

УТВЕРЖДЕНА
постановлением
Администрации ЗАТО Северск
от _____ № _____



**СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
ЗАКРЫТОГО АДМИНИСТРАТИВНО-ТЕРРИТОРИАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
СЕВЕРСК ДО 2035 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2024 ГОД)**

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ
ГЛАВА 5. МАСТЕР-ПЛАН РАЗВИТИЯ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
ЗАТО СЕВЕРСК
ПСТ.ОМ.70-22.005.000**

Разработчик: Общество с ограниченной ответственностью «НЭТ – Консалтинг»

Томск 2023

Содержание

1. Общие положения	3
2. Описание вариантов перспективного развития систем теплоснабжения поселения	4
2.1. Варианты развития ТЭЦ	4
2.2. Варианты развития котельных	6
2.2.1. Варианты развития котельных п. Самусь	6
2.2.2. Варианты развития котельной п. Орловка	12
3. Техничко-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения поселения	13
3.1. Варианты развития ТЭЦ	13
3.2. Варианты развития котельных	20
4. Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения поселения г. Северск	24
4.1. Варианты развития ТЭЦ	24
4.2. Варианты развития котельных	26

1. Общие положения

В соответствии с п. 23 Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (с изменениями от 03.04.2018 г. № 405 и от 16.03.2019 г. № 276) в Обосновывающие материалы к Схеме теплоснабжения включается Глава 5 «Мастер-план развития систем теплоснабжения ЗАТО Северск до 2035 года».

Мастер-план схемы теплоснабжения предназначен для описания, обоснования отбора и представления заказчику схемы теплоснабжения нескольких вариантов ее реализации. Выбор рекомендуемого варианта выполнен на основе анализа показателей окупаемости предлагаемых в рамках вариантов мероприятий, а также условия обеспечения требуемого уровня надежности теплоснабжения существующих и перспективных потребителей.

Разработанный мастер-план представлен отдельным томом и является дополнением к обосновывающим материалам проекта актуализированной схемы теплоснабжения ЗАТО Северск до 2035 года.

2. Описание вариантов перспективного развития систем теплоснабжения поселения

Предлагаемые варианты развития системы теплоснабжения ЗАТО Северск сформированы по двум независимым направлениям – в части развития ТЭЦ АО «РИР» и части развития котельных, расположенных на внегородских территориях.

2.1. Варианты развития ТЭЦ

При разработке сценариев в части развития ТЭЦ учтены факторы:

1. Сформирована, в установленном порядке направлена в Департаменте тарифного регулирования Томской области инвестиционная программа АО «РИР» на 2021-2023 годы, а также направлена на рассмотрение инвестиционная программа АО «РИР» на 2024–2026 гг.

2. Для повышения эффективности комбинированной выработки электроэнергии на ТЭЦ филиала АО «РИР» в г. Северск составлены и учтены в «Схеме и программе развития электроэнергетики Томской области» на период 2022-2026 планы реконструкции турбинного оборудования.

3. Распоряжением Правительства РФ № 232-р от 07.02.2020 в соответствии с Правилами оптового рынка электроэнергии и мощности, утвержденными постановлением Правительства РФ от 27.12.2010 № 1172 «Об утверждении Правил оптового рынка электроэнергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства РФ по вопросам организации функционирования оптового рынка электроэнергии и мощности», на основании результатов отбора проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций с началом поставки мощности после 31 декабря 2014 г. и предложений Правительственной комиссии по вопросам развития электроэнергетики утвержден ввод двух турбоагрегатов типа ПР-30 на ТЭЦ филиала АО «РИР» в г. Северск. Дата поставки мощности на оптовый рынок – 01.07.2025.

4. Альтернативным вариантом замены устаревшего турбинного оборудования является обеспечение потребителей теплом посредством РОУ.

Предлагаемые сценарии развития системы теплоснабжения города Северска учитывают, главным образом, необходимость покрытия существующей и перспективной тепловых нагрузок, а также техническое состояние генерирующего оборудования (степень износа).

Анализ данных по годам ввода в эксплуатацию, наработки и достижения паркового ресурса паровых турбин ТЭЦ, приведенных в части 2 Главы 1 («Существующее положение...» Обосновывающих материалов к Схеме теплоснабжения ЗАТО Северск), показывает, что девять из двенадцати турбоагрегатов были введены в эксплуатацию в период (1953–1960) и к настоящему времени практически выработали ресурс.

В 2020 г. на ТЭЦ разработан план замены устаревшего оборудования на период до 2025 г. В соответствии с этим планом предусматривается вывод устаревшего оборудования и ввод в эксплу-

атацию трех теплофикационных турбин. Турбоагрегат ст. №13 уже введен в эксплуатацию во второй половине 2022 г, а два других турбоагрегата типа ПР-30 включены в план мероприятий на основании результатов отбора проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций и будут обеспечивать по распоряжению Правительства РФ № 232-р от 07.02.2020 поставку мощности в энергосистему РФ, начиная с 01.07.2025 г.

Мероприятия направлены на повышение эффективности комбинированной выработки теплоты и электроэнергии с целью снижения топливной составляющей в себестоимости отпускаемой от ТЭЦ теплоты и электроэнергии, и, как было сказано выше, учтены в «Схеме и программе развития электроэнергетики Томской области» на период 2022–2026, а также в СиПР электроэнергетических систем России на 2022–2028 гг.

В связи с выше изложенным, в качестве основного сценария (сценарий 1) развития системы теплоснабжения ЗАТО Северск на базе ТЭЦ АО «РИР» в перспективе до 2035 г. принимается вариант с вводом новых турбоагрегатов (двух ПР-30) суммарной электрической мощностью 160 МВт, тепловой – 170,6 Гкал/ч и выводом устаревшего оборудования (ТА ст. №№ 1, 2) суммарной электрической мощностью 50 МВт и тепловой 167,5 Гкал/ч.

В качестве альтернативного сценария (сценарий 2) принимается вариант вывода устаревшего турбинного оборудования, в соответствии с мероприятиями по сценарию 1, вводом ТА-13 в 2022 г. и покрытием части тепловой нагрузки от существующих на ТЭЦ РОУ.

Сводные характеристики предлагаемых вариантов развития системы теплоснабжения ЗАТО Северск в зоне действия ЕТО на базе ТЭЦ представлены в табл. 1.

Выводы по резервам (дефицитам) тепловой мощности ТЭЦ в соответствии с выбранными сценариями в перспективе до 2035 г. представлены в Главе 4, из которых следует, что дефицит располагаемой мощности в зоне действия ТЭЦ на период до 2035 года не прогнозируется

Таблица 1 – Сводные характеристики предлагаемых вариантов развития системы теплоснабжения АТО Северск в зоне действия ЕТО на базе ТЭЦ

№ п/п	Наименование мероприятия	Сценарий 1	Сценарий 2
1	Вывод генерирующего оборудования, выработавшего паркковый ресурс	Вывод ТГ-12 (2021 г.), ТГ-1,2 (2025 г.)	
2	Замещение выбывающего генерирующего оборудования	Ввод ТГ-12 и ТГ-14 типа ПР-30	Не предусмотрено
3	Обеспечение (части) теплоснабжения потребителей	Из регулируемых отборов турбин ПР-30	За счет РОУ
4	Поддержание состояния оборудования, а также мероприятия, направленные на повышение эффективности его работы	Предусматриваются, срок реализации – до 2025 г.	

