



**СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В АДМИНИСТРАТИВНЫХ
ГРАНИЦАХ ГОРОДА НОВОКУЗНЕЦКА НА ПЕРИОД
ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2020 ГОД)**

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

ГЛАВА 5

**МАСТЕР-ПЛАН
РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

СОСТАВ РАБОТЫ

Наименование документа	Шифр
Схема теплоснабжения в административных границах г. Новокузнецка на период до 2032 года (Актуализация на 2020 г.) Утверждаемая часть	043. СТС.019.001.000.000.
Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения г. Новокузнецка на период до 2032 года	043. СТС.019.002.000.000.
Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения	043. СТС.019.002.001.000.
Глава 2. Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения	043. СТС.019.002.002.000.
Глава 3. Электронная модель системы теплоснабжения	043. СТС.019.002.003.000.
Глава 3. Приложение 1. Руководство пользователя Zulu Thermo	043. СТС.019.002.003.001.
Глава 3. Приложение 2. Альбом характеристик тепловых сетей	043. СТС.019.002.003.002.
Глава 3. Приложение 3. Альбом характеристик потребителей	043. СТС.019.002.003.003.
Глава 3. Приложение 4. Альбом характеристик ЦТП и насосных станций	043. СТС.019.002.003.004.
Глава 3. Приложение 5. Калибровка электронной модели системы теплоснабжения	043. СТС.019.002.003.005.
Глава 4. Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки	043. СТС.019.002.004.000.
Глава 5. Мастер-план развития систем теплоснабжения г. Новокузнецка на период до 2032 года	043. СТС.019.002.005.000.
Глава 6. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок	043. СТС.019.002.006.000.
Глава 7. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии	043. СТС.019.002.007.000.
Глава 8. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей	043. СТС.019.002.008.000.
Глава 8. Приложение 1. Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	043. СТС.019.002.008.001.
Глава 9. Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения	043. СТС.019.002.009.000.
Глава 10. Перспективные топливные балансы	043. СТС.019.002.010.000.
Глава 11. Оценка надежности теплоснабжения	043. СТС.019.002.011.000.
Глава 12. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение	043. СТС.019.002.012.000.
Глава 13. Индикаторы развития систем теплоснабжения г. Новокузнецк	043. СТС.019.002.013.000.
Глава 14. Ценовые (тарифные) последствия	043. СТС.019.002.014.000.
Глава 15. Реестр единых теплоснабжающих организаций	043. СТС.019.002.015.000.
Глава 16. Реестр проектов схемы теплоснабжения	043. СТС.019.002.016.000.
Глава 17. Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения	043. СТС.019.002.017.000.
Глава 18. Сводный том изменений, выполненных в актуализированной схеме теплоснабжения	043. СТС.019.002.018.000.

СОДЕРЖАНИЕ

Общие положения	8
1. Описание изменений в мастер-плане развития систем теплоснабжения городского округа за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	8
1.1. Центральная ТЭЦ.....	8
1.2. Кузнецкая ТЭЦ.....	16
2. Описание вариантов перспективного развития систем теплоснабжения городского округа..	17
2.1. Варианты развития Центральной ТЭЦ	17
2.1.1. Первоочередные мероприятия Центральной ТЭЦ.....	20
2.1.2. Среднесрочные мероприятия Центральной ТЭЦ.....	25
2.1.3. Долгосрочные варианты развития Центральной ТЭЦ	26
2.1.4. Техничко-экономическое сравнение вариантов и оценка эффективности инвестиций.....	48
2.1.5. Оценка ценовых последствий	59
2.1.6. Оценка рисков	85
2.1.7. Обоснование выбора приоритетного варианта	87
2.2. Варианты изменения зоны теплоснабжения Кузнецкой ТЭЦ.....	87
2.2.1. Переключение зон теплоснабжения Байдаевской и Зыряновской котельной на Кузнецкую ТЭЦ	87
2.2.2. Оценка ценовых последствий	99
2.2.3. Оценка рисков	107
2.2.4. Обоснование решения по переключению зон теплоснабжения Байдаевской и Зыряновской котельных на Кузнецкую ТЭЦ.....	111
3. Синхронизация схемы теплоснабжения со схемой газоснабжения г. Новокузнецк до 2030 года	111
3.1. Котельные Абашевская, Притомская и п. Листвяги.....	112
3.2. Котельные №19, №72, УПК	112
3.3. Котельные ОРК «Таргай», проф. «Бунгурский», «Голубь», школы №1, школы №23, школы №37, школы-интернат №66 (Монтажник), дет. Сада №123, Полосухинской, Кузнецкая крепость, НКХП	115
3.4. Котельные №№1-3 п. Абагур-Лесной, котельные №1,2 п. Разъезд-Абагуровский, котельная №6	115
3.5. Котельные Центральная Куйбышевская, №32 (БПОУ), Садопарковая, школа №43, Новая котельная для Ж/Д ТЧ-15	116

РЕЕСТР ТАБЛИЦ

Таблица 1 – Инвестиционные мероприятия, предлагаемые для реализации в МКП «Центральная ТЭЦ» для внесения в схему теплоснабжения г. Новокузнецка.....	10
Таблица 2 – Сопоставление мероприятий для Центральной ТЭЦ, предусматриваемых в предыдущих версиях Схемы теплоснабжения.....	12
Таблица 3 – Первоочередные мероприятия Центральной ТЭЦ и затраты на их реализацию.....	20
Таблица 4 – Изменение мощности основного оборудования Центральной ТЭЦ в результате реализации мероприятий.....	22
Таблица 5 – Баланс тепловой энергии по группам оборудования до и после реализации мероприятий.....	25
Таблица 6 – Среднесрочные мероприятия Центральной ТЭЦ и затраты на их реализацию.....	25
Таблица 7 – Мероприятия на источниках по Вариантам	26
Таблица 8 – Изменение мощности основного оборудования Центральной ТЭЦ в результате реализации мероприятий Вариант 1.....	32
Таблица 9 – Строительство и реконструкция тепловых сетей для переключения КЦК на ЦТЭЦ.....	42
Таблица 10 – Изменение мощности основного оборудования Центральной ТЭЦ в результате реализации мероприятий Вариант 2.....	45
Таблица 11 – Сводный перечень мероприятий и затрат по Вариантам.....	49
Таблица 12 – Изменения НВВ в зонах ЕТО при реализации мероприятий по Вариантам.....	51
Таблица 13 – Эффекты от реализации безальтернативных мероприятий на Центральной ТЭЦ.....	61
Таблица 14 – Эффекты от реализации мероприятий Варианта 1 на Центральной ТЭЦ (в дополнение к безальтернативным)	65
Таблица 15 – Эффекты от реализации мероприятий Варианта 2 на Центральной ТЭЦ (в дополнение к безальтернативным)	70
Таблица 16 – Эффекты от строительства новой газовой Куйбышевской котельной по Варианту 1	75
Таблица 17 – Эффекты в системе транспорта тепловой энергии от Центральной ТЭЦ по Варианту 2	79
Таблица 18 – Изменение котловых НВВ и НВВ/ПО по Вариантам 1 и 2	84
Таблица 19 – Риски реализации Варианта 1.....	86
Таблица 20 – Риски реализации Варианта 2.....	86
Таблица 21 – Баланс тепловой мощности Кузнецкой ТЭЦ, БЦК и ЗРК на период Схемы.....	89
Таблица 22 – Мероприятия по строительству тепловых сетей и ТП для организации переключения потребителей Бадаевской и Зыряновской котельной на Кузнецкую ТЭЦ.....	99
Таблица 23 – Изменения НВВ в контурах ЕТО при реализации мероприятий	100
Таблица 24 – Изменение структуры затрат Кузнецкой ТЭЦ (Производство) при реализации переключения	102
Таблица 25 – Изменение структуры затрат ООО «ТСН» при реализации переключения	104
Таблица 26 – Структура котловой НВВ и стоимость котловой тепловой энергии	105
Таблица 27 – Изменение структуры затрат ООО «СибЭнерго» в зоне котельных	106
Таблица 28 – Риски реализации Варианта	108
Таблица 29 – Синхронизация мероприятий Схемы теплоснабжения и Схемы газоснабжения в части газификации котельных	118

РЕЕСТР РИСУНКОВ

<i>Рисунок 1 – Структура тарифа на отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ на 2019 год</i>	18
<i>Рисунок 2 – Структура тарифа для конечного потребителя из сети в зоне ТЭЦ на 2019 год</i>	19
<i>Рисунок 3 – Баланс тепловой мощности и подключенной нагрузки Центральной ТЭЦ (в горячей воде)</i>	23
<i>Рисунок 4 – График Россандера Центральной ТЭЦ за 2018 год и загрузка основных групп оборудования (упрощенно)</i>	24
<i>Рисунок 5 – График Россандера Центральной ТЭЦ за 2018 год и загрузка основных групп оборудования (упрощенно) после реализации мероприятий</i>	24
<i>Рисунок 6 – Строительство газопроводов среднего давления (0,6 МПа) предусмотренное схемой газоснабжения Новокузнецка до 2030 года</i>	27
<i>Рисунок 7 – Изменения в трассировке газопроводов и сроках их строительства необходимые для внесения в Схему газоснабжения для строительства новых газовых котельных</i>	28
<i>Рисунок 8 – Зона теплоснабжения КЦК и ближайших котельных</i>	29
<i>Рисунок 9 – Зона теплоснабжения Новой газовой котельной КЦК и малых БМК (КК)</i>	30
<i>Рисунок 10 – Баланс тепловой мощности и подключенной нагрузки ЦКЦ и Новой газовой котельной</i>	30
<i>Рисунок 11 – Баланс тепловой мощности и подключенной нагрузки Центральной ТЭЦ (в горячей воде) согласно Варианту 1</i>	34
<i>Рисунок 12 – Зона теплоснабжения Центральной ТЭЦ согласно Варианта</i>	35
<i>Рисунок 13 – Пьезометрический график по существующему положению тепловой магистрали по пр. Курако от ЦТЭЦ до ТК-20</i>	36
<i>Рисунок 14 – Пьезометрический график тепловой магистрали по пр. Курако от ЦТЭЦ до ТК-20 после перехода на закрытую схему</i>	37
<i>Рисунок 15 – Зона действия КЦК, переключаемая на ЦТЭЦ</i>	38
<i>Рисунок 16 – Реконструируемый участок тепловой сети от ТК-20 (Курако) до ближайшей к зоне действия КЦК тепловой камеры в районе ул. Переездная</i>	39
<i>Рисунок 17 – Строительство перемычки между тепловыми сетями ЦТЭЦ и КЦК и реконструкция тепловых сетей КЦК от точки подключения ТК-56 до ТК-41</i>	40
<i>Рисунок 18 – Перспективный пьезометрический график тепловой сети от ЦТЭЦ до ТК-41</i>	41
<i>Рисунок 19 – Баланс тепловой мощности и подключенной нагрузки Центральной ТЭЦ (в горячей воде) согласно Варианту 2</i>	47
<i>Рисунок 20 – Капитальные затраты по Варианту 1</i>	50
<i>Рисунок 21 – Капитальные затраты по Варианту 2</i>	50
<i>Рисунок 22 – Простой срок окупаемости мероприятий Варианта 1</i>	55
<i>Рисунок 23 – Простой срок окупаемости мероприятий Варианта 1 на Центральной ТЭЦ (Производство)</i>	56
<i>Рисунок 24 – Простой срок окупаемости мероприятий Варианта 1 на Новой котельной КЦК</i>	56
<i>Рисунок 25 – Простой срок окупаемости мероприятий Варианта 2</i>	57
<i>Рисунок 26 – Простой срок окупаемости мероприятий Варианта 2 для Центральной ТЭЦ (Производство)</i>	58
<i>Рисунок 27 – Простой срок окупаемости мероприятий Варианта 2 для Центральной ТЭЦ (Транспорт)</i>	58
<i>Рисунок 28 – Инвестиции в безальтернативные мероприятия на Центральной ТЭЦ</i>	60
<i>Рисунок 29 – График погашения инвестиций в безальтернативные мероприятия на Центральной ТЭЦ</i>	60
<i>Рисунок 30 – Изменение расходов на Центральной ТЭЦ в результате реализации безальтернативных мероприятий</i>	62

Рисунок 31 – Изменение НВВ (по обоснованным расходам) в результате реализации безальтернативных мероприятий на Центральной ТЭЦ	62
Рисунок 32 – Инвестиции в безальтернативные мероприятия и мероприятия Варианта 1 на Центральной ТЭЦ.	63
Рисунок 33 – График погашения инвестиций в безальтернативные мероприятия и мероприятия Варианта 1 на Центральной ТЭЦ.....	64
Рисунок 34. Изменение расходов на Центральной ТЭЦ в результате реализации безальтернативных мероприятий и мероприятий Варианта 1.....	66
Рисунок 35. НВВ Центральной ТЭЦ согласно Варианту 1.....	67
Рисунок 36 – Инвестиции в безальтернативные мероприятия и мероприятия Варианта 2 на Центральной ТЭЦ.	69
Рисунок 37 – График погашения инвестиций в безальтернативные мероприятия и мероприятия Варианта 2 на Центральной ТЭЦ.....	69
Рисунок 38. Изменение расходов на Центральной ТЭЦ в результате реализации безальтернативных мероприятий и мероприятий Варианта 2.....	71
Рисунок 39. Изменение НВВ и тарифа Центральной ТЭЦ (производство) для Варианта 2.....	72
Рисунок 40. Сравнение тарифов ЦТЭЦ при сохранении зоны (вариант 1 и при присоединении зоны КЦК.....	73
Рисунок 41 – Инвестиции в строительство новой газовой Куйбышевской котельной по Варианту 1.....	74
Рисунок 42 – График погашения инвестиций в строительство новой газовой Куйбышевской котельной по Варианту 1.....	74
Рисунок 43. Изменение расходов на КЦК в результате в строительства новой газовой Куйбышевской котельной по Варианту 1.....	76
Рисунок 44. Изменение НВВ и НВВ/ПО КЦК для Варианта 1	77
Рисунок 45 – Инвестиции в сетевое строительство по Варианту 2.....	78
Рисунок 46 – График погашения инвестиций в сетевое строительство по Варианту 2.....	78
Рисунок 47. Изменение расходов на транспорт тепловой энергии в зоне Центральной ТЭЦ по Варианту 2.....	80
Рисунок 48. Изменение НВВ и тарифа в системе транспорта тепловой энергии в зоне Центральной ТЭЦ для Варианта 2.....	81
Рисунок 49. Изменение котловых НВВ и тарифа для потребителей в зоне ЦТЭЦ и КЦК при реализации Варианта 1.....	82
Рисунок 50. Изменение котловых НВВ и тарифа для потребителей в зоне ЦТЭЦ и КЦК при реализации Варианта 2.....	82
Рисунок 51. Сравнение котловых тарифов для потребителей в зоне ЦТЭЦ и КЦК по вариантам	83
Рисунок 52 – Тепловая мощность «Нетто» Кузнецкой ТЭЦ и подключенная нагрузка на рассматриваемую перспективу.....	88
Рисунок 53 – Строительство дополнительного подающего трубопровода от КТЭЦ до врезки магистрали для подключения БЦК и ЗРК.....	95
Рисунок 54 – Строительство общей магистрали для подключения БЦК и ЗРК (в отводе ЖД).....	95
Рисунок 55 – Строительство ответвления на БЦК.....	96
Рисунок 56 – Строительство магистрали на ЗРК	96
Рисунок 57 – Путь построения пьезометрического графика Кузнецкая ТЭЦ - ЗРК.....	97
Рисунок 58 – Пьезометрический график т/м Кузнецкая ТЭЦ - ЗРК	98
Рисунок 59 – Изменение НВВ и удельной себестоимости АО «Кузнецкая ТЭЦ - Производство.....	103
Рисунок 60 – Изменение обоснованных расходов ООО «ТСН»	104
Рисунок 61 – Изменение НВВ и тарифа (по обоснованным расходам) ООО «ТСН».....	105

<i>Рисунок 62 – Структура котловой НВВ и стоимость котловой тепловой энергии.....</i>	<i>106</i>
<i>Рисунок 63 – Изменение обоснованных расходов ООО «СибЭнерго» в зоне Котельных</i>	<i>107</i>
<i>Рисунок 64 – Изменение НВВ и тарифа (по обоснованным расходам) ООО «СибЭнерго» в зоне котельных.....</i>	<i>107</i>
<i>Рисунок 65 – Серияция зон теплоснабжения котельных ООО «СибЭнерго» по стоимости тепловой энергии и доля полезного отпуска в общем балансе.....</i>	<i>110</i>
<i>Рисунок 66 – Прибыль/убыток в зоне теплоснабжения котельных ООО «СибЭнерго» и доля в общем балансе..</i>	<i>110</i>
<i>Рисунок 67 – Синхронизация газификации котельной №19.....</i>	<i>113</i>
<i>Рисунок 68 – Синхронизация газификации котельной №72.....</i>	<i>114</i>
<i>Рисунок 69 – Синхронизация газификации котельной УПК</i>	<i>115</i>
<i>Рисунок 70 – Синхронизация газификации котельных КЦК, №32, Садопарковая, Школа №43, Новая АБМК.....</i>	<i>117</i>

Общие положения

Мастер-план Схемы теплоснабжения выполнен в соответствии с требованиями ПП РФ от 22.02.2012 №154 «Требования к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» в редакции ПП РФ от 3 апреля 2018 г. № 405 (далее Требования).

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

Согласно статье 14, Федерального закона от 27.07.2010 г. №190-ФЗ «О теплоснабжении», подключение теплопотребляющих установок и тепловых сетей потребителей тепловой энергии, в том числе застройщиков, к системе теплоснабжения осуществляется в порядке, установленном законодательством о градостроительной деятельности для подключения объектов капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения, с учетом особенностей, предусмотренных ФЗ №190 «О теплоснабжении» и правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.04.2012 г. №307 «О порядке подключения к системам теплоснабжения и о внесении изменений в некоторые акты Правительства РФ» (далее Правила).

1.1. Центральная ТЭЦ

При первичной разработке (2014 г.) Схемы теплоснабжения г. Новокузнецка, развитие Центральной ТЭЦ предусматривало реализацию следующих мероприятий:

- **Первый этап (до 2017 г.)** - Реконструкция бойлерной установки с увеличением тепловой мощности на 70 Гкал/ч (замена сетевых насосов, замена коллекторов бойлерной установки, установка 2-х пиковых бойлеров №№5,6, и пр.);
- **Второй этап (до 2022 г.) :**
 - ✓ Монтаж на месте паровоздуховодной станции современной парогазовой установки электрической мощностью 40 МВт, тепловой 100-200 Гкал/ч, включая все необходимое вспомогательное оборудование;
 - ✓ Вывод из эксплуатации энергетических котлов первой очереди (ст. №№1-4) и турбогенераторов ст. № 1,3,5,7 как морально и физически устаревших. Ремонт и замена вспомогательного оборудования. Затраты на реализацию второго этапа

оценивались в 6,6 млрд. рублей.

Нецелесообразность реализации вышеописанных мероприятий по реконструкции бойлерной установки (первый этап) была признана при первой актуализации (2017 г.) Схемы теплоснабжения, по следующим причинам:

- ✓ Достижение существующим оборудованием Центральной ТЭЦ паркового и индивидуального ресурса;
- ✓ Невозможность существенного повышения технико-экономической эффективности когенерационной выработки, до уровня конкурентного отбора мощности.
- ✓ Наличие в энергосистеме Кемеровской области более эффективных источников электроэнергии.
- ✓ Ожидаемое дальнейшее снижение выработки электрической энергии.

При первой актуализации (2017 г.) Схемы теплоснабжения г. Новокузнецка также исключено мероприятие по строительству парогазовой установки электрической мощностью 40 МВт, тепловой 100-200 Гкал/ч, предусмотренное в Схеме 2014 года.

Причины исключения данного мероприятия при первой актуализации (2017 г.):

- ✓ Невостребованность дополнительной мощности в энергоузле Центральной ТЭЦ (ПС «Ширпотреб 110/6 кВ»).
- ✓ Схемой и программой развития ЕЭС России и Схемой и программой перспективного развития электроэнергетики Кемеровской области не предусмотрено новое строительство или модернизация существующего оборудования Центральной ТЭЦ.

Сроки вывода из эксплуатации энергетических котлов первой очереди (ст. №№1-4) и турбогенераторов ст. № 1,3,5,7 как морально и физически устаревших, были перенесены на 2025 год при Первой актуализации (2017 г.).

В первую актуализацию (2017 г.) также включено строительство в 2020 году нового водогрейного котла ПТВМ-180 в котловой ячейке №8, и устройство сетевых насосов и коллекторов сетей воды на месте бывшего турбогенератора №8. Затраты на установку нового водогрейного котла и вспомогательного оборудования оценивались в 831,6 млн. руб.

На момент разработки настоящей актуализации Схемы, эксплуатирующая организация (МКП «Центральная ТЭЦ») не имеет утвержденной инвестиционной программы, в которой бы предусматривалась установка водогрейного котла ПТВМ-180, что не позволяет предполагать его ввод в сроки, указанные при первой актуализации.

В настоящее время МКП «Центральной ТЭЦ» предусматривает более консервативные

мероприятия, реализация которых позволит сохранить станцию как источник централизованного теплоснабжения в среднесрочной перспективе. Мероприятия представлены в таблице.

Таблица 1 – Инвестиционные мероприятия, предлагаемые для реализации в МКП «Центральная ТЭЦ» для внесения в схему теплоснабжения г. Новокузнецка

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость мероприятий, млн. руб.				
		по годам реализации:				Итого
		2020	2021	2022	2023	
1	Перевод оборудования ТЭЦ на работу на пониженных параметрах пара (с переводом котлов первой очереди на выработку теплофикационного пара, с реконструкцией главных паропроводов, паропровода теплофикационного пара от ресиверов до коллектора бойлеров). С выводом из эксплуатации паровых турбин ст. №№ 1,3,4,5,7, Энергетических котлов второй очереди 2 ед., ХВО №3, ОБ-1	30,0	70,0	80,0		180,0
2	Установка конденсаторов пара впрыска на котлоагрегатах второй очереди.	15,0				15,0
3	Вывод из эксплуатации секции №1 брызгального бассейна ТЭЦ.	0,8	3,2			4,0
4	Перевод питания ПВК и ХВО №3 с ОП-3 на ТЭЦ.	17,0				17,0
5	Увеличение расхода сетевой воды через бойлерную установку.		5,0	25,0		30,0
6	Реконструкция системы общеобменной вентиляции склада химреагентов ХВО №3.	8,0				8,0
7	Оборудование места выгрузки реагентов с автотранспорта на складе химреагентов ХВО №3.	3,0				3,0
8	Установка собственного источника сжатого воздуха.	5,0	35,0			40,0
9	Замена установки пенотушения кабельного полуэтажа ПВК на аэрозольную установку.	3,0				3,0
10	Реконструкция резервного топливного хозяйства			5,0	75,0	80,0
	ИТОГО	81,8	113,2	110,0	75,0	380,0

Предлагаемые МКП «Центральная ТЭЦ» мероприятия предусматривают сохранение энергетических котлов первой очереди (ст. №№1-4) с переводом на пониженные параметры пара (14,0 кгс/см², 250 °С), что не согласуется с планами, изложенными в предыдущих версиях Схемы теплоснабжения.

Также мероприятия предусматривают реконструкцию резервного топливного хозяйства, замену аккумуляторных баков и прочие мероприятия, не предусмотренные ранее.

Общая потребность в инвестициях для реализации вышеприведенных мероприятий оценивается в 380,0 млн. рублей.

Сопоставление предлагаемых мероприятий для Центральной ТЭЦ за период существования Схемы теплоснабжения г. Новокузнецка представлено в таблице.

Как видно из сопоставления, существует значительная неопределенность в предлагаемых мероприятиях для Центральной ТЭЦ. Могут быть выделены несколько причин неопределенности в составе необходимых мероприятий и сроке их реализации, такие как:

- смена эксплуатирующей организации;
- отсутствие собственных средств у владельца;
- инвестиционная непривлекательность объекта для сторонних организаций;
- экономическая неэффективность;
- тарифные ограничения;
- горизонт планирования.

Из вышеназванных причин наиболее существенными являются горизонт планирования и инвестиционная привлекательность объекта. При очевидной необходимости реализации капиталоемких мероприятий на источнике, горизонт планирования должен соответствовать жизненному циклу создаваемых или реконструируемых объектов, который в энергетике составляет 15 лет и более. Реалистичный «образ будущего» для Центральной ТЭЦ на горизонте 15 лет позволит снизить потенциальные инвестиционные риски как для собственника, так и для потенциального инвестора.

Инвестиционная привлекательность как отношение инвестиционного потенциала проекта (уровень ожидаемых доходов, срока окупаемости, будущие перспективы) к рискам (невозврата капитала, неполучения дохода от инвестируемого капитала), связанным с таким проектом является непременным условием, без которого планирование мероприятий невозможно.

Схема теплоснабжения, как документ стратегического планирования, должна содержать адекватный «образ будущего» Центральной ТЭЦ, достижение которого возможно при реализации инвестиционно привлекательных мероприятий.

Таблица 2 – Сопоставление мероприятий для Центральной ТЭЦ, предусматриваемых в предыдущих версиях Схемы теплоснабжения

Ст. №	Оборудование	Год ввода	Производительность	Ретроспектива			Базовый период	Перспектива Схемы теплоснабжения															
				2015	2016	2017		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Условные обозначения (цветовые):				Ввод нового				Модернизация/реконструкция				Вывод из эксплуатации				Не запланировано/исключено							
Парогазовые установки																							
1	ПГУ-40	-	40 МВт / 100-200 Гкал/ч					Первичная															
				Акт. №1																			
				Акт. №2																			
Паровые турбины																							
1	Р-3-29 (АР-6-11)	1958	3 МВт 73,5 Гкал/ч					Первичная															
				Акт. №1																			
				Акт. №2																			
3	Вумаг	1932	16 МВт 58,5 Гкал/ч					Первичная															
				Акт. №1																			
				Акт. №2																			
4	ПТ-29/35-2,9/1,0	2011	29 МВт 97,1Гкал/ч					Первичная															
				Акт. №1																			
				Акт. №2																			
5	Вумаг	1934	15 МВт 57,5 Гкал/ч					Первичная															
				Акт. №1																			
				Акт. №2																			
6	ПР-30-2,9-2	2001	30 МВт 133,9 Гкал/ч					Первичная															
				Акт. №1																			
				Акт. №2																			
7	ПР-7-29	1943	7 МВт 118,7 Гкал/ч					Первичная															
				Акт. №1																			
				Акт. №2																			
Энергетические котлы																							

Ст. №	Оборудование	Год ввода	Производительность	Ретроспектива	Базовый период	Перспектива Схемы теплоснабжения	
						Первичная	Актуальная
1	Стерлинг	1932	150 т/ч			Первичная	Актуальная
						Актуальная	Актуальная
2	Стерлинг	1932	150 т/ч			Первичная	Актуальная
						Актуальная	Актуальная
3	Стерлинг	1932	150 т/ч			Первичная	Актуальная
						Актуальная	Актуальная
4	Стерлинг	1933	150 т/ч			Первичная	Актуальная
						Актуальная	Актуальная
5	Стерлинг	1935	150 т/ч			Первичная	Актуальная
						Актуальная	Актуальная
6	Стерлинг	1935	150 т/ч			Первичная	Актуальная
						Актуальная	Актуальная
7	КО-Ш-200	1941	420 т/ч			Первичная	Актуальная
						Актуальная	Актуальная
8	ТО-3-200	1949	420 т/ч			Первичная	Актуальная
						Актуальная	Актуальная
Водогрейные котлы							
КВ 01	ПТВМ-100	1974	100 Гкал/ч			Первичная	Актуальная
						Актуальная	Актуальная
КВ	ПТВМ-100	1974	100 Гкал/ч			Первичная	Актуальная

Ст. №	Оборудование	Год ввода	Производительность	Ретроспектива	Базовый период	Перспектива Схемы теплоснабжения	
						Акт. №1	Акт. №2
02							
КВ 03	ПТВМ-100	1980	100 Гкал/ч	Первичная			
КВ 04	ПТВМ-100	1981	100 Гкал/ч	Первичная			
КВ 05	ПТВМ-180	-	180 Гкал/ч	Первичная			
Бойлерные установки							
1	ОБ №1		94,6 Гкал/ч	Первичная			
2	ОБ №2		94,6 Гкал/ч	Первичная			
3	ОБ №3		94,6 Гкал/ч	Первичная			
4	ПБ №4		110,0 Гкал/ч	Первичная			
5	ПБ №5			Первичная			
6	ПБ №6			Первичная			

Ст. №	Оборудование	Год ввода	Производительность	Ретроспектива	Базовый период	Перспектива Схемы теплоснабжения	
						Акт. №1	Акт. №2
ХВО							Акт. №2
1	ХВО-1			Первичная			
				Акт. №1			Акт. №2
2	ХВО-2		90 Гкал/ч (1200 т/ч)	Первичная			
				Акт. №1			Акт. №2
3	ХВО-3		76,5 Гкал/ч (900 т/ч)	Первичная			
				Акт. №1		Акт. №2	
Новая базовая котельная 200 Гкал/ч							
1	Базовая котельная 4хКВ-ГМ-58,0-150		200 Гкал/ч	Первичная			
				Акт. №1			Акт. №2

1.2. Кузнецкая ТЭЦ

Кузнецкая ТЭЦ участвует в выдаче электрической мощности на ОРЭМ. В 2012 году КТЭЦ не прошла отбор электрической мощности на ОРЭМ и по настоящее время работает в режиме «вынужденной генерации», т.е. получает плату за мощность в соответствии с ежегодными распоряжениями Правительства РФ «Об утверждении цен на мощность, производимую с использованием генерирующего оборудования, отнесенного к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме».

В первичной Схеме теплоснабжения г. Новокузнецка (до 2030 года) развитие основного оборудования Кузнецкой ТЭЦ рассматривалось в соответствии с Приказом Минэнерго РФ от 23.07.2013г. №491 о согласовании вывода из эксплуатации турбогенераторов №№3, 4, 6, 9, 11, 12 и 13 Кузнецкой ТЭЦ. Для организации теплоснабжения Кузнецкого, Центрального и Орджоникидзевского районов от КТЭЦ после демонтажа турбинного оборудования Кузнецкой ТЭЦ (ст. №№3,4,6,9,11,12 и 13) до 2018 г. предполагалось использовать РОУ. Также предполагалось вывести из эксплуатации котельное оборудование - ст. №№ 3,4,5,6,7 и 8 как отработавшее свой ресурс.

Главой города Новокузнецка письмом №1/2544-1 от 30.04.2014 был приостановлен вывод из эксплуатации генерирующего оборудования Кузнецкой ТЭЦ на три года, начиная с 01.01.2015. Решение городской администрацией принято на основании положений Федерального Закона от 27.07.2010 г. №190-ФЗ «О теплоснабжении» и Постановления Правительства РФ №484 от 26.07.2007 г. «О выводе объектов энергетики в ремонт и из эксплуатации».

При предыдущей актуализации Схемы, Кузбасский филиал ООО «СГК» письмом от 24.03.15 г. № 3/211-9924/15-0-0 проинформировал Администрацию г. Новокузнецка об отсутствии в планах ООО «СГК» мероприятий по выводу из эксплуатации генерирующего оборудования Кузнецкой ТЭЦ. Письмом №4/4322 от 21.02.2016 г.

Согласно распоряжениям Правительства Российской Федерации № 2065-р от 15.10.2015, и № 1619-р от 29.07.2016, и № 1646-р от 31.07.2017г. режим вынужденной генерации на всех турбоагрегатах Кузнецкой ТЭЦ продлен до 31 декабря 2021 года.

На ближайшую перспективу вывод из эксплуатации паросиловой части ТЭЦ невозможен по следующим причинам:

- Несогласованность со Схемой и программой развития ЕЭС РФ на 2018-2024 гг.
- Источник функционирует в режиме вынужденной генерации, при выводе оборудования возникнет дефицит тепловой мощности в системе теплоснабжения от КТЭЦ.

Основное оборудование главного корпуса — турбоагрегаты (ст.№ 11) и котлы (ст.№ 06-08, 15-

18). Турбинное оборудование КТЭЦ, кроме турбины Т-20-90 ст.№11, имеет год достижения паркового ресурса от 2036 до 2048 гг., т.е. могут работать продолжительное время, в т.ч. и в течение расчетного периода актуализации Схемы теплоснабжения.

В соответствии с заключениями экспертизы промышленной безопасности, энергетические котлы могут находиться в эксплуатации до 2020-2023 гг., после чего необходимо проведение следующей экспертизы. Удовлетворительное состояние энергетических котлов позволяет предполагать, что в расчетный период актуализации Схемы теплоснабжения их эксплуатация не будет запрещена, а выявляемые по результатам ЭПБ замечания могут быть устранены при проведении капитальных и текущих ремонтов.

В рамках настоящей актуализации предполагается, что сохраняемое паросиловое оборудование Кузнецкой ТЭЦ будет включено в программу модернизации тепловых электростанций до 2035 года.

Затраты на проведение мероприятий по модернизации основного паросилового оборудования Кузнецкой ТЭЦ должны быть отнесены на электрическую мощность и в тарифных последствиях для теплоснабжения не отражаются.

Предыдущая актуализация мастер-плана содержала вариативность в части теплоснабжения:

- Новой жилой застройки в Заводском районе на площадках 13, 14, 15 и 16;
- Существующих потребителей Зыряновской районной и Байдаевской центральной котельных;

Актуализированная Глава 2 «Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения», разработанная в соответствии с данными комитета по архитектуре, не содержит данных о планируемой застройке в Заводском районе на площадках 13, 14, 15 и 16. В связи с чем, данная вариативность из Мастер-плана исключена.

....

2. Описание вариантов перспективного развития систем теплоснабжения городского округа

2.1. Варианты развития Центральной ТЭЦ

Для планирования перспективных мероприятий целесообразно выполнить сравнительный анализ структуры тарифов до конечного потребителя в зоне Центральной ТЭЦ и ее ближайшего аналога – Кузнецкой ТЭЦ.

Сравнительная структура тарифа на тепловую энергию с коллекторов источников, транспорта тепловой энергии и сбыта конечному потребителю из тепловых сетей на 2019 год представлена на

рисунках.

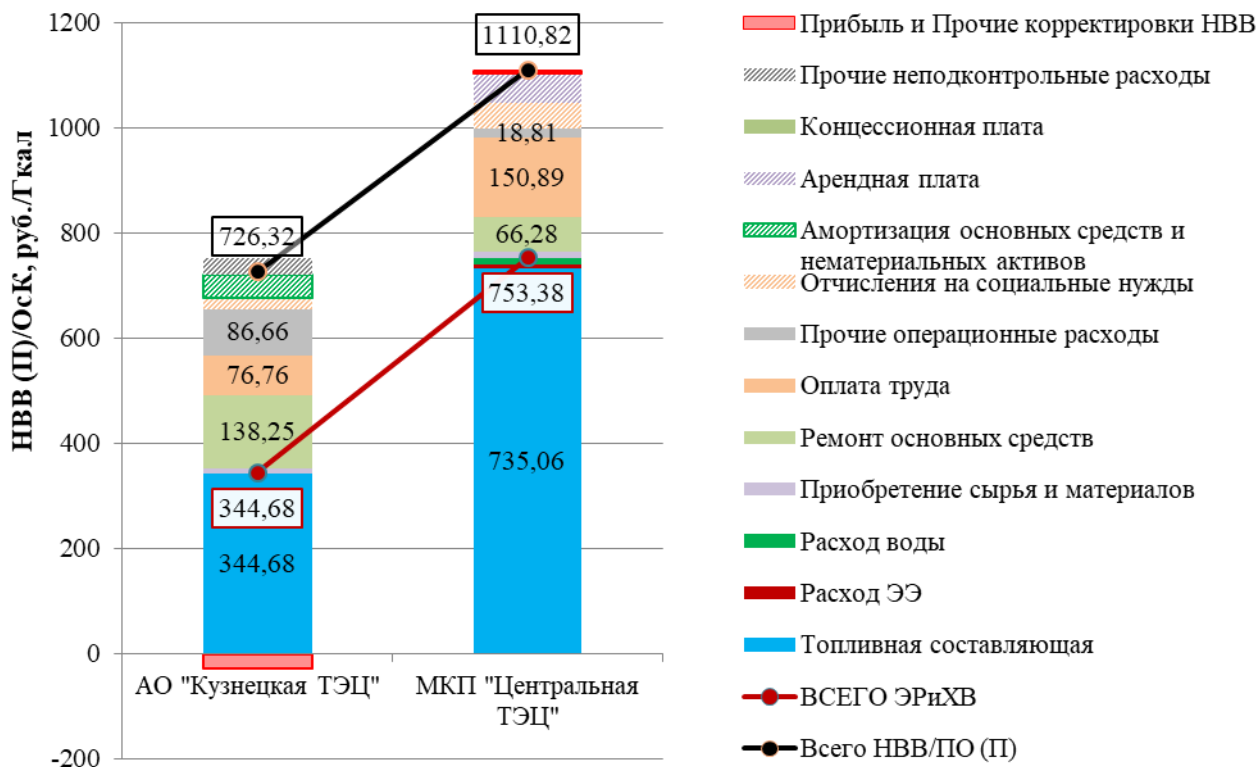


Рисунок 1 – Структура тарифа на отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ на 2019 год

Тариф на тепловую энергию на коллекторах Центральной ТЭЦ составляет 1110,8 руб./Гкал, что на 34,6% выше, чем тариф на Кузнецкой ТЭЦ, как наиболее близкой по параметрам установленного оборудования. Высокая стоимость тепловой энергии на коллекторах Центральной ТЭЦ объясняется использованием в качестве основного топлива источника природного газа: топливная составляющая на ЦТЭЦ – 735,06 руб./Гкал (66% в тарифе), что превышает в целом тариф с коллекторов Кузнецкой ТЭЦ. Стоимость условного эквивалента топлива, заложенного в тариф Центральной ТЭЦ на 2019 год, составляет 4145,6 руб./т.у.т., что в 2 раза выше стоимости топливного эквивалента угля, применяемого на Кузнецкой ТЭЦ (2084,7 руб./т.у.т.).

Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии от Центральной ТЭЦ при работе на природном газе составляет 177,3 кг у.т./Гкал, что на 7,3% превышает УРУТ на ОТЭ Кузнецкой ТЭЦ (165,3 кг у.т./Гкал) основным топливом которой преимущественно является уголь (топливо со заведомо более низким КИТ).

Природный газ как основное топливо на площадке Центральной ТЭЦ по многим причинам является безальтернативным топливом, стоимость которого устанавливается тарифом газоснабжающей организации. Снижение топливной составляющей в тарифе на тепловую энергию возможно только путем повышения коэффициента использования топлива, и снижения величины собственных нужд ТЭЦ в тепловой энергии. Потенциал снижения топливной составляющей при переводе энергетических котлов первой очереди (ст. №№1-4) на пониженные параметры пара и реализации прочих мероприятий не превышает 3%.

Следует также отметить недостаточную величину расходов на ремонт основного оборудования Центральной ТЭЦ. Соответствующая составляющая в тарифе на тепловую энергию не превышает 66,3 руб./Гкал (85,8 млн. руб.) или 70,6 тыс. руб. в год на 1 Гкал/ч установленной мощности. Аналогичные расходы на Кузнецкой ТЭЦ составляют 138,25 руб./Гкал (298,67 млн. руб.) или 335,5 тыс. руб. в год на 1 Гкал/ч установленной мощности.

По мнению разработчиков, существующие расходы на ремонт основного оборудования Центральной ТЭЦ недостаточны для поддержания оборудования в существующем состоянии в среднесрочной перспективе. Учитывая срок службы и количество единиц основного оборудования, расходы на ремонт для простого поддержания оборудования в работоспособном состоянии должны быть увеличены минимум в 3 раза.

Составляющая оплаты труда в стоимости тепловой энергии на коллекторах Центральной ТЭЦ составляет 150,89 руб./Гкал (195,3 млн. руб.), что на 96,6% выше, чем на Кузнецкой ТЭЦ (76,76 руб./Гкал или 165,83 млн. руб.). Низкий уровень автоматизации технологических процессов на Центральной ТЭЦ требует большого количества персонала (332 человека на производство тепловой энергии в 2019 году). Глубокая автоматизация существующего оборудования, позволяющая существенно снизить количество персонала, на Центральной ТЭЦ трудно реализуема с технической точки и нецелесообразна экономически.

Стоимость транспорта и сбыта тепловой энергии в зоне Центральной ТЭЦ составляет 531,8 руб./Гкал, что на 3% ниже, чем в зоне Кузнецкой ТЭЦ.

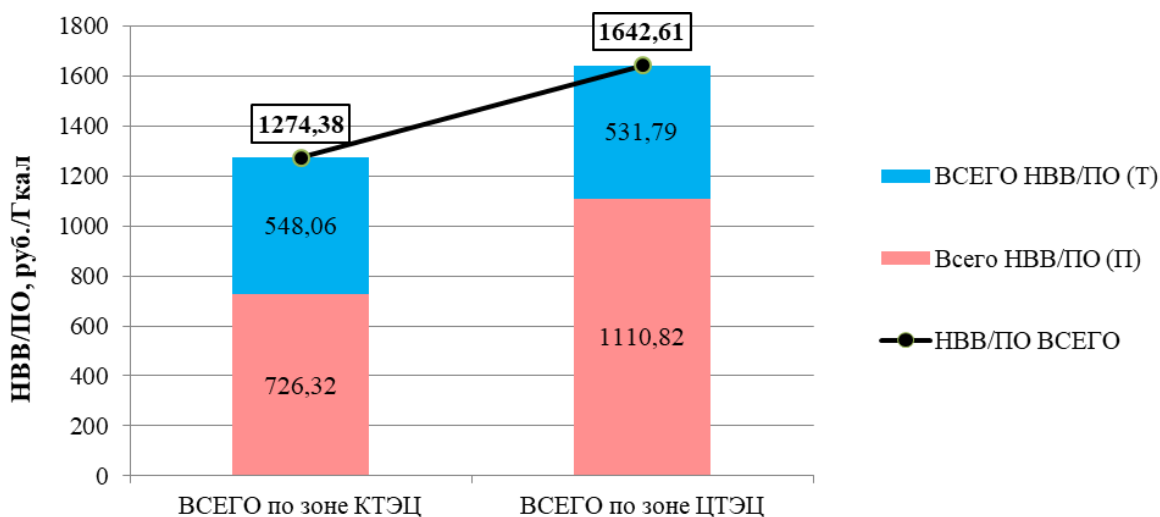


Рисунок 2 – Структура тарифа для конечного потребителя из сети в зоне ТЭЦ на 2019 год

Основной причиной высокой стоимости тепловой энергии в контуре Центральной ТЭЦ является высокая стоимость ее отпуска с коллекторов источника. Предлагаемые инвестиционные мероприятия должны быть направлены на снижение стоимости отпуска тепловой энергии с коллекторов.

2.1.1. Первоочередные мероприятия Центральной ТЭЦ

К первоочередным безальтернативным относятся мероприятия, реализация которых позволит сохранить Центральную ТЭЦ в качестве источника централизованного теплоснабжения в среднесрочной перспективе. Данные мероприятия являются малозатратными, а их реализация требуется по соображениям надежности или повышения экономической эффективности.

Мероприятия могут быть реализованы в рамках инвестиционной программы или программы энергосбережения в рамках существующих тарифов, т.к. ведут к сокращению операционных затрат и экономии энергоресурсов. Первоочередные мероприятия представлены в таблице.

Таблица 3 – Первоочередные мероприятия Центральной ТЭЦ и затраты на их реализацию

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость мероприятий, млн. руб.				Итого
		по годам реализации:				
		2020	2021	2022	2023	
1	Перевод оборудования ТЭЦ на работу на пониженных параметрах пара (с переводом котлов первой очереди на выработку теплофикационного пара, с реконструкцией главных паропроводов, паропровода теплофикационного пара от ресиверов до коллектора бойлеров). С выводом из эксплуатации паровых турбин ст. №№ 1,3,4,5,7, Энергетических котлов второй очереди 2 ед., ХВО №3, ОБ-1	30,0	70,0	80,0		180,0
2	Установка конденсаторов пара впрыска на котлоагрегатах второй очереди.	15,0				15,0
3	Вывод из эксплуатации секции №1 брызгального бассейна ТЭЦ.	0,8	3,2			4,0
4	Перевод питания ПВК и ХВО №3 с ОП-3 на ТЭЦ.	17,0				17,0
5	Увеличение расхода сетевой воды через бойлерную установку.		5,0	25,0		30,0
6	Реконструкция системы общеобменной вентиляции склада химреагентов ХВО №3.	8,0				8,0
7	Оборудование места выгрузки реагентов с автотранспорта на складе химреагентов ХВО №3.	3,0				3,0
8	Установка собственного источника сжатого воздуха.	5,0	35,0			40,0
9	Замена установки пенотушения кабельного полуэтажа ПВК на аэрозольную установку.	3,0				3,0
10	Реконструкция резервного топливного хозяйства			5,0	75,0	80,0
	ИТОГО	81,8	113,2	110,0	75,0	380,0

Изменения в составе основного оборудования Центральной ТЭЦ и ее тепловой мощности после реализации первоочередных мероприятий представлены в таблице и на рисунке.

