без перехода в ценовую зону	руб/Гкал	1 631,2	3 272,9	3 547,5	3 700,0	3 829,5	3 963,6	4 102,3	4 245,9	4 394,5	4 548,3	4 684,7	4 825,3	4 970,0	5 119,1	5 272,7	5 430,9	5 593,8	5 761,6	5 934,5
8	Тариф для Варианта № 3 без перехода в ценовую зону	руб/Гкал	1 631,2	3 272,9	3 547,5	3 700,0	3 829,5	3 963,6	4 102,3	4 245,9	4 394,5	4 548,3	4 684,7	4 825,3	4 970,0	5 119,1	5 272,7	5 430,9	5 593,8	5 761,6	5 934,5
ЕТО № 20 АО «Русь»																					
1	Вид топлива, преобладающий в системе теплоснабжения в течение периода	-	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ
2	Утвержденный тариф с учетом индексов МЭР	руб/Гкал	2 404,9	2 487,7	2 619,5	2 732,2	2 837,8	2 937,2	3 040,0	3 146,4	3 256,5	3 370,5	3 479,4	3 583,7	3 691,3	3 802,0	3 916,1	4 033,5	4 154,5	4 279,2	4 407,5
3	Разница тарифа альткотельной (строчка "4") и утвержденного тарифа с учетом индексов МЭР (строчка "2")	руб/Гкал	-749,1	-724,3	-780,3	-813,8	-852,4	-882,2	-913,1	-945,1	-978,1	-1 012,4	-1 050,5	-1 082,0	-1 114,5	-1 147,9	-1 182,4	-1 217,8	-1 254,4	-1 292,0	-1 330,8
4	Тариф альткотельной, соответствующий преобладающему виду топлива в зоне действия ЕТО	руб/Гкал	1 655,8	1 763,4	1 839,2	1 918,3	1 985,4	2 054,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
5	Тариф альткотельной с учетом переходного периода	руб/Гкал	2 404,9	2 487,7	2 487,7	2 487,7	2 487,7	2 487,7	2 487,7	2 487,7	2 487,7	2 487,7	2 487,7	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
6	Тариф для Варианта № 1 без перехода в ценовую зону	руб/Гкал	2 404,9	2 487,7	2 619,5	2 732,2	2 837,8	2 937,2	3 040,0	3 146,4	3 256,5	3 370,5	3 479,4	3 583,7	3 691,3	3 802,0	3 916,1	4 033,5	4 154,5	4 279,2	4 407,5
7	Тариф для Варианта № 2 без перехода в ценовую зону	руб/Гкал	2 404,9	2 487,7	2 619,5	2 732,2	2 837,8	2 937,2	3 040,0	3 146,4	3 256,5	3 370,5	3 479,4	3 583,7	3 691,3	3 802,0	3 916,1	4 033,5	4 154,5	4 279,2	4 407,5
8	Тариф для Варианта № 3 без перехода в ценовую зону	руб/Гкал	2 404,9	2 487,7	2 619,5	2 732,2	2 837,8	2 937,2	3 040,0	3 146,4	3 256,5	3 370,5	3 479,4	3 583,7	3 691,3	3 802,0	3 916,1	4 033,5	4 154,5	4 279,2	4 407,5
	Примечание	Тариф альткотельной ниже тарифа конечного потребителя, в связи с чем учтено замораживание тарифа до окончания расчетного периода регулирования, в котором индикативный предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность) достигнет тарифа на тепловую энергию (мощность)																			

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
			A+1	A+2	A+3	A+4	A+5	A+6	A+7	A+8	A+9	A+10	A+11	A+12	A+13	A+14	A+15	A+16	A+17	A+18	A+19
ЕТО № 21 ПАО "Сатурн"																					
1	Вид топлива, преобладающий в системе теплоснабжения в течение периода	-	мазут	мазут																	
2	Утвержденный тариф с учетом индексов МЭР	руб/Гкал	3 479,4	3 965,0																	
3	Разница тарифа альткотельной (строчка "4") и утвержденного тарифа с учетом индексов МЭР (строчка "2")	руб/Гкал	-1 149,2	-1 533,0																	
4	Тариф альткотельной, соответствующий преобладающему виду топлива в зоне действия ЕТО	руб/Гкал	2 330,2	2 432,0	Закрытие котельной. Переключение тепловой нагрузки потребителей на ТЭЦ-5 АО "ТГК-11"																
5	Тариф альткотельной с учетом переходного периода	руб/Гкал	3 479,4	3 479,4																	
6	Тариф для Варианта № 1 без перехода в ценовую зону	руб/Гкал	3 479,4	3 479,4																	
7	Тариф для Варианта № 2 без перехода в ценовую зону	руб/Гкал	3 479,4	3 479,4																	
8	Тариф для Варианта № 3 без перехода в ценовую зону	руб/Гкал	3 479,4	3 479,4																	
ЕТО № 22 ООО СМТ «Стройбетон»																					
1	Вид топлива, преобладающий в системе теплоснабжения в течение периода	-	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ
2	Утвержденный тариф с учетом индексов МЭР	руб/Гкал	1 527,1	1 659,7	1 748,3	1 823,5	1 887,3	1 953,4	2 021,7	2 092,5	2 165,7	2 241,5	2 308,8	2 378,0	2 449,4	2 522,8	2 598,5	2 676,5	2 756,8	2 839,5	2 924,7
3	Разница тарифа альткотельной (строчка "4") и утвержденного тарифа с учетом индексов МЭР (строчка "2")	руб/Гкал	128,7	103,7	90,9	94,8	98,1	101,6	105,1	108,8	112,6	116,6	120,1	123,7	127,4	131,2	135,1	139,2	143,4	147,7	152,1
4	Тариф альткотельной, соответствующий преобладающему виду топлива в зоне действия ЕТО	руб/Гкал	1 655,8	1 763,4	1 839,2	1 918,3	1 985,4	2 054,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
5	Тариф альткотельной с учетом переходного периода	руб/Гкал	1 552,8	1 659,7	1 839,2	1 918,3	1 985,4	2 054,9	2 126,9	2 201,3	2 278,3	2 358,1	2 428,8	2 501,7	2 576,7	2 654,1	2 733,7	2 815,7	2 900,2	2 987,2	3 076,8
6	Тариф для Варианта № 1 без перехода в ценовую зону	руб/Гкал	1 527,1	1 659,7	1 748,3	1 823,5	1 887,3	1 953,4	2 021,7	2 092,5	2 165,7	2 241,5	2 308,8	2 378,0	2 449,4	2 522,8	2 598,5	2 676,5	2 756,8	2 839,5	2 924,7
7	Тариф для Варианта № 2 без перехода в ценовую зону	руб/Гкал	1 527,1	1 659,7	2 231,5	2 302,7	2 369,1	2 424,0	2 175,6	2 252,6	2 331,1	2 408,9	2 442,1	2 487,9	2 545,5	2 609,6	2 678,5	2 763,5	2 854,1	2 935,9	3 020,6
8	Тариф для Варианта № 3 без перехода в ценовую зону	руб/Гкал	1 527,1	1 659,7	2 231,5	2 302,7	2 369,1	2 424,0	2 175,6	2 252,6	2 331,1	2 408,9	2 442,1	2 487,9	2 545,5	2 609,6	2 678,5	2 763,5	2 854,1	2 935,9	3 020,6
	Примечание	Тариф альткотельной ниже тарифа конечного потребителя, в связи с чем учтено замораживание тарифа до окончания расчетного периода регулирования, в котором индикативный предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность) достигнет тарифа на тепловую энергию (мощность)																			

3. Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения

3.1. Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения для ЕТО № 1 АО "ОмскРТС"

В ходе расчетов экономической эффективности проектов были получены следующие результаты для Варианта № 1:

- Инвестиции – 33 660 813,93 тыс. руб.
- NPV проекта – 1 012 740,23 тыс. руб.
- IRR – 18,7%.
- Срок окупаемости – 9,06 лет.
- Дисконтированный срок окупаемости – 11,15 лет.

В ходе расчетов экономической эффективности проектов были получены следующие результаты для Варианта № 2:

- Инвестиции – 95 768 977,68 тыс. руб.
- NPV проекта – 1 188 149,31 тыс. руб.
- IRR – 22,3%.
- Срок окупаемости – 7,9 лет.
- Дисконтированный срок окупаемости – 8,48 лет.

В ходе расчетов экономической эффективности проектов были получены следующие результаты для Варианта № 3:

- Инвестиции – 99 328 138,91 тыс. руб.
- NPV проекта – -41 357,36 тыс. руб.
- IRR – в связи с тем, что NPV отрицателен, IRR не рассчитывается.
- Срок окупаемости – 23,4 лет.
- Дисконтированный срок окупаемости – 28,6 лет.

Сравнение тарифа конечного потребителя ЕТО № 1 по Вариантам № 1, № 2, № 3 роста тарифа в соответствии с индексами МЭР, а также тарифа ценовой зоны отображены на рисунке 83.

На основании выполненных расчетов можно сделать следующий вывод – реализация мероприятий, запланированных инвестпрограммой ЕТО № 1 вызовет рост тарифа конечного потребителя тепловой энергии по сравнению со значениями тарифа, рассчитанного с учетом индексов МЭР (Рисунок 83).

Превышение тарифа с инвестиционной составляющей над тарифом с индексом МЭР по Варианту № 1 составит до 4,02%.

Превышение тарифа с инвестиционной составляющей над тарифом с индексом МЭР по Варианту № 2 составит до 20,6%.

Превышение тарифа с инвестиционной составляющей над тарифом с индексом МЭР по Варианту № 3 составит до 20,6%.

Вариант № 1. Запланированный в Мастер-Плане объем мероприятий по Варианту № 1 незначительно увеличивает тариф потребителей. Это связано с ростом полезного отпуска тепловой энергии, позволяющим снизить себестоимость тарифа и провести за счет полученной экономии весь объем запланированной реконструкции тепловых сетей.

Вариант № 2 увеличивает тариф конечного потребителя до 20,6%, при этом не превышая тариф ценовой зоны.

На основании приведенных данных Вариант № 2 может быть рекомендован к реализации поскольку обладает лучшими технико-экономическими показателями. Однако реализация всех мероприятий, заложенных в Вариант № 2, потребует либо привлечения бюджетного финансирования, либо перехода в ценовую зону.

Вариант № 3 увеличивает тариф конечного потребителя до 20,6%, при этом не превышая тариф ценовой зоны.

На основании приведенных данных Вариант № 3 не может быть рекомендован к реализации, т.к. NPV по проекту отрицателен и срок окупаемости проекта превышает срок окупаемости по Варианту 2.

Один из факторов, позволяющий выполнить запланированный в Мастер-Плане объем мероприятий – рост полезного отпуска тепловой энергии за счет переключения неэффективных котельных на ТЭЦ, позволяющий снизить себестоимость тарифа и провести за счет полученной экономии запланированную реконструкцию тепловых сетей.

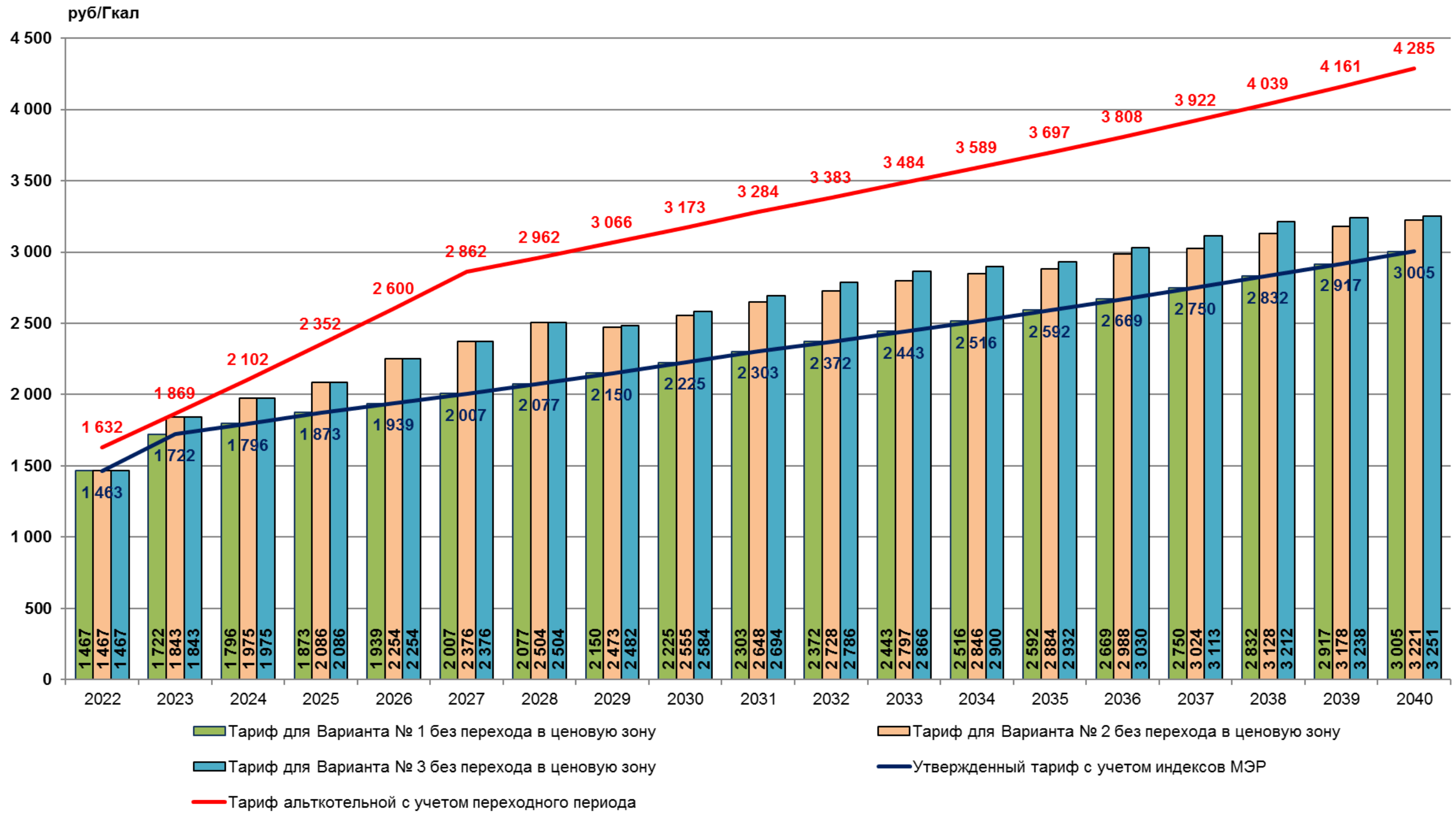


Рисунок 83. Сравнение роста тарифов ЕТО № 1

3.2.Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения для ЕТО № 2 МП г. Омска "Тепловая компания"

В ходе расчетов экономической эффективности проектов были получены следующие результаты для Варианта № 1:

- Инвестиции – 4 951 776,79 тыс. руб.
- NPV проекта – 237 875,17 тыс. руб.
- IRR – 15%.
- Срок окупаемости – 18,1 лет.
- Дисконтированный срок окупаемости – 18,8 лет.

В ходе расчетов экономической эффективности проектов были получены следующие результаты для Варианта № 2:

- Инвестиции – 14 086 005,66 тыс. руб.
- NPV проекта – 493 062,90 тыс. руб.
- IRR – 29,5%.
- Срок окупаемости – 2,171 лет.
- Дисконтированный срок окупаемости – 2,197 лет.

Вариант № 3 аналогичен Варианту № 2.

Сравнение тарифа конечного потребителя ЕТО № 2 по Вариантам № 1, № 2 роста тарифа в соответствии с индексами МЭР, а так же тарифа ценовой зоны отображены на рисунке 84.

Тариф конечного потребителя по Варианту № 3 аналогичен Варианту № 2.

На основании выполненных расчетов можно сделать следующий вывод – реализация мероприятий, запланированных инвестпрограммой ЕТО № 2 вызовет рост тарифа конечного потребителя тепловой энергии по сравнению со значениями тарифа, рассчитанного с учетом индексов МЭР (Рисунок 84).

Превышение тарифа с инвестиционной составляющей над тарифом с индексом МЭР по Варианту № 1 составит до 0,58%.

Превышение тарифа с инвестиционной составляющей над тарифом с индексом МЭР по Варианту № 2 составит до 31,05%.

Вариант № 1. Запланированный в Мастер-Плане объем мероприятий по Варианту № 1 незначительно увеличивает тариф потребителей. Это связано с ростом полезного отпуска тепловой энергии, позволяющим снизить себестоимость тарифа и провести за счет полученной экономии весь объем запланированной реконструкции тепловых сетей.

Вариант № 2 увеличивает тариф конечного потребителя до 31,92%, при этом превышая тариф ценовой зоны на 19,03%.

На основании приведенных данных Вариант № 2 может быть рекомендован к реализации поскольку обладает лучшими показателями экономической эффективности. Однако переход ЕТО № 2 в ценовую зону приведет к снижению тарифа на теплоснабжение потребителей и сократит источники финансирования для выполнения запланированных мероприятий. Таким образом, для выполнения всех мероприятий, заложенных в Вариант № 2, потребуется привлечение бюджетного финансирования, либо передача части объектов теплоснабжения (котельных и тепловых сетей) другим ЕТО, у которых тариф на теплоснабжение после перехода в ценовую зону увеличится (например, ЕТО № 1). Конкретный перечень передаваемых объектов может быть определен при согласовании параметров ценовой зоны между администрацией и теплоснабжающими организациями г. Омска.

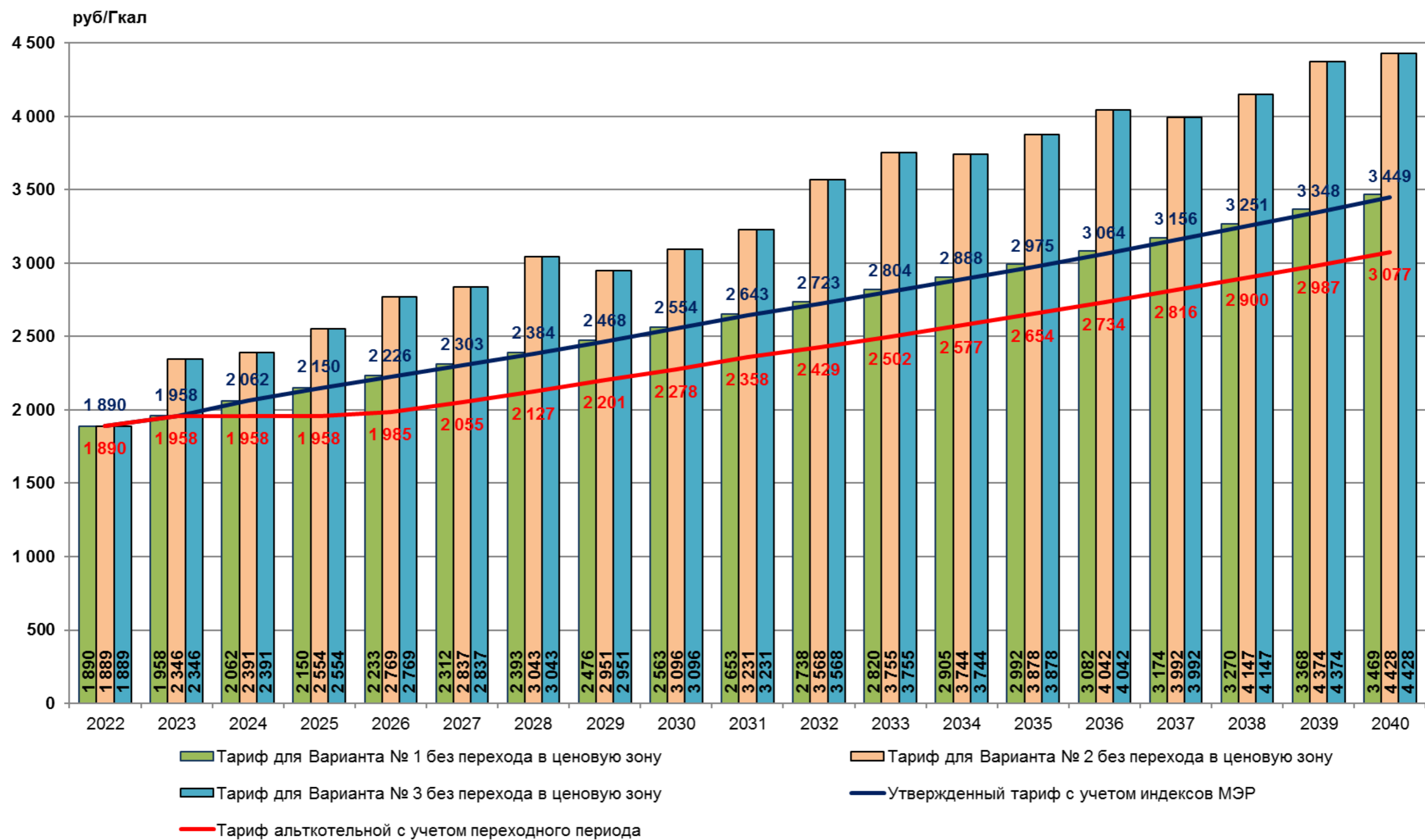


Рисунок 84. Сравнение роста тарифов ЕТО № 2 с учетом технического перевооружения и роста тарифа, прогнозируемого в соответствии с индексами МЭР по Варианту развития № 1

3.3.Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения ЕТО № 3 ПО «Полет» филиал ФГУП «ГКНПЦ им. М.В. Хруничева

В ходе расчетов экономической эффективности проектов были получены следующие результаты для Варианта № 1:

- Инвестиции – 131 318,91 тыс. руб.
- NPV проекта – -52 414,40 тыс. руб.
- IRR – в связи с тем, что NPV отрицательный, IRR не рассчитывается
- Срок окупаемости – 28,4 года.
- Дисконтированный срок окупаемости – 35,16 лет.

В ходе расчетов экономической эффективности проектов были получены следующие результаты для Варианта № 2:

- Инвестиции – 303 946,65 тыс. руб.
- NPV проекта – 21 096,38 тыс. руб.
- IRR – 18,13%.
- Срок окупаемости – 6,28 лет.
- Дисконтированный срок окупаемости – 6,84 лет.

Вариант № 3 аналогичен Варианту № 2.

Сравнение тарифа конечного потребителя ЕТО № 3 по Вариантам № 1, № 2 роста тарифа в соответствии с индексами МЭР, а так же тарифа ценовой зоны отображены на рисунках 85 и 86.

Тариф конечного потребителя по Варианту № 3 аналогичен Варианту № 2.

На основании выполненных расчетов можно сделать следующий вывод – реализация мероприятий, запланированных инвестпрограммой ЕТО № 3 вызовет рост тарифа конечного потребителя тепловой энергии по сравнению со значениями тарифа, рассчитанного с учетом индексов МЭР (Рисунок 85 и Рисунок 86).

Превышение тарифа с инвестиционной составляющей над тарифом с индексом МЭР по Варианту № 1 составит до 0,36%.

Превышение тарифа с инвестиционной составляющей над тарифом с индексом МЭР по Варианту № 2 составит до 61,74%.

Вариант № 1. Запланированный в Мастер-Плане объем мероприятий по Варианту № 1 незначительно увеличивает тариф потребителей. Это связано с ростом полезного отпуска тепловой энергии, позволяющим снизить себестоимость тарифа и провести за счет полученной экономии весь объем запланированной реконструкции тепловых сетей.

Вариант № 2 увеличивает тариф конечного потребителя до 61,74%, при этом превышая тариф ценовой зоны на 30,86%.

На основании приведенных данных Вариант № 2 может быть рекомендован к реализации поскольку обладает лучшими технико-экономическими показателями. Однако реализация всех мероприятий, заложенных в Вариант № 2, потребует либо привлечения бюджетного финансирования, либо перехода в ценовую зону.

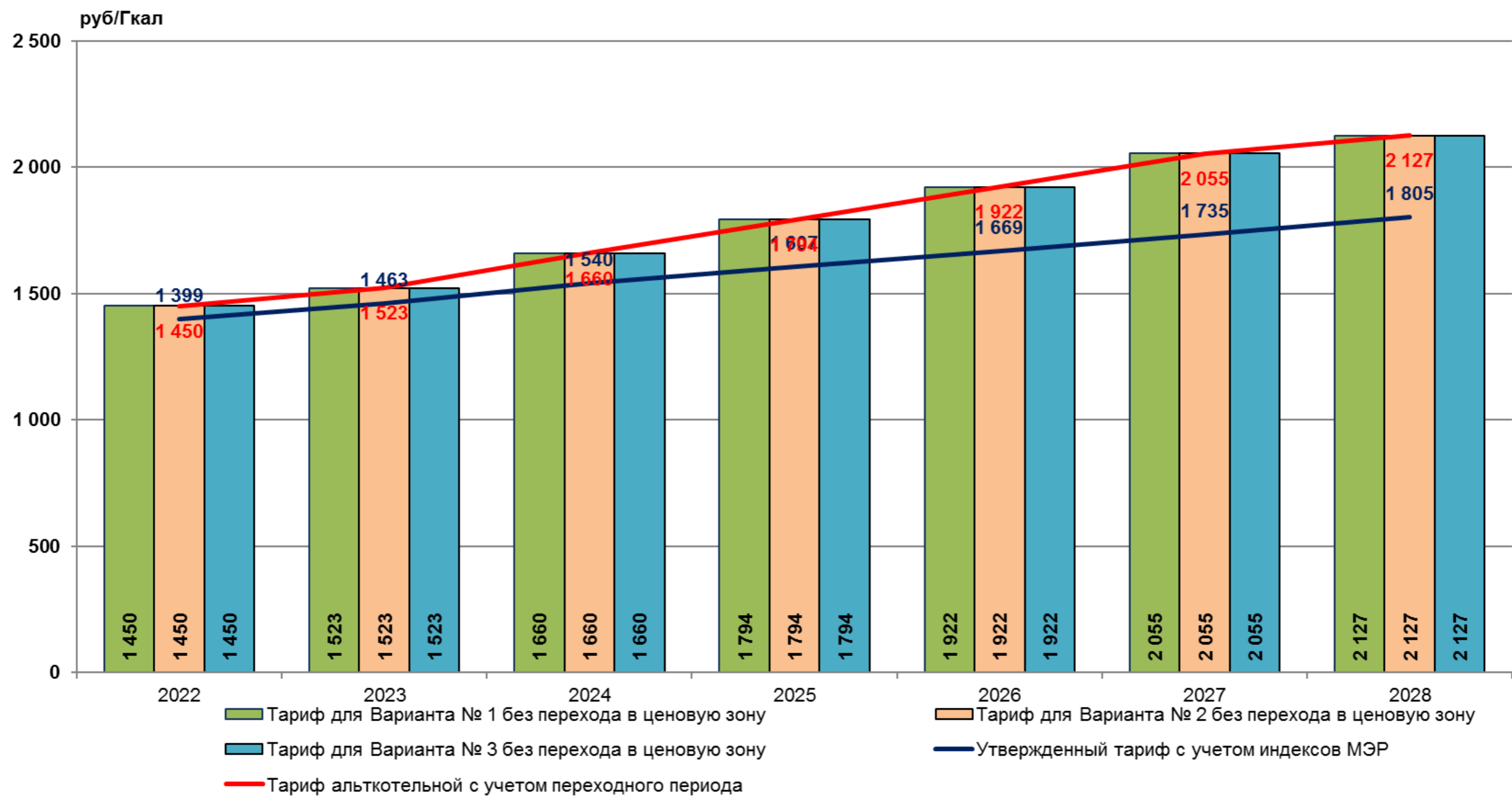


Рисунок 85. Сравнение роста тарифов ЕТО № 3, котельная О с учетом технического перевооружения и роста тарифа, прогнозируемого в соответствии с индексами МЭР

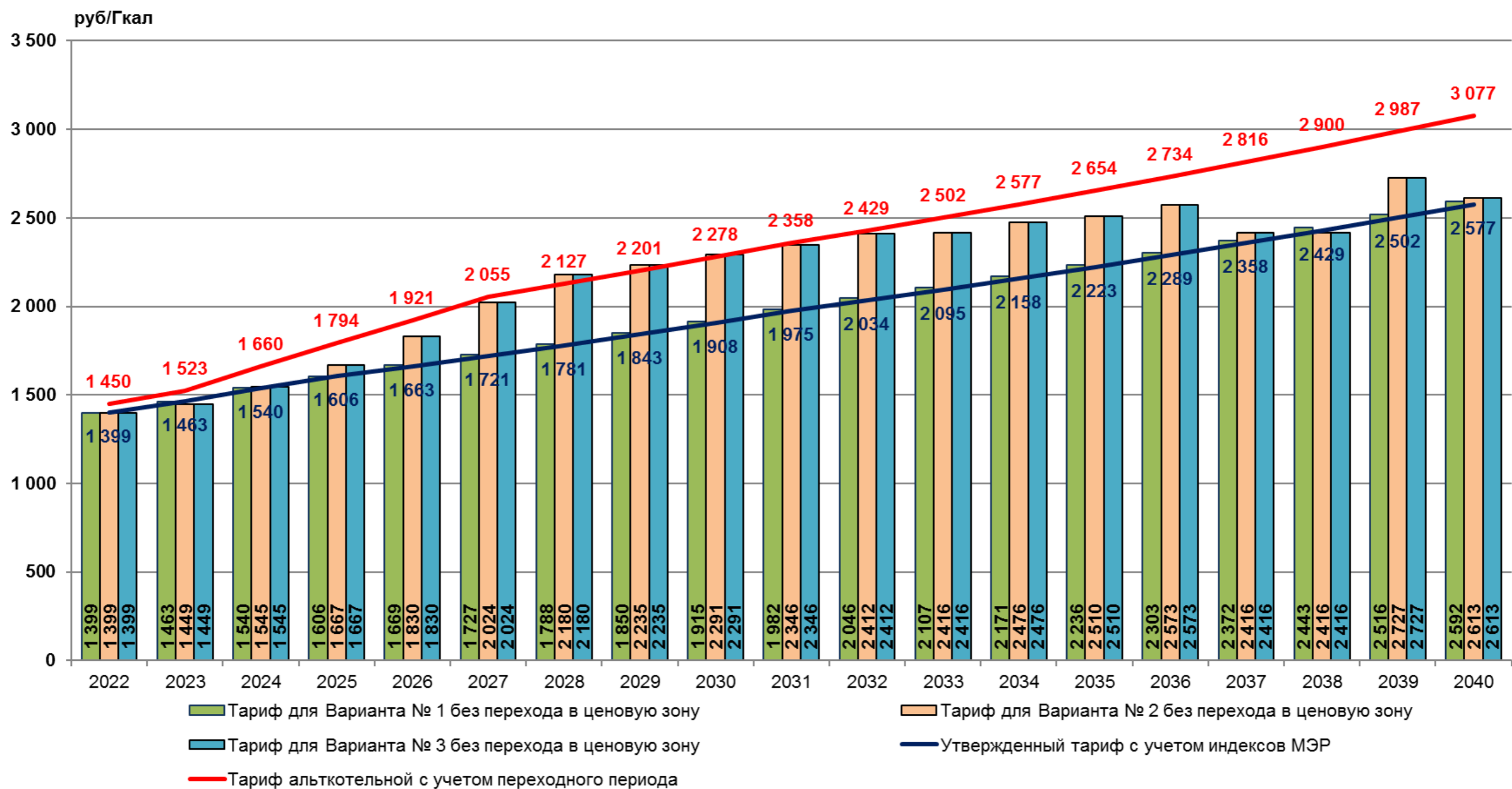


Рисунок 86. Сравнение роста тарифов ЕТО № 3, котельная Г с учетом технического перевооружения и роста тарифа, прогнозируемого в соответствии с индексами МЭР

3.4.Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения ЕТО № 4 ООО «ОМСКТЕХУГЛЕРОД»

В ходе расчетов экономической эффективности проектов были получены следующие результаты для Варианта № 1:

- Инвестиции – 2 222 599,82 тыс. руб.
- NPV проекта – - 336 835,64 тыс. руб.
- IRR – в связи с тем, что NPV отрицателен в течение всего рассматриваемого периода, IRR не рассчитывается.
- Срок окупаемости – 15,98 лет.
- Дисконтированный срок окупаемости – 21,9 лет.

В ходе расчетов экономической эффективности проектов были получены следующие результаты для Варианта № 2:

- Инвестиции – 7 061 839,50 тыс. руб.
- NPV проекта – -148 356,81 тыс. руб.
- IRR – в связи с тем, что NPV отрицателен в течение всего рассматриваемого периода, IRR не рассчитывается.
- Срок окупаемости – 11,326 лет.
- Дисконтированный срок окупаемости – 21,03 лет.

Вариант № 3 аналогичен Варианту № 2.

Сравнение тарифа конечного потребителя ЕТО № 4 по Вариантам № 1, № 2 роста тарифа в соответствии с индексами МЭР, а так же тарифа ценовой зоны отображены на рисунке 87.

Тариф конечного потребителя по Варианту № 3 аналогичен Варианту № 2.

На основании выполненных расчетов можно сделать следующий вывод – реализация мероприятий, запланированных инвестпрограммой ЕТО № 4 вызовет рост тарифа конечного потребителя тепловой энергии по сравнению со значениями тарифа, рассчитанного с учетом индексов МЭР (Рисунок 87).

Превышение тарифа с инвестиционной составляющей над тарифом с индексом МЭР по Варианту № 1 составит до 0,27%.

Превышение тарифа с инвестиционной составляющей над тарифом с индексом МЭР по Варианту № 2 составит до 25,11%.

Вариант № 1. Запланированный в Мастер-Плане объем мероприятий по Варианту № 1 незначительно увеличивает тариф потребителей. Это связано с ростом полезного

отпуска тепловой энергии, позволяющим снизить себестоимость тарифа и провести за счет полученной экономии весь объем запланированной реконструкции тепловых сетей.

Вариант № 2 увеличивает тариф конечного потребителя до 25,11%, при этом превышая тариф ценовой зоны на 20,75%.

На основании приведенных данных Вариант № 2 может быть рекомендован к реализации поскольку обладает лучшими технико-экономическими показателями. Однако реализация всех мероприятий, заложенных в Вариант № 2, потребует либо привлечения бюджетного финансирования, либо перехода в ценовую зону.