Таким образом, в соответствии со Сценарием № 1 планируется замещение предлагаемых к выводу турбин ТГ-1, ТГ-2, ТГ-12, вводом ТГ-12, ТГ-14 типа ПР-30 и ТГ-13 типа Тп-100/110-90. В

соответствии со Сценарием № 2 предлагается вывод выработавших парковый ресурс турбин ТГ-1, ТГ-2, ТГ-12, ввод ТГ-13 с покрытием дефицита нагрузки мощностью РОУ.

2.2. Варианты развития котельных

На территории ЗАТО Северск расположены три котельные – центральная отопительная котельная (ЦОК) п. Самусь, котельная ул. Камышка п. Самусь, котельная п. Орловка. Возможные сценарии развития по котельной п. Орловка рассматривались отдельно от сценариев развития котельных п. Самусь. Варианты развития котельных приведены в табл. 2, 3.

Таблица 2 – Варианты развития котельных п. Самусь

Система теплоснабжения	Вариант 1	Вариант 2
ЦОК п. Самусь	Капитальный ремонт с переводом в водогрейный режим работы, обеспечение существующей тепловой нагрузки	Реконструкция котельного оборудования, установка электрогенерирующего оборудования для переоборудования котельной в источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, подключение абонентов котельной ул. Камышка
Котельная ул. Камышка п. Самусь	—	Строительство ЦТП на базе котельной, вывод котельной из эксплуатации

Таблица 3 – Варианты развития котельной п. Орловка

Система теплоснабжения	Вариант 1	Вариант 2
Котельная п. Орловка	—	Перевод на сжигание твердого топлива

2.2.1. Варианты развития котельных п. Самусь

Вариант № 1

По этому варианту предлагается перевод котельной п. Самусь в водогрейный режим. Центральная отопительная котельная расположена в п. Самусь, ул. Набережная, 7. Установленная мощность существующей котельной составляет 25,28 Гкал/ч. На котельной установлены 3 паровых котла – два котла типа ДКВР-10-13 ГМ (ст. N 1, 2, единичной мощностью 5,62 Гкал/ч) и один котел типа ДЕ-25-14 ГМ-О (ст. N 3, единичной мощностью 14,04 Гкал/ч). Средневзвешенный срок эксплуатации котельного оборудования составляет на начало 2023 года составляет 17,6 лет.

Существующая котельная обладает существенным резервом тепловой мощности по расчетной нагрузке (25 %). В течение года основную нагрузку несет котел ДЕ-25-14 ГМ-О (работает в

течение отопительного периода (с октября по февраль)), в межотопительный период поочередно в работе находятся только котлы ДКВР-10-13 ГМ с неполной загрузкой, потребители пара в настоящее время в зоне действия котельной отсутствуют.

При переводе паровой котельной в водогрейный режим экономический эффект достигается за счет:

- снижения расхода тепла на собственные нужды:
 - потери тепла с продувкой котлов;
 - потери тепла в паропроводах и пароводяных теплообменниках;
 - потери тепла с потерей конденсата;
- снижения расхода электроэнергии на производственные нужды:
 - на питательные насосы;
 - на конденсатные насосы;
 - снижения затрат на химводоподготовку.

Реконструкция котельной предполагает замену парового котла ДЕ 25-14 ГМ-О на два водогрейных котла ARCUS IGNIS G-6000 (КВа-6,0 Г), тепловой мощностью 6,0 МВт каждый, а также перевод паровых котлов типа ДКВР-10-13-ГМ в водогрейный режим.

Вариант № 2

Второй сценарий предполагает объединение технологических зон действия котельных ул. Камышка и ЦОК, а также установку на ЦОК электрогенерирующего оборудования для обеспечения собственных нужд.

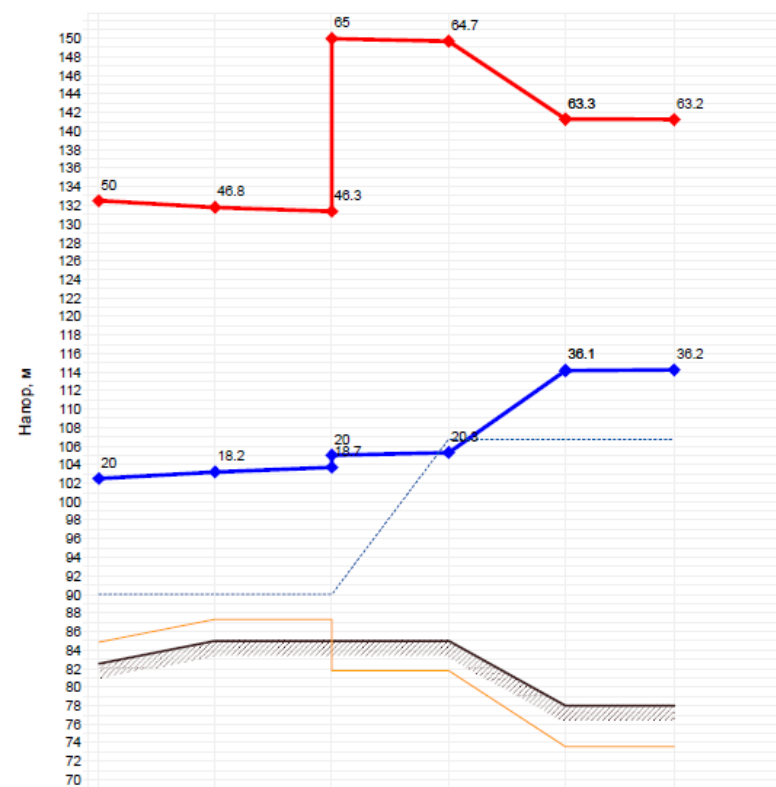
Изменение зоны действия котельной п. Самусь показано на рис. 1, пьезометрический график от центральной отопительной котельной до зоны действия котельной ул. Камышка показано на рис. 2. Для объединения зон действия потребуется строительство участка тепловой сети $2Dy=150$ мм протяженностью 1570,64 м.

Выбор состава электрогенерирующего оборудования зависит от предполагаемого режима работы энергоисточника:

- при планируемой выработке электроэнергии с последующей ее реализацией на оптовом рынке электроэнергии и мощности (далее – ОРЭМ) – по тепловой нагрузке;
- при планируемой выработке электроэнергии с последующей ее реализацией на розничном рынке (далее – РРЭМ) – по тепловой нагрузке;
- для выработки электроэнергии на собственные нужды – по электрической нагрузке.



Рисунок 1 – Расширение зоны действия котельной п. Самусь



Наименование узла	ЦОК	ТК-1	ЦТП 1	Отв-1	Камышка	Отв-к
Геодетическая высота, м	82.5	85	85	85	78	78
Располагаемый напор, м	30	28.559		44.362		27.031
Длина участка, м	17.9	11.2	1	1570.6	4.8	
Диаметр участка, м	0.313	0.313	0.313	0.15	0.15	
Потери напора в ПТ, м	0.713	0.48	0.319	8.377	0.067	
Потери напора в ОТ, м	0.729	0.487	0.319	8.819	0.068	
Скорость воды в ПТ, м/с	1.924	1.924	2.418	0.651	0.649	
Скорость воды в ОТ, м/с	-1.915	-1.915	-2.41	-0.646	-0.647	
Уд. линейные потери в ПТ, мм/м	16.585	16.585	26.196	4.823	4.715	
Уд. линейные потери в ОТ, мм/м	17.565	17.303	27.384	5.08	4.944	
Расход в ПТ, т/ч	512.96	512.96	644.86	39.28	39.22	
Расход в ОТ, т/ч	-510.64	-510.65	-642.55	-39.02	-39.09	

Рисунок 2 – Пьезометрический график

В зависимости от выбранного режима работы, в качестве генерирующего оборудования могут рассматриваться:

- паровые турбины типа «Р» (противодавленческие) с утилизацией тепла в ПВТО;
- газовые турбины с утилизацией тепла уходящих газов (с дожиганием и без);
- газовые микротурбинные установки с утилизацией тепла;
- газопоршневые агрегаты с утилизацией тепла.