Реализация первоочередных мероприятий предполагает изменение доли отпуска тепловой энергии от ПВК Центральной ТЭЦ. Доля отпуска от ПВК, как более эффективного оборудования, увеличивается с 15,6% (2018 год) до 33,3%. Увеличение отпуска от ПВК позволит снизить общестанционный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии до 175,7 кг у.т./Гкал.

Также вывод значительного количества генерирующего оборудования позволит сократить численность персонала, что как ожидается, приведет к снижению фонда оплаты труда Центральной ТЭЦ на 20%.

Отличительной особенностью безальтернативных первоочередных мероприятий является то, что они выполняются на оборудовании, которое может быть выведено из эксплуатации в среднесрочной перспективе. Вывод оборудования Центральной ТЭЦ и замещение его базовой водогрейной котельной в период до 2029 года – Вариант 2 развития площадки ЦТЭЦ.

Таблица 4 – Изменение мощности основного оборудования Центральной ТЭЦ в результате реализации мероприятий

Ст. №	Оборудование	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Паровые турбины																
1	Р-3-29 (АР-6-11)	МВт / Гкал/ч	3 / 73,5	3 / 73,5	3 / 73,5	3 / 73,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Вумаг	МВт / Гкал/ч	16 / 58,5	16 / 58,5	16 / 58,5	16 / 58,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	ПТ-29/35-2,9/1,0	МВт / Гкал/ч	29 / 97,1	29 / 97,1	29 / 97,1	29 / 97,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Вумаг	МВт / Гкал/ч	15 / 57,5	15 / 57,5	15 / 57,5	15 / 57,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	ПР-30-2,9-2	МВт / Гкал/ч	30 / 133,9	30 / 133,9	30 / 133,9	30 / 133,9	24 / 133,9	24 / 133,9	24 / 133,9	24 / 133,9	24 / 133,9	24 / 133,9	24 / 133,9	24 / 133,9	24 / 133,9	24 / 133,9
7	ПР-7-29	МВт / Гкал/ч	7 / 118,7	7 / 118,7	7 / 118,7	7 / 118,7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Энергетические котлы																
1	Стерлинг	т/ч	150	150	150	150	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
2	Стерлинг	т/ч	150	150	150	150	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
3	Стерлинг	т/ч	150	150	150	150	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
4	Стерлинг	т/ч	150	150	150	150	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Стерлинг	т/ч	210	210	210	210	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Стерлинг	т/ч	200	200	200	200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	КО-Ш-200	т/ч	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
8	ТО-3-200	т/ч	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
Водогрейные котлы																
КВ 01	ПТВМ-100	Гкал/ч	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
КВ 02	ПТВМ-100	Гкал/ч	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
КВ 03	ПТВМ-100	Гкал/ч	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
КВ 04	ПТВМ-100	Гкал/ч	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Бойлерные установки																
	ОБ-1	Гкал/ч	94,6	94,6	94,6	94,6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ОБ-2		94,6	94,6	94,6	94,6	94,6	94,6	94,6	94,6	94,6	94,6	94,6	94,6	94,6	94,6
	ОБ-3		94,6	94,6	94,6	94,6	94,6	94,6	94,6	94,6	94,6	94,6	94,6	94,6	94,6	94,6
	ПБ-4		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0
Прочие установки																
	ХВО №2	Гкал/ч	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0
	ХВО №3	Гкал/ч	76,5	76,5	76,5	76,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего по источнику, в т.ч.:		МВт	100	100	100	100	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
		Гкал/ч	1215,3	1215,3	1215,3	1215,3	818,5	818,5	818,5	818,5	818,5	818,5	818,5	818,5	818,5	818,5
- в горячей воде, в т.ч.:		Гкал/ч	960,3	960,3	960,3	960,3	759,2	759,2	759,2	759,2	759,2	759,2	759,2	759,2	759,2	759,2
	- ПВК	Гкал/ч	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0
	- БУ	Гкал/ч	393,8	393,8	393,8	393,8	299,2	299,2	299,2	299,2	299,2	299,2	299,2	299,2	299,2	299,2
	- Прочее	Гкал/ч	166,5	166,5	166,5	166,5	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
- в паре, в т.ч.:		Гкал/ч	255,0	255,0	255,0	255,0	59,3	59,3	59,3	59,3	59,3	59,3	59,3	59,3	59,3	59,3
	- Отборы	Гкал/ч	255,0	255,0	255,0	255,0	59,3	59,3	59,3	59,3	59,3	59,3	59,3	59,3	59,3	59,3
Ограничения по источнику, в т.ч.:		МВт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Гкал/ч	414,0	414,0	414,0	414,0	192,7	192,7	192,7	172,7	132,7	112,7	112,7	112,7	112,7	112,7
- в горячей воде, в т.ч.:		Гкал/ч	414,0	414,0	414,0	414,0	192,7	192,7	192,7	172,7	132,7	112,7	112,7	112,7	112,7	112,7
	- ПВК	Гкал/ч	160,0	160,0	160,0	160,0	80,0	80,0	80,0	60,0	20,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	- БУ	Гкал/ч	193,8	193,8	193,8	193,8	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2
	- Прочее	Гкал/ч	60,2	60,2	60,2	60,2	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5
- в паре, в т.ч.:		Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	- Отборы	Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Располагаемая мощность по источнику, в т.ч.:		МВт	100	100	100	100	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
		Гкал/ч	801,3	801,3	801,3	801,3	625,8	625,8	625,8	645,8	685,8	705,8	705,8	705,8	705,8	705,8
- в горячей воде, в т.ч.:		Гкал/ч	546,3	546,3	546,3	546,3	566,5	566,5	566,5	586,5	626,5	646,5	646,5	646,5	646,5	646,5
	- ПВК	Гкал/ч	240,0	240,0	240,0	240,0	320,0	320,0	320,0	340,0	380,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0
	- БУ	Гкал/ч	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0
	- Прочее	Гкал/ч	106,3	106,3	106,3	106,3	46,5	46,5	46,5	46,5	46,5	46,5	46,5	46,5	46,5	46,5
- в паре, в т.ч.:		Гкал/ч	255,0	255,0	255,0	255,0	59,3	59,3	59,3	59,3	59,3	59,3	59,3	59,3	59,3	59,3
	- Отборы	Гкал/ч	255,0	255,0	255,0	255,0	59,3	59,3	59,3	59,3	59,3	59,3	59,3	59,3	59,3	59,3
	- РОУ и пр.	Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ввод в эксплуатацию оборудования																
модернизация оборудования																
вывод из эксплуатации оборудования с целью ликвидации																

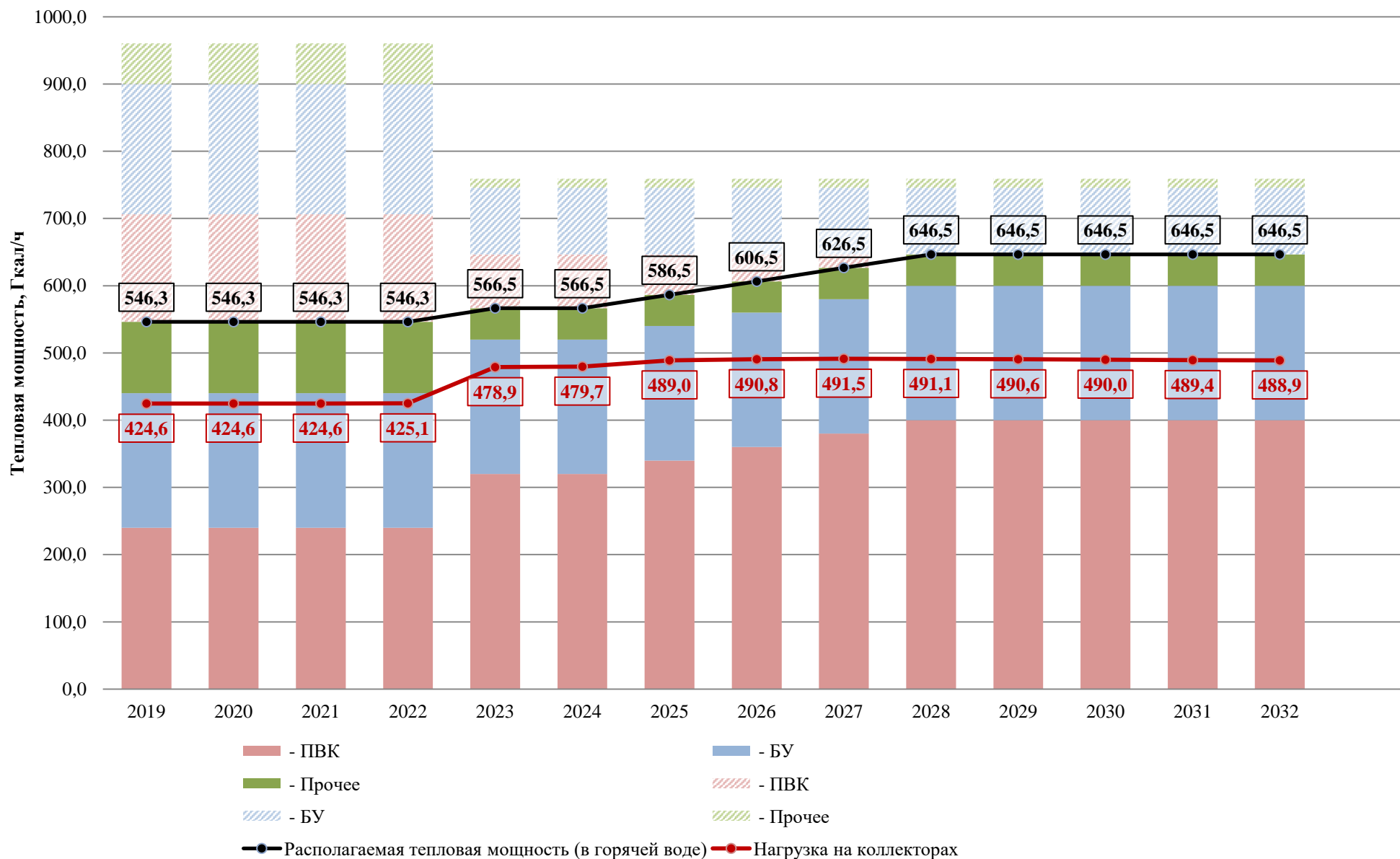


Рисунок 3 – Баланс тепловой мощности и подключенной нагрузки Центральной ТЭЦ (в горячей воде)

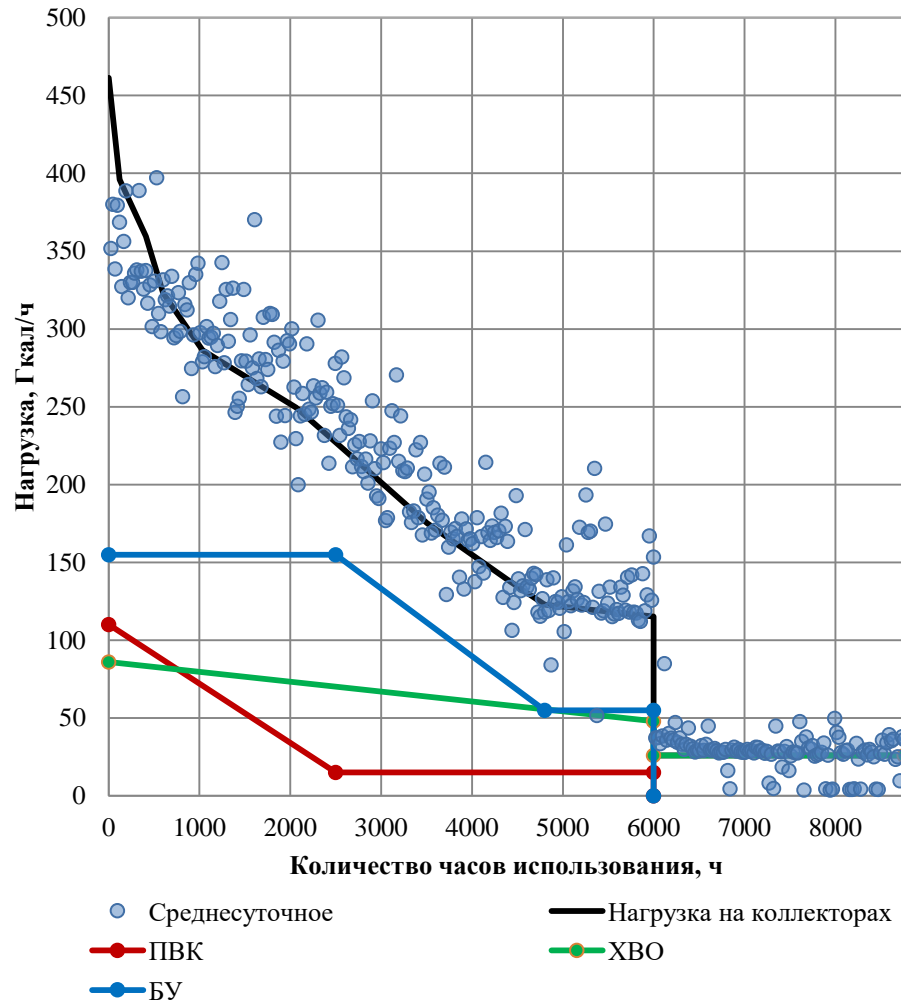


Рисунок 4 – График Россандера Центральной ТЭЦ за 2018 год и загрузка основных групп оборудования (упрощенно)

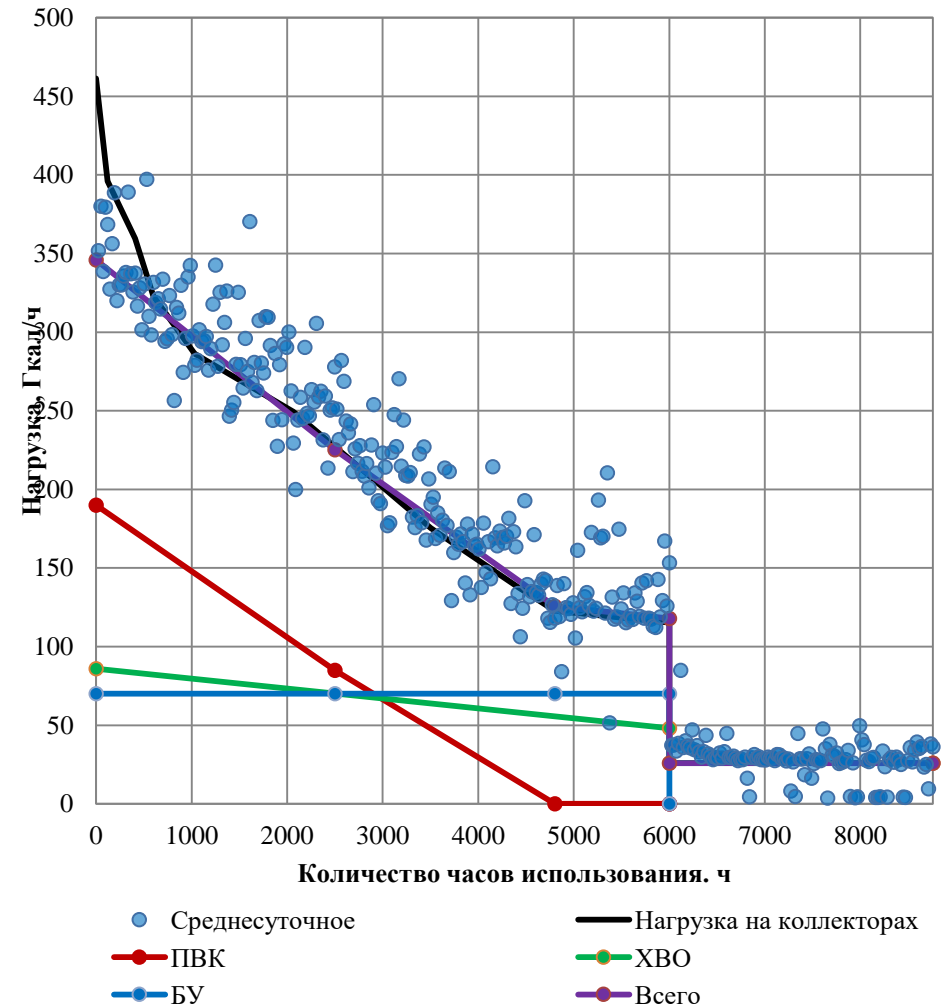


Рисунок 5 – График Россандера Центральной ТЭЦ за 2018 год и загрузка основных групп оборудования (упрощенно) после реализации мероприятий

Таблица 5 – Баланс тепловой энергии по группам оборудования до и после реализации мероприятий

Наименование	Ед. Изм.	До реализации мероприятий				После реализации			
		БУ	ХВО	ПВК	ВСЕГО	БУ	ХВО	ПВК	ВСЕГО
Отпуск тепловой энергии группами оборудования	тыс. Гкал	642,977	473,497	210,246	1326,72	411,723	473,497	441,5	1326,72
Доля в балансе	%	48,5%	35,7%	15,8%	100,0%	31,0%	35,7%	33,3%	100,0%
Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	183,6	183,6	162,0	180,2	181,8	181,8	160,4	175,7
Изменение	%					-1,0%	-1,0%	-1,0%	-1,8%

2.1.2. Среднесрочные мероприятия Центральной ТЭЦ

Среднесрочным безальтернативным относятся мероприятия, которые предусматривают создание или реконструкцию/модернизацию объектов, с жизненным циклом 20 и более лет.

Данные мероприятия рассматриваются как инвестиционные, в результате реализации которых увеличивается стоимость основных фондов источника.

Мероприятия не несут прямого экономического эффекта, но необходимы для обеспечения надежной и безопасной работы источника теплоснабжения на весь период Схемы теплоснабжения.

Таблица 6 – Среднесрочные мероприятия Центральной ТЭЦ и затраты на их реализацию

№ п/п	Наименование мероприятия	Ориентировочные затраты, тыс. руб.
2	Модернизация ПТВМ-100 ст. №1	160 000
4	Модернизация ПТВМ-100 ст. №2	160 000
5	Модернизация ПТВМ-100 ст. №3	160 000
6	Модернизация ПТВМ-100 ст. №4	160 000
	ИТОГО	720 000

2.1.3. Долгосрочные варианты развития Центральной ТЭЦ

Рассмотренные выше первоочередные и среднесрочные мероприятия являются инвариантными, т.е. их реализация требуется для любого варианта долгосрочного развития Центральной ТЭЦ. Долгосрочное развитие станции невозможно без замещения или полной реконструкции основного оборудования (энергетические котлы, паровые турбины и бойлерные установки) после 2029 года. Ниже рассматриваются варианты такого замещения. Изменение зоны теплоснабжения Центральной ТЭЦ также оказывает существенное влияние на формирование вариантов долгосрочного развития.

Предыдущая актуализация, предусматривала в качестве одно из вариантов развития систем теплоснабжения, переключение зоны действия Куйбышевской центральной котельной на Центральную ТЭЦ. Альтернативным вариантом для зоны КЦК было строительство «Котельной-ТЭЦ Куйбышевская», основным топливом которой предусматривался уголь.

Новая Котельная-ТЭЦ как и существующая КЦК должна была располагаться на подрабатываемой территории, а ее строительство должно было осуществляться за счет федеральной программы «Ликвидация теплоисточников, расположенных на подрабатываемых территориях шахт в Кемеровской области». Такая программа за прошедший период принята не была.

В 2017 году по заказу Администрации города была разработана Схема газоснабжения г. Новокузнецка до 2030 года, которая предусматривает перевод на газ существующих котельных в перспективе до 2030 года.

В связи с вышеописанным, в настоящей актуализации Схемы теплоснабжения рассматривается вариант замещения КЦК современной газовой котельной в районе ул. Челюскина, 92 на участке кадастровый номер 42:30:0202002:592. Вариант переключения существующих потребителей КЦК на Центральную ТЭЦ сохраняется, но переключение предусматривается выполнить с новой трассировкой тепловой сети.

Мероприятия на Центральной ТЭЦ и КЦК определяются вариантами оптимизации их зон теплоснабжения.

- Вариант 1 – сохранение существующих зон теплоснабжения Центральной ТЭЦ и КЦК;
- Вариант 2 – переключение нагрузок КЦК на Центральную ТЭЦ

Мероприятия на источниках по Вариантам представлены в таблице.

Таблица 7 – Мероприятия на источниках по Вариантам

Наименование	Центральная ТЭЦ	Куйбышевская Центральная котельная
Вариант 1	Строительство базовой котельной	Строительство новой газовой

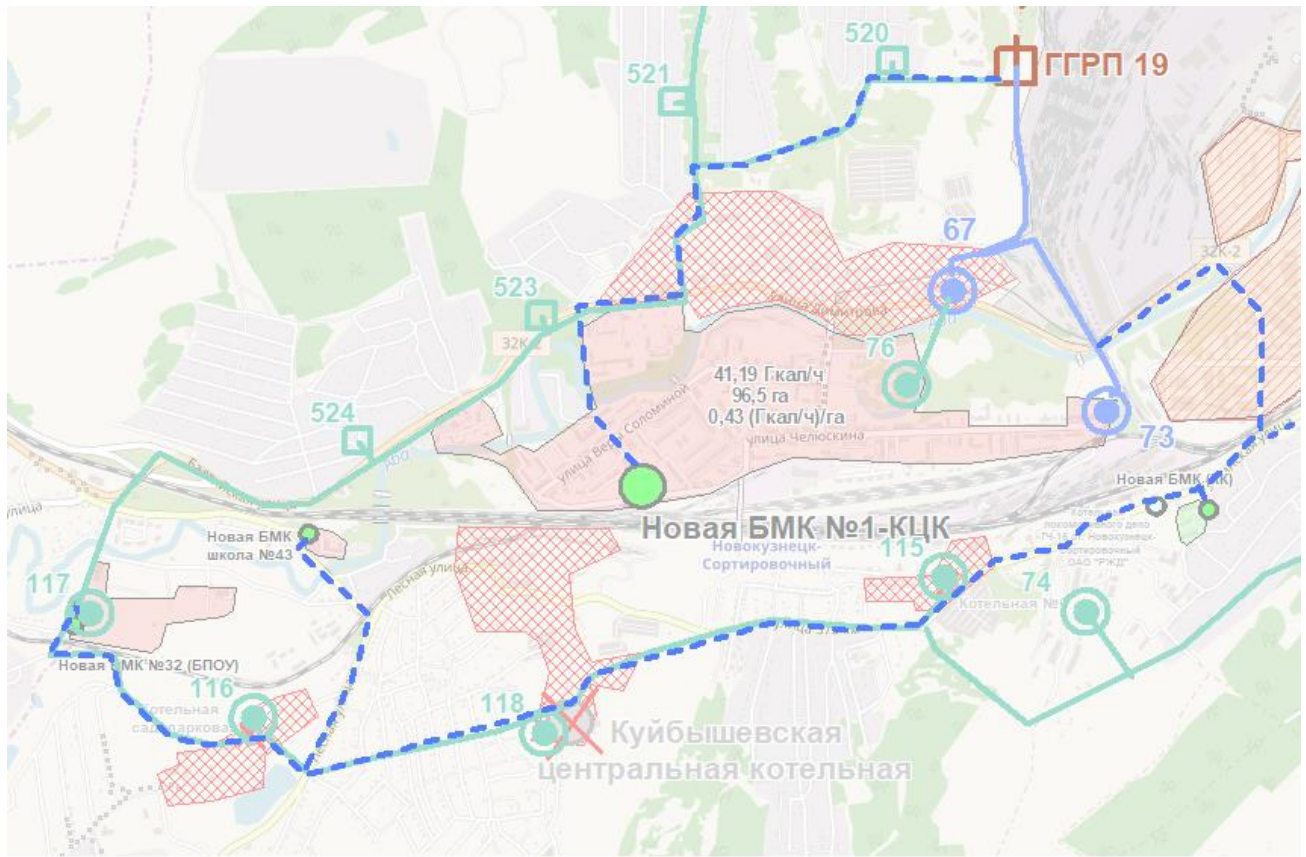


Рисунок 7 – Изменения в трассировке газопроводов и сроках их строительства необходимые для внесения в Схему газоснабжения для строительства новых газовых котельных

Существующая плотность нагрузок в зоне КЦК составляет 0,24 (Гкал/ч)/га, что недостаточно для экономически-эффективной модернизации системы теплоснабжения. Оптимизация зоны предполагает отказ от централизованного теплоснабжения со стороны потребителей, расположенных на периферии. В непосредственной близости от таких потребителей (преимущественно категории «Прочие»), будет проходить газопровод, что делает переход на индивидуальные газовые источники крайне привлекательным. Переход потребителей категории «Прочие» на индивидуальное теплоснабжение по собственной инициативе является распространенной практикой, позволяющей предпринимателям сокращать издержки на отопление и вентиляцию собственных объектов.

Плотность нагрузок после оптимизации зоны составит 0,43(Гкал/ч)/га, что достаточно для эффективного централизованного теплоснабжения.

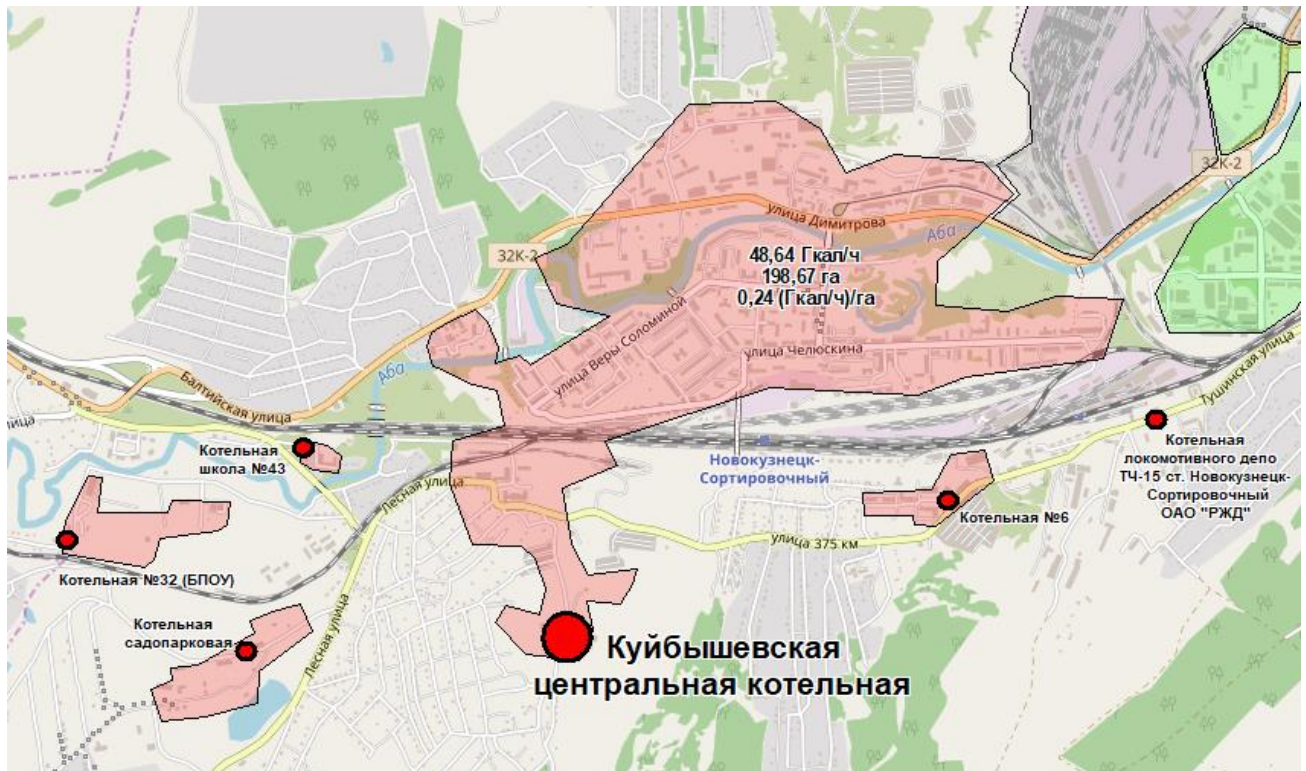


Рисунок 8 – Зона теплоснабжения КЦК и ближайших котельных

Вариант 1 предусматривает строительство Новой газовой котельной в районе ул. Челюскина, 92 на участке кадастровый номер 42:30:0202002:592. Данный участок площадью 0,9 га имеет вид использования «Для иных видов использования, характерных для населенных пунктов», который может быть пересмотрен в ПЗЗ до «Для размещения объектов жилищно-коммунального хозяйства», необходимый для строительства котельной мощностью 80 Гкал/ч.

Размещение Нового источника максимально близко к «центру масс» подключенных нагрузок позволит сократить операционные расходы на транспорт тепловой энергии.

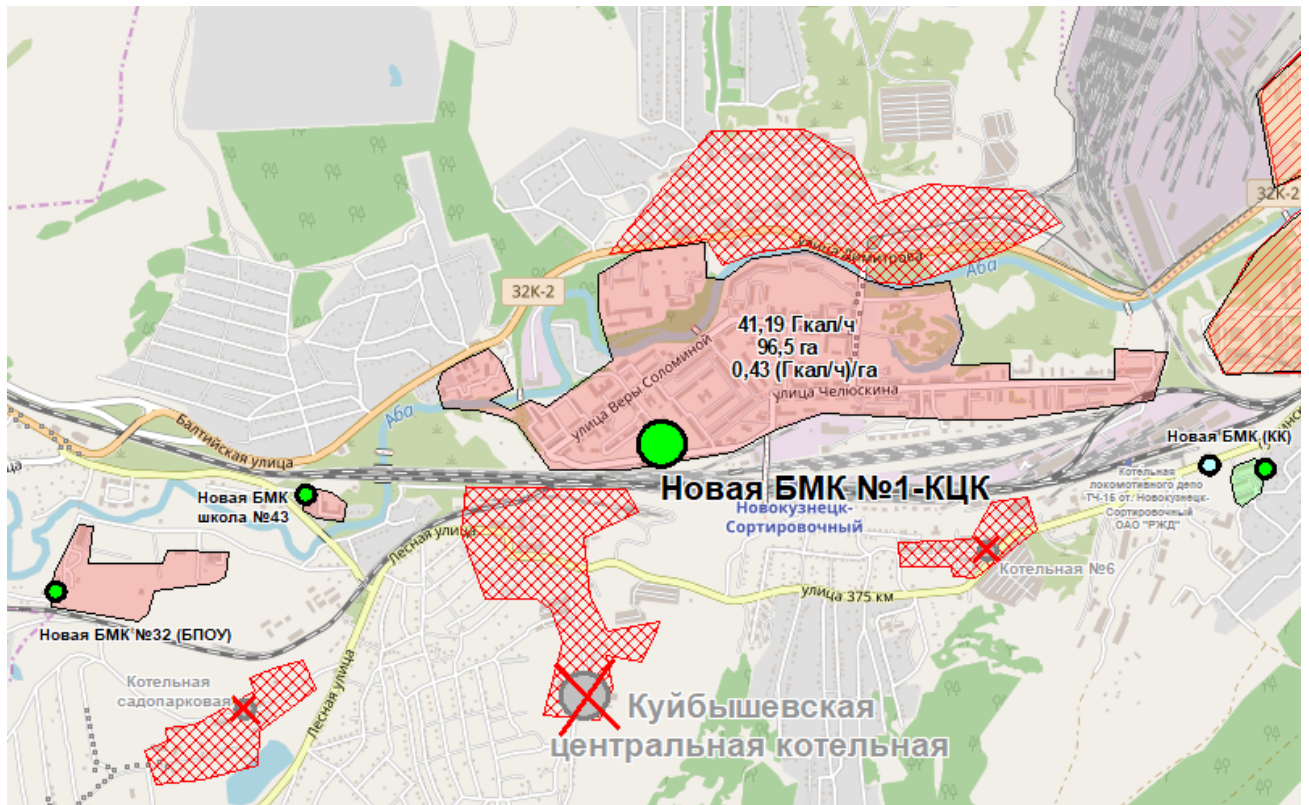


Рисунок 9 – Зона теплоснабжения Новой газовой котельной КЦК и малых БМК (БК)



Рисунок 10 – Баланс тепловой мощности и подключенной нагрузки ЦКЦ и Новой газовой котельной

Суммарные затраты на строительство Новой газовой котельной в оптимизируемой зоне (Вариант 1) составляют 640 млн. рублей в ценах 2019 года (без НДС).

Вариант 1 предполагает замещение основного оборудования (энергетические котлы, паровые турбины и бойлерные установки) Центральной ТЭЦ после 2029 года базовой водогрейной котельной. Базовая котельная установленной тепловой мощностью в 150 Гкал/ч и существующей пиковой котельной мощностью 400 Гкал/ч, прошедшей к тому моменту модернизацию, позволит надежно и качественно обеспечить существующих и перспективных потребителей в зоне действия источника.

Сценарным условием, на фоне которого рассматриваются Варианты, является 100% переход на закрытие системы приготовления ГВС в г. Новокузнецк до 2029 года.

Переход на закрытые системы ГВС позволит сократить подпитку тепловых сетей в контуре Центральной ТЭЦ до 95%.

Изменения в составе оборудования и суммарная мощность источника на период схемы приведена в таблице

Таблица 8 – Изменение мощности основного оборудования Центральной ТЭЦ в результате реализации мероприятий Вариант 1

Ст. №	Оборудование	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Паровые турбины																
1	Р-3-29 (АР-6-11)	МВт / Гкал/ч	3 / 73,5	3 / 73,5	4 / 73,5	5 / 73,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Вумаг	МВт / Гкал/ч	16 / 58,5	16 / 58,5	17 / 58,5	18 / 58,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	ПТ-29/35-2,9/1,0	МВт / Гкал/ч	29 / 97,1	29 / 97,1	30 / 97,1	31 / 97,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Вумаг	МВт / Гкал/ч	15 / 57,5	15 / 57,5	16 / 57,5	17 / 57,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	ПР-30-2,9-2	МВт / Гкал/ч	30 / 133,9	30 / 133,9	31 / 133,9	32 / 133,9	24 / 133,9	24 / 133,9	24 / 133,9	24 / 133,9	24 / 133,9	24 / 133,9	0	0	0	0
7	ПР-7-29	МВт / Гкал/ч	7 / 118,7	7 / 118,7	8 / 118,7	9 / 118,7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Энергетические котлы																
1	Стерлинг	т/ч	150	150	150	150	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	0	0	0	0
2	Стерлинг	т/ч	150	150	150	150	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	0	0	0	0
3	Стерлинг	т/ч	150	150	150	150	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	0	0	0	0
4	Стерлинг	т/ч	150	150	150	150	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Стерлинг	т/ч	210	210	210	210	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Стерлинг	т/ч	200	200	200	200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	КО-Ш-200	т/ч	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	0	0	0	0
8	ТО-3-200	т/ч	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	0	0	0	0
Водогрейные котлы																
КВ 01	ПТВМ-100	Гкал/ч	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
КВ 02	ПТВМ-100	Гкал/ч	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
КВ 03	ПТВМ-100	Гкал/ч	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
КВ 04	ПТВМ-100	Гкал/ч	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
1	КВ-ГМ-58,1-150												50,0	50,0	50,0	50,0
2	КВ-ГМ-58,1-150												50,0	50,0	50,0	50,0
3	КВ-ГМ-58,1-150												50,0	50,0	50,0	50,0
Бойлерные установки																
	ОБ-1	Гкал/ч	94,6	94,6	94,6	94,6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ОБ-2		94,6	94,6	94,6	94,6	94,6	94,6	94,6	94,6	94,6	94,6	0	0	0	0
	ОБ-3		94,6	94,6	94,6	94,6	94,6	94,6	94,6	94,6	94,6	94,6	0	0	0	0
	ПБ-4		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	0	0	0	0
Прочие установки																
	ХВО №2	Гкал/ч	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	0	0	0	0
	ХВО №3	Гкал/ч	76,5	76,5	76,5	76,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего по источнику, в т.ч.:			МВт	100	100	100	100	24	24	24	24	24	0	0	0	0
- в горячей воде, в т.ч.:			Гкал/ч	1215,3	1215,3	1215,3	1215,3	818,5	818,5	818,5	818,5	818,5	550,0	550,0	550,0	550,0
	- ПВК	Гкал/ч	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	550,0	550,0	550,0	550,0
	- БУ	Гкал/ч	393,8	393,8	393,8	393,8	299,2	299,2	299,2	299,2	299,2	299,2	0,0	0,0	0,0	0,0
	- Прочее	Гкал/ч	166,5	166,5	166,5	166,5	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	0,0	0,0	0,0	0,0
- в паре, в т.ч.:			Гкал/ч	255,0	255,0	255,0	255,0	29,3	29,3	29,3	29,3	29,3	0,0	0,0	0,0	0,0
	- Отборы	Гкал/ч	255,0	255,0	255,0	255,0	29,3	29,3	29,3	29,3	29,3	29,3	0,0	0,0	0,0	0,0
	- РОУ и пр.	Гкал/ч														
Ограничения по источнику, в т.ч.:			МВт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- в горячей воде, в т.ч.:			Гкал/ч	414,0	414,0	414,0	414,0	192,7	152,7	132,7	112,7	112,7	0,0	0,0	0,0	0,0
	- ПВК	Гкал/ч	160,0	160,0	160,0	160,0	80,0	40,0	20,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	- БУ	Гкал/ч	193,8	193,8	193,8	193,8	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	0,0	0,0	0,0	0,0
	- Прочее	Гкал/ч	60,2	60,2	60,2	60,2	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	0,0	0,0	0,0	0,0
- в паре, в т.ч.:			Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	- Отборы	Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	- РОУ и пр.	Гкал/ч														
Располагаемая мощность по источнику, в т.ч.:			МВт	100	100	100	100	24	24	24	24	24	0	0	0	0
- в горячей воде, в т.ч.:			Гкал/ч	801,3	801,3	801,3	801,3	625,8	665,8	685,8	705,8	705,8	550,0	550,0	550,0	550,0
	- ПВК	Гкал/ч	240,0	240,0	240,0	240,0	320,0	360,0	380,0	400,0	400,0	400,0	550,0	550,0	550,0	550,0
	- БУ	Гкал/ч	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	- Прочее	Гкал/ч	106,3	106,3	106,3	106,3	76,5	76,5	76,5	76,5	76,5	76,5	0,0	0,0	0,0	0,0
- в паре, в т.ч.:			Гкал/ч	255,0	255,0	255,0	255,0	29,3	29,3	29,3	29,3	29,3	0,0	0,0	0,0	0,0

	- Отборы	Гкал/ч	255,0	255,0	255,0	255,0	29,3	29,3	29,3	29,3	29,3	29,3	0,0	0,0	0,0	0,0
	- РОУ и пр.	Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
			ввод в эксплуатацию оборудования													
			модернизация оборудования													
			вывод из эксплуатации оборудования с целью ликвидации													

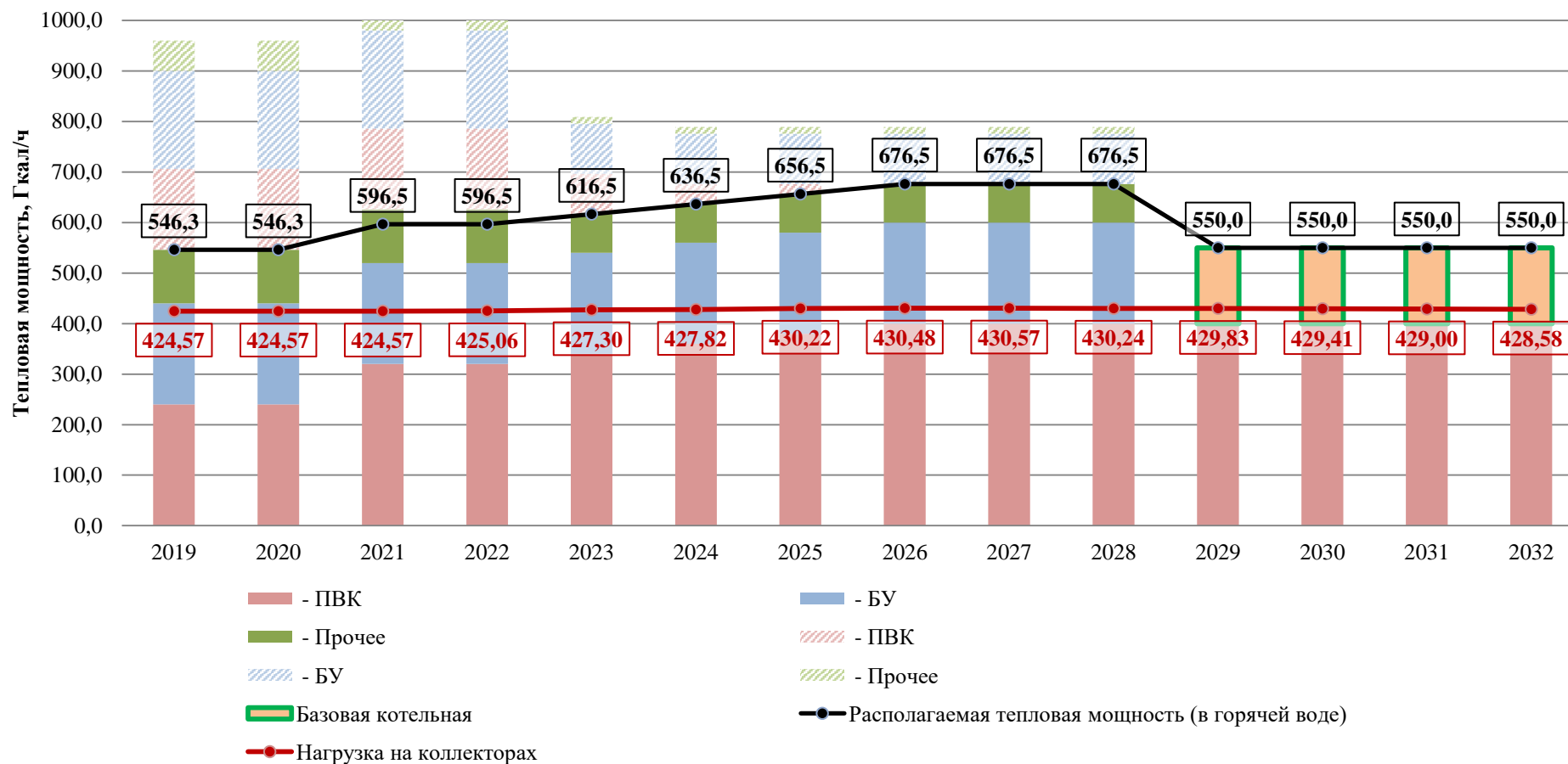


Рисунок 11 – Баланс тепловой мощности и подключенной нагрузки Центральной ТЭЦ (в горячей воде) согласно Варианту 1

Суммарные затраты на строительство Базовой котельной мощностью 150 Гкал/ч на площадке Центральной ТЭЦ составляют 1125,0 млн. рублей в ценах 2019 года (без НДС).

Альтернативный Вариант 2 предполагает переключение нагрузок зоны КЦК на Центральную ТЭЦ

Объединенная городская зона теплоснабжения Центральной ТЭЦ представлена на рисунке.