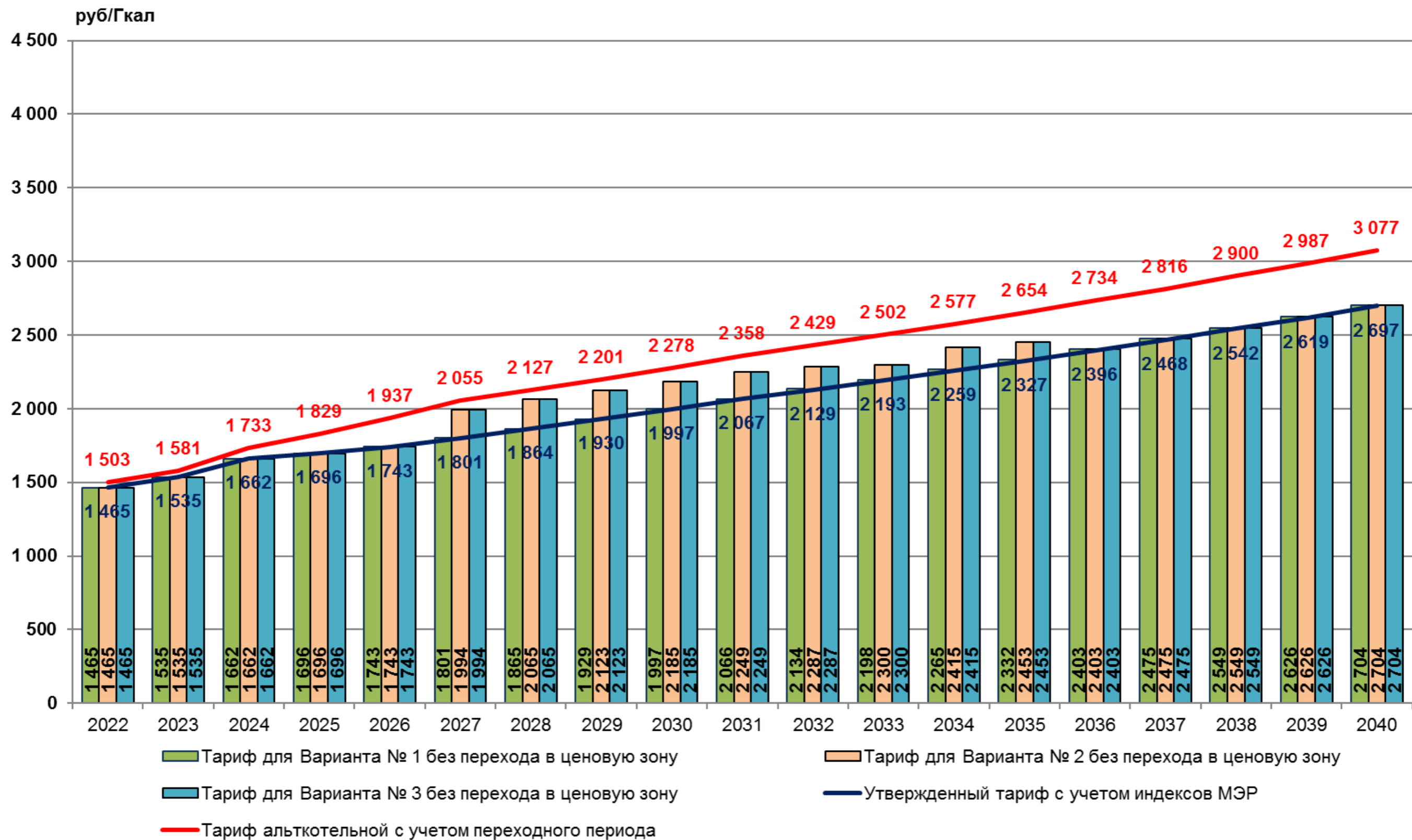


Рисунок 87. Сравнение роста тарифов ЕТО № 4 с учетом технического перевооружения и роста тарифа, прогнозируемого в соответствии с индексами МЭР

3.5.Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения ЕТО № 5 АО «Омскшина»

Мероприятия по Варианту № 1 отсутствуют.

В ходе расчетов экономической эффективности проектов были получены следующие результаты для Варианта № 2:

- Инвестиции – 670 536,70 тыс. руб.
- NPV проекта – - 12 106,88 тыс. руб.
- IRR – в связи с тем, что NPV отрицателен в течение всего рассматриваемого периода, IRR не рассматривается.
- Срок окупаемости – 24,03 лет.
- Дисконтированный срок окупаемости – 31,04 лет.

Вариант № 3 аналогичен Варианту № 2.

Сравнение тарифа конечного потребителя ЕТО № 5 по Варианту № 2 роста тарифа в соответствии с индексами МЭР, а так же тарифа ценовой зоны отображены на рисунке 88.

Тариф конечного потребителя по Варианту № 3 аналогичен Варианту № 2.

На основании выполненных расчетов можно сделать следующий вывод – реализация мероприятий, запланированных инвестпрограммой ЕТО № 5 вызовет рост тарифа конечного потребителя тепловой энергии по сравнению со значениями тарифа, рассчитанного с учетом индексов МЭР (Рисунок 88).

Превышение тарифа с инвестиционной составляющей над тарифом с индексом МЭР по Варианту № 2 составит до 8,73%.

Вариант № 2 увеличивает тариф конечного потребителя, но тариф ценовой зоны превышает тариф конечного потребителя на 44,63%.

На основании приведенных данных Вариант № 2 может быть рекомендован к реализации поскольку обладает лучшими технико-экономическими показателями. Однако реализация всех мероприятий, заложенных в Вариант № 2, потребует либо привлечения бюджетного финансирования, либо перехода в ценовую зону.

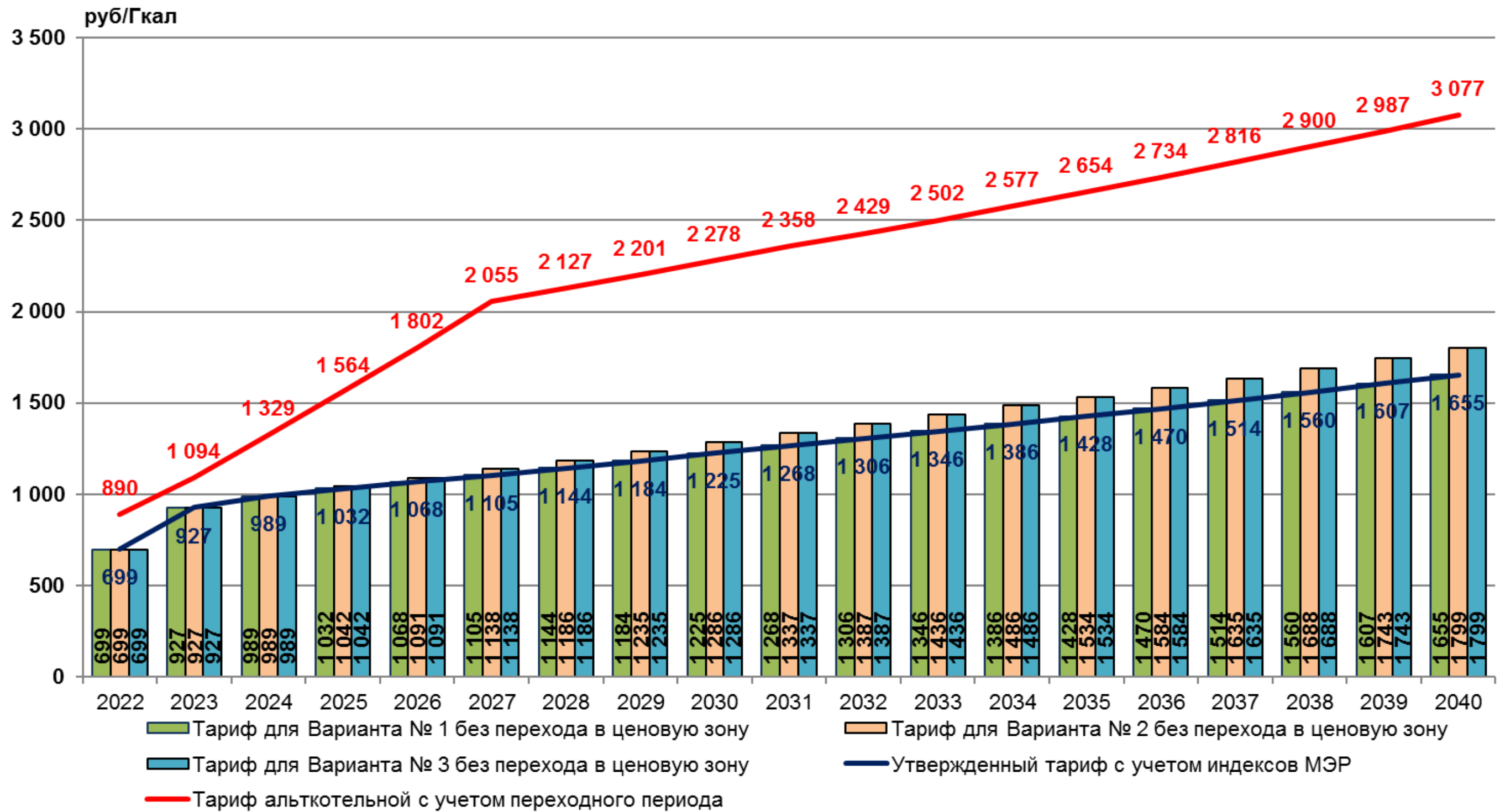


Рисунок 88. Сравнение роста тарифов ЕТО № 5 с учетом технического перевооружения и роста тарифа, прогнозируемого в соответствии с индексами МЭР

3.6.Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения ЕТО № 6 ООО «ПТЭ»

В ходе расчетов экономической эффективности проектов были получены следующие результаты для Варианта № 1:

- Инвестиции – 70 009,93 тыс. руб.
- NPV проекта – 23 771,01 тыс. руб.
- IRR – в связи с тем, что срок окупаемости проекта менее года, показатель не вычисляется.
- Срок окупаемости – срок окупаемости проекта менее года.
- Дисконтированный срок окупаемости – срок окупаемости проекта менее года.

В ходе расчетов экономической эффективности проектов были получены следующие результаты для Варианта № 2:

- Инвестиции – 270 447,75 тыс. руб.
- NPV проекта – 57 010,34 тыс. руб.
- IRR – в связи с тем, что срок окупаемости проекта менее года, показатель не вычисляется.
- Срок окупаемости – срок окупаемости проекта менее года.
- Дисконтированный срок окупаемости – срок окупаемости проекта менее года.

Вариант № 3 аналогичен Варианту № 2.

Сравнение тарифа конечного потребителя ЕТО № 6 по Вариантам № 1, № 2 роста тарифа в соответствии с индексами МЭР, а так же тарифа ценовой зоны отображены на рисунке 89.

Тариф конечного потребителя по Варианту № 3 аналогичен Варианту № 2.

На основании выполненных расчетов можно сделать следующий вывод – реализация мероприятий, запланированных инвестпрограммой ЕТО № 6 вызовет рост тарифа конечного потребителя тепловой энергии по сравнению со значениями тарифа, рассчитанного с учетом индексов МЭР (Рисунок 89).

Превышение тарифа с инвестиционной составляющей над тарифом с индексом МЭР по Варианту № 1 составит до 1,87%.

Превышение тарифа с инвестиционной составляющей над тарифом с индексом МЭР по Варианту № 2 составит до 11,88%.

Вариант № 1. Запланированный в Мастер-Плане объем мероприятий по Варианту № 1 незначительно увеличивает тариф потребителей. Это связано с ростом полезного

отпуска тепловой энергии, позволяющим снизить себестоимость тарифа и провести за счет полученной экономии весь объем запланированной реконструкции тепловых сетей.

Вариант № 2 увеличивает тариф конечного потребителя до 11,88%, при этом тариф ценовой зоны на превышает тариф конечного потребителя на 13,42%.

На основании приведенных данных Вариант № 2 может быть рекомендован к реализации поскольку обладает лучшими технико-экономическими показателями. Однако реализация всех мероприятий, заложенных в Вариант № 2, потребует либо привлечения бюджетного финансирования, либо перехода в ценовую зону.

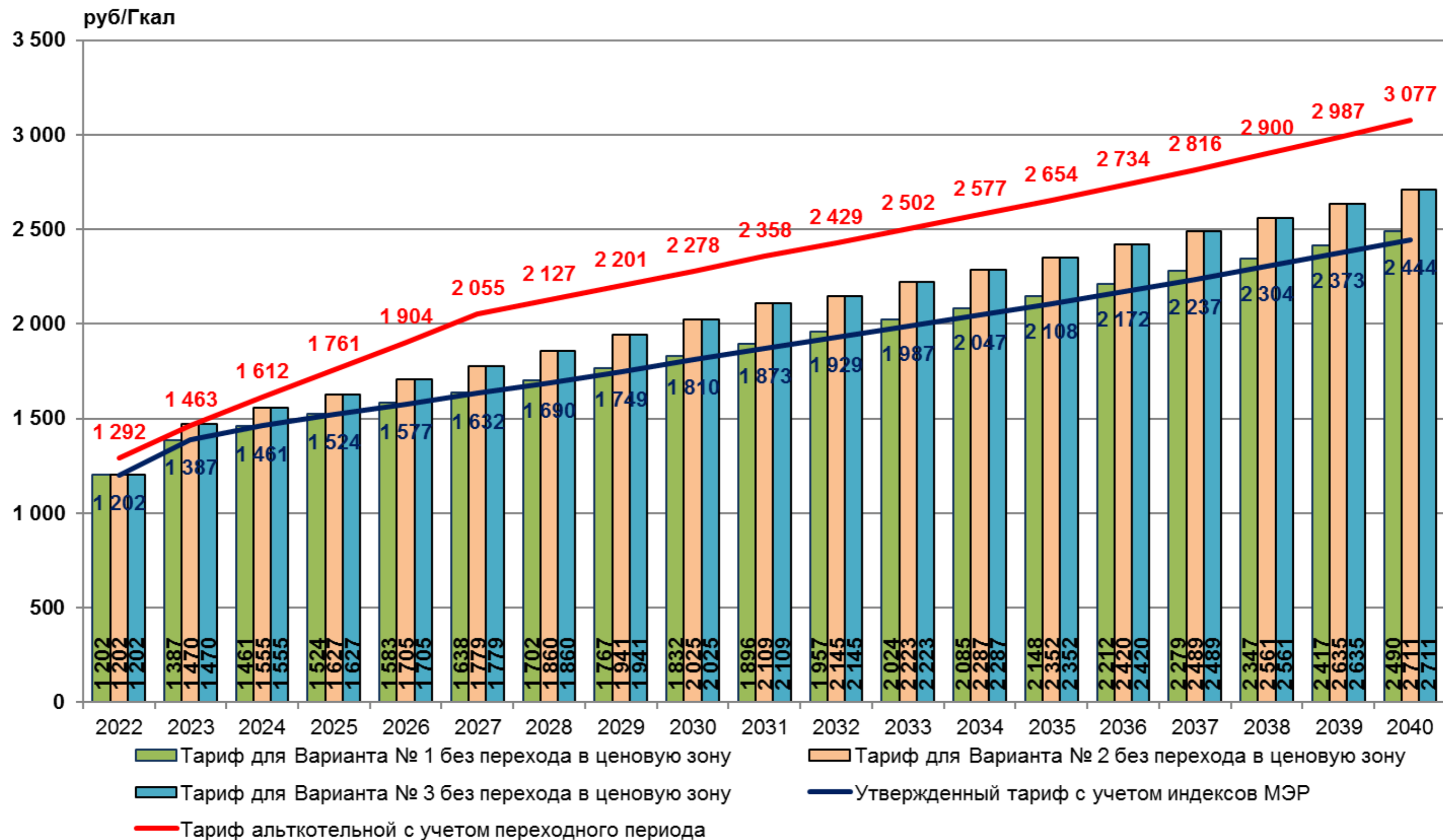


Рисунок 89. Сравнение роста тарифов ЕТО № 6 с учетом технического перевооружения и роста тарифа, прогнозируемого в соответствии с индексами МЭР

3.7.Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения ЕТО № 7 АО «ОНИИП»

В ходе расчетов экономической эффективности проектов были получены следующие результаты для Варианта № 1:

- Инвестиции – 448 973,35 тыс. руб.
- NPV проекта – 359 302,36 тыс. руб.
- IRR – в связи с тем, что срок окупаемости проекта менее года, IRR не вычисляется
- Срок окупаемости – менее года.
- Дисконтированный срок окупаемости – менее года.

В ходе расчетов экономической эффективности проектов были получены следующие результаты для Варианта № 2:

- Инвестиции – 2 069 374,23 тыс. руб.
- NPV проекта – -4 504,30 тыс. руб.
- IRR – в связи с тем, что NPV отрицателен в течение всего рассматриваемого периода, IRR не рассматривается.
- Срок окупаемости – 23,4 лет.
- Дисконтированный срок окупаемости – 25,1 лет.

Вариант № 3 аналогичен Варианту № 2.

Сравнение тарифа конечного потребителя ЕТО № 7 по Вариантам № 1, № 2 роста тарифа в соответствии с индексами МЭР, а так же тарифа ценовой зоны отображены на рисунок 90.

Тариф конечного потребителя по Варианту № 3 аналогичен Варианту № 2.

На основании выполненных расчетов можно сделать следующий вывод – реализация мероприятий, запланированных инвестпрограммой ЕТО № 7 вызовет рост тарифа конечного потребителя тепловой энергии по сравнению со значениями тарифа, рассчитанного с учетом индексов МЭР (Рисунок 90).

Превышение тарифа с инвестиционной составляющей над тарифом с индексом МЭР по Варианту № 1 составит до 0,01%.

Превышение тарифа с инвестиционной составляющей над тарифом с индексом МЭР по Варианту № 2 составит до 47,72%.

Вариант № 1. Запланированный в Мастер-Плане объем мероприятий по Варианту № 1 незначительно увеличивает тариф потребителей. Это связано с ростом полезного отпуска тепловой энергии, позволяющим снизить себестоимость тарифа и провести за счет полученной экономии весь объем запланированной реконструкции тепловых сетей.

Вариант № 2 увеличивает тариф конечного потребителя до 47,72%, при этом превышает тариф ценовой зоны на 68,91%.

На основании приведенных данных Вариант № 1 может быть рекомендован к реализации поскольку обладает лучшими показателями экономической эффективности и может быть реализован за счет средств установленного тарифа.

Переход ЕТО № 7 в ценовую зону приведет к снижению тарифа на теплоснабжение потребителей и сократит источники финансирования для выполнения запланированных мероприятий. Таким образом, для выполнения всех мероприятий, заложенных в Вариант № 2, потребуется привлечение бюджетного финансирования, либо передача части объектов теплоснабжения (котельных и тепловых сетей) другим ЕТО, у которых тариф на теплоснабжение после перехода в ценовую зону увеличится (например, ЕТО № 1). Конкретный перечень передаваемых объектов может быть определен при согласовании параметров ценовой зоны между администрацией и теплоснабжающими организациями г. Омска.

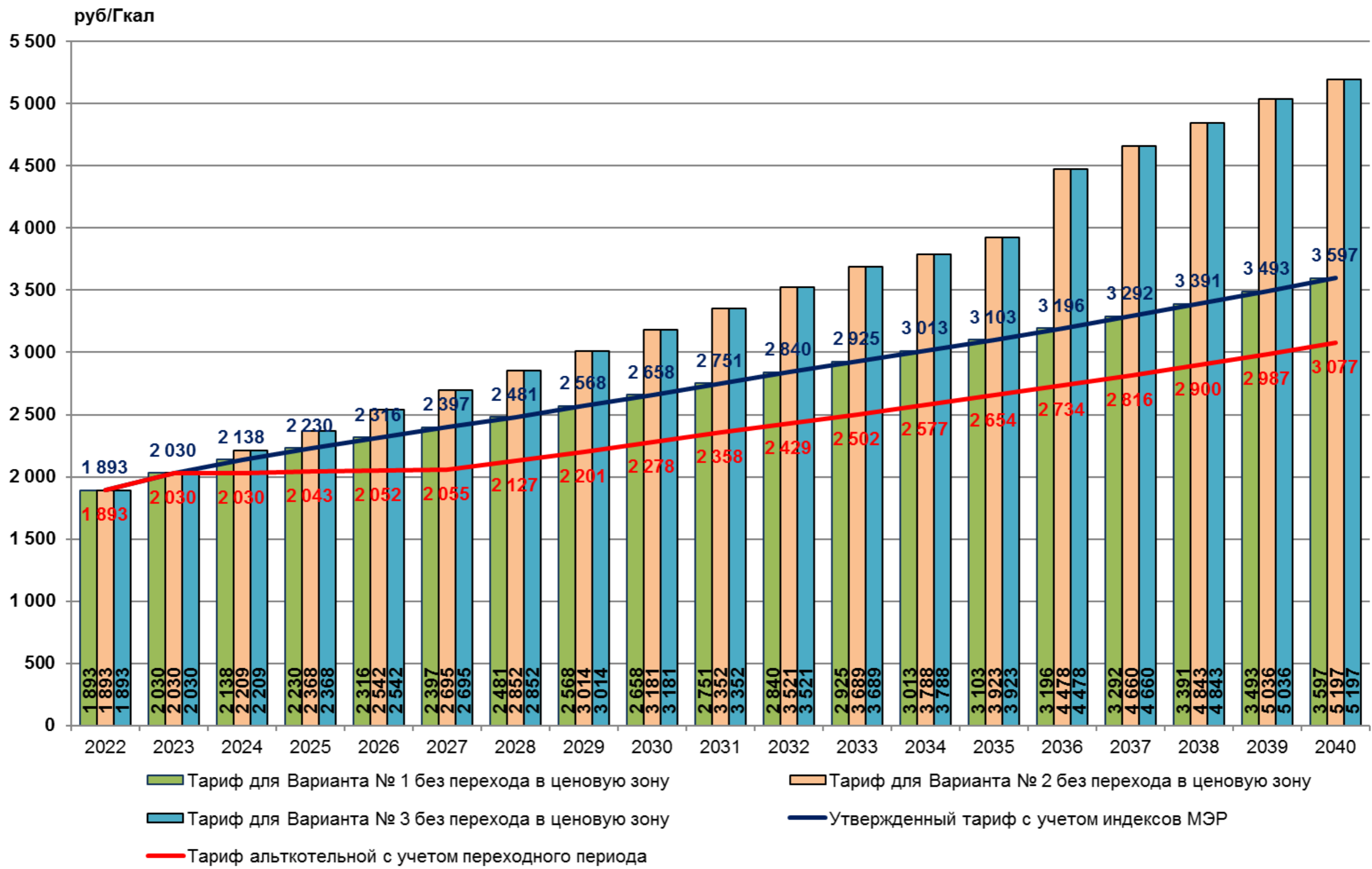


Рисунок 90. Сравнение роста тарифов ЕТО № 7 с учетом технического перевооружения и роста тарифа, прогнозируемого в соответствии с индексами МЭР

3.8.Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения ЕТО № 8 ФГБУ ЦЖКУ по ЦВО МО РФ

Мероприятия по Варианту № 1 отсутствуют.

В ходе расчетов экономической эффективности проектов были получены следующие результаты для Варианта № 2:

- Инвестиции – 161 006,55 тыс. руб.
- NPV проекта – 112,12 тыс. руб.
- IRR – в связи с тем, что срок окупаемости проекта менее года, IRR не вычисляется.
- Срок окупаемости – менее года.
- Дисконтированный срок окупаемости – менее года.

Вариант № 3 аналогичен Варианту № 2.

Сравнение тарифа конечного потребителя ЕТО № 8 по Варианту № 2 роста тарифа в соответствии с индексами МЭР, а так же тарифа ценовой зоны отображены на рисунке 91.

Тариф конечного потребителя по Варианту № 3 аналогичен Варианту № 2.

На основании выполненных расчетов можно сделать следующий вывод – реализация мероприятий, запланированных инвестпрограммой ЕТО № 8 вызовет рост тарифа конечного потребителя тепловой энергии по сравнению со значениями тарифа, рассчитанного с учетом индексов МЭР (Рисунок 91).

Превышение тарифа с инвестиционной составляющей над тарифом с индексом МЭР по Варианту № 2 составит до 0,4%.

Вариант № 2 увеличивает тариф конечного потребителя, но тариф ценовой зоны превышает тариф конечного потребителя на 3,84%.

На основании приведенных данных Вариант № 2 может быть рекомендован к реализации поскольку обладает лучшими технико-экономическими показателями. Однако реализация всех мероприятий, заложенных в Вариант № 2, потребует либо привлечения бюджетного финансирования, либо перехода в ценовую зону.

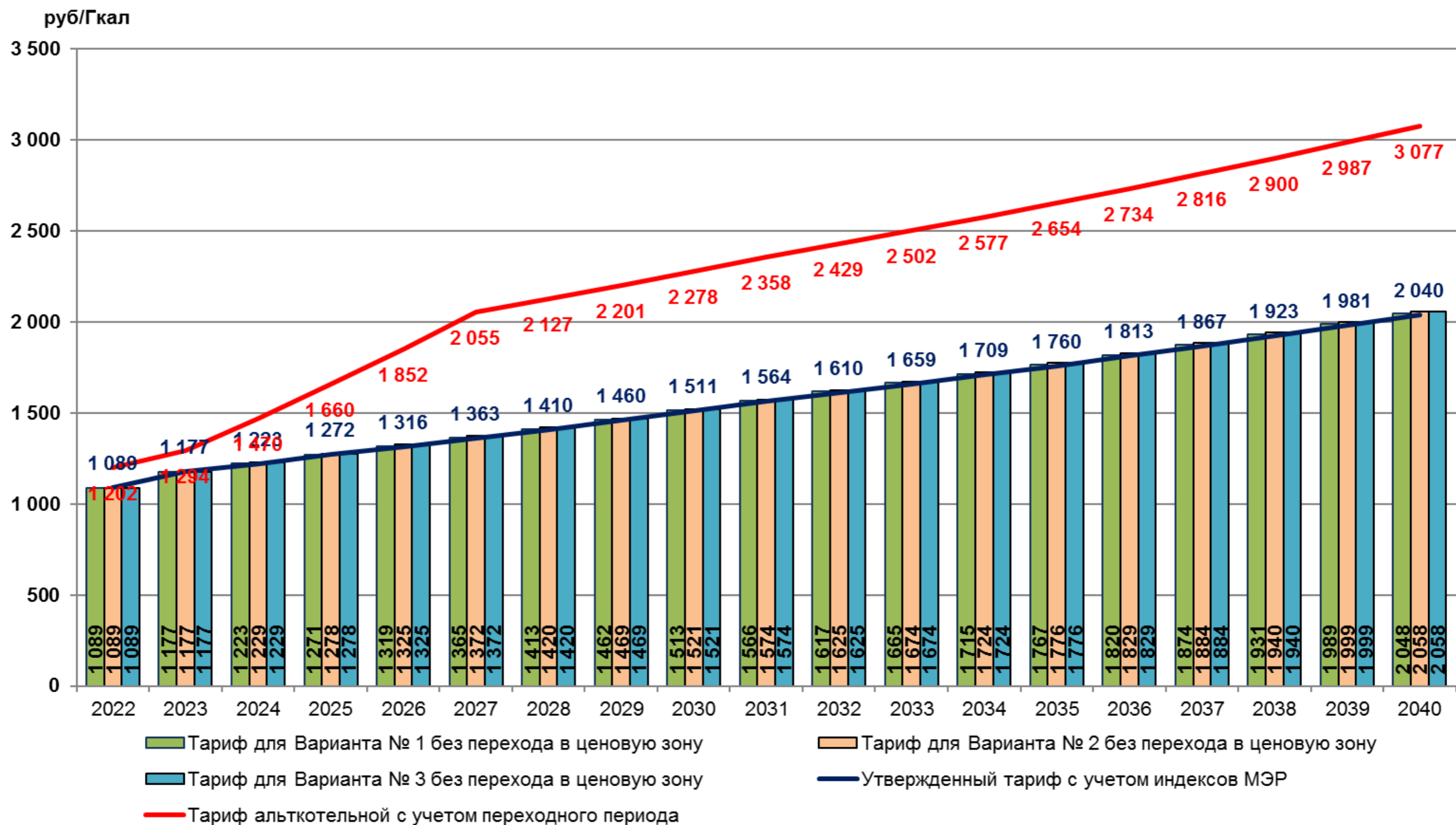


Рисунок 91. Сравнение роста тарифов ЕТО № 8 с учетом технического перевооружения и роста тарифа, прогнозируемого в соответствии с индексами МЭР

3.9.Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения ЕТО № 10 ООО «ТЕПЛОГЕНЕРИРУЮЩИЙ КОМПЛЕКС»

В ходе расчетов экономической эффективности проектов были получены следующие результаты для Варианта № 1:

- Инвестиции – 443 426,895 тыс. руб.
- NPV проекта – -62 988,86 тыс. руб.
- IRR – связи с тем, что NPV отрицателен в течение всего рассматриваемого периода, IRR не рассчитывается
- Срок окупаемости – 22,43.
- Дисконтированный срок окупаемости – 27,53.

В ходе расчетов экономической эффективности проектов были получены следующие результаты для Варианта № 2:

- Инвестиции – 7 191 578,42 тыс. руб.
- NPV проекта – 1 508 940,89 тыс. руб.
- IRR – в связи с тем, что срок окупаемости проекта менее года, IRR не вычисляется
- Срок окупаемости – менее года.
- Дисконтированный срок окупаемости – менее года.

В ходе расчетов экономической эффективности проектов были получены следующие результаты для Варианта № 3:

- Инвестиции – 12 125 509,36 тыс. руб.
- NPV проекта – -602 011,87 тыс. руб.
- IRR – в связи с тем, что NPV отрицателен в течение всего рассматриваемого периода, IRR не рассчитывается.
- Срок окупаемости – в течение рассматриваемого периода мероприятие не окупается.
- Дисконтированный срок окупаемости – в течение рассматриваемого периода мероприятие не окупается.

Сравнение тарифа конечного потребителя ЕТО № 10 по Вариантам № 1, № 2, № 3 роста тарифа в соответствии с индексами МЭР, а так же тарифа ценовой зоны отображены на рисунке 92.

На основании выполненных расчетов можно сделать следующий вывод – реализация мероприятий, запланированных инвестпрограммой ЕТО № 10 вызовет рост

тарифа конечного потребителя тепловой энергии по сравнению со значениями тарифа, рассчитанного с учетом индексов МЭР (Рисунок 92).

Превышение тарифа с инвестиционной составляющей над тарифом с индексом МЭР по Варианту № 1 составит до 0,001%.

Превышение тарифа с инвестиционной составляющей над тарифом с индексом МЭР по Варианту № 2 составит до 124,87%.

Превышение тарифа с инвестиционной составляющей над тарифом с индексом МЭР по Варианту № 3 составит до 236,35%.

Вариант № 1. Запланированный в Мастер-Плане объем мероприятий по Варианту № 1 незначительно увеличивает тариф потребителей. Это связано с ростом полезного отпуска тепловой энергии, позволяющим снизить себестоимость тарифа и провести за счет полученной экономии весь объем запланированной реконструкции тепловых сетей.

Вариант № 2 увеличивает тариф конечного потребителя до 124,87%, при этом превышая тариф ценовой зоны на 1,82%.

На основании приведенных данных Вариант № 2 может быть рекомендован к реализации поскольку обладает лучшими технико-экономическими показателями. Однако реализация всех мероприятий, заложенных в Вариант № 2, потребует либо привлечения бюджетного финансирования, либо перехода в ценовую зону.

Вариант № 3 увеличивает тариф конечного потребителя до 236,35%, при этом превышая тариф ценовой зоны на 34,36%.

На основании приведенных данных Вариант № 3 не может быть рекомендован к реализации, т.к. тариф по этому варианту превышает даже тариф ценовой зоны.

Один из факторов, позволяющих выполнить запланированный в Мастер-Плане объем мероприятий – рост полезного отпуска тепловой энергии за счет переключения неэффективных котельных на ТЭЦ, позволяющий снизить себестоимость тарифа и провести за счет полученной экономии запланированную реконструкцию тепловых сетей.

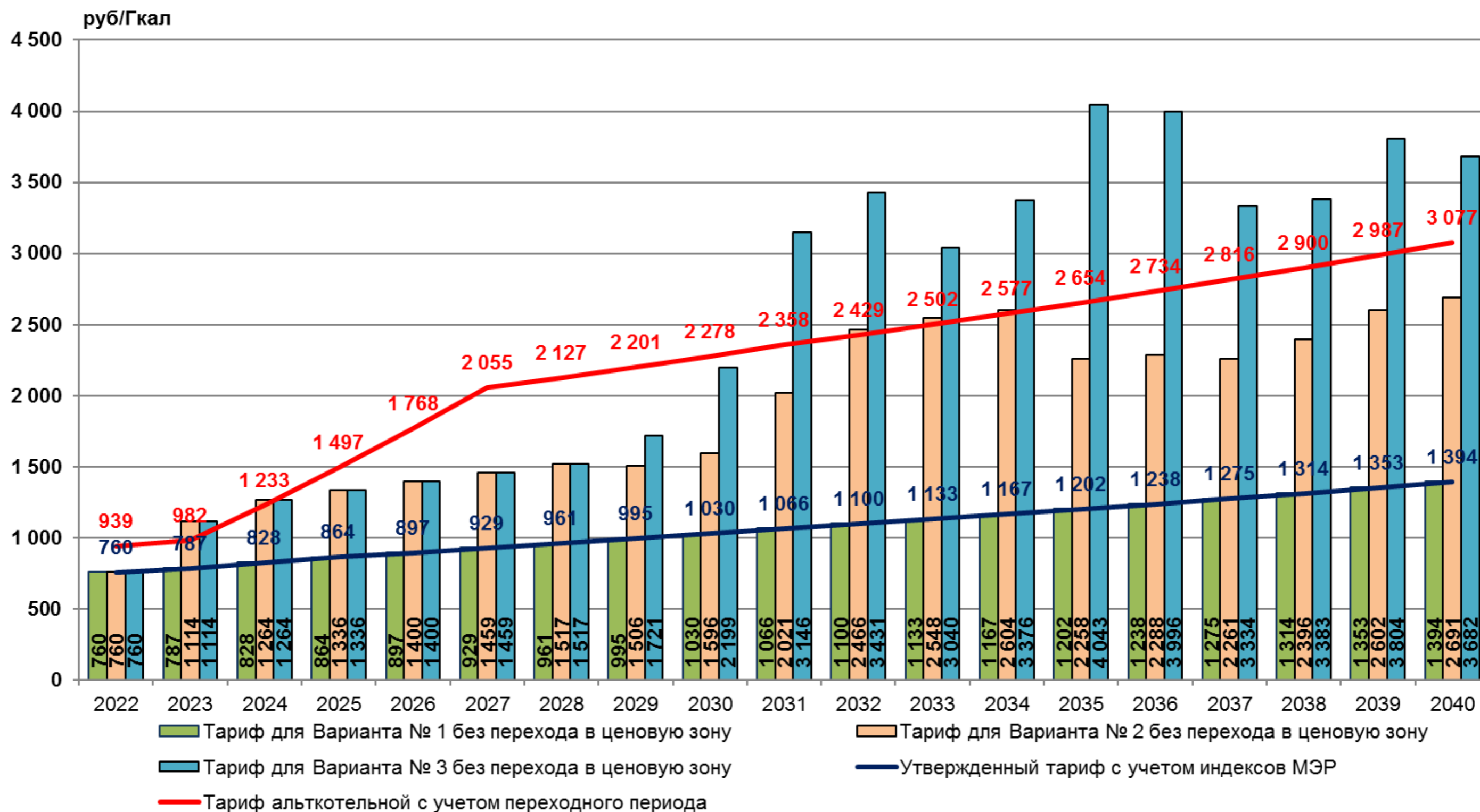


Рисунок 92. Сравнение роста тарифов ЕТО № 10 с учетом технического перевооружения и роста тарифа, прогнозируемого в соответствии с индексами МЭР

3.10. Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения ЕТО № 11 Омский РВПиС

В ходе расчетов экономической эффективности проектов были получены следующие результаты для Варианта № 1:

- Инвестиции – 23 936,77 тыс. руб.
- NPV проекта – 2 633,02 тыс. руб.
- IRR – в связи с тем, что срок окупаемости проекта менее года, IRR не вычисляется
- Срок окупаемости – менее года.
- Дисконтированный срок окупаемости – менее года.