Участие в ОРЭМ

Работа ОРЭМ регламентируется Федеральным законом № 35-ФЗ от 23.03.2003 «Об электроэнергетике» и Правилами оптового рынка, утверждаемыми Правительством Российской Федерации. Торговля на оптовом рынке электроэнергии и мощности осуществляется в соответствии с договором о присоединении к торговой системе и регламентами оптового рынка, разрабатываемыми Ассоциацией «НП Совет рынка» – саморегулируемой организацией участников оптового рынка. В торгах на ОРЭМ принимают участие крупные производители (владельцы генерирующих объектов) и покупатели (энергосбытовые компании и крупные потребители, получившие статус субъекта оптового рынка). Для реализации объемов мощности генерирующего оборудования на оптовом рынке электроэнергии и мощности РФ требуется отбор оборудования на входе конкурентного отбора мощности (КОМ) на соответствующий период.

Согласно п. 2.4.5.5 Регламента проведения конкурентных отборов мощности (Приложение № 19.3 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) признаками несоответствия единицы генерирующего оборудования требованиям КОМ являются:

- давление свежего пара составляет 9 МПа (90 атм) и менее;
- год выпуска паровой турбины ранее, чем за 55 лет до года, в отношении которого проводится КОМ;
- КИУМ не более 8 %.

Так как существующее котельное оборудование не поддерживает выработку пара указанных параметров, сценарий участия в ОРЭМ не рассматривается.

Участие в РРЭМ

Томская область входит в Объединенную энергетическую систему Сибири (ОЭС Сибири). Филиал АО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемы Сибири» управляет режимами 10-ти энергосистем ОЭС Сибири, 8 из которых расположены на территории Сибирского Федерального округа, 2 – на территории Дальневосточного Федерального округа. Операционная зона ОДУ Сибири охватывает 12 субъектов Российской Федерации: республики Алтай, Бурятия, Тыва и Хакасия; Алтайский, Забайкальский и Красноярский края; Иркутскую, Кемеровскую, Новосибирскую, Омскую и Томскую области.

Суммарная установленная мощность электростанций ОЭС Сибири составляет 52 489,6 МВт, при этом анализ ретроспективных балансов показывает наличие профицита электроэнергии (положительное сальдо перетоков). Структура установленной мощности ОЭС Сибири показана на рис. 3. Видно, что почти половина установленной мощности приходится на ГЭС, а в 2027 году на площадке АО «СХК» будет введен в эксплуатацию энергоблок Брест-ОД-300 мощностью 300 МВт (СиПР ЭЭС России на 2023–2028 гг, утв. приказом Минэнерго № 108 от 28.02.2023 г.), при этом себестоимость производства электроэнергии на ГЭС и АЭС кратно ниже этого показателя для ТЭЦ.

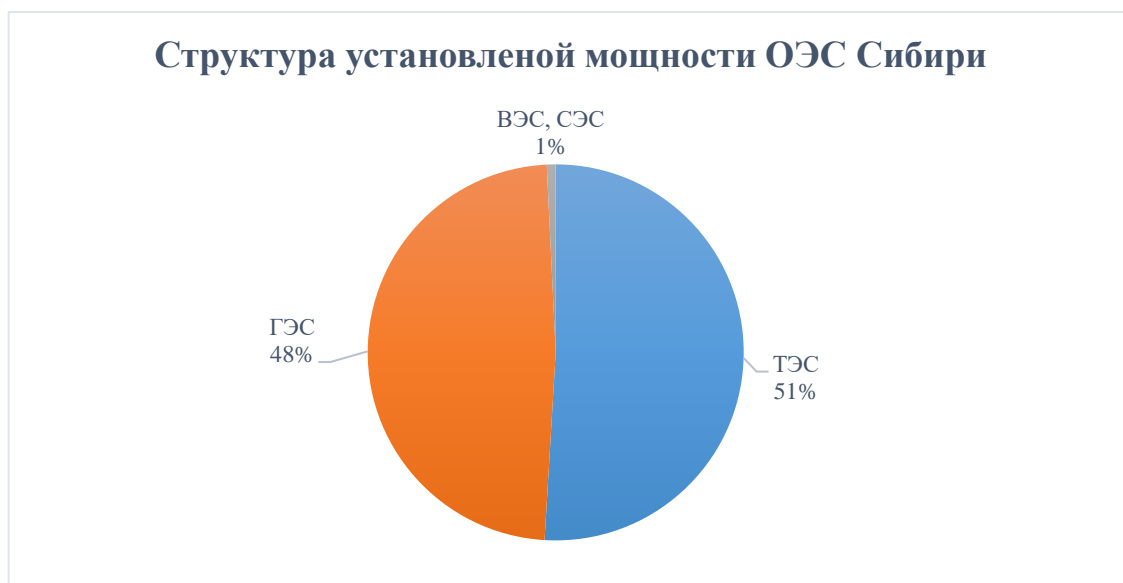


Рисунок 3 – Структура установленной мощности электростанций ОЭС Сибири

Розничный рынок электроэнергии предполагает куплю-продажу электрической энергии (мощности) уровне «энергоснабжающая организация – потребители». Основным нормативный документ, определяющий порядок работы розничного рынка электроэнергии и мощности – это «Основные положения функционирования розничных рынков электроэнергии», утвержденные Постановлением Правительства РФ от 04.05.2012 № 442 (с изм. 28.04.2023 г.). В соответствии с указанным документом поставка электрической энергии (мощности) населению и приравненным к нему категориям потребителей осуществляется по регулируемым ценам (тарифам), установленным органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов.

Ценовые зоны – это территории, на которых возможна свободная конкуренция между производителями, обеспечиваемая значительной пропускной способностью электрической сети. Томская область относится ко второй ценовой зоне. Механизмы ценообразования в первой и второй ценовых зонах одинаковы. Однако цены электрической энергии и мощности отличаются, так как конкурентные торги по электрической энергии и мощности проходят отдельно по каждой ценовой

зоне. Это обусловлено тем, что ценовые зоны разделяются на зоны свободного перетока мощности – территории, внутри которой отсутствуют существенные системные ограничения на переток электрической энергии и мощности. Переток между зонами свободного перетока мощности ограничен. Цена мощности различается в зависимости от ценовой зоны и зоны свободного перетока мощности (для договоров вынужденного режима). В первой ценовой зоне средневзвешенная цена мощности также выше, чем во второй, что обусловлено наличием во второй ценовой зоне производителей более «дешевой» электроэнергии. Это приводит к тому, что прогнозные равновесные цены оптового рынка складываются ниже уровня себестоимости производства электроэнергии на большинстве тепловых электростанций в Сибири.

Для использования на центральной отопительной котельной подходят турбины малой мощности с противодавлением. Экономичность таких турбин, работающих на насыщенном паре, невысока (низкий внутренний КПД). Это обусловлено большими потерями при работе на влажном паре и низким располагаемым теплоперепадом. В этом случае себестоимость производства единицы электроэнергии будет существенно выше цен оптового рынка.

