

**АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2021 ГОД  
СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО  
ОБРАЗОВАНИЯ ГОРОДСКОЙ ОКРУГ «ГОРОД  
ОБНИНСК» НА ПЕРИОД 2021-2035 ГОДЫ**

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ**

**МАСТЕР-ПЛАН**

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ПЕРЕЧЕНЬ ТАБЛИЦ.....	5
ПЕРЕЧЕНЬ РИСУНКОВ .....	7
1. Общие положения.....	8
2. Собственная генерация .....	8
2.1. Эффективность применения генерации электрической энергии на собственные нужды в условиях Обнинска .....	8
2.2. Выбор мощности генерации на собственные нужды для Городской котельной МП «Теплоснабжение» .....	15
2.3. Повышение эффективности работы электрооборудования на источнике тепловой энергии .....	17
3. Переключение тепловой нагрузки ТЭФ ФЭИ в связи с выводом ее из эксплуатации к 2022 г. ....	32
3.1. Общие положения.....	32
3.2. Вариант выбора источников теплоснабжения 1 .....	41
3.3. Вариант выбора источников теплоснабжения 2 .....	46
3.4. Вариант выбора источников теплоснабжения 3 .....	47
3.5. Вариант выбора источников теплоснабжения 4.....	49
3.6. Вариант выбора источников теплоснабжения 5 .....	51
3.7. Вариант выбора источников теплоснабжения 6 .....	53
3.8. Вариант способа подключения потребителей а.....	55
3.9. Вариант способа подключения потребителей б .....	56
3.10. Вариант способа подключения потребителей в .....	59
3.11. Совокупные затраты по каждой комбинации вариантов.....	60

## ПЕРЕЧЕНЬ ТАБЛИЦ

Таблица 1 – Стоимость эквивалента электрической энергии, тепла и природного газа .....	9
Таблица 2 – Показатели для установки комбинированной выработки на базе турбины типа «Р» .....	13
Таблица 3 – Показатели для установки комбинированной выработки на базе ГТУ ...	13
Таблица 4 – Баланс потребления электрической энергии на Городской котельной МП «Теплоснабжение» по группам оборудования .....	16
Таблица 5 – Тягодутьевое оборудование Городской котельной МП «Теплоснабжение» .....	18
Таблица 6 - Потенциал энергосбережения на тягодутьевом оборудовании низкого напряжения.....	19
Таблица 7 - Оценка эффективности внедрения ЧРП на тягодутьевом оборудовании котлов КВГМ-100 .....	20
Таблица 8 – Сведения о сетевых насосах первой очереди .....	24
Таблица 9 – Сведения о сетевых насосах второй (третьей) очереди.....	25
Таблица 10 – Расчетный расход электроэнергии сетевыми насосами до и после реализации мероприятий .....	28
Таблица 11 – Расчетный расход электроэнергии сетевыми насосами до и после реализации мероприятий .....	31
Таблица 12 – Минимальная мощность котельной для случая выхода из строя одного котла наибольшей мощности .....	34
Таблица 12 – Возможные комбинации вариантов источников тепловой энергии и схем подключения потребителей в Старом городе и п. Мирный.....	37
Таблица 13 – Сравнительный анализ приведенных затрат на реализацию мероприятий по организации централизованного теплоснабжения городских очистных сооружений канализации.....	38
Таблица 14 – Капитальные затраты на реализацию мероприятий по Варианту 1 .....	45
Таблица 15 – Капитальные и эксплуатационные затраты на реализацию мероприятий по Варианту 2.....	47
Таблица 16 – Капитальные и эксплуатационные затраты на реализацию мероприятий по Варианту 3.....	48
Таблица 17 – Капитальные и эксплуатационные затраты на реализацию мероприятий по варианту 4.....	51
Таблица 18 – Капитальные и эксплуатационные затраты на реализацию мероприятий по варианту 4.....	53
Таблица 19 – Капитальные и эксплуатационные затраты на реализацию мероприятий по варианту 6.....	54
Таблица 20 – Расчет стоимости установки ИТП у потребителей в Старом городе и п. Мирный .....	57
Таблица 21 – Возможные комбинации вариантов источников тепловой энергии и схем подключения потребителей в Старом городе и п. Мирный.....	60

Таблица 23 – Сравнительная характеристика вариантов переключения тепловой нагрузки ТЭЦ ФЭИ в связи с выводом ее из эксплуатации.....	61
--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----