В ходе расчетов экономической эффективности проектов были получены следующие результаты для Варианта № 2:

- Инвестиции – 32 064,56 тыс. руб.
- NPV проекта – 164,02 тыс. руб.
- IRR – 56%.
- Срок окупаемости – 3,22 лет.
- Дисконтированный срок окупаемости – 3,39 лет.

Вариант № 3 аналогичен Варианту № 2.

Сравнение тарифа конечного потребителя ЕТО № 11 по Вариантам № 1, № 2 роста тарифа в соответствии с индексами МЭР, а так же тарифа ценовой зоны отображены на рисунке 93.

Тариф конечного потребителя по Варианту № 3 аналогичен Варианту № 2.

На основании выполненных расчетов можно сделать следующий вывод – реализация мероприятий, запланированных инвестпрограммой ЕТО № 11 вызовет рост тарифа конечного потребителя тепловой энергии по сравнению со значениями тарифа, рассчитанного с учетом индексов МЭР (Рисунок 93).

Превышение тарифа с инвестиционной составляющей над тарифом с индексом МЭР по Варианту № 1 составит до 8,82%.

Превышение тарифа с инвестиционной составляющей над тарифом с индексом МЭР по Варианту № 2 составит до 30,84%.

Вариант № 1. Запланированный в Мастер-Плане объем мероприятий по Варианту № 1 незначительно увеличивает тариф потребителей. Это связано с ростом полезного отпуска тепловой энергии, позволяющим снизить себестоимость тарифа и провести за счет полученной экономии весь объем запланированной реконструкции тепловых сетей.

Вариант № 2 увеличивает тариф конечного потребителя до 30,84%, при этом превышая тариф ценовой зоны на 31,05%.

Вариант № 2 может быть реализован в случае привлечения 8 127,81 тыс. руб. средств бюджета или заемных средств. Переход ЕТО № 11 в ценовую зону не даст положительного эффекта, т.к. тариф установленный в настоящее время выше тарифа альткотельной.

На основании приведенных данных Вариант № 1 может быть рекомендован к реализации поскольку обладает лучшими показателями экономической эффективности и может быть реализован за счет средств установленного тарифа.

Переход ЕТО № 11 в ценовую зону приведет к снижению тарифа на теплоснабжение потребителей и сократит источники финансирования для выполнения запланированных мероприятий. Таким образом, для выполнения всех мероприятий, заложенных в Вариант № 2, потребуются привлечение бюджетного финансирования, либо передача части объектов теплоснабжения (котельных и тепловых сетей) другим ЕТО, у которых тариф на теплоснабжение после перехода в ценовую зону увеличится (например, ЕТО № 1). Конкретный перечень передаваемых объектов может быть определен при согласовании параметров ценовой зоны между администрацией и теплоснабжающими организациями г. Омска.

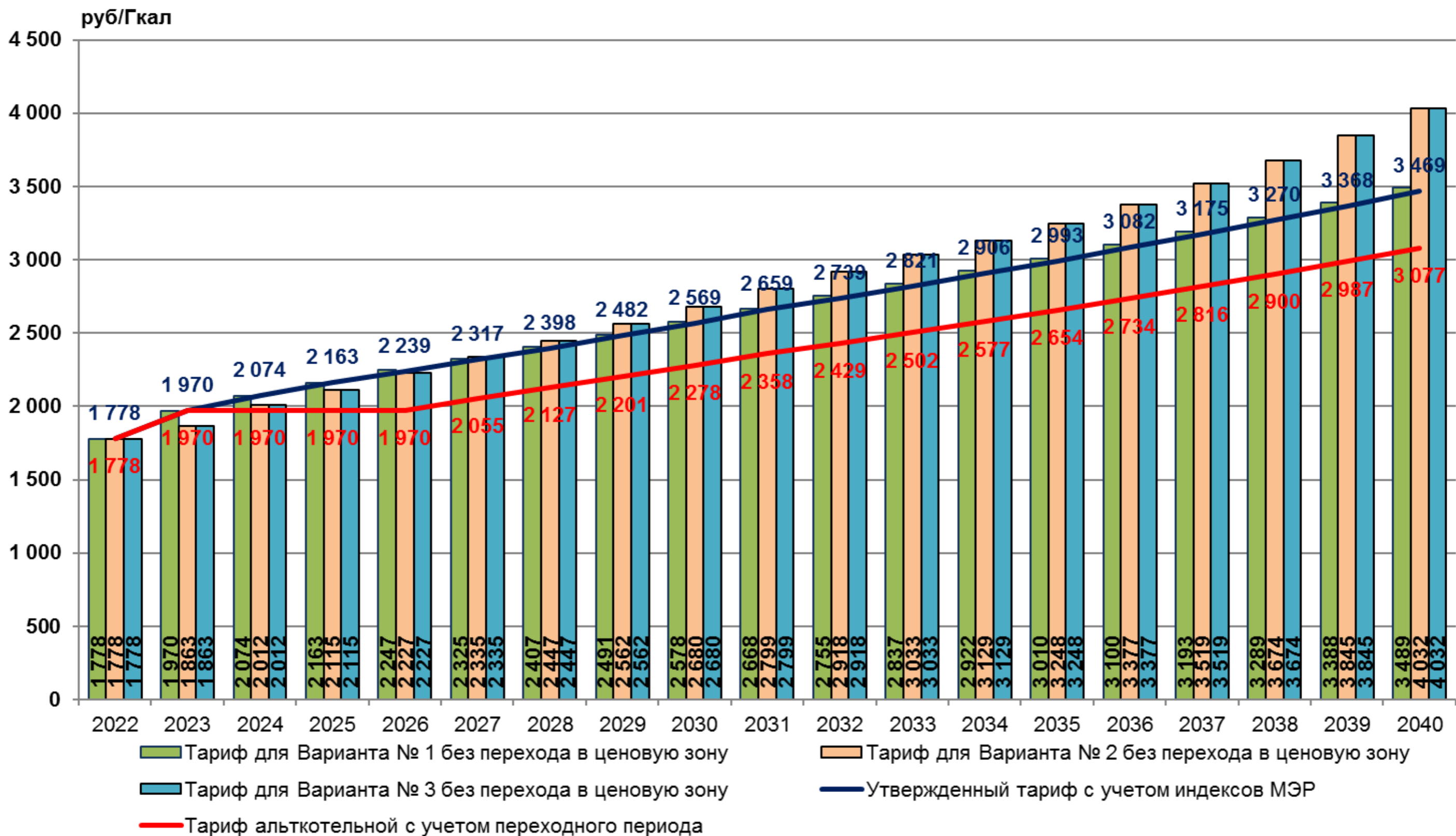


Рисунок 93. Сравнение роста тарифов ЕТО № 11 с учетом технического перевооружения и роста тарифа, прогнозируемого в соответствии с индексами МЭР

3.11. Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения ЕТО № 12 ООО "Малая генерация"

В ходе расчетов экономической эффективности проектов были получены следующие результаты для Варианта № 1:

- Инвестиции – 400 679,23 тыс. руб.
- NPV проекта – 73 643,46 тыс. руб.
- IRR – в связи с тем, что срок окупаемости проекта менее года, IRR не вычисляется
- Срок окупаемости – менее года.
- Дисконтированный срок окупаемости – менее года.

В ходе расчетов экономической эффективности проектов были получены следующие результаты для Варианта № 2:

- Инвестиции – 518 445,17 тыс. руб.
- NPV проекта – 67 263,97 тыс. руб.
- IRR – в связи с тем, что срок окупаемости проекта менее года, IRR не вычисляется
- Срок окупаемости – менее года.
- Дисконтированный срок окупаемости – менее года.

Вариант № 3 аналогичен Варианту № 2.

Сравнение тарифа конечного потребителя ЕТО № 12 по Вариантам № 1, № 2 роста тарифа в соответствии с индексами МЭР, а так же тарифа ценовой зоны отображены на рисунке 94.

Тариф конечного потребителя по Варианту № 3 аналогичен Варианту № 2.

На основании выполненных расчетов можно сделать следующий вывод – реализация мероприятий, запланированных инвестпрограммой ЕТО № 12 вызовет рост тарифа конечного потребителя тепловой энергии по сравнению со значениями тарифа, рассчитанного с учетом индексов МЭР (Рисунок 94).

Превышение тарифа с инвестиционной составляющей над тарифом с индексом МЭР по Варианту № 1 составит до 34,16%.

Превышение тарифа с инвестиционной составляющей над тарифом с индексом МЭР по Варианту № 2 составит до 43,13%.

Вариант № 1. Запланированный в Мастер-Плане объем мероприятий по Варианту № 1 незначительно увеличивает тариф потребителей. Это связано с ростом полезного отпуска тепловой энергии, позволяющим снизить себестоимость тарифа и провести за счет полученной экономии весь объем запланированной реконструкции тепловых сетей.

Вариант № 2 увеличивает тариф конечного потребителя до 43,13%, при этом превышая тариф ценовой зоны на 34,27%.

На основании приведенных данных Вариант № 2 может быть рекомендован к реализации поскольку обладает лучшими технико-экономическими показателями. Однако реализация всех мероприятий, заложенных в Вариант № 2, потребует перехода в ценовую зону и привлечения 89 948,59 тыс. руб. средств бюджета, поскольку тарифа альтернативной котельной будет недостаточно для покрытия всего окомплекса запланированных мероприятий. Возможна также передача части объектов теплоснабжения (котельных и тепловых сетей) другим ЕТО, у которых тариф на теплоснабжение после перехода в ценовую зону увеличится (например, ЕТО № 1). Конкретный перечень передаваемых объектов может быть определен при согласовании параметров ценовой зоны между администрацией и теплоснабжающими организациями г. Омска.

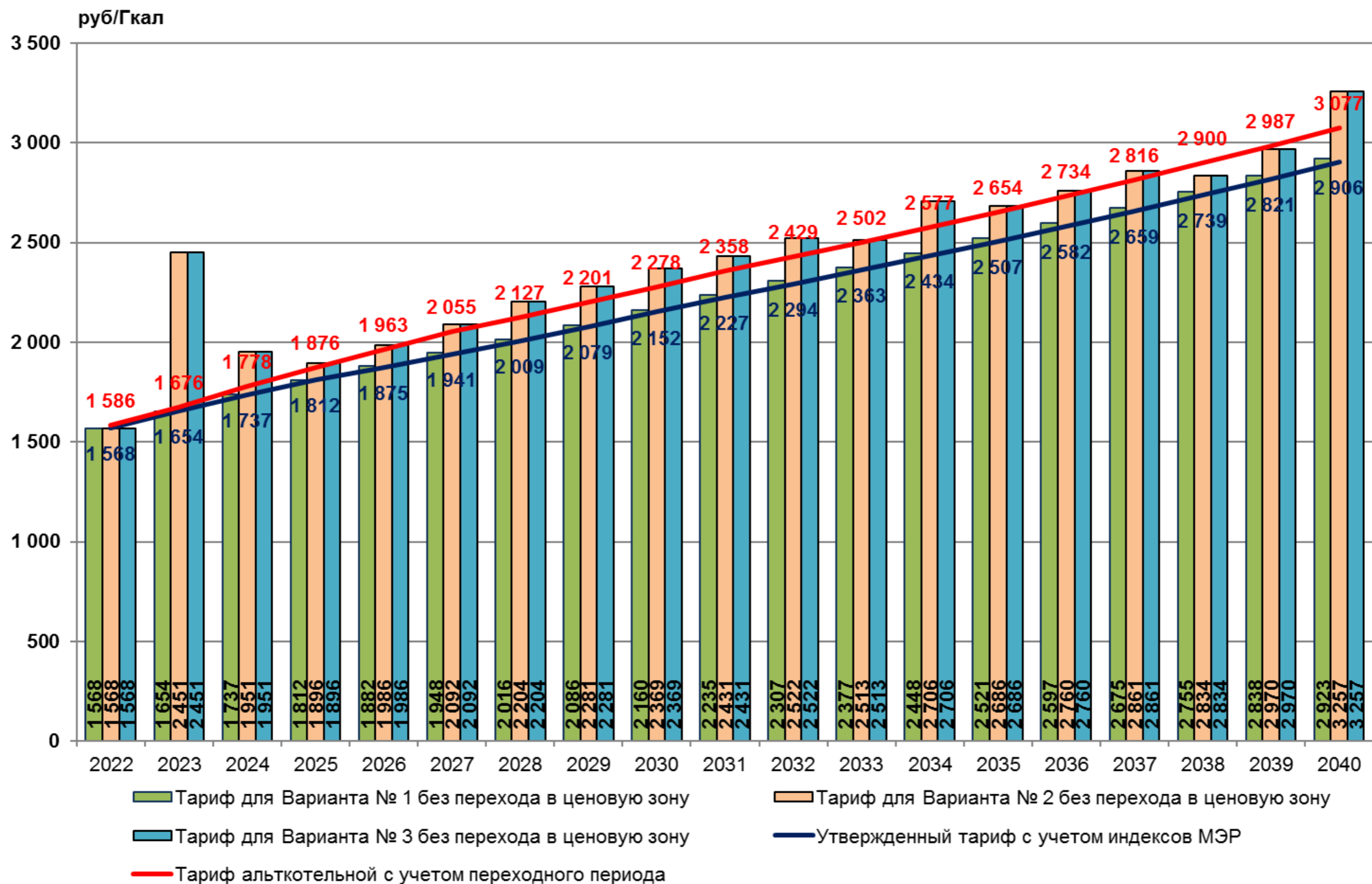


Рисунок 94. Сравнение роста тарифов ЕТО № 12 с учетом технического перевооружения и роста тарифа, прогнозируемого в соответствии с индексами МЭР

3.12. Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения ЕТО № 13 ООО "Тепловая компания"

В ходе расчетов экономической эффективности проектов были получены следующие результаты для Варианта № 1:

- Инвестиции – 254 401,09 тыс. руб.
- NPV проекта – 23 821,14 тыс. руб.
- IRR – 33%.
- Срок окупаемости – 3,20 лет.
- Дисконтированный срок окупаемости – 3,26 лет.

В ходе расчетов экономической эффективности проектов были получены следующие результаты для Варианта № 2:

- Инвестиции – 967 525,77 тыс. руб.
- NPV проекта – 3 874,54 тыс. руб.
- IRR – 26,8%
- Срок окупаемости – 10,77 лет.
- Дисконтированный срок окупаемости – 14,49 лет.

Вариант № 3 аналогичен Варианту № 2.

Сравнение тарифа конечного потребителя ЕТО № 13 по Вариантам № 1, № 2 роста тарифа в соответствии с индексами МЭР, а так же тарифа ценовой зоны отображены на рисунке 95.

Тариф конечного потребителя по Варианту № 3 аналогичен Варианту № 2.

На основании выполненных расчетов можно сделать следующий вывод – реализация мероприятий, запланированных инвестпрограммой ЕТО № 13 вызовет рост тарифа конечного потребителя тепловой энергии по сравнению со значениями тарифа, рассчитанного с учетом индексов МЭР (Рисунок 95).

Тариф с инвестиционной составляющей ниже тарифа с индексом МЭР по Варианту № 1 до 11,11%.

Превышение тарифа с инвестиционной составляющей над тарифом с индексом МЭР по Варианту № 2 составит до 19,28%.

Вариант № 1. Запланированный в Мастер-Плане объем мероприятий по Варианту № 1 незначительно увеличивает тариф потребителей. Это связано с ростом полезного отпуска тепловой энергии, позволяющим снизить себестоимость тарифа и провести за счет полученной экономии весь объем запланированной реконструкции тепловых сетей.

Вариант № 2 увеличивает тариф конечного потребителя до 19,28%, при этом превышая тариф ценовой зоны на 6,79%.

На основании приведенных данных Вариант № 2 может быть рекомендован к реализации поскольку обладает лучшими технико-экономическими показателями. Однако реализация всех мероприятий, заложенных в Вариант № 2, потребует либо привлечения бюджетного финансирования, либо перехода в ценовую зону.

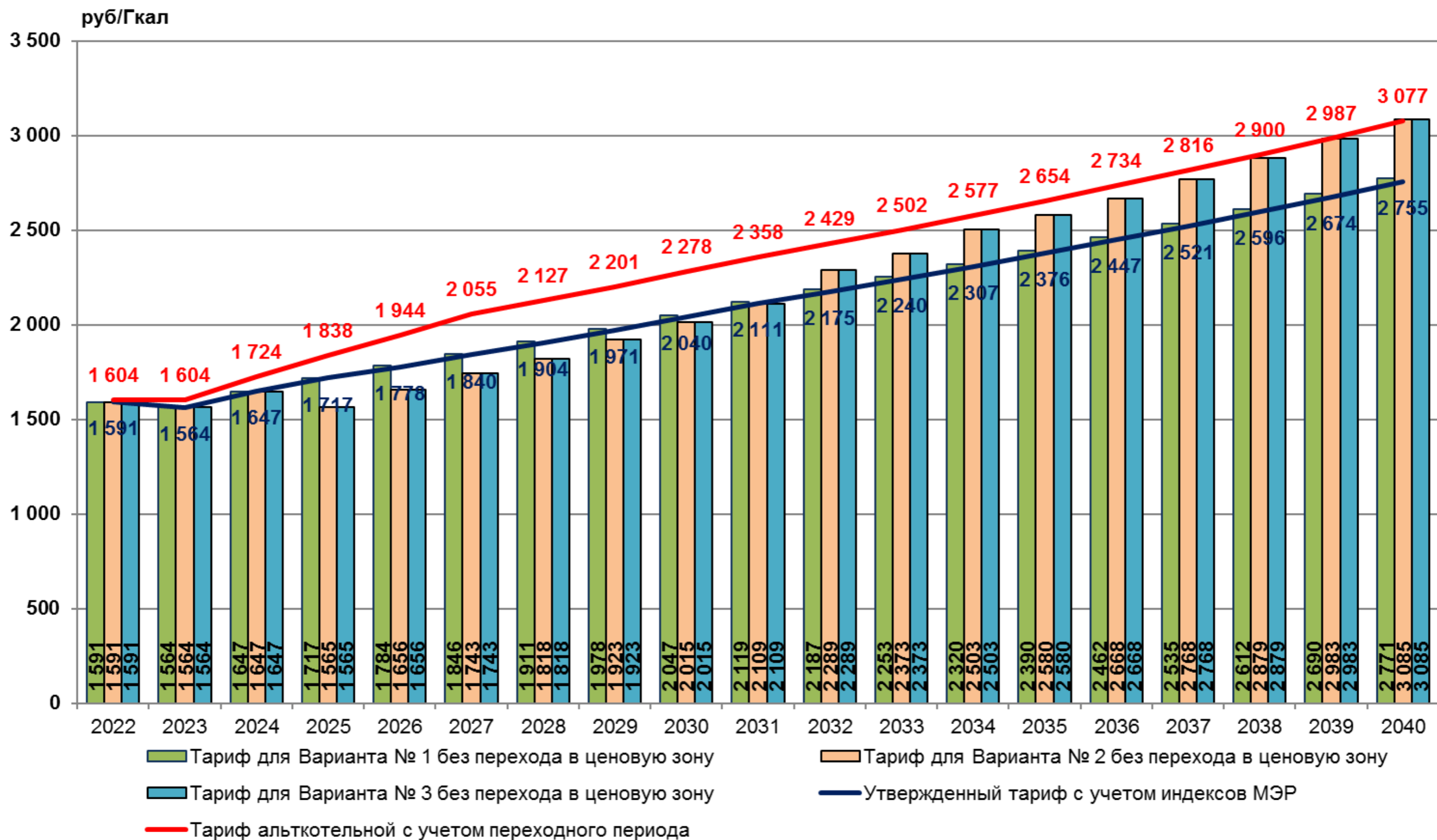


Рисунок 95. Сравнение роста тарифов ЕТО № 13 с учетом технического перевооружения и роста тарифа, прогнозируемого в соответствии с индексами МЭР

3.13. Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения ЕТО № 14 ООО "Мечта"

В ходе расчетов экономической эффективности проектов были получены следующие результаты для Варианта № 1:

- Инвестиции – 4 449,4 тыс. руб.
- NPV проекта – 539,28 тыс. руб.
- IRR – в связи с тем, что срок окупаемости проекта менее года, IRR не вычисляется
- Срок окупаемости – менее года.
- Дисконтированный срок окупаемости – менее года.

В ходе расчетов экономической эффективности проектов были получены следующие результаты для Варианта № 2:

- Инвестиции – 7 307,59 тыс. руб.
- NPV проекта – 1 229,72 тыс. руб.
- IRR – в связи с тем, что срок окупаемости проекта менее года, IRR не вычисляется
- Срок окупаемости – менее года.
- Дисконтированный срок окупаемости – менее года.

Вариант № 3 аналогичен Варианту № 2.

Сравнение тарифа конечного потребителя ЕТО № 14 по Вариантам № 1, № 2 роста тарифа в соответствии с индексами МЭР, а так же тарифа ценовой зоны отображены на рисунке 96.

Тариф конечного потребителя по Варианту № 3 аналогичен Варианту № 2.

На основании выполненных расчетов можно сделать следующий вывод – реализация мероприятий, запланированных инвестпрограммой ЕТО № 14 вызовет рост тарифа конечного потребителя тепловой энергии по сравнению со значениями тарифа, рассчитанного с учетом индексов МЭР (Рисунок 96).

Тариф с инвестиционной составляющей не превышает тарифа с индексом МЭР по Варианту № 1.

Тариф с инвестиционной составляющей не превышает тарифа с индексом МЭР по Варианту № 2.

Вариант № 1. Запланированный в Мастер-Плане объем мероприятий по Варианту № 14 незначительно увеличивает тариф потребителей. Это связано с ростом полезного отпуска тепловой энергии, позволяющим снизить себестоимость тарифа и провести за счет полученной экономии весь объем запланированной реконструкции тепловых сетей.

Вариант № 2 не увеличивает тариф конечного потребителя.

На основании приведенных данных Вариант № 1 может быть рекомендован к реализации поскольку обладает лучшими показателями экономической эффективности и может быть реализован за счет средств установленного тарифа.

Переход ЕТО № 14 в ценовую зону приведет к снижению тарифа на теплоснабжение потребителей и сократит источники финансирования для выполнения запланированных мероприятий. Таким образом, для выполнения всех мероприятий, заложенных в Вариант № 2, потребуется привлечение бюджетного финансирования, либо передача части объектов теплоснабжения (котельных и тепловых сетей) другим ЕТО, у которых тариф на теплоснабжение после перехода в ценовую зону увеличится (например, ЕТО № 1). Конкретный перечень передаваемых объектов может быть определен при согласовании параметров ценовой зоны между администрацией и теплоснабжающими организациями г. Омска.

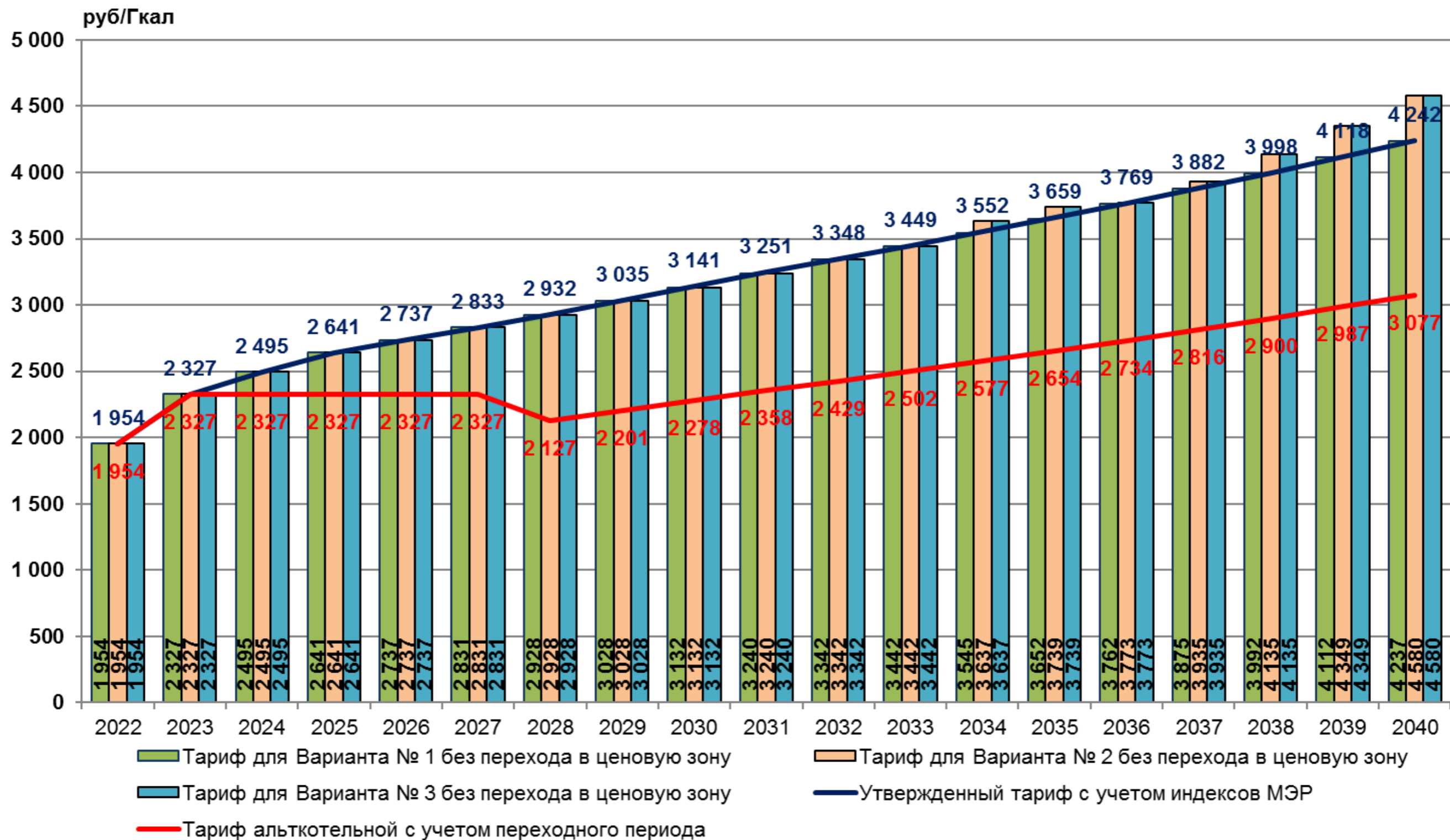


Рисунок 96. Сравнение роста тарифов ЕТО № 14 с учетом технического перевооружения и роста тарифа, прогнозируемого в соответствии с индексами МЭР

3.14. Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения ЕТО № 15 ПАО «Омский каучук»

Мероприятия по Варианту № 1 отсутствуют.

В ходе расчетов экономической эффективности проектов были получены следующие результаты для Варианта № 2:

- Инвестиции – 1 910 206,11 тыс. руб.
- NPV проекта – 147,01 тыс. руб.
- IRR – в связи с тем, что срок окупаемости проекта менее года, IRR не вычисляется.
- Срок окупаемости – менее года.
- Дисконтированный срок окупаемости – менее года.

Вариант № 3 аналогичен Варианту № 2.

Сравнение тарифа конечного потребителя ЕТО № 15 по Варианту № 2 роста тарифа в соответствии с индексами МЭР, а так же тарифа ценовой зоны отображены на рисунке 97.

Тариф конечного потребителя по Варианту № 3 аналогичен Варианту № 2.

На основании выполненных расчетов можно сделать следующий вывод – реализация мероприятий, запланированных инвестпрограммой ЕТО № 15 вызовет рост тарифа конечного потребителя тепловой энергии по сравнению со значениями тарифа, рассчитанного с учетом индексов МЭР (Рисунок 97).

Превышение тарифа с инвестиционной составляющей над тарифом с индексом МЭР по Варианту № 2 составит до 4,7%.

Вариант № 2 увеличивает тариф конечного потребителя, но тариф ценовой зоны превышает тариф конечного потребителя на 57,4%.

На основании приведенных данных Вариант № 2 может быть рекомендован к реализации поскольку обладает лучшими технико-экономическими показателями. Однако реализация всех мероприятий, заложенных в Вариант № 2, потребует либо привлечения бюджетного финансирования, либо перехода в ценовую зону.

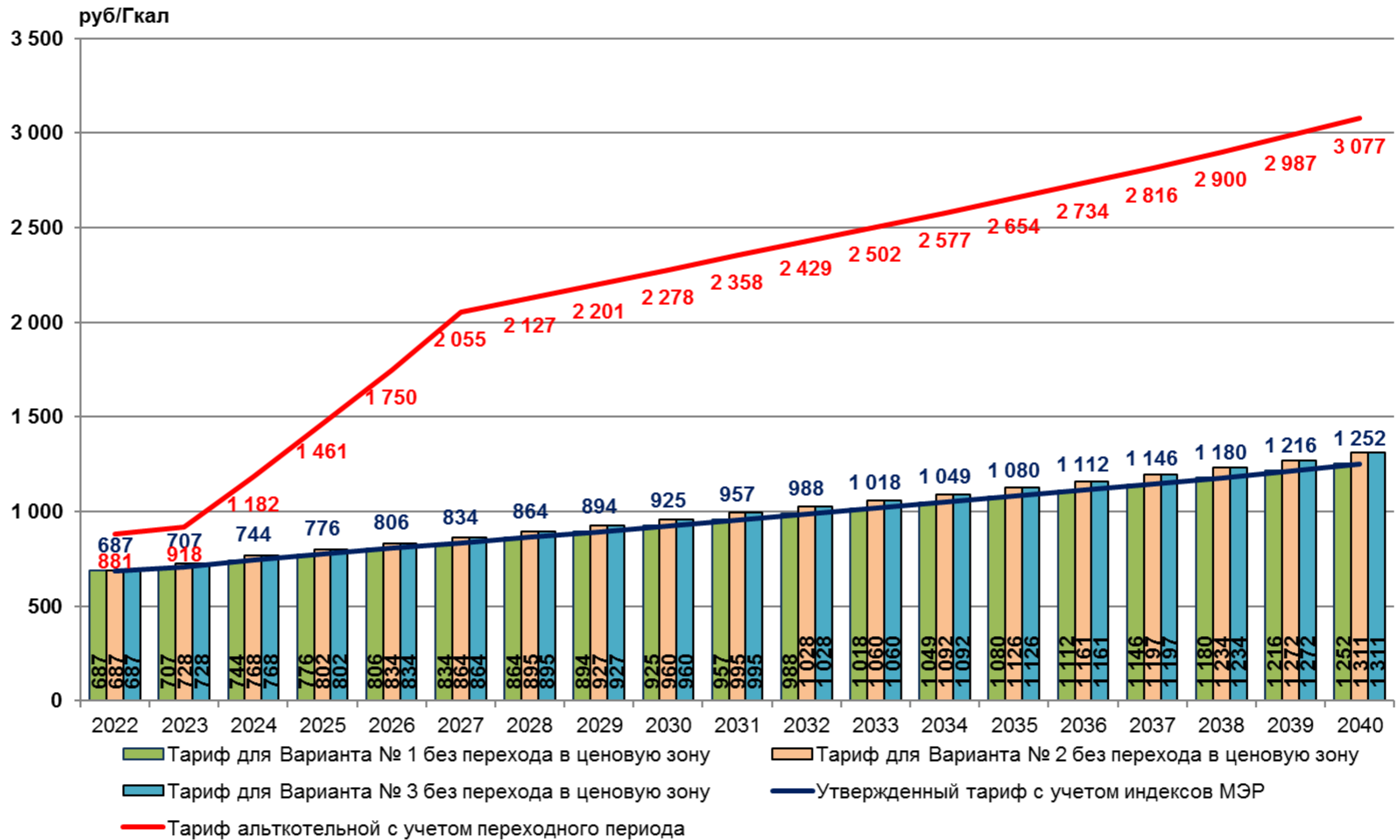


Рисунок 97. Сравнение роста тарифов ЕТО № 15 с учетом технического перевооружения и роста тарифа, прогнозируемого в соответствии с индексами МЭР

3.15. Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения ЕТО № 16 ООО "КомплексТепло-Сервис"

В ходе расчетов экономической эффективности проектов были получены следующие результаты для Варианта № 1:

- Инвестиции – 146 775,26 тыс. руб.
- NPV проекта – -21 486,32 тыс. руб.
- IRR – в связи с тем, что NPV отрицателен в течение всего рассматриваемого периода, IRR не рассматривается.
- Срок окупаемости – проект не окупается в течение рассматриваемого периода.
- Дисконтированный срок окупаемости – проект не окупается в течение рассматриваемого периода.

В ходе расчетов экономической эффективности проектов были получены следующие результаты для Варианта № 2:

- Инвестиции – 374 223,09 тыс. руб.
- NPV проекта – 28 379,44 тыс. руб.
- IRR – в связи с тем, что срок окупаемости проекта менее года, IRR не вычисляется
- Срок окупаемости – менее года.
- Дисконтированный срок окупаемости – менее года.

Вариант № 3 аналогичен Варианту № 2.

Сравнение тарифа конечного потребителя ЕТО № 16 по Вариантам № 1, № 2 роста тарифа в соответствии с индексами МЭР, а так же тарифа ценовой зоны отображены на рисунке 98.

Тариф конечного потребителя по Варианту № 3 аналогичен Варианту № 2.

На основании выполненных расчетов можно сделать следующий вывод – реализация мероприятий, запланированных инвестпрограммой ЕТО № 16 вызовет рост тарифа конечного потребителя тепловой энергии по сравнению со значениями тарифа, рассчитанного с учетом индексов МЭР (Рисунок 98).

Тариф с инвестиционной составляющей превысит тариф с индексом МЭР по Варианту № 1 на 0,26%.

Тариф с инвестиционной составляющей превысит тариф с индексом МЭР по Варианту № 2 на 1,34%.

Вариант № 1. Запланированный в Мастер-Плане объем мероприятий по Варианту № 14 незначительно увеличивает тариф потребителей. Это связано с ростом полезного

отпуска тепловой энергии, позволяющим снизить себестоимость тарифа и провести за счет полученной экономии весь объем запланированной реконструкции тепловых сетей.