Так как рассматриваемая территория (п. Самусь) не находится в изолированной зоне (является частью ОЭС Сибири), дефицит электрической мощности отсутствует на базовый период и не прогнозируется в перспективе, а также энергоэффективность потенциально возможного для использования оборудования довольно низкая, нет оснований предполагать, что на производимую на проектируемой мини-ТЭС электроэнергию будет спрос. В связи с этим единственно возможный режим работы энергоисточника при переоборудовании существующей котельной в источник комбинированной выработки – производство электроэнергии на собственные нужды.

Производство электроэнергии на собственные нужды

Для использования свободной паровой мощности котлов для выработки электроэнергии на собственные нужды предлагается установка паротурбогенератора типа ПРОМ-500/1500-Э-14/3.

Для обеспечения надежной эксплуатации источника тепловой энергии необходимо также выполнить:

- капитальный ремонт кровли здания ЦОК;
- капитальный ремонт помещений здания ЦОК;
- капитальный ремонт фасада здания и отмостки здания ЦОК;
- капитальный ремонт нежилого здания станции перекачки солевого раствора ЦОК п. Самусь;
- реконструкция нежилого здания склада жидкого резервного топлива ЦОК и его технического переоснащения;
- реконструкция системы управления дутьевым вентилятором и дымососом котлоагрегата ст. № 2;

- капитальный ремонт котлоагрегата ДЕ/25-14-ГМ-О и экономайзера ЭБ1-808И;
- модернизация горелочных устройств котлоагрегатов (замена газомазутных горелок на газодизельные горелки);
- модернизация пультов управления котлоагрегатами.

2.2.2. Варианты развития котельной п. Орловка

Для котельной п. Орловка прорабатывался вариант перевода котельной на твердое топливо (древесная щеп). В качестве аналога рассматривалась блочно-модульная котельная п. Улу-Юл Первомайского района Томской области. Технология работы такой котельной позволяет перерабатывать отходы лесопромышленного комплекса района и экономить на дорогостоящем дизельном топливе. Котельная не требует закупки специально подготовленного биотоплива – пеллет или древесных гранул, а работает на обычных опилках и древесной щепе. Техничко-экономические характеристики такого варианта развития приведено ниже.

3. Технико-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения поселения

3.1. Варианты развития ТЭЦ

При актуализации схемы теплоснабжения г. Северска на 2024 г. предусмотрен ввод 2 турбоагрегатов типа ПР-30 с 01.07.2025. Данные установки согласно Распоряжению Правительства РФ от 7 февраля 2020 г. № 232-р включены в список генерирующих объектов, мощность которых поставляется по договорам купли-продажи (поставки) мощности модернизированных генерирующих объектов после 31.12.2024.

При технико-экономическом сравнении сценариев развития системы теплоснабжения не учитывались мероприятия, включенные в оба сценария и не влияющие на сравнительные показатели. По первому варианту финансово-экономической модели отпуск теплоты и электроэнергии осуществляется от двух турбин ПР-30; по второму варианту – отпуск теплоты от РОУ без выработки электроэнергии.

Основным фактором при выборе Сценария развития схемы теплоснабжения являются условия и наличие источников финансирования мероприятий, и возможное влияние на тариф.

В данном разделе приведены укрупненные экономические показатели сравниваемых сценариев. Базовым критерием для сравнения Сценария 1 и Сценария 2 является затраты на топливо в денежном выражении, которые формируют основную часть тарифа. Также рассчитана маржинальная прибыль от реализации тепловой и электрической энергии.

Учитывая необходимость рассмотрения проекта на протяжении всего расчетного периода, были рассчитаны денежные потоки с учетом влияния фактора времени.

При выполнении финансового обоснования Сценария 1 и Сценария 2 применялись индексы-дефляторы, принятые МЭР на 2020-2039 гг. С целью определения дисконтированных показателей проектов была принята ставка дисконтирования на уровне 14,04 %.

Расчеты по каждому варианту произведены для среднеотопительного режима. В соответствии с документом СНиП 23-01-99 «Строительная климатология» средняя температура наружного воздуха за отопительный период – минус 7,9 °С; продолжительность отопительного периода 5600 ч.

При расчете УРУТ на отпуск электро- и тепловой энергии применен физический метод.

Коэффициенты расхода электроэнергии на собственные электрические нужды принят КСНЭ=0,20; на тепловые собственные и хозяйственные нужды - КСНТ=0,15.

Сценарий №1

Мероприятия в части генерирующего оборудования ТЭЦ в соответствии со сценарием 1 развития системы теплоснабжения ЗАТО Северск представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Мероприятия в части генерирующего оборудования ТЭЦ в соответствии с основным сценарием (сценарием 1) развития системы теплоснабжения ЗАТО Северск

№ п/п	Показатели	Характеристики
1	Тип установки и количество	ПР-30 2 шт.
2	Предполагаемый срок реализации	2020-2024 гг.
3	Основные характеристики установок	вводимая электрическая мощность 60 МВт; тепловая Т-отбора 135 Гкал/ч; П-отбора -35,6 Гкал/ч
4	Предполагаемый перечень работ	ПИР, изготовление и поставка турбоагрегатов, шеф-монтаж СМР и ПНР турбоагрегатов и вспомогательного оборудования

Для определения базовых параметров сравнения сценариев была сформирована финансово-экономическая модель оценки ввода новых турбоагрегатов ТГ-12,14 для обеспечения производства электроэнергии и теплоэнергии, которая представлена в таблице 6.

Технические характеристики и основные показатели в гарантированных режимах работы турбоагрегатов ПР-30 представлены в Приложениях 1 и 2 соответственно.

За основу расчета годовых показателей турбогенераторов ПР-30 приняты характеристики режима 2, для которого электрическая мощность равна 35 МВт, удельный расход теплоты брутто $-q_{э} = 917,7$ ккал/кВт·ч (3845 кДж/кВт·ч), тепловая мощность - 72 Гкал/ч.

Удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии определен по зависимости (Бененсон Е.И. Теплофикационные паровые турбины – М.: Энергоиздат, 1986 г.)

$$b_{э} = q_{э} / (29300 \cdot \eta_k \cdot \eta_{тп}), \text{ кг у.т./кВт·ч,}$$

где $q_{э}$ – в кДж/кВт·ч;

$\eta_k = 0,89$ - КПД парового котла;

$\eta_k = 0,95$ - КПД теплового потока.

Основные результаты расчетов сведены в Таблицу 5.