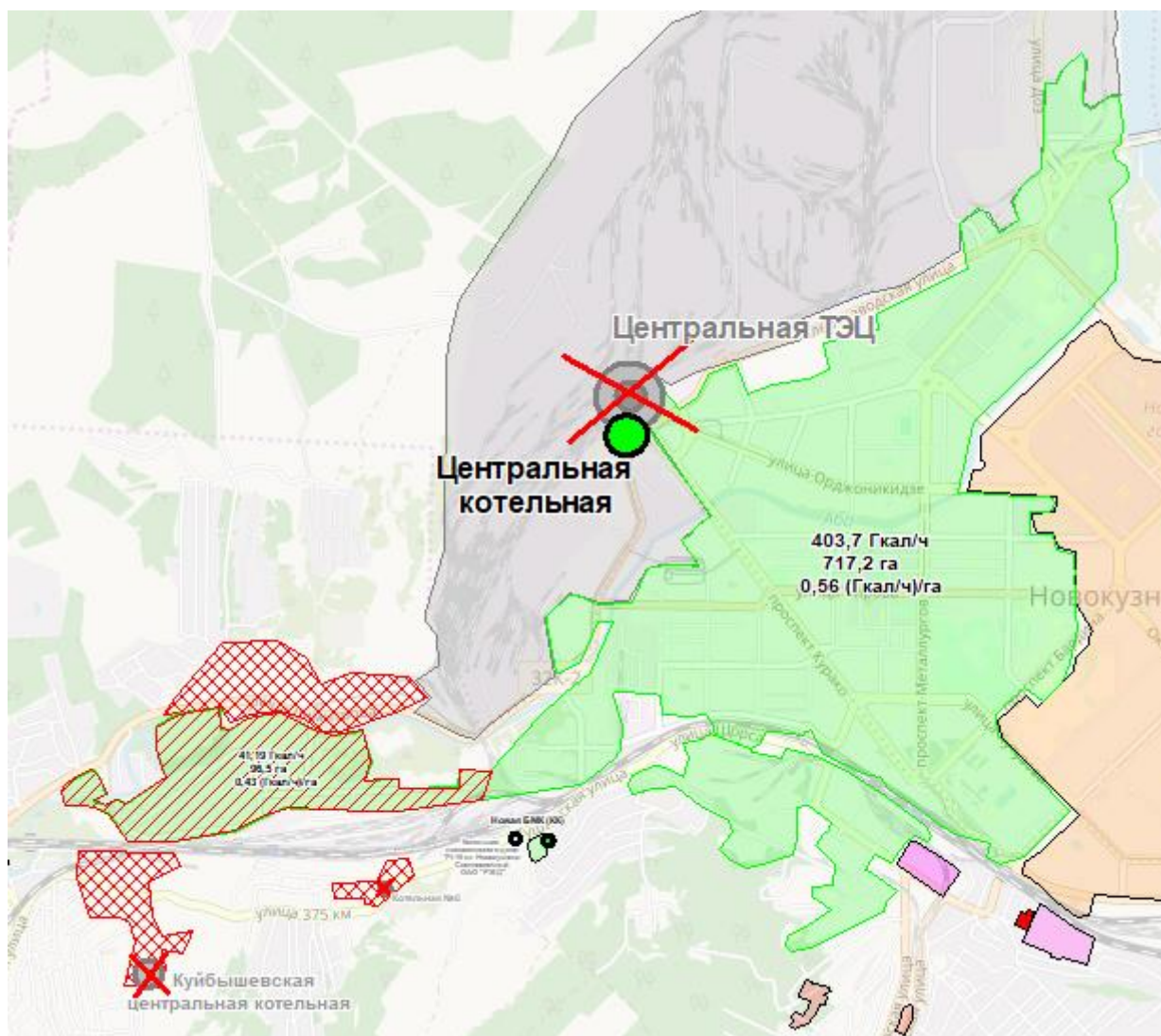


Рисунок 12 – Зона теплоснабжения Центральной ТЭЦ согласно Варианта

Существующее положение в зоне действия Центральной ТЭЦ

Условный диаметр тепловой магистрали по пр. Курако от ТК-6п до ТК-20 при существующем положении составляет 700 мм в подающем и обратном трубопроводе (600 мм – диаметр обратного трубопровода на участке ТК-6п – ТК-8). Расход теплоносителя на участке ТК-6п – ТК-20 в подающем трубопроводе составляет от 2649 до 1743 т/ч, в обратном – от 2231

до 1462 т/ч. Удельные линейные потери напора на участке ТК-6п – ТК-20 в подающем трубопроводе составляют от 8,356 до 2,232 мм/м, в обратном – от 11,583 до 2,105 мм/м. Скорость теплоносителя на участке ТК-6п – ТК-20 в подающем трубопроводе составляет от 1,928 до 1,269 м/с, в обратном – от 2,134 до 1,064 м/с.

Пьезометрический график по существующему положению тепловой магистрали по пр. Курако от ЦТЭЦ до ТК-20 представлен на рисунке 13.

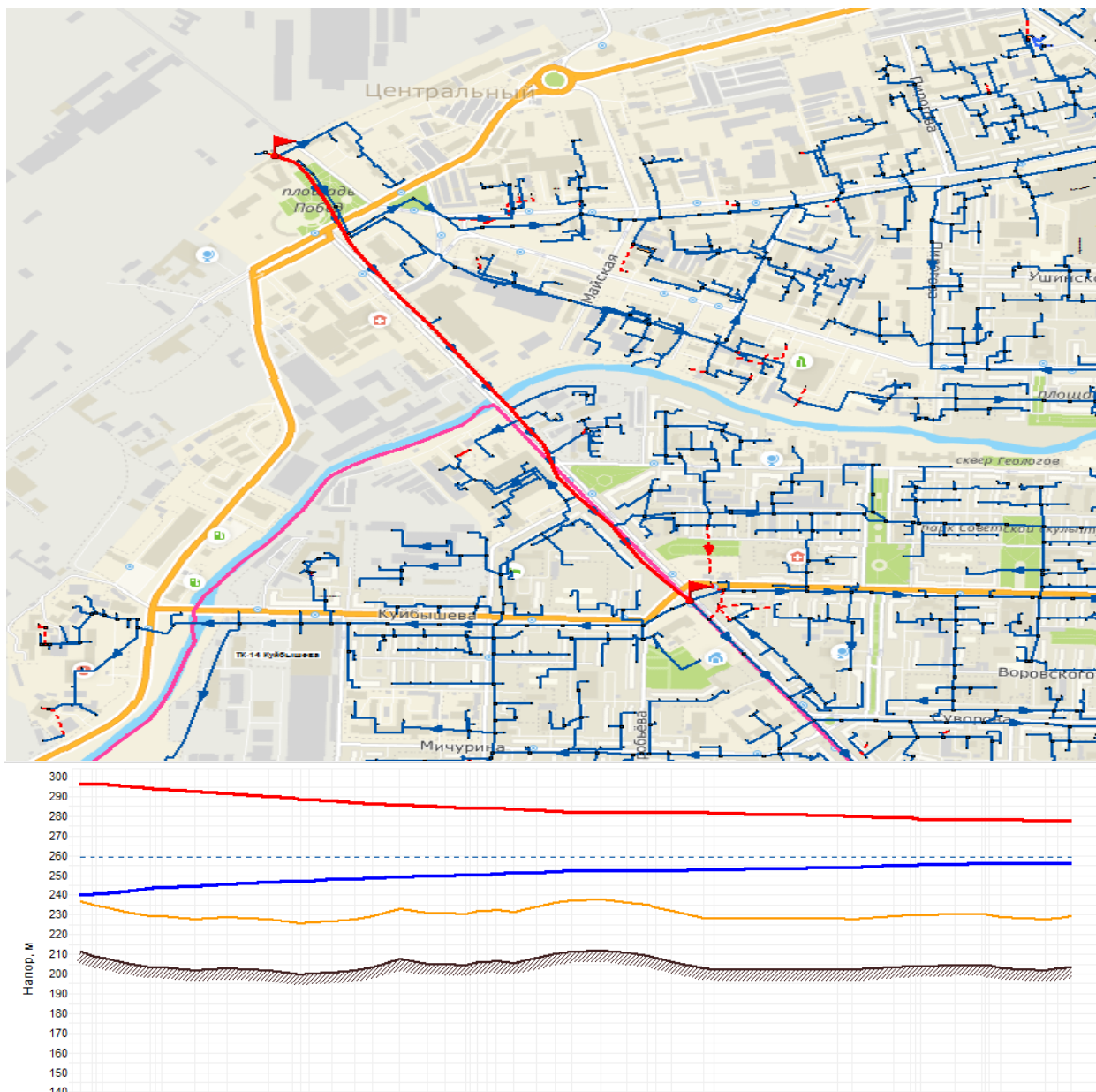


Рисунок 13 – Пьезометрический график по существующему положению тепловой магистрали по пр. Курако от ЦТЭЦ до ТК-20

К 2022 г. предусмотрен переход с открытых систем теплоснабжения на закрытые. В зоне действия ЦТЭЦ данный переход предусматривает установку ИТП с автоматическим регулированием расхода на отопление и теплообменниками ГВС.

Сравнительный пьезометрический график, характеризующий переход на закрытую схему (ИТП) в зоне ЦТЭЦ (ТК-6п – ТК-20), представлен на рисунке 14. Существующее положение с открытой схемой (бледная раскраска), существующее положение после перехода на закрытую схему (яркая раскраска).

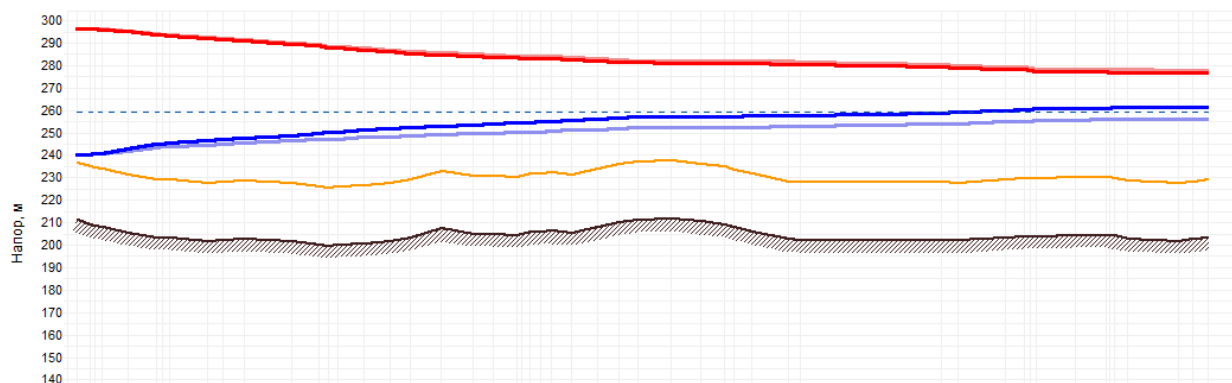


Рисунок 14 – Пьезометрический график тепловой магистрали по пр. Курако от ЦТЭЦ до ТК-20 после перехода на закрытую схему

В существующем положении в зоне действия Куйбышевской центральной котельной (КЦК) функционирует преимущественно закрытая схема теплоснабжения с отдельным трубопроводом ГВС от котельной без циркуляционного трубопровода.

Переключение КЦК на ЦТЭЦ

При переключении зоны действия КЦК на ЦТЭЦ предусматривает организация двухтрубной системы теплоснабжения с ликвидацией трубопроводов ГВС и установкой у потребителей ИТП с независимой схемой присоединения и теплообменниками ГВС. У потребителей с нагрузкой ГВС менее 0,01 Гкал/ч предусматривается установка индивидуальных водоподогревателей. Кроме того, переключаемая зона КЦК сокращается за счет «отсечения» потребителей за железной дорогой и за ул. Димитрова (рисунок 15). Капитальные затраты на реализацию мероприятий по установке у потребителей КЦК ИТП и индивидуальных водоподогревателей составят порядка 508 млн. руб.

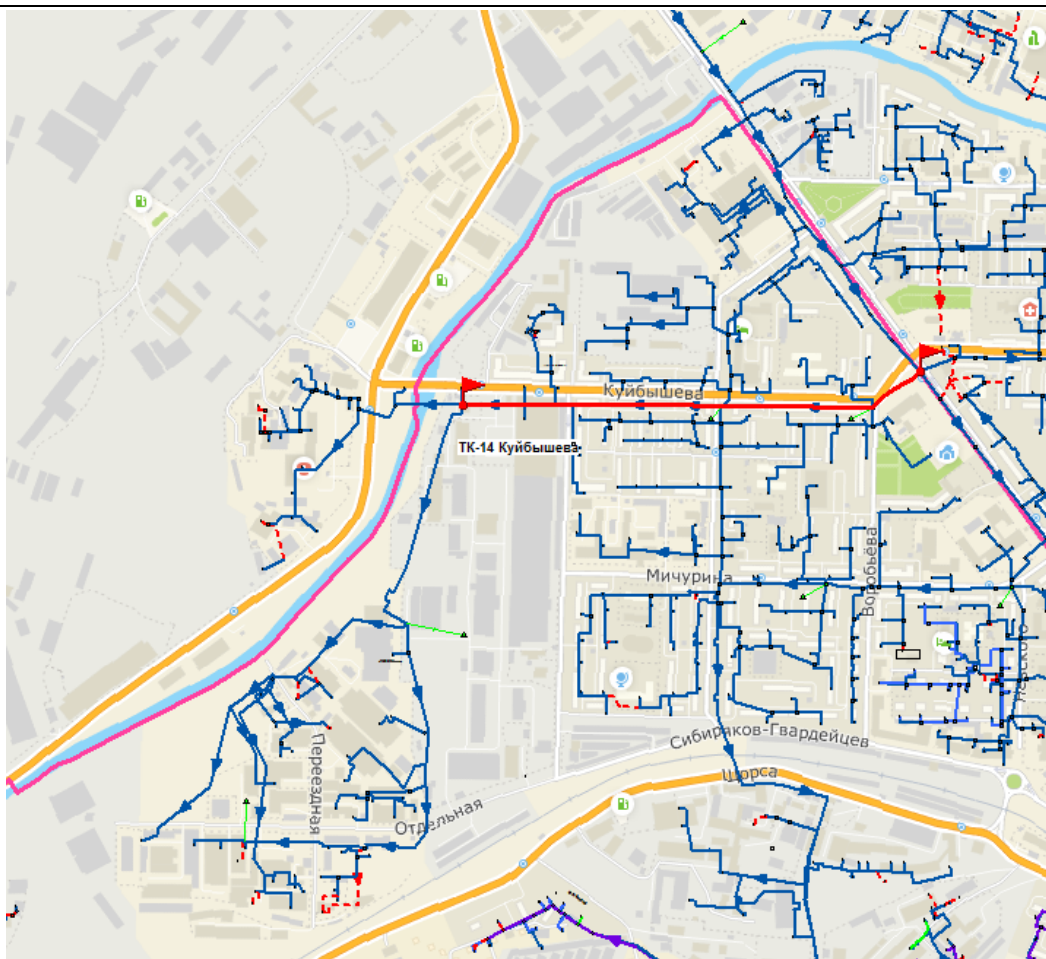


Рисунок 16 – Реконструируемый участок тепловой сети от ТК-20 (Курако) до ближайшей к зоне действия КЦК тепловой камеры в районе ул. Перездная

Для осуществления переключения необходимо строительство перемычки Ду500 мм между тепловыми сетями ЦТЭС и КЦК и реконструкция тепловых сетей КЦК от точки подключения ТК-56 до ТК-41 на Ду500 мм (рисунок 17).

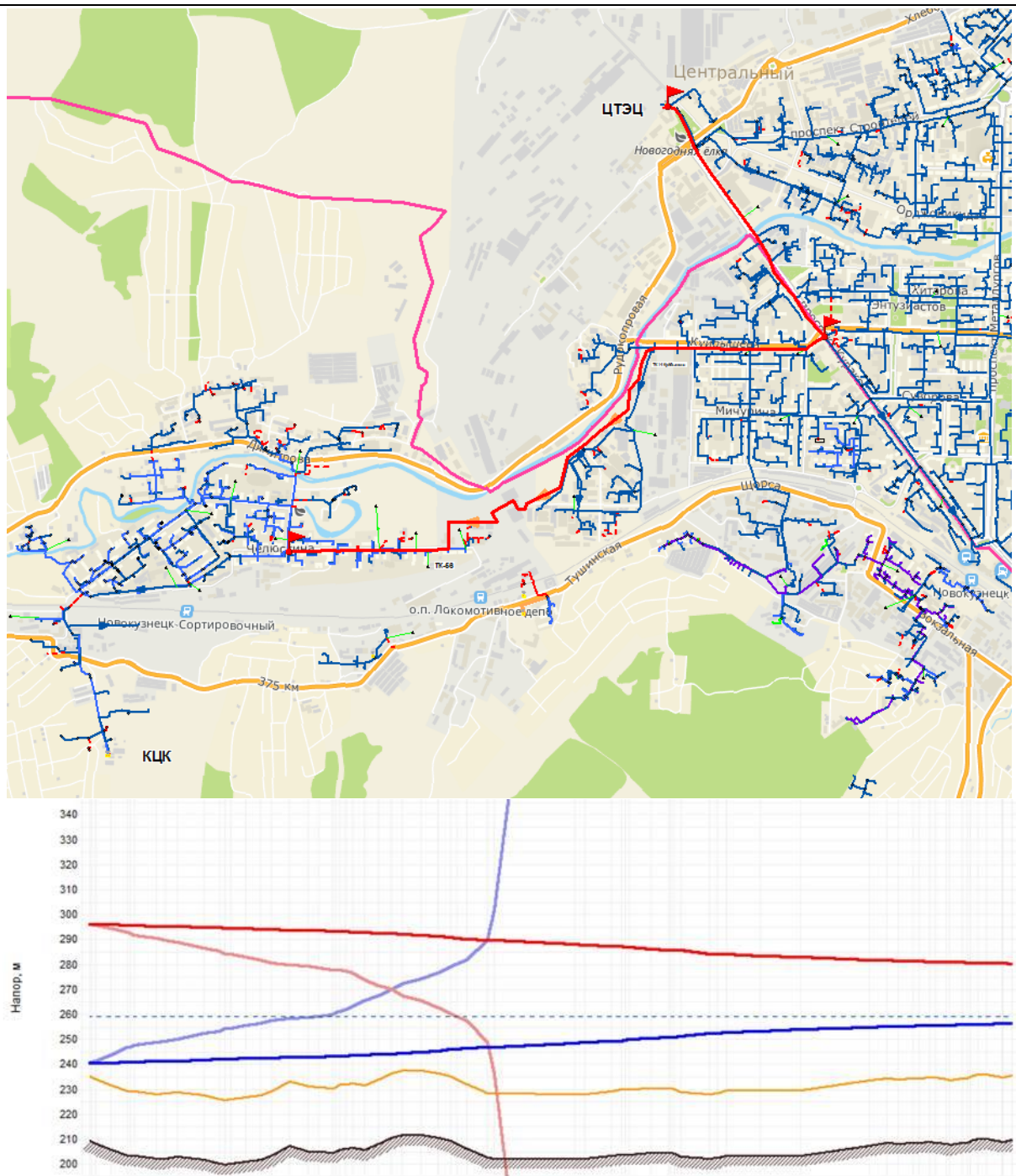


Рисунок 18 – Перспективный пьезометрический график тепловой сети от ЦТЭЦ до ТК-41

Таблица 9 – Строительство и реконструкция тепловых сетей для переключения КЦК на ЦТЭЦ

Источник	Наименование участка	Тип линии	Протяженность в 1-трубном исчисл., м	Сущ. Ду, мм	Персп. Ду, мм	Тип прокладки	Тип мероприятия	Год проектирования мероприятия	Год реализации мероприятия	Капитальные затраты без НДС, тыс. руб.		
										ПИР и ПСД	Оборудование и СМР	Всего
Реконструкция основной магистрали Ду700 Курако	от стены ТК-6' п до ТК-6п Курако	подача	13,00	700	1000	канальная	Реконструкция	2020	2021	160,6	1445,2	1605,8
	от стены ТК-6' п до ТК-6п Курако	обратка	13,00	600	1000	канальная	Реконструкция	2020	2021	160,6	1445,2	1605,8
	ТК-6п - ТК-6"п Курако	подача	14,00	700	1000	канальная	Реконструкция	2020	2021	172,9	1556,4	1729,3
	ТК-6п - ТК-6"п Курако	обратка	14,00	600	1000	канальная	Реконструкция	2020	2021	172,9	1556,4	1729,3
	ТК-6"п - ТК-7п Курако	подача	90,00	700	1000	канальная	Реконструкция	2020	2021	1111,7	10005,4	11117,1
	ТК-6"п - ТК-7п Курако	обратка	90,00	600	1000	канальная	Реконструкция	2020	2021	1111,7	10005,4	11117,1
	ТК-7п - ТК-8 Курако	подача	110,00	700	1000	канальная	Реконструкция	2020	2021	1358,8	12228,8	13587,6
	ТК-7п - ТК-8 Курако	обратка	110,00	600	1000	канальная	Реконструкция	2020	2021	1358,8	12228,8	13587,6
	ТК-8 - К-1 Курако	подача+обратка	43,00	700	1000	канальная	Реконструкция	2020	2021	531,2	4780,4	5311,5
	К-1 - ТК-9 Курако	подача+обратка	75,00	700	1000	канальная	Реконструкция	2020	2021	926,4	8337,8	9264,3
	ТК-9 - ТК-10 Курако	подача+обратка	184,00	700	1000	канальная	Реконструкция	2020	2021	2272,8	20455,5	22728,3
	ТК-10 - УТ-11 Курако	подача+обратка	96,00	700	1000	канальная	Реконструкция	2020	2021	1185,8	10672,4	11858,2
	ТК-10 - УТ-11 Курако	подача+обратка	114,00	700	1000	канальная	Реконструкция	2020	2021	1408,2	12673,5	14081,7
	УТ-11 - УТ-12 Курако	подача+обратка	354,00	700	1000	надземная	Реконструкция	2020	2021	2354,8	21193,2	23547,9
	УТ-12 - ТК-13 Курако	подача+обратка	150,00	700	1000	надземная	Реконструкция	2020	2021	997,8	8980,1	9977,9
	ТК-13 до врезки на ЦТП №13	подача+обратка	142,00	700	1000	канальная	Реконструкция	2020	2021	1754,0	15786,3	17540,3
	от врезки до ТК-14 Курако	подача+обратка	18,00	700	1000	канальная	Реконструкция	2020	2021	222,3	2001,1	2223,4
	ТК-14 - ТК-14а Курако	подача+обратка	184,00	700	1000	канальная	Реконструкция	2020	2021	2272,8	20455,5	22728,3
	ТК-14а - ТК-15 Курако	подача+обратка	140,00	700	1000	канальная	Реконструкция	2020	2021	1729,3	15563,9	17293,3
	ТК-15 - ТК-16 Курако	подача+обратка	202,00	700	1000	канальная	Реконструкция	2020	2021	2495,2	22456,5	24951,7
ТК-16 - ТК-17 Курако	подача+обратка	218,00	700	1000	канальная	Реконструкция	2020	2021	2692,8	24235,3	26928,1	
ТК-17 - ТК-18 Курако	подача+обратка	140,00	700	1000	канальная	Реконструкция	2020	2021	1729,3	15563,9	17293,3	
ТК-18 - ТК-19 Курако	подача+обратка	220,00	700	1000	канальная	Реконструкция	2020	2021	2717,5	24457,6	27175,1	
ТК-19 - ТК-20 Курако	подача+обратка	186,00	700	1000	канальная	Реконструкция	2020	2021	2297,5	20677,8	22975,3	
Реконструкция ответвления для подключения КЦК	от наружной стены ТК-20 Курако - ТК-1 Куйбышева	подача	23,00	400	600	канальная	Реконструкция	2021	2022	181,3	1631,4	1812,7
	от наружной стены ТК-20 Курако - ТК-1 Куйбышева	обратка	23,00	300	600	канальная	Реконструкция	2021	2022	181,3	1631,4	1812,7
	ТК-1 - ТК-2 Куйбышева	подача	10,00	400	600	канальная	Реконструкция	2021	2022	78,8	709,3	788,1
	ТК-1 - ТК-2 Куйбышева	обратка	10,00	300	600	канальная	Реконструкция	2021	2022	78,8	709,3	788,1
	ТК-2 - ТК-3 Куйбышева	подача	35,00	400	600	канальная	Реконструкция	2021	2022	275,8	2482,6	2758,5
	ТК-2 - ТК-3 Куйбышева	обратка	35,00	300	600	канальная	Реконструкция	2021	2022	275,8	2482,6	2758,5
	ТК-3 - ТК-4 Куйбышева	подача	70,00	400	600	канальная	Реконструкция	2021	2022	551,7	4965,3	5517,0
	ТК-3 - ТК-4 Куйбышева	обратка	70,00	300	600	канальная	Реконструкция	2021	2022	551,7	4965,3	5517,0
	ТК-4 - ТК-5 Куйбышева	подача+обратка	140,00	300	600	канальная	Реконструкция	2021	2022	1103,4	9930,5	11033,9
	ТК-5 - ТК-6 Куйбышева	подача+обратка	143,00	300	600	канальная	Реконструкция	2021	2022	1127,0	10143,3	11270,4
	ТК-6 - ТК-7 Куйбышева	подача	68,00	350	600	канальная	Реконструкция	2021	2022	535,9	4823,4	5359,3
	ТК-6 - ТК-7 Куйбышева	обратка	68,00	300	600	канальная	Реконструкция	2021	2022	535,9	4823,4	5359,3
	ТК-7 - ТК-8 Куйбышева	подача+обратка	138,00	300	600	канальная	Реконструкция	2021	2022	1087,6	9788,7	10876,3
	ТК-8 - ТК-9 Куйбышева	подача+обратка	176,00	400	500	канальная	Реконструкция	2021	2022	1263,0	11366,8	12629,8
	ТК-9 - ТК-10 Куйбышева	подача+обратка	207,00	400	500	канальная	Реконструкция	2021	2022	1485,4	13368,9	14854,3
	ТК-10 - ТК-11 Куйбышева	подача+обратка	206,00	400	500	канальная	Реконструкция	2021	2022	1478,3	13304,3	14782,6
ТК-11 - ТК-12 Куйбышева	подача+обратка	117,00	400	500	канальная	Реконструкция	2021	2022	839,6	7556,3	8395,9	
ТК-12 - ТК-13 Куйбышева	подача+обратка	122,00	400	500	канальная	Реконструкция	2021	2022	875,5	7879,3	8754,7	
ТК-13 (через ТК-13а) - ТК-14 Куйбышева	подача+обратка	196,00	300	500	канальная	Реконструкция	2021	2022	1406,5	12658,5	14065,0	
Реконструкция в зоне КЦК	ТК-41 - ТК-42	подача+обратка	78,00	250	500	канальная	Реконструкция	2021	2022	559,7	5037,6	5597,3
	ТК-42 - ТК-43	подача+обратка	200,00	250	500	канальная	Реконструкция	2021	2022	1435,2	12916,8	14352,0
	ТК-43 - ТК-44с	подача+обратка	92,00	250	500	канальная	Реконструкция	2021	2022	660,2	5941,7	6601,9
	ТК-44с - ТК-45	подача+обратка	98,00	250	500	канальная	Реконструкция	2021	2022	703,2	6329,2	7032,5
	ТК-45 - ТК-46	подача+обратка	80,00	250	500	канальная	Реконструкция	2021	2022	574,1	5166,7	5740,8
	ТК-46 - ТК-47	подача+обратка	58,00	250	500	канальная	Реконструкция	2021	2022	416,2	3745,9	4162,1

Источник	Наименование участка	Тип линии	Протяженность в 1-трубном исчисл., м	Сущ. Ду, мм	Персп. Ду, мм	Тип прокладки	Тип мероприятия	Год проектирования мероприятия	Год реализации мероприятия	Капитальные затраты без НДС, тыс. руб.		
										ПИР и ПСД	Оборудование и СМР	Всего
	ТК-47 - ТК-48	подача+обратка	152,00	200	500	канальная	Реконструкция	2021	2022	1090,8	9816,8	10907,5
	ТК-48 - ТК-49	подача+обратка	60,00	200	500	канальная	Реконструкция	2021	2022	430,6	3875,0	4305,6
	ТК-49 - ТК-50	подача+обратка	118,00	200	500	канальная	Реконструкция	2021	2022	846,8	7620,9	8467,7
	ТК-50 - ТК-51	подача+обратка	84,00	200	500	канальная	Реконструкция	2021	2022	602,8	5425,1	6027,8
	ТК-51 - ТК-52	подача+обратка	138,00	200	500	канальная	Реконструкция	2021	2022	990,3	8912,6	9902,9
	ТК-52 - ТК-53	подача+обратка	86,00	200	500	канальная	Реконструкция	2021	2022	617,1	5554,2	6171,4
	ТК-53 - ТК-54	подача+обратка	184,00	200	500	канальная	Реконструкция	2021	2022	1320,4	11883,5	13203,9
	ТК-54 - ТК-55	подача+обратка	130,00	200	500	канальная	Реконструкция	2020	2022	932,9	8395,9	9328,8
	ТК-55 - ТК-56	подача+обратка	206,00	200	500	канальная	Реконструкция	2021	2022	1478,3	13304,3	14782,6
Строительство перемычки между ЦТЭЦ и КЦК	ТК-14 - НЭ-1	подача+обратка	2 407,76	0	500	надземная	Строительство	2021	2022	7972,7	71753,9	79726,6
	НЭ-1 - НЭ-2	подача+обратка	477,24	0	500	надземная	Строительство	2021	2022	1580,3	14222,3	15802,5
	НЭ-2 - ТК-56	подача+обратка	800,44	0	500	надземная	Строительство	2021	2022	2650,4	23854,0	26504,4
Итого	-	-	10 226	-	-	-	-	-	-	122033,6	597677	719710,9

Суммарные затраты переключение потребителей на Центральную ТЭЦ составят 719,7 млн. рублей в ценах 2019 года (без НДС).

Вариант 2 также предполагает замещение основного оборудования базовой котельной. Мощность такой котельной в случае переключения нагрузок должна составить 200 Гкал/ч, в дополнение к существующей пиковой котельной мощностью 400 Гкал/ч.

Прочие мероприятия на Центральной ТЭЦ и принятые допущения аналогичны Варианту 1.

Изменения в составе оборудования и суммарная мощность источника на период схемы приведена в таблице.

Таблица 10 – Изменение мощности основного оборудования Центральной ТЭЦ в результате реализации мероприятий Вариант 2

Ст. №	Оборудование	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Паровые турбины																
1	Р-3-29 (АР-6-11)	МВт / Гкал/ч	3 / 73,5	3 / 73,5	4 / 73,5	5 / 73,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Вумаг	МВт / Гкал/ч	16 / 58,5	16 / 58,5	17 / 58,5	18 / 58,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	ПТ-29/35-2,9/1,0	МВт / Гкал/ч	29 / 97,1	29 / 97,1	30 / 97,1	31 / 97,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Вумаг	МВт / Гкал/ч	15 / 57,5	15 / 57,5	16 / 57,5	17 / 57,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	ПР-30-2,9-2	МВт / Гкал/ч	30 / 133,9	30 / 133,9	31 / 133,9	32 / 133,9	24 / 133,9	24 / 133,9	24 / 133,9	24 / 133,9	24 / 133,9	24 / 133,9	0	0	0	0
7	ПР-7-29	МВт / Гкал/ч	7 / 118,7	7 / 118,7	8 / 118,7	9 / 118,7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Энергетические котлы																
1	Стерлинг	т/ч	150	150	150	150	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	0	0	0	0
2	Стерлинг	т/ч	150	150	150	150	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	0	0	0	0
3	Стерлинг	т/ч	150	150	150	150	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	0	0	0	0
4	Стерлинг	т/ч	150	150	150	150	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Стерлинг	т/ч	210	210	210	210	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Стерлинг	т/ч	200	200	200	200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	КО-Ш-200	т/ч	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	0	0	0	0
8	ТО-3-200	т/ч	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	0	0	0	0
Водогрейные котлы																
КВ 01	ПТВМ-100	Гкал/ч	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
КВ 02	ПТВМ-100	Гкал/ч	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
КВ 03	ПТВМ-100	Гкал/ч	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
КВ 04	ПТВМ-100	Гкал/ч	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
1	КВ-ГМ-58,1-150												50,0	50,0	50,0	50,0
2	КВ-ГМ-58,1-150												50,0	50,0	50,0	50,0
3	КВ-ГМ-58,1-150												50,0	50,0	50,0	50,0
4	КВ-ГМ-58,1-150												50,0	50,0	50,0	50,0
Бойлерные установки																
	ОБ-1	Гкал/ч	94,6	94,6	94,6	94,6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ОБ-2		94,6	94,6	94,6	94,6	94,6	94,6	94,6	94,6	94,6	94,6	0	0	0	0
	ОБ-3		94,6	94,6	94,6	94,6	94,6	94,6	94,6	94,6	94,6	94,6	0	0	0	0
	ПБ-4		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	0	0	0	0
Прочие установки																
	ХВО №2	Гкал/ч	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	0	0	0	0
	ХВО №3	Гкал/ч	76,5	76,5	76,5	76,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего по источнику, в т.ч.:		МВт	100	100	100	100	24	24	24	24	24	24	0	0	0	0
		Гкал/ч	1215,3	1215,3	1215,3	1215,3	818,5	818,5	818,5	818,5	818,5	818,5	600,0	600,0	600,0	600,0
- в горячей воде, в т.ч.:		Гкал/ч	960,3	960,3	960,3	960,3	789,2	789,2	789,2	789,2	789,2	789,2	600,0	600,0	600,0	600,0
		Гкал/ч	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	600,0	600,0	600,0	600,0
		Гкал/ч	393,8	393,8	393,8	393,8	299,2	299,2	299,2	299,2	299,2	299,2	0,0	0,0	0,0	0,0
		Гкал/ч	166,5	166,5	166,5	166,5	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	0,0	0,0	0,0	0,0
- в паре, в т.ч.:		Гкал/ч	255,0	255,0	255,0	255,0	29,3	29,3	29,3	29,3	29,3	29,3	0,0	0,0	0,0	0,0
		Гкал/ч	255,0	255,0	255,0	255,0	29,3	29,3	29,3	29,3	29,3	29,3	0,0	0,0	0,0	0,0
		Гкал/ч														
Ограничения по источнику, в т.ч.:		МВт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Гкал/ч	414,0	414,0	414,0	414,0	192,7	152,7	132,7	112,7	112,7	112,7	0,0	0,0	0,0	0,0
- в горячей воде, в т.ч.:		Гкал/ч	414,0	414,0	414,0	414,0	192,7	152,7	132,7	112,7	112,7	112,7	0,0	0,0	0,0	0,0
		Гкал/ч	160,0	160,0	160,0	160,0	80,0	40,0	20,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Гкал/ч	193,8	193,8	193,8	193,8	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	0,0	0,0	0,0	0,0
		Гкал/ч	60,2	60,2	60,2	60,2	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	0,0	0,0	0,0	0,0
- в паре, в т.ч.:		Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Гкал/ч														
Располагаемая мощность по источнику, в т.ч.:		МВт	100	100	100	100	24	24	24	24	24	24	0	0	0	0
		Гкал/ч	801,3	801,3	801,3	801,3	625,8	665,8	685,8	705,8	705,8	705,8	600,0	600,0	600,0	600,0
- в горячей воде, в т.ч.:		Гкал/ч	546,3	546,3	546,3	546,3	596,5	636,5	656,5	676,5	676,5	676,5	600,0	600,0	600,0	600,0
		Гкал/ч	240,0	240,0	240,0	240,0	320,0	360,0	380,0	400,0	400,0	400,0	600,0	600,0	600,0	600,0
		Гкал/ч	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Гкал/ч	106,3	106,3	106,3	106,3	76,5	76,5	76,5	76,5	76,5	76,5	0,0	0,0	0,0	0,0

	- в паре, в т.ч.:	<i>Гкал/ч</i>	255,0	255,0	255,0	255,0	29,3	29,3	29,3	29,3	29,3	29,3	0,0	0,0	0,0	0,0
	- Отборы	<i>Гкал/ч</i>	255,0	255,0	255,0	255,0	29,3	29,3	29,3	29,3	29,3	29,3	0,0	0,0	0,0	0,0
	- РОУ и пр.	<i>Гкал/ч</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
			ввод в эксплуатацию оборудования													
			модернизация оборудования													
			вывод из эксплуатации оборудования с целью ликвидации													

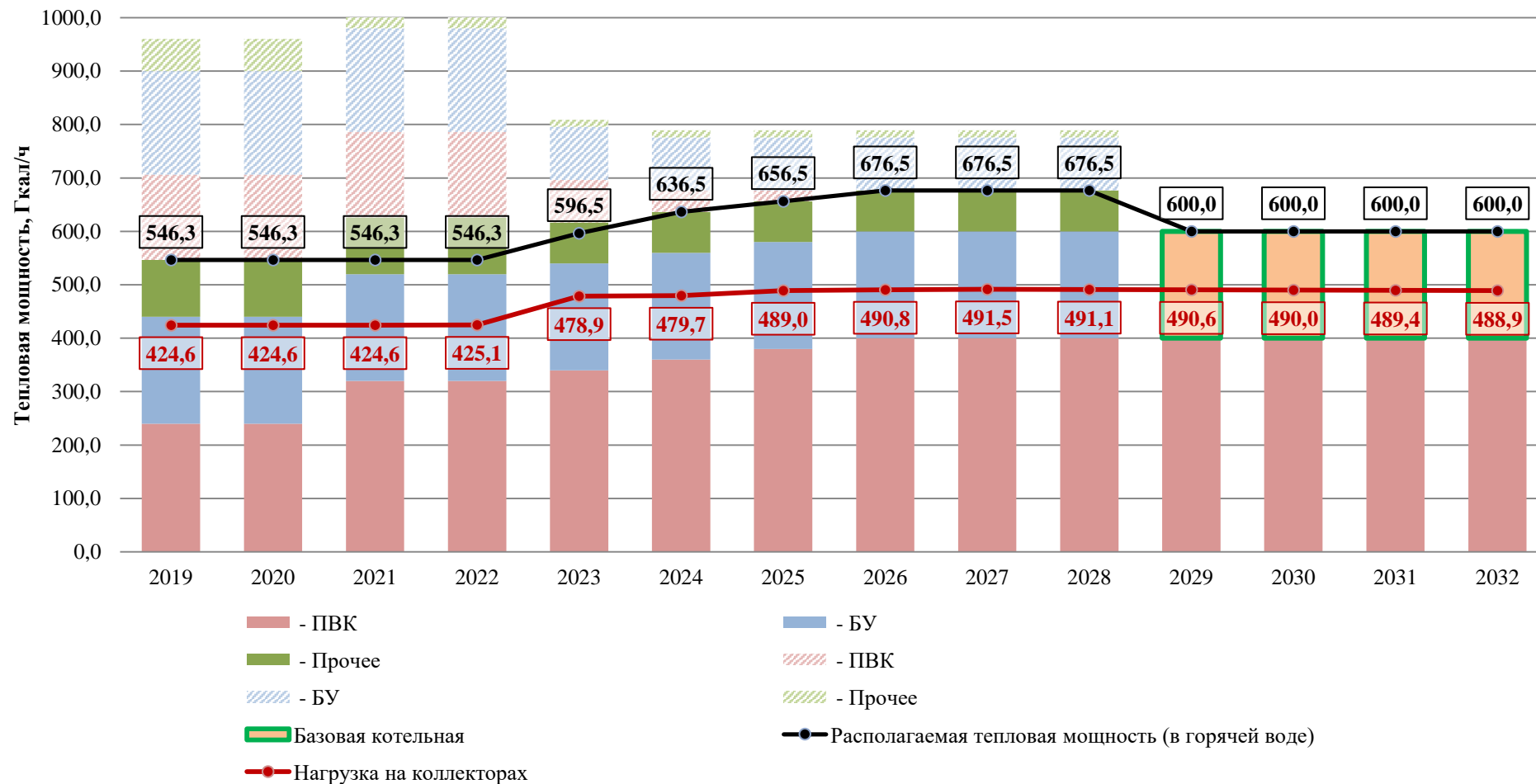


Рисунок 19 – Баланс тепловой мощности и подключенной нагрузки Центральной ТЭЦ (в горячей воде) согласно Варианту 2

Суммарные затраты на строительство Базовой котельной мощностью 200 Гкал/ч на площадке Центральной ТЭЦ составляют 1500,0 млн. рублей в ценах 2019 года (без НДС).

Внедрение АИТП в сохраняемой зоне КЦК

В настоящее время теплоснабжение потребителей в зоне действия КЦК осуществляется по 3-х трубной схеме, при которой горячее водоснабжение осуществляется без циркуляции.

В связи с тем, что в зоне КЦК ожидается прирост нагрузок в связи с новым жилищным строительством на уровне +24% (10,2 Гкал/ч) от существующих расчетных нагрузок, схема теплоснабжения в зоне КЦК должна соответствовать требованиям перспективных потребителей.

Внутренние системы горячего водоснабжения новых зданий должны соответствовать современным требованиям, в частности к наличию циркуляции ГВС. В соответствии с п. 5.3.3.2 СП 30.13330.2016 «Внутренний водопровод и канализация зданий. Актуализированная редакция СНиП 2.04.01-85: В системах централизованного горячего водопровода для поддержания в местах водоразбора температуры воды, не ниже указанной в 5.1.2, следует предусматривать систему циркуляции горячей воды в период отсутствия водоразбора.

Таким образом, для подключения новых жилых зданий в зоне действия КЦК необходимо обеспечить возможность организации циркуляции ГВС, что невозможно при сохранении существующей 3-х трубной тупиковой схемы. Циркуляция ГВС может быть обеспечена при переходе на:

4-х трубную схему теплоснабжения;

2-х трубную схему с приготовлением ГВС на ИТП Потребителя;

Наиболее целесообразным является переход на 2-х трубную схему с установкой теплообменников отопления и ГВС в ИТП потребителей. Установка ИТП позволит сократить расходы на последующие перекладки тепловых сетей и их обслуживание.

Мероприятие по установке ИТП у потребителей является инвариантным. Капитальные вложения в ИТП оцениваются в 508,0 млн. руб.

2.1.4. Технико-экономическое сравнение вариантов и оценка эффективности инвестиций

Оценка эффективности инвестиций осуществляется на основе сопоставления потребности в инвестициях по Вариантам с одной стороны, и сроков возврата инвестиционного капитала с другой. Это принцип реализуется путем сопоставления накопленного прямого и возвратного потока, отношение которых представляют собой простой срок окупаемости.

Сводный перечень затрат по Вариантам представлен в таблице и на рисунках.