На основании приведенных данных Вариант № 2 может быть рекомендован к реализации поскольку обладает лучшими показателями экономической эффективности. Однако переход ЕТО № 16 в ценовую зону приведет к снижению тарифа на теплоснабжение потребителей и сократит источники финансирования для выполнения запланированных мероприятий. Таким образом, для выполнения всех мероприятий, заложенных в Вариант № 2, потребуется привлечение бюджетного финансирования, либо передача части объектов теплоснабжения (котельных и тепловых сетей) другим ЕТО, у которых тариф на теплоснабжение после перехода в ценовую зону увеличится (например, ЕТО № 1). Конкретный перечень передаваемых объектов может быть определен при согласовании параметров ценовой зоны между администрацией и теплоснабжающими организациями г. Омска.

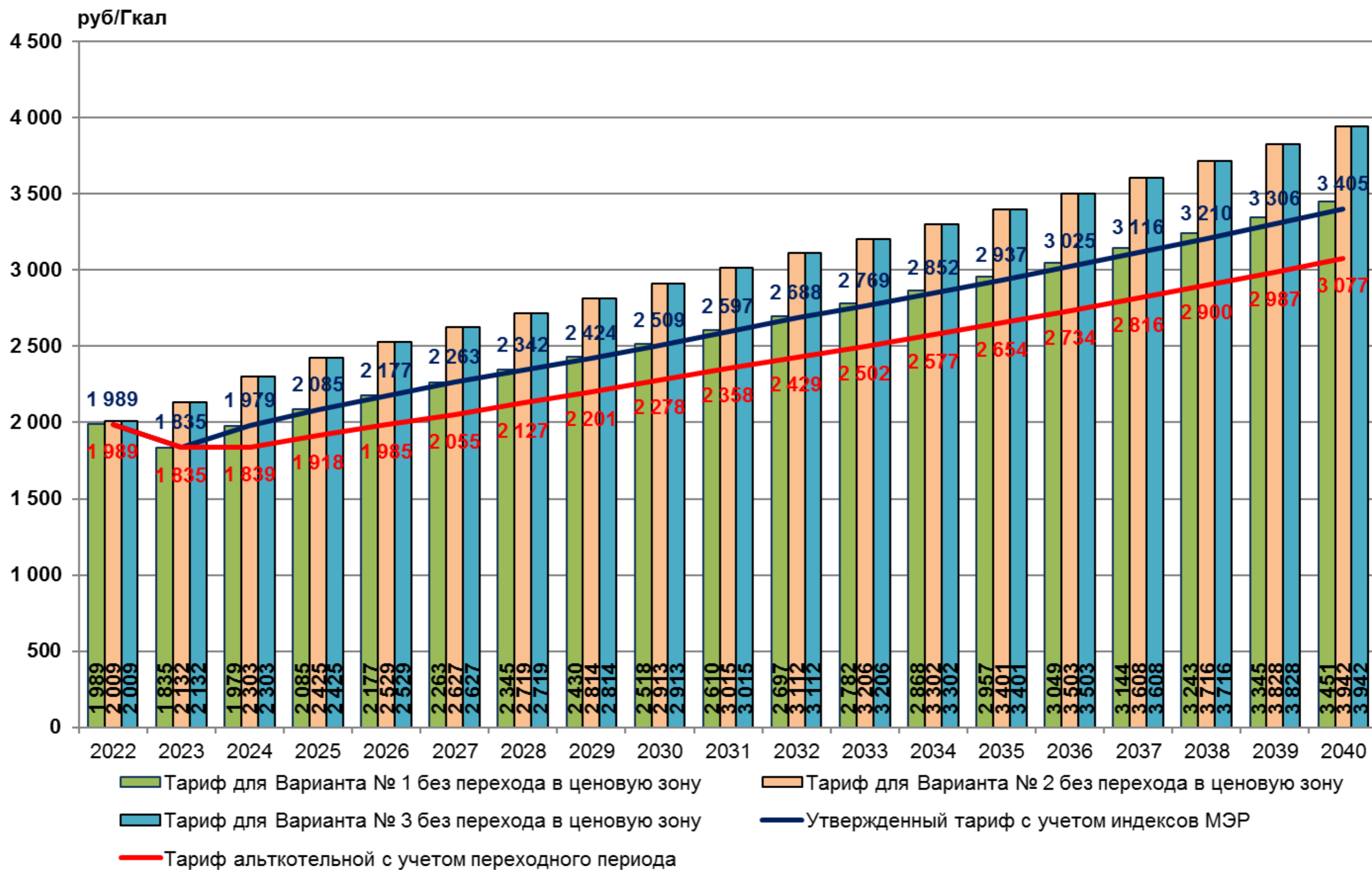


Рисунок 98. Сравнение роста тарифов ЕТО № 16 с учетом технического перевооружения и роста тарифа, прогнозируемого в соответствии с индексами МЭР

3.16. Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения ЕТО № 17 ООО «Энергопоставка»

Мероприятия по Варианту № 1 отсутствуют.

В ходе расчетов экономической эффективности проектов были получены следующие результаты для Варианта № 2:

- Инвестиции – 75 648,65 тыс. руб.
- NPV проекта – 0,04 тыс. руб.
- IRR – в связи с тем, что срок окупаемости проекта менее года, IRR не вычисляется.
- Срок окупаемости – менее года.
- Дисконтированный срок окупаемости – менее года.

Вариант № 3 аналогичен Варианту № 2.

Сравнение тарифа конечного потребителя ЕТО № 17 по Варианту № 2 роста тарифа в соответствии с индексами МЭР, а так же тарифа ценовой зоны отображены на рисунке 99.

Тариф конечного потребителя по Варианту № 3 аналогичен Варианту № 2.

На основании выполненных расчетов можно сделать следующий вывод – реализация мероприятий, запланированных инвестпрограммой ЕТО № 17 вызовет рост тарифа конечного потребителя тепловой энергии по сравнению со значениями тарифа, рассчитанного с учетом индексов МЭР (Рисунок 99).

Превышение тарифа с инвестиционной составляющей над тарифом с индексом МЭР по Варианту № 2 составит до 6,22%.

Вариант № 2 увеличивает тариф конечного потребителя, тариф ценовой зоны значительно ниже тариф конечного потребителя (на 64,05%).

Переход ЕТО № 17 в ценовую зону вызовет снижение тарифа конечного потребителя на 64,05%.

На основании приведенных данных Вариант № 2 может быть рекомендован к реализации поскольку обладает лучшими показателями экономической эффективности. Однако переход ЕТО № 17 в ценовую зону приведет к снижению тарифа на теплоснабжение потребителей и сократит источники финансирования для выполнения запланированных мероприятий. Таким образом, для выполнения всех мероприятий, заложенных в Вариант № 2, потребуется привлечение бюджетного финансирования, либо передача части объектов теплоснабжения (котельных и тепловых сетей) другим ЕТО, у которых тариф на теплоснабжение после перехода в ценовую зону увеличится (например, ЕТО № 1). Конкретный перечень передаваемых объектов может быть определен при

согласовании параметров ценовой зоны между администрацией и теплоснабжающими организациями г. Омска.

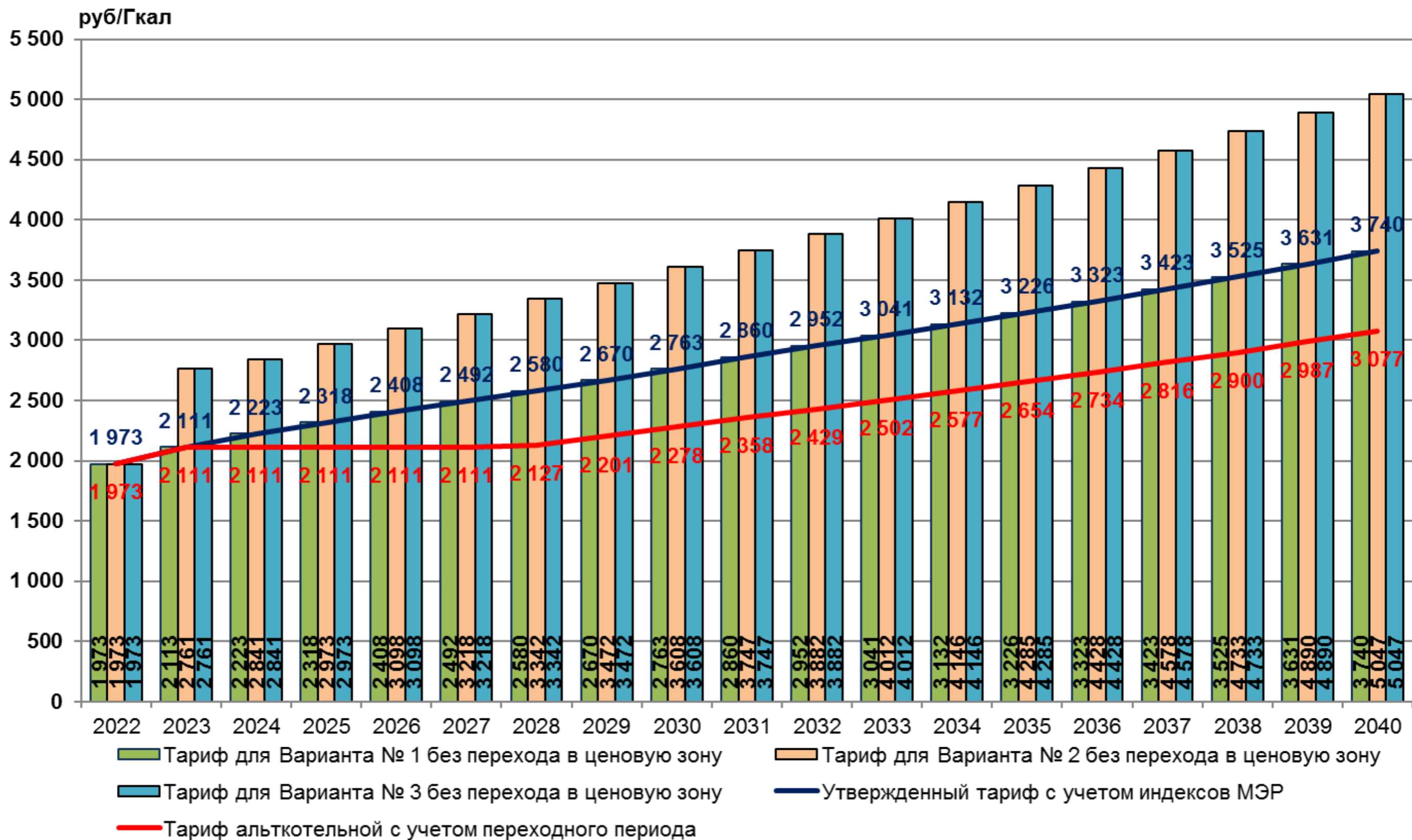


Рисунок 99. Сравнение роста тарифов ЕТО № 17 с учетом технического перевооружения и роста тарифа, прогнозируемого в соответствии с индексами МЭР

3.17. Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения ЕТО № 18 АСУСО «Омский психоневрологический интернат»

В ходе расчетов экономической эффективности проектов были получены следующие результаты для Варианта № 1:

- Инвестиции – 77 985,94 тыс. руб.
- NPV проекта – - 8 672,38 тыс. руб.
- IRR – в связи с тем, что NPV отрицателен в течение всего рассматриваемого периода, IRR не рассматривается
- Срок окупаемости – проект не окупается в течение рассматриваемого периода.
- Дисконтированный срок окупаемости – проект не окупается в течение рассматриваемого периода.

В ходе расчетов экономической эффективности проектов были получены следующие результаты для Варианта № 2:

- Инвестиции – 107 946,39 тыс. руб.
- NPV проекта – 76,92 тыс. руб.
- IRR – в связи с тем, что срок окупаемости проекта менее года, IRR не вычисляется
- Срок окупаемости – менее года.
- Дисконтированный срок окупаемости – менее года.

Вариант № 3 аналогичен Варианту № 2.

Сравнение тарифа конечного потребителя ЕТО № 18 по Вариантам № 1, № 2 роста тарифа в соответствии с индексами МЭР, а так же тарифа ценовой зоны отображены на рисунке 100.

Тариф конечного потребителя по Варианту № 3 аналогичен Варианту № 2.

На основании выполненных расчетов можно сделать следующий вывод – реализация мероприятий, запланированных инвестпрограммой ЕТО № 18 вызовет рост тарифа конечного потребителя тепловой энергии по сравнению со значениями тарифа, рассчитанного с учетом индексов МЭР (Рисунок 100).

Тариф с инвестиционной составляющей превысит тариф с индексом МЭР по Варианту № 1 на 1,33%.

Тариф с инвестиционной составляющей превысит тариф с индексом МЭР по Варианту № 2 на 14,28%.

Вариант № 1. Запланированный в Мастер-Плане объем мероприятий по Варианту № 14 незначительно увеличивает тариф потребителей. Это связано с ростом полезного

отпуска тепловой энергии, позволяющим снизить себестоимость тарифа и провести за счет полученной экономии весь объем запланированной реконструкции тепловых сетей.

На основании приведенных данных Вариант № 2 может быть рекомендован к реализации поскольку обладает лучшими показателями экономической эффективности. Однако переход ЕТО № 18 в ценовую зону приведет к снижению тарифа на теплоснабжение потребителей и сократит источники финансирования для выполнения запланированных мероприятий. Таким образом, для выполнения всех мероприятий, заложенных в Вариант № 2, потребуется привлечение бюджетного финансирования, либо передача части объектов теплоснабжения (котельных и тепловых сетей) другим ЕТО, у которых тариф на теплоснабжение после перехода в ценовую зону увеличится (например, ЕТО № 1). Конкретный перечень передаваемых объектов может быть определен при согласовании параметров ценовой зоны между администрацией и теплоснабжающими организациями г. Омска.

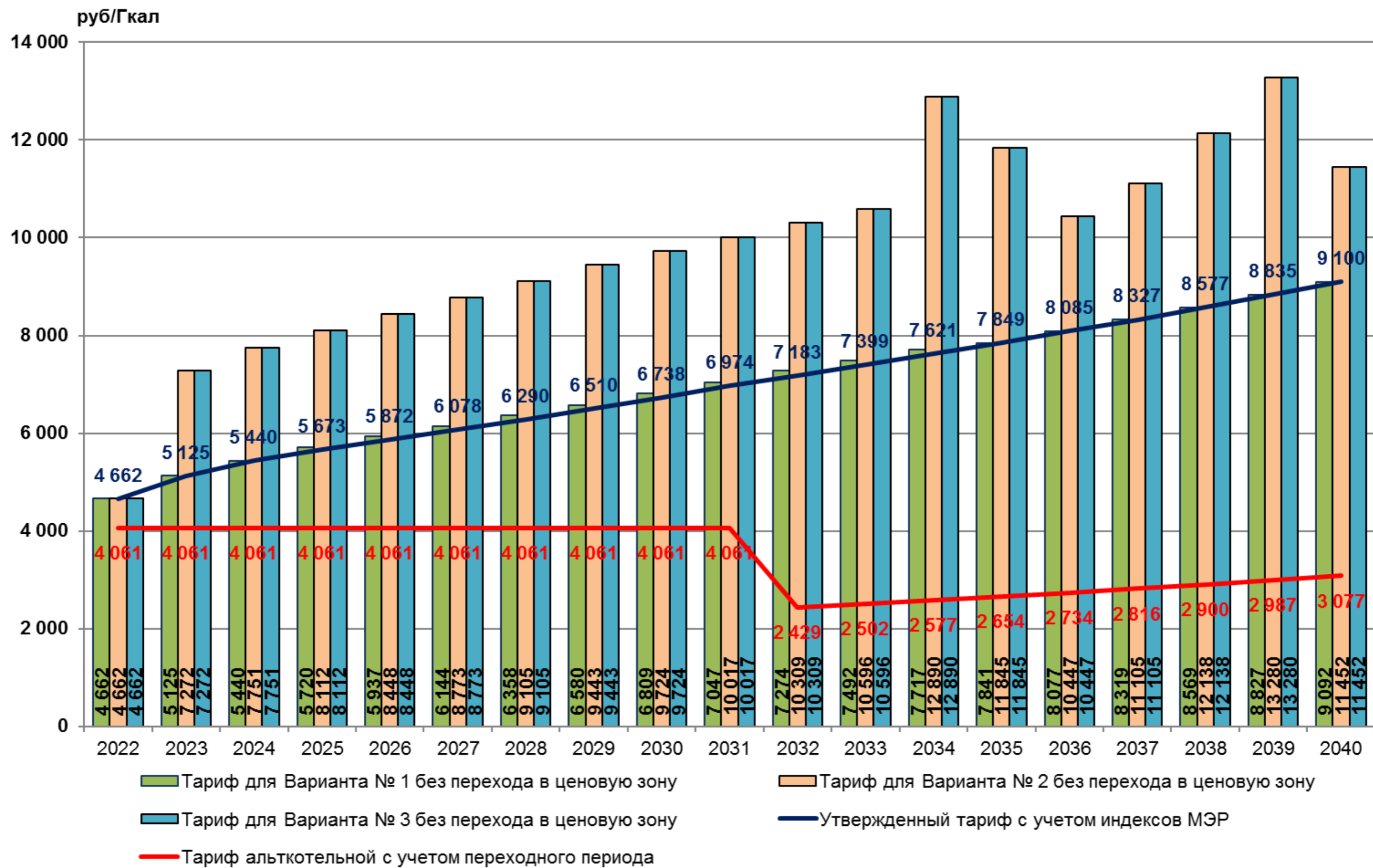


Рисунок 100. Сравнение роста тарифов ЕТО № 18 с учетом технического перевооружения и роста тарифа, прогнозируемого в соответствии с индексами МЭР

3.18. Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения ЕТО № 19 БСУСО «Кировский дом-интернат для умственно-отсталых детей»

В ходе расчетов экономической эффективности проектов были получены следующие результаты для Варианта № 2:

- Инвестиции – 19 452,52 тыс. руб.
- NPV проекта – 814,94 тыс. руб.
- IRR – 18 %.
- Срок окупаемости – 6,3 лет.
- Дисконтированный срок окупаемости – 6,9 лет.

Вариант № 3 аналогичен Варианту № 2.

Сравнение тарифа конечного потребителя ЕТО № 19 по Варианту № 2 роста тарифа в соответствии с индексами МЭР, а так же тарифа ценовой зоны отображены на рисунке 101.

Тариф конечного потребителя по Варианту № 3 аналогичен Варианту № 2.

На основании выполненных расчетов можно сделать следующий вывод – реализация мероприятий, запланированных инвестпрограммой ЕТО № 19 вызовет рост тарифа конечного потребителя тепловой энергии по сравнению со значениями тарифа, рассчитанного с учетом индексов МЭР (Рисунок 101).

Превышение тарифа с инвестиционной составляющей над тарифом с индексом МЭР по Варианту № 2 составит до 23,26%.

Переход ЕТО № 19 в ценовую зону вызовет снижение тарифа конечного потребителя на 137,74%.

На основании приведенных данных Вариант № 2 может быть рекомендован к реализации поскольку обладает лучшими показателями экономической эффективности. Однако переход ЕТО № 19 в ценовую зону приведет к снижению тарифа на теплоснабжение потребителей и сократит источники финансирования для выполнения запланированных мероприятий. Таким образом, для выполнения всех мероприятий, заложенных в Вариант № 2, потребуется привлечение бюджетного финансирования, либо передача части объектов теплоснабжения (котельных и тепловых сетей) другим ЕТО, у которых тариф на теплоснабжение после перехода в ценовую зону увеличится (например, ЕТО № 1). Конкретный перечень передаваемых объектов может быть определен при согласовании параметров ценовой зоны между администрацией и теплоснабжающими организациями г. Омска.

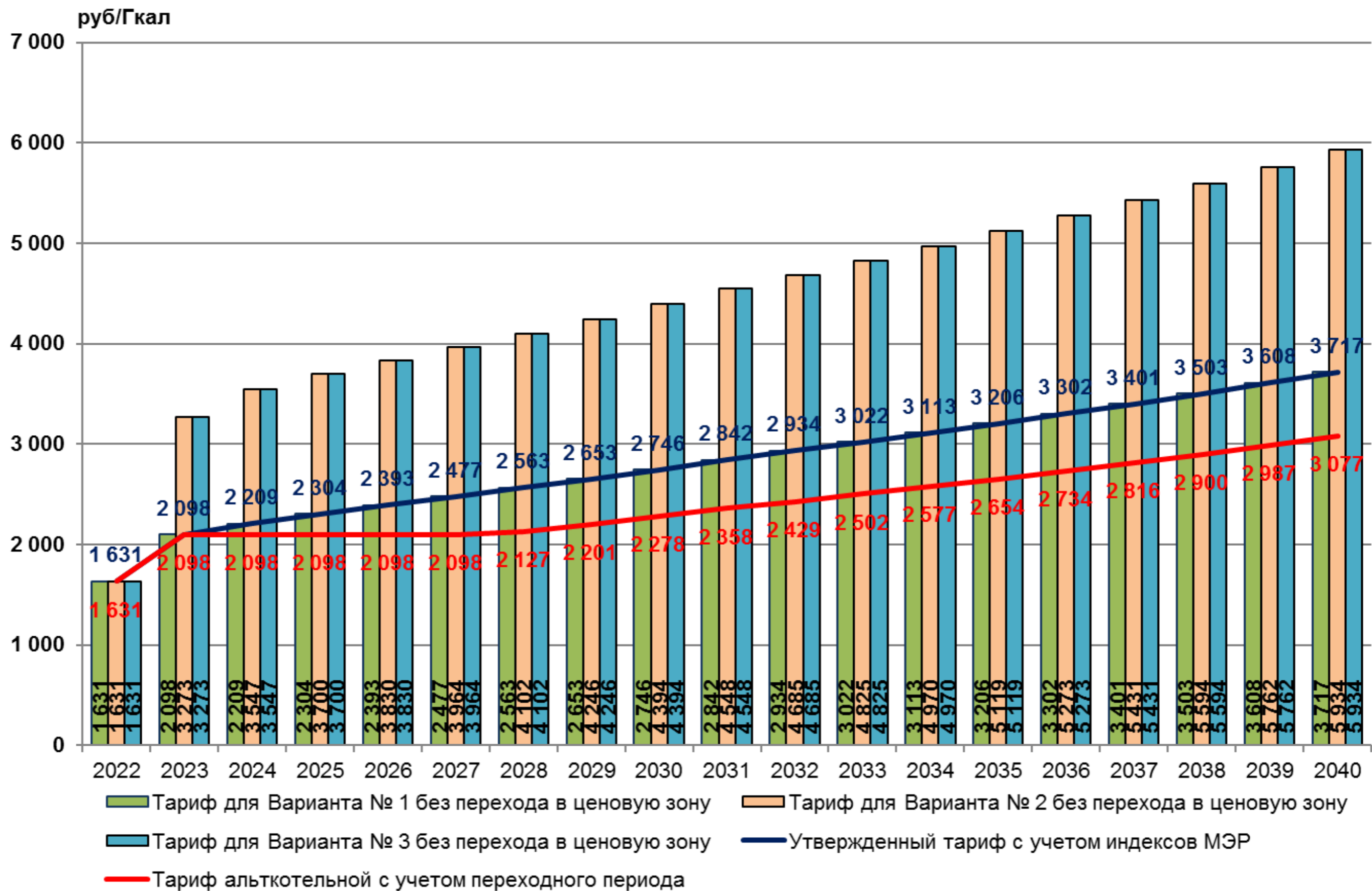


Рисунок 101. Сравнение роста тарифов ЕТО № 19 с учетом технического перевооружения и роста тарифа, прогнозируемого в соответствии с индексами МЭР

3.19. Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения ЕТО № 22 ООО СМТ «Стройбетон»

В ходе расчетов экономической эффективности проектов были получены следующие результаты для Варианта № 1:

- Инвестиции – 836 076,64 тыс. руб.
- NPV проекта – 569 276,65 тыс. руб.
- IRR – в связи с тем, что срок окупаемости проекта менее года, IRR не вычисляется
- Срок окупаемости – менее года.
- Дисконтированный срок окупаемости – менее года.

В ходе расчетов экономической эффективности проектов были получены следующие результаты для Варианта № 2:

- Инвестиции –1 421 162,93 тыс. руб.
- NPV проекта –473 056,55 тыс. руб.
- IRR – в связи с тем, что срок окупаемости проекта менее года, IRR не вычисляется
- Срок окупаемости – менее года.
- Дисконтированный срок окупаемости – менее года.

Вариант № 3 аналогичен Варианту № 2.

Сравнение тарифа конечного потребителя ЕТО № 22 по Вариантам № 1, № 2 роста тарифа в соответствии с индексами МЭР, а так же тарифа ценовой зоны отображены на рисунке 102.

Тариф конечного потребителя по Варианту № 3 аналогичен Варианту № 2.

На основании выполненных расчетов можно сделать следующий вывод – реализация мероприятий, запланированных инвестпрограммой ЕТО № 22 вызовет рост тарифа конечного потребителя тепловой энергии по сравнению со значениями тарифа, рассчитанного с учетом индексов МЭР (Рисунок 102).

Тариф с инвестиционной составляющей не превысит тариф с индексом МЭР по Варианту № 1.

Тариф с инвестиционной составляющей превысит тариф с индексом МЭР по Варианту № 2 на 28,68%.

Вариант № 1. Запланированный в Мастер-Плане объем мероприятий по Варианту № 14 незначительно увеличивает тариф потребителей. Это связано с ростом полезного отпуска тепловой энергии, позволяющим снизить себестоимость тарифа и провести за счет полученной экономии весь объем запланированной реконструкции тепловых сетей.

Вариант № 2 увеличит тариф конечного потребителя.

На основании приведенных данных Вариант № 2 может быть рекомендован к реализации поскольку обладает лучшими технико-экономическими показателями. Однако реализация всех мероприятий, заложенных в Вариант № 2, потребует либо привлечения бюджетного финансирования, либо перехода в ценовую зону.

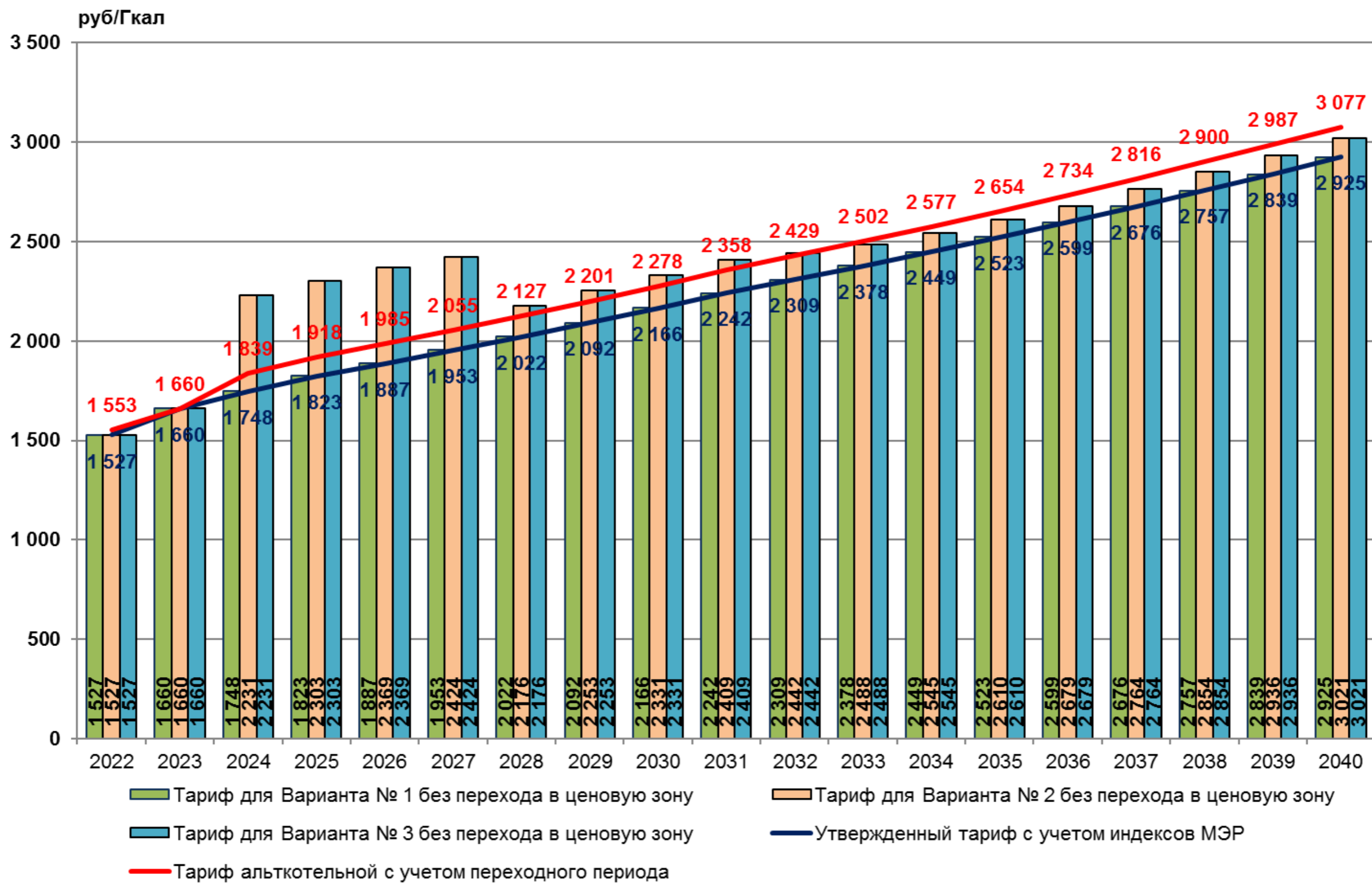


Рисунок 102. Сравнение роста тарифов ЕТО № 22 с учетом технического перевооружения и роста тарифа, прогнозируемого в соответствии с индексами МЭР

3.20. Общие выводы по приоритетному варианту развития города

На основании выполненного анализа можно сделать выводы:

1. Из трех предложенных вариантов развития для большинства ЕТО (19 из 22) наилучшими технико-экономическими показателями обладает вариант развития № 2, для ЕТО № 7, 11, 13 наилучшими технико-экономическими показателями обладает вариант развития № 1.

2. Реализация Варианта № 1 не требует привлечения дополнительного финансирования и может быть реализована за счет средств утвержденного тарифа. В этом случае прогнозируется деградация объектов теплоснабжения в городе: увеличение срока службы и количества повреждений на тепловых сетях, снижение качества теплоснабжения потребителей.

3. Реализация Варианта № 2 позволит улучшить состояние систем теплоснабжения. Для его реализации требуются дополнительные источники финансирования. В качестве основного источника рассматривается переход г. Омск в ценовую зону на тариф альтернативной котельной. Данный переход позволит увеличить тариф на теплоснабжение для конечного потребителя и позволит выполнить все запланированные мероприятия в зонах действия следующих ЕТО:

- ЕТО № 1 АО "ОмскРТС";
- ЕТО № 3 ПО "Полет" филиал ФГУП "ГКНПЦ им. М.В.Хруничева";
- ЕТО № 4 ООО "Омсктехуглерод";
- ЕТО № 5 АО "Омкшина";
- ЕТО № 6 ООО "ПТЭ";
- ЕТО № 7 АО "ОНИИП";
- ЕТО № 10 ООО "Теплогенерирующий комплекс";
- ЕТО № 000 «Малая генерация»;
- ЕТО № 13 ООО "Тепловая компания";
- ЕТО № 15 ПАО "Омский каучук".

Для других ЕТО переход на тариф альтернативной котельной приведет к снижению тарифа на теплоснабжение и сократит источники финансирования:

- ЕТО № 2 МП г. Омска "Тепловая компания";
- ЕТО № 11 Омский РВПиС;
- ЕТО № 14 ООО "Мечта";
- ЕТО № 16 ООО "КомплексТеплоСервис";
- ЕТО № 17 ООО "Энергопоставка";

- ЕТО № 18 АСУСО "Омский психоневрологический интернат";
- ЕТО № 19 БСУСО «Кировский дом-интернат для умственно-отсталых детей».

Для данных ЕТО реализация всего комплекса запланированных в Варианте № 2 мероприятий потребует привлечение бюджетного финансирования, либо передача части объектов теплоснабжения (котельных и тепловых сетей) другим ЕТО, у которых тариф на теплоснабжение после перехода в ценовую зону увеличится (например, ЕТО № 1). Конкретный перечень передаваемых объектов может быть определен при согласовании параметров ценовой зоны между администрацией и теплоснабжающими организациями г. Омска.

4. Технико-экономическая оценка мероприятий по переключению потребителей в авиагородке

В 2018 году ОАО «ОКСК» принято решение о прекращении теплоснабжения потребителей Кировского АО г. Омска от теплоисточника по адресу: г. Омск, ул. Ключевая, 37. Для обеспечения тепловой энергией населения микрорайона Авиагородок ООО «Тепловая компания» в июле 2018 года приобрело теплотрассу от котельной ОАО «ОКСК».

07.09.2018 г. между Департаментом городского хозяйства Администрации г. Омска, ОАО «ОКСК», МП г. Омска «Тепловая компания» (далее МП ТК) и ООО «Тепловая компания» заключено соглашение о перераспределении нагрузок потребителей от теплоисточника ОАО «ОКСК» между теплоисточниками МП ТК и ООО «Тепловая компания». Соглашение заключалось в целях организации обеспечения теплоснабжения потребителей в отопительный сезон 2018-2019 и для этого часть абонентов ОАО «ОКСК» (8 жилых домов, 3 административных здания) подключались к теплоисточнику МП ТК (1.05), а ООО «Тепловая компания» оказывало услуги МП ТК по передаче тепловой энергии согласно договору №10423 от 24.09.2018. Однако с 01.09.2022, согласно п. 56.1. «Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации», утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 8 августа 2012 № 808 "Об организации теплоснабжения в Российской Федерации», ООО «Тепловая компания» не имеет возможности оказывать услуги по передаче тепловой энергии, в связи с чем, договор оказания услуг расторгнут.

Согласно «Пояснительной записке к гидравлическому расчёту тепловых сетей котельной ООО «Тепловая компания» при присоединении 8 МКД: ул. Авиагородок 34а, 35, 36, 36а, 38, ул. 12 Декабря, 111, ул. Володарского, 122 и ул. Седова, 63», выполненному ООО «Комплектация» в 2022 г., пропускной способности тепловых сетей при переключении данных абонентов достаточно. Для улучшения гидравлического режима необходимо ликвидировать сужение участка тепловой сети, находящегося на балансе МП ТК, между УУ-45 и УУ-48 (Таблица 33).

Таблица 33. Мероприятия по переключению потребителей

Источник	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Протяженность участка в 2-х тр. исп., м	Условный диаметр до реконструкции, мм	Условный диаметр после реконструкции, мм	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляционный материал	Капитальные затраты с НДС в ценах 2022 года, тыс.руб.
Котельная 1.27	УУ-45	УУ-48	42	200	250	Надземный	ППУ	2 049,2

ООО «Тепловая компания» с 2018 года выполнены мероприятия по замене трубопроводов тепловой сети в размере 2162,4 погонных метров, монтажу балансировочных клапанов в целях перераспределения расходов сетевой воды между лучами тепловой сети, замене сетевого насоса 75 кВт на более мощный 200 кВт.