Таблица 5 – Финансово-экономическая модель по Сценарию 1

Показатель	Ед.изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Установленная мощность турбин ПР-30	МВт						60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
Выработка ЭЭ	млн.кВтч.						196,2	392,4	392,4	392,4	392,4	392,4	392,4	392,4	392,4	392,4	392,4
СН	млн.кВтч.						39,2	78,4	78,4	78,4	78,4	78,4	78,4	78,4	78,4	78,4	78,4
Отпуск ЭЭ с шин	млн.кВтч.						157,0	314,0	314,0	314,0	314,0	314,0	314,0	314,0	314,0	314,0	314,0
Выработка ТЭ	Тыс Гкал						403,2	806,4	806,4	806,4	806,4	806,4	806,4	806,4	806,4	806,4	806,4
СН (тепло) плюс ХН	Тыс Гкал						60,5	121,0	121,0	121,0	121,0	121,0	121,0	121,0	121,0	121,0	121,0
Отпуск ТЭ	Тыс Гкал						342,7	685,4	685,4	685,4	685,4	685,4	685,4	685,4	685,4	685,4	685,4
УРУТ на отпуск ЭЭ	г.у.т./кВтч						194,0	194,0	194,0	194,0	194,0	194,0	194,0	194,0	194,0	194,0	194,0
УРУТ на отпуск ТЭ	кг.у.т./Гкал						213,0	213,0	213,0	213,0	213,0	213,0	213,0	213,0	213,0	213,0	213,0
Объем реализации э/э по РД	млн.кВтч.						29,6	59,2	59,2	59,2	59,2	59,2	59,2	59,2	59,2	59,2	59,2
Объем реализации по РСВ, БР	млн.кВтч.						127,4	254,8	254,8	254,8	254,8	254,8	254,8	254,8	254,8	254,8	254,8
доля РД	%						18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8
Объем реализации мощности	МВт						60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
Цена э/э по РСВ, БР	руб./МВтч	911,0	935,0	976,0	1016,0	1056,0	1087,7	1120,3	1153,9	1188,5	1224,2	1260,9	1298,7	1337,7	1377,8	1419,2	1461,8
Цена реализации э/э по регулируемым договорам	руб./МВтч	1258,2	1296,4	1335,3	1375,3	1416,6	1459,1	1502,9	1548,0	1594,4	1642,2	1691,5	1742,2	1794,5	1848,3	1903,8	1960,9
Тариф на мощность	руб./МВт в месяц	284042,1	0,0	264222,9	266698,8	278586,8	298008,3	316123,1	332362,9	341651,0	348484,0	361314,0	372153,4	383240,1	397803,2	413715,3	432332,5
Тариф на услуги операторов рынка (тариф АТС)	руб./МВтч	1,21	1,26	1,31	1,37	1,42	1,46	1,51	1,55	1,60	1,65	1,70	1,75	1,80	1,85	1,91	1,97
Темп роста цен на мощность	инд.	1,00	1,21	1,15	1,08	1,09	1,07	1,06	1,05	1,03	1,02	1,04	1,03	1,03	1,04	1,04	1,05
темп роста цен на э/э	инд.	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
Расчет выручки от э/э																	
Выручка от реализации э/э по РД	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	43165,4	88920,7	91588,4	94336,0	97166,1	100081,1	103083,5	106176,0	109361,3	112642,1	116021,4
Выручка от реализации э/э по РСВ, БР	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	138588,4	285492,0	294056,8	302878,5	311964,8	321323,8	330963,5	340892,4	351119,2	361652,7	372502,3
Выручка от реализации э/э	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	181753,8	374412,7	385645,1	397214,5	409130,9	421404,8	434047,0	447068,4	460480,4	474294,9	488523,7

Показатель	Ед.изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Выручка от реализации мощности	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	214565,9	227608,7	239301,3	245988,7	250908,5	260146,0	267950,4	275932,8	286418,3	297875,0	311279,4
Темп роста тарифа на т/э	инд.	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
Тариф на ТЭ в ГВ на коллекторе	руб/Гкал	873,2	908,1	944,4	982,2	1021,5	1062,3	1104,8	1149,0	1195,0	1242,8	1292,5	1344,2	1397,9	1453,9	1512,0	1572,5
Выручка от реализации т/э	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	364057,2	757239,0	787528,6	819029,7	851790,9	885862,6	921297,1	958149,0	996474,9	1036333,9	1077787,3
Расход условного топлива в т.ч.	т.у.т.						103453,1	206906,2	206906,2	206906,2	206906,2	206906,2	206906,2	206906,2	206906,2	206906,2	206906,2
Расход условного топлива на производство э/э	т.у.т.						30458,0	60916,0	60916,0	60916,0	60916,0	60916,0	60916,0	60916,0	60916,0	60916,0	60916,0
Расход условного топлива на производство т/э	т.у.т.						72995,1	145990,2	145990,2	145990,2	145990,2	145990,2	145990,2	145990,2	145990,2	145990,2	145990,2
Топливная составляющая на производство э/э	руб./МВтч						547,3	566,8	579,5	587,5	598,4	616,4	634,8	653,9	660,4	666,4	678,8
Топливная составляющая на производство т/э	руб./Гкал						600,9	622,3	636,2	645,0	657,0	676,7	697,0	717,9	725,1	731,7	745,3
Затраты на топливо в т.ч.	тыс. руб.						291835,0	604517,1	618043,0	626573,3	638212,0	657358,4	677079,1	697391,5	704377,9	710779,0	724003,4
затраты на топливо на производство э/э	тыс. руб.						85920,2	177978,1	181960,3	184471,7	187898,3	193535,2	199341,3	205321,5	207378,4	209263,0	213156,5
затраты на топливо на производство т/э	тыс. руб.						205914,8	426539,0	436082,7	442101,6	450313,7	463823,1	477737,8	492070,0	496999,5	501516,0	510847,0
Структура топливного баланса																	
газ	%	18,93%	29,76%	29,76%	29,76%	29,76%	2,91%	2,91%	2,91%	2,91%	2,91%	2,91%	2,91%	2,91%	2,91%	2,91%	2,91%
уголь	%	80,03%	69,41%	69,41%	69,41%	69,41%	97,09%	97,09%	97,09%	97,09%	97,09%	97,09%	97,09%	97,09%	97,09%	97,09%	97,09%
мазут	%	1,04%	0,83%	0,83%	0,83%	0,83%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
темп роста цен на топливо																	
газ	инд.	1,02	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
уголь	инд.	1,02	1,06	1,04	1,08	1,07	1,07	1,04	1,02	1,01	1,02	1,03	1,03	1,03	1,01	1,01	1,02
мазут	инд.	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
цена 1 т.у.т.																	

Показатель	Ед.изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
газ	руб./т.у.т.	3932,5	4052,5	4174,1	4299,3	4428,3	4561,1	4698,0	4838,9	4984,1	5133,6	5287,6	5446,2	5609,6	5777,9	5951,2	6129,8
уголь	руб./т.у.т.	2186,6	2153,0	2241,2	2409,3	2587,6	2768,7	2868,4	2931,5	2969,6	3023,1	3113,8	3207,2	3303,4	3333,1	3359,8	3420,3
мазут	руб./т.у.т.	7132,0	7710,6														
Услуги операторов рынка	тыс. руб.						229,6	473,0	487,2	501,8	516,9	532,4	548,4	564,8	581,8	599,2	617,2
Амортизация (по новому вводу)	тыс. руб.						109272,9	109272,9	109272,9	109272,9	109272,9	109272,9	109272,9	109272,9	109272,9	109272,9	109272,9
Затраты на турбоагрегаты	тыс. руб.	193826,6	155604,6	863138,9	216831,2	209692,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Денежный поток от инвестиционной деятельности	тыс. руб.	- 193826,6	- 155604,6	- 863138,9	- 216831,2	- 209692,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Дисконтированный денежный поток от инвестиционной деятельности		- 169963,7	- 119648,7	- 581981,3	- 128201,5	- 108716,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Маржинальная прибыль от реализации э/э	тыс. руб.						95604,0	195961,7	203197,6	212240,9	220715,7	227337,2	234157,3	241182,0	252520,2	264432,6	274750,1
Маржинальная прибыль от реализации т/э	тыс. руб.						158142,5	330700,0	351445,9	376928,2	401477,2	422039,4	443559,3	466079,0	499475,4	534817,9	566940,3
Маржинальная прибыль от реализации э/э и т/э	тыс. руб.						253746,4	526661,7	554643,5	589169,1	622192,9	649376,6	677716,6	707261,0	751995,6	799250,5	841690,4
Маржиальная прибыль общая	тыс. руб.						577585,3	754270,3	793944,8	835157,8	873101,4	909522,7	945667,0	983193,9	1038413,9	1097125,6	1152969,8
Дисконтированная общая маржинальная прибыль	тыс. руб.						262586,8	300695,2	277544,5	256008,1	234688,9	214380,0	195457,2	178195,0	165032,5	152896,7	140897,3