Таблица 11 – Сводный перечень мероприятий и затрат по Вариантам

№ п/п	Наименование мероприятия	Период реализации	Ориентировочные капитальные затраты, млн. руб.	
			Вариант 1	Вариант 2
1	Внедрение АИТП в сохраняемой зоне КЦК	2021-2022	508,0	
2	Реализация первоочередных мероприятий на Центральной ТЭЦ, в т.ч.:	2021-2022	380,0	
2.1.	<i>Перевод оборудования ТЭЦ на работу на пониженных параметрах пара (с переводом котлов первой очереди на выработку теплофикационного пара, с реконструкцией главных паропроводов, паропровода теплофикационного пара от ресиверов до коллектора бойлеров).</i>	2021	180,0	
2.2.	<i>Установка конденсаторов пара впрыска на котлоагрегатах второй очереди.</i>	2020	15,0	
2.3.	<i>Вывод из эксплуатации секции №1 брызгального бассейна ТЭЦ.</i>	2020-2021	4,0	
2.4.	<i>Перевод питания ПВК и ХВО №3 с ОП-3 на ТЭЦ.</i>	2022	17,0	
2.5.	<i>Увеличение расхода сетевой воды через бойлерную установку.</i>	2021-2022	30,0	
2.6.	<i>Реконструкция системы общеобменной вентиляции склада химреагентов ХВО №3.</i>	2020	8,0	
2.7.	<i>Оборудование места выгрузки реагентов с автотранспорта на складе химреагентов ХВО №3.</i>	2020	3,0	
2.8.	<i>Установка собственного источника сжатого воздуха.</i>	2020-2021	40,0	
2.9.	<i>Замена установки пенотушения кабельного полуэтажа ПВК на аэрозольную установку.</i>	2020	3,0	
2.10.	<i>Реконструкция резервного топливного хозяйства</i>	2022-2023	80,0	
3	Строительство Новой газовой котельной КЦК установленной мощностью 80 Гкал/ч	2022	640,0	
4	Реконструкция основной магистрали Курако с 2Ду700 до 2Ду1000	2020		332,0
5	Реконструкция ответвления для подключения КЦК (2Ду600/500)	2021		139,1
6	Строительство переемычки (эстакады над ЖД путями) между ЦТЭЦ и КЦК (2Ду 500)	2022		122,0
7	Реконструкция участка ТК-46 - ТК-56 в зоне КЦК (2Ду500)	2022		126,6
8	Всего по мероприятиям на 2022 год,		1528,0	1607,7
	в том числе:			
8.1.	По альтернативным мероприятиям		640,0	719,7
Мероприятия после 2023 года				
10	Модернизация ПТВМ-100 ст. №1	2025	160,0	
11	Модернизация ПТВМ-100 ст. №2	2026	160,0	
12	Модернизация ПТВМ-100 ст. №3	2027	160,0	
13	Модернизация ПТВМ-100 ст. №4	2028	160,0	
14	Строительство базовой котельной 150 Гкал/ч для замещения ЦТЭЦ	2027-2029	1125,0	
15	Строительство базовой котельной 200 Гкал/ч для замещения ЦТЭЦ	2026-2029		1500,0
16	Всего по мероприятиям после 2023 года,		1765,0	2140,0
	в том числе:			
16.1.	По альтернативным мероприятиям		1125,0	1500,0
17	Всего по мероприятиям за период Схемы,		3293,0	3747,7
	в том числе:			
17.1.	По альтернативным мероприятиям		1765,0	2219,7
				454,7
				(+26%)

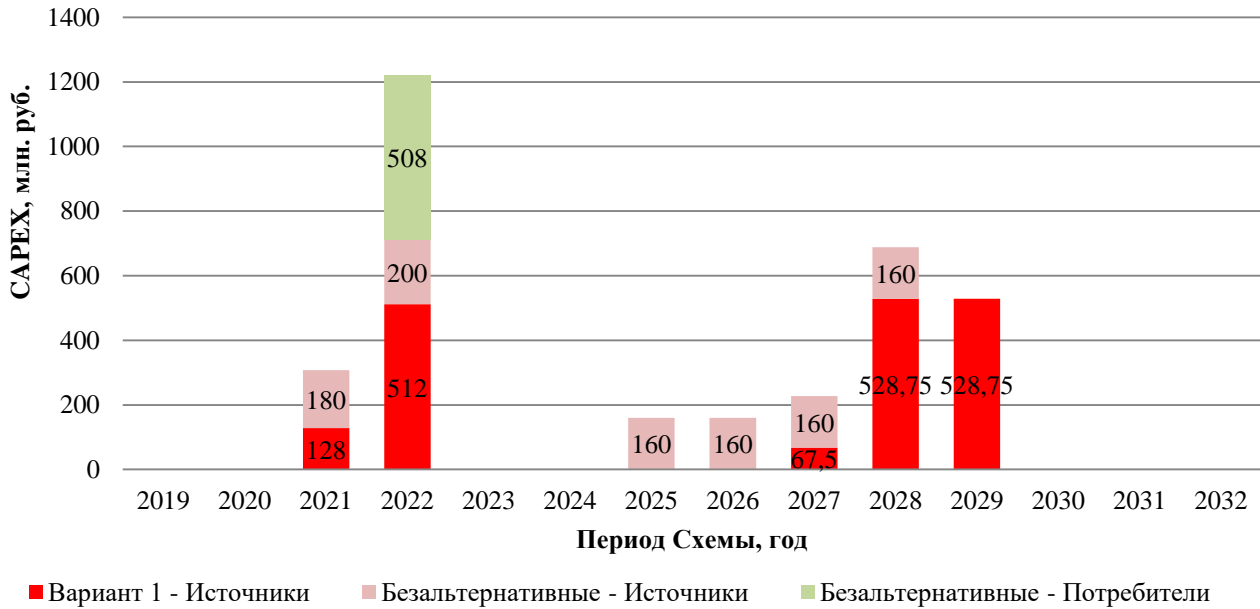


Рисунок 20 – Капитальные затраты по Варианту 1

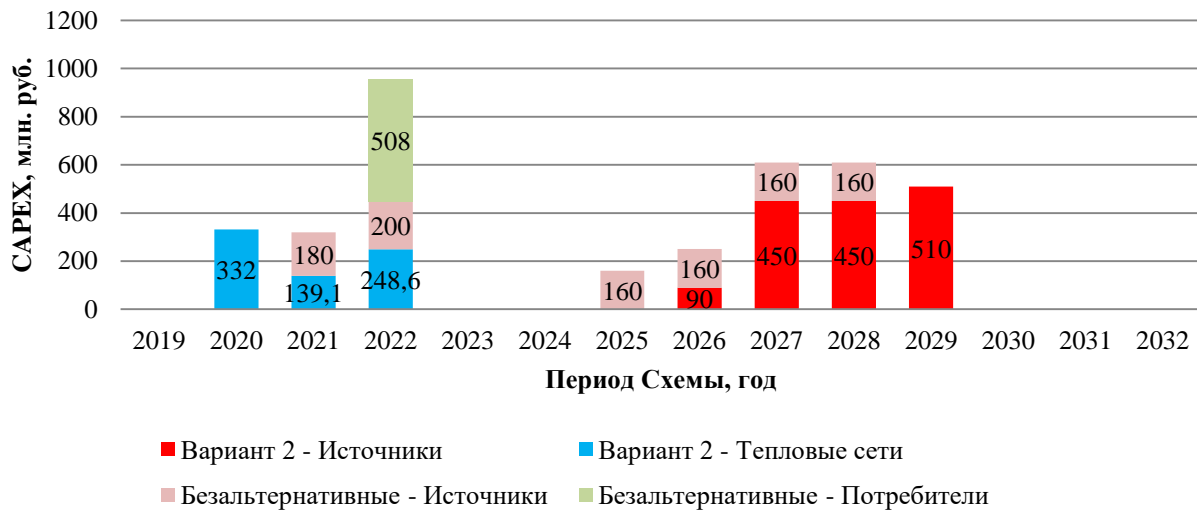


Рисунок 21 – Капитальные затраты по Варианту 2

Таблица 12 – Изменения НВВ в зонах ЕТО при реализации мероприятий по Вариантам

№ п/п	Зона источника	Центральная ТЭЦ					Куйбышевская Центральная Котельная			Суммарно по зонам	
		Наименование	МКП "Центральная ТЭЦ"	ООО "СибЭнерго"	ООО "НТК"	ООО "ЭнергоТранзит"	Всего	ООО "СибЭнерго"			Всего
								Производство	Транспорт/сбыт		
Деятельность		Производство	Транспорт		Сбыт	Производство		Транспорт/сбыт	Всего		
Существующее положение											
1	Операционные (подконтрольные) расходы	320,4	399,8	30,6	46,2	797,0	117,2	46,9	164,1	961,1	
2	Неподконтрольные расходы	133,3		12,2		145,5		26,6	26,6	172,1	
3	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя, в т.ч:	975,2	3,5	12,1		990,8	91,1	37,3	128,4	1119,2	
4	Компенсация потерь		117,7	0,2		117,8		37,3	37,3	155,1	
5	Прибыль	9,0				9,0		-15,3	-15,3	-6,3	
6	Корректировки НВВ		-57,3			-57,3				-57,3	
7	Необходимая валовая выручка	1437,9	463,7	55,0	46,2	1877,4	208,4	95,4	266,5	2143,9	
8	Полезный отпуск				тыс. Гкал	1181,5			112,1	1293,6	
9	НВВ/ПО				руб./Гкал	1589,0			2377,3	1657,3	
10	Тариф ЕТО				руб./Гкал	1589,0			2305,6	1651,1	
11	Выручка от реализации				млн. руб.	1877,4			258,5	2135,9	
12	ПРИБЫЛЬ/УБЫТОК				млн. руб.	0,0			-8,0	-8,1	
Вариант 1 (Строительство Новой газовой котельной КЦК 80 Гкал/ч)											
1	Операционные (подконтрольные) расходы	281,4	399,8	30,6	46,2	757,9	26,7	40,6	67,3	825,3	
2	Неподконтрольные расходы	86,9		12,2		99,1	3,8	1,7	5,5	104,6	
3	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной	969,5	3,5	12,1		985,1	97,6	0,0	97,6	1082,7	

№ п/п	Зона источника	Центральная ТЭЦ					Куйбышевская Центральная Котельная			Суммарно по зонам
	Наименование	МКП "Центральная ТЭЦ"	ООО "СибЭнерго"	ООО "НТК"	ООО "ЭнергоТранзит"	Всего	ООО "СибЭнерго"		Всего	Всего
	Деятельность	Производство	Транспорт		Сбыт		Производство	Транспорт/сбыт		
	воды и теплоносителя									
4	Компенсация потерь		117,6	7,8		125,4		13,3	13,3	138,6
5	Прибыль	0,0				0,0				0,0
6	Корректировки НВВ		-57,3			-57,3				-57,3
7	Необходимая валовая выручка	1337,8	463,6	62,6	46,2	1784,9	128,1	55,5	170,4	1955,3
8	Полезный отпуск				тыс. Гкал	1181,5			105,9	1287,4
9	НВВ/ПО				руб./Гкал	1510,6			1609,7	1518,8
10	Тариф ЕТО				руб./Гкал	1589,0			2305,6	1647,9
11	Выручка от реализации				млн. руб.	1877,4			244,1	2121,5
12	ПРИБЫЛЬ/УБЫТОК				млн. руб.	92,5			73,7	166,2
Вариант 2 (Переключение зоны КЦК на Центральную ТЭЦ)										
1	Операционные (подконтрольные) расходы	281,4	448,4	30,6	50,36	810,7	-	-	-	810,7
2	Неподконтрольные расходы	86,9	1,7	12,2		100,8	-	-	-	100,8
3	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	1068,3	3,5	12,1		1083,9	-	-	-	1083,9
4	Компенсация потерь		140,4	7,5		147,9				147,9
5	Прибыль	0,0								
6	Корректировки НВВ		-57,3			-57,3				-57,3
7	Необходимая валовая выручка	1436,6	536,7	62,4	50,4	1938,1	-	-	-	1938,1
8	Полезный отпуск				тыс. Гкал	1287,4			-	1287,4
9	НВВ/ПО				руб./Гкал	1505,4			-	1505,4
10	Тариф ЕТО				руб./Гкал	1589,0			-	1589,0
11	Выручка от реализации				млн. руб.	2045,6			-	2045,6
12	ПРИБЫЛЬ/УБЫТОК				млн. руб.	107,5			-	107,5

№ п/п	Зона источника	Центральная ТЭЦ					Куйбышевская Центральная Котельная			Суммарно по зонам	
		Наименование	МКП "Центральная ТЭЦ"	ООО "СибЭнерго"	ООО "НТК"	ООО "ЭнергоТранзит"	Всего	ООО "СибЭнерго"		Всего	Всего
								Производство	Транспорт		
Вариант 1 (Строительство Новой газовой котельной КЦК 80 Гкал/ч) Второй этап											
1	Операционные (подконтрольные) расходы	105,3	399,8	30,6	46,2	581,9	26,7	40,6	67,3	649,2	
2	Неподконтрольные расходы	10,0		12,2		22,2	3,8	1,7	5,5	27,7	
3	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	1105,8	3,5	12,1		1121,3	97,6		97,6	1218,9	
4	Компенсация потерь		99,9	6,6		106,5		13,3	13,3	119,8	
5	Прибыль	0,0				0,0				0,0	
6	Корректировки НВВ		-57,3			-57,3				-57,3	
7	Необходимая валовая выручка	1221,1	445,9	61,5	46,2	1668,2	128,1	55,5	170,4	1838,6	
8	Полезный отпуск				тыс. Гкал	1181,5			105,9	1287,4	
9	НВВ/ПО				руб./Гкал	1411,9			1609,7	1428,1	
10	Тариф ЕТО				руб./Гкал	1589,0			2305,6	1647,9	
11	Выручка от реализации				млн. руб.	1877,4			244,1	2121,5	
12	ПРИБЫЛЬ/УБЫТОК				млн. руб.	209,2			73,7	282,9	
Вариант 2 (Переключение зоны КЦК на Центральную ТЭЦ) Второй Этап											
1	Операционные (подконтрольные) расходы	105,3	448,4	30,6	50,36	634,6	-	-	-	634,6	
2	Неподконтрольные расходы	10,0	1,7	12,2		23,9	-	-	-	23,9	
3	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и	1225,2	3,5	12,1		1240,8	-	-	-	1240,8	

№ п/п	Зона источника	Центральная ТЭЦ					Куйбышевская Центральная Котельная			Суммарно по зонам
	Наименование	МКП "Центральная ТЭЦ"	ООО "СибЭнерго"	ООО "НТК"	ООО "ЭнергоТранзит"	Всего	ООО "СибЭнерго"		Всего	Всего
	Деятельность	Производство	Транспорт		Сбыт		Производство	Транспорт/сбыт		
	теплоносителя									
4	Компенсация потерь		122,5	6,6		129,0				129,0
5	Прибыль	0,0								
6	Корректировки НВВ		-57,3			-57,3				-57,3
7	Необходимая валовая выручка	1340,5	518,8	61,4	50,4	1842,0	-	-	-	1842,0
8	Полезный отпуск				тыс. Гкал	1287,4			-	1287,4
9	НВВ/ПО				руб./Гкал	1430,8			-	1430,8
10	Тариф ЕТО				руб./Гкал	1589,0			-	1589,0
11	Выручка от реализации				млн. руб.	2045,6			-	2045,6
12	ПРИБЫЛЬ/УБЫТОК				млн. руб.	203,6			-	203,6

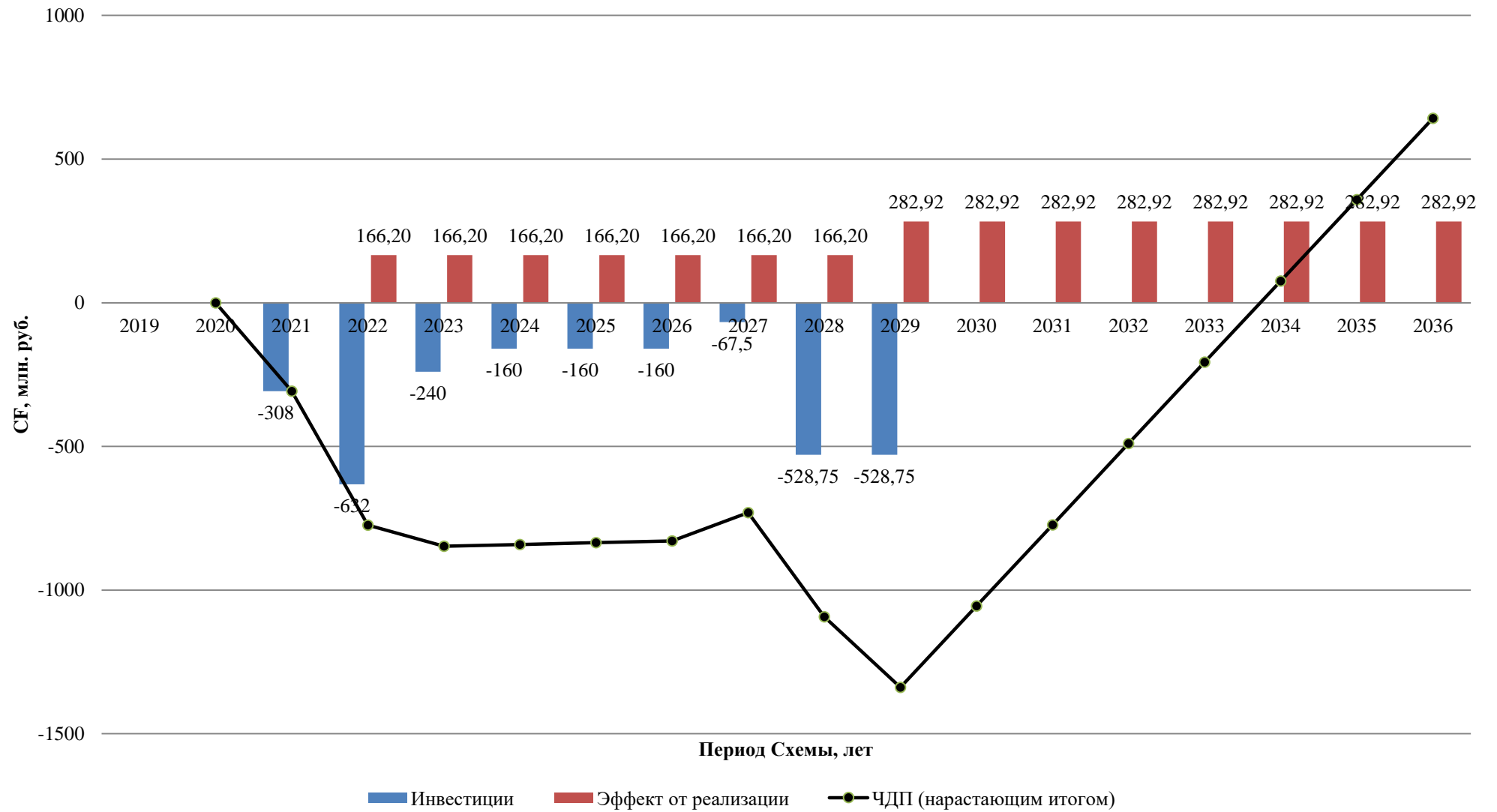


Рисунок 22 – Простой срок окупаемости мероприятий Варианта 1

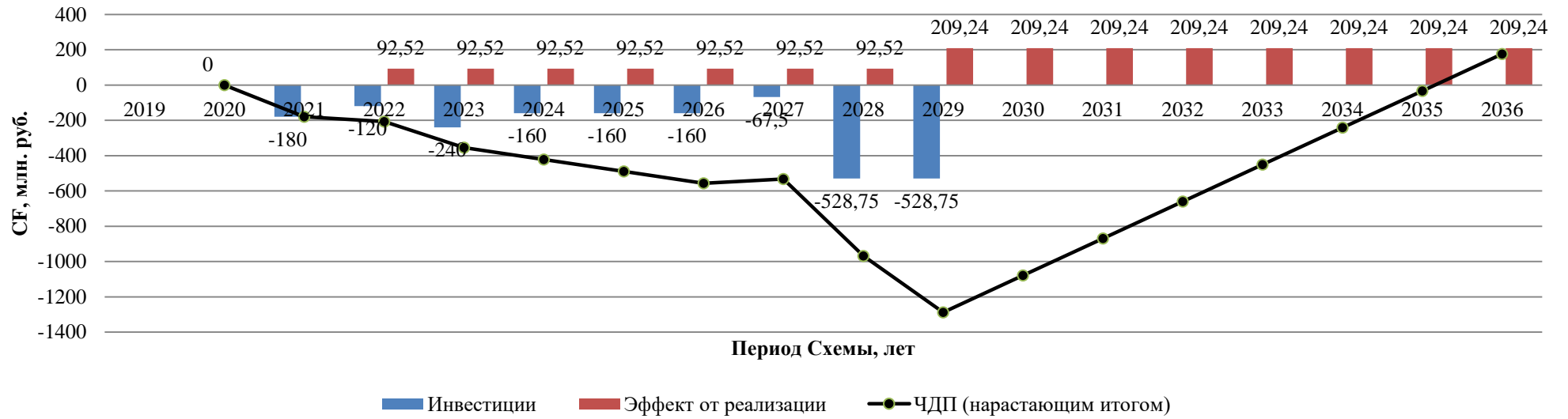


Рисунок 23 – Простой срок окупаемости мероприятий Варианта 1 на Центральной ТЭЦ (Производство)

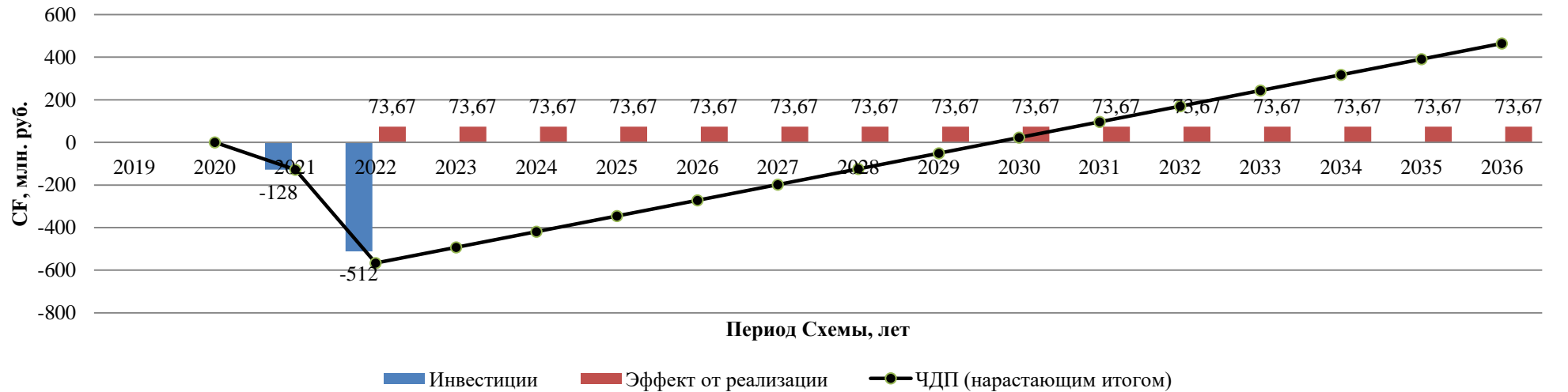


Рисунок 24 – Простой срок окупаемости мероприятий Варианта 1 на Новой котельной КЦК

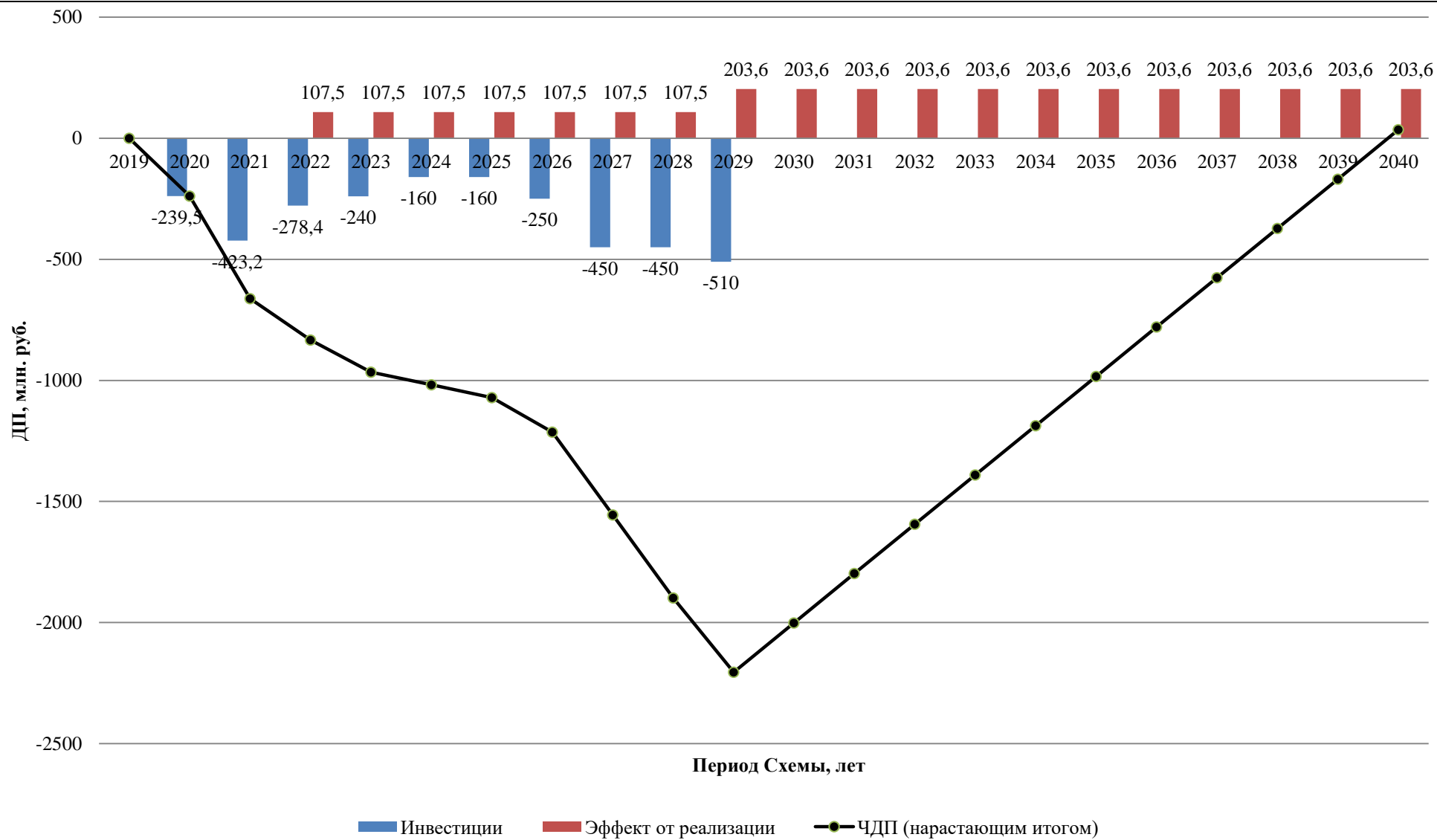


Рисунок 25 – Простой срок окупаемости мероприятий Варианта 2

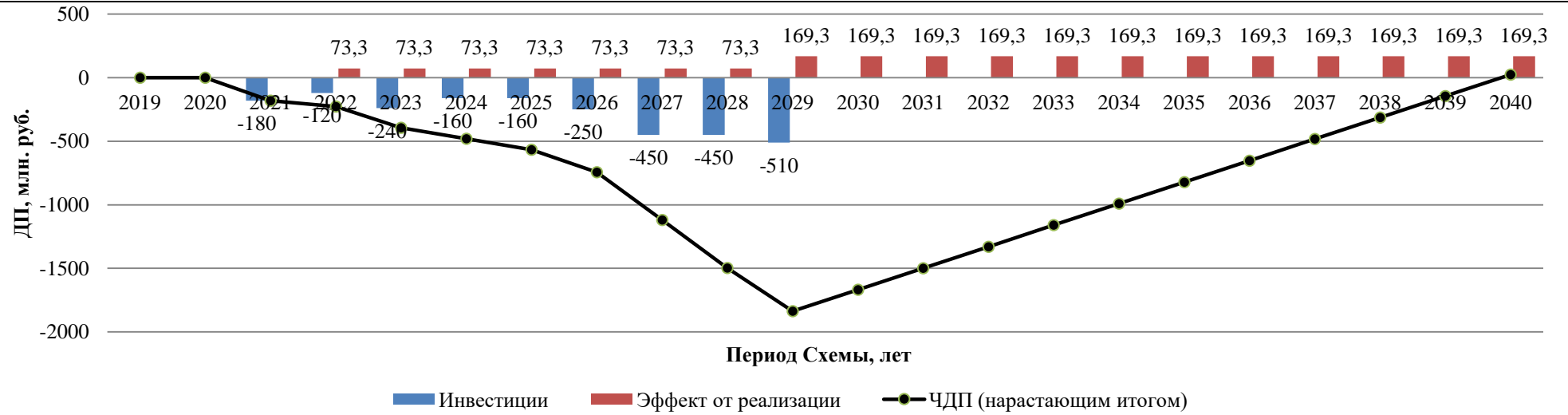


Рисунок 26 – Простой срок окупаемости мероприятий Варианта 2 для Центральной ТЭЦ (Производство)

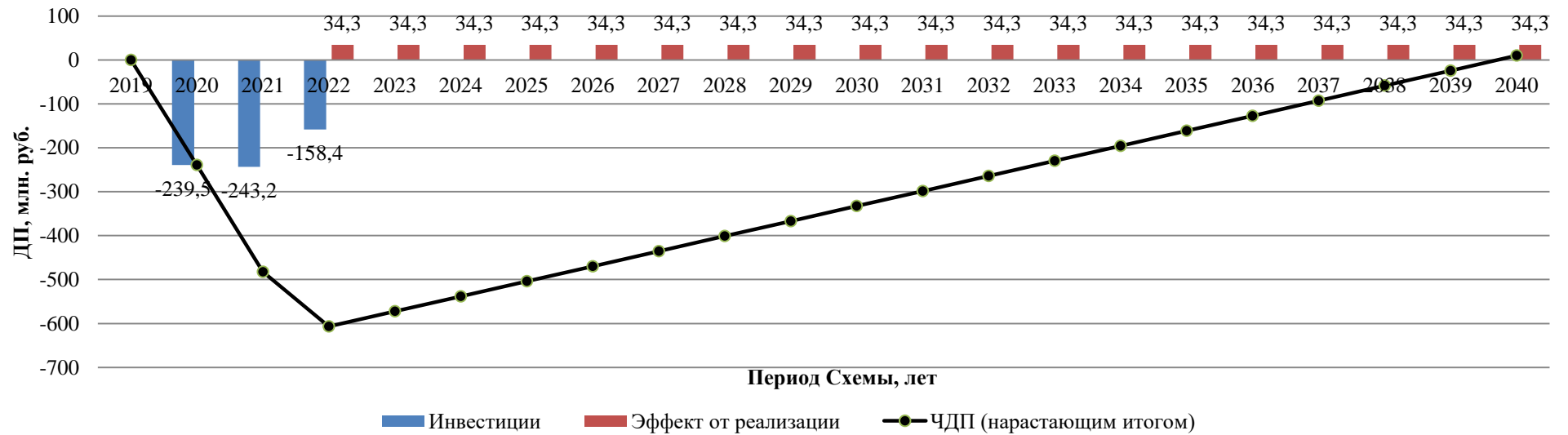


Рисунок 27 – Простой срок окупаемости мероприятий Варианта 2 для Центральной ТЭЦ (Транспорт)

Простой срок окупаемости инвестиций в Вариант 1 составляет более 13,5 лет. При этом Окупаемость инвестиций в Центральную ТЭЦ превышает 15 лет, а в новую газовую Куйбышевскую котельную 9 лет. Более короткий срок окупаемости инвестиций в Куйбышевскую котельную объясняется более высоким уровнем существующего тарифа в зоне котельных ООО «СибЭнерго».

Простой срок окупаемости инвестиций в Вариант 2 составляет более 20 лет. Более длинный срок окупаемости Варианта 2 объясняется выбранной методикой сравнения Вариантов, предполагающей сохранение существующего уровня тарифа для конечного Потребителя в зоне Центральной ТЭЦ при условии ее расширения. Предполагается, что тариф для потребителей в существующей зоне КЦК (тариф ООО «СибЭнерго» будет снижен до уровня Центральной ТЭЦ (тариф ООО «ЭнергоТранзит»). Это обстоятельство приводит к снижению выручки и увеличению срока окупаемости.

В случае установления среднекотлового тарифа в расширяемой зоне Центральной ТЭЦ, который на 3,5% выше существующего тарифа ООО «ЭнергоТранзит», простой срок окупаемости инвестиций в Вариант 2 составит не более 14 лет.

Простой срок окупаемости не позволяет сделать однозначный выбор приоритетного Варианта.

2.1.5. Оценка ценовых последствий

В соответствии с п. 54 «в» Требований, выбор приоритетного Варианта перспективного развития систем теплоснабжения Центральной ТЭЦ и КЦК должен основываться на анализе ценовых (тарифных) последствий для потребителей.

Диаграмма осуществления безальтернативных первоочередных и среднесрочных мероприятий Центральной ТЭЦ приведена на рисунке.

Принято, что Амортизационные отчисления на вновь построенные объекты можно использовать на инвестирование. Амортизация начисляется только на среднесрочные мероприятия (строительство нового хозяйства резервного топлива, модернизация 4хПТВМ-100), срок амортизации принят 20 лет. Срок кредитования выбран - 10 лет с кредитной ставкой 11% годовых.

Эффекты от реализации безальтернативных мероприятий на Центральной ТЭЦ приведены в таблице

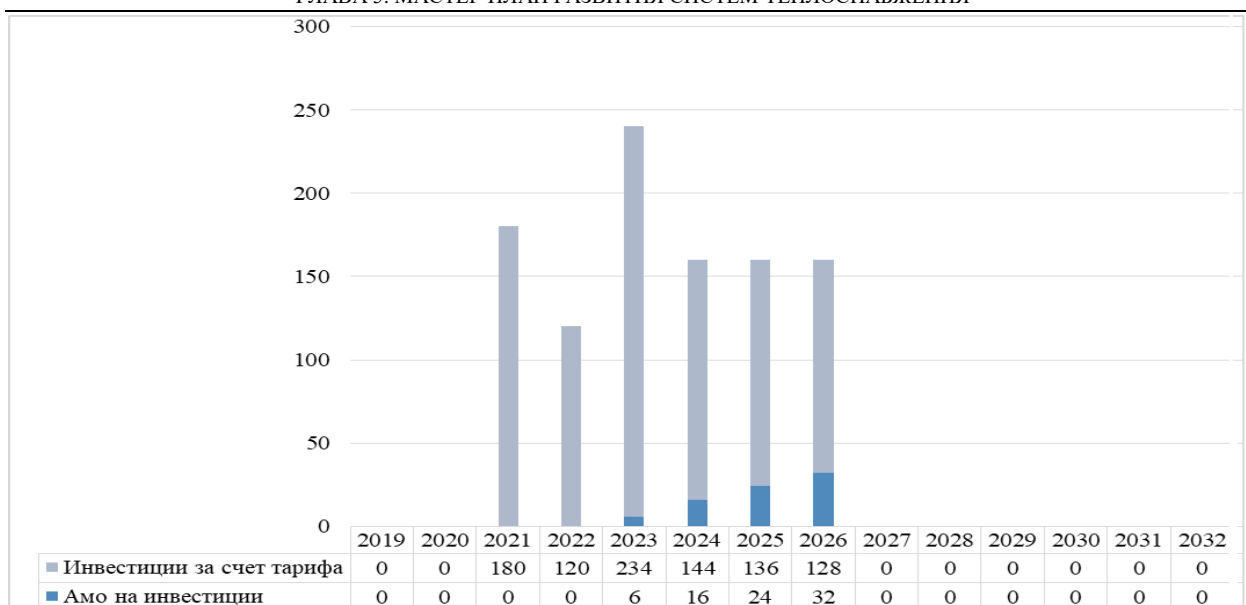


Рисунок 28 – Инвестиции в безальтернативные мероприятия на Центральной ТЭЦ

График погашения инвестиций ниже (погашение инвестиций – прибыль на инвестиции в тарифе). Темным показана часть тела кредита, погашаемая из амортизационной составляющей

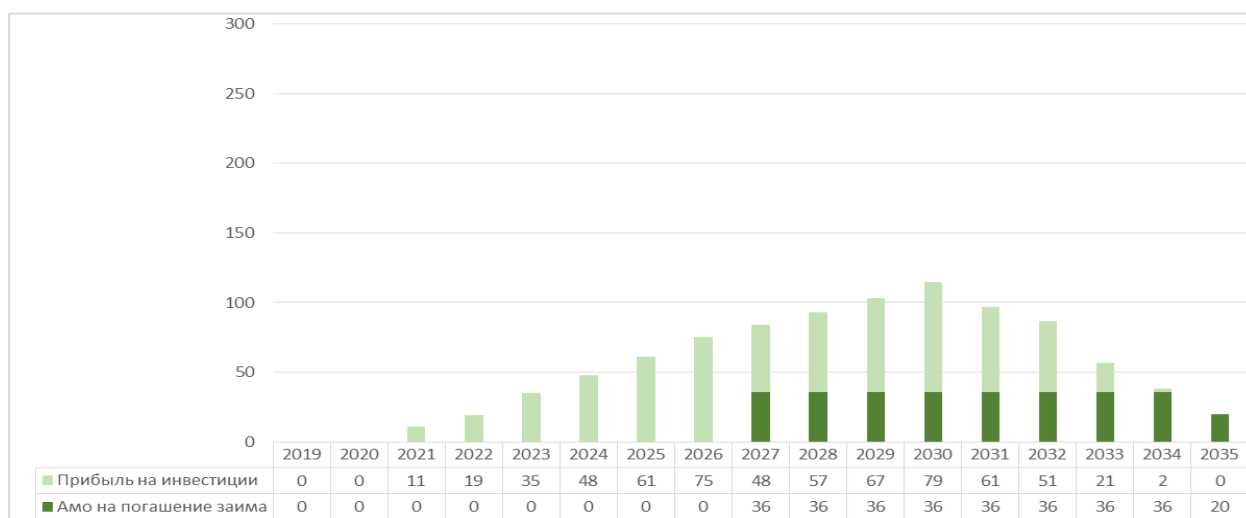


Рисунок 29 – График погашения инвестиций в безальтернативные мероприятия на Центральной ТЭЦ

Таблица 13 – Эффекты от реализации безальтернативных мероприятий на Центральной ТЭЦ

Статьи затрат	Размерность	Значение	Комментарий
Сумма по проекту Центральной ТЭЦ безальтернативные мероприятия до 2023 года			
Всего капитальные затраты в текущих ценах	млн. руб.	1020,0	Безальтернативные мероприятия
Проценты по кредиту	млн. руб.	725,0	Кредит (для примера) принят со сроком кредита 10 лет со ставкой 11%
Инвестиционная составляющая в тарифе (прибыль на инвестиции)	млн. руб.	634,0	
Амортизация, потраченная на финансирование проекта	млн. руб.	386,0	
Амортизация сохраненная	млн. руб.	196,0	
Полезный отпуск	тыс. Гкал	-	Для рассмотрения эффекта не изменялся (принят на уровне 2019 года)
Теплопотери	тыс. Гкал	-	
Сырьё, материалы	млн. руб.	-	Сокращение по данной статье не предусматривается
Ремонт основных средств	млн. руб.	-	Сокращение по данной статье не предусматривается
Оплата труда	млн. руб.	- 39,0	Сокращение на 20% за счет вывода оборудования из эксплуатации
Подряд производственный	млн. руб.	-	Сокращение по данной статье не предусматривается
Арендная плата	млн. руб.	-34,0	Сокращение на 50% за счет вывода оборудования из эксплуатации
Электроэнергия	тыс. кВт*ч.	+ 6100,0	Увеличение в результате отказа от собственной генерации в летнее время
Электроэнергия	млн. руб.	+ 8,5	Увеличение в результате отказа от собственной генерации в летнее время
Топливо	Тыс. т.у.т.	- 3,42	Сокращение в результате снижения общестанционного УРУТ на ОТЭ до 174,65 кг у.т./Гкал
Топливо	млн. руб.	-14,19	Сокращение в результате снижения общестанционного УРУТ на ОТЭ до 174,65 кг у.т./Гкал
Хим.очищенная вода	тыс.м3	-	Сокращение по данной статье не предусматривается
Хим.очищенная вода	млн. руб.	-	Сокращение по данной статье не предусматривается

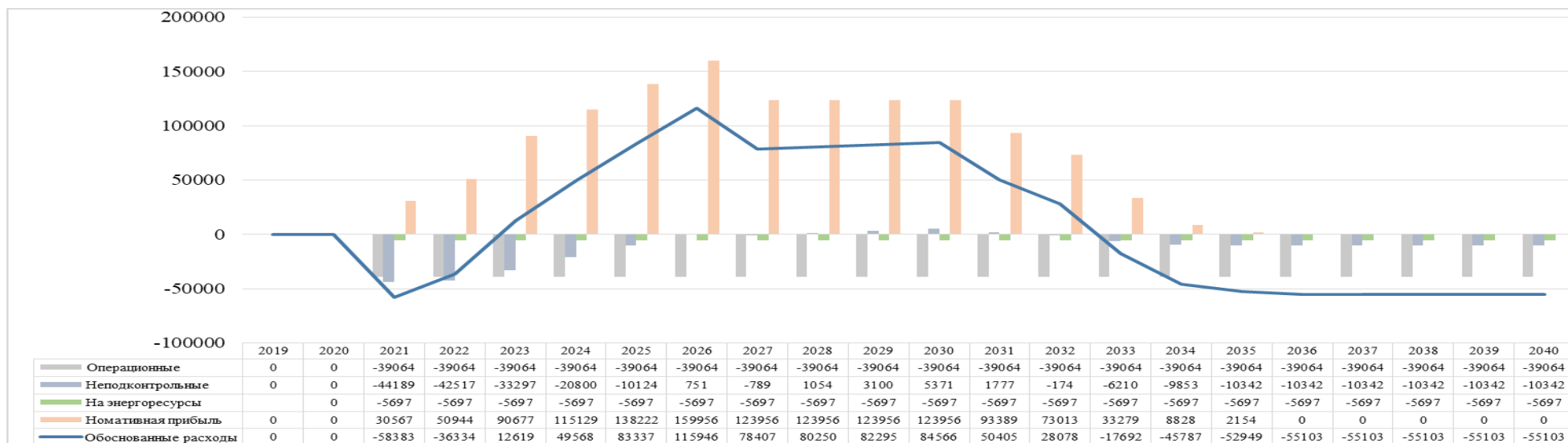


Рисунок 30 – Изменение расходов на Центральной ТЭЦ в результате реализации безальтернативных мероприятий



Рисунок 31 – Изменение НВВ (по обоснованным расходам) в результате реализации безальтернативных мероприятий на Центральной ТЭЦ

Дальнейшее развитие ТЭЦ связано с выбором как вариантов развития самой ТЭЦ, так и с вариантом изменения (сохранения) ее зоны теплоснабжения.

В Вариантах предполагается вывод генерирующего оборудования Центральной ТЭЦ из эксплуатации в 2029 году, с замещением базовой водогрейной котельной.

Установленная мощность базовой водогрейной котельной определяется вариантом изменения (сохранения) зоны теплоснабжения Центральной ТЭЦ:

- 150 Гкал/ч – при сохранении существующей зоны (без переключения зоны котельной КЦК);
- 200 Гкал/ч – при увеличении зоны теплоснабжения путем включения зоны КЦК в 2022 году;

Диаграмма осуществления безальтернативных мероприятий и мероприятий Варианта 1 для Центральной ТЭЦ приведена на рисунке.

Принято, что Амортизационные отчисления на вновь построенные объекты можно использовать на инвестирование. Срок амортизации принят 20 лет.

Срок кредитования выбран - 10 лет с кредитной ставкой 11% годовых.

Эффекты о реализации мероприятий Варианта 1 на Центральной ТЭЦ (дополнительно к эффектам безальтернативных мероприятий) приведены в таблице.

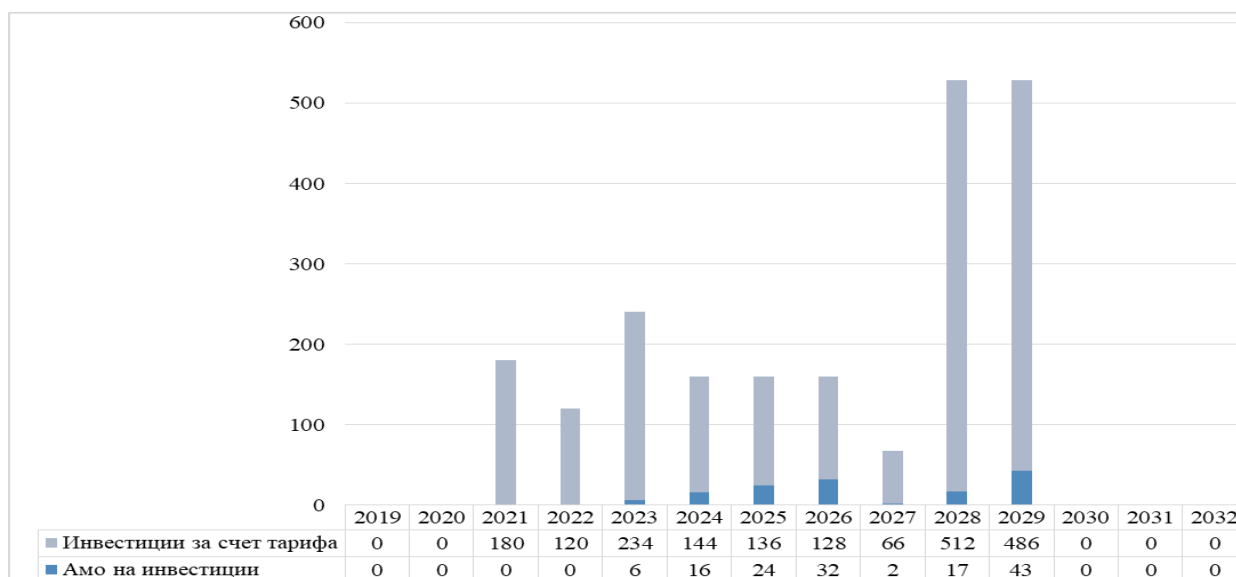


Рисунок 32 – Инвестиции в безальтернативные мероприятия и мероприятия Варианта 1 на Центральной ТЭЦ

График погашения инвестиций ниже (погашение инвестиций – прибыль на инвестиции в тарифе).