Расчет экономической эффективности приведен в таблице 34.

В ходе расчетов экономической эффективности проекта по переключению потребителей микрорайона Авиагородок были получены следующие результаты:

Инвестиции – 2049,2 тыс. руб.

NPV проекта – 964,86 тыс. руб.

IRR – в связи с тем, что срок окупаемости проекта менее года, IRR не вычисляется

Срок окупаемости – срок окупаемости проекта менее года.

Дисконтированный срок окупаемости – срок окупаемости проекта менее года.

На основании приведенных данных проект переключения потребителей может быть рекомендован к реализации.

Сравнение тарифа конечного потребителя ЕТО № 13 (сравнение роста тарифа с учетом переключения потребителей, роста тарифа в соответствии с индексами МЭР) отображены на рисунке 104.

Необходимо отметить, что в рамках реализации Варианта развития № 2 планируется переход г. Омск в ценовую зону теплоснабжения, что приведет к росту тарифа для конечного потребителя в зоне действия ЕТО № 13 ООО "Тепловая компания" и замораживанию тарифа в зоне действия ЕТО № 2 МП г. Омска "Тепловая компания". В результате к 2027 году тарифа данных ЕТО будут выравнены. Таким образом, основная причина переключения – разница в тарифах будет устранена.

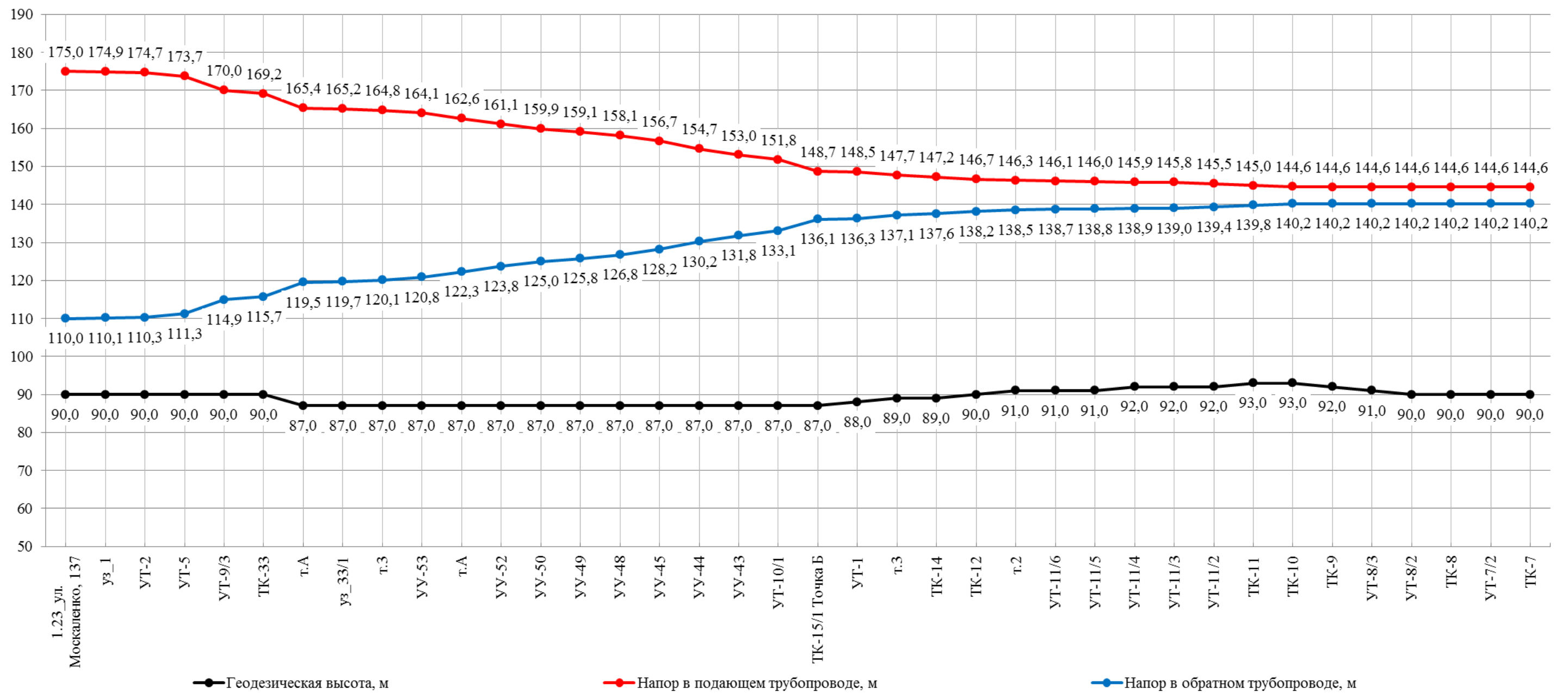


Рисунок 103. Пьезометрический график тепловой сети от котельной 1.23 до ТК-7

Таблица 34. Расчет экономической эффективности для переключения потребителей микрорайона Авиагородок ЕТО № 13

Показатели	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
		A+1	A+2	A+3	A+4	A+5	A+6	A+7	A+8	A+9	A+10	A+11	A+12	A+13	A+14	A+15	A+16	A+17	A+18	A+19
С-1																				
Выручка суммарно	тыс. руб.	258374	235570,7	270294,5	281109,2	292620,8	303477,8	315977,7	327740,7	339700	352174,4	380127,4	390461,5	403106	416180,2	427546,8	433773,6	447313,1	461515,5	475464,0069
Производственные затраты суммарно, в том числе:	тыс. руб.	258374	233863	270294,5	281109,2	292620,8	303477,8	315977,7	327740,7	339700	352174,4	380127,4	390461,5	403106	416180,2	427546,8	433773,6	447313,1	461515,5	475464,0036
Амортизация	тыс. руб.	20144,28	21020,2	22321,76	20860,7	19347,32	17833,93	16441,25	15538,08	14074,32	12560,93	11047,54	9321,073	7122,002	7697,681	8505,632	3132,599	3994,502	4933,596	6009,268889
Проценты за использование займов суммарно	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прибыль	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Привлеченный капитал	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Плата за присоединение (суммарно)	тыс. руб.	702,4	0	784,94	0	0	0	5993,82	744,38	0	0	0	0	0	2240,61	0	0	0	0	0
Выплаты по кредиту	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО финансовый результат	тыс. руб.	20846,69	22727,87	23106,7	20860,7	19347,32	17833,93	22435,07	16282,46	14074,32	12560,93	11047,54	9321,073	7122,006	9938,291	8505,637	3132,601	3994,502	4933,596	6009,272222
С-0																				
Выручка суммарно	тыс. руб.	258378	232607,3	244354,6	254354,1	265123,3	275235,9	286977,3	297983,9	309139,4	320784,9	347725,4	357367,8	369561,5	381904,8	392524,3	397977,8	410726,1	424099,9	437218,9156
Производственные затраты суммарно, в том числе:	тыс. руб.	258378	232607,3	244354,6	254354,1	265123,3	275235,9	286977,3	297983,9	309139,4	320784,9	347725,4	357367,8	369561,5	381904,8	392524,3	397977,8	410726,1	424099,9	437218,9123
Амортизация	тыс. руб.	20144,28	21020,2	22150,99	20689,94	19176,55	17663,16	16270,48	15367,31	13903,55	12390,16	10876,78	9150,306	7122,002	7697,681	8505,632	3132,599	3994,502	4933,596	6009,268889
Проценты за использование займов суммарно	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прибыль	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Привлеченный капитал	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Плата за присоединение (суммарно)	тыс. руб.	702,4	0	784,94	0	0	0	5993,82	744,38	0	0	0	0	0	2240,61	0	0	0	0	0
Выплаты по кредиту	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО финансовый результат	тыс. руб.	20846,69	21020,2	22935,93	20689,94	19176,55	17663,16	22264,31	16111,69	13903,55	12390,16	10876,78	9150,306	7122,006	9938,291	8505,637	3132,601	3994,502	4933,596	6009,272222
Сальдо																				
Выручка суммарно	тыс. руб.	-4,038222	2963,324	25939,87	26755,04	27497,49	28241,89	29000,41	29756,85	30560,58	31389,48	32402,04	33093,75	33544,51	34275,35	35022,51	35795,85	36586,97	37415,62	38245,09127
Производственные затраты суммарно, в том числе:	тыс. руб.	-4,038222	1255,657	25939,87	26755,04	27497,49	28241,89	29000,41	29756,85	30560,58	31389,48	32402,04	33093,75	33544,51	34275,35	35022,51	35795,85	36586,97	37415,62	38245,09127
Амортизация	тыс. руб.	0	0	170,7667	170,7667	170,7667	170,7667	170,7667	170,7667	170,7667	170,7667	170,7667	170,7667	0	0	0	0	0	0	0
Проценты за использование займов суммарно	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прибыль	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Привлеченный капитал	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Плата за присоединение (суммарно)	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выплаты по кредиту	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО финансовый результат	тыс. руб.	0	1707,667	170,7667	170,7667	170,7667	170,7667	170,7667	170,7667	170,7667	170,7667	170,7667	170,7667	0	0	0	0	0	0	-5,82077E-11
Инвестиции (суммарно) С-1	тыс. руб.	3629,592	7901,808	784,9417	0	0	1810,542	9153,225	744,3833	0	0	1736,433	0	8635,183	12119,26	11301,18	12928,54	14790,25	16920,04	19356,53333
Инвестиции (суммарно) С-0	тыс. руб.	3629,592	6194,142	784,9417	0	0	1810,542	9153,225	744,3833	0	0	1736,433	0	8635,183	12119,26	11301,18	12928,54	14790,25	16920,04	19356,53333
Сальдо инвестиции	тыс. руб.	0	1707,667	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Сальдо денежного потока (С-1 - С-0)	тыс. руб.	0	1,91E-11	170,7667	170,7667	170,7667	170,7667	170,7667	170,7667	170,7667	170,7667	170,7667	170,7667	0	0	0	0	0	0	-5,82077E-11
Сальдо денежных потоков нарастающим итогом	тыс. руб.	0	1,91E-11	170,7667	341,5333	512,3	683,0667	853,8333	1024,6	1195,367	1366,133	1536,9	1707,667	1707,667	1707,667	1707,667	1707,667	1707,667	1707,667	1707,666667
Инвестиции	тыс. руб.	0	1707,667	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Инвестиции нарастающим итогом	тыс. руб.	0	1707,667	1707,667	1707,667	1707,667	1707,667	1707,667	1707,667	1707,667	1707,667	1707,667	1707,667	1707,667	1707,667	1707,667	1707,667	1707,667	1707,667	1707,666667
Дисконтированный денежный поток		0	0	152,4702	136,1341	121,5483	108,5253	96,89759	86,51571	77,24617	68,96979	61,58017	54,9823	0	0	0	0	0	0	0
Показатель эффективности																				
ИТОГО Инвестиции		2049,2																		
норма дисконта		0,12																		
NPV		964,8697525																		
IRR		в связи с тем, что срок окупаемости проекта менее года, IRR не вычисляется																		
срок окупаемости простой		срок окупаемости проекта менее года																		
срок окупаемости дисконтированный		срок окупаемости проекта менее года																		

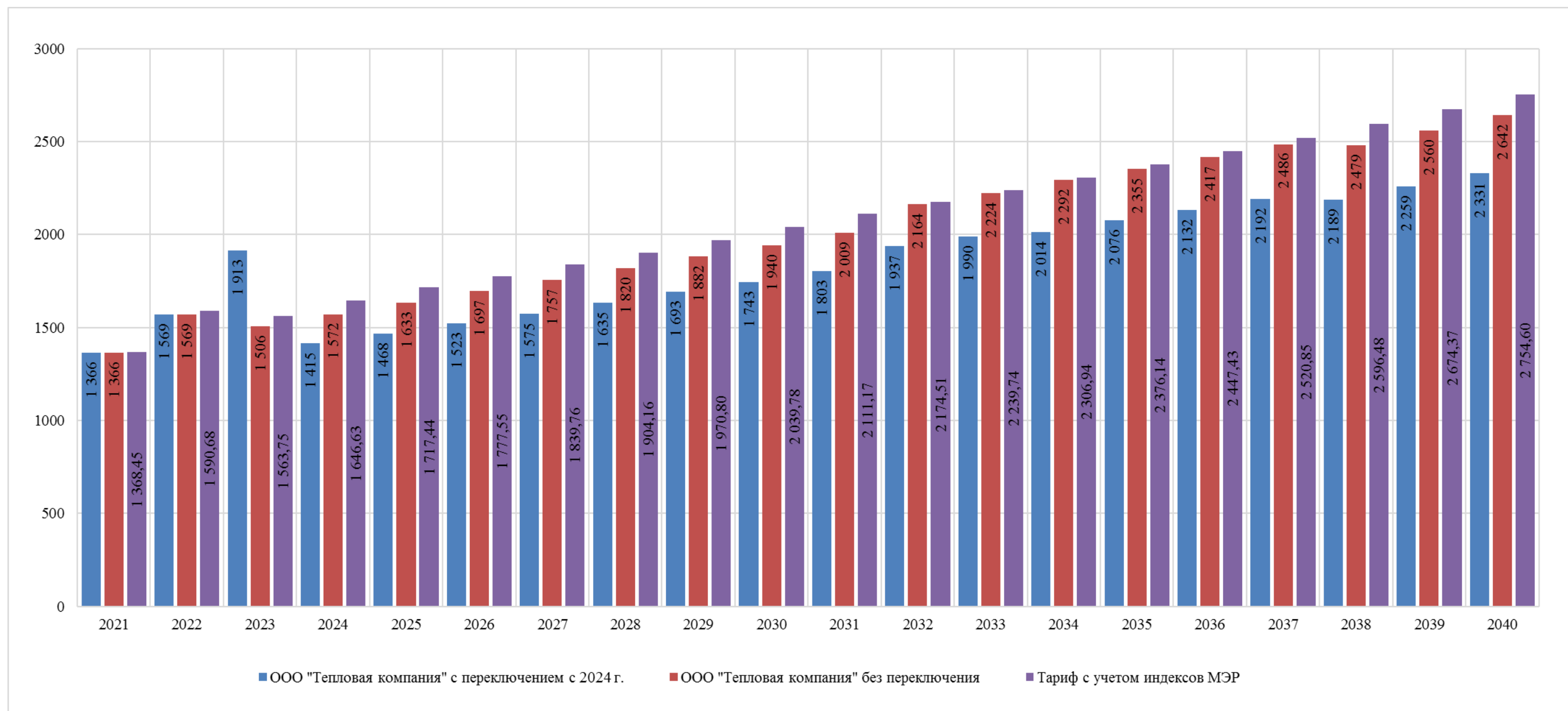


Рисунок 104. Сравнение роста тарифов ЕТО № 13 с учетом переключения потребителей

5. Описание изменений в мастер-плане развития систем теплоснабжения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

В связи с утверждением нового генерального плана города Омска на период до 2040 года, был разработан новый проект схемы теплоснабжения города Омска на период до 2040 года взамен актуализации утвержденной схемы теплоснабжения города Омска на период до 2033 года. Данное решение объясняется требованием п. 12 порядка разработки, утверждения и актуализации схем теплоснабжения Постановления Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012 года N 154 "О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения" (с изменениями на 16 марта 2019 года).

В разработанной схеме теплоснабжения города Омска на период до 2040 года варианты развития систем теплоснабжения были определены заново без учета положений утвержденной схемы теплоснабжения города Омска на период до 2033 года.

Приложение

Таблица 35. Результаты расчетов экономической эффективности Вариантов развития по каждой ЕТО

Показатели	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
		A+1	A+2	A+3	A+4	A+5	A+6	A+7	A+8	A+9	A+10	A+11	A+12	A+13	A+14	A+15	A+16	A+17	A+18	A+19
ЕТО № 1 АО "ОмскРТС"																				
Вариант № 1																				
Выручка суммарно	тыс. руб.	26 177	28 983	30 090	31 365	32 158	34 289	34 902	37 027	38 093	39 997	41 493	42 954	44 392	45 978	47 608	49 569	51 632	53 926	56 334
Производственные затраты суммарно, в том числе:	тыс. руб.	25 964	28 136	29 507	30 882	32 070	33 500	35 220	36 788	38 195	39 835	41 258	42 581	44 172	45 673	47 223	49 049	50 960	53 035	55 002
Амортизация	тыс. руб.	909	839	895	937	983	977	976	952	953	922	905	935	960	990	1 036	1 051	1 073	1 053	1 019
Проценты за использование займов суммарно	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прибыль	тыс. руб.	213	847	583	482	87 848,09	789	-317	238	-102	161	234	373	219	305	384	520	672	891	1 331
Привлеченный капитал	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Плата за присоединение (суммарно)	тыс. руб.	411	951	964	951	769	768	334	357	139	346	293	155	202	461	160	431	118	223	137
Выплаты по кредиту	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО финансовый результат	тыс. руб.	1 534	2 638	2 443	2 371	1 840	2 535	994	1 548	991	1 429	1 434	1 463	1 382	1 757	1 581	2 003	1 864	2 168	2 488
Инвестиции без НДС	тыс. руб.	1 817	2 338	2 911	3 090	2 827	2 061	525	1 065	344	727	736	702	779	1 137	944	1 347	1 188	1 475	1 604
Сальдо денежных потоков	тыс. руб.	-282	299	-468	-718	-986	473	468	483	646	702	697	761	603	620	636	655	675	693	884
Дисконтированный денежный поток	тыс. руб.	-253	241	-337	-465	-572	246	218	202	242	236	210	206	146	135	124	114	106	97 688,16	111
Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом	тыс. руб.	-253	-12	-349	-815	-1 387	-1 140	-922	-720	-477	-240	-30	176	322	457	582	697	803	900	1 012
ИТОГО Инвестиции, тыс. руб.		33 660 813,93																		
норма дисконта, ед.		0,12																		
NPV, тыс. руб.		1 012 740,23																		
IRR, ед.		0,19																		
срок окупаемости простой, лет		9,06																		
срок окупаемости дисконтированный, лет		11,15																		
Вариант № 2																				
Выручка суммарно	тыс. руб.	26 392	31 382	33 991	35 671	37 502	38 688	40 318	41 379	42 828	44 439	45 956	47 614	48 848	50 631	52 586	54 077	56 073	58 569	60 710
Производственные затраты суммарно, в том числе:	тыс. руб.	26 023	29 250	31 248	32 895	34 689	36 620	39 078	40 188	41 828	43 668	45 163	46 615	47 900	49 399	51 184	52 365	54 112	56 323	58 923
Амортизация	тыс. руб.	928	885	1 099	1 328	1 576	1 809	2 033	2 242	2 432	2 561	2 678	2 817	2 819	2 794	3 086	2 791	2 868	2 906	3 200
Проценты за использование займов суммарно	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прибыль	тыс. руб.	168	1 859	1 989	2 092	2 571	2 832	2 854	2 285	2 268	2 319	2 325	2 316	2 268	2 235	2 231	2 345	2 602	2 431	2 144
Привлеченный капитал	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Плата за присоединение (суммарно)	тыс. руб.	411	951	964	951	769	768	334	357	139	346	293	155	202	461	160	431	118	223	137
Выплаты по кредиту	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО финансовый результат	тыс.	1 709	3 969	4 805	5 055	5 159	4 645	3 608	3 790	3 571	3 678	3 765	3 971	3 969	4 488	4 648	4 935	4 949	5 377	5 125

Показатели	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
		A+1	A+2	A+3	A+4	A+5	A+6	A+7	A+8	A+9	A+10	A+11	A+12	A+13	A+14	A+15	A+16	A+17	A+18	A+19
	руб.	080,47	580,79	940,57	479,34	628,87	981,42	077,77	300,03	530,66	104,15	437,64	723,67	368,24	310,90	670,73	320,51	538,66	089,61	778,00
Инвестиции без НДС	тыс. руб.	1 709 242,83	4 039 947,45	4 748 480,93	5 035 799,99	5 258 554,49	4 758 032,22	3 482 795,63	3 449 462,83	2 715 989,45	3 153 694,03	3 171 270,99	3 132 693,20	3 677 884,82	4 362 109,63	4 293 909,56	4 939 299,44	4 673 408,23	5 128 528,82	5 477 725,43
Сальдо денежных потоков	тыс. руб.	-162,36	-70 366,66	57 459,64	19 679,35	-98 925,62	-112 050,79	125 282,14	340 837,20	855 541,21	524 410,13	594 166,65	839 030,47	291 483,42	126 201,28	354 761,17	-3 978,93	276 130,43	248 560,79	-351 947,43
Дисконтированный денежный поток	тыс. руб.	-145,62	-56 600,10	41 451,32	12 732,43	-57 402,98	-58 313,05	58 474,31	142 675,05	321 193,78	176 572,23	179 425,73	227 237,14	70 801,19	27 492,59	69 312,74	-697,22	43 395,18	35 033,62	-44 489,27
Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом	тыс. руб.	-145,37	-56 745,48	-15 294,16	-2 561,73	-59 964,71	-118 277,76	-59 803,45	82 871,60	404 065,38	580 637,61	760 063,34	987 300,48	1 058 101,68	1 085 594,26	1 154 907,00	1 154 209,79	1 197 604,97	1 232 638,59	1 188 149,31
ИТОГО Инвестиции, тыс. руб.		95 768 977,68																		
норма дисконта, ед.		0,12																		
NPV, тыс. руб.		1 188 149,31																		
IRR, ед.		0,22																		
срок окупаемости простой, лет		7,96																		
срок окупаемости дисконтированный, лет		8,48																		
Вариант № 3																				
Выручка суммарно	тыс. руб.	26 734 141,34	31 854 422,08	34 609 417,66	36 317 698,05	38 108 362,74	39 092 448,96	40 420 706,30	41 727 895,84	43 299 637,66	45 239 578,58	46 919 832,11	48 739 221,60	49 842 590,89	51 644 705,89	53 489 212,32	55 796 645,86	57 799 235,59	60 180 383,12	62 310 151,38
Производственные затраты суммарно, в том числе:	тыс. руб.	26 023 578,78	29 248 096,13	31 246 526,91	32 894 053,61	34 687 730,46	36 620 479,00	39 079 807,13	40 246 033,16	42 018 137,96	43 993 344,20	45 603 818,10	47 174 038,73	48 417 993,11	49 921 128,83	51 690 573,39	53 210 296,25	55 005 592,38	57 162 604,64	59 477 121,76
Амортизация	тыс. руб.	1 045 067,95	996 413,33	1 236 416,03	1 494 848,53	1 773 955,25	2 036 213,14	2 287 827,01	2 522 625,89	2 744 348,50	2 913 790,39	3 082 719,71	3 282 690,44	3 333 842,69	3 336 326,19	3 688 278,02	3 371 592,04	3 519 672,31	3 618 938,71	3 749 659,57
Проценты за использование займов суммарно	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прибыль	тыс. руб.	168 336,52	1 859 029,96	1 989 396,93	2 092 853,14	2 571 925,42	2 832 091,55	2 854 522,73	2 355 733,08	2 484 826,60	2 645 493,59	2 710 011,54	2 749 443,16	2 523 210,16	2 424 373,55	2 353 024,63	2 851 479,62	3 083 181,24	2 778 168,48	2 722 022,06
Привлеченный капитал	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Плата за присоединение (суммарно)	тыс. руб.	411 417,28	951 832,20	964 432,13	951 252,81	769 466,00	768 454,23	334 781,25	357 757,00	139 490,45	346 229,51	293 360,41	155 452,37	202 618,31	461 784,50	160 146,69	431 327,35	118 798,61	223 744,04	137 966,01
Выплаты по кредиту	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО финансовый результат	тыс. руб.	2 167 047,79	4 554 571,48	5 563 738,91	5 869 745,78	5 964 053,53	5 276 637,33	3 963 507,43	4 362 245,57	4 165 338,65	4 506 254,27	4 692 094,13	5 003 325,67	4 961 058,79	5 521 687,75	5 647 063,64	6 389 268,99	6 432 114,13	6 860 461,23	6 720 655,20
Инвестиции без НДС	тыс. руб.	2 051 091,40	4 847 936,94	5 698 177,11	6 042 959,99	6 310 265,39	5 709 638,66	4 179 354,76	4 224 661,77	3 520 946,05	4 178 064,92	4 270 778,22	4 282 489,59	4 734 552,56	5 482 211,66	5 318 179,10	6 579 328,67	6 214 814,50	6 599 025,50	7 285 440,39
Сальдо денежных потоков	тыс. руб.	115 956,39	-293 365,46	-134 438,20	-173 214,21	-346 211,86	-433 001,33	-215 847,33	137 583,80	644 392,60	328 189,35	421 315,91	720 836,08	226 506,23	39 476,09	328 884,54	-190 059,68	217 299,63	261 435,73	-564 785,19
Дисконтированный денежный поток	тыс. руб.	103 996,76	-235 971,33	-96 983,55	-112 068,63	-200 894,29	-225 340,90	-100 744,79	57 592,82	241 922,77	110 503,44	127 228,48	195 226,20	55 018,26	8 599,75	64 257,00	-33 303,67	34 149,65	36 848,29	-71 393,85
Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом	тыс. руб.	103 997,00	-131 974,33	-228 957,88	-341 026,51	-541 920,80	-767 261,70	-868 006,50	-810 413,67	-568 490,91	-457 987,46	-330 758,99	-135 532,79	-80 514,52	-71 914,77	-7 657,77	-40 961,44	-6 811,79	30 036,50	-41 357,36
ИТОГО Инвестиции, тыс. руб.		99 328 138,91																		
норма дисконта, ед.		0,12																		
NPV, тыс. руб.		-41 357,36																		
IRR, ед.		в связи с тем, что NPV отрицателен в течение всего рассматриваемого периода, IRR не рассчитывается																		
срок окупаемости простой, лет		23,40																		
срок окупаемости дисконтированный, лет		28,60																		
ЕТО № 2 МП г. Омска «Тепловая компания»																				
Вариант № 1																				
Выручка суммарно	тыс. руб.	1 388 264,85	1 369 092,04	1 461 645,22	1 471 756,48	1 468 677,98	1 552 104,25	1 632 065,67	1 810 030,56	1 923 252,65	1 984 584,35	2 085 327,06	2 194 360,31	2 394 697,75	2 528 864,31	2 652 057,92	2 837 978,06	3 062 975,33	3 193 107,29	3 409 622,09
Производственные затраты суммарно	тыс. руб.	1 450	1 465	1 509	1 579	1 695	1 752	1 809	1 789	1 890	2 000	2 161	2 240	2 352	2 455	2 582	2 712	2 856	2 960	3 065

Показатели	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
		A+1	A+2	A+3	A+4	A+5	A+6	A+7	A+8	A+9	A+10	A+11	A+12	A+13	A+14	A+15	A+16	A+17	A+18	A+19
но, в том числе:	руб.	911,11	185,35	833,12	851,18	719,95	361,70	733,76	209,14	994,58	528,79	153,01	181,78	145,91	286,33	304,90	701,55	367,12	163,49	544,73
Амортизация	тыс. руб.	62 646,27	71 725,19	82 795,66	111 709,64	136 739,36	135 728,49	134 238,59	129 321,47	130 329,13	139 141,33	136 700,16	137 391,24	131 578,27	146 277,43	186 374,19	204 576,10	218 296,04	233 369,41	212 071,68
Проценты за использование займов суммарно	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прибыль	тыс. руб.	-62 646,26	-98 397,90	-70 617,86	-70 942,45	-112 251,41	-109 055,98	-107 608,42	-25 889,98	-42 826,35	-73 463,99	-137 624,86	-141 760,17	-145 997,16	-150 384,12	-154 903,38	-159 548,27	-164 330,34	-169 257,16	-174 341,65
Привлеченный капитал	тыс. руб.	0	68 808,61	315 900,00	196 366,02	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Плата за присоединение (суммарно)	тыс. руб.	29 110,50	13 303,67	73 928,61	186 056,85	2 639,16	70 580,12	13 658,02	16 606,71	106 971,61	3 585,67	110 301,04	12 740,20	120 763,35	487 367,21	174 277,40	113 907,44	177 519,64	18 892,78	6 957,70
Выплаты по кредиту	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО финансовый результат	тыс. руб.	29 110,50	57 744,17	424 436,38	386 037,81	-87 663,45	6 051,16	-29 771,48	166 749,60	269 558,81	126 782,57	171 175,25	104 309,98	294 893,46	707 222,62	430 404,61	443 760,04	602 423,90	485 205,99	563 106,74
Инвестиции без НДС	тыс. руб.	68 897,23	146 670,29	640 513,19	570 596,57	101 866,01	93 243,29	31 553,55	138 199,46	278 681,19	76 120,43	132 361,25	15 288,24	264 584,75	721 741,69	365 747,66	315 856,23	417 990,97	257 154,04	276 597,45
Сальдо денежных потоков	тыс. руб.	-39 786,73	-88 926,12	-216 076,81	-184 558,76	-189 529,46	-87 192,13	-61 325,03	28 550,14	-9 122,38	50 662,14	38 814,00	89 021,74	30 308,71	-14 519,07	64 656,95	127 903,81	184 432,93	228 051,95	286 509,29
Дисконтированный денежный поток	тыс. руб.	-39 786,73	-88 926,12	-216 076,81	-184 558,76	-189 529,46	-87 192,13	-61 325,03	28 550,14	-9 122,38	50 662,14	38 814,00	89 021,74	30 308,71	-14 519,07	64 656,95	127 903,81	184 432,93	228 051,95	286 509,29
Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом	тыс. руб.	-39 786,73	-128 712,85	-344 789,66	-529 348,42	-718 877,88	-806 070,01	-867 395,03	-838 844,89	-847 967,26	-797 305,13	-758 491,13	-669 469,39	-639 160,68	-653 679,75	-589 022,80	-461 118,99	-276 686,06	-48 634,12	237 875,17
ИТОГО Инвестиции, тыс. руб.		4 951 776,78																		
норма дисконта, ед.		0,12																		
NPV, тыс. руб.		237 875,17																		
IRR, ед.		0,15																		
срок окупаемости простой, лет		18,17																		
срок окупаемости дисконтированный, лет		18,80																		
Вариант № 2																				
Выручка суммарно	тыс. руб.	1 416 008,08	1 761 017,54	1 882 197,81	1 940 981,44	2 100 781,32	2 082 224,19	2 260 582,33	2 266 131,45	2 436 758,80	2 488 449,24	2 764 380,66	2 941 220,33	3 082 558,15	3 231 744,46	3 420 925,92	3 428 874,03	3 654 169,24	3 896 952,29	4 005 557,39
Производственные затраты суммарно, в том числе:	тыс. руб.	1 450 350,49	1 485 929,80	1 580 168,55	1 666 961,70	1 766 035,61	1 855 020,33	1 948 054,05	2 028 987,33	2 132 778,02	2 233 341,31	2 369 638,54	2 488 059,59	2 631 190,05	2 761 947,00	2 912 932,40	3 063 683,40	3 228 394,78	3 342 725,32	3 469 991,46
Амортизация	тыс. руб.	62 116,91	70 238,94	94 607,32	126 669,91	158 407,43	175 443,55	190 449,09	206 800,24	219 283,77	239 677,76	252 899,42	278 324,26	301 826,56	337 012,04	392 184,15	434 028,35	465 341,34	484 974,59	486 566,37
Проценты за использование займов суммарно	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прибыль	тыс. руб.	-34 342,41	306 699,98	240 892,54	292 655,11	389 235,89	355 809,73	434 130,26	267 906,10	309 047,20	334 401,24	531 442,28	590 551,98	483 222,44	501 990,70	563 855,40	420 460,65	473 264,32	592 194,14	524 097,43
Привлеченный капитал	тыс. руб.	0	68 808,61	315 900,00	196 366,02	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Плата за присоединение (суммарно)	тыс. руб.	29 110,50	13 303,67	73 928,61	186 056,85	2 639,16	70 580,12	13 658,02	16 606,71	106 971,61	3 585,67	110 301,04	12 740,20	120 763,35	487 367,21	174 277,40	113 907,44	177 519,64	18 892,78	6 957,70
Выплаты по кредиту	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО финансовый результат	тыс. руб.	56 885,01	427 438,96	786 465,19	783 112,52	495 792,30	473 227,53	516 635,39	460 551,08	630 236,16	498 371,36	757 942,58	744 225,20	873 958,01	1 294 176,72	1 074 455,08	913 126,42	1 068 635,43	1 058 094,34	1 029 089,99
Инвестиции без НДС	тыс. руб.	57 414,36	428 925,22	774 653,54	768 152,26	474 124,24	433 512,48	460 424,89	383 072,31	541 281,53	397 834,93	641 743,32	603 292,18	703 709,73	1 103 442,10	868 645,12	683 674,18	821 590,13	806 489,17	754 595,31
Сальдо денежных потоков	тыс. руб.	-529,35	-1 486,26	11 811,65	14 960,26	21 668,06	39 715,05	56 210,49	77 478,77	88 954,63	100 536,42	116 199,26	140 933,02	170 248,28	190 734,62	205 809,96	229 452,25	247 045,30	251 605,18	274 494,68
Дисконтированный денежный поток	тыс. руб.	-472,64	-1 184,84	8 407,30	9 507,51	12 295,04	20 120,88	25 426,77	31 292,38	32 077,93	32 370,04	33 404,51	36 174,00	39 016,51	39 028,08	37 600,71	37 428,63	35 980,75	32 718,63	31 870,69
Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом	тыс. руб.	-472,64	-1 657,47	6 749,83	16 257,34	28 552,38	48 673,26	74 100,03	105 392,41	137 470,34	169 840,38	203 244,89	239 418,88	278 435,40	317 463,48	355 064,19	392 492,82	428 473,57	461 192,20	493 062,90