Таблица 6 – Сводные показатели экономической эффективности за весь проектный период реализации Сценарий 1 (тыс. руб. без учета НДС)

№ п/п	Показатели	тыс. руб. без учета НДС
1	Затраты на топливо на производство э/э	2 046 224,50
2	Затраты на топливо на производство т/э	4 903 945,16
3	Денежный поток от инвестиционной деятельности	-1 639 093,80
4	Дисконтированный денежный поток от инвестиционной деятельности	-1 108 512,06
5	Маржинальная прибыль от реализации э/э	2 422 099,34
6	Маржинальная прибыль от реализации т/э	4 551 605,06
7	Маржинальная прибыль от реализации э/э и т/э	6 973 704,39
8	Маржинальная прибыль общая	9 960 952,43
	Дисконтированная общая маржинальная прибыль	2 378 382,28

Сценарий 2

В соответствии со сценарием №2 отпуск теплоты осуществляется от РОУ острого пара. Характеристики РОУ приведены в Главе 1. Для сравнительного анализа и определения экономического эффекта от реализации мероприятий по Сценарию 2 была сформирована финансово-экономическая модель (таблица 7).

Таблица 7 – Финансово-экономическая модель по Сценарию 2

Показатели		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Выработка ЭЭ	млн.кВтч.						0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
СН	млн.кВтч.						0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск ЭЭ с шин	млн.кВтч.						0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Выработка ТЭ	Тыс Гкал						403,20	806,40	806,40	806,40	806,40	806,40	806,40	806,40	806,40	806,40	806,40
СН (тепло) плюс ХН	Тыс Гкал						60,50	121,00	121,00	121,00	121,00	121,00	121,00	121,00	121,00	121,00	121,00
Отпуск ТЭ	Тыс Гкал						342,70	685,40	685,40	685,40	685,40	685,40	685,40	685,40	685,40	685,40	685,40
УРУТ на отпуск ТЭ	кг.у.т./Гкал						253,00	253,00	253,00	253,00	253,00	253,00	253,00	253,00	253,00	253,00	253,00
Расход условного топлива на производство ТЭ	т.у.т.						86703,1	173406,2	173406,2	173406,2	173406,2	173406,2	173406,2	173406,2	173406,2	173406,2	173406,2
Темп роста тарифа на т/э	инд.	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
Тариф на ТЭ в ГВ на коллекторе 1 плг	руб/Гкал	873,2	908,1	944,4	982,2	1021,5	1062,3	1104,8	1149,0	1195,0	1242,8	1292,5	1344,2	1397,9	1453,9	1512,0	1572,5
Выручка от реализации т/э	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	364057,2	757239,0	787528,6	819029,7	851790,9	885862,6	921297,1	958149,0	996474,9	1036333,9	1077787,3
Топливная составляющая на производство т/э	руб./Гкал						713,7	739,2	755,7	766,2	780,4	803,8	827,9	852,8	861,3	869,1	885,3
Затраты на топливо	тыс. руб.																
затраты на топливо на производство т/э	тыс. руб.						244584,21	506640,27	517976,18	525125,34	534879,67	550926,06	567453,84	584477,46	590332,74	595697,41	606780,65
структура топливного баланса																	
газ	%	19%	30%	30%	30%	30%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
уголь	%	80%	69%	69%	69%	69%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%
мазут	%	1%	1%	1%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
темп роста цен на топливо																	
газ	инд.	1,022	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
уголь	инд.	1,024	1,057	1,041	1,075	1,074	1,07	1,04	1,02	1,01	1,02	1,03	1,03	1,03	1,01	1,01	1,02
цена 1 т.у.т.																	
газ	руб./т.у.т.	3932,5	4052,5	4174,1	4299,3	4428,3	4561,1	4698,0	4838,9	4984,1	5133,6	5287,6	5446,2	5609,6	5777,9	5951,2	6129,8
уголь	руб./т.у.т.	2186,6	2153,0	2241,2	2409,3	2587,6	2768,7	2868,4	2931,5	2969,6	3023,1	3113,8	3207,2	3303,4	3333,1	3359,8	3420,3
мазут	%	7132,0	7710,6														
Маржинальная прибыль от реализации т/э	тыс. руб.						119473,0	250598,8	269552,4	293904,4	316911,3	334936,5	353843,2	373671,5	406142,2	440636,5	471006,6
Дисконтированная маржинальная прибыль от реализации т/э	тыр.р						54315,8	99903,0	94229,2	90093,0	85185,5	78946,6	73134,9	67724,6	64547,2	61407,6	57558,8

Таблица 8 – Сводные показатели экономической эффективности за весь проектный период реализации Сценария 2 (тыс. руб. без учета НДС)

№ п/п	Показатели	тыс. руб. без учета НДС
1	Затраты на топливо на производство т/э	5 824 873,83
2	Маржинальная прибыль от реализации т/э	3 630 676,39
3	Дисконтированная маржинальная прибыль от реализации т/э	827 046,13

Анализ результатов финансовых моделей показывает, что за расчетный период суммарная дисконтированная маржинальная прибыль имеет положительное значение по обоим сценариям. По базовому критерию – затраты на топливо на производство тепловой энергии видно, что по первому сценарию топливные затраты на производства тепла меньше чем по второму сценарию. Также по первому сценарию топливная составляющая производства тепловой энергии меньше. В первом приближении это позволяет говорить о большей целесообразности первого сценария.

3.2. Варианты развития котельных

Центральная отопительная котельная

Сравнительный анализ отдельных технико-экономических показателей работы котельной (ЦОК) до и после реконструкции при выборе Варианта № 1 приведен в таблице 9.

Таблица 9 – Техничко-экономические показатели работы ЦОК (существующая котельная и после перевода в водогрейный режим) по Варианту № 1

Показатель	Ед. изм.	Существующая котельная (план 2024 год)	Проектируемая водогрейная (план 2024 год)
Экономия расхода топлива			
Удельный расход условного топлива на отпуск ТЭ	кг у.т./Гкал	156,79	155,20
Годовой отпуск тепловой энергии	Гкал	45 998,9	45 998,9
Годовой расход условного топлива	т.у.т.	7 212,1	7 139,0
Экономия при переходе на водогрейный режим	т.у.т.		73,1
Топливный эквивалент	б/р	1,129	1,129
Экономия натурального топлива при переходе на водогрейный режим	тыс. м³		64,7
Экономия расхода электроэнергии			
Удельный расход электроэнергии на отпуск тепловой энергии	кВт*ч/ Гкал	22,31	16,25
Годовое потребление электроэнергии	кВт*ч	1 026 423,4	747 390,9
Экономия электропотребления при переходе на водогрейный режим	кВт*ч		279 032,5
Капитальные затраты			
Финансовые потребности в реализацию мероприятий (в ценах текущего года)	тыс. руб.		75 575,7
Эффективность инвестиций			

Показатель	Ед. изм.	Существующая котельная (план 2024 год)	Проектируемая водогрейная (план 2024 год)
Полезный отпуск	Гкал		33403,20
Тариф на тепловую энергию	руб./Гкал		см. рис. 4
Простой срок окупаемости	лет		6,58