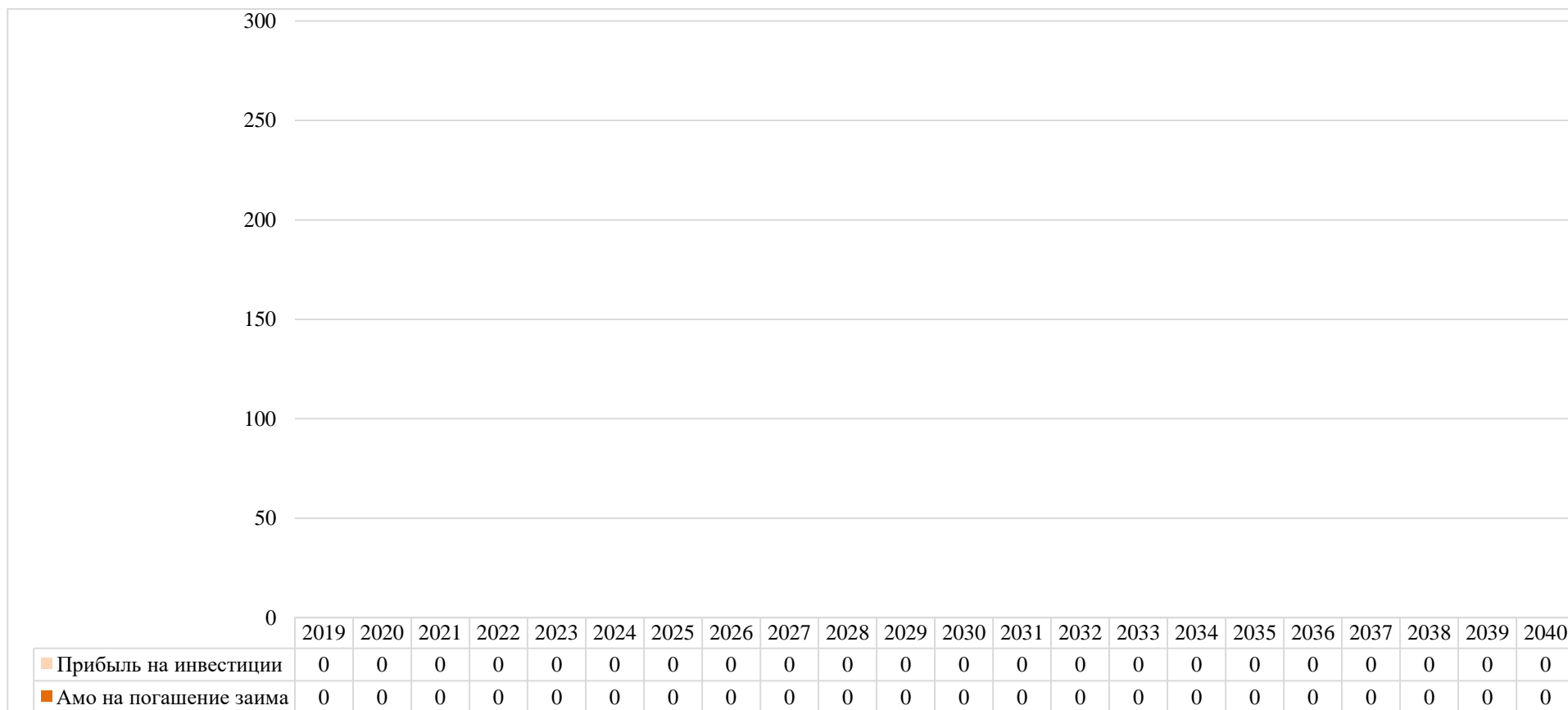


Рисунок 33 – График погашения инвестиций в безальтернативные мероприятия и мероприятия Варианта 1 на Центральной ТЭЦ

Таблица 14 – Эффекты от реализации мероприятий Варианта 1 на Центральной ТЭЦ (в дополнение к безальтернативным)

Статьи затрат	Размерность	Значение	Комментарий
Сумма по проекту Центральной ТЭЦ Мероприятия Варианта 1 (без присоединения КЦК)			
Всего капитальные затраты в текущих ценах	млн. руб.	1125,0	Строительство базовой котельной 150 Гкал/ч
Проценты по кредиту	млн. руб.	742,0	Кредит (для примера) принят со сроком кредита 10 лет со ставкой 11%
Инвестиционная составляющая в тарифе (прибыль на инвестиции)	млн. руб.	557,0	
Амортизация, потраченная на финансирование проекта	млн. руб.	568,0	
Амортизация сохраненная	млн. руб.	169,0	
Полезный отпуск	тыс. Гкал	-	Для рассмотрения эффекта не изменялся (принят на уровне 2019 года)
Теплопотери	тыс. Гкал	-	
Сырьё, материалы	млн. руб.	- 7,5	Сокращение на 50% за счет вывода из эксплуатации энергетических котлов
Ремонт основных средств	млн. руб.	- 45,8	Вместо существующих объемов средств на ремонт (85,79 млн. руб.), 2% в год на ремонт от стоимости основных фондов (суммарных по базовому и Варианту 1)
Оплата труда	млн. руб.	- 123,0	ФОТ 2019 г. – 195,32 млн. руб. ФОТ 2029 г. – 33,45 млн. руб. (46 чел.)
Подряд производственный	млн. руб.	-	Сокращение по данной статье не предусматривается
Арендная плата	млн. руб.	-34,0	Сокращение 100% за счет вывода оборудования из эксплуатации
Электроэнергия	млн. кВт*ч.	+ 47,03	Увеличение в результате отказа от собственной генерации
Электроэнергия	млн. руб.	+ 188,0	Увеличение в результате отказа от собственной генерации и покупке ЭЭ с розничного рынка
Топливо	Тыс. т.у.т.	- 12,5	Сокращение в результате снижения общестанционного УРУТ на ОТЭ до 165,0 кг у.т./Гкал
Топливо	млн. руб.	-51,8	Сокращение в результате снижения общестанционного УРУТ на ОТЭ до 165,0 кг у.т./Гкал
Хим.очищенная вода	тыс.м3	-	Сокращение по данной статье не предусматривается
Хим.очищенная вода	млн. руб.	-	Сокращение по данной статье не предусматривается

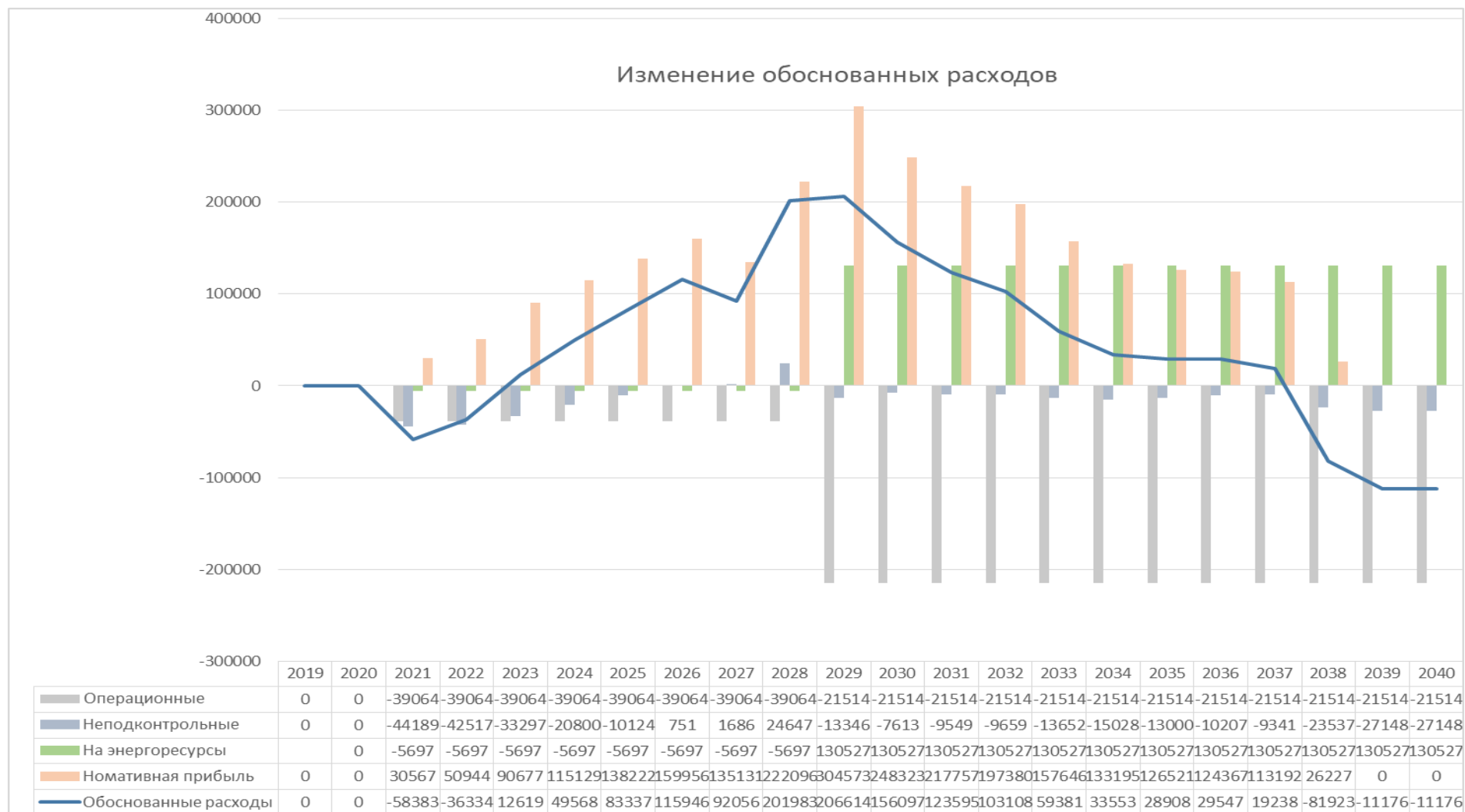


Рисунок 34. Изменение расходов на Центральной ТЭЦ в результате реализации безальтернативных мероприятий и мероприятий Варианта 1

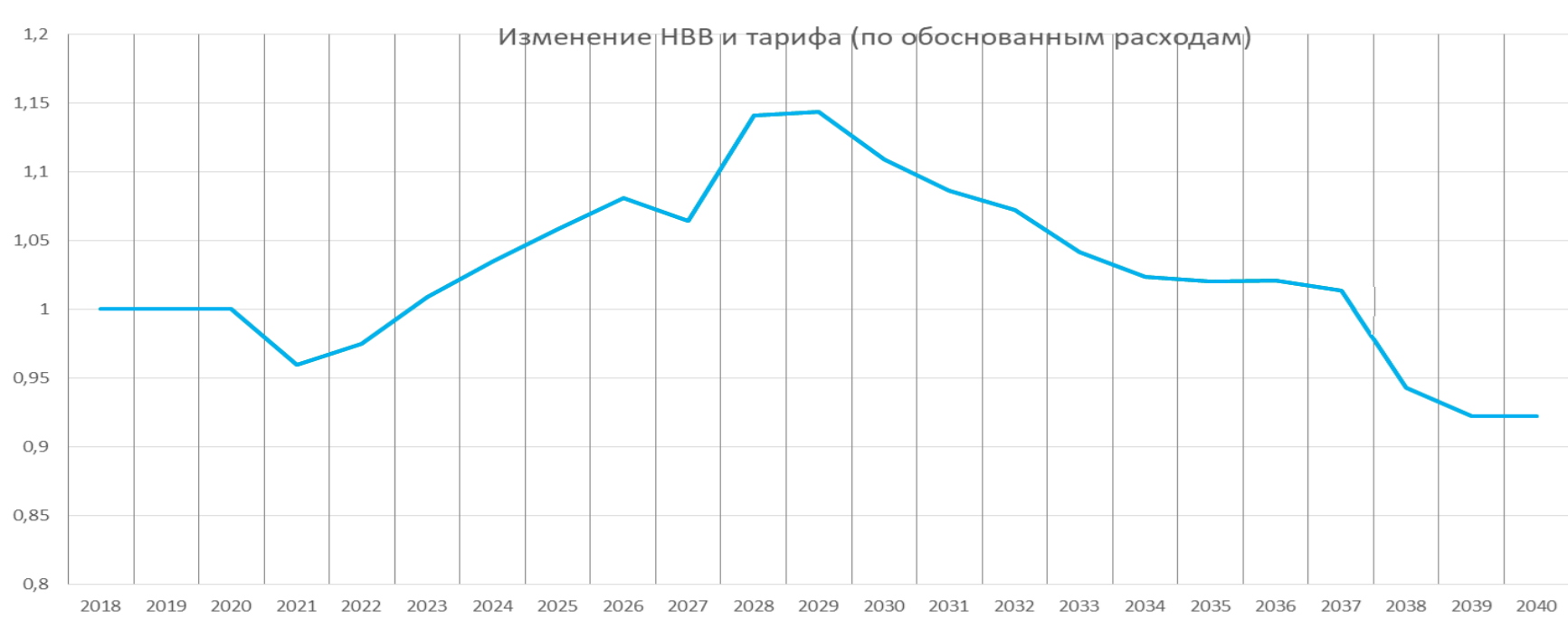


Рисунок 35. НВВ Центральной ТЭЦ согласно Варианту 1

Диаграмма осуществления безальтернативных мероприятий и мероприятий Варианта 2 приведена на рисунке.

Принято, что Амортизационные отчисления на вновь построенные объекты можно использовать на инвестирование. Срок амортизации принят 20 лет. Срок кредитования выбран - 10 лет с кредитной ставкой 11% годовых.

Эффекты о реализации мероприятий Варианта 2 на Центральной ТЭЦ (дополнительно к эффектам безальтернативных мероприятий) приведены в таблице.

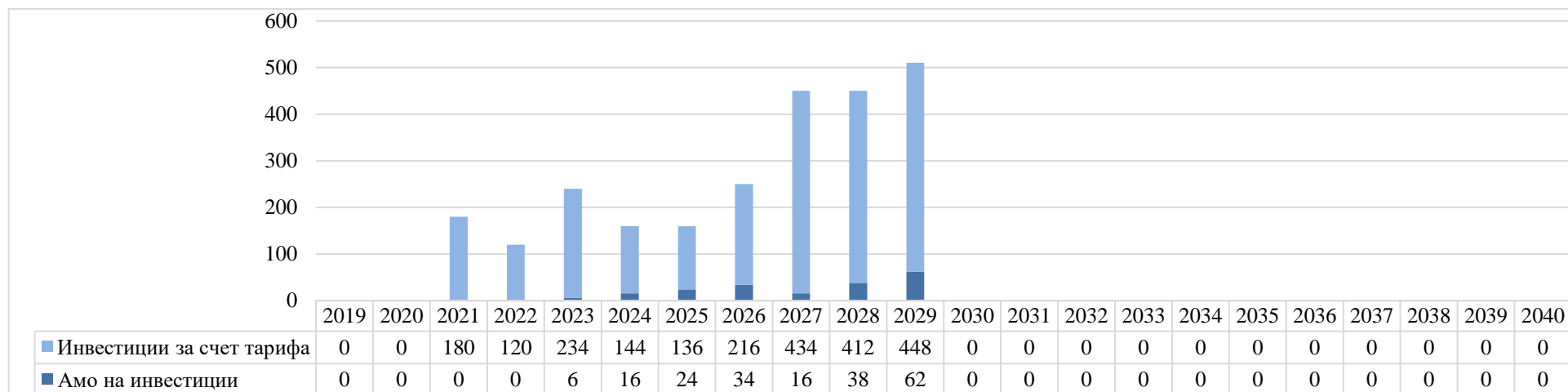


Рисунок 36 – Инвестиции в безальтернативные мероприятия и мероприятия Варианта 2 на Центральной ТЭЦ

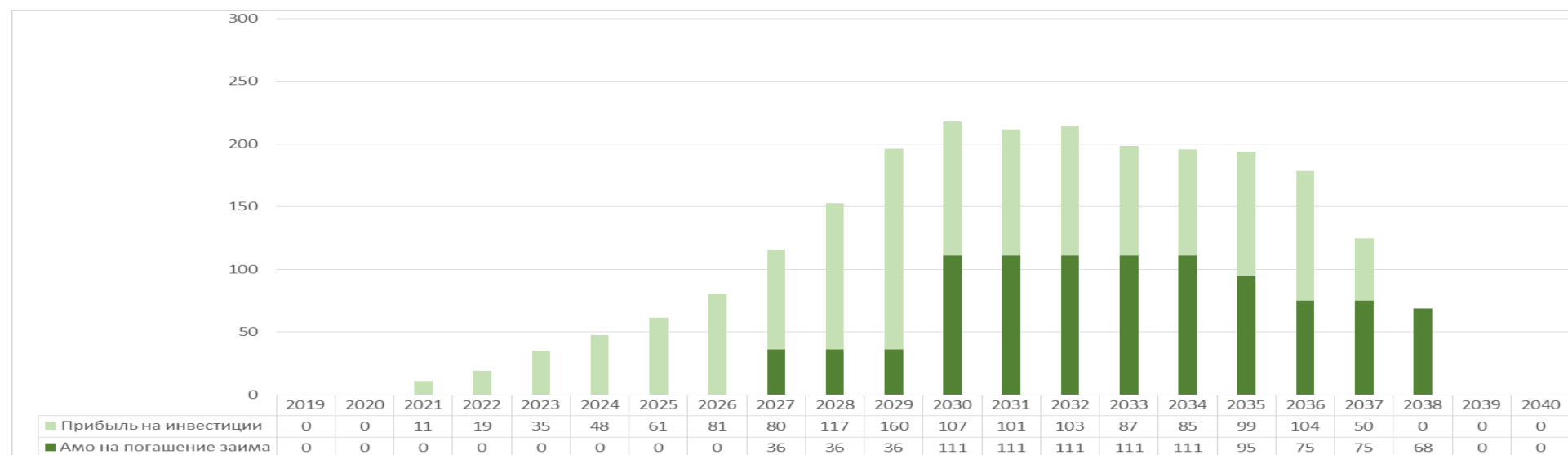


Рисунок 37 – График погашения инвестиций в безальтернативные мероприятия и мероприятия Варианта 2 на Центральной ТЭЦ

Таблица 15 – Эффекты от реализации мероприятий Варианта 2 на Центральной ТЭЦ (в дополнение к безальтернативным)

Статьи затрат	Размерность	Значение	Комментарий
Сумма по проекту Центральной ТЭЦ Мероприятия Варианта 2 (присоединение КЦК)			
Всего капитальные затраты в текущих ценах	млн. руб.	1500,0	Строительство базовой котельной 200 Гкал/ч
Проценты по кредиту	млн. руб.	964,0	Кредит (для примера) принят со сроком кредита 10 лет со ставкой 11%
Инвестиционная составляющая в тарифе (прибыль на инвестиции)	млн. руб.	713,0	
Амортизация, потраченная на финансирование проекта	млн. руб.	787,0	
Амортизация сохраненная	млн. руб.	245,0	
Полезный отпуск	тыс. Гкал	-130,0	Прирост за счет подключения зоны КЦК
Теплопотери	тыс. Гкал	-	
Сырьё, материалы	млн. руб.	- 7,5	Сокращение на 50% за счет вывода из эксплуатации энергетических котлов
Ремонт основных средств	млн. руб.	- 45,8	Вместо существующих объемов средств на ремонт (85,79 млн. руб.), 2% в год на ремонт от стоимости основных фондов (суммарных по базовому и Варианту 1)
Оплата труда	млн. руб.	- 123,0	ФОТ 2019 г. – 195,32 млн. руб. ФОТ 2029 г. – 33,45 млн. руб. (46 чел.)
Подряд производственный	млн. руб.	-	Сокращение по данной статье не предусматривается
Арендная плата	млн. руб.	-34,0	Сокращение 100% за счет вывода оборудования из эксплуатации
Электроэнергия	млн. кВт*ч.	+ 61,96	Увеличение в результате отказа от собственной генерации
Электроэнергия	млн. руб.	+ 226,9	Увеличение в результате отказа от собственной генерации и покупке ЭЭ с розничного рынка
Топливо	Тыс. т.у.т.	+55,44	Увеличение в результате увеличения отпуска с коллекторов с учетом снижения общестанционного УРУТ на ОТЭ до 165,0 кг у.т./Гкал
Топливо	млн. руб.	+ 22,983	Увеличение в результате увеличения отпуска с коллекторов с учетом снижения общестанционного УРУТ на ОТЭ до 165,0 кг у.т./Гкал
Хим.очищенная вода	тыс.м3	-	Сокращение по данной статье не предусматривается
Хим.очищенная вода	млн. руб.	-	Сокращение по данной статье не предусматривается

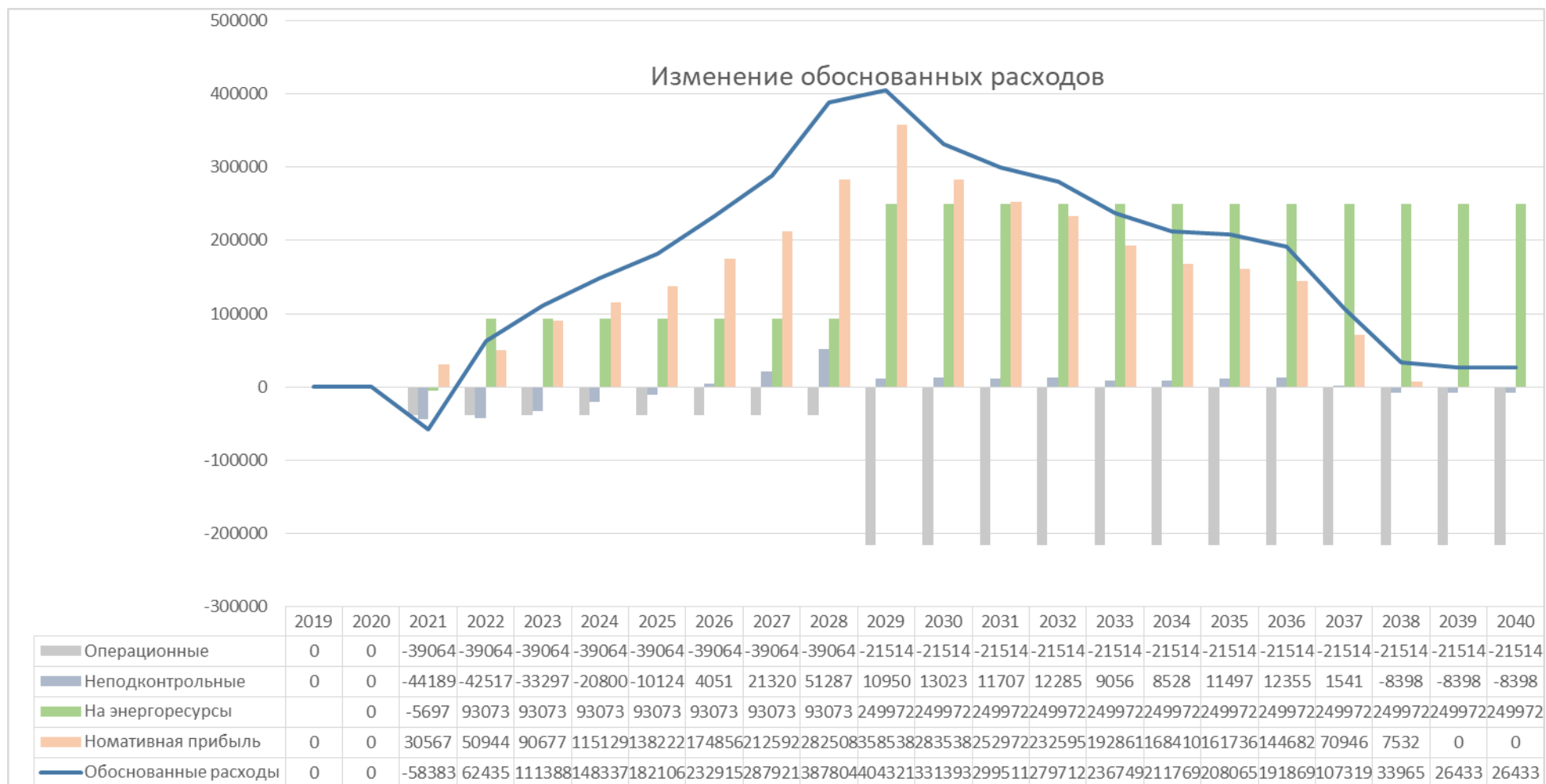


Рисунок 38. Изменение расходов на Центральной ТЭЦ в результате реализации безальтернативных мероприятий и мероприятий Варианта 2

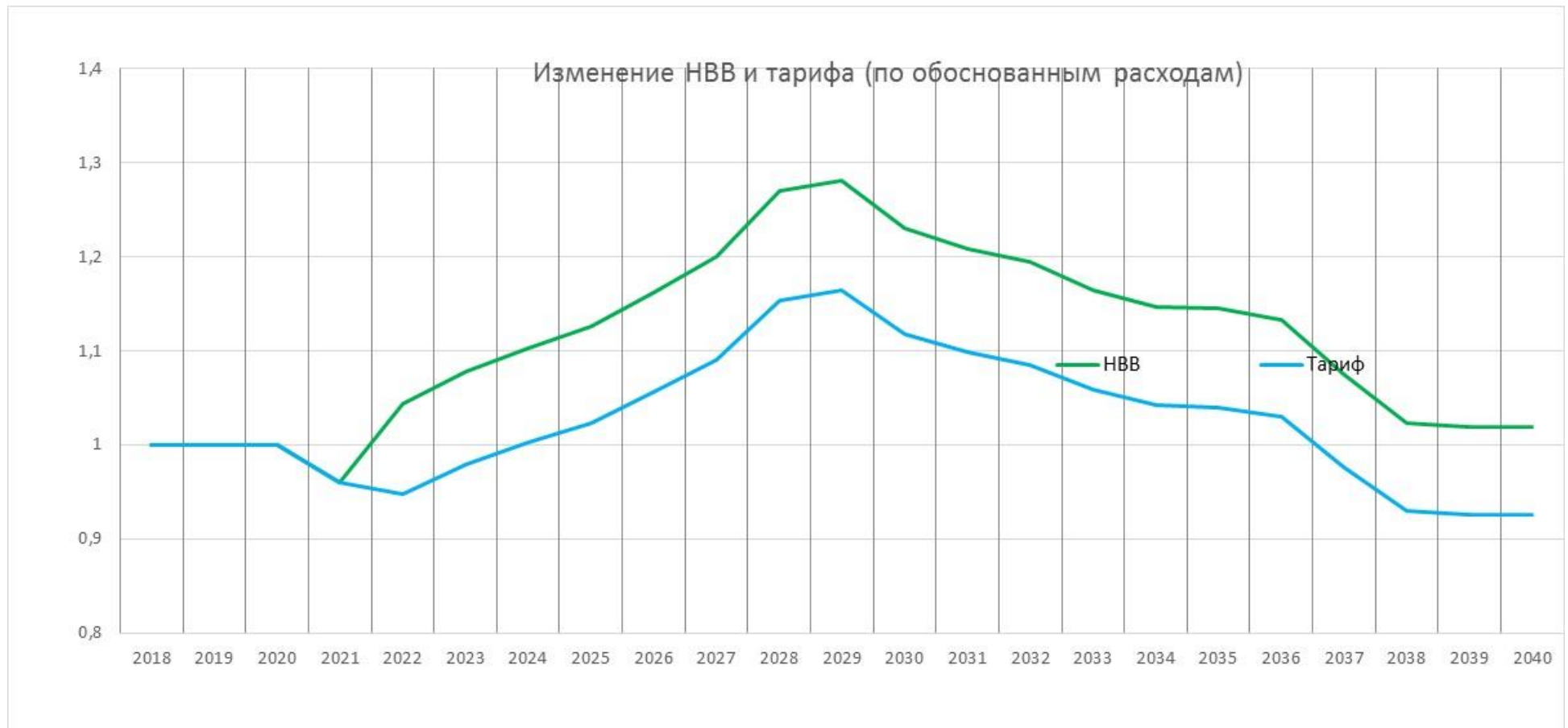


Рисунок 39. Изменение НВВ и тарифа Центральной ТЭЦ (производство) для Варианта 2

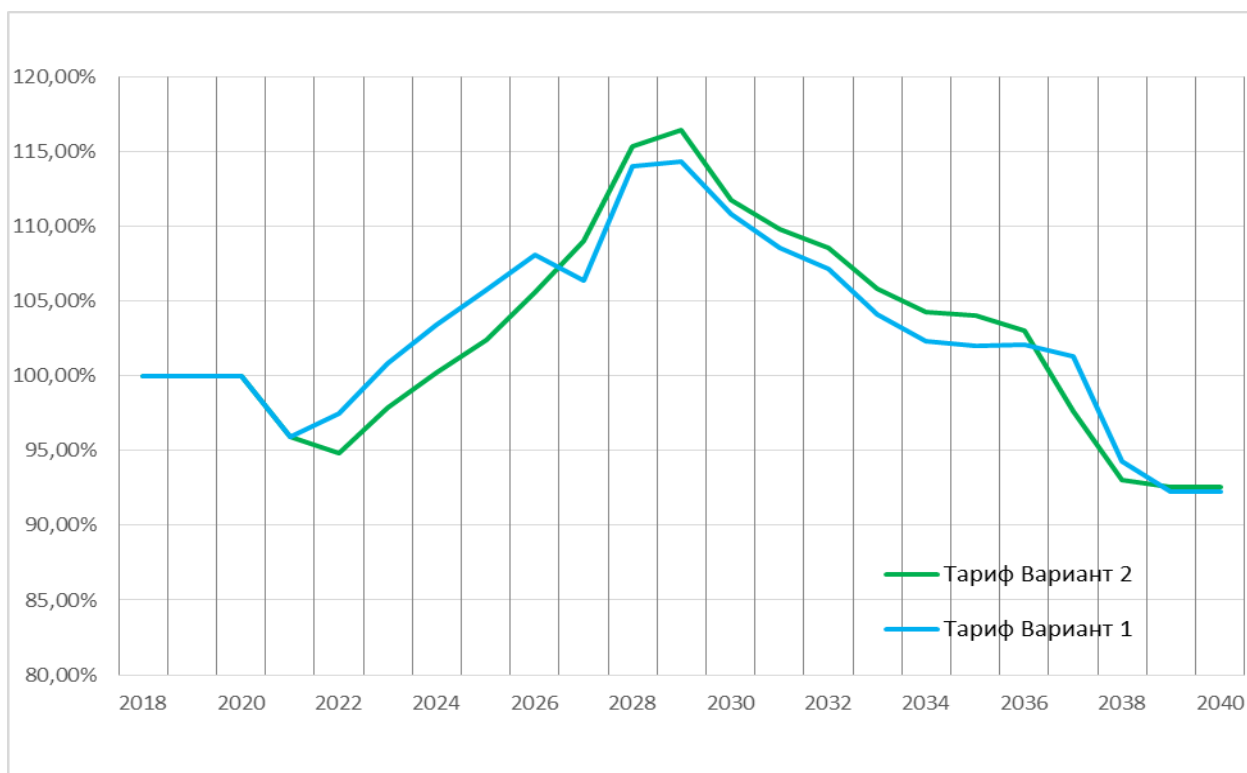


Рисунок 40. Сравнение тарифов ЦТЭЦ при сохранении зоны (вариант 1 и при присоединении зоны КЦК

Сравнение тарифов само по себе не позволяет сделать вывод о преимуществе одного из вариантов.

Производство тепловой энергии на Новой газовой котельной (Вариант 1)

В случае сохранения существующей зоны теплоснабжения Центральной ТЭЦ, для замещения Центральной Куйбышевской котельной предусматривается строительство Новой газовой котельной.

Диаграмма осуществления безальтернативных мероприятий и мероприятий Варианта 1 приведена на рисунке.

Принято, что Амортизационные отчисления на вновь построенные объекты можно использовать на инвестирование. Срок амортизации принят 15 лет.

Максимальным удельное НВВ становится в 2022 году (2164,7 руб./Гкал) после чего к 2032 году снижается до 1108,32 руб./Гкал. После завершения инвестиционного процесса удельное НВВ на новой котельной КЦК будет составлять 72,6% от старой котельной.

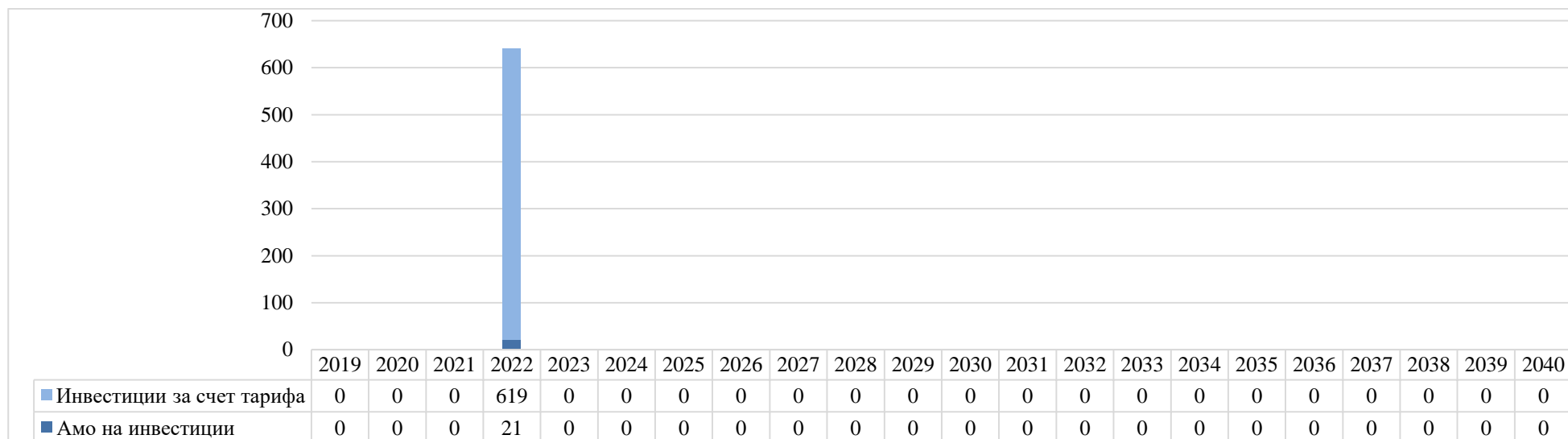


Рисунок 41 – Инвестиции в строительство новой газовой Куйбышевской котельной по Варианту 1

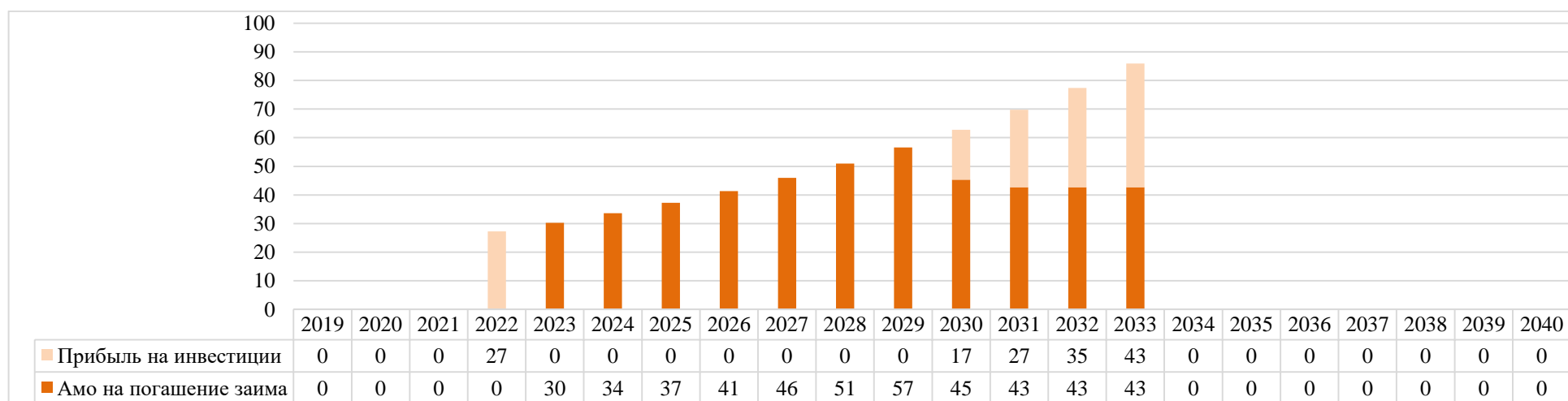


Рисунок 42 – График погашения инвестиций в строительство новой газовой Куйбышевской котельной по Варианту 1

Таблица 16 – Эффекты от строительства новой газовой Куйбышевской котельной по Варианту 1

Статьи затрат	Размерность	Значение	Комментарий
Сумма по проекту Новой газовой котельной			
Всего капитальные затраты в текущих ценах	млн. руб.	640,0	Строительство новой Куйбышевской котельной 80 Гкал/ч
Проценты по кредиту	млн. руб.	525,0	Кредит (для примера) принят со сроком кредита 12 лет со ставкой 11%
Инвестиционная составляющая в тарифе (прибыль на инвестиции)	млн. руб.	150,0	
Амортизация, потраченная на финансирование проекта	млн. руб.	491,0	
Амортизация сохраненная	млн. руб.	149,0	
Полезный отпуск	тыс. Гкал	-21,0	Снижение отпуска с коллекторов за счет отключения потребителей категории «Прочие» и снижения потерь в ТС
Теплопотери	тыс. Гкал	-	
Сырьё, материалы	млн. руб.	- 5,3	
Ремонт основных средств	млн. руб.	-8,5	Вместо существующих объемов средств на ремонт 2% в год на ремонт от стоимости основных фондов
Оплата труда	млн. руб.	- 57,5	
Подряд производственный	млн. руб.	-19,3	
Арендная плата	млн. руб.	-	Сокращение по данной статье не предусматривается
Электроэнергия	млн. кВт*ч.	-4,0	Увеличение в результате отказа от собственной генерации
Электроэнергия	млн. руб.	-17,0	Увеличение в результате отказа от собственной генерации и покупке ЭЭ с розничного рынка
Топливо	Тыс. т.у.т.	-11,2	Снижения УРУТ на ОТЭ до 156,0 кг у.т./Гкал
Топливо	млн. руб.	+ 23,7	Переход на более дорогое топливо (природный газ)
Хим.очищенная вода	тыс.м3	-	Сокращение по данной статье не предусматривается
Хим.очищенная вода	млн. руб.	-	Сокращение по данной статье не предусматривается

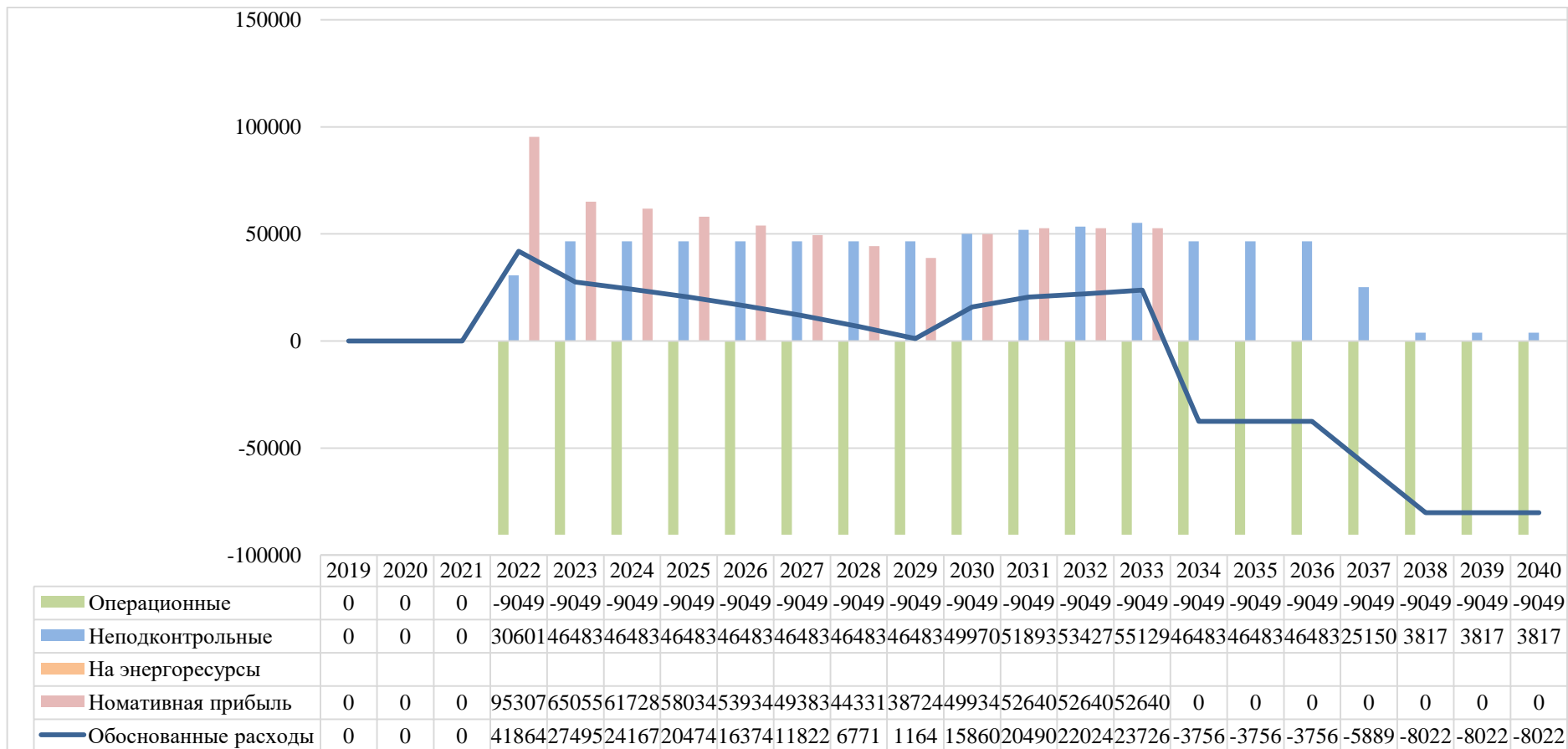


Рисунок 43. Изменение расходов на КЦК в результате строительства новой газовой Куйбышевской котельной по Варианту 1

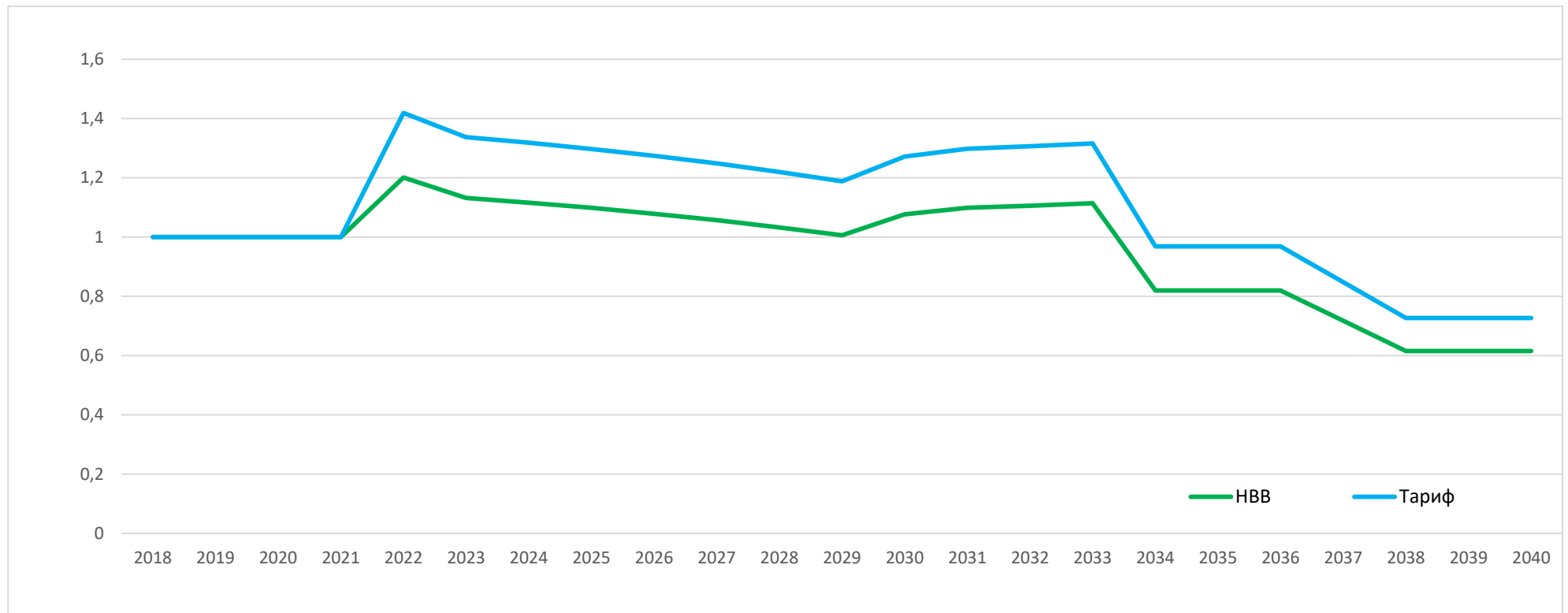


Рисунок 44. Изменение НВВ и НВВ/ПО КЦК для Варианта 1

Вариант 2 предполагает расширение зоны действия Центральной ТЭЦ путем включения в нее зоны действия КЦК, и требует значительного сетевого строительства. Как следствие он приводит к изменению стоимости транспорта тепловой энергии для конечного потребителя.