Показатели	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
		A+1	A+2	A+3	A+4	A+5	A+6	A+7	A+8	A+9	A+10	A+11	A+12	A+13	A+14	A+15	A+16	A+17	A+18	A+19
ИТОГО Инвестиции, тыс. руб.		14 086 005,67																		
норма дисконта, ед.		0,12																		
NPV, тыс. руб.		493 062,90																		
IRR, ед.		29,50%																		
срок окупаемости простой, лет		2,17																		
срок окупаемости дисконтированный, лет		2,20																		
Вариант № 3 аналогичен Варианту № 2																				
ЕТО № 3 ПО «Полет» филиал ФГУП «ГКНПЦ им. М.В.Хруничева»																				
Вариант № 1																				
Выручка суммарно	тыс. руб.	134 899,11	143 211,38	151 082,70	158 260,90	165 521,85	176 414,58	182 662,95	189 133,01	195 829,27	202 763,42	209 393,53	215 752,90	222 305,65	229 665,29	236 638,42	243 824,27	251 227,03	258 854,78	266 711,37
Производственные затраты суммарно, в том числе:	тыс. руб.	139 084,00	147 432,49	155 230,14	161 906,07	168 662,14	177 084,09	183 281,47	189 697,09	196 335,27	203 207,50	209 773,20	216 065,58	222 547,57	229 832,59	236 726,88	243 829,58	251 144,66	258 680,01	266 439,27
Амортизация	тыс. руб.	4 225,51	4 778,99	4 755,32	5 318,96	5 938,05	3 514,84	3 514,84	3 514,84	3 587,26	3 897,88	3 897,88	5 657,34	7 014,72	7 014,72	7 014,72	7 014,72	6 543,47	7 765,52	6 742,10
Проценты за использование займов суммарно	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прибыль	тыс. руб.	-4 184,89	-3 307,10	-3 481,99	-3 631,74	-3 772,51	-3 905,15	-4 041,82	-4 183,29	-4 329,69	-4 481,24	-4 626,03	-4 764,79	-4 907,73	-5 054,06	-5 205,67	-5 361,86	-5 522,72	-5 688,42	-5 859,05
Привлеченный капитал	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Плата за присоединение (суммарно)	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выплаты по кредиту	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО финансовый результат	тыс. руб.	40,62	557,89	607,87	1 673,78	2 797,76	2 845,33	2 896,32	2 950,76	3 081,26	3 453,81	3 518,22	5 344,66	6 772,80	6 847,42	6 926,25	7 009,41	6 625,83	7 940,29	7 014,21
Инвестиции без НДС	тыс. руб.	8 482,61	0	18 421,56	19 419,84	0	0	0	1 303,60	5 591,17	0	31 670,28	24 432,79	0	0	0	0	21 997,06	0	0
Сальдо денежных потоков	тыс. руб.	-8 441,99	557,89	-17 813,69	-17 746,06	2 797,76	2 845,33	2 896,32	1 647,16	-2 509,91	3 453,81	-28 152,06	-19 088,13	6 772,80	6 847,42	6 926,25	7 009,41	-15 371,23	7 940,29	7 014,21
Дисконтированный денежный поток	тыс. руб.	-8 441,99	557,89	-17 813,69	-17 746,06	2 797,76	2 845,33	2 896,32	1 647,16	-2 509,91	3 453,81	-28 152,06	-19 088,13	6 772,80	6 847,42	6 926,25	7 009,41	-15 371,23	7 940,29	7 014,21
Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом	тыс. руб.	-8 441,99	-7 884,10	-25 697,79	-43 443,85	-40 646,09	-37 800,76	-34 904,44	-33 257,28	-35 767,18	-32 313,37	-60 465,44	-79 553,56	-72 780,76	-65 933,34	-59 007,09	-51 997,68	-67 368,90	-59 428,61	-52 414,40
ИТОГО Инвестиции, тыс. руб.		131 318,92																		
норма дисконта, ед.		0,12																		
NPV, тыс. руб.		-52 414,40																		
IRR, ед.		в связи с тем, что NPV отрицателен в течение всего рассматриваемого периода, IRR не рассчитывается																		
срок окупаемости простой, лет		28,40																		
срок окупаемости дисконтированный, лет		35,16																		
Вариант № 2																				
Выручка суммарно	тыс. руб.	134 964,85	142 094,04	150 891,34	159 300,04	170 105,60	187 359,43	198 065,89	204 238,60	210 490,23	216 611,49	223 616,06	225 034,81	229 724,46	235 735,32	242 629,16	239 430,99	244 093,31	261 626,64	261 792,07
Производственные затраты суммарно, в том числе:	тыс. руб.	139 084,00	146 810,90	155 473,55	164 732,97	176 160,66	190 887,18	201 494,88	207 565,70	213 786,67	220 112,12	226 798,95	230 425,82	236 751,42	242 589,96	249 295,26	245 904,97	249 906,02	256 334,13	267 436,57
Амортизация	тыс. руб.	4 225,51	4 307,74	4 990,95	7 788,87	12 415,11	15 324,46	19 187,27	19 187,27	19 187,27	19 295,90	19 761,83	19 761,83	21 694,14	20 472,50	20 472,50	10 053,91	6 191,11	6 191,11	8 024,19
Проценты за использование займов суммарно	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прибыль	тыс. руб.	-4 119,15	-3 307,10	-3 481,99	-3 631,74	-3 772,51	-3 905,15	-4 041,82	-4 183,29	-4 329,69	-4 481,24	-4 626,03	-4 764,79	-4 907,73	-5 054,06	-5 205,67	-5 361,86	-5 522,72	6 451,35	-5 859,05
Привлеченный капитал	тыс. руб.	0	5 656,91	25 914,51	43 063,33	43 333,67	23 303,62	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Показатели	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
		A+1	A+2	A+3	A+4	A+5	A+6	A+7	A+8	A+9	A+10	A+11	A+12	A+13	A+14	A+15	A+16	A+17	A+18	A+19
Плата за присоединение (суммарно)	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	1 086,34	4 659,31	0	0	0	0	0	0	0	18 330,88	0	0
Выплаты по кредиту	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО финансовый результат	тыс. руб.	106,36	5 247,78	26 323,25	45 419,27	49 693,73	35 100,33	15 758,28	16 946,50	20 550,13	15 795,28	16 578,94	14 370,82	14 667,18	13 617,86	13 806,40	3 579,93	18 709,28	11 483,61	2 379,69
Инвестиции без НДС	тыс. руб.	0	7 068,84	32 577,03	50 860,27	53 325,58	38 628,08	0	0	1 086,33	4 659,31	0	26 391,90	20 360,66	0	0	0	0	18 330,88	0
Сальдо денежных потоков	тыс. руб.	106,36	-1 821,06	-6 253,78	-5 440,99	-3 631,85	-3 527,74	15 758,28	16 946,50	19 463,80	11 135,97	16 578,94	-12 021,08	-5 693,48	13 617,86	13 806,40	3 579,93	18 709,28	-6 847,27	2 379,69
Дисконтированный денежный поток	тыс. руб.	95,39	-1 464,79	-4 511,47	-3 520,29	-2 107,43	-1 835,90	7 355,03	7 093,84	7 307,25	3 749,55	5 006,49	-3 255,70	-1 382,94	2 966,61	2 697,48	627,3	2 940,25	-965,09	300,81
Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом	тыс. руб.	95,39	-1 369,39	-5 880,86	-9 401,16	-11 508,59	-13 344,48	-5 989,45	1 104,38	8 411,63	12 161,18	17 167,67	13 911,97	12 529,02	15 495,63	18 193,11	18 820,41	21 760,66	20 795,57	21 096,38
ИТОГО Инвестиции, тыс. руб.		303 946,65																		
норма дисконта, ед.		0,12																		
NPV, тыс. руб.		21 096,38																		
IRR, ед.		0,18																		
срок окупаемости простой, лет		6,28																		
срок окупаемости дисконтированный, лет		6,84																		
Вариант № 3 аналогичен Варианту № 2																				
ЕТО № 4 ООО «Омсктехуглерод»																				
Вариант № 1																				
Выручка суммарно	тыс. руб.	872 916,06	869 021,99	955 463,42	779 407,10	789 982,73	822 209,17	857 981,29	891 474,80	926 363,49	962 020,06	978 242,02	992 984,25	1 007 126,02	1 026 444,12	1 055 876,72	1 073 467,50	1 090 105,05	1 105 059,00	1 120 230,99
Производственные затраты суммарно, в том числе:	тыс. руб.	791 184,51	776 879,33	849 271,15	854 655,87	857 888,84	875 368,67	898 930,58	917 609,96	935 597,86	954 634,00	964 099,97	988 740,66	1 012 747,40	1 018 629,32	913 920,84	916 559,01	919 883,76	919 112,38	917 206,42
Амортизация	тыс. руб.	602,2	578,19	750,43	74 551,70	77 295,60	77 232,71	77 234,31	77 542,58	77 347,57	77 386,04	82 596,68	91 837,49	101 432,67	104 009,32	106 220,98	108 955,16	112 357,27	115 764,50	118 985,14
Проценты за использование займов суммарно	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прибыль	тыс. руб.	81 731,55	-326 636,73	-359 666,55	-359 663,78	-358 575,63	-364 976,17	-374 226,40	-380 990,28	-387 279,39	-393 997,43	-396 028,22	-405 786,78	-415 151,22	-415 418,22	-360 424,87	-358 876,75	-357 587,68	-354 165,11	-350 086,00
Привлеченный капитал	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Плата за присоединение (суммарно)	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выплаты по кредиту	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО финансовый результат	тыс. руб.	82 333,75	92 720,84	106 942,70	-697,07	9 389,49	24 073,21	36 285,02	51 407,42	68 113,19	84 772,10	96 738,73	96 081,08	95 811,29	111 824,11	248 176,87	265 863,65	282 578,56	301 711,12	322 009,71
Инвестиции без НДС	тыс. руб.	0	3 057,78	1 107 962,49	42 101,83	0	967,28	5 567,47	3 585,66	1 520,39	79 102,92	138 938,08	144 253,67	38 649,66	33 174,99	41 012,68	51 031,68	51 108,43	51 367,32	58 764,22
Сальдо денежных потоков	тыс. руб.	82 333,75	89 663,06	-1 001 019,79	-42 798,89	9 389,49	23 105,94	30 717,56	47 821,76	66 592,80	5 669,18	-42 199,36	-48 172,59	57 161,63	78 649,12	207 164,20	214 831,98	231 470,13	250 343,80	263 245,49
Дисконтированный денежный поток	тыс. руб.	73 841,93	72 121,35	-722 134,45	-27 690,65	5 448,39	12 024,70	14 337,14	20 018,28	25 000,77	1 908,85	-12 743,31	-13 046,73	13 884,53	17 133,49	40 475,45	37 644,46	36 376,61	35 284,93	33 276,56
Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом	тыс. руб.	73 843,99	145 965,33	-576 169,12	-603 859,76	-598 411,38	-586 386,67	-572 049,53	-552 031,25	-527 030,48	-525 121,63	-537 864,94	-550 911,67	-537 027,13	-519 893,65	-479 418,20	-441 773,74	-405 397,13	-370 112,20	-336 835,64
ИТОГО Инвестиции, тыс. руб.		2 222 599,82																		
норма дисконта, ед.		0,12																		
NPV, тыс. руб.		-336 835,64																		
IRR, ед.		в связи с тем, что NPV отрицателен в течение всего рассматриваемого периода, IRR не рассчитывается																		
срок окупаемости простой, лет		15,98																		
срок окупаемости дисконтированный, лет		21,90																		

Показатели	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
		A+1	A+2	A+3	A+4	A+5	A+6	A+7	A+8	A+9	A+10	A+11	A+12	A+13	A+14	A+15	A+16	A+17	A+18	A+19
Вариант № 2																				
Выручка суммарно	тыс. руб.	792 854,39	782 241,65	878 553,16	962 586,19	992 754,54	1 132 687,47	1 172 138,36	1 202 450,09	1 233 616,37	1 266 149,57	1 285 249,44	1 308 873,72	1 378 985,42	1 396 424,31	1 305 415,91	1 338 594,70	1 372 804,03	1 405 912,35	1 441 433,23
Производственные затраты суммарно, в том числе:	тыс. руб.	791 184,51	776 879,33	862 417,95	881 913,40	899 677,26	932 037,55	970 843,45	1 000 926,51	1 018 046,40	1 049 669,93	1 072 276,33	1 110 632,62	1 148 953,13	1 169 770,92	1 080 645,28	1 105 119,89	1 130 819,20	1 142 922,82	1 081 157,54
Амортизация	тыс. руб.	602,2	578,19	10 717,67	95 383,25	109 491,20	121 246,93	133 539,89	146 631,18	146 947,49	160 812,07	180 401,86	204 596,99	229 744,67	248 495,91	267 529,15	287 757,76	309 354,07	321 512,18	259 887,05
Проценты за использование займов суммарно	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прибыль	тыс. руб.	1 669,88	-194 180,85	-210 251,34	-200 424,23	-189 464,35	-87 085,72	-92 855,05	-98 395,50	-89 774,58	-94 709,95	-103 765,13	-128 891,07	-107 581,34	-114 013,04	-72 831,79	-66 527,51	-60 938,03	-41 921,92	53 823,83
Привлеченный капитал	тыс. руб.	0	149 138,21	154 746,87	76 771,42	67 961,88	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Плата за присоединение (суммарно)	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выплаты по кредиту	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО финансовый результат	тыс. руб.	2 272,08	155 078,71	181 599,75	252 827,46	270 530,35	321 896,85	334 834,80	348 154,75	362 517,46	377 291,71	393 374,97	402 838,09	459 776,96	475 149,30	492 299,77	521 232,57	551 338,91	584 501,71	620 162,75
Инвестиции без НДС	тыс. руб.	0	152 566,47	1 270 926,97	212 562,66	177 279,27	185 337,72	197 312,73	203 000,73	208 912,06	294 790,25	363 252,92	377 541,09	281 268,54	285 498,53	303 429,14	323 944,78	334 938,05	346 550,09	365 754,28
Сальдо денежных потоков	тыс. руб.	2 272,08	2 512,25	-1 089 327,21	40 264,80	93 251,08	136 559,13	137 522,07	145 154,03	153 605,40	82 501,46	30 122,05	25 297,00	178 508,42	189 650,78	188 870,63	197 287,79	216 400,86	237 951,62	254 408,47
Дисконтированный денежный поток	тыс. руб.	2 037,74	2 020,75	-785 839,31	26 051,10	54 110,25	71 067,58	64 187,19	60 761,73	57 667,71	27 778,77	9 096,22	6 851,26	43 359,62	41 314,88	36 901,28	34 570,23	34 008,40	33 538,30	32 159,49
Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом	тыс. руб.	2 037,74	4 058,49	-781 780,82	-755 729,72	-701 619,47	-630 551,89	-566 364,70	-505 602,97	-447 935,26	-420 156,50	-411 060,27	-404 209,01	-360 849,40	-319 534,52	-282 633,24	-248 063,00	-214 054,60	-180 516,30	-148 356,81
ИТОГО Инвестиции, тыс. руб.		7 061 839,50																		
норма дисконта, ед.		0,12																		
NPV, тыс. руб.		-148 356,81																		
IRR, ед.		в связи с тем, что NPV отрицателен в течение всего рассматриваемого периода, IRR не рассчитывается																		
срок окупаемости простой, лет		11,33																		
срок окупаемости дисконтированный, лет		21,03																		
Вариант № 3 аналогичен Варианту № 2																				
ЕТО № 5 АО «Омскшина»																				
Вариант № 1																				
Мероприятия в зоне действия ЕТО не запланированы, поэтому расчет экономической эффективности не производился.																				
Вариант № 2																				
Выручка суммарно	тыс. руб.	60 123,57	80 440,56	85 896,28	90 940,74	95 677,56	100 248,52	104 914,55	109 679,17	114 544,25	119 516,04	124 360,65	129 087,63	133 925,71	138 252,52	142 723,12	147 343,26	152 117,29	157 050,64	162 146,91
Производственные затраты суммарно, в том числе:	тыс. руб.	62 970,88	65 931,43	71 879,85	77 494,40	82 999,12	88 394,67	93 944,23	99 653,70	105 527,40	111 574,12	117 562,64	123 505,24	127 561,92	131 647,72	135 854,13	140 199,52	144 687,79	149 323,97	154 111,17
Амортизация	тыс. руб.	2 847,32	3 103,58	5 317,97	7 251,41	9 288,72	11 420,51	13 650,56	15 982,79	18 421,30	20 970,33	23 634,31	26 417,84	27 254,06	28 357,77	29 492,08	30 671,77	31 898,64	33 174,58	34 501,57
Проценты за использование займов суммарно	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прибыль	тыс. руб.	-2 847,32	17 612,70	17 262,77	16 368,05	15 275,51	14 126,29	12 918,12	11 648,64	10 315,39	8 915,82	7 447,28	5 907,02	6 363,79	6 604,79	6 868,98	7 143,74	7 429,50	7 726,67	8 035,74
Привлеченный капитал	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Плата за присоединение (суммарно)	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выплаты по кредиту	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО финансовый результат	тыс. руб.	0	17 612,70	19 334,40	20 697,75	21 967,16	23 274,36	24 620,87	26 008,25	27 438,15	28 912,25	30 432,32	32 000,22	33 617,85	34 962,57	36 361,07	37 815,51	39 328,13	40 901,26	42 537,31
Инвестиции без НДС	тыс. руб.	0	20 716,28	22 580,74	23 619,46	24 564,23	25 546,80	26 568,68	27 631,43	28 736,68	29 886,15	31 081,59	32 324,86	33 617,85	34 962,57	36 361,07	37 815,51	39 328,13	40 901,26	42 537,31

Показатели	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
		A+1	A+2	A+3	A+4	A+5	A+6	A+7	A+8	A+9	A+10	A+11	A+12	A+13	A+14	A+15	A+16	A+17	A+18	A+19	
	руб.																				
Сальдо денежных потоков	тыс. руб.	0	-3 103,58	-3 246,34	-2 921,71	-2 597,07	-2 272,44	-1 947,80	-1 623,17	-1 298,54	-973,9	-649,27	-324,63	0	0	0	0	0	0	0	
Дисконтированный денежный поток	тыс. руб.	0	-2 496,39	-2 341,91	-1 890,33	-1 506,99	-1 182,61	-909,12	-679,46	-487,51	-327,92	-196,07	-87,92	0	0	0	0	0	0	0	
Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом	тыс. руб.	-0,66	-2 497,05	-4 838,96	-6 729,29	-8 236,27	-9 418,89	-10 328,01	-11 007,47	-11 494,98	-11 822,90	-12 018,96	-12 106,88	-12 106,88	-12 106,88	-12 106,88	-12 106,88	-12 106,88	-12 106,88	-12 106,88	
ИТОГО Инвестиции, тыс. руб.		670 536,70																			
норма дисконта, ед.		0,12																			
NPV, тыс. руб.		-12 106,88																			
IRR, ед.		в связи с тем, что NPV отрицателен в течение всего рассматриваемого периода, IRR не рассчитывается																			
срок окупаемости простой, лет		24,03																			
срок окупаемости дисконтированный, лет		31,04																			
Вариант № 3 аналогичен Варианту № 2																					
ЕТО № 6 ООО «ПТЭ»																					
Вариант № 1																					
Выручка суммарно	тыс. руб.	73 476,47	82 635,75	86 304,93	89 483,19	92 971,53	96 235,19	101 690,55	106 750,40	111 359,74	115 267,59	119 002,28	125 103,63	128 852,66	132 710,88	136 683,34	140 774,53	144 987,62	149 326,42	153 794,03	
Производственные затраты суммарно, в том числе:	тыс. руб.	73 502,16	82 662,46	86 332,72	89 508,20	92 993,76	96 254,64	101 707,22	106 764,30	111 370,85	115 275,92	119 007,84	125 106,41	128 852,66	132 710,88	136 683,34	140 774,53	144 987,62	149 326,42	153 794,03	
Амортизация	тыс. руб.	25,69	2 442,41	2 550,53	2 547,75	2 544,97	2 542,20	2 539,42	5 091,33	5 250,25	5 589,93	5 587,15	3 168,68	3 311,42	3 311,42	3 311,42	3 311,42	3 311,42	3 311,42	756,72	595,02
Проценты за использование займов суммарно	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прибыль	тыс. руб.	-25,69	-26,72	-27,79	-25,01	-22,23	-19,45	-16,67	-13,89	-11,11	-8,34	-5,56	-2,78	0	0	0	0	0	0	0	0
Привлеченный капитал	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Плата за присоединение (суммарно)	тыс. руб.	24 156,90	1 070,56	0	0	0	0	25 546,93	1 616,99	3 424,58	0	0	2 525,66	0	0	0	0	0	0	0	0
Выплаты по кредиту	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО финансовый результат	тыс. руб.	24 156,90	3 486,25	2 522,75	2 522,75	2 522,75	2 522,75	28 069,68	6 694,43	8 663,72	5 581,60	5 581,60	5 691,57	3 311,42	3 311,42	3 311,42	3 311,42	3 311,42	3 311,42	756,72	595,02
Инвестиции без НДС	тыс. руб.	24 156,90	1 070,56	0	0	0	0	25 546,93	1 616,98	3 424,58	0	0	2 525,66	0	0	0	0	0	0	0	0
Сальдо денежных потоков	тыс. руб.	0	2 415,69	2 522,75	2 522,75	2 522,75	2 522,75	2 522,75	5 077,45	5 239,14	5 581,60	5 581,60	3 165,91	3 311,42	3 311,42	3 311,42	3 311,42	3 311,42	3 311,42	756,72	595,02
Дисконтированный денежный поток	тыс. руб.	0	2 166,54	2 029,19	1 819,91	1 632,20	1 463,86	1 312,88	2 369,85	2 193,11	2 095,48	1 879,36	956,04	896,84	804,34	721,38	646,98	580,25	118,92	83,87	
Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом	тыс. руб.	0	2 166,54	4 195,73	6 015,64	7 647,84	9 111,70	10 424,58	12 794,43	14 987,55	17 083,03	18 962,39	19 918,43	20 815,27	21 619,61	22 340,99	22 987,97	23 568,22	23 687,14	23 771,01	
ИТОГО Инвестиции, тыс. руб.		70 009,93																			
норма дисконта, ед.		0,12																			
NPV, тыс. руб.		23 771,01																			
IRR, ед.		в связи с тем, что срок окупаемости проекта менее года, IRR не вычисляется																			
срок окупаемости простой, лет		срок окупаемости проекта менее года																			
срок окупаемости дисконтированный, лет		срок окупаемости проекта менее года																			
Вариант № 2																					
Выручка суммарно	тыс. руб.	73 476,47	89 921,08	95 083,18	99 522,39	104 263,02	108 811,51	115 585,55	121 999,29	127 999,16	133 335,66	135 625,75	142 771,38	146 870,50	151 062,31	155 383,59	159 844,34	164 448,56	169 200,97	174 105,63	
Производственные затраты суммарно, в том числе:	тыс. руб.	73 502,16	82 611,16	87 114,03	91 182,60	95 585,86	99 783,59	106 192,96	112 227,56	117 833,22	122 759,85	127 539,85	134 359,04	138 118,77	141 960,52	145 917,73	149 999,84	154 210,27	158 553,16	163 031,91	
Амортизация	тыс. руб.	25,69	2 442,41	3 284,20	4 081,11	4 914,81	5 781,97	6 683,93	10 176,77	11 314,26	12 671,64	13 727,28	12 117,95	12 368,53	12 444,01	12 517,71	12 594,36	12 674,07	10 202,28	10 126,80	

Показатели	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
		A+1	A+2	A+3	A+4	A+5	A+6	A+7	A+8	A+9	A+10	A+11	A+12	A+13	A+14	A+15	A+16	A+17	A+18	A+19
Проценты за использование займов суммарно	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прибыль	тыс. руб.	-25,69	7 309,92	7 969,16	8 339,79	8 677,16	9 027,92	9 392,59	9 771,73	10 165,95	10 575,81	8 085,90	8 412,34	8 751,73	9 101,79	9 465,87	9 844,50	10 238,28	10 647,81	11 073,73
Привлеченный капитал	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Плата за присоединение (суммарно)	тыс. руб.	24 156,90	1 070,56	0	0	0	0	25 546,93	1 616,99	3 424,58	0	0	2 525,66	0	0	0	0	0	0	0
Выплаты по кредиту	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО финансовый результат	тыс. руб.	24 156,90	10 822,89	11 253,35	12 420,90	13 591,98	14 809,89	41 623,45	21 565,50	24 904,78	23 247,45	21 813,18	23 055,95	21 120,26	21 545,80	21 983,58	22 438,86	22 912,35	20 850,09	21 200,52
Инвестиции без НДС	тыс. руб.	24 156,90	8 407,20	7 996,94	8 364,80	8 699,39	9 047,37	34 956,19	11 402,62	13 601,64	10 584,14	8 091,46	10 940,78	8 751,73	9 101,79	9 465,87	9 844,50	10 238,28	10 647,81	11 073,73
Сальдо денежных потоков	тыс. руб.	0	2 415,69	3 256,41	4 056,10	4 892,58	5 762,52	6 667,26	10 162,88	11 303,14	12 663,31	13 721,72	12 115,18	12 368,53	12 444,01	12 517,71	12 594,36	12 674,07	10 202,28	10 126,80
Дисконтированный денежный поток	тыс. руб.	0	2 166,54	2 619,32	2 926,07	3 165,47	3 343,79	3 469,75	4 743,43	4 731,51	4 754,15	4 620,19	3 658,53	3 349,81	3 022,64	2 726,95	2 460,67	2 220,85	1 603,34	1 427,33
Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом	тыс. руб.	0	2 166,54	4 785,86	7 711,93	10 877,41	14 221,19	17 690,94	22 434,37	27 165,89	31 920,04	36 540,23	40 198,76	43 548,57	46 571,21	49 298,16	51 758,83	53 979,67	55 583,01	57 010,34
ИТОГО Инвестиции, тыс. руб.		270 447,75																		
норма дисконта, ед.		0,12																		
NPV, тыс. руб.		57 010,34																		
IRR, ед.		в связи с тем, что срок окупаемости проекта менее года, IRR не вычисляется																		
срок окупаемости простой, лет		срок окупаемости проекта менее года																		
срок окупаемости дисконтированный, лет		срок окупаемости проекта менее года																		
Вариант № 3 аналогичен Варианту № 2																				
ЕТО № 7 АО «ОНИИП»																				
Вариант № 1																				
Выручка суммарно	тыс. руб.	183 619,89	194 193,48	204 571,34	224 757,04	233 680,98	242 072,72	250 754,60	259 737,02	269 031,42	278 648,55	287 850,53	296 672,71	305 757,67	320 695,06	347 023,55	357 505,73	368 304,58	379 428,11	412 960,97
Производственные затраты суммарно, в том числе:	тыс. руб.	144 604,80	154 649,54	162 846,16	173 722,08	180 441,36	186 757,19	193 293,51	200 058,25	207 060,28	214 307,75	221 232,11	227 868,45	234 704,74	243 715,78	256 773,15	264 475,28	272 409,79	280 582,17	296 608,71
Амортизация	тыс. руб.	1 052,02	1 146,44	1 434,31	1 314,38	1 780,70	1 660,77	1 540,85	1 420,92	1 301,00	1 181,07	1 061,14	941,36	821,57	1 336,59	6 110,07	4 354,07	2 001,14	2 289,31	2 618,97
Проценты за использование займов суммарно	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прибыль	тыс. руб.	39 015,09	-5 369,13	-5 652,63	-5 896,77	-6 124,45	-6 339,19	-6 560,88	-6 789,98	-7 027,64	-7 273,95	-7 509,04	-7 733,70	-7 965,92	-8 205,44	-8 452,08	-8 704,56	-8 965,95	-9 235,02	-9 511,84
Привлеченный капитал	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Плата за присоединение (суммарно)	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выплаты по кредиту	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО финансовый результат	тыс. руб.	40 067,11	40 690,37	43 159,49	52 349,34	55 020,32	56 976,31	59 001,94	61 099,70	63 272,13	65 521,87	67 679,56	69 745,61	71 874,50	78 315,88	96 360,47	97 384,52	97 895,94	101 135,25	118 971,22
Инвестиции без НДС	тыс. руб.	0	4 235,87	0	14 788,24	0	0	0	0	0	0	0	0	24 058,70	109 981,19	78 373,29	36 020,54	41 207,50	47 141,38	93 166,64
Сальдо денежных потоков	тыс. руб.	40 067,11	36 454,50	43 159,49	37 561,10	55 020,32	56 976,31	59 001,94	61 099,70	63 272,13	65 521,87	67 679,56	69 745,61	47 815,80	-31 665,31	17 987,18	61 363,98	56 688,44	53 993,87	25 804,58
Дисконтированный денежный поток	тыс. руб.	35 934,63	29 322,53	31 135,20	24 301,82	31 926,32	29 651,39	27 538,62	25 576,44	23 754,10	22 061,63	20 437,79	18 889,41	11 614,44	-6 898,20	3 514,31	10 752,65	8 908,85	7 610,21	3 261,93
Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом	тыс. руб.	35 942,89	65 265,42	96 400,63	120 702,45	152 628,77	182 280,16	209 818,78	235 395,23	259 149,33	281 210,96	301 648,75	320 538,17	332 152,60	325 254,41	328 768,72	339 521,37	348 430,22	356 040,43	359 302,36
ИТОГО Инвестиции, тыс. руб.		448 973,35																		
норма дисконта, ед.		0,12																		

Показатели	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
		A+1	A+2	A+3	A+4	A+5	A+6	A+7	A+8	A+9	A+10	A+11	A+12	A+13	A+14	A+15	A+16	A+17	A+18	A+19
NPV, тыс. руб.		359 302,36																		
IRR, ед.		в связи с тем, что срок окупаемости проекта менее года, IRR не вычисляется																		
срок окупаемости простой, лет		Менее года																		
срок окупаемости дисконтированный, лет		Менее года																		
Вариант № 2																				
Выручка суммарно	тыс. руб.	143 599,51	153 550,57	167 992,11	185 252,92	200 066,64	213 042,66	226 378,01	240 086,27	254 182,17	268 679,95	283 039,11	297 285,32	306 276,27	320 034,41	378 173,47	394 026,25	409 871,43	426 659,77	452 066,30
Производственные затраты суммарно, в том числе:	тыс. руб.	144 604,80	154 649,55	169 153,77	186 296,03	201 003,17	213 869,92	227 096,21	240 695,60	254 682,84	269 072,17	283 323,37	297 462,20	306 334,97	320 094,35	346 632,85	364 586,77	378 432,50	399 425,35	415 925,79
Амортизация	тыс. руб.	1 052,02	1 146,44	6 558,21	11 895,08	18 715,32	24 531,52	30 585,16	36 885,75	43 443,16	50 267,66	57 369,93	64 761,24	67 093,76	71 765,85	82 439,74	91 821,65	97 788,19	110 726,08	111 440,78
Проценты за использование займов суммарно	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прибыль	тыс. руб.	-1 005,29	-310,73	-339,94	-366,11	-395,09	-420,44	-446,5	-473,29	-500,84	-529,19	-557,27	-585,13	-602,64	-624,63	30 946,20	28 827,14	30 808,14	26 584,63	35 454,25
Привлеченный капитал	тыс. руб.	0	48 917,17	48 010,89	45 184,00	40 646,75	37 204,86	33 620,51	29 887,99	26 001,38	21 954,51	17 740,98	13 354,11	34 195,17	35 659,73	0	0	0	0	0
Плата за присоединение (суммарно)	тыс. руб.	0	3 529,90	0	12 323,54	0	0	0	0	0	0	0	0	0	68 715,03	39 072,34	0	0	0	32 697,42
Выплаты по кредиту	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО финансовый результат	тыс. руб.	46,73	52 494,53	53 407,44	68 359,51	58 425,54	60 909,11	63 487,47	66 164,41	68 943,87	71 829,94	74 826,65	77 938,46	101 230,23	176 080,66	153 052,70	121 261,12	129 227,12	137 960,51	180 278,71
Инвестиции без НДС	тыс. руб.	0	53 592,27	54 567,99	69 401,65	59 361,24	61 735,69	64 205,12	66 773,33	69 444,26	72 222,03	75 110,91	78 115,34	101 288,93	176 140,61	153 180,28	121 401,10	129 378,93	138 125,41	180 433,45
Сальдо денежных потоков	тыс. руб.	46,73	-1 097,74	-1 160,56	-1 042,14	-935,7	-826,58	-717,64	-608,91	-500,39	-392,09	-284,26	-176,88	-58,7	-59,94	-127,58	-139,98	-151,81	-164,9	-154,74
Дисконтированный денежный поток	тыс. руб.	41,91	-882,97	-837,22	-674,26	-542,96	-430,16	-334,95	-254,89	-187,86	-132,02	-85,84	-47,91	-14,26	-13,06	-24,93	-24,53	-23,86	-23,24	-19,56
Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом	тыс. руб.	50,18	-832,8	-1 670,02	-2 344,28	-2 887,24	-3 317,40	-3 652,36	-3 907,25	-4 095,11	-4 227,13	-4 312,97	-4 360,87	-4 375,13	-4 388,19	-4 413,12	-4 437,64	-4 461,50	-4 484,74	-4 504,30
ИТОГО Инвестиции, тыс. руб.		2 069 374,23																		
норма дисконта, ед.		0,12																		
NPV, тыс. руб.		-4 504,30																		
IRR, ед.		в связи с тем, что NPV отрицателен в течение всего рассматриваемого периода, IRR не рассчитывается																		
срок окупаемости простой, лет		23,40																		
срок окупаемости дисконтированный, лет		25,10																		
Вариант № 3 аналогичен Варианту № 2																				
ЕТО № 8 ФГБУ ЦЖКУ по ЦВО МО РФ																				
Вариант № 1																				
Мероприятия в зоне действия ЕТО не запланированы, поэтому расчет экономической эффективности не производился.																				
Вариант № 2																				
Выручка суммарно	тыс. руб.	11 850,76	15 509,12	16 508,34	17 278,28	17 891,42	18 493,48	19 112,13	19 758,78	20 434,07	21 121,79	21 720,37	22 281,76	22 853,68	23 438,55	24 036,75	24 664,21	25 313,80	25 952,07	26 556,96
Производственные затраты суммарно, в том числе:	тыс. руб.	11 850,76	10 559,69	12 081,21	12 872,83	13 400,90	13 914,49	14 441,13	13 997,23	14 572,99	15 674,72	17 421,49	18 057,49	18 512,99	18 976,78	19 449,06	18 510,32	19 704,72	21 853,92	22 285,92
Амортизация	тыс. руб.	0	0	1 003,82	1 277,36	1 420,42	1 569,20	1 723,94	881,04	1 048,41	1 744,63	3 192,77	3 569,29	3 765,08	3 968,70	4 180,47	2 952,56	3 868,74	5 774,40	5 996,33
Проценты за использование займов суммарно	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прибыль	тыс. руб.	0	4 999,18	4 427,14	4 405,45	4 490,52	4 578,99	4 671,01	5 761,56	5 861,08	5 447,07	4 298,89	4 224,26	4 340,69	4 461,76	4 587,70	6 153,89	5 609,07	4 098,15	4 271,04
Привлеченный капитал	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Плата за присоединение (суммарно)	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Показатели	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
		A+1	A+2	A+3	A+4	A+5	A+6	A+7	A+8	A+9	A+10	A+11	A+12	A+13	A+14	A+15	A+16	A+17	A+18	A+19
	руб.																			
Выплаты по кредиту	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО финансовый результат	тыс. руб.	0	4 974,31	5 430,95	5 682,80	5 910,94	6 148,19	6 394,94	6 642,60	6 909,48	7 191,70	7 491,66	7 793,55	8 105,77	8 430,47	8 768,16	9 106,44	9 477,82	9 872,55	10 267,37
Инвестиции без НДС	тыс. руб.	0	4 974,31	5 422,00	5 671,41	5 898,27	6 134,19	6 379,57	6 634,74	6 900,13	7 176,14	7 463,18	7 761,72	8 072,18	8 395,07	8 730,88	9 080,11	9 443,31	9 821,04	10 213,88
Сальдо денежных потоков	тыс. руб.	0	0	8,95	11,39	12,67	14	15,38	7,86	9,35	15,56	28,48	31,84	33,58	35,4	37,29	26,34	34,51	51,51	53,49
Дисконтированный денежный поток	тыс. руб.	0	0	6,46	7,37	7,35	7,28	7,18	3,29	3,51	5,24	8,6	8,62	8,16	7,71	7,29	4,61	5,42	7,26	6,76
Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом	тыс. руб.	0	0	6,46	13,83	21,18	28,47	35,64	38,93	42,44	47,68	56,28	64,91	73,06	80,78	88,06	92,68	98,1	105,36	112,12
ИТОГО Инвестиции, тыс. руб.		161 006,55																		
норма дисконта, ед.		0,12																		
NPV, тыс. руб.		112,12																		
IRR, ед.		в связи с тем, что срок окупаемости проекта менее года, IRR не вычисляется																		
срок окупаемости простой, лет		Менее года																		
срок окупаемости дисконтированный, лет		Менее года																		
Вариант № 3 аналогичен Варианту № 2																				
ЕТО № 9 АО «Омсктрансмаш»																				
Вариант № 1																				
Мероприятия в зоне действия ЕТО не запланированы, поэтому расчет экономической эффективности не производился.																				
Вариант № 2																				
Мероприятия в зоне действия ЕТО не запланированы, поэтому расчет экономической эффективности не производился.																				
Вариант № 3																				
Мероприятия в зоне действия ЕТО не запланированы, поэтому расчет экономической эффективности не производился.																				
ЕТО № 10 ООО «Теплогенерирующий Комплекс»																				
Вариант № 1																				
Выручка суммарно	тыс. руб.	255 929,21	374 527,77	396 344,03	217 134,96	238 702,15	257 643,73	278 833,32	393 726,41	516 228,05	545 843,99	586 549,64	611 026,63	676 386,58	680 612,15	657 207,23	698 678,28	685 726,87	674 480,10	682 864,52
Производственные затраты суммарно, в том числе:	тыс. руб.	275 211,90	336 236,48	354 054,30	369 036,99	383 314,18	396 729,93	412 161,93	426 589,87	442 805,19	459 164,65	490 262,58	521 729,57	555 351,74	590 098,64	626 100,47	646 702,52	666 602,39	686 938,13	707 716,32
Амортизация	тыс. руб.	18 830,70	22 492,64	22 806,57	20 695,95	17 860,56	15 749,94	13 639,31	13 694,25	11 583,63	6 559,68	4 914,21	10 428,85	412,75	1 227,77	14 387,62	537,13	561,5	143,23	140,64
Проценты за использование займов суммарно	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прибыль	тыс. руб.	-19 282,69	-3,79	1,6	1,43	-1,02	-0,81	0,21	-2,06	0,23	2,16	-0,46	-0,91	2,15	-4,31	-3,03	1,55	1,97	2,61	-0,13
Привлеченный капитал	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Плата за присоединение (суммарно)	тыс. руб.	4 634,20	355,48	0	9 755,86	0	0	31 411,41	0	2 278,16	6 929,67	83 182,25	4 127,50	12 277,66	143 876,15	5 371,25	5 615,05	1 432,34	1 406,40	18 521,53
Выплаты по кредиту	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО финансовый результат	тыс. руб.	4 182,21	61 139,41	65 096,31	-121 450,22	-126 751,47	-123 336,27	-88 277,88	-19 169,21	87 284,64	100 168,69	184 383,53	103 853,40	133 725,25	235 617,43	50 865,63	58 127,94	21 118,32	-10 908,39	-6 189,62
Инвестиции без НДС	тыс. руб.	27 775,38	20 404,24	0	11 707,03	0	0	37 693,69	0	2 733,79	8 315,61	99 818,70	4 953,00	14 733,19	172 651,38	6 445,51	6 738,05	1 718,80	1 687,69	22 225,83
Сальдо денежных потоков	тыс. руб.	-23 593,17	40 735,17	65 096,31	-133 157,25	-126 751,47	-123 336,27	-125 971,57	-19 169,21	84 550,85	91 853,08	84 564,83	98 900,40	118 992,06	62 966,05	44 420,12	51 389,89	19 399,52	-12 596,08	-28 415,45
Дисконтированный денежный поток	тыс. руб.	-21 159,79	32 765,73	46 960,39	-86 151,99	-73 549,32	-64 186,19	-58 796,09	-8 024,26	31 742,72	30 927,52	25 536,78	26 785,49	28 903,12	13 716,97	8 678,74	9 004,92	3 048,73	-1 775,37	-3 591,97
Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом	тыс. руб.	-24 984,79	7 780,93	54 741,33	-31 410,67	-104 959,99	-169 146,18	-227 942,27	-235 966,53	-204 223,81	-173 296,29	-147 759,51	-120 974,01	-92 070,89	-78 353,92	-69 675,18	-60 670,26	-57 621,53	-59 396,90	-62 988,86
ИТОГО Инвестиции, тыс. руб.		443 426,89																		