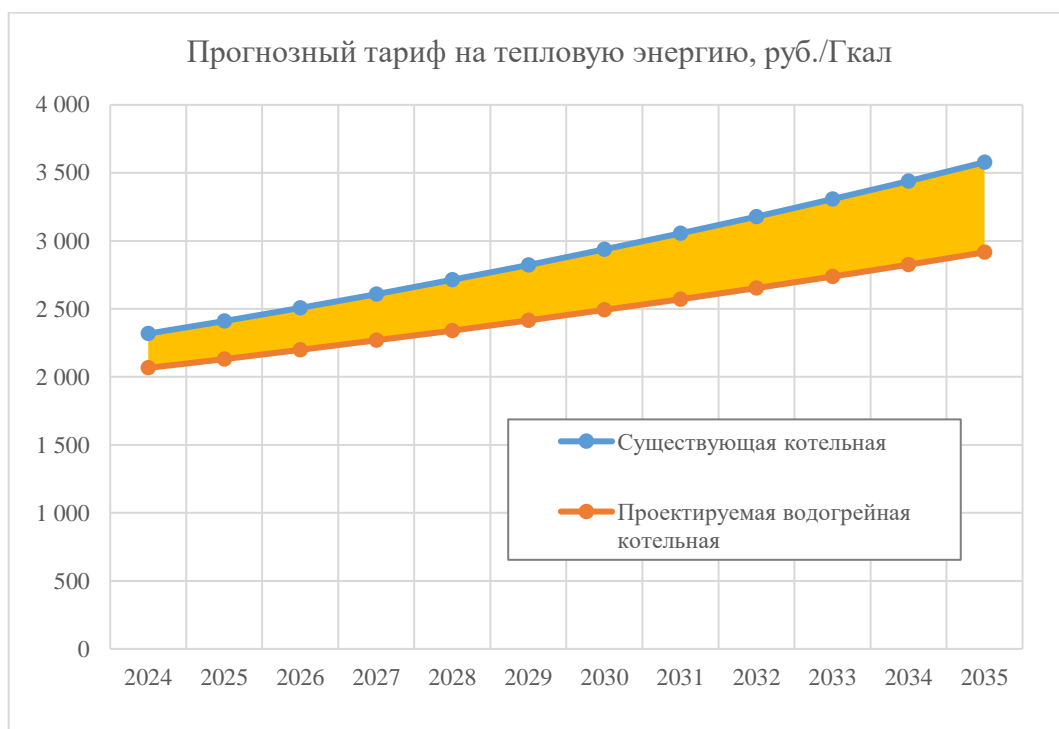


Рисунок 4 – Динамика изменения прогнозного тарифа на тепловую энергию

Видно, что расчетный тариф проектируемой водогрейной котельной ниже тарифа существующей котельной, что позволяет рассматривать разность в тарифах как источник возврата инвестиций. При постоянной величине полезного отпуска, принятой на уровне планового 2024 года, простой срок окупаемости перевода котельной в водогрейный режим составляет менее 7 лет.

В соответствии с положениями, представленными в пп. 2.2, по Варианту развития № 2 предлагается установка электрогенерирующего оборудования для обеспечения собственных нужд (электроэнергия), ремонт сооружений и оборудования котельной, а также объединение технологических зон действия котельных ул. Камышка и ЦОК. Техничко-экономическая оценка предлагаемого варианта приведена в таблице 10.

Таблица 10 – Оценка экономической эффективности Варианта № 2

Показатель	Ед. изм.	Значение
Экономия при снижении затрат на покупную электроэнергию и от реализации ТЭ в зоне действия котельной ул. Камышка		
Выработка электроэнергии	кВт*ч	1 050 000

Показатель	Ед. изм.	Значение
Экономия при снижении затрат на покупную электроэнергию и от реализации ТЭ в зоне действия котельной ул. Камышка		
Тариф на электроэнергию (2022 г.)	руб./кВт*ч	5,94
Расход условного топлива на выработку ЭЭ	т.у.т.	125,30
Расход натурального топлива на выработку ЭЭ	тыс. м ³	111,02
Стоимость натурального топлива	руб./тыс. м ³	6000,00
Ежегодный возврат инвестиций		6970,3
Затраты на реализацию мероприятий		
Установка ТА	тыс. руб.	21 995,0
Строительство ТС для объединения систем теплоснабжения ¹	тыс. руб.	56 380,1
Капитальный ремонт оборудования и сооружений ²	тыс. руб.	4 972,6
Итого	тыс. руб.	83347,65
Экономическая эффективность		
Простой срок окупаемости	лет	12,0

Котельная п. Орловка

Стоимость строительства котельной на щепе была принята на основании объекта-аналога, наиболее подходящего по установленной мощности, – блочно-модульной котельной п. Улу-Юл Первомайского района Томской области. Стоимость строительства принята в соответствии с положительным заключением государственной экспертизы № 70-1-1-2-062840-2021 от 26.10.2021 г. Стоимость строительства в ценах 4 квартала 2021 года составляет 119 788,34 тыс. руб., в ценах 2022 года – 125 538,18 тыс. руб. Расчет экономической эффективности при выборе реализации данного варианта развития системы теплоснабжения представлен в Таблице 11.

Таблица 11 – Расчет экономической эффективности варианта развития системы теплоснабжения

Показатель	Значение
Стоимость строительства БМК в соответствии с заключением ГЭ (в ценах 4 квартала 2021 года), тыс. руб.	119 788,34
Стоимость строительства БМК в соответствии с заключением ГЭ (в ценах 2022 года), тыс. руб.	125 538,18
Цена щепы, принятая к расчету, руб./м ³	1 500,00
Объем щепы в год, м ³	1 109,98
Расходы на топливо в год (щепа), тыс. руб.	1 664,97
Расходы на топливо в год (дизельное топливо), тыс. руб. Утверждено в тарифе на 2022 год	13 467,52

¹ Оценка по НЦС 81-02-13-2023. Сборник № 13. Наружные тепловые сети (Приказ Минстроя № 158/пр. от 6 марта 2023 г.)

² Приближенная оценка по объектам-аналогам

Экономия топлива за год, тыс. руб.	11 802,55
Простой срок окупаемости, лет	10,64

4. Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения поселения г. Северск

4.1. Варианты развития ТЭЦ

Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения города Северска выполнено на основе рассчитанных финансовых моделей (см. п. 3.2) с учетом тарифных последствий для потребителей. Источниками являются «Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года», Министерство экономического развития, утвержден 28.11.2018 г. и «Сценарные условия прогноза социально-экономического развития на 2024–2026 годы», Министерство экономического развития, утвержден 06.04.2019 г.

На рисунке 5 представлены динамика прогнозной цены на тепловую энергию в горячей воде с коллекторов филиала АО «РИР» в Северске в ценах соответствующих лет с учетом реализации проектов и индекса-дефлятора МЭР. Подробно расчет тарифных последствий представлен в Главе 12 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение».