Мероприятия по сетевому строительству, предусмотренные для Варианта 2 приведены в таблице.

Диаграмма осуществления мероприятий сетевого строительства для Варианта 2 приведена на рисунке.

Принято, что Амортизационные отчисления на вновь построенные объекты можно использовать на инвестирование. Срок амортизации принят 20 лет.

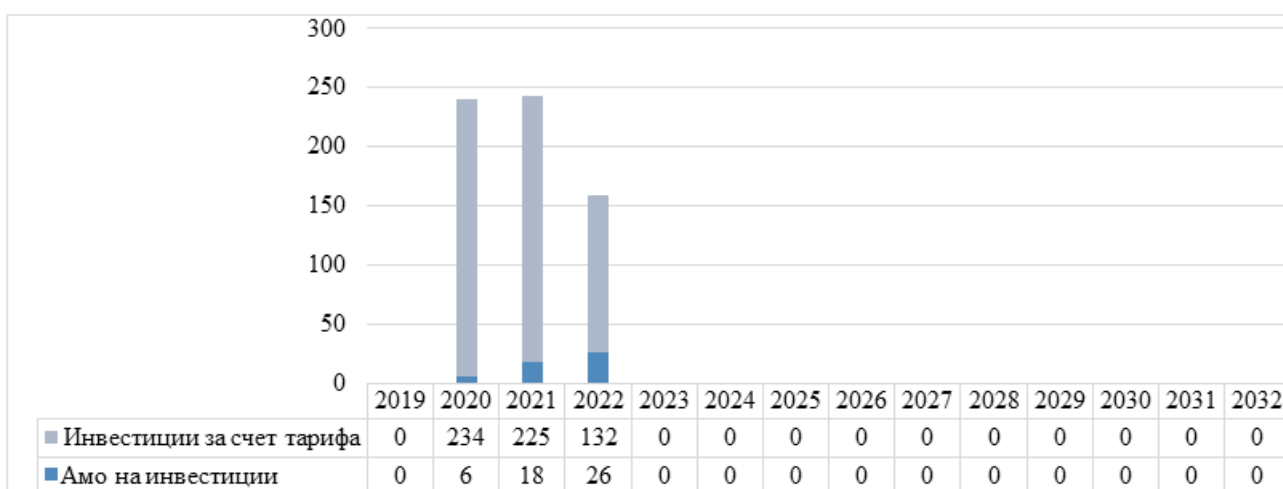


Рисунок 45 – Инвестиции в сетевое строительство по Варианту 2

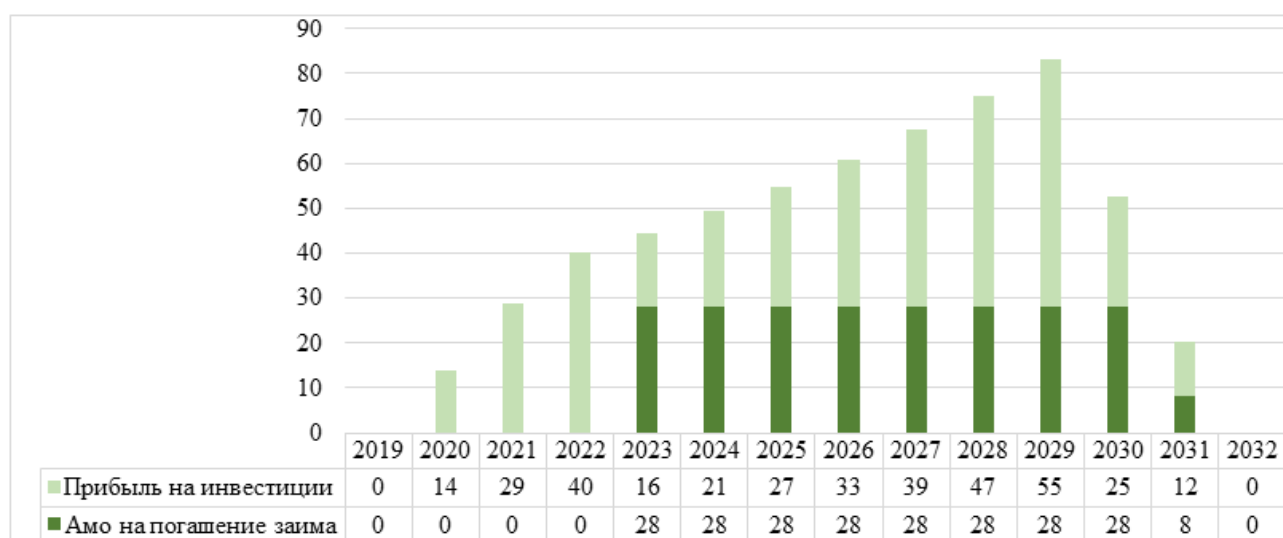


Рисунок 46 – График погашения инвестиций в сетевое строительство по Варианту 2

Таблица 17 – Эффекты в системе транспорта тепловой энергии от Центральной ТЭЦ по Варианту 2

Статьи затрат	Размерность	Значение	Комментарий
Сумма по проекту Новой газовой котельной			
Всего капитальные затраты в текущих ценах	млн. руб.	641,0	Строительство и реконструкция тепловых сетей
Проценты по кредиту	млн. руб.	412,0	Кредит принят со сроком кредита 12 лет со ставкой 11%
Инвестиционная составляющая в тарифе (прибыль на инвестиции)	млн. руб.	357,0	
Амортизация, потраченная на финансирование проекта	млн. руб.	284,0	
Амортизация сохраненная	млн. руб.	345,0	
Полезный отпуск	тыс. Гкал	+106,0	Прирост за счет переключения зоны КЦК
Теплопотери	тыс. Гкал	+19,0	Прирост за счет тепловых сетей в зоне КЦК и реконструированных участков для подключения
Сырьё, материалы	млн. руб.	+9,0	Прирост за счет тепловых сетей в зоне КЦК и реконструированных участков для подключения
Ремонт основных средств	млн. руб.	+13,0	Прирост за счет тепловых сетей в зоне КЦК и реконструированных участков для подключения
Оплата труда	млн. руб.	+18,0	Прирост за счет тепловых сетей в зоне КЦК и реконструированных участков для подключения
Подряд производственный	млн. руб.	+33,0	Прирост за счет тепловых сетей в зоне КЦК и реконструированных участков для подключения
Арендная плата	млн. руб.	-	Сокращение по данной статье не предусматривается
Электроэнергия	млн. кВт*ч.		Сокращение по данной статье не предусматривается
Электроэнергия	млн. руб.		Сокращение по данной статье не предусматривается
Топливо	Тыс. т.у.т.	-	Сокращение по данной статье не предусматривается
Топливо	млн. руб.	-	Сокращение по данной статье не предусматривается
Хим.очищенная вода	тыс.м3	+34,0	
Хим.очищенная вода	млн. руб.	+1,0	

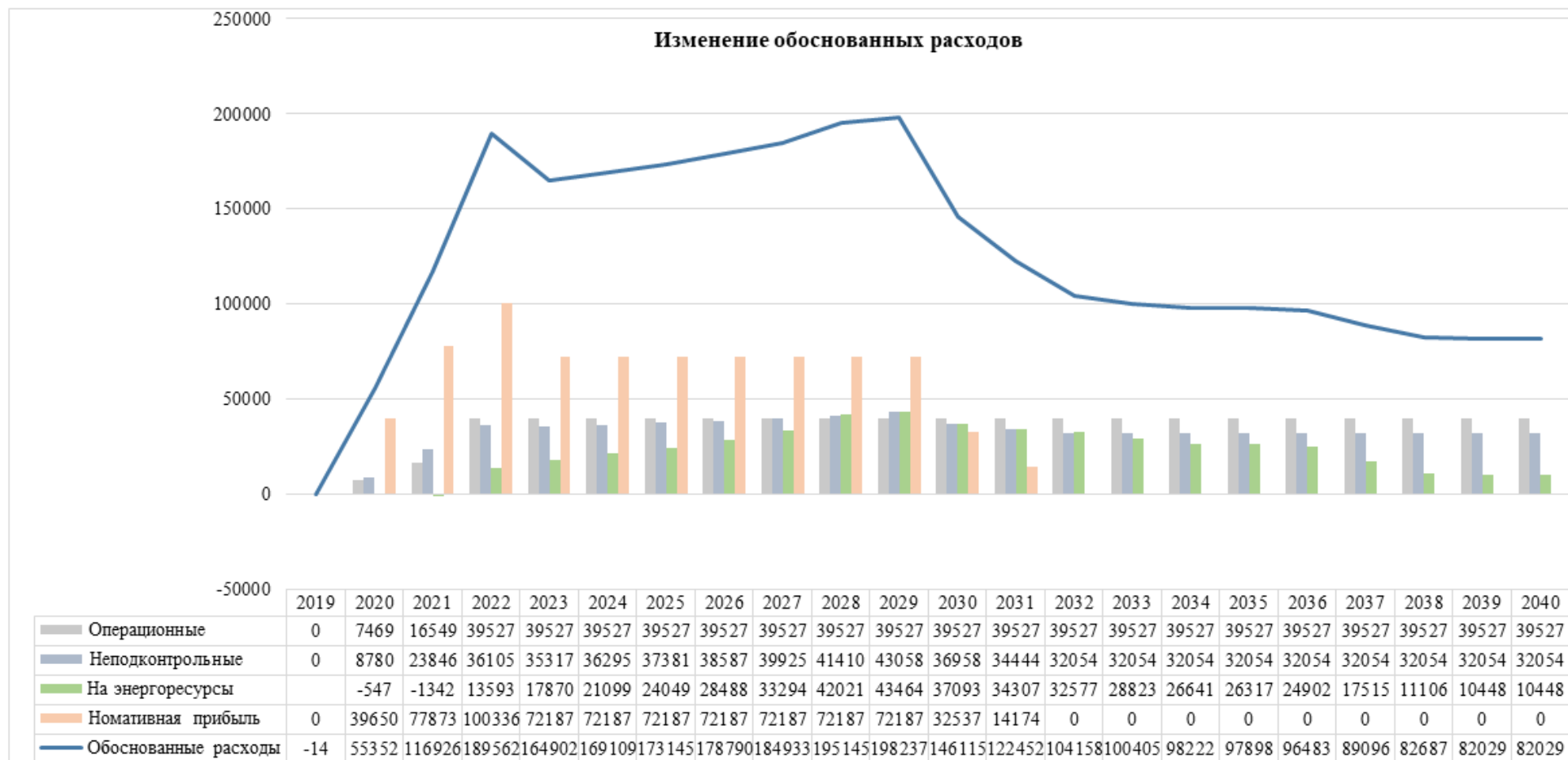


Рисунок 47. Изменение расходов на транспорт тепловой энергии в зоне Центральной ТЭЦ по Варианту 2

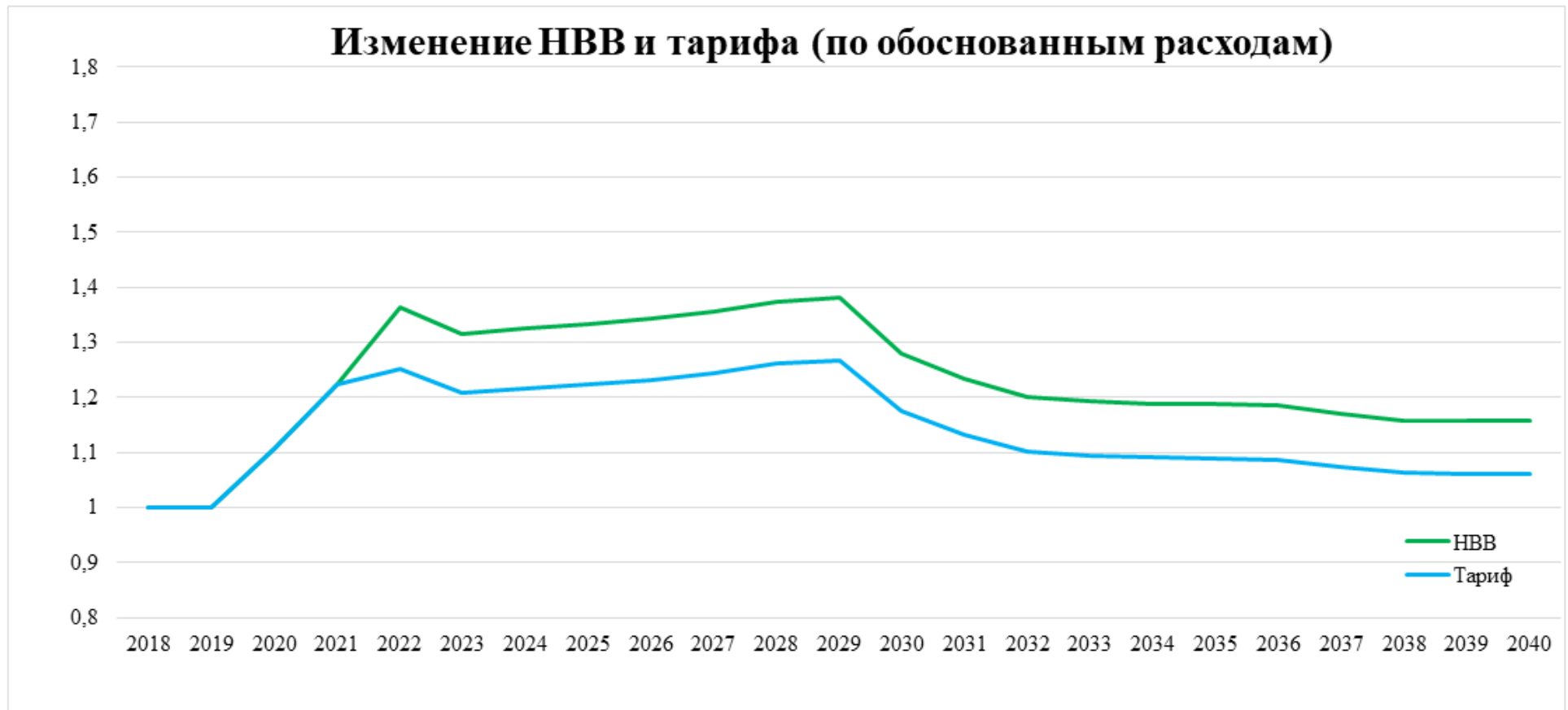


Рисунок 48. Изменение НВВ и тарифа в системе транспорта тепловой энергии в зоне Центральной ТЭЦ для Варианта 2

Как видно из диаграммы, тариф на транспорт тепловой энергии от ЦТЭЦ в результате строительства новых сетей для присоединения зоны КЦК будет вырастать на 25 – 26%, а после завершения инвестиционного процесса не опустится ниже 106% от существующего уровня.

Сравнительная оценка суммарной НВВ по зонам ЦТЭЦ и КЦК, а также «котловой» себестоимости тепловой энергии дана в следующей таблице, по данным которой видно некоторое преимущество Варианта 1 со строительством новой газовой КЦК вместо существующей КЦК при сохранении существующей зоны теплоснабжения от ЦТЭЦ.

На следующей диаграмме показано изменение котловых НВВ и расчетного экономически обоснованного тарифа для потребителей зон ЦТЭЦ и КЦК при реализации Варианта 1 со строительством новой газовой КЦК.

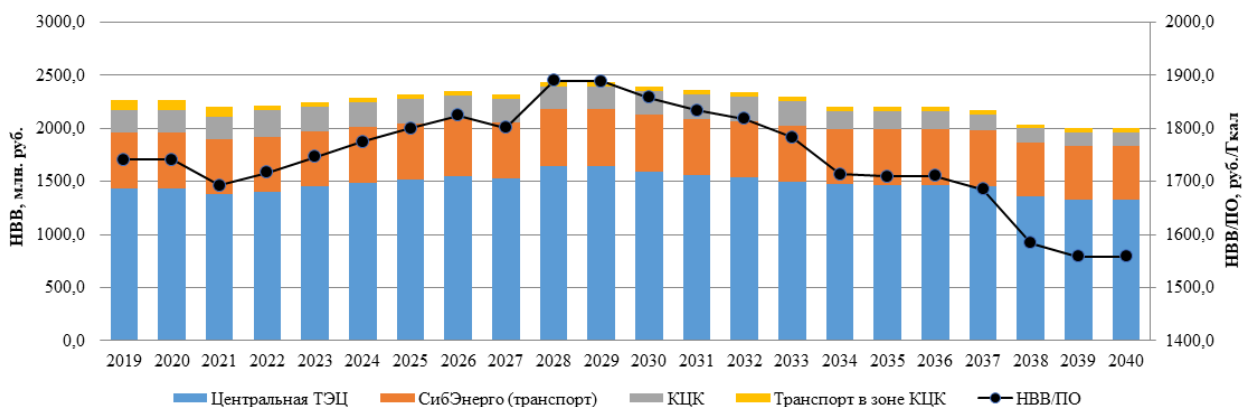


Рисунок 49. Изменение котловых НВВ и тарифа для потребителей в зоне ЦТЭЦ и КЦК при реализации Варианта 1

На следующей диаграмме показано изменение котловых НВВ и расчетного экономически обоснованного тарифа для потребителей зон ЦТЭЦ и КЦК при реализации Варианта 2 с присоединением зоны КЦК к ЦТЭЦ.

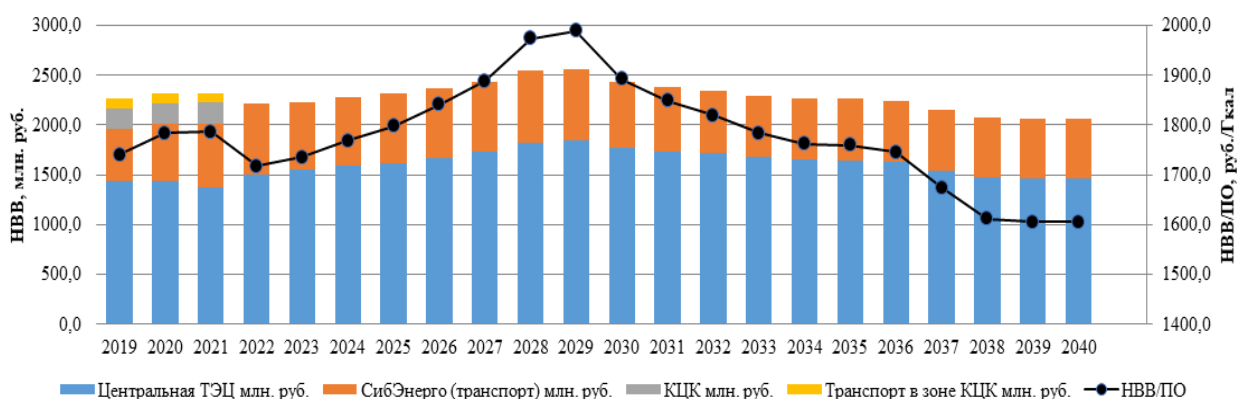


Рисунок 50. Изменение котловых НВВ и тарифа для потребителей в зоне ЦТЭЦ и КЦК при реализации Варианта 2

Ниже дана сравнительная оценка «котловой» расчетной стоимости тепловой энергии при реализации двух вариантов, свидетельствующая о некотором преимуществе Варианта 1 со строительством новой газовой КЦК и сохранением зоны ЦТЭЦ. Однако преимущество Варианта 1 на расчетный период не превышает 5%, что находится на уровне погрешности принятых в расчете допущений.

Увеличение стоимости строительства новой газовой Куйбышевской котельной на 20%, в значительной степени нивелирует преимущества Варианта 1.

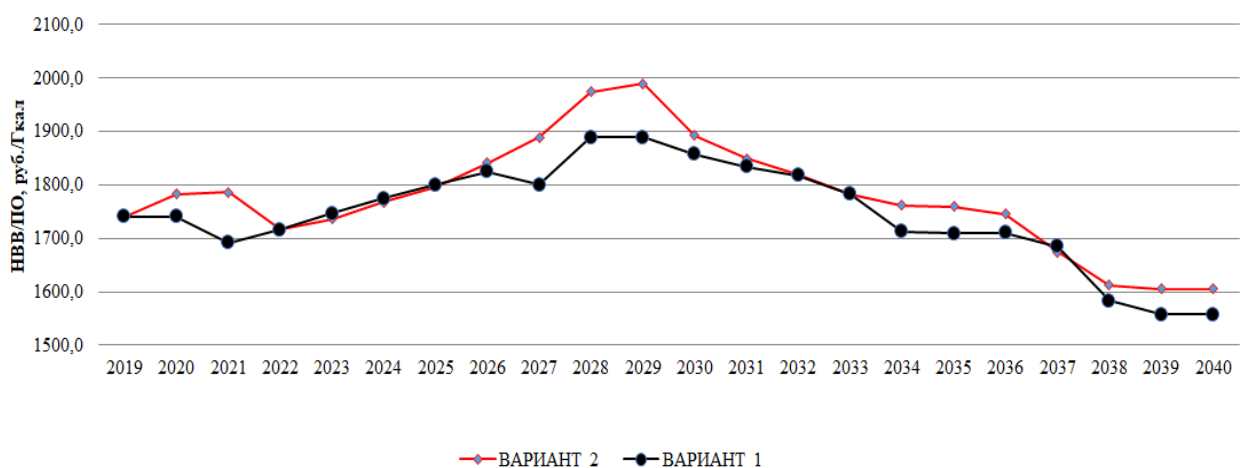


Рисунок 51. Сравнение котловых тарифов для потребителей в зоне ЦТЭЦ и КЦК по вариантам

Таблица 18 – Изменение котловых НВВ и НВВ/ПО по Вариантам 1 и 2

Наименование показателя		Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
ВАРИАНТ 1																								
НВВ	Центральная ТЭЦ	млн. руб.	1437,9	1437,9	1379,5	1401,6	1450,5	1487,5	1521,2	1553,9	1530,0	1639,9	1644,5	1594,0	1561,5	1541,0	1497,3	1471,5	1466,8	1467,5	1457,2	1356,0	1326,2	1326,2
	СибЭнерго (транспорт)	млн. руб.	521,0	521,0	516,2	518,0	522,0	525,0	527,8	530,4	528,5	537,5	537,9	533,7	531,1	529,4	525,8	523,7	523,3	523,4	522,5	514,3	511,8	511,8
	КЦК	млн. руб.	208,3	208,3	208,3	250,2	235,8	232,5	228,8	224,7	220,1	215,1	209,5	224,2	228,8	230,3	232,0	170,8	170,8	170,8	149,4	128,1	128,1	128,1
	Транспорт в зоне КЦК	млн. руб.	95,4	95,4	95,4	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0
	ВСЕГО		2262,6	2262,6	2199,5	2209,7	2248,3	2285,0	2317,8	2349,0	2318,6	2432,5	2431,9	2391,9	2361,4	2340,8	2295,2	2205,9	2200,9	2201,6	2169,1	2038,3	2006,1	2006,1
Полезный отпуск	СибЭнерго (транспорт)	тыс. Гкал	1181,5	1181,5	1181,5	1181,5	1181,5	1181,5	1181,5	1181,5	1181,5	1181,5	1181,5	1181,5	1181,5	1181,5	1181,5	1181,5	1181,5	1181,5	1181,5	1181,5	1181,5	1181,5
	КЦК	тыс. Гкал	118,2	118,2	118,2	105,9	105,9	105,9	105,9	105,9	105,9	105,9	105,9	105,9	105,9	105,9	105,9	105,9	105,9	105,9	105,9	105,9	105,9	105,9
	ВСЕГО	тыс. Гкал	1299,7	1299,7	1299,7	1287,4	1287,4	1287,4	1287,4	1287,4	1287,4	1287,4	1287,4	1287,4	1287,4	1287,4	1287,4	1287,4	1287,4	1287,4	1287,4	1287,4	1287,4	1287,4
НВВ/ПО		руб./Гкал	1740,9	1740,9	1692,3	1716,4	1746,4	1774,9	1800,4	1824,6	1801,0	1889,4	1889,0	1857,9	1834,2	1818,2	1782,8	1713,5	1709,6	1710,1	1684,9	1583,3	1558,2	1558,2
		%	0,0%	0,0%	-2,8%	-1,4%	0,3%	2,0%	3,4%	4,8%	3,5%	8,5%	8,5%	6,7%	5,4%	4,4%	2,4%	-1,6%	-1,8%	-1,8%	-3,2%	-9,1%	-10,5%	-10,5%
ВАРИАНТ 2																								
НВВ	Центральная ТЭЦ	млн. руб.	1437,9	1437,9	1379,5	1379,5	1549,3	1586,2	1620,0	1670,8	1725,8	1825,7	1842,2	1769,3	1737,4	1717,6	1674,7	1649,7	1646,0	1629,8	1545,2	1471,9	1464,3	1464,3
	СибЭнерго (транспорт)	млн. руб.	520,9	576,3	637,9	637,9	685,9	690,1	694,1	699,7	705,9	716,1	719,2	667,1	643,4	625,1	621,4	619,2	618,9	617,4	610,1	603,6	603,0	603,0
	КЦК	млн. руб.	208,3	208,3	208,3	208,3																		
	Транспорт в зоне КЦК	млн. руб.	95,4	95,4	95,4	95,4																		
	ВСЕГО	млн. руб.	2262,6	2318,0	2321,2	2321,2	2235,2	2276,3	2314,1	2370,6	2431,7	2541,8	2561,4	2436,4	2380,8	2342,7	2296,0	2268,9	2264,8	2247,2	2155,3	2075,5	2067,3	2067,3
Полезный отпуск	СибЭнерго (транспорт)	тыс. Гкал	1181,5	1181,5	1181,5	1181,5	1287,4	1287,4	1287,4	1287,4	1287,4	1287,4	1287,4	1287,4	1287,4	1287,4	1287,4	1287,4	1287,4	1287,4	1287,4	1287,4	1287,4	1287,4
	КЦК	тыс. Гкал	118,2	118,2	118,2	118,2																		
	ВСЕГО	тыс. Гкал	1299,7	1299,7	1299,7	1299,7	1287,4	1287,4	1287,4	1287,4	1287,4	1287,4	1287,4	1287,4	1287,4	1287,4	1287,4	1287,4	1287,4	1287,4	1287,4	1287,4	1287,4	1287,4
НВВ/ПО		руб./Гкал	1740,9	1783,5	1785,9	1717,3	1785,9	1768,1	1797,5	1841,4	1888,9	1974,4	1989,6	1892,5	1849,3	1819,7	1783,5	1762,4	1759,2	1745,5	1674,1	1612,2	1605,8	1605,8
		%	0,0%	2,4%	2,6%	-1,4%	-0,3%	1,6%	3,3%	5,8%	8,5%	13,4%	14,3%	8,7%	6,2%	4,5%	2,4%	1,2%	1,1%	0,3%	-3,8%	-7,4%	-7,8%	-7,8%

2.1.6. Оценка рисков

Оценка рисков призвана выявить определенные события или ситуации, способные негативно повлиять на реализацию запланированных мероприятий и/или достижение запланированных результатов, а также выявить вероятность их возникновения.

Выявленные риски для Варианта 1 и 2 приведены в таблице.

Крупными и катастрофическими рисками для Варианта 1 являются риски связанные с заморозкой и/или серьезной задержкой в газификации Куйбышевского района, а также невозможностью размещения новой котельной на выбранной площадке. Без наличия магистрального газа, строительство Куйбышевской котельной невозможно. Учитывая что м-н Куйбышево ограничен естественными и искусственными препятствиями, выделение подходящей площадки для размещения газовой котельной на свободной территории может быть затруднено.

Также вероятно увеличение стоимости строительства Куйбышевской котельной по результатам проектно-изыскательских работ, что несет значительные риски для экономики проекта в целом.

Основным риском, который несет катастрофические последствия для Варианта 2, является невозможность по тем или иным причинам пересечь тепловой сетью железнодорожный разъезд. Наступление такой ситуации вероятно.

Предполагаемая трасса новой магистрали Варианта 2 частично попадает в охрannую зону р. Аба, что может повлечь невозможность ее строительства. В таком случае необходимо будет реконструировать с увеличением диаметра существующую магистраль, которая частично проходит по частным земельным участкам.

Крупный вероятный риск также связан с необходимостью перевода существующих потребителей КЦК на ИТП с закрытой схемой приготовления ГВС. В настоящее время потребители КЦК имеют непосредственную схему подключения на температурный график 95-70 °С, а горячее водоснабжение обеспечивается от котельной по тупиковой схеме. Подключение данных потребителей к Центральной ТЭЦ имеющий график 150-70 °С со срезкой 125 °С без внедрения ИТП невозможно. Вместе с тем, ИТП является частью общего имущества собственников МКД и его установка не может быть включена в тариф на тепловую энергию. Для установки ИТП у потребителей должны привлекаться бюджетные и прочие источники.

Таблица 19 – Риски реализации Варианта 1

		Вероятность				
		Невероятно	Маловероятно	Возможно	Вероятно	Весьма вероятно
Степень негативного влияния	Приемлемый					
	Незначительный					
	Значительный			Не установка ИТП с теплообменниками ГВС у Потребителей	Увеличение стоимости строительства Новой котельной по результатам проектно-изыскательских работ	
	Крупный				Невозможность размещения Нового источника на выбранной площадке	Отставание от первоначальных сроков программы газификации
	Катастрофический		Заморозка программы газификации			

Таблица 20 – Риски реализации Варианта 2

		Вероятность				
		Невероятно	Маловероятно	Возможно	Вероятно	Весьма вероятно
Степень негативного влияния	Приемлемый					
	Незначительный					
	Значительный			Не установка ИТП с теплообменниками ГВС у Потребителей Отказ в трассировке тепловой сети в охранной зоне р. Аба		
	Крупный			Отказ в согласовании реконструкции тепломагистралей проходящих по участкам сторонних организаций.		
	Катастрофический			Отказ в согласовании перехода через ЖД разъезд		

2.1.7. Обоснование выбора приоритетного варианта

В связи с отсутствием явного преимущества у одного из рассматриваемых Вариантов изменения (сохранения) зоны теплоснабжения Центральной ТЭЦ, выбор приоритетного варианта для настоящей актуализации может быть выполнен на основании оценки рисков.

Риски, связанные со строительством новой газовой КЦК, главным образом, риски связанные с затягиванием сроков газификации района, были оценены как более значимые. В качестве приоритетного предлагается рассматривать **Вариант 2, - переключение нагрузок КЦК на Центральную ТЭЦ, - мероприятия и последствия которого включены в проект актуализации схемы теплоснабжения.**

2.2. Варианты изменения зоны теплоснабжения Кузнецкой ТЭЦ

2.2.1. Переключение зон теплоснабжения Байдаевской и Зыряновской котельной на Кузнецкую ТЭЦ

Предыдущая актуализация Схемы предусматривала переключение на Кузнецкую ТЭЦ существующих и перспективных потребителей Зыряновской районной и Байдаевской центральной котельных. Аналогичные переключения рассматриваются в настоящей актуализацией с поправкой на актуальную оценку приростов строительных фондов в зоне данных котельных и предполагаемой трассировки соединяющей магистрали.

Оценка резерва тепловой мощности Кузнецкой ТЭЦ после переключения зон действия котельных с учетом подключения новых потребителей на расчетную перспективу представлена на рисунке и в таблице.

Установленная мощность Кузнецкой ТЭЦ позволяет осуществить переключение потребителей рассматриваемых котельных при сохранении небольшого резерва мощности в аварийном режиме.

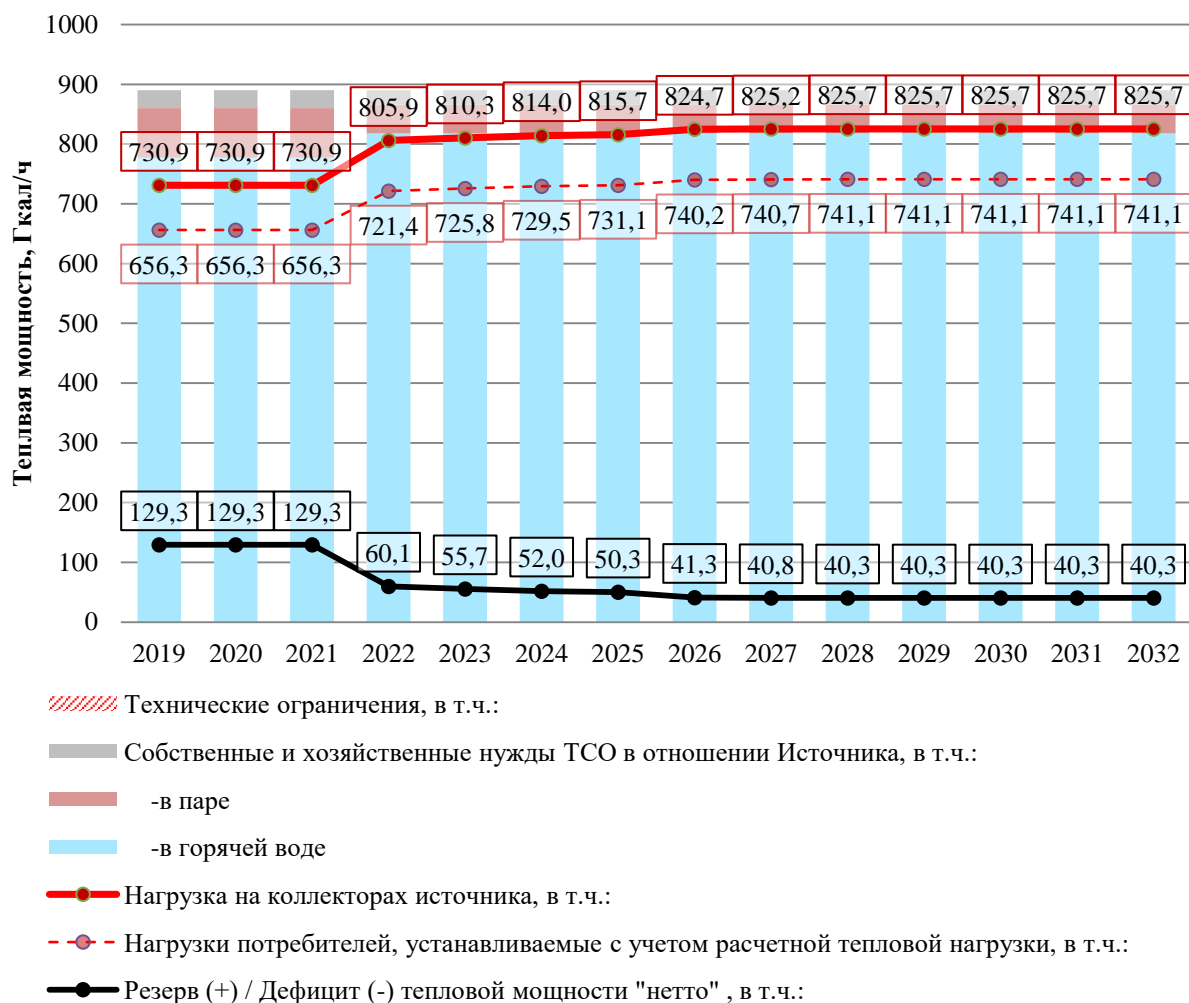


Рисунок 52 – Тепловая мощность «Нетто» Кузнецкой ТЭЦ и подключенная нагрузка на рассматриваемую перспективу

Таблица 21 – Баланс тепловой мощности Кузнецкой ТЭЦ, БЦК и ЗРК на период Схемы

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Теплоисточник № 1		1	КТЭЦ по адресу: ул. Новороссийская, 35 - АО "Кузнецкая ТЭЦ"													
1	Установленная мощность, в т.ч.:	Гкал/ч	890,00	890,00	890,00	890,00	890,00	890,00	890,00	890,00	890,00	890,00	890,00	890,00	890,00	890,00
1.1.	-в горячей воде	Гкал/ч	800,00	800,00	800,00	835,00	835,00	835,00	835,00	835,00	835,00	835,00	835,00	835,00	835,00	835,00
1.2.	-в паре	Гкал/ч	90,00	90,00	90,00	55,00	55,00	55,00	55,00	55,00	55,00	55,00	55,00	55,00	55,00	55,00
2.	Технические ограничения, в т.ч.:	Гкал/ч														
2.1.	-в горячей воде	Гкал/ч														
2.2.	-в паре	Гкал/ч														
3.	Располагаемая мощность, в т.ч.:	Гкал/ч	890,00	890,00	890,00	890,00	890,00	890,00	890,00	890,00	890,00	890,00	890,00	890,00	890,00	890,00
3.1.	-в горячей воде	Гкал/ч	800,00	800,00	800,00	835,00	835,00	835,00	835,00	835,00	835,00	835,00	835,00	835,00	835,00	835,00
3.2.	-в паре	Гкал/ч	90,00	90,00	90,00	55,00	55,00	55,00	55,00	55,00	55,00	55,00	55,00	55,00	55,00	55,00
4.	Собственные и хозяйственные нужды ТСО в отношении Источника, в т.ч.:	Гкал/ч	29,80	29,80	29,80	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00
4.1.	-в горячей воде	Гкал/ч	22,60	22,60	22,60	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80
4.2.	-в паре	Гкал/ч	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20
5.	Мощность "нетто" источника, в т.ч.:	Гкал/ч	860,20	860,20	860,20	866,00	866,00	866,00	866,00	866,00	866,00	866,00	866,00	866,00	866,00	866,00
5.1.	-в горячей воде	Гкал/ч	777,40	777,40	777,40	818,20	818,20	818,20	818,20	818,20	818,20	818,20	818,20	818,20	818,20	818,20
5.2.	-в паре	Гкал/ч	82,80	82,80	82,80	47,80	47,80	47,80	47,80	47,80	47,80	47,80	47,80	47,80	47,80	47,80
6.	Потери в тепловых сетях, в т.ч.:	Гкал/ч	74,60	74,60	74,60	84,54	84,54	84,54	84,54	84,54	84,54	84,54	84,54	84,54	84,54	84,54
6.1.	-через изоляцию	Гкал/ч	65,76	65,76	65,76	75,70	75,70	75,70	75,70	75,70	75,70	75,70	75,70	75,70	75,70	75,70
6.2.	-с утечками ТН	Гкал/ч	8,84	8,84	8,84	8,84	8,84	8,84	8,84	8,84	8,84	8,84	8,84	8,84	8,84	8,84
6.2.1.	-утечка теплоносителя (т/ч)	т/ч	80,39	80,39	80,39	80,39	80,39	80,39	80,39	80,39	80,39	80,39	80,39	80,39	80,39	80,39
7.	Собственные и хозяйственные нужды ТСО в отношении тепловых сетей	Гкал/ч														
8.	Нагрузка на коллекторах		730,90	730,90	730,90	805,91	810,31	814,02	815,68	824,71	825,25	825,66	825,66	825,66	825,66	825,66

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО ГО ГОРОД НОВОКУЗНЕЦК НА ПЕРИОД 2019-2032 ГГ.
ГЛАВА 5. МАСТЕР-ПЛАН РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
	источника, в т.ч.:															
8.1.	-в горячей воде		685,90	685,90	685,90	760,91	765,31	769,02	770,68	779,71	780,25	780,66	780,66	780,66	780,66	780,66
8.2.	-в паре		45,00	45,00	45,00	45,00	45,00	45,00	45,00	45,00	45,00	45,00	45,00	45,00	45,00	45,00
9.	Резерв (+) / Дефицит (-) тепловой мощности "нетто" , в т.ч.:		129,30	129,30	129,30	60,09	55,69	51,98	50,32	41,29	40,75	40,34	40,34	40,34	40,34	40,34
9.1.	-в горячей воде		91,50	91,50	91,50	57,29	52,89	49,18	47,52	38,49	37,95	37,54	37,54	37,54	37,54	37,54
9.2.	-в паре		37,80	37,80	37,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80
10.	Аварийный резерв (+) / Дефицит (-) тепловой мощности "нетто" , в т.ч.:		87,12	87,12	87,12	23,61	19,63	16,29	14,76	6,65	6,13	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74
10.1.	-в горячей воде		49,32	49,32	49,32	20,81	16,83	13,49	11,96	3,85	3,33	2,94	2,94	2,94	2,94	2,94
10.2.	-в паре		37,80	37,80	37,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80
11.	Резерв по договорам на поддержание резервной тепловой мощности, в т.ч.:															
11.1.	-в горячей воде															
11.2.	-в паре															
12.	Нагрузки потребителей, устанавливаемые с учетом расчетной тепловой нагрузки, в т.ч.:		656,30	656,30	656,30	721,36	725,77	729,48	731,14	740,16	740,71	741,11	741,11	741,11	741,11	741,11
12.1.	-в горячей воде, в т.ч.:		611,30	611,30	611,30	676,36	680,77	684,48	686,14	695,16	695,71	696,11	696,11	696,11	696,11	696,11
12.1.1.	<u>ОВ</u>	-	<u>525,60</u>	<u>525,60</u>	<u>525,60</u>	<u>577,37</u>	<u>581,28</u>	<u>584,61</u>	<u>585,87</u>	<u>594,16</u>	<u>594,39</u>	<u>594,55</u>	<u>594,55</u>	<u>594,55</u>	<u>594,55</u>	<u>594,55</u>
12.1.2.	<u>ГВС</u>	-	<u>85,70</u>	<u>85,70</u>	<u>85,70</u>	<u>98,99</u>	<u>99,49</u>	<u>99,86</u>	<u>100,27</u>	<u>101,01</u>	<u>101,32</u>	<u>101,57</u>	<u>101,57</u>	<u>101,57</u>	<u>101,57</u>	<u>101,57</u>
12.2.	-в паре		45,00	45,00	45,00	45,00	45,00	45,00	45,00	45,00	45,00	45,00	45,00	45,00	45,00	45,00
Теплоисточник № 5		5	Байдаевская центральная котельная № 2 по адресу: ул. Слесарная, 12 - ООО "СибЭнерго"													
1	Установленная мощность, в т.ч.:	Гкал/ч	68,00	68,00	68,00											
1.1.	-в горячей воде	Гкал/ч	68,00	68,00	68,00											
1.2.	-в паре	Гкал/ч														
2.	Технические	Гкал/ч	19,45	19,45	19,45											

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО ГО ГОРОД НОВОКУЗНЕЦК НА ПЕРИОД 2019-2032 ГГ.
ГЛАВА 5. МАСТЕР-ПЛАН РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
	ограничения, в т.ч.:															
2.1.	-в горячей воде	Гкал/ч	19,45	19,45	19,45											
2.2.	-в паре	Гкал/ч														
3.	Располагаемая мощность, в т.ч.:	Гкал/ч	48,55	48,55	48,55											
3.1.	-в горячей воде	Гкал/ч	48,55	48,55	48,55											
3.2.	-в паре	Гкал/ч														
4.	Собственные и хозяйственные нужды ТСО в отношении Источника, в т.ч.:	Гкал/ч	1,15	1,15	1,15											
4.1.	-в горячей воде	Гкал/ч	1,15	1,15	1,15											
4.2.	-в паре	Гкал/ч														
5.	Мощность "нетто" источника, в т.ч.:	Гкал/ч	47,40	47,40	47,40											
5.1.	-в горячей воде	Гкал/ч	47,40	47,40	47,40											
5.2.	-в паре	Гкал/ч														
6.	Потери в тепловых сетях, в т.ч.:	Гкал/ч	3,80	3,80	3,80											
6.1.	-через изоляцию	Гкал/ч	3,80	3,80	3,80											
6.2.	-с утечками ТН	Гкал/ч														
6.2.1.	-утечка теплоносителя (т/ч)	т/ч														
7.	Собственные и хозяйственные нужды ТСО в отношении тепловых сетей	Гкал/ч														
8.	Нагрузка на коллекторах источника, в т.ч.:		25,00	25,00	25,00											
8.1.	-в горячей воде		25,00	25,00	25,00											
8.2.	-в паре															
9.	Резерв (+) / Дефицит (-) тепловой мощности "нетто", в т.ч.:		22,39	22,39	22,39											
9.1.	-в горячей воде		22,39	22,39	22,39											

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО ГО ГОРОД НОВОКУЗНЕЦК НА ПЕРИОД 2019-2032 ГГ.
ГЛАВА 5. МАСТЕР-ПЛАН РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
9.2.	<i>-в паре</i>															
10.	Аварийный резерв (+) / Дефицит (-) тепловой мощности "нетто" , в т.ч.:		24,33	24,33	24,33											
10.1.	<i>-в горячей воде</i>		24,33	24,33	24,33											
10.2.	<i>-в паре</i>															
11.	Резерв по договорам на поддержание резервной тепловой мощности, в т.ч.:															
11.1.	<i>-в горячей воде</i>															
11.2.	<i>-в паре</i>															
12.	Нагрузки потребителей, устанавливаемые с учетом расчетной тепловой нагрузки, в т.ч.:		21,20	21,20	21,20											
12.1.	<i>-в горячей воде, в т.ч.:</i>		21,20	21,20	21,20											
12.1.1.	<u>ОВ</u>	-	<u>17,64</u>	<u>17,64</u>	<u>17,64</u>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12.1.2.	<u>ГВС</u>	-	<u>3,56</u>	<u>3,56</u>	<u>3,56</u>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12.2.	<i>-в паре</i>															
Теплоисточник № 6		6	Зырянская районная котельная по адресу: ул. Пархоменко, 110 - ООО "СибЭнерго"													
1	Установленная мощность, в т.ч.:	Гкал/ч	120,00	120,00	120,00											
1.1.	<i>-в горячей воде</i>	<i>Гкал/ч</i>	120,00	120,00	120,00											
1.2.	<i>-в паре</i>	<i>Гкал/ч</i>														
2.	Технические ограничения, в т.ч.:	Гкал/ч	34,38	34,38	34,38											
2.1.	<i>-в горячей воде</i>	<i>Гкал/ч</i>	34,38	34,38	34,38											
2.2.	<i>-в паре</i>	<i>Гкал/ч</i>														
3.	Располагаемая мощность, в т.ч.:	Гкал/ч	85,62	85,62	85,62											
3.1.	<i>-в горячей воде</i>	<i>Гкал/ч</i>	85,62	85,62	85,62											
3.2.	<i>-в паре</i>	<i>Гкал/ч</i>														

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
4.	Собственные и хозяйственные нужды ТСО в отношении Источника, в т.ч.:	Гкал/ч	2,04	2,04	2,04											
4.1.	-в горячей воде	Гкал/ч	2,04	2,04	2,04											
4.2.	-в паре	Гкал/ч														
5.	Мощность "нетто" источника, в т.ч.:	Гкал/ч	83,58	83,58	83,58											
5.1.	-в горячей воде	Гкал/ч	83,58	83,58	83,58											
5.2.	-в паре	Гкал/ч														
6.	Потери в тепловых сетях, в т.ч.:	Гкал/ч	6,14	6,14	6,14											
6.1.	-через изоляцию	Гкал/ч	6,14	6,14	6,14											
6.2.	-с утечками ТН	Гкал/ч														
6.2.1.	-утечка теплоносителя (т/ч)	т/ч														
7.	Собственные и хозяйственные нужды ТСО в отношении тепловых сетей	Гкал/ч														
8.	Нагрузка на коллекторах источника, в т.ч.:		48,07	48,07	48,07											
8.1.	-в горячей воде		48,07	48,07	48,07											
8.2.	-в паре															
9.	Резерв (+) / Дефицит (-) тепловой мощности "нетто" , в т.ч.:		35,50	35,50	35,50											
9.1.	-в горячей воде		35,50	35,50	35,50											
9.2.	-в паре															
10.	Аварийный резерв (+) / Дефицит (-) тепловой мощности "нетто" , в т.ч.:		39,09	39,09	39,09											
10.1.	-в горячей воде		39,09	39,09	39,09											
10.2.	-в паре															

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО ГО ГОРОД НОВОКУЗНЕЦК НА ПЕРИОД 2019-2032 ГГ.
 ГЛАВА 5. МАСТЕР-ПЛАН РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
11.	Резерв по договорам на поддержание резервной тепловой мощности, в т.ч.:															
11.1.	-в горячей воде															
11.2.	-в паре															
12.	Нагрузки потребителей, устанавливаемые с учетом расчетной тепловой нагрузки, в т.ч.:		41,93	41,93	41,93											
12.1.	-в горячей воде, в т.ч.:		41,93	41,93	41,93											
12.1.1.	<u>ОВ</u>	-	<u>32,66</u>	<u>32,66</u>	<u>32,66</u>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12.1.2.	<u>ГВС</u>	-	<u>9,27</u>	<u>9,27</u>	<u>9,27</u>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
.	-в паре															

На следующих рисунках представлены этапы и трассировки строительства трубопроводов для подключения Байдаевской и Зыряновской котельных на Кузнецкую ТЭЦ. Представлен также пьезометрический график и путь его построения.