Показатели	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
		A+1	A+2	A+3	A+4	A+5	A+6	A+7	A+8	A+9	A+10	A+11	A+12	A+13	A+14	A+15	A+16	A+17	A+18	A+19
норма дисконта, ед.		0,12																		
NPV, тыс. руб.		-62 988,86																		
IRR, ед.		в связи с тем, что NPV отрицателен в течение всего рассматриваемого периода, IRR не рассчитывается																		
срок окупаемости простой, лет		22,43																		
срок окупаемости дисконтированный, лет		27,53																		
Вариант № 2																				
Выручка суммарно	тыс. руб.	325 672,08	483 089,68	592 253,78	710 406,22	831 290,94	863 087,40	899 359,58	933 390,98	971 376,52	1 009 686,59	1 078 189,04	1 149 764,13	1 226 131,29	1 302 816,09	1 382 319,61	1 427 815,29	1 471 730,72	1 516 628,04	1 562 506,58
Производственные затраты суммарно, в том числе:	тыс. руб.	275 211,90	338 016,77	389 480,61	413 226,14	433 890,24	452 552,33	473 296,40	461 326,92	483 932,01	526 061,78	631 814,96	687 403,81	749 227,36	801 880,90	838 118,43	815 003,91	870 857,24	962 215,97	993 196,67
Амортизация	тыс. руб.	18 830,70	22 492,64	54 482,57	59 909,58	61 985,04	63 974,28	66 127,53	38 174,87	40 676,04	59 026,68	127 275,75	150 368,29	160 505,91	173 063,85	184 329,54	122 079,66	155 819,38	225 116,53	235 591,99
Проценты за использование займов суммарно	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прибыль	тыс. руб.	50 460,18	165 250,93	223 879,38	316 175,65	414 285,66	425 309,40	438 726,91	482 617,15	495 886,99	489 956,67	450 595,31	464 470,94	476 903,93	500 935,18	544 201,17	612 811,37	600 873,47	554 412,06	569 309,90
Привлеченный капитал	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Плата за присоединение (суммарно)	тыс. руб.	4 634,20	355,48	0	9 755,86	0	0	31 411,41	0	2 278,16	6 929,67	83 182,25	4 127,50	12 277,66	143 876,15	5 371,25	5 615,05	1 432,34	1 406,40	18 521,53
Выплаты по кредиту	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО финансовый результат	тыс. руб.	73 925,08	167 921,03	257 255,74	366 845,51	459 385,74	474 509,35	523 602,12	510 238,92	530 398,71	549 581,17	656 832,08	616 856,11	649 687,50	817 875,19	733 901,97	740 506,09	758 125,20	780 935,00	823 423,43
Инвестиции без НДС	тыс. руб.	23 146,15	155 308,70	150 752,63	167 443,12	163 994,74	170 554,53	208 788,13	184 471,78	204 612,62	351 798,43	550 355,58	489 929,69	502 317,71	450 627,37	324 392,53	337 397,17	346 485,74	360 261,95	391 731,29
Сальдо денежных потоков	тыс. руб.	50 778,93	12 612,33	106 503,11	199 402,39	295 391,00	303 954,81	314 814,00	325 767,14	325 786,09	197 782,73	106 476,49	126 926,42	147 369,80	367 247,83	409 509,44	403 108,92	411 639,46	420 673,05	431 692,14
Дисконтированный денежный поток	тыс. руб.	45 338,33	10 054,47	75 806,81	126 723,83	167 612,78	153 992,97	142 405,87	131 571,88	117 481,73	63 680,75	30 609,45	32 578,85	33 773,35	75 146,18	74 815,84	65 755,80	59 952,96	54 704,15	50 122,38
Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом	тыс. руб.	42 150,83	52 205,31	128 012,11	254 735,94	422 348,72	576 341,69	718 747,56	850 319,44	967 801,17	1 031 481,92	1 062 091,37	1 094 670,22	1 128 443,57	1 203 589,75	1 278 405,60	1 344 161,39	1 404 114,35	1 458 818,50	1 508 940,89
ИТОГО Инвестиции, тыс. руб.		7 191 578,42																		
норма дисконта, ед.		0,12																		
NPV, тыс. руб.		1 508 940,89																		
IRR, ед.		в связи с тем, что срок окупаемости проекта менее года, IRR не вычисляется																		
срок окупаемости простой, лет		Менее года																		
срок окупаемости дисконтированный, лет		Менее года																		
Вариант № 3																				
Выручка суммарно	тыс. руб.	325 353,33	478 141,70	586 455,63	704 608,06	825 248,89	857 045,34	897 946,76	931 192,87	969 178,41	1 007 032,85	1 075 507,57	1 145 003,10	1 221 267,08	1 297 644,93	1 374 007,18	1 418 965,73	1 461 758,15	1 507 434,04	1 553 277,41
Производственные затраты суммарно, в том числе:	тыс. руб.	275 211,90	338 016,77	389 480,61	413 226,14	433 890,24	452 552,33	473 296,40	461 326,92	488 231,72	561 164,59	765 119,67	839 320,19	901 715,26	961 453,64	1 028 096,85	944 058,52	1 048 181,51	1 207 851,00	1 260 688,33
Амортизация	тыс. руб.	18 830,70	22 492,64	54 482,57	59 909,58	61 985,04	63 974,28	66 127,53	38 174,87	42 976,58	86 847,25	245 008,91	282 938,27	294 942,16	312 873,26	342 053,06	206 728,29	281 933,63	415 912,55	444 620,46
Проценты за использование займов суммарно	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прибыль	тыс. руб.	50 141,43	165 250,93	223 879,38	316 175,65	414 285,66	425 309,40	438 726,91	482 617,15	491 587,27	454 853,86	317 290,61	312 554,55	324 416,02	341 362,45	354 222,75	483 756,76	423 549,20	308 777,03	301 818,24
Привлеченный капитал	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Плата за присоединение (суммарно)	тыс. руб.	4 634,20	355,48	0	9 755,86	0	0	31 411,41	0	2 278,16	6 929,67	83 182,25	4 127,50	12 277,66	143 876,15	5 371,25	5 615,05	1 432,34	1 406,40	18 521,53
Выплаты по кредиту	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО финансовый результат	тыс.	73 606,33	162	251	361	453	468	522	508	526	539	638	592	626	792	693	687	696	716	755

Показатели	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
		A+1	A+2	A+3	A+4	A+5	A+6	A+7	A+8	A+9	A+10	A+11	A+12	A+13	A+14	A+15	A+16	A+17	A+18	A+19
	руб.		973,05	457,59	047,35	343,68	467,29	189,30	040,81	201,43	645,18	579,06	748,68	771,64	940,71	334,64	250,56	942,61	901,99	731,07
Инвестиции без НДС	тыс. руб.	23 146,15	155 308,70	150 752,63	167 443,12	163 994,74	170 554,53	208 788,13	276 493,47	459 812,87	801 361,43	847 091,96	564 580,38	717 243,94	1 167 192,17	997 900,66	752 053,38	669 894,61	724 910,67	627 455,45
Сальдо денежных потоков	тыс. руб.	50 460,18	7 664,35	100 704,95	193 604,24	289 348,94	297 912,76	313 401,17	231 547,35	66 388,57	-261 716,24	-208 512,89	28 168,30	-90 472,31	-374 251,46	-304 566,01	-64 802,82	27 048,00	-8 008,67	128 275,62
Дисконтированный денежный поток	тыс. руб.	50 460,18	6 843,17	80 281,37	137 803,67	183 886,48	169 043,70	158 778,79	104 740,26	26 813,23	-94 377,50	-67 135,57	8 097,71	-23 221,99	-85 768,78	-62 320,24	-11 839,23	4 412,12	-1 166,42	16 680,91
Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом	тыс. руб.	-50 460,18	-57 303,35	-137 584,72	-275 388,40	-459 274,88	-628 318,58	-787 097,37	-891 837,63	-918 650,86	-824 273,36	-757 137,79	-765 235,50	-742 013,51	-656 244,73	-593 924,49	-582 085,26	-586 497,38	-585 330,96	-602 011,87
ИТОГО Инвестиции, тыс. руб.		12 125 509,36																		
норма дисконта, ед.		0,12																		
NPV, тыс. руб.		-602 011,87																		
IRR, ед.		в связи с тем, что NPV отрицателен в течение всего рассматриваемого периода, IRR не рассчитывается																		
срок окупаемости простой, лет		в течение рассматриваемого периода мероприятие не окупается																		
срок окупаемости дисконтированный, лет		в течение рассматриваемого периода мероприятие не окупается																		
ЕТО № 11 Омский РВПиС																				
Вариант № 1																				
Выручка суммарно	тыс. руб.	6 229,46	7 045,39	12 075,26	12 594,50	13 081,74	13 539,57	14 013,45	14 503,96	15 011,53	15 843,71	16 355,61	16 846,33	22 857,05	24 062,85	25 374,78	26 804,57	28 371,20	30 088,72	31 980,62
Производственные затраты суммарно, в том числе:	тыс. руб.	6 229,46	7 045,39	12 075,26	12 594,50	13 081,74	13 539,57	14 013,45	14 503,96	15 011,53	15 843,71	16 355,61	16 846,33	19 184,78	20 228,99	21 356,08	22 574,41	23 899,11	25 339,89	26 915,17
Амортизация	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	183,61	393,67	633,97	908,87	1 223,37	1 583,14
Проценты за использование займов суммарно	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прибыль	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1 836,13	1 916,93	2 009,35	2 115,08	2 236,04	2 374,42	2 532,72
Привлеченный капитал	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Плата за присоединение (суммарно)	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выплаты по кредиту	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО финансовый результат	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3 672,27	4 017,47	4 412,37	4 864,13	5 380,96	5 972,20	6 648,59
Инвестиции без НДС	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1 836,13	2 100,54	2 403,02	2 749,05	3 144,92	3 597,78	4 115,87
Сальдо денежных потоков	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1 836,13	1 916,93	2 009,35	2 115,08	2 236,04	2 374,42	2 532,72
Дисконтированный денежный поток	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	446	417,6	392,58	370,62	351,4	334,66	320,16
Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	446	863,59	1 256,18	1 626,80	1 978,20	2 312,87	2 633,02
ИТОГО Инвестиции, тыс. руб.		23 936,77																		
норма дисконта, ед.		0,12																		
NPV, тыс. руб.		2 633,02																		
IRR, ед.		в связи с тем, что срок окупаемости проекта менее года, IRR не вычисляется																		
срок окупаемости простой, лет		Менее года																		
срок окупаемости дисконтированный, лет		Менее года																		
Вариант № 2																				
Выручка суммарно	тыс. руб.	6 229,55	6 873,66	11 601,87	12 212,17	12 807,66	13 374,21	13 935,76	14 515,71	15 114,64	15 993,73	16 600,85	17 189,56	17 715,92	18 427,25	19 191,86	20 013,70	20 905,11	21 868,70	22 919,20
Производственные затраты суммарно, в том числе:	тыс. руб.	6 229,45	6 838,45	11 879,03	12 442,87	13 020,81	13 571,22	14 139,65	14 726,76	15 333,05	16 264,55	16 880,41	17 477,55	19 848,88	20 772,54	21 776,59	22 869,77	24 067,11	25 378,26	26 821,56
Амортизация	тыс. руб.	0	0	99,99	208,98	322,99	441,55	564,86	693,1	826,47	965,17	1 109,42	1 259,44	1 315,47	1 445,19	1 604,27	1 798,12	2 032,21	2 312,83	2 647,20

Показатели	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
		A+1	A+2	A+3	A+4	A+5	A+6	A+7	A+8	A+9	A+10	A+11	A+12	A+13	A+14	A+15	A+16	A+17	A+18	A+19
	руб.																			
Проценты за использование займов суммарно	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прибыль	тыс. руб.	0,1	35,21	-277,16	-230,7	-213,15	-197,01	-203,89	-211,06	-218,41	-270,82	-279,56	-287,99	-2 132,96	-2 345,29	-2 584,73	-2 856,07	-3 162,00	-3 509,56	-3 902,36
Привлеченный капитал	тыс. руб.	0	769,17	838,39	876,96	912,03	948,52	986,46	1 025,92	1 066,95	1 109,63	1 154,01	1 200,18	1 836,23	2 100,65	2 403,14	2 749,20	3 145,08	3 597,98	0
Плата за присоединение (суммарно)	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выплаты по кредиту	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО финансовый результат	тыс. руб.	0,1	804,37	661,22	855,24	1 021,87	1 193,06	1 347,43	1 507,96	1 675,01	1 803,97	1 983,87	2 171,63	1 018,75	1 200,55	1 422,69	1 691,25	2 015,29	2 401,24	-1 255,16
Инвестиции без НДС	тыс. руб.	0	769,17	838,39	876,96	912,03	948,52	986,46	1 025,92	1 066,95	1 109,63	1 154,01	1 200,18	1 836,23	2 100,65	2 403,14	2 749,20	3 145,08	3 597,98	0
Сальдо денежных потоков	тыс. руб.	0,1	35,21	-177,17	-21,72	109,83	244,54	360,97	482,04	608,06	694,35	829,86	971,46	-817,49	-900,1	-980,45	-1 057,95	-1 129,80	-1 196,73	-1 255,16
Дисконтированный денежный поток	тыс. руб.	0,1	31,57	-142,51	-15,67	71,06	141,9	187,85	224,99	254,54	260,68	279,42	293,36	-221,4	-218,63	-213,59	-206,7	-197,97	-188,07	-176,91
Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом	тыс. руб.	0,1	31,67	-110,83	-126,5	-55,44	86,46	274,32	499,3	753,84	1 014,52	1 293,94	1 587,30	1 365,89	1 147,26	933,67	726,97	529	340,93	164,02
ИТОГО Инвестиции, тыс. руб.		32 064,58																		
норма дисконта, ед.		0,12																		
NPV, тыс. руб.		164,02																		
IRR, ед.		0,56																		
срок окупаемости простой, лет		3,22																		
срок окупаемости дисконтированный, лет		3,39																		
Вариант № 3 аналогичен Варианту № 2																				
ЕТО № 12 ООО "Малая генерация"																				
Вариант № 1																				
Выручка суммарно	тыс. руб.	71 683,01	68 052,19	71 116,77	73 827,40	76 782,37	80 801,73	83 710,11	86 718,28	89 828,92	93 045,66	96 118,93	98 991,29	101 947,09	104 995,31	108 607,94	111 852,26	115 193,88	118 635,18	122 177,72
Производственные затраты суммарно, в том числе:	тыс. руб.	72 342,84	68 646,04	71 644,64	74 289,28	77 178,26	81 131,64	83 974,04	86 916,22	89 960,88	93 111,64	96 118,92	98 991,28	101 947,08	104 995,30	108 607,93	111 852,25	115 193,87	118 635,17	122 177,71
Амортизация	тыс. руб.	659,84	16 401,00	16 335,02	16 269,04	16 203,05	16 137,07	16 373,44	16 307,46	16 241,47	16 175,49	16 109,50	16 109,50	3 888,78	1 234,22	2 300,28	3 620,30	5 015,49	6 611,58	8 135,16
Проценты за использование займов суммарно	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прибыль	тыс. руб.	-659,83	-593,85	-527,86	-461,88	-395,89	-329,91	-263,93	-197,94	-131,96	-65,97	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Привлеченный капитал	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Плата за присоединение (суммарно)	тыс. руб.	176 003,60	0	0	0	0	4 535,33	0	0	0	0	0	0	0	0	1 506,68	0	0	0	0
Выплаты по кредиту	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО финансовый результат	тыс. руб.	176 003,61	15 807,16	15 807,16	15 807,16	15 807,16	20 342,49	16 109,51	16 109,51	16 109,51	16 109,51	16 109,51	16 109,51	3 888,79	1 234,23	3 806,97	3 620,31	5 015,50	6 611,59	8 135,17
Инвестиции без НДС	тыс. руб.	176 003,60	0	0	0	0	4 535,33	0	0	0	0	0	0	13 978,03	15 990,88	19 800,23	20 927,83	23 941,43	27 389,00	31 333,02
Сальдо денежных потоков	тыс. руб.	0,01	15 807,16	15 807,16	15 807,16	15 807,16	15 807,15	16 109,51	16 109,51	16 109,51	16 109,51	16 109,51	16 109,51	-10 089,24	-14 756,64	-15 993,26	-17 307,53	-18 925,94	-20 777,41	-23 197,85
Дисконтированный денежный поток	тыс. руб.	0,01	14 176,82	12 714,64	11 403,26	10 227,14	9 172,32	8 383,65	7 518,97	6 743,47	6 047,96	5 424,18	4 864,73	-2 732,50	-3 584,38	-3 484,09	-3 381,52	-3 316,34	-3 265,27	-3 269,64
Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом	тыс. руб.	0,05	14 176,88	26 891,52	38 294,78	48 521,92	57 694,25	66 077,90	73 596,87	80 340,34	86 388,29	91 812,47	96 677,20	93 944,70	90 360,32	86 876,23	83 494,71	80 178,37	76 913,10	73 643,46
ИТОГО Инвестиции, тыс. руб.		400 679,23																		

Показатели	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
		A+1	A+2	A+3	A+4	A+5	A+6	A+7	A+8	A+9	A+10	A+11	A+12	A+13	A+14	A+15	A+16	A+17	A+18	A+19
норма дисконта, ед.		0,12																		
NPV, тыс. руб.		73 643,46																		
IRR, ед.		в связи с тем, что срок окупаемости проекта менее года, IRR не вычисляется																		
срок окупаемости простой, лет		срок окупаемости проекта менее года																		
срок окупаемости дисконтированный, лет		срок окупаемости проекта менее года																		
Вариант № 2																				
Выручка суммарно	тыс. руб.	71 866,56	99 595,17	72 799,32	73 063,19	76 313,66	81 438,84	85 177,62	87 714,06	91 047,52	93 890,01	97 291,11	98 507,43	103 892,48	104 932,92	108 261,56	111 850,31	112 868,58	117 245,59	124 740,64
Производственные затраты суммарно, в том числе:	тыс. руб.	72 526,39	100 189,02	73 327,19	73 525,07	76 709,55	81 768,75	85 441,54	87 912,00	91 179,48	93 955,99	97 291,10	98 507,42	103 892,47	104 932,91	108 261,55	111 850,30	112 868,57	117 245,58	124 740,63
Амортизация	тыс. руб.	659,84	16 401,00	16 797,18	17 234,95	17 695,89	18 177,91	18 984,20	19 510,94	20 061,39	20 020,06	20 620,80	21 314,20	9 814,61	10 746,51	11 812,60	13 132,65	10 941,45	12 075,44	13 397,67
Проценты за использование займов суммарно	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	291,7	562,66	496,54	430,42	364,3	298,18	232,06
Прибыль	тыс. руб.	-659,83	-593,85	-527,86	-461,88	-395,89	-329,91	-263,93	-197,94	-131,96	-65,97	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Привлеченный капитал	тыс. руб.	0	0	0	2 889,67	2 744,88	2 591,67	2 127,32	1 956,22	1 775,63	2 201,61	2 000,90	1 723,55	4 163,82	5 244,82	6 481,48	7 795,78	13 000,66	15 314,35	17 936,25
Плата за присоединение (суммарно)	тыс. руб.	176 003,60	0	0	0	0	4 535,33	0	0	0	0	0	0	0	0	1 506,68	0	0	0	0
Выплаты по кредиту	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО финансовый результат	тыс. руб.	176 003,61	15 807,16	16 269,32	19 662,74	20 044,88	24 975,00	20 847,60	21 269,21	21 705,06	22 155,69	22 621,72	23 037,76	13 978,44	15 991,34	19 800,77	20 928,44	23 942,13	27 389,79	31 333,93
Инвестиции без НДС	тыс. руб.	176 003,60	6 932,38	7 556,30	7 903,89	8 220,05	13 084,18	8 890,80	9 246,43	9 616,29	10 000,94	10 400,98	10 817,03	13 978,43	15 991,33	19 800,76	20 928,43	23 942,12	27 389,78	31 333,92
Сальдо денежных потоков	тыс. руб.	0,01	8 874,77	8 713,02	11 758,85	11 824,83	11 890,81	11 956,80	12 022,78	12 088,77	12 154,75	12 220,73	12 220,73	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Дисконтированный денежный поток	тыс. руб.	0,01	7 959,44	7 008,40	8 482,82	7 650,60	6 899,81	6 222,51	5 611,52	5 060,38	4 563,23	4 114,80	3 690,40	0	0	0	0	0	0	0
Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом	тыс. руб.	0,05	7 959,49	14 967,89	23 450,70	31 101,30	38 001,11	44 223,63	49 835,15	54 895,53	59 458,76	63 573,56	67 263,96	67 263,96	67 263,96	67 263,97	67 263,97	67 263,97	67 263,97	67 263,97
ИТОГО Инвестиции, тыс. руб.		518 445,17																		
норма дисконта, ед.		0,12																		
NPV, тыс. руб.		67 263,97																		
IRR, ед.		в связи с тем, что срок окупаемости проекта менее года, IRR не вычисляется																		
срок окупаемости простой, лет		срок окупаемости проекта менее года																		
срок окупаемости дисконтированный, лет		срок окупаемости проекта менее года																		
Вариант № 3 аналогичен Варианту № 2																				
ЕТО № 13 ООО «Тепловая компания»																				
Вариант № 1																				
Выручка суммарно	тыс. руб.	244 360,17	218 076,56	229 288,97	240 801,87	253 084,45	264 710,38	277 965,15	290 283,82	302 349,26	315 521,57	343 988,79	355 748,13	368 796,45	381 153,21	391 786,08	403 312,06	409 879,96	423 267,19	436 399,65
Производственные затраты суммарно, в том числе:	тыс. руб.	258 378,01	232 607,35	244 354,61	254 354,12	265 123,31	275 235,85	286 977,25	297 782,53	308 334,58	319 993,50	346 947,34	357 227,41	368 796,45	381 153,21	391 786,08	403 312,06	409 879,96	423 267,19	436 399,65
Амортизация	тыс. руб.	20 144,28	21 020,20	22 150,99	20 689,94	19 176,55	17 663,16	16 270,48	15 367,31	13 293,33	11 779,95	10 266,56	8 903,05	6 511,79	7 087,47	7 895,42	8 648,83	3 384,29	4 323,38	5 399,05
Проценты за использование займов суммарно	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прибыль	тыс. руб.	-14 017,84	-14 530,80	-15 065,64	-13 552,25	-12 038,86	-10 525,48	-9 012,09	-7 498,71	-5 985,32	-4 471,93	-2 958,55	-1 479,27	0	0	0	0	0	0	0
Привлеченный капитал	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Плата за присоединение (суммарно)	тыс. руб.	702,4	0	784,94	0	0	0	5 993,82	744,38	0	0	0	0	0	2 240,61	0	0	0	0	0

Показатели	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
		A+1	A+2	A+3	A+4	A+5	A+6	A+7	A+8	A+9	A+10	A+11	A+12	A+13	A+14	A+15	A+16	A+17	A+18	A+19
Выплаты по кредиту	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО финансовый результат	тыс. руб.	6 828,84	6 489,40	7 870,30	7 137,69	7 137,69	7 137,69	13 252,21	8 612,98	7 308,01	7 308,01	7 308,01	7 423,78	6 511,79	9 328,08	7 895,42	8 648,83	3 384,29	4 323,38	5 399,05
Инвестиции без НДС	тыс. руб.	3 629,59	6 194,14	784,94	0	0	1 810,54	9 153,23	744,38	0	0	1 736,43	0	8 635,18	12 119,26	11 301,18	12 928,54	14 790,25	16 920,04	19 356,53
Сальдо денежных потоков	тыс. руб.	3 199,25	295,26	7 085,35	7 137,69	7 137,69	5 327,14	4 098,98	7 868,60	7 308,01	7 308,01	5 571,58	7 423,78	-2 123,40	-2 791,18	-3 405,76	-4 279,71	-11 405,96	-12 596,66	-13 957,48
Дисконтированный денежный поток	тыс. руб.	3 199,25	263,63	5 648,40	5 080,46	4 536,13	3 022,76	2 076,67	3 559,36	2 951,58	2 635,34	1 793,90	2 134,16	-545,02	-639,67	-696,89	-781,89	-1 860,56	-1 834,63	-1 815,02
Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом	тыс. руб.	-1 707,30	-1 443,68	4 204,72	9 285,19	13 821,32	16 844,08	18 920,75	22 480,11	25 431,69	28 067,04	29 860,94	31 995,09	31 450,07	30 810,40	30 113,52	29 331,63	27 471,07	25 636,44	23 821,41
ИТОГО Инвестиции, тыс. руб.		254 401,09																		
норма дисконта, ед.		0,12																		
NPV, тыс. руб.		23 821,41																		
IRR, ед.		0,33																		
срок окупаемости простой, лет		3,20																		
срок окупаемости дисконтированный, лет		3,26																		
Вариант № 2																				
Выручка суммарно	тыс. руб.	252 078,41	212 687,75	245 921,14	261 901,92	278 530,52	294 534,95	311 049,61	329 886,13	347 120,94	364 709,63	399 043,42	414 809,95	437 093,43	452 157,92	466 401,32	482 018,10	498 879,06	515 971,67	532 549,52
Производственные затраты суммарно, в том числе:	тыс. руб.	266 096,25	224 791,38	258 661,09	273 020,74	288 204,79	302 767,69	319 066,89	335 460,55	351 114,79	367 275,32	400 184,64	414 490,71	431 581,96	446 878,66	460 734,92	476 166,20	492 816,08	508 893,68	524 942,52
Амортизация	тыс. руб.	29 009,38	18 617,19	22 266,24	22 909,38	23 566,49	24 325,55	25 341,52	27 329,40	28 512,50	29 721,83	31 055,19	32 251,21	32 005,45	34 948,20	38 457,78	41 902,08	45 582,09	47 676,57	50 678,31
Проценты за использование займов суммарно	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прибыль	тыс. руб.	-14 017,84	-12 103,63	-12 739,95	-11 118,81	-9 674,27	-8 232,75	-8 017,28	-5 574,42	-3 993,85	-2 565,69	-1 141,22	319,23	5 511,47	5 279,26	5 666,40	5 851,90	6 062,98	7 077,99	7 607,01
Привлеченный капитал	тыс. руб.	0	9 708,68	9 302,74	9 733,75	9 458,39	9 170,92	3 979,25	7 697,16	7 965,90	7 624,97	7 269,31	6 778,44	13 272,39	11 583,37	13 539,02	13 772,28	14 087,58	15 199,83	16 445,87
Плата за присоединение (суммарно)	тыс. руб.	702,4	0	1 569,88	0	0	0	11 987,64	1 488,76	0	0	0	0	0	4 481,22	0	0	0	0	0
Выплаты по кредиту	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО финансовый результат	тыс. руб.	15 693,94	16 222,25	20 398,91	21 524,31	23 350,61	25 263,72	33 291,14	30 940,90	32 484,56	34 781,11	37 183,28	39 348,88	50 789,31	56 292,05	57 663,21	61 526,26	65 732,65	69 954,39	74 731,19
Инвестиции без НДС	тыс. руб.	3 629,59	28 226,18	24 799,86	25 119,61	26 124,38	28 979,91	37 409,37	30 130,77	30 561,84	31 784,32	34 792,12	34 377,92	44 388,22	49 302,41	49 971,65	53 145,84	56 616,23	60 419,08	64 595,53
Сальдо денежных потоков	тыс. руб.	12 064,35	-12 003,93	-4 400,95	-3 595,29	-2 773,78	-3 716,19	-4 118,23	810,13	1 922,71	2 996,79	2 391,16	4 970,97	6 401,09	6 989,64	7 691,56	8 380,42	9 116,42	9 535,31	10 135,66
Дисконтированный денежный поток	тыс. руб.	12 064,35	-12 003,93	-3 929,42	-2 866,15	-1 974,32	-2 361,70	-2 336,79	410,44	869,74	1 210,35	862,28	1 600,52	1 840,16	1 794,07	1 762,71	1 714,80	1 665,54	1 555,42	1 476,20
Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом	тыс. руб.	12 584,65	580,71	-3 348,71	-6 214,85	-8 189,17	-10 550,88	-12 887,67	-12 477,23	-11 607,49	-10 397,14	-9 534,86	-7 934,34	-6 094,18	-4 300,12	-2 537,41	-822,61	842,92	2 398,34	3 874,54
ИТОГО Инвестиции, тыс. руб.		967 525,77																		
норма дисконта, ед.		0,12																		
NPV, тыс. руб.		3 874,54																		
IRR, ед.		0,27																		
срок окупаемости простой, лет		10,77																		
срок окупаемости дисконтированный, лет		14,49																		
Вариант № 3 аналогичен Варианту № 2																				
ЕТО № 14 ООО «Мечта»																				
Вариант № 1																				
Выручка суммарно	тыс.	1 429,12	2 364,43	2 589,10	2 797,45	2 905,38	3 014,24	3 126,60	3 246,32	3 366,21	3 490,01	3 608,71	3 725,29	3 849,32	3 966,07	4 085,74	4 209,21	4 341,35	4 473,06	4 608,46