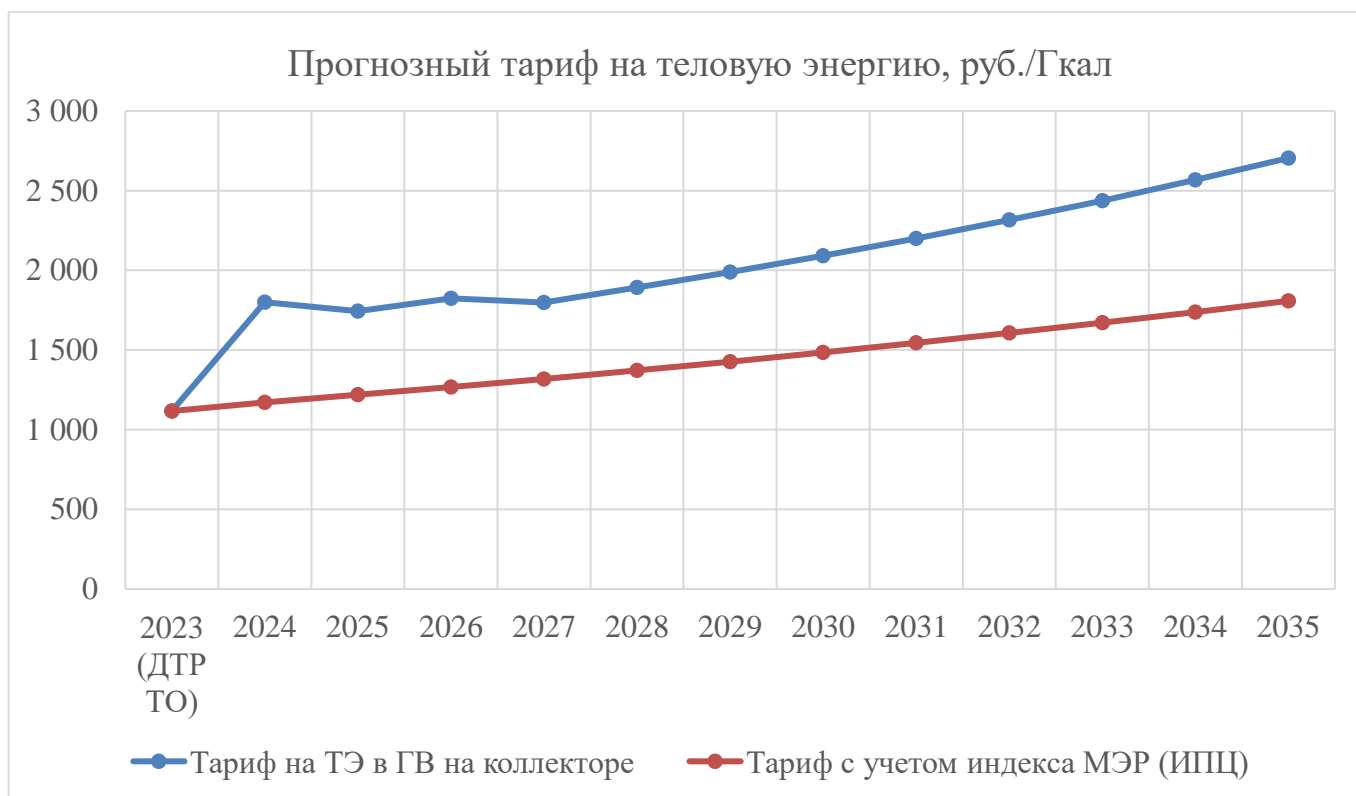


Рисунок 5 – Динамика изменений тарифа на отпуск тепловой энергии в горячей воде с коллекторов филиала АО «РИР» в г. Северске и сценарным условиям Минэкономразвития, руб/Гкал

Таблица 12 – Технические характеристики турбины ПР-30

Наименование параметра	Размерность	Значение
Мощность номинальная	МВт	30
Мощность максимальная	МВт	35
Номинальные параметры свежего пара:		
- давление абсолютное	МПа (кгс/см ²)	8,8 (90)
- температура	°С	535
Пределы отклонения параметров свежего пара от номинальных:		
- давление абсолютное	МПа (кгс/см ²)	8,34...9,32 (85...95)
- температура	°С	480...545
- расход пара	т/ч	0...212
Номинальные параметры пара в регулируемом производственном отборе:		
- давление абсолютное	МПа (кгс/см ²)	0,98 (10)
- температура	°С	272
- расход пара	т/ч	70
Пределы отклонения параметров пара в регулируемом производственном отборе:		
- давление абсолютное	МПа (кгс/см ²)	0,79...1,28 (8...13)
- температура	°С	240...380
- расход пара	т/ч	0...110
Номинальные параметры пара за турбиной:		
- давление абсолютное	МПа (кгс/см ²)	0,196(2,0)
- температура	°С	120
Пределы отклонения параметров пара за турбиной:		
- давление абсолютное	МПа (кгс/см ²)	0,118...0,245 (1,2...2,5)
- температура	°С	70...170
Теплофикационная мощность без отбора	Гкал/ч	93,98
Теплофикационная мощность с отбором	Гкал/ч	38,71
Количество ступеней	шт.	16
Высота последней лопатки	мм	152

Таблица 13 – Гарантийные показатели турбины ПР-30 и условия их достижения

Условия достижения гарантийных показателей на гарантийных режимах	Режим с отбором	Режим без отбора
Параметры	1	2
Абсолютное давление пара перед турбиной, кгс/см ²	90	90
Температура пара перед турбиной, °С	535	535
Расход пара на турбину, не менее т/ч	185	172
Давление пара в деаэраторе	6 ата	6 ата
Абсолютное давление пара в коллекторе производственного отбора, кгс/см ²	10	-
Абсолютное давление пара в коллекторе за турбиной, кгс/см ²	1,3	1,3
Расход пресной охлаждающей воды на маслоохладители турбины и воздухоохладители генератора, не менее м ³ /ч	280	280
Температура пресной охлаждающей воды на маслоохладители турбины и воздухоохладители генератора, °С	20	20
Качество пара поступающего на турбину	Согласно ПТЭ	
Масло турбинное	Т-22 по ГОСТ 32-74	
Электрическая мощность, МВт	35	35
Давление пара в производственный отбор, кгс/см ²	10	-
Температура пара в производственный отбор, °С	272	-
Расход пара в производственный отбор, т/ч	70	0
Температура питательной воды, °С	217,0	213,9

Удельный расход тепла, ккал/кВт*ч	-	917,7
Замеренные на постоянных рабочих местах, на расстоянии 1 м от обшивки турбины по контуру, уровни звукового давления не должны превышать, дБ	80	
Среднее квадратичное значение виброскорости подшипников турбины на установившихся режимах работы при номинальной частоте вращения в вертикальном / поперечном направлениях, мм/с	не более 2,8/4,5	

Таблица 14 – Технические характеристики РОУ, БРОУ острого пара

РОУ, БРОУ ТЭЦ				
РОУ, БРОУ/параметры	РОУ 100/13	РОУ 100/13	РОУ 100/1.2	БРОУ 100/18
	№ 1,8,10,11	№ 2,4	№ 7,9	№ 1,2
G, т/ч	100	150	100	100
P, ата	13	13	2,5	18
t, оС	240	240	150	260
Q(1), Гкал/ч	70,5	104,2	66,1	70,2
Q(сумм), Гкал	282,0	208,5	132,1	70,2

4.2. Варианты развития котельных

При принятии решения о выборе приоритетного варианта развития систем теплоснабжения на базе котельных учтено:

- срок окупаемости инвестиционного проекта по капитальному ремонту существующей котельной с переводом в водогрейный режим работы ниже, чем проекта по переоборудованию котельной в источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии;
- проект капитального ремонта существующей котельной с переводом в водогрейный режим разработан в 2021 году и прошел государственную экспертизу;
- Томская область входит в ОЭС Сибири, дефицит мощности в выделенной системе отсутствует на текущий момент и не ожидается в перспективе;
- Томская область входит во вторую ценовую зону ОРЭМ, в которой себестоимость выработки электроэнергии ниже рыночной, что в условиях отсутствия дефицита мощности, свидетельствует о нецелесообразности ввода электрогенерирующего оборудования на базе отопительной котельной.

На основании представленных данных в качестве приоритетного варианта развития систем теплоснабжения п. Самусь выбран Вариант № 1, предполагающий капитальный ремонт котельной с переводом ее в водогрейный режим работы.

В части котельной п. Орловка Вариант реконструкции котельной с переводом на твердое топливо не может рассматриваться как основной в связи с отсутствием источников финансирования.