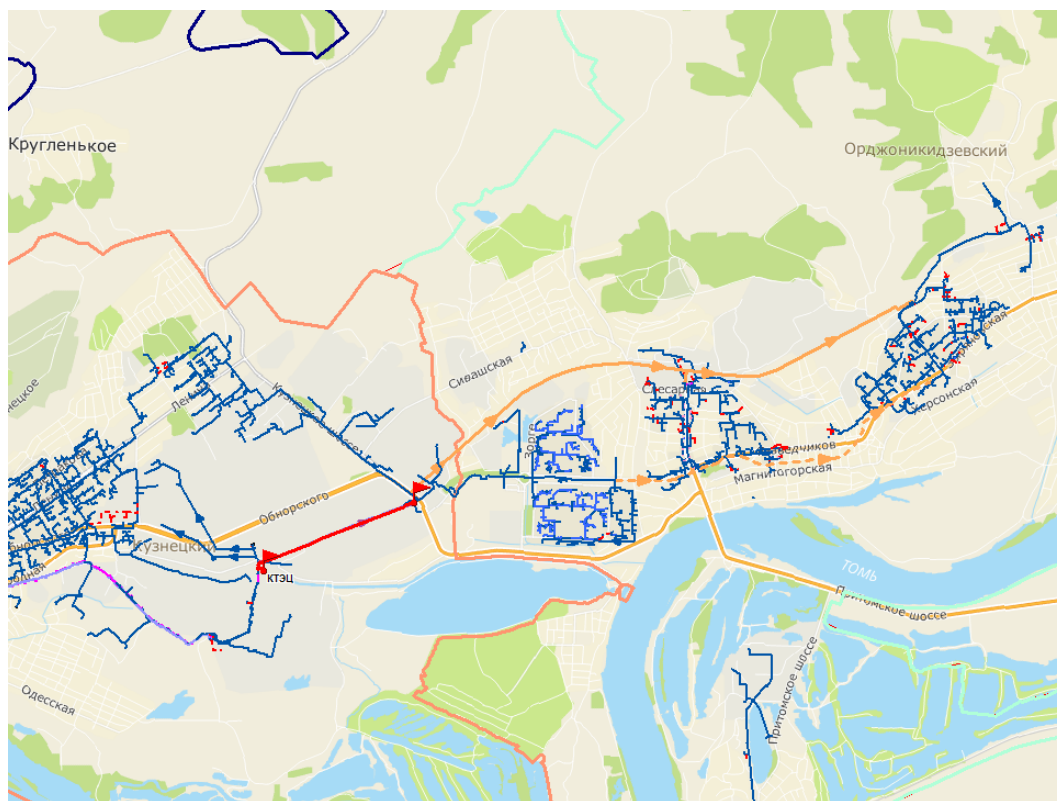


Рисунок 53 – Строительство дополнительного подающего трубопровода от КТЭЦ до врезки магистрали для подключения БЦК и ЗРК

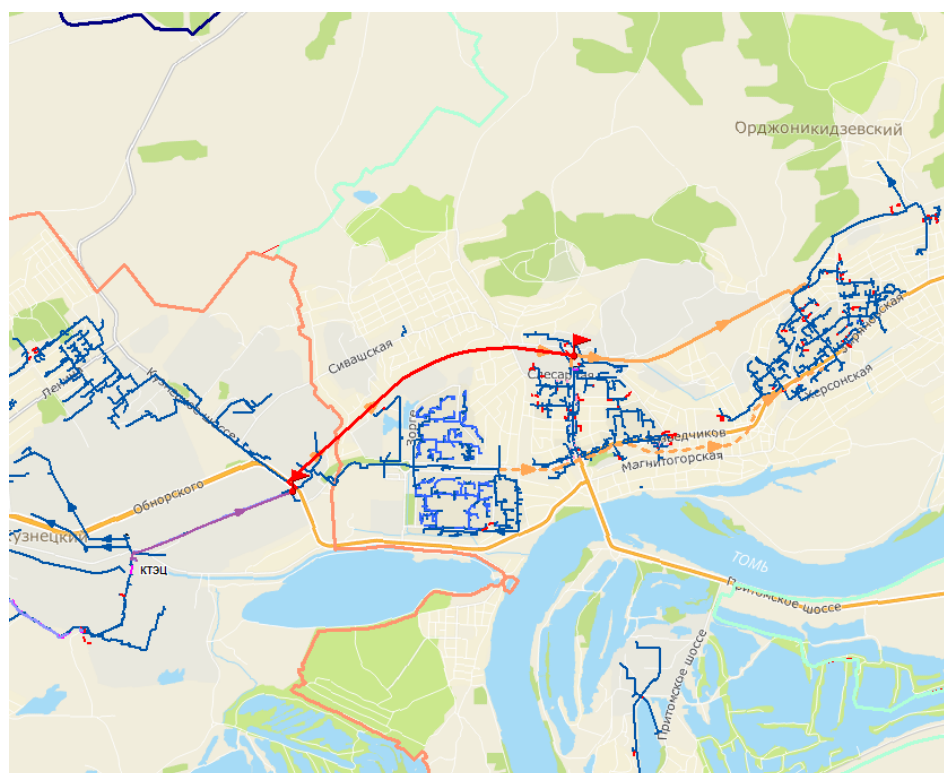


Рисунок 54 – Строительство общей магистрали для подключения БЦК и ЗРК (в отводе ЖД)

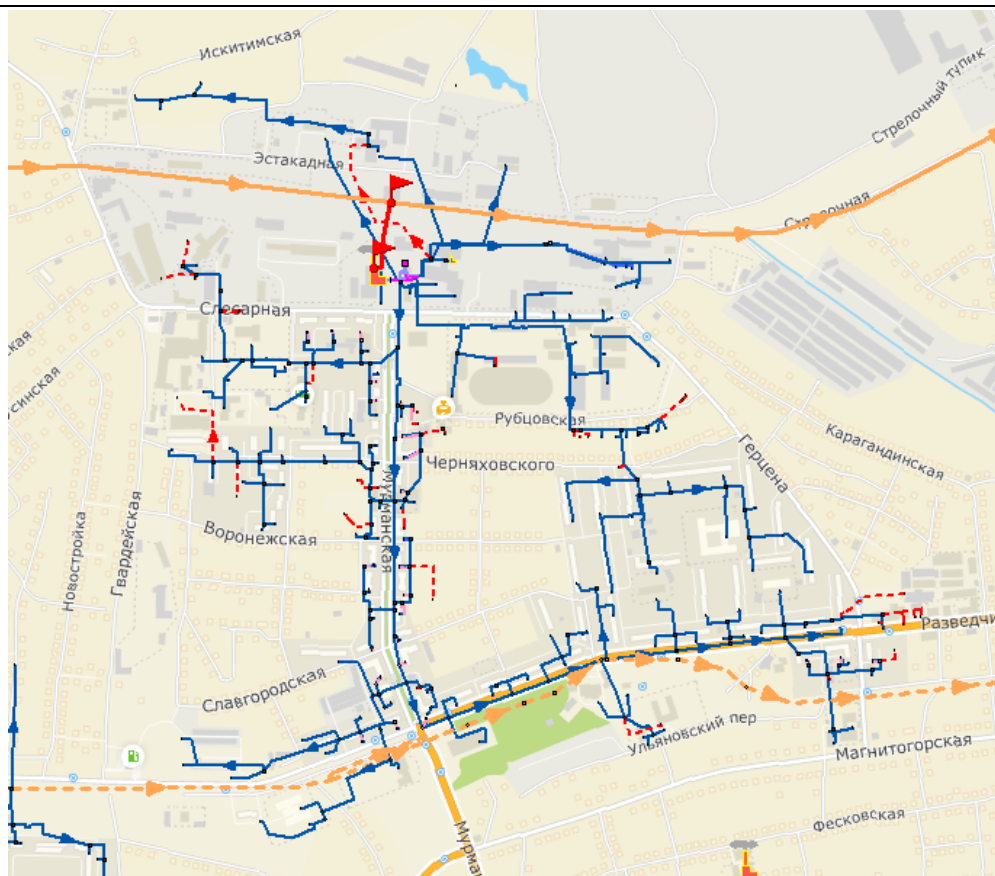


Рисунок 55 – Строительство ответвления на БЦК

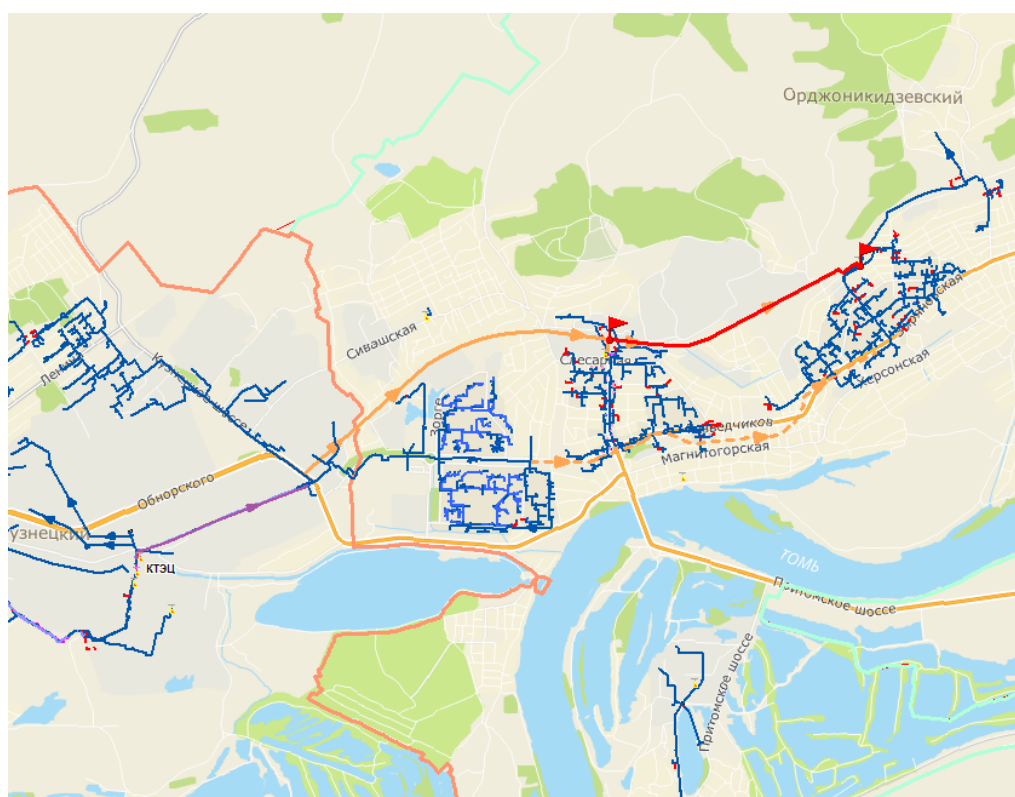


Рисунок 56 – Строительство магистрали на ЗРК

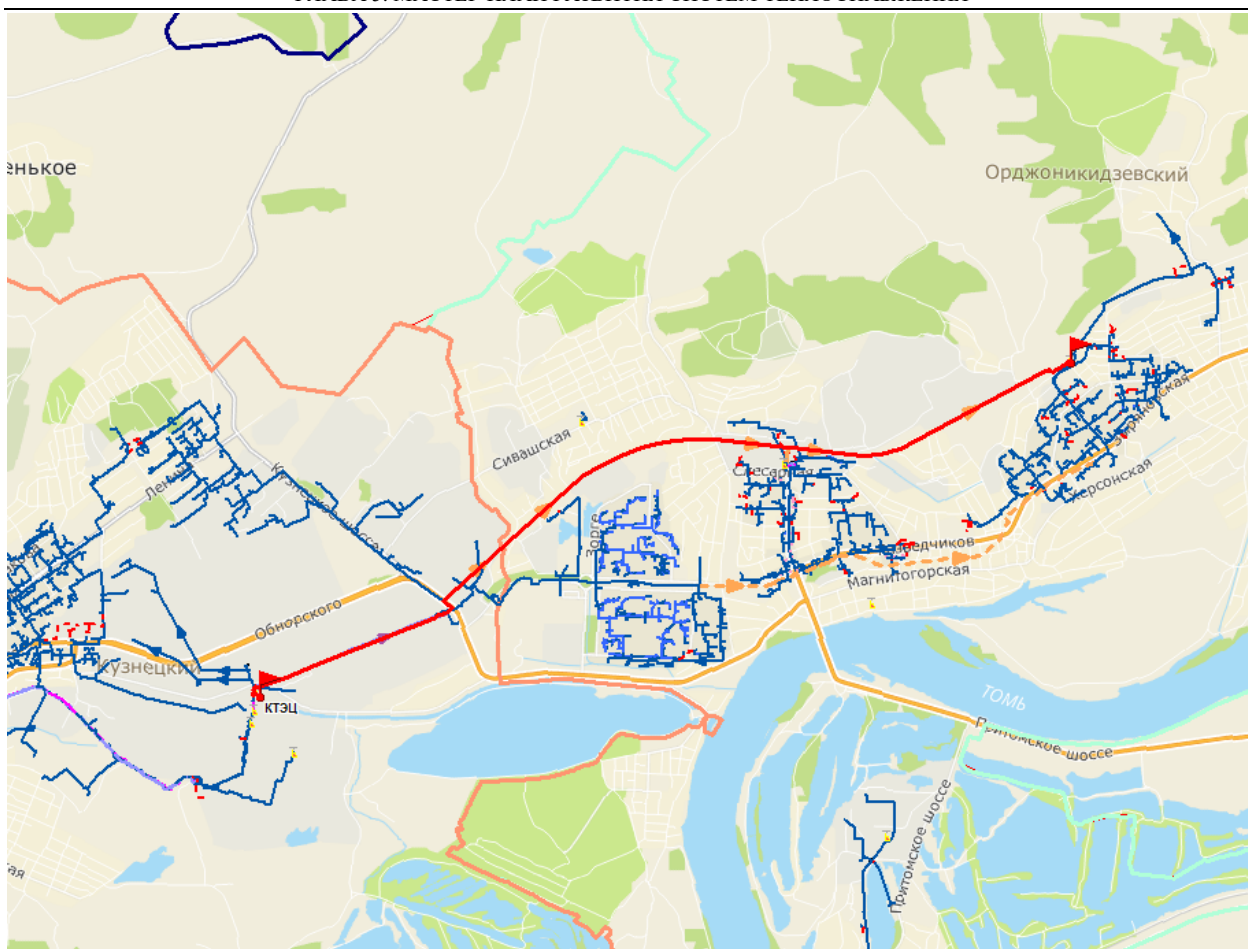


Рисунок 57 – Путь построения пьезометрического графика Кузнецкая ТЭЦ - ЗРК

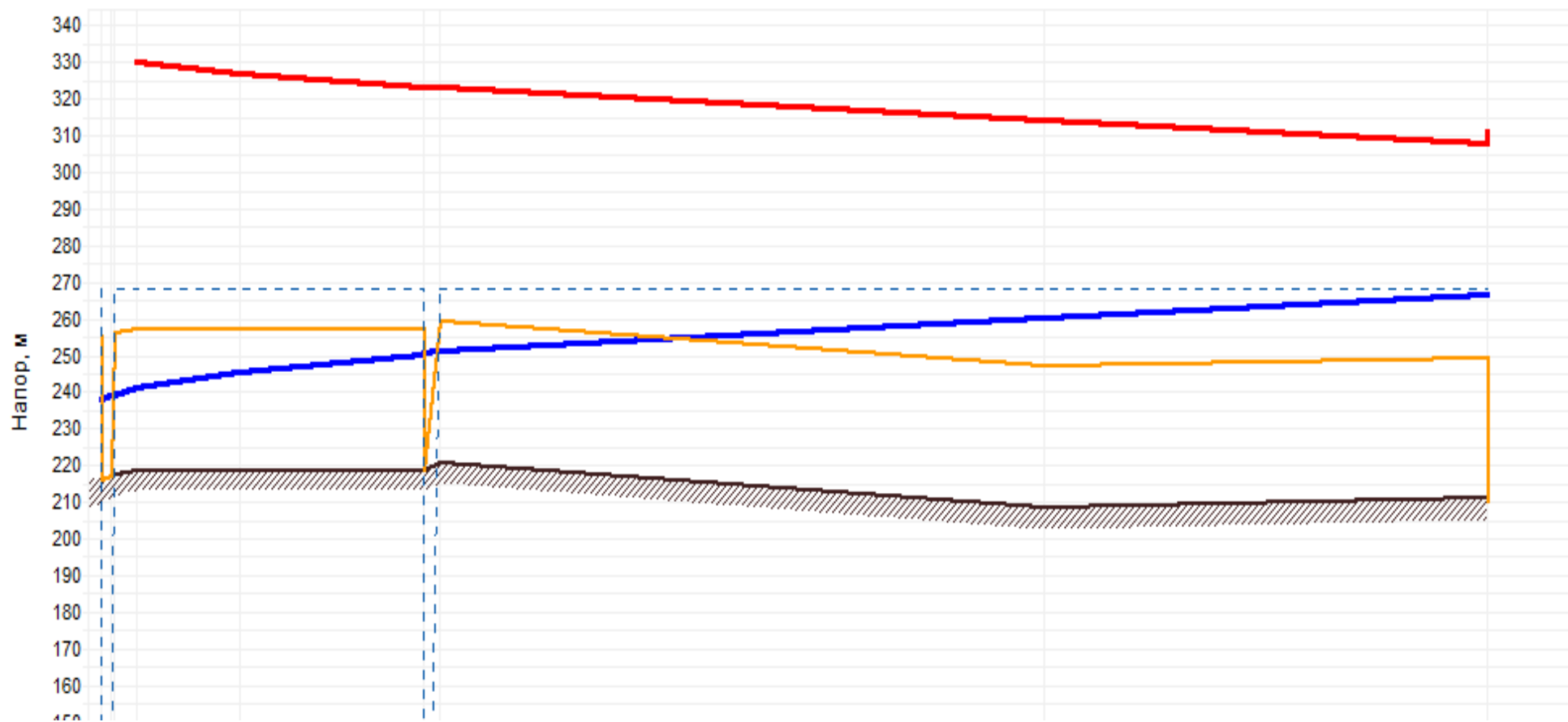


Рисунок 58 – Пьезометрический график т/м Кузнецкая ТЭЦ - ЗРК

В следующей таблице приведен состав мероприятий по строительству тепловых сетей и тепловых пунктов с годом реализации и оценкой капитальных затрат.

Таблица 22 – Мероприятия по строительству тепловых сетей и ТП для организации переключения потребителей Байдаевской и Зыряновской котельной на Кузнецкую ТЭЦ

Мероприятие	Длина участка, м	Ду сущ., мм	Ду, мм	Тип прокладки	Капитальные затраты в текущих ценах без НДС при строительстве одной трубы Ду800, тыс. руб.
Строительство общей магистрали для подключения БЦК и ЗРК	3471,21	0	600	Надземная	265389,9
Строительство магистрали на ЗРК	2546,02	0	500		168609,4
Строительство ответвления на БЦК	144,03	0	500		9538,3
Строительство дополнительного подающего тр-да от КТЭЦ до врезки магистрали для подключения БЦК и ЗРК	81,21	600	800		4094,8
	100,94	500	800		5089,6
	834,4	600	800		42072,2
	136,29	600	800		6872,0
	590,59	600	800		29778,8
	1,91	500	800		96,3
Строительство ТП Байдаевская с узлом смешения					
Строительство ТП Зыряновская с узлом смешения					63000,0
ИТОГО	7906,6				619541,4

2.2.2. Оценка ценовых последствий

Таблица 23 – Изменения НВВ в контурах ЕТО при реализации мероприятий

№ п/ п	Зона источника	Кузнецкая ТЭЦ					Байдаевская Центральная Котельная			Зырянская Районная Котельная			Суммар но по зонам
	Наименование	АО "Кузнецкая ТЭЦ"	ООО "ТСН"	ООО "НТК "	АО "Кузнецкая ТЭЦ"	Всего	ООО "СибЭнерго"		Всего	ООО "СибЭнерго"		Всего	Всего
	Деятельность	Производст во	Транспорт		Сбыт		Произво дство	Транспор т/сбыт		Производ ство	Транс порт/с быт		
Существующее положение													
1	Операционные (подконтрольные) расходы	671,8	309,8	24,4	161,4	1167,3	73,8	20,5	94,3	130,3	37,8	168,0	1429,7
2	Неподконтрольн ые расходы	213,6	80,2	6,9	22,5	323,1	13,5	2,4	15,9	23,8	4,4	28,2	367,1
3	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя,	744,6	89,7	4,9		839,3	60,8		60,8	133,9		133,9	1033,9
4	Компенсация потерь		207,3	0,4		207,7		15,8	15,8		29,0	29,0	252,5
6	Корректировки НВВ	-60,8	90,4	-5,38		24,2	-13,4		-13,4	-21,1		-21,1	-10,4
7	Необходимая валовая выручка	1569,1 1420,7*	777,3 703,5*	31,2	183,9	2135,9*	134,7	38,7	157,6	266,8	71,2	308,9	2602,4
8	Полезный отпуск				тыс. Гкал	1676,0			101,7			183,9	1961,6
9	НВВ/ПО				руб./Гкал	1274,4			1550,3			1679,6	1326,7
10	Тариф ЕТО				руб./Гкал	1274,4			2051,2			2051,2	1387,5
11	Выручка от реализации				млн. руб.	2135,9			208,5			377,3	2721,7
12	ПРИБЫЛЬ/УБЫТОК				млн. руб.	0,0			50,9			68,3	119,3
Вариант 1 (Переключение на Кузнецкую ТЭЦ)													
1	Операционные	671,8	428,1	24,4	185,8	1310,1	-	-	-	-	-	-	1310,1

№ п/ п	Зона источника	Кузнецкая ТЭЦ					Байдаевская Центральная Котельная			Зырянская Районная Котельная			Суммар но по зонам	
		Наименование	АО "Кузнецкая ТЭЦ"	ООО "ТСН"	ООО "НТК "	АО "Кузнецкая ТЭЦ"	Всего	ООО "СибЭнерго"		Всего	ООО "СибЭнерго"			Всего
			Производст во	Транспорт		Сбыт		Произво дство	Транспор т/сбыт		Производ ство	Транс порт/с быт		
	(подконтрольны е) расходы													
2	Неподконтроль ные расходы	213,6	86,9	6,9	22,5	329,8	-	-	-	-	-	-	329,8	
3	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	855,6	89,7	4,9		950,2	-	-	-	-	-	-	950,2	
4	Компенсация потерь		217,5	0,4		217,9							217,9	
6	Корректировки НВВ	-60,8	90,4	-5,38		24,2							24,2	
7	Необходимая валовая выручка	1680,0 1545,5*	962,4 882,3*	31,2	185,8	2426,9*	-	-	-	-	-	-	2426,9	
8	Полезный отпуск				тыс. Гкал	1961,6	-	-	-	-	-	-	1961,6	
9	НВВ/ПО				руб./Гкал	1237,2	-	-	-	-	-	-	1237,2	
10	Тариф ЕТО / Котловой тариф				руб./Гкал	1274,4	-	-	-	-	-	-	1387,5	
11	Выручка от реализации				млн. руб.	2499,9	-	-	-	-	-	-	2721,7	
12	ПРИБЫЛЬ/УБЫТОК				млн. руб.	72,9	-	-	-	-	-	-	294,8	

Примечание: * - НВВ, отнесенная на тепловую энергию в горячей воде реализуемую ЕТО конечным Потребителям

Оценка изменения структуры затрат Кузнецкой ТЭЦ приведена ниже. На следующем за таблицей графике показано снижение удельной себестоимости производства тепловой энергии на Кузнецкой ТЭЦ, оценка которого составила 92,65% от существующего уровня.

Далее приведены результаты оценки технико-экономических эффектов от реализации мероприятий по теплосетевому строительству для ООО «ТСН».

Эффективность переключений Байдаевской и Зырянской котельных на Кузнецкую ТЭЦ оценена по результатам расчета «котловой» НВВ и «котловой» себестоимости тепловой энергии для потребителей ТЭЦ и закрываемых котельных. Годовой объем НВВ сокращается на 271 млн. рублей, удельная себестоимость (НВВ/ПО) на 9,5 %.

Далее приведены результаты расчета эффектов рассматриваемых переключений для ООО «СибЭнерго», включая оценку роста тарифа для потребителей котельных ООО «СибЭнерго».

В последней таблице оговариваются некоторые риски рассмотренного проекта.

Таблица 24 – Изменение структуры затрат Кузнецкой ТЭЦ (Производство) при реализации переключения

Статьи затрат	Размерность	Значение	Комментарий
Мероприятия на Кузнецкой ТЭЦ АО «Кузнецкая ТЭЦ»			
Всего капитальные затраты в текущих ценах	млн. руб.	-	Не предусматриваются
Полезный отпуск	тыс. Гкал	+ 338,0	Увеличение в результате переключения потребителей КРК и ЗРК
Теплопотери	тыс. Гкал	-	
Сырьё, материалы	млн. руб.	-	Сокращение по данной статье не предусматривается
Ремонт основных средств	млн. руб.	-	Сокращение по данной статье не предусматривается
Оплата труда	млн. руб.	-	Сокращение по данной статье не предусматривается
Подряд производственный	млн. руб.	-	Сокращение по данной статье не предусматривается
Арендная плата	млн. руб.	-	Сокращение по данной статье не предусматривается
Электроэнергия	тыс. кВт*ч.	-	Сокращение по данной статье не предусматривается
Электроэнергия	млн. руб.	-	Сокращение по данной статье не предусматривается
Топливо	Тыс. т.у.т.	+ 53,21	Увеличение в результате переключения потребителей КРК и ЗРК
Топливо	млн. руб.	+ 116,48	Увеличение в результате переключения потребителей КРК и ЗРК
Хим.очищенная вода	тыс.м3	-	
Хим.очищенная вода	млн. руб.	-	

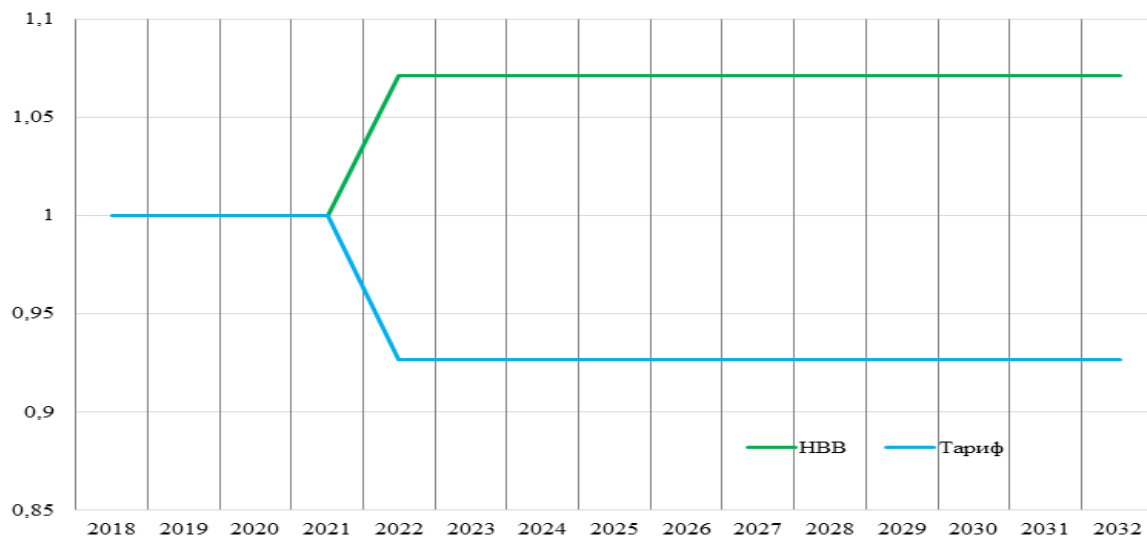


Рисунок 59 – Изменение НВВ и удельной себестоимости АО «Кузнецкая ТЭЦ - Производство

Таблица 25 – Изменение структуры затрат ООО «ТСН» при реализации переключения

Статьи затрат	Размерность	Значение	Комментарий
Сумма по проекту			
Всего капитальные затраты в текущих ценах	млн. руб.	447,33	Строительство ТС КТЭЦ - ЗРК
Проценты по кредиту	млн. руб.	150,0	Кредит (для примера) принят со сроком кредита 3 года со ставкой 16%
Инвестиционная составляющая в тарифе (прибыль на инвестиции)	млн. руб.	447,0	
Полезный отпуск	тыс. Гкал	+ 285,6	Увеличение в результате переключения потребителей
Теплопотери	тыс. Гкал	+ 52,4	Увеличение в результате переключения потребителей
Сырьё, материалы	млн. руб.	+8,4	Увеличение в результате появления новых сетей и ТП
Ремонт основных средств	млн. руб.	+ 4,7	Увеличение в результате появления новых сетей и ТП
Оплата труда	млн. руб.	+29,2	Увеличение в результате появления новых сетей и ТП
Подряд производственный	млн. руб.	+ 18,3	Увеличение в результате появления новых сетей и ТП
Прочие		+58,30	Увеличение в результате переключения потребителей БЦК и ЗРК и эксплуатации новых ТП
Арендная плата	млн. руб.	+6,7	Увеличение в результате переключения потребителей БЦК и ЗРК и эксплуатации новых ТП
Электроэнергия	млн. кВт*ч.	+ 6,4	Увеличение в результате эксплуатации новых насосов смешения на ТП
Электроэнергия	млн. руб.	+ 26,8	Увеличение в результате эксплуатации новых насосов смешения на ТП
Топливо	Тыс. т.у.т.	-	Сокращение по данной статье не предусматривается
Топливо	млн. руб.	-	Сокращение по данной статье не предусматривается
Хим.очищенная вода	тыс.м3	-	Сокращение по данной статье не предусматривается
Хим.очищенная вода	млн. руб.	-	Сокращение по данной статье не предусматривается

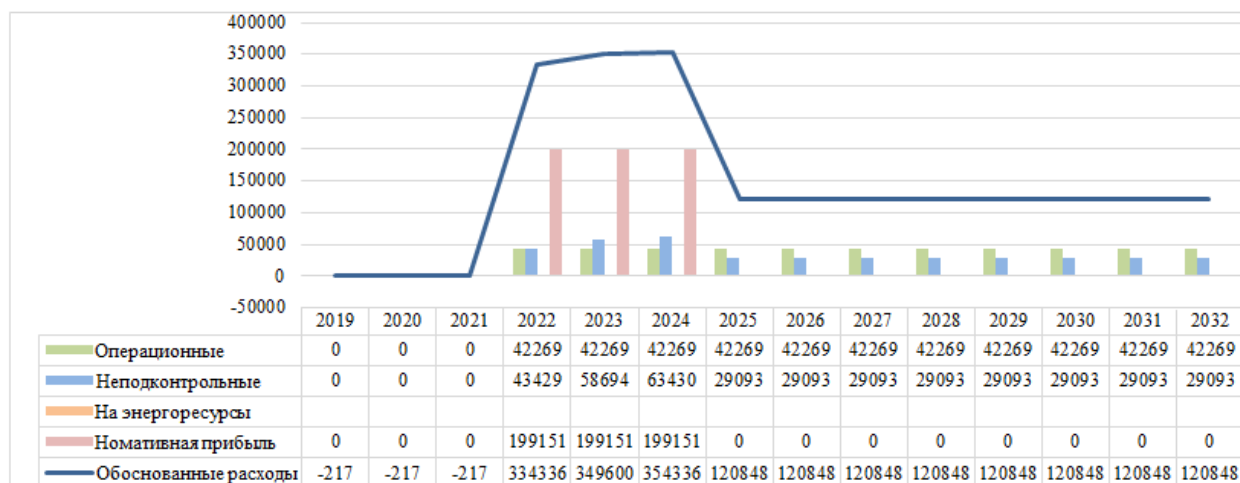


Рисунок 60 – Изменение обоснованных расходов ООО «ТСН»

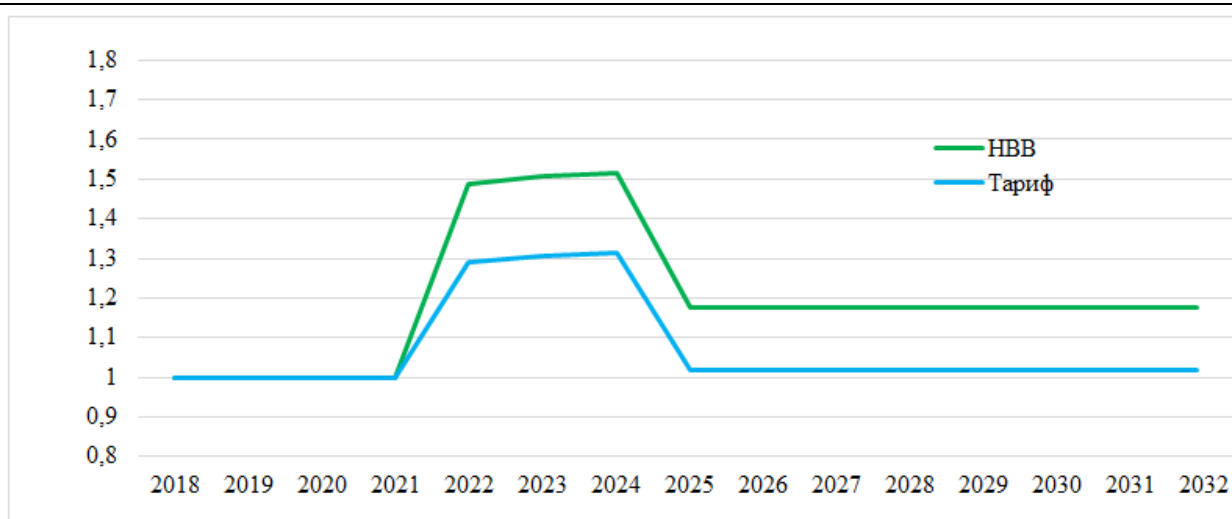


Рисунок 61 – Изменение НВВ и тарифа (по обоснованным расходам) ООО «ТСН»

Таблица 26 – Структура котловой НВВ и стоимость котловой тепловой энергии

Наименование показателя		Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025-2032
Переключение зон теплоснабжения БЦК и ЗРК на Кузнецкую ТЭЦ									
НВВ	Кузнецкая ТЭЦ	млн. руб.	1569,1	1569,1	1569,1	1685,6	1685,6	1685,6	1685,6
	ООО "ТСН" (транспорт)	млн. руб.	778,1	778,1	778,1	1112,6	1127,9	1132,6	899,2
	БЦК	млн. руб.	134,7	134,7	134,7				
	ЗРК	млн. руб.	263,8	263,8	263,8				
	Транспорт в зоне БЦК	млн. руб.	38,7	38,7	38,7				
	Транспорт в зоне ЗРК	млн. руб.	71,2	71,2	71,2				
	ВСЕГО	млн. руб.	2855,6	2855,6	2855,6	2798,2	2813,5	2818,2	2584,7
Полезный отпуск	ООО "ТСН" (транспорт)	тыс. Гкал	1854,3	1854,3	1854,3	2139,9	2139,9	2139,9	2139,9
	БЦК	тыс. Гкал	101,7	101,7	101,7				
	ЗРК	тыс. Гкал	183,9	183,9	183,9				
	ВСЕГО	тыс. Гкал	2139,9	2139,9	2139,9	2139,9	2139,9	2139,9	2139,9
НВВ/ПО		руб./Гкал	1334,5	1334,5	1334,5	1307,7	1314,8	1317,0	1207,9
		%	0,0%	0,0%	0,0%	-2,0%	-1,5%	-1,3%	-9,5%

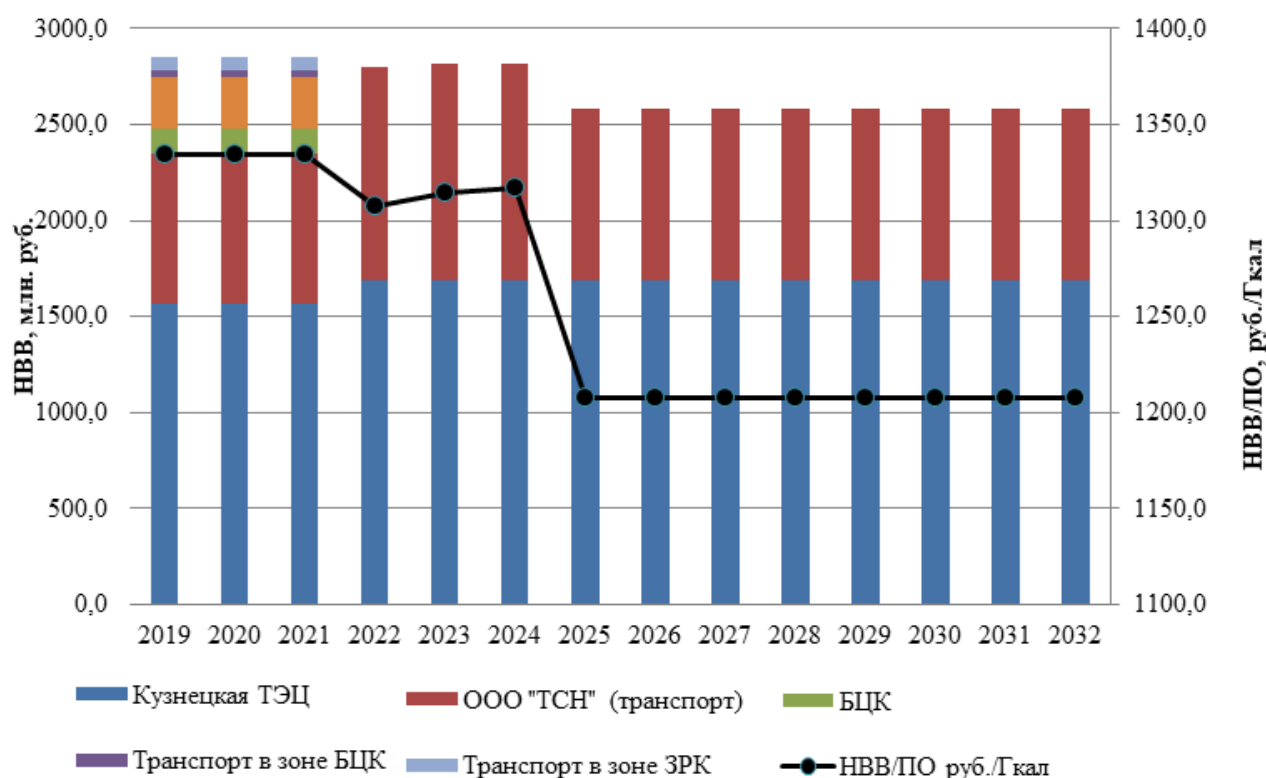


Рисунок 62 – Структура котловой НВВ и стоимость котловой тепловой энергии

Таблица 27 – Изменение структуры затрат ООО «СибЭнерго» в зоне котельных

Статьи затрат	Размерность	Значение	Комментарий
Сумма по проекту			
Всего капитальные затраты в текущих ценах	млн. руб.	-	
Проценты по кредиту	млн. руб.	-	
Инвестиционная составляющая в тарифе (прибыль на инвестиции)	млн. руб.	-	
Амортизация, потраченная на финансирование проекта	млн. руб.	-	
Амортизация сохраненная	млн. руб.	-	
Полезный отпуск	тыс. Гкал	- 285,6	Снижение в результате ухода из зон БЦК и ЗРК
Теплопотери	тыс. Гкал	-	
Сырьё, материалы	млн. руб.	-18,8	Снижение в результате ухода из зон БЦК и ЗРК
Ремонт основных средств	млн. руб.	-36,1	Снижение в результате ухода из зон БЦК и ЗРК
Оплата труда	млн. руб.	-122,0	Снижение в результате ухода из зон БЦК и ЗРК
Подряд производственный	млн. руб.	-85,3	Снижение в результате ухода из зон БЦК и ЗРК
Арендная плата	млн. руб.	-6,7	Снижение в результате ухода из зон БЦК и ЗРК
Электроэнергия	млн. кВт*ч.	-17,8	Снижение в результате ухода из зон БЦК и ЗРК
Электроэнергия	млн. руб.	-74,1	Снижение в результате ухода из зон БЦК и ЗРК
Топливо	Тыс. т.у.т.	-58,7	Снижение в результате ухода из зон БЦК и ЗРК
Топливо	млн. руб.	-115,8	Снижение в результате ухода из зон БЦК и ЗРК
Хим.очищенная вода	тыс.м3	-	Сокращение по данной статье не предусматривается
Хим.очищенная вода	млн. руб.	-5,0	Снижение в результате ухода из зон БЦК и ЗРК

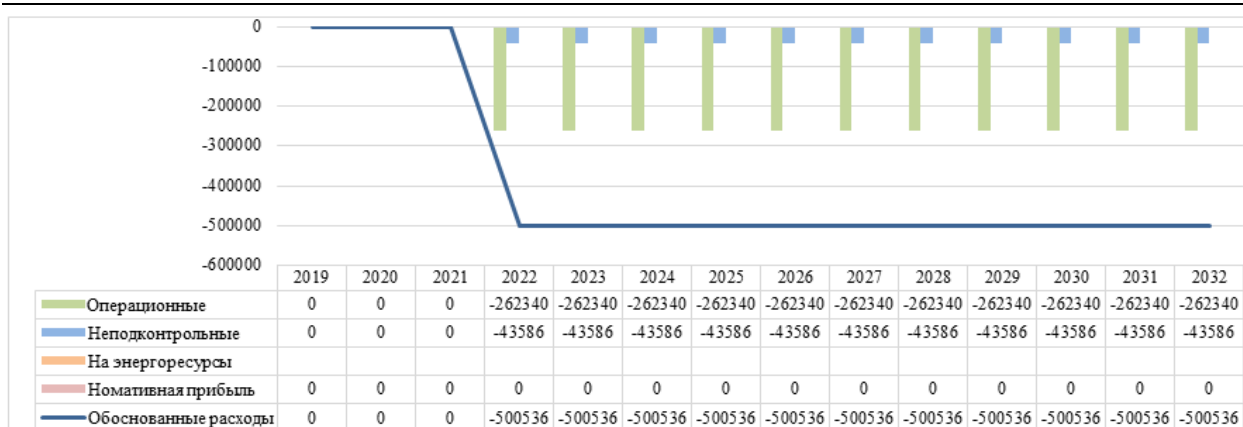


Рисунок 63 – Изменение обоснованных расходов ООО «СибЭнерго» в зоне Котельных

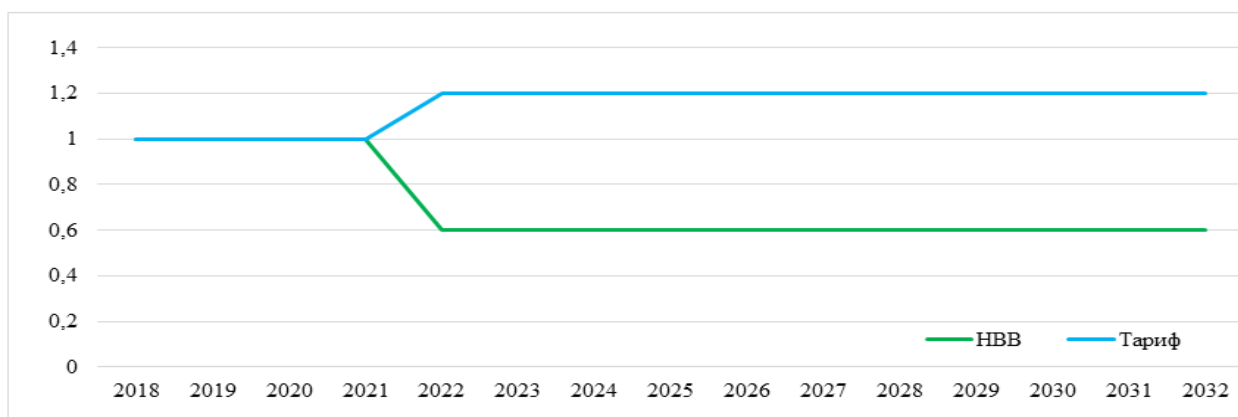


Рисунок 64 – Изменение НБВ и тарифа (по обоснованным расходам) ООО «СибЭнерго» в зоне котельных

2.2.3. Оценка рисков

Таблица 28 – Риски реализации Варианта

		Вероятность				
		Невероятно	Маловероятно	Возможно	Вероятно	Весьма вероятно
Степень негативного влияния	Приемлемый					Необходимость перераспределения бюджетных дотаций ООО «СибЭнерго» в контуре котельных
	Незначительный					
	Значительный			Существенно более низкие фактические себестоимости производства ТЭ на переключаемых котельных, в связи с чем фактический эффект от реализации проекта существенно сократится		Перенос сроков переключения котельных из-за отсутствия источников финансирования
	Крупный			Существенное удорожание стоимости строительства тепловых сетей по результатам инженерных изысканий		
	Катастрофический					

На диаграммах, приведенных ниже, показана сравнительная оценка стоимости ТЭ от котельных «СибЭнерго» и вклад этих котельных в валовую выручку предприятия.