Показатели	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
		A+1	A+2	A+3	A+4	A+5	A+6	A+7	A+8	A+9	A+10	A+11	A+12	A+13	A+14	A+15	A+16	A+17	A+18	A+19
	руб.																			
Производственные затраты суммарно, в том числе:	тыс. руб.	1 509,81	1 883,08	1 982,90	2 068,16	2 148,16	2 223,33	2 301,16	2 381,69	2 465,05	2 551,33	2 633,75	2 712,76	2 794,12	2 878,07	2 964,36	3 053,23	3 144,73	3 239,24	3 336,29
Амортизация	тыс. руб.	80,69	87,95	92	82,8	73,6	64,4	55,2	46	36,8	27,6	18,4	9,2	0	34,13	112,22	134,55	147,33	161,94	178,66
Проценты за использование займов суммарно	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прибыль	тыс. руб.	-80,69	-743,1	-782,5	-816,16	-847,73	-877,39	-908,11	-939,88	-972,78	-1 006,82	-1 039,35	-1 070,53	-1 102,62	-1 135,83	-1 169,85	-1 204,88	-1 240,93	-1 278,33	-1 316,56
Привлеченный капитал	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Плата за присоединение (суммарно)	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выплаты по кредиту	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО финансовый результат	тыс. руб.	0	569,3	698,2	812,09	830,82	855,31	880,64	910,63	937,96	966,29	993,37	1 021,72	1 055,20	1 122,13	1 233,60	1 290,54	1 343,95	1 395,77	1 450,84
Инвестиции без НДС	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	341,3	390,45	446,68	511	584,58	668,76	765,07
Сальдо денежных потоков	тыс. руб.	0	569,3	698,2	812,09	830,82	855,31	880,64	910,63	937,96	966,29	993,37	1 021,72	713,9	731,68	786,92	779,54	759,37	727,01	685,77
Дисконтированный денежный поток	тыс. руб.	0	457,92	503,68	525,42	482,1	445,12	411,03	381,19	352,14	325,35	299,98	276,72	173,41	159,39	153,75	136,6	119,34	102,47	86,69
Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом	тыс. руб.	0	457,92	961,6	1 487,02	1 969,12	2 414,23	2 825,26	3 206,46	3 558,59	3 883,95	4 183,92	4 460,64	4 634,05	4 793,44	4 947,19	5 083,78	5 203,12	5 305,59	5 392,28
ИТОГО Инвестиции, тыс. руб.		4 449,40																		
норма дисконта, ед.		0,12																		
NPV, тыс. руб.		5 392,28																		
IRR, ед.		в связи с тем, что срок окупаемости проекта менее года, IRR не вычисляется																		
срок окупаемости простой, лет		Менее года																		
срок окупаемости дисконтированный, лет		Менее года																		
Вариант № 2																				
Выручка суммарно	тыс. руб.	1 429,12	2 149,34	2 285,22	2 444,61	2 557,29	2 668,05	2 782,08	2 935,11	3 056,14	3 163,27	3 241,16	3 352,83	3 551,64	3 657,43	3 729,14	3 916,11	4 039,50	4 107,61	4 281,56
Производственные затраты суммарно, в том числе:	тыс. руб.	1 509,81	1 886,11	2 032,11	2 144,39	2 247,39	2 346,02	2 447,79	2 519,61	2 629,31	2 759,61	2 910,80	3 021,81	3 189,87	3 289,49	3 356,20	3 443,72	3 640,79	3 911,78	4 097,85
Амортизация	тыс. руб.	80,69	87,95	125,65	125,62	121,22	117	112,99	75,53	71,95	86,09	125,43	128,85	126,22	134,75	144,51	107,13	158,23	275,15	299,42
Проценты за использование займов суммарно	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прибыль	тыс. руб.	-80,69	-701,94	-774,8	-816,39	-852,14	-886,12	-921,29	-924,15	-962,43	-1 019,35	-1 099,52	-1 141,67	-1 170,87	-1 208,76	-1 248,15	-1 241,62	-1 324,11	-1 471,73	-1 525,07
Привлеченный капитал	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Плата за присоединение (суммарно)	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выплаты по кредиту	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО финансовый результат	тыс. руб.	0	351,18	378,76	425,84	431,12	439,03	447,28	491,03	498,77	489,75	455,8	459,87	487,99	502,69	517,45	579,52	556,94	470,98	483,13
Инвестиции без НДС	тыс. руб.	0	168,26	183,4	191,83	199,51	207,49	215,79	224,43	233,4	242,73	252,44	262,54	341,3	390,45	446,68	511	584,58	668,76	765,07
Сальдо денежных потоков	тыс. руб.	0	182,92	195,36	234,01	231,61	231,54	231,49	266,6	265,37	247,01	203,36	197,33	146,69	112,24	70,78	68,52	-27,65	-197,78	-281,94
Дисконтированный денежный поток	тыс. руб.	0	147,14	140,93	151,4	134,39	120,5	108,04	111,6	99,63	83,17	61,41	53,44	35,63	24,45	13,83	12,01	-4,34	-27,88	-35,64

Показатели	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
		A+1	A+2	A+3	A+4	A+5	A+6	A+7	A+8	A+9	A+10	A+11	A+12	A+13	A+14	A+15	A+16	A+17	A+18	A+19
Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом	тыс. руб.	0	147,14	288,07	439,47	573,86	694,36	802,41	914,01	1 013,63	1 096,80	1 158,21	1 211,66	1 247,29	1 271,74	1 285,57	1 297,58	1 293,23	1 265,35	1 229,72
ИТОГО Инвестиции, тыс. руб.		7 307,59																		
норма дисконта, ед.		0,12																		
NPV, тыс. руб.		1 229,72																		
IRR, ед.		в связи с тем, что срок окупаемости проекта менее года, IRR не вычисляется																		
срок окупаемости простой, лет		Менее года																		
срок окупаемости дисконтированный, лет		Менее года																		
Вариант № 3 аналогичен Варианту № 2																				
ЕТО № 15 ПАО «Омский каучук»																				
Вариант № 1																				
Мероприятия в зоне действия ЕТО не запланированы, поэтому расчет экономической эффективности не производился.																				
Вариант № 2																				
Выручка суммарно	тыс. руб.	1 167 746,22	1 237 498,06	1 306 373,76	1 363 788,01	1 417 630,43	1 468 574,79	1 521 312,89	1 576 014,45	1 632 760,14	1 691 404,03	1 747 572,96	1 801 571,30	1 857 209,22	1 914 525,15	1 973 610,47	2 034 691,11	2 097 744,17	2 162 406,63	2 228 477,56
Производственные затраты суммарно, в том числе:	тыс. руб.	1 167 746,40	1 178 482,52	1 253 849,99	1 311 521,51	1 364 354,59	1 414 249,24	1 465 895,64	1 507 658,65	1 563 223,55	1 626 779,26	1 696 570,36	1 751 454,10	1 805 710,68	1 861 590,07	1 919 181,38	1 961 680,50	2 031 197,23	2 113 785,59	2 177 805,33
Амортизация	тыс. руб.	0,19	0,2	11 815,21	15 034,77	16 718,59	18 469,77	20 290,99	10 370,07	12 339,91	20 534,50	37 579,27	42 010,89	44 315,33	46 711,96	49 204,46	34 751,87	45 535,42	67 965,20	70 577,36
Проценты за использование займов суммарно	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прибыль	тыс. руб.	-0,19	59 015,75	52 523,98	52 266,69	53 276,01	54 325,70	55 417,38	68 355,91	69 536,67	64 624,83	51 002,64	50 117,22	51 498,54	52 935,08	54 429,09	73 010,61	66 546,95	48 621,05	50 672,23
Привлеченный капитал	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Плата за присоединение (суммарно)	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выплаты по кредиту	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО финансовый результат	тыс. руб.	0	59 015,75	64 338,97	67 301,27	69 994,43	72 795,32	75 708,24	78 725,88	81 876,49	85 159,27	88 581,87	92 128,09	95 813,86	99 647,04	103 633,55	107 762,48	112 082,36	116 586,25	121 249,59
Инвестиции без НДС	тыс. руб.	0	59 015,95	64 327,38	67 286,44	69 977,90	72 777,02	75 688,10	78 715,63	81 864,25	85 138,82	88 544,37	92 086,14	95 769,59	99 600,38	103 584,39	107 727,77	112 036,88	116 518,35	121 179,08
Сальдо денежных потоков	тыс. руб.	0	-0,2	11,59	14,83	16,53	18,3	20,14	10,25	12,24	20,45	37,5	41,95	44,27	46,67	49,16	34,72	45,49	67,9	70,51
Дисконтированный денежный поток	тыс. руб.	0	-0,16	8,36	9,59	9,59	9,52	9,4	4,29	4,6	6,89	11,32	11,36	10,75	10,17	9,6	6,08	7,15	9,57	8,91
Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом	тыс. руб.	0	-0,16	8,2	17,79	27,39	36,91	46,31	50,6	55,2	62,09	73,41	84,77	95,52	105,69	115,29	121,38	128,53	138,1	147,01
ИТОГО Инвестиции, тыс. руб.		1 910 206,11																		
норма дисконта, ед.		0,12																		
NPV, тыс. руб.		147,01																		
IRR, ед.		в связи с тем, что срок окупаемости проекта менее года, IRR не вычисляется																		
срок окупаемости простой, лет		Менее года																		
срок окупаемости дисконтированный, лет		Менее года																		
Вариант № 3 аналогичен Варианту № 2																				
ЕТО № 16 ООО «КомплексТеплоСервис»																				
Вариант № 1																				
Выручка суммарно	тыс. руб.	164 251,48	185 329,82	200 174,34	210 785,08	219 850,65	228 356,13	236 349,31	244 623,26	252 991,53	261 847,72	270 309,49	278 419,77	286 718,12	295 263,37	304 033,83	313 064,13	322 362,98	331 906,44	341 731,58
Производственные затраты суммарно, в том числе:	тыс. руб.	164 261,78	185 340,52	200 185,48	210 795,10	219 859,56	228 363,93	236 355,99	244 628,82	252 995,99	261 851,06	270 311,72	278 420,89	286 718,12	295 263,37	304 033,83	313 064,13	322 362,98	331 906,44	341 731,58
Амортизация	тыс. руб.	10,3	10,71	298,37	340,19	339,07	337,96	336,84	335,73	334,62	457,96	456,85	455,73	167,39	426,84	723,65	1 063,21	2 277,45	5 832,55	6 849,31
Проценты за использование займов	тыс.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Показатели	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
		A+1	A+2	A+3	A+4	A+5	A+6	A+7	A+8	A+9	A+10	A+11	A+12	A+13	A+14	A+15	A+16	A+17	A+18	A+19
суммарно	руб.																			
Прибыль	тыс. руб.	-10,3	-10,71	-11,14	-10,02	-8,91	-7,8	-6,68	-5,57	-4,45	-3,34	-2,23	-1,11	0	0	0	0	0	0	0
Привлеченный капитал	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Плата за присоединение (суммарно)	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выплаты по кредиту	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО финансовый результат	тыс. руб.	0	0	287,23	330,16	330,16	330,16	330,16	330,16	330,16	454,62	454,62	454,62	167,39	426,84	723,65	1 063,21	2 277,45	5 832,55	6 849,31
Инвестиции без НДС	тыс. руб.	0	2 872,32	1 717,24	0	0	0	0	0	4 978,24	0	0	0	10 378,09	11 872,54	13 582,18	15 538,02	17 775,49	20 335,17	23 263,43
Сальдо денежных потоков	тыс. руб.	0	-2 872,32	-1 430,01	330,16	330,16	330,16	330,16	330,16	-4 648,08	454,62	454,62	454,62	-10 210,70	-11 445,70	-12 858,53	-14 474,81	-15 498,04	-14 502,61	-16 414,11
Дисконтированный денежный поток	тыс. руб.	0	-2 564,57	-1 140,00	235	209,82	187,34	167,27	149,35	-1 877,28	163,94	146,38	130,69	-2 620,83	-2 623,06	-2 631,11	-2 644,49	-2 528,07	-2 112,22	-2 134,48
Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом	тыс. руб.	0	-2 564,57	-3 704,56	-3 469,56	-3 259,74	-3 072,39	-2 905,12	-2 755,77	-4 633,05	-4 469,11	-4 322,74	-4 192,05	-6 812,88	-9 435,94	-12 067,05	-14 711,54	-17 239,61	-19 351,83	-21 486,32
ИТОГО Инвестиции, тыс. руб.		146 775,26																		
норма дисконта, ед.		0,12																		
NPV, тыс. руб.		-21 486,32																		
IRR, ед.		в связи с тем, что NPV отрицателен в течение всего рассматриваемого периода, IRR не рассчитывается																		
срок окупаемости простой, лет		проект не окупается в течение рассматриваемого периода																		
срок окупаемости дисконтированный, лет		проект не окупается в течение рассматриваемого периода																		
Вариант № 2																				
Выручка суммарно	тыс. руб.	164 251,53	198 428,68	216 528,25	228 375,55	238 303,48	247 699,00	256 611,03	263 810,86	272 891,11	283 488,00	295 309,65	304 613,20	302 884,61	311 424,06	320 164,30	326 481,37	337 291,86	348 661,66	358 607,06
Производственные затраты суммарно, в том числе:	тыс. руб.	164 261,83	185 340,05	202 433,45	213 678,10	223 062,32	231 893,58	240 219,98	246 812,01	255 261,42	265 203,56	276 363,26	284 979,85	293 466,44	301 704,17	310 132,11	316 125,93	326 601,79	337 625,18	347 211,93
Амортизация	тыс. руб.	10,3	10,71	2 343,77	2 985,89	3 276,28	3 578,34	3 892,52	2 173,90	2 513,81	4 088,15	7 037,82	7 803,91	7 914,51	8 315,66	8 759,84	6 301,87	8 493,25	13 374,50	14 092,82
Проценты за использование займов суммарно	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прибыль	тыс. руб.	-10,3	13 088,63	14 094,81	14 697,46	15 241,16	15 805,42	16 391,04	16 998,84	17 629,68	18 284,44	18 946,39	19 633,36	9 418,17	9 719,89	10 032,19	10 355,44	10 690,06	11 036,48	11 395,13
Привлеченный капитал	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Плата за присоединение (суммарно)	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выплаты по кредиту	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО финансовый результат	тыс. руб.	0	13 099,34	16 438,58	17 683,35	18 517,44	19 383,76	20 283,56	19 172,75	20 143,49	22 372,59	25 984,20	27 437,26	17 332,68	18 035,55	18 792,03	16 657,31	19 183,31	24 410,98	25 487,95
Инвестиции без НДС	тыс. руб.	0	13 099,33	12 864,69	11 660,23	12 126,64	12 611,71	13 116,18	13 640,83	19 164,70	14 753,92	15 344,07	15 957,83	16 046,09	17 767,26	19 712,69	21 913,75	24 406,25	27 231,15	30 435,26
Сальдо денежных потоков	тыс. руб.	0	0	3 573,88	6 023,11	6 390,80	6 772,05	7 167,38	5 531,92	978,79	7 618,67	10 640,14	11 479,43	1 286,59	268,29	-920,66	-5 256,44	-5 222,94	-2 820,17	-4 947,31
Дисконтированный денежный поток	тыс. руб.	0	0	2 849,08	4 287,13	4 061,47	3 842,64	3 631,22	2 502,36	395,32	2 747,37	3 425,84	3 300,06	330,23	61,49	-188,39	-960,33	-851,97	-410,74	-643,35
Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом	тыс. руб.	0	0	2 849,08	7 136,22	11 197,68	15 040,33	18 671,55	21 173,91	21 569,23	24 316,60	27 742,44	31 042,50	31 372,73	31 434,22	31 245,83	30 285,50	29 433,53	29 022,79	28 379,44
ИТОГО Инвестиции, тыс. руб.		374 223,09																		
норма дисконта, ед.		0,12																		
NPV, тыс. руб.		28 379,44																		
IRR, ед.		в связи с тем, что срок окупаемости проекта менее года, IRR не вычисляется																		
срок окупаемости простой, лет		срок окупаемости проекта менее года																		

Показатели	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
		A+1	A+2	A+3	A+4	A+5	A+6	A+7	A+8	A+9	A+10	A+11	A+12	A+13	A+14	A+15	A+16	A+17	A+18	A+19
срок окупаемости дисконтированный, лет		срок окупаемости проекта менее года																		
Вариант № 3 аналогичен Варианту № 2																				
ЕТО № 17 ООО «Энергопоставка»																				
Вариант № 1																				
Мероприятия в зоне действия ЕТО не запланированы, поэтому расчет экономической эффективности не производился.																				
Вариант № 2																				
Выручка суммарно	тыс. руб.	8 609,26	11 517,48	11 851,28	12 405,24	12 924,29	13 425,59	13 944,23	14 485,93	15 051,37	15 633,44	16 194,49	16 738,31	17 298,70	17 877,14	18 474,36	19 098,28	19 746,11	20 402,56	21 057,99
Производственные затраты суммарно, в том числе:	тыс. руб.	8 609,26	9 180,32	9 771,19	10 335,35	10 814,42	11 274,16	11 749,57	11 778,87	12 297,55	13 074,14	14 174,67	14 753,55	15 259,24	15 780,79	16 318,85	16 206,88	17 110,69	18 477,05	19 051,26
Амортизация	тыс. руб.	0	0	467,43	594,81	661,43	730,71	802,76	410,26	488,2	812,4	1 486,74	1 662,07	1 753,24	1 848,06	1 946,67	1 374,88	1 801,51	2 688,89	2 792,24
Проценты за использование займов суммарно	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прибыль	тыс. руб.	0	2 337,17	2 080,08	2 069,89	2 109,87	2 151,43	2 194,66	2 707,06	2 753,82	2 559,30	2 019,83	1 984,76	2 039,46	2 096,35	2 155,52	2 891,39	2 635,42	1 925,51	2 006,74
Привлеченный капитал	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Плата за присоединение (суммарно)	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выплаты по кредиту	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО финансовый результат	тыс. руб.	0	2 337,17	2 547,52	2 664,70	2 771,29	2 882,14	2 997,43	3 117,33	3 242,02	3 371,70	3 506,57	3 646,83	3 792,70	3 944,41	4 102,18	4 266,28	4 436,93	4 614,40	4 798,98
Инвестиции без НДС	тыс. руб.	0	2 337,17	2 547,52	2 664,70	2 771,29	2 882,14	2 997,43	3 117,33	3 242,02	3 371,70	3 506,57	3 646,83	3 792,70	3 944,41	4 102,18	4 266,28	4 436,93	4 614,40	4 798,98
Сальдо денежных потоков	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Дисконтированный денежный поток	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом	тыс. руб.	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
ИТОГО Инвестиции, тыс. руб.		75 648,65																		
норма дисконта, ед.		0,12																		
NPV, тыс. руб.		0,04																		
IRR, ед.		в связи с тем, что срок окупаемости проекта менее года, IRR не вычисляется																		
срок окупаемости простой, лет		Менее года																		
срок окупаемости дисконтированный, лет		Менее года																		
Вариант № 3 аналогичен Варианту № 2																				
ЕТО № 18 АСУСО "Омский психоневрологический интернат"																				
Вариант № 1																				
Выручка суммарно	тыс. руб.	4 705,61	5 044,23	5 276,64	5 495,20	5 703,70	5 903,34	6 109,96	6 323,82	6 545,14	6 774,22	6 993,07	7 202,84	7 418,94	4 684,07	10 478,57	10 792,95	11 116,73	11 450,25	-318,11
Производственные затраты суммарно, в том числе:	тыс. руб.	4 705,61	5 044,23	5 276,64	5 495,20	5 703,70	5 903,34	6 109,96	6 323,82	6 545,14	6 774,22	6 993,07	7 202,84	7 418,94	10 173,40	10 478,57	10 792,95	11 116,73	11 450,25	11 793,73
Амортизация	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	436,2	2 532,08	2 817,51	2 980,77	3 167,55	3 381,23
Проценты за использование займов суммарно	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прибыль	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-5 489,33	0	0	0	0	-12 111,84
Привлеченный капитал	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Плата за присоединение (суммарно)	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5 489,33	0	0	0	0	12 111,84

Показатели	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
		A+1	A+2	A+3	A+4	A+5	A+6	A+7	A+8	A+9	A+10	A+11	A+12	A+13	A+14	A+15	A+16	A+17	A+18	A+19
Выплаты по кредиту	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО финансовый результат	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	436,2	2 532,08	2 817,51	2 980,77	3 167,55	3 381,23
Инвестиции без НДС	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4 361,95	10 479,40	5 708,64	6 530,69	7 471,11	8 546,95	21 889,54
Сальдо денежных потоков	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-4 361,95	-10 043,21	-3 176,57	-3 713,18	-4 490,33	-5 379,40	-18 508,32
Дисконтированный денежный поток	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1 119,60	-2 301,64	-649,99	-678,38	-732,47	-783,48	-2 406,81
Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1 119,60	-3 421,25	-4 071,24	-4 749,62	-5 482,09	-6 265,57	-8 672,38
ИТОГО Инвестиции, тыс. руб.		77 985,94																		
норма дисконта, ед.		0,12																		
NPV, тыс. руб.		-8 672,38																		
IRR, ед.		в связи с тем, что NPV отрицателен в течение всего рассматриваемого периода, IRR не рассчитывается																		
срок окупаемости простой, лет		проект не окупается в течение рассматриваемого периода																		
срок окупаемости дисконтированный, лет		проект не окупается в течение рассматриваемого периода																		
Вариант № 2																				
Выручка суммарно	тыс. руб.	4 705,61	6 778,31	7 175,35	7 485,40	7 774,14	8 052,40	8 336,86	8 626,83	8 879,64	9 141,98	9 401,19	9 653,60	11 410,20	14 346,93	13 004,66	13 714,70	14 797,55	15 987,85	19 666,55
Производственные затраты суммарно, в том числе:	тыс. руб.	4 705,61	5 014,61	5 429,28	5 843,14	6 252,54	6 656,28	7 071,24	7 496,92	7 890,88	8 064,76	8 476,63	8 887,82	9 309,65	11 685,84	10 672,93	10 721,58	11 299,58	12 161,16	15 237,59
Амортизация	тыс. руб.	0	0	177,6	371,19	573,69	784,28	1 003,30	1 231,08	1 467,97	1 477,44	1 733,66	2 000,13	2 277,26	2 345,32	3 400,60	3 562,37	4 001,00	4 753,35	5 386,25
Проценты за использование займов суммарно	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прибыль	тыс. руб.	0	1 763,70	1 746,06	1 642,25	1 521,60	1 396,12	1 265,63	1 129,91	988,76	1 077,22	924,56	765,78	2 100,55	2 661,09	2 331,73	2 993,12	3 497,97	3 826,70	4 428,96
Привлеченный капитал	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Плата за присоединение (суммарно)	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5 489,33	0	0	0	0	12 111,84
Выплаты по кредиту	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО финансовый результат	тыс. руб.	0	1 763,70	1 923,67	2 013,45	2 095,29	2 180,40	2 268,92	2 360,99	2 456,73	2 554,66	2 658,22	2 765,91	4 377,81	10 495,74	5 732,32	6 555,50	7 498,97	8 580,04	21 927,05
Инвестиции без НДС	тыс. руб.	0	1 763,70	1 922,43	2 010,87	2 091,30	2 174,95	2 261,95	2 352,43	2 446,53	2 544,39	2 646,17	2 752,01	4 361,98	10 479,43	5 708,68	6 530,73	7 471,16	8 547,00	21 889,61
Сальдо денежных потоков	тыс. руб.	0	0	1,23	2,58	3,99	5,45	6,97	8,56	10,2	10,27	12,05	13,9	15,83	16,3	23,64	24,76	27,81	33,04	37,44
Дисконтированный денежный поток	тыс. руб.	0	0	0,98	1,84	2,53	3,09	3,53	3,87	4,12	3,7	3,88	4	4,06	3,74	4,84	4,52	4,54	4,81	4,87
Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом	тыс. руб.	13,99	13,99	14,97	16,81	19,35	22,44	25,97	29,84	33,96	37,67	41,55	45,55	49,61	53,34	58,18	62,71	67,24	72,06	76,92
ИТОГО Инвестиции, тыс. руб.		107 946,39																		
норма дисконта, ед.		0,12																		
NPV, тыс. руб.		76,92																		
IRR, ед.		в связи с тем, что срок окупаемости проекта менее года, IRR не вычисляется																		
срок окупаемости простой, лет		срок окупаемости проекта менее года																		
срок окупаемости дисконтированный, лет		срок окупаемости проекта менее года																		
Вариант № 3 аналогичен Варианту № 2																				
ЕТО № 19 БСУСО «Кировский дом-интернат для умственно-отсталых детей»																				
Вариант № 1																				
Мероприятия в зоне действия ЕТО не запланированы, поэтому расчет экономической эффективности не производился.																				

Показатели	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
		A+1	A+2	A+3	A+4	A+5	A+6	A+7	A+8	A+9	A+10	A+11	A+12	A+13	A+14	A+15	A+16	A+17	A+18	A+19
Вариант № 2																				
Выручка суммарно	тыс. руб.	371,49	913,2	997,36	1 108,17	1 213,38	1 316,49	1 420,62	1 525,49	1 631,27	1 738,19	1 843,61	1 947,84	2 053,35	2 119,35	2 187,89	2 258,67	2 332,19	2 408,13	2 487,01
Производственные затраты суммарно, в том числе:	тыс. руб.	554,61	711,42	819,95	924,38	1 028,94	1 133,05	1 239,89	1 349,25	1 461,37	1 576,55	1 692,24	1 808,81	1 868,74	1 927,74	1 988,61	2 051,43	2 116,65	2 183,98	2 253,89
Амортизация	тыс. руб.	265,52	289,42	389,88	454,59	523,67	596,73	673,92	755,4	841,36	931,97	1 027,41	1 127,88	1 146,44	1 192,87	1 240,59	1 290,21	1 341,82	1 395,49	1 451,31
Проценты за использование займов суммарно	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прибыль	тыс. руб.	-183,12	401,38	386,19	371,7	351,46	329,59	306	280,63	253,41	224,27	193,13	159,91	184,62	191,61	199,27	207,24	215,53	224,15	233,12
Привлеченный капитал	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Плата за присоединение (суммарно)	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выплаты по кредиту	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО финансовый результат	тыс. руб.	82,4	491,2	567,29	638,38	708,11	780,17	854,64	931,64	1 011,26	1 093,61	1 178,79	1 266,91	1 331,06	1 384,48	1 439,86	1 497,45	1 557,35	1 619,64	1 684,43
Инвестиции без НДС	тыс. руб.	0	600,98	655,08	685,21	712,62	741,13	770,77	801,6	833,66	867,01	901,69	937,76	975,27	1 014,28	1 054,85	1 097,04	1 140,93	1 186,56	1 234,03
Сальдо денежных потоков	тыс. руб.	82,4	-109,78	-87,79	-46,82	-4,51	39,04	83,88	130,04	177,6	226,6	277,1	329,15	355,79	370,2	385,01	400,41	416,43	433,08	450,41
Дисконтированный денежный поток	тыс. руб.	73,9	-88,3	-63,33	-30,3	-2,62	20,32	39,15	54,44	66,68	76,3	83,68	89,15	86,42	80,65	75,22	70,16	65,44	61,04	56,94
Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом	тыс. руб.	73,91	-14,39	-77,72	-108,02	-110,63	-90,31	-51,17	3,27	69,95	146,24	229,92	319,07	405,49	486,14	561,36	631,52	696,97	758,01	814,94
ИТОГО Инвестиции, тыс. руб.		19 452,52																		
норма дисконта, ед.		0,59																		
NPV, тыс. руб.		814,94																		
IRR, ед.		0,18																		
срок окупаемости простой, лет		6,34																		
срок окупаемости дисконтированный, лет		6,94																		
Вариант № 3 аналогичен Варианту № 2																				
ЕТО № 20 АО «Русь»																				
Вариант № 1																				
Мероприятия в зоне действия ЕТО не запланированы, поэтому расчет экономической эффективности не производился.																				
Вариант № 2																				
Мероприятия в зоне действия ЕТО не запланированы, поэтому расчет экономической эффективности не производился.																				
Вариант № 3																				
Мероприятия в зоне действия ЕТО не запланированы, поэтому расчет экономической эффективности не производился.																				
ЕТО № 21 ПАО "Сатурн"																				
Вариант № 1																				
Мероприятия в зоне действия ЕТО не запланированы, поэтому расчет экономической эффективности не производился.																				
Вариант № 2																				
Мероприятия в зоне действия ЕТО не запланированы, поэтому расчет экономической эффективности не производился.																				
Вариант № 3																				
Мероприятия в зоне действия ЕТО не запланированы, поэтому расчет экономической эффективности не производился.																				
ЕТО № 22 ООО СМТ «Стройбетон»																				
Вариант № 1																				
Выручка суммарно	тыс. руб.	397 761,98	244 375,05	239 117,13	246 863,29	260 227,21	334 315,00	263 478,69	244 316,66	266 675,14	284 480,76	441 517,91	617 304,91	787 180,76	971 111,29	1 180 786,32	1 160 452,79	1 195 926,51	1 232 456,64	1 370 588,36
Производственные затраты суммарно, в том числе:	тыс. руб.	278 615,82	243 836,79	247 830,93	255 345,42	265 268,23	306 668,75	252 893,84	248 648,13	265 294,38	284 577,87	440 316,76	618 068,77	772 726,57	953 515,92	1 150 793,72	1 160 452,79	1 195 926,51	1 232 456,64	1 321 276,69
Амортизация	тыс.	21 911,96	93 001,22	93 583,41	92 524,55	91 445,55	90 426,62	19 471,48	18 791,33	17 712,32	17 722,84	16 914,14	4 161,97	3 815,12	4 176,47	3 681,44	6 680,70	6 680,70	6 680,70	6 680,70

Показатели	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
		A+1	A+2	A+3	A+4	A+5	A+6	A+7	A+8	A+9	A+10	A+11	A+12	A+13	A+14	A+15	A+16	A+17	A+18	A+19
	руб.																			
Проценты за использование займов суммарно	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прибыль	тыс. руб.	119 146,16	538,26	-8 713,80	-8 482,13	-5 041,03	27 646,25	10 584,85	-4 331,47	1 380,76	-97,11	1 201,15	-763,86	14 454,19	17 595,37	29 992,60	0	0	0	49 311,68
Привлеченный капитал	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Плата за присоединение (суммарно)	тыс. руб.	353 637,30	10 038,08	805,99	0	2 403,44	34 053,05	15 953,98	0	4 674,56	2 313,64	35 179,87	326 618,69	14 454,19	17 595,36	29 992,60	0	0	0	49 311,67
Выплаты по кредиту	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО финансовый результат	тыс. руб.	494 695,43	103 577,56	85 675,60	84 042,43	88 807,96	152 125,93	46 010,32	14 459,86	23 767,64	19 939,37	53 295,15	330 016,80	32 723,50	39 367,20	63 666,64	6 680,70	6 680,70	6 680,70	105 304,05
Инвестиции без НДС	тыс. руб.	353 637,29	10 038,08	805,99	0	2 403,43	34 053,05	15 953,98	0	4 674,56	2 313,64	18 954,37	18 333,98	14 454,19	17 595,37	29 992,60	0	0	0	49 311,68
Сальдо денежных потоков	тыс. руб.	141 058,13	93 539,49	84 869,61	84 042,43	86 404,53	118 072,88	30 056,33	14 459,86	19 093,08	17 625,73	34 340,79	311 682,83	18 269,31	21 771,83	33 674,04	6 680,70	6 680,70	6 680,70	55 992,37
Дисконтированный денежный поток	тыс. руб.	125 944,76	74 569,10	60 408,51	53 410,48	49 028,25	59 819,39	13 595,96	5 840,10	6 885,16	5 675,01	9 872,16	80 001,22	4 186,85	4 454,95	6 152,12	1 089,77	973,01	868,76	6 501,09
Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом	тыс. руб.	125 944,76	200 513,86	260 922,38	314 332,86	363 361,11	423 180,50	436 776,46	442 616,56	449 501,71	455 176,72	465 048,88	545 050,10	549 236,95	553 691,90	559 844,02	560 933,79	561 906,80	562 775,55	569 276,65
ИТОГО Инвестиции, тыс. руб.		836 076,64																		
норма дисконта, ед.		0,12																		
NPV, тыс. руб.		569 276,65																		
IRR, ед.		в связи с тем, что срок окупаемости проекта менее года, IRR не вычисляется																		
срок окупаемости простой, лет		Менее года																		
срок окупаемости дисконтированный, лет		Менее года																		
Вариант № 2																				
Выручка суммарно	тыс. руб.	154 867,28	215 681,59	228 617,70	238 416,75	247 763,20	262 368,61	254 159,52	264 336,91	277 570,32	298 980,78	455 067,94	623 664,23	792 606,29	969 514,15	1 154 669,88	1 190 175,68	1 227 290,56	1 263 406,07	1 304 439,03
Производственные затраты суммарно, в том числе:	тыс. руб.	164 358,41	225 181,41	238 137,49	246 898,88	255 207,66	268 775,40	254 690,58	263 993,67	275 961,35	298 646,21	453 934,04	622 104,27	790 599,33	967 721,40	1 150 551,90	1 189 693,60	1 227 290,56	1 263 406,07	1 303 862,92
Амортизация	тыс. руб.	21 911,96	93 001,22	93 885,68	92 991,56	92 084,86	91 245,15	20 476,38	19 990,06	19 124,70	20 812,40	20 439,75	8 319,97	15 916,07	16 522,68	14 605,55	18 665,88	20 872,93	20 642,59	19 949,76
Проценты за использование займов суммарно	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прибыль	тыс. руб.	-9 491,13	-9 499,81	-9 519,79	-8 482,13	-7 444,46	-6 406,80	-531,06	343,24	1 608,97	334,57	1 133,90	1 559,95	2 006,96	1 792,75	4 117,98	482,08	0	0	576,11
Привлеченный капитал	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Плата за присоединение (суммарно)	тыс. руб.	482 274,60	20 076,16	1 611,98	0	4 806,88	68 106,10	31 907,96	0	9 349,12	4 627,28	54 134,23	344 952,66	28 908,38	35 190,72	59 985,20	0	0	0	98 623,34
Выплаты по кредиту	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО финансовый результат	тыс. руб.	494 695,43	103 577,57	85 977,87	84 509,43	89 447,28	152 944,45	51 853,28	20 333,29	30 082,79	25 774,24	75 707,89	354 832,59	46 831,40	53 506,15	78 708,73	19 147,96	20 872,93	20 642,59	119 149,21
Инвестиции без НДС	тыс. руб.	353 637,29	16 083,44	7 395,44	6 892,56	9 571,70	41 508,04	23 707,18	8 063,32	13 060,41	11 034,93	44 250,01	336 051,63	24 264,46	27 798,03	40 603,38	11 035,21	11 476,62	11 935,68	61 724,78
Сальдо денежных потоков	тыс. руб.	141 058,14	87 494,12	78 582,43	77 616,87	79 875,58	111 436,41	28 146,11	12 269,98	17 022,38	14 739,31	31 457,88	18 780,95	22 566,95	25 708,12	38 105,36	8 112,76	9 396,31	8 706,90	57 424,43
Дисконтированный денежный поток	тыс. руб.	125 944,77	69 749,78	55 933,42	49 326,93	45 323,55	56 457,15	12 731,87	4 955,64	6 138,44	4 745,66	9 043,39	4 820,60	5 171,76	5 260,39	6 961,71	1 323,37	1 368,52	1 132,24	6 667,36
Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом	тыс. руб.	125 944,77	195 694,55	251 627,97	300 954,89	346 278,44	402 735,60	415 467,47	420 423,11	426 561,55	431 307,21	440 350,60	445 171,20	450 342,96	455 603,35	462 565,06	463 888,43	465 256,95	466 389,19	473 056,55
ИТОГО Инвестиции, тыс. руб.		1 421 162,93																		
норма дисконта, ед.		0,12																		
NPV, тыс. руб.		473 056,55																		

Показатели	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
		A+1	A+2	A+3	A+4	A+5	A+6	A+7	A+8	A+9	A+10	A+11	A+12	A+13	A+14	A+15	A+16	A+17	A+18	A+19
IRR, ед.		в связи с тем, что срок окупаемости проекта менее года, IRR не вычисляется																		
срок окупаемости простой, лет		Менее года																		
срок окупаемости дисконтированный, лет		Менее года																		
Вариант № 3 аналогичен Варианту № 2																				