Видно, что из 31 котельной Предприятия, только на 5 котельных, включая Байдаевскую и Зыряновскую, стоимость тепловой энергии ниже, чем установленный тариф. Данные котельные генерируют прибыль, позволяющую компенсировать убыток на остальных котельных. На две котельные, Байдаевскую и Зыряновскую, приходится до 95% прибыли предприятия и около 50% полезного отпуска. Причем, возможно, что сделанные оценки себестоимости тепловой энергии выше фактической себестоимости, в связи с чем фактический эффект от реализации проекта существенно сократится.

Существенно и то, что полезный отпуск ООО «СибЭнерго» в зоне котельных сократится до 285,6 тыс. Гкал (-50%), при этом необходимая валовая выручка снизится до 708,2 млн. руб. (-39,6%). Поскольку сокращение полезного отпуска произойдет из-за закрытия «лучших» котельных предприятия, расчетный себестоимость для конечных потребителей в зонах оставшихся котельных ООО «СибЭнерго» составит 2479,22 руб./Гкал (без НДС) или возрастет примерно на 20% от существующего уровня.

В связи с тем, что заложенные в предыдущую актуализацию схемы теплоснабжения решения по переключению зон теплоснабжения Байдаевской и Зыряновской котельной на Кузнецкую ТЭЦ не реализуются, ООО «СибЭнерго» включил в проект своей инвестиционной программы на 2019 год разработку и реализацию проекта замены котла №2 Зыряновской котельной на котел КВР 11,63-115 и разработку и реализацию проекта реконструкции АСУ ТП котлоагрегатов № 1, 3, 4, 5, 6 Зыряновской котельной. Указанные мероприятия могут внести весомый вклад в снижение себестоимости тепловой энергии на котельной.

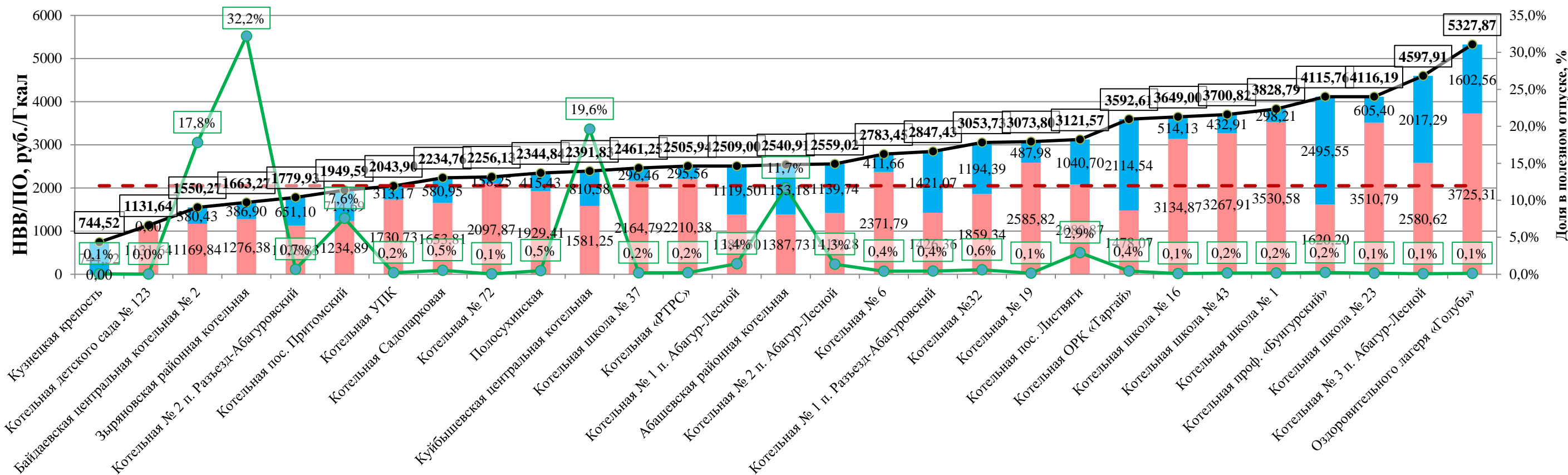


Рисунок 65 – Сериация зон теплоснабжения котельных ООО «СибЭнерго» по стоимости тепловой энергии и доля полезного отпуска в общем балансе

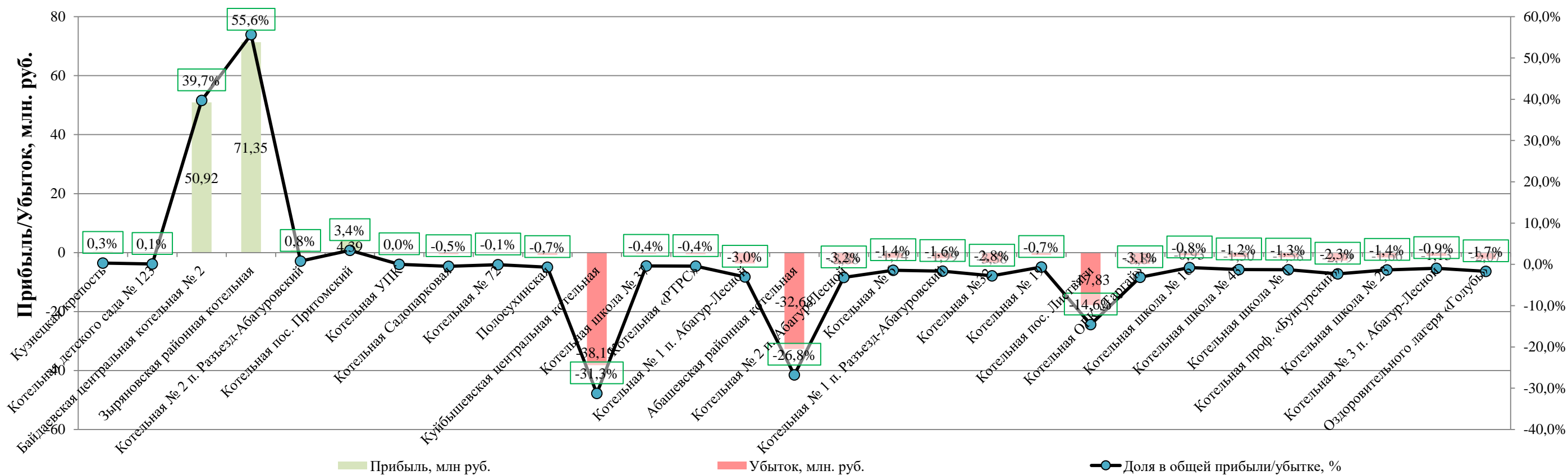


Рисунок 66 – Прибыль/убыток в зоне теплоснабжения котельных ООО «СибЭнерго» и доля в общем балансе

2.2.4. Обоснование решения по переключению зон теплоснабжения Байдаевской и Зыряновской котельных на Кузнецкую ТЭЦ

Актуализированные расчёты подтвердили, что общая котловая НВВ Кузнецкой ТЭЦ и СибЭнерго в результате переключения зон теплоснабжения Байдаевской и Зыряновской котельных на Кузнецкую ТЭЦ уменьшится, с общесистемной точки зрения принятое в прошлой актуализации схемы теплоснабжения решение по переключению является экономически обоснованным и принципиальных оснований для его пересмотра нет. Однако откладывание реализации этого решения наряду с указанными рисками, невозможность сдерживать потребность в реконструкции котельных в отсутствие переключений, диктует необходимость рассматривать это решение **в настоящей актуализации как условно отложенное, до появления мероприятий по строительству тепловых сетей в утвержденной инвестиционной программе.**

По этой причине в актуализированную редакцию схемы теплоснабжения на 2019 -2020 годы включаются проектно-изыскательские работы по тепловым сетям, обеспечивающим рассматриваемые переключения. Также в настоящей актуализации схемы теплоснабжения остаются проекты ООО «СибЭнерго» по замене котла №2 на котел КВР 11,63-115 и реконструкции АСУ ТП котлоагрегатов № 1, 3, 4, 5, 6 Зыряновской котельной, но условно переносятся с 2019 на 2020-2021 годы (откладываются до утверждения следующей актуализации схемы теплоснабжения). В случае выполнения, положительного результата проектных работ и подтверждения решения строительства тепловых сетей в инвестиционной программе, соответствующие мероприятия должны быть включены в следующую актуализацию проекта схемы теплоснабжения, а проекты по реконструкции Зыряновской котельной изъяты. При отсутствии мероприятий по строительству тепловых сетей от Кузнецкой ТЭЦ к Байдаевской и Зыряновской котельным в инвестиционной программе, соответствующие проекты по строительству тепловых сетей убираются из проекта схемы теплоснабжения, в котором остаются проекты по реконструкции Зыряновской (и Байдаевской) котельных.

3. Синхронизация схемы теплоснабжения со схемой газоснабжения г. Новокузнецк до 2030 года

В настоящем разделе рассматривается синхронизация Актуализируемой схемы теплоснабжения со Схемой газоснабжения г. Новокузнецка до 2030 года, разработанной АО «Головной научно-исследовательский и проектный институт по распределению и

использованию газа «Гипрониигаз» Новосибирский филиал в 2016 году.

Синхронизация мероприятий в части газификации, предусмотренных настоящей актуализацией Схемы теплоснабжения и Схемой газоснабжения г. Новокузнецка до 2030 года представлена в таблице.

3.1. Котельные Абашевская, Притомская и п. Листвяги

Предыдущая актуализация Схемы теплоснабжения предусматривала реконструкцию основного и вспомогательного оборудования котельных Абашевская, Притомская и п. Листвяги с целью перевода на газ в соответствии с утвержденным Генеральным планом. Из рассматриваемых источников, Схема газоснабжения . Новокузнецка до 2030 года предусматривает газификацию только котельной п. Листвяги в период до 2030 года. В связи с чем, предусмотренная в предыдущей актуализации Схемы газификация котельной п. Листвяги перенесена с 2020 года на 2031 год.

Возможность строительства газопроводов для газификации котельных Абашевская и Притомская необходимо определить в Схеме газоснабжения при следующей ее актуализации, для последующего включению результатов в актуализацию Схемы теплоснабжения.

3.2. Котельные №19, №72, УПК

Газификация котельной №19 Схемой газоснабжения не предусмотрена. В тоже время в непосредственной близости (670 м) от существующей котельной проходит газопровод от ГГРП 3 до ООО «БизнесЛига», а до 2020 года предусмотрено строительство газопровода по ул. Сивашская, от ГГРП 13 до ГРП №№ 578-580 в зоне индивидуальной застройки. Схемой теплоснабжение предусматривается строительство новой газовой АБМК в непосредственной близости от школы №19 с подключению к данному газопроводу в 2021 году. Перспективный диаметр газопровода должен быть определен с учетом максимального расхода газа новой АБМК (КК) №1-К19 в замен существующей котельной №19.

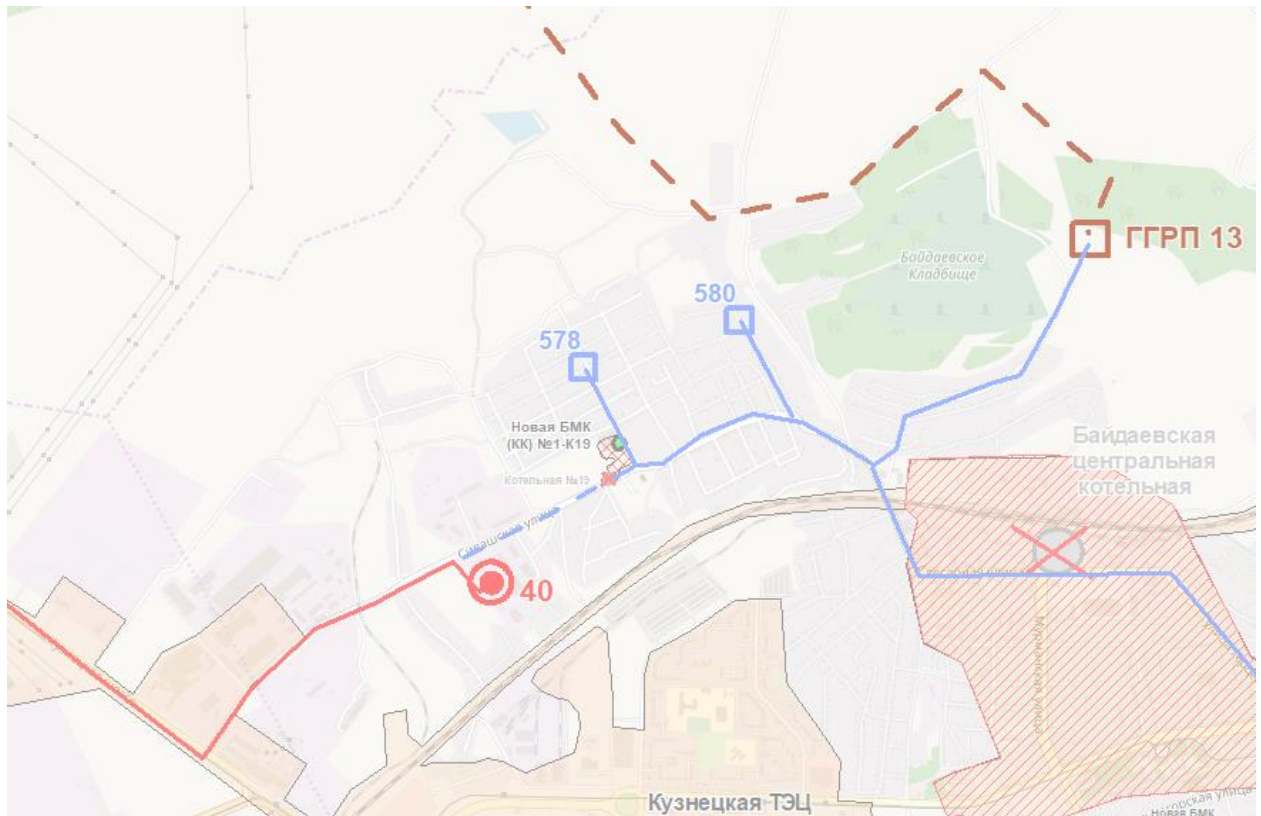


Рисунок 67 – Синхронизация газификации котельной №19

Газификация котельной №72 Схемой газоснабжения предусматривается до 2030 года. При этом в непосредственной близости от котельной №17 до 2020 года по ул. Прибрежной предполагается провести газопровод соединяющий ГГРП 13 и Абагурский завод ЖБК.

Учитывая убыточность существующей котельной №72, Схемой теплоснабжения предусматривается переключение потребителей данной котельной на более эффективную БЦК в 2025 году. Альтернативной данному мероприятию может быть строительство новой газовой АБМК (КК) №1-К72 для замещения существующей котельной при условии прокладки газопровода до 2025 года.

Газификация котельной УПК Схемой газоснабжения не предусмотрена. Схемой газоснабжения до 2020 года планируется строительство газопровода ГГРП 3 – ФГБУ ННПЦ «медсоцэксперт» (ул. Малая, 7), а до 2030 года планируется строительство газопровода-отвода по ул. Малая, - ул. Депутатская - пр-д. Томский до ГРП №№ 566-567 протяженностью 1,8 км Ду100/80.

Учитывая убыточность существующей котельной УПК, Схемой теплоснабжения предусматривается вывод котельной из эксплуатации с переключением нагрузок на котельную БЦК в 2025 году.

Альтернативным вариантом может быть строительство новой газовой АБМК, если в Схеме газоснабжения будет предусмотрено строительство газопровода по ул. Малая, - ул. Депутатская - пр-д. Томский (1,8 км Ду100/80) на период до 2025 года.

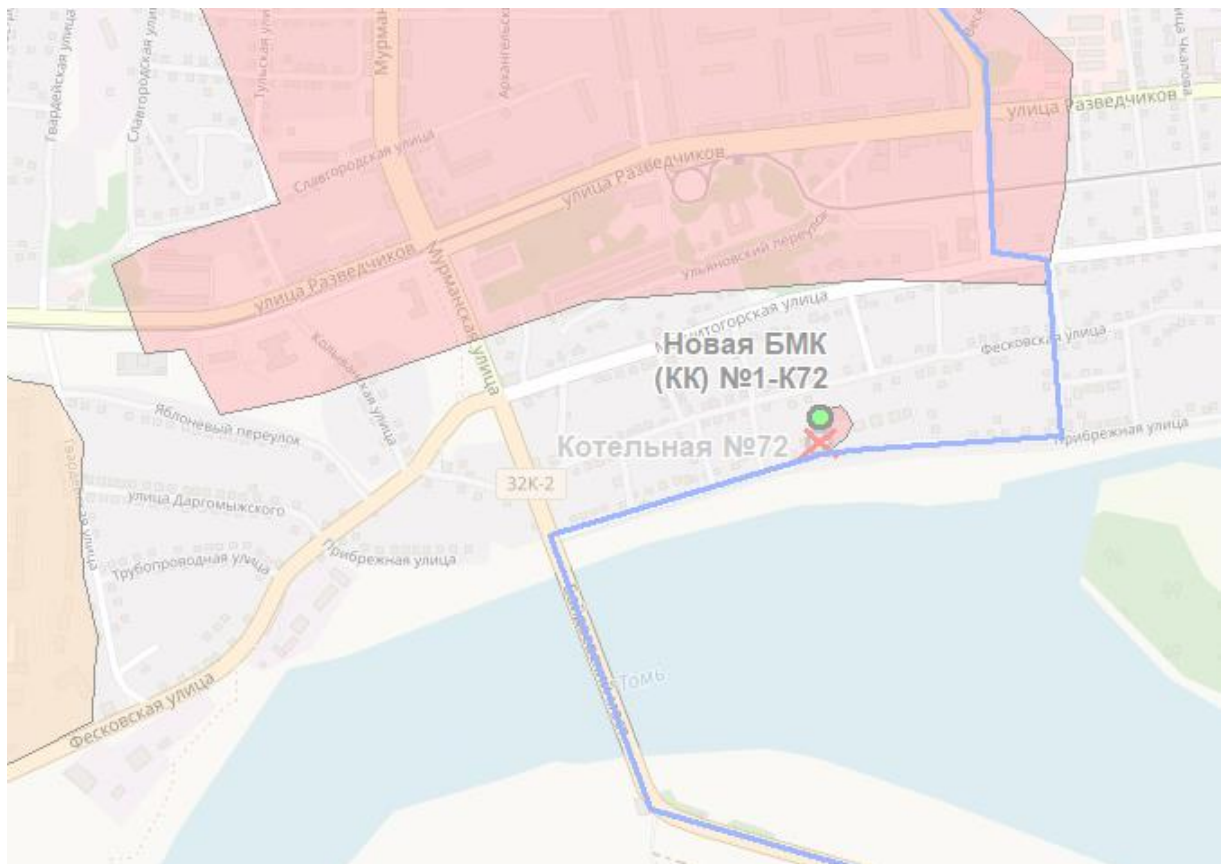


Рисунок 68 – Синхронизация газификации котельной №72 (альтернатива базового Варианта)

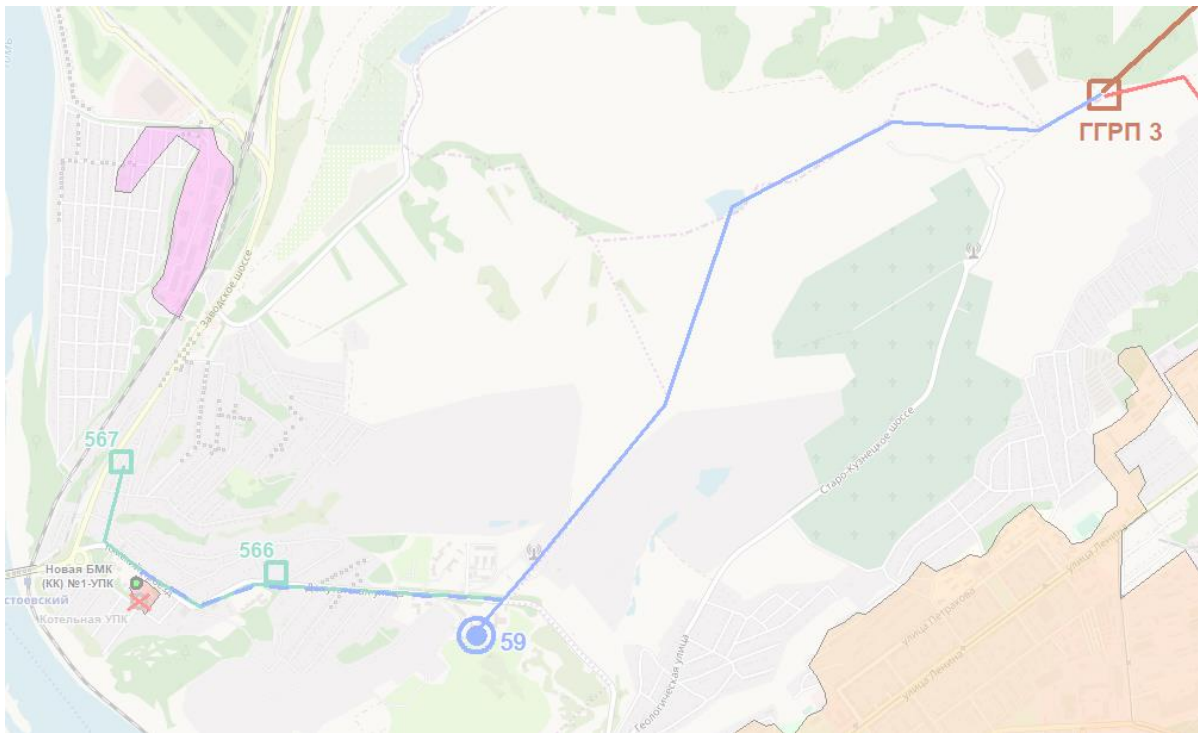


Рисунок 69 – Синхронизация газификации котельной УПК

3.3. Котельные ОРК «Таргай», проф. «Бунгурский», «Голубь», школы №1, школы №23, школы №37, школы-интернат №66 (Монтажник), дет. Сада №123, Полосухинской, Кузнецкая крепость, НКХП

Газификация котельных ОРК «Таргай», проф. «Бунгурский», «Голубь», школы №1, школы №23, школы №37, школы-интернат №66 (Монтажник), дет. Сада №123, Полосухинской, Кузнецкая крепость, НКХП Схемой газоснабжения не предусмотрена.

подавляющее большинство данных котельных расположено в зонах индивидуальной жилой застройки Куйбышевского района, газификация которых предусмотрена до 2030 года.

Возможность строительства газопроводов для газификации данных котельных необходимо определить в Схеме газоснабжения при следующей ее актуализации, для последующего включения результатов в актуализацию Схемы теплоснабжения.

3.4. Котельные №№1-3 п. Абагур-Лесной, котельные №1,2 п. Разъезд-Абагуровский, котельная №6

Газификация котельных Котельных №№1-3 п. Абагур-Лесной, котельных №1,2 п. Разъезд-Абагуровский, котельной №6 Схемой газоснабжения предусмотрена в период до 2030 года. Данные котельные обеспечивают тепловой энергией преимущественно малоэтажные многоквартирные жилые дома и встроенные объекты. Плотность нагрузок в зонах действия

данных котельных менее 0,2 (Гкал/ч)/га, что недостаточна для организации эффективной системы централизованного теплоснабжения, на базе газовых котельных.

Предлагается рассмотреть возможность организации индивидуального теплоснабжения, в том числе поквартирного отопления, потребителей данных котельных в Схеме газоснабжения при следующей ее актуализации. с последующем включением в актуализацию Схемы теплоснабжения.

3.5. Котельные Центральная Куйбышевская, №32 (БПОУ), Садопарковая, школа №43, Новая котельная для Ж/Д ТЧ-15

Схема газоснабжения предусматривает газификацию котельных КЦК, №32 (БПОУ), Садопарковой до 2030, года. Газификация котельной Школа №43 и ТЧ-15 схемой газоснабжения не предусмотрены.

Схема теплоснабжения предусматривает вывод из эксплуатации котельной КЦК как расположенной на подрабатываемой территории. Новое строительство на месте данной котельной также невозможно. Схемой теплоснабжения предусматривается переключение нагрузок котельной Садопарковой на котельную №32 (БПОУ) с последующим выводом первой из эксплуатации. После строительства газопровода, котельную №32 планируется газифицировать с сохранением существующего оборудования.

Из Схемы газоснабжения необходимо исключить котельные КЦК и Садопарковую. Также необходимо Учесть строительство отвода для подключения котельных Школы №43 и Новой АБМК (КК) №1-ТЧ-15 для теплоснабжения МКД после отключения от котельной ТЧ-15.

В настоящее время ОАО «РЖД» Западно-Сибирской дирекции по тепловодоснабжению уведомило Администрацию (уведомление от 25.04.2016 №526/ДТВу-3) о выводе из эксплуатации котельной Локомотивное депо, расположенной по ул. 375 км. В связи с чем необходимо предусмотреть строительство БМК для теплоснабжения многоквартирных домов по адресам: ул. Тушинская, 69, 69а, 70, 74. Для теплоснабжения данных потребителей Схемой теплоснабжения планируется строительство новой угольной АБМК. После подведения магистрального газа в соответствии со схемой газоснабжения (за расчетным периодом схемы), данную АБМК планируется газифицировать. .

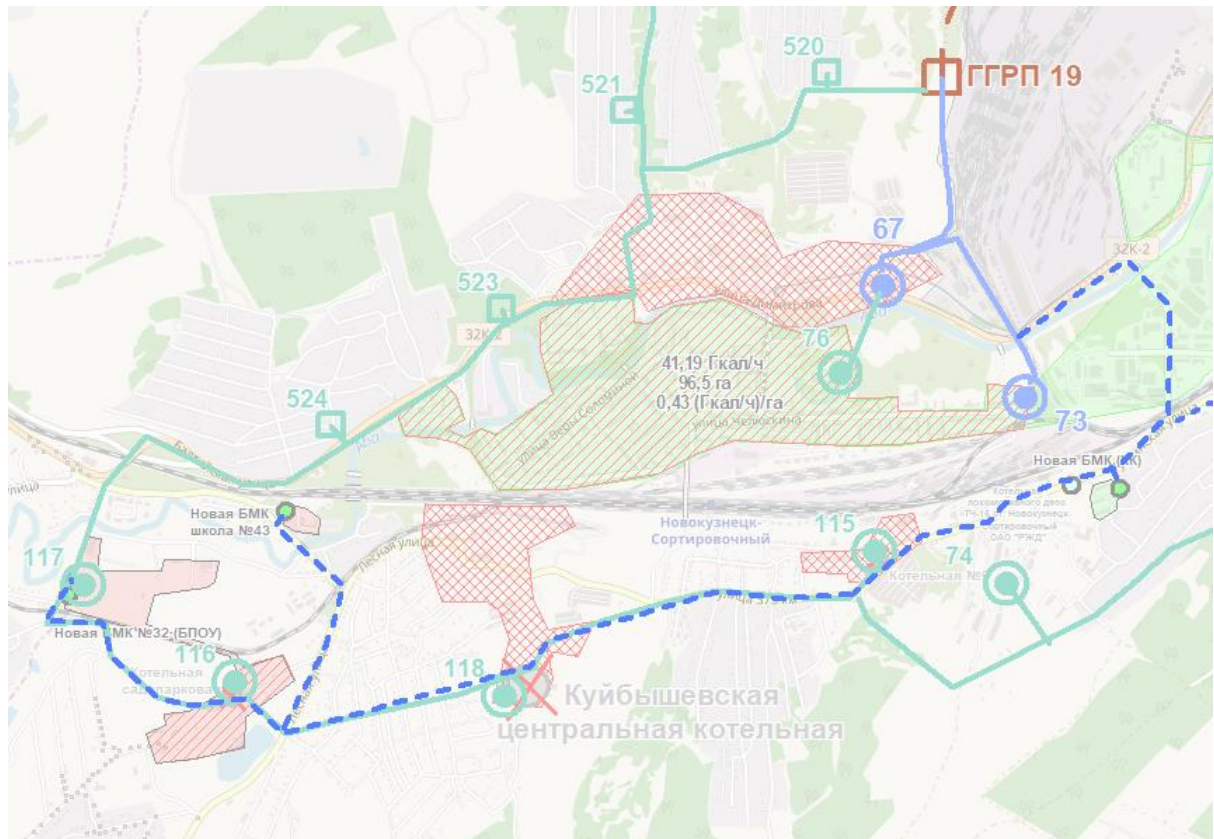


Рисунок 70 – Синхронизация газификации котельных КЦК, №32, Садопарковая, Школа №43, Новая АБМК

Таблица 29 – Синхронизация мероприятий Схемы теплоснабжения и Схемы газоснабжения в части газификации котельных

№ п/п	Эксплуатирующая организация	Наименование источника	Адрес	Основное топливо	Год газификации в соответствии со Схемой Газоснабжения до 2030 года	В настоящей актуализации Схемы теплоснабжения	Предложения по корректировке схемы газоснабжения
1	ООО "СибЭнерго"	Абашевская районная котельная	ул. Кавказская, 26	уголь	не предусмотрено	не предусмотрено	Рассмотреть возможность подключения к сетям газоснабжения до 2030 года
2	ООО "СибЭнерго"	Байдаевская центральная котельная № 2	ул. Слесарная, 12	уголь	не предусмотрено	не предусмотрено	
3	ООО "СибЭнерго"	Зыряновская районная котельная	ул. Пархоменко, 110	уголь	не предусмотрено	не предусмотрено	
4	ООО "СибЭнерго"	Котельная пос. Притомский	ш. Притомское, 26	уголь	не предусмотрено	не предусмотрено	Рассмотреть возможность подключения к сетям газоснабжения до 2030 года
5	ООО "СибЭнерго"	Котельная № 19	пер. Школьный, 1а	уголь	не предусмотрено	2021 год	Учесть при определении диаметра газопровода по ул. Сивашская от ГГРП 13
6	ООО "СибЭнерго"	Котельная № 72	ул. Фесковская, 99	уголь	до 2030 года	2025 год	Рассмотреть возможность подключения к сетям газоснабжения до 2025 года (базовый вариант предполагает вывод из эксплуатации с переключением нагрузок на БЦК)
7	ООО "СибЭнерго"	Котельная УПК	пр-д. Томский, 11а корп. 1	уголь	до 2030 года	2023 год	Перенести строительство газопровода по ул. Малая, - ул. Депутатская - пр-д. Томский (1,8 км Ду100/80) на период до 2023 года
8	ООО "СибЭнерго"	Котельная ОРК «Таргай»	пос. Таргай	уголь	не предусмотрено	не предусмотрено	Рассмотреть возможность подключения к сетям газоснабжения до 2030 года
9	ООО "СибЭнерго"	Котельная № 1 п. Абагур-Лесной	ул. Земнухова, 43	уголь	до 2030 года	не предусмотрено	Рассмотреть возможность организации поквартирного отопления
10	ООО "СибЭнерго"	Котельная № 2 п. Абагур-	пр-д. Дагестанский,	уголь	до 2030 года	не предусмотрено	Рассмотреть возможность

№ п/п	Эксплуатирующая организация	Наименование источника	Адрес	Основное топливо	Год газификации в соответствии со Схемой Газоснабжения до 2030 года	В настоящей актуализации Схемы теплоснабжения	Предложения по корректировке схемы газоснабжения
		Лесной	14				организации поквартирного отопления
11	ООО "СибЭнерго"	Котельная № 3 п. Абагур-Лесной	ул. Пинская, 43а	уголь	до 2030 года	не предусмотрено	Рассмотреть возможность организации поквартирного отопления
12	ООО "СибЭнерго"	Куйбышевская центральная котельная	ул. Стволовая, 9	уголь	до 2030 года	вывод из эксплуатации	Исключить газификацию котельной из Схемы газоснабжения до 2030 года
13	ООО "СибЭнерго"	Котельная пос. Листвяги	ул. Суданская, 52	уголь	до 2030 года	2031 год	
14	ООО "СибЭнерго"	Котельная № 6	ул. 375 км, 34	уголь	до 2030 года	не предусмотрено	Рассмотреть возможность организации индивидуального теплоснабжения
15	ООО "СибЭнерго"	Котельная Садопарковая	ул. Садопарковая, 20	уголь	до 2030 года	вывод из эксплуатации	
16	ООО "СибЭнерго"	Котельная №32	ул. Садопарковая, 32	уголь	до 2030 года	2031 год	
17	ООО "СибЭнерго"	Котельная № 1 п. Разъезд-Абагуровский	ул. Кондомская, 10	уголь	до 2030 года	не предусмотрено	Рассмотреть возможность организации поквартирного отопления
18	ООО "СибЭнерго"	Котельная № 2 п. Разъезд-Абагуровский	ул. Спортивная, 11а	уголь	до 2030 года	не предусмотрено	Рассмотреть возможность организации поквартирного отопления
19	ООО "СибЭнерго"	Котельная проф. «Бунгурский»	Профилакторий «Бунгурский»	уголь	не предусмотрено	не предусмотрено	Рассмотреть возможность подключения к сетям газоснабжения до 2030 года
20	ООО "СибЭнерго"	Котельная «РТРС»	ул. Черемнова, 82	уголь	до 2030 года	2031 год	
21	ООО "СибЭнерго"	Оздоровительного лагеря «Голубь»	д. Есауловка	уголь	не предусмотрено	не предусмотрено	Рассмотреть возможность подключения к сетям газоснабжения до 2030 года
22	ООО "СибЭнерго"	Котельная школа № 1	ул. Пролетарская, 81	уголь	не предусмотрено	не предусмотрено	Рассмотреть возможность подключения к сетям газоснабжения до 2030 года
23	ООО "СибЭнерго"	Котельная школа № 23	ул. Верхнее-Редаково, 104 корп. 2	уголь	не предусмотрено	не предусмотрено	Рассмотреть возможность подключения к сетям

№ п/п	Эксплуатирующая организация	Наименование источника	Адрес	Основное топливо	Год газификации в соответствии со Схемой Газоснабжения до 2030 года	В настоящей актуализации Схемы теплоснабжения	Предложения по корректировке схемы газоснабжения
							газоснабжения до 2030 года
24	ООО "СибЭнерго"	Котельная школа № 37	ул. Варшавская, 2 корп. 2	уголь	не предусмотрено	не предусмотрено	Рассмотреть возможность подключения к сетям газоснабжения до 2030 года
25	ООО "СибЭнерго"	Котельная школа № 43	ул. Жасминная, 8 корп. 1	уголь	не предусмотрено	2031 год	Учесть строительство отвода для перспективного потребителя до 2030 года
26	ООО "СибЭнерго"	Котельная интернат № 66 (Монтажник)	пос. Бунгур	уголь	не предусмотрено	не предусмотрено	Рассмотреть возможность подключения к сетям газоснабжения до 2030 года
27	ООО "СибЭнерго"	Котельная школа № 16	ул. Громовой, 61 корп. 1	уголь	до 2030 года	вывод из эксплуатации	
28	ООО "СибЭнерго"	Котельная детского сада № 123	ул. Литейная, 82	уголь	не предусмотрено	не предусмотрено	Рассмотреть возможность подключения к сетям газоснабжения до 2030 года
29	ООО "СибЭнерго"	Полосухинская	ул. Станционная	уголь	не предусмотрено	не предусмотрено	Рассмотреть возможность подключения к сетям газоснабжения до 2030 года
30	ООО "СибЭнерго"	Кузнецкая крепость	ул. Водопадная, 19	электроэнергия	не предусмотрено	не предусмотрено	Рассмотреть возможность подключения к сетям газоснабжения до 2030 года
31	ООО "СибЭнерго"	Котельная НКХП	пер. Мелькомбинатовский	уголь	не предусмотрено	не предусмотрено	Рассмотреть возможность подключения к сетям газоснабжения до 2030 года
32	КУМИ	Новоильинская газовая котельная	пр. Авиаторов 56а, квартал № 13	газ	-	-	
33	АО "Евразруда"	Котельная АО «Евразруда»	ш. Космическое, 16	уголь	до 2020 года	-	
34	ОАО "РЖД"	Котельная ст. Новокузнецк-Восточный	в районе ст. Новокузнецк-Восточный	уголь	не предусмотрено	не предусмотрено	
35	ОАО "РЖД"	Котельная Локомотивного депо ТЧ-15 ст. Новокузнецк-Сортировочный	ул. Вокзальная, 65	уголь	не предусмотрено	не предусмотрено	

№ п/п	Эксплуатирующая организация	Наименование источника	Адрес	Основное топливо	Год газификации в соответствии со Схемой Газоснабжения до 2030 года	В настоящей актуализации Схемы теплоснабжения	Предложения по корректировке схемы газоснабжения
36	ОАО "РЖД"	Котельная ст. Абагур-Лесной	пос. Абагур-Лесной	уголь	до 2030 года	не предусмотрено	
37	ОАО "РЖД"	Котельная ж/д больницы ст. Новокузнецк п. Точилино	ул. Стальского, 9	уголь	не предусмотрено	не предусмотрено	
38	ООО ТК "Садовая"	Котельная ООО ТК "Садовая"	ул. Селекционная, 11	уголь	не предусмотрено	не предусмотрено	
39	ООО «Новокузнецкий мелькомбинат»	Котельная ООО «Новокузнецкий мелькомбинат»	ул. Вокзальная, 58	уголь	не предусмотрено	не предусмотрено	
40	Не определено	Новая котельная для теплоснабжения микрорайона 24 Новоильинского района	м-н 24		до 2020 года	2019 год	
41	Не определено	Новая котельная для теплоснабжения 25 микрорайона Новоильинского района	м-н 25		до 2020 года	2028 год	
42	Не определено	Новая котельная для теплоснабжения 7 микрорайона Новоильинского района	м-н 7		до 2020 года	2020 год	
43	Не определено	Новая котельная для теплоснабжения 17 микрорайона Новоильинского района	м-н 17		до 2020 года	2031 год	
44	Не определено	Новая котельная для теплоснабжения 6 микрорайона Новоильинского района	м-н 6		до 2030 года	2026 год	
45	Не определено	Новая котельная для теплоснабжения 5 микрорайона Новоильинского района	м-н 5		до 2020 года	2030 год	
46	Не определено	Новая котельная для	м-н 18		до 2020 года	2021 год	

№ п/п	Эксплуатирующая организация	Наименование источника	Адрес	Основное топливо	Год газификации в соответствии со Схемой Газоснабжения до 2030 года	В настоящей актуализации Схемы теплоснабжения	Предложения по корректировке схемы газоснабжения
		теплоснабжения 18 микрорайона Новоильинского района					
47	Не определено	Новая котельная для теплоснабжения мкр. Прибрежный Орджоникидзевского района	м-н Прибрежный		до 2020 года	2032 год	
48	ООО "СибЭнерго"	Новая АБМК ул. Тушинского	ул. Тушинского		не предусмотрено	После 2032 года	Учесть строительство отвода для перспективного потребителя в соответствии со Схемой газоснабжения