## ПЕРЕЧЕНЬ РИСУНКОВ

Рисунок 1 – Стоимость эквивалента энергии .....	9
Рисунок 2 – Соотношение себестоимости производства эквивалента энергии .....	10
Рисунок 3 – Соотношение топливной составляющей электроэнергии .....	11
Рисунок 4 – Соотношения тепловой и электрической мощности для различного генерирующего оборудования в зависимости от электрического КПД .....	12
Рисунок 5 – Соотношение топливной и прочих составляющих в цене электроэнергии паровой турбины типа «Р» .....	14
Рисунок 6 – Соотношение топливной и прочих составляющих в цене электроэнергии ГТУ .....	14
Рисунок 7 – Направления снижения расходов на потребляемую электроэнергию .....	16
Рисунок 8 - Баланс потребления электрической энергии на Городской котельной МП «Теплоснабжение» по группам оборудования .....	17
Рисунок 9 - Фактические удельные затраты электроэнергии на тягу и дутье КВГМ-100 по результатам режимной наладки .....	20
Рисунок 10 – Возможные варианты оптимизации работы сетевых насосов .....	23
Рисунок 11 – Принципиальная схема циркуляции теплоносителя Городской котельной ..	24
Рисунок 12 – Принципиальная гидравлическая схема Городской котельной в отопительный период .....	25
Рисунок 13 – Расходно-напорная характеристика насоса 14Сд-10х2 .....	26
Рисунок 14 – Расходно-напорная характеристика насоса 14Сд-10х2 с ЧРП .....	27
Рисунок 15 – Зависимость КПД насоса (только) 14Сд-10х2 .....	27
Рисунок 16 – Расходно-напорная характеристика насоса 1Д-1250-125 .....	29
Рисунок 17 – Принципиальная схема циркуляции теплоносителя Городской котельной с установкой насосов 2хСЭ-1250-100 .....	30
Рисунок 18 – Принципиальная гидравлическая схема Городской котельной в отопительный период (перспективное положение) .....	31
Рисунок 19 – Потребители в Старом городе, давление в обратных трубопроводах систем теплоснабжения которых превышает $6 \text{ кгс/см}^2$ .....	36
Рисунок 20 – Потребители в п. Мирный, давление в обратных трубопроводах систем теплоснабжения которых превышает $6 \text{ кгс/см}^2$ .....	36
Рисунок 21 – Перспективные потребители ПНС «Старый город» .....	42
Рисунок 22 – Потребители в Старом городе, давление в обратных трубопроводах систем теплоснабжения которых превышает $6 \text{ кгс/см}^2$ .....	43
Рисунок 23 – Перспективные потребители ПНС «Мирный» .....	43
Рисунок 24 – Перспективные потребители ЦТП ФЭИ .....	44

## **1. Общие положения**

Мастер-план является дополнительной главой обосновывающих материалов Схемы теплоснабжения, не входящей в обязательные требования Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».

Задача настоящего Мастер-плана состояла в обосновании выбора наилучших вариантов:

- Применения собственной генерации электрической энергии в комбинированном цикле на Городской котельной МП «Теплоснабжение»;
- Отключения внешних потребителей от ведомственных источников и перевода их на альтернативные источники теплоснабжения;
- Переключение тепловой нагрузки ТЭФ ФЭИ в связи с выводом ее из эксплуатации к 2022 г.;
- Обеспечения теплоснабжения перспективной застройки.

Наиболее целесообразные мероприятия, из рассматриваемых в настоящем мастер-плане будут включены в главу 6 «Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии» и главу 7 «Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них»

## **2. Собственная генерация**

### **2.1. Эффективность применения генерации электрической энергии на собственные нужды в условиях Обнинска**

Для оценки эффективности строительства источников комбинированной выработки электрической и тепловой энергии на базе отопительных котельных следует оценить рентабельность таких энергоисточников в существующих условиях рынка.

Цена электроэнергии и природного газа принимается по текущей средней цене покупки МП «Теплоснабжение» в 2016 году, стоимость тепловой энергии – по экономически обоснованному тарифу МП «Теплоснабжение» на 2016 год. В следующей

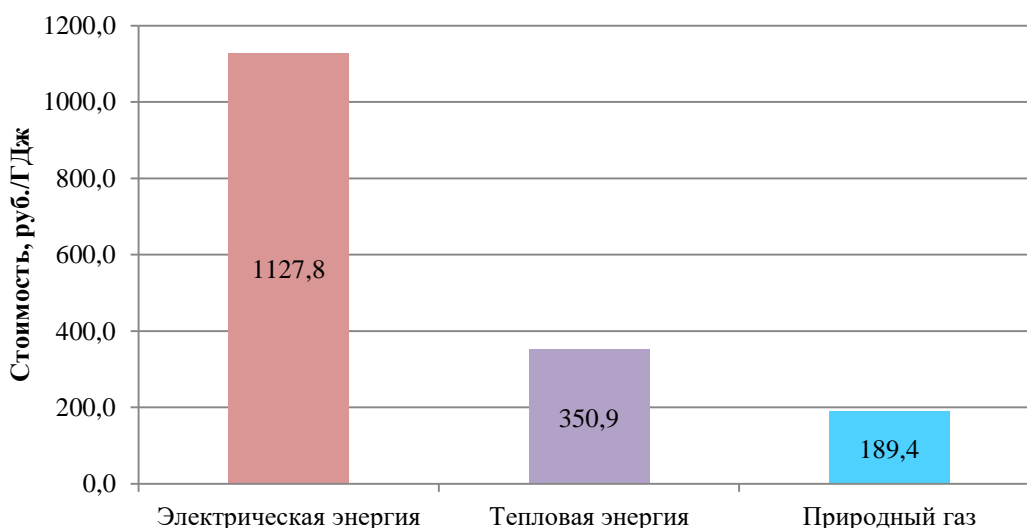
таблице 22 приведены соответствующие стоимость эквивалента энергии (руб./ГДж) данных энергоносителей вместе с максимально возможной добавленной стоимостью производства тепловой и электрической энергии при сжигании газа.

Теплосетевая организация – организация, оказывающая услуги по передаче тепловой энергии.

**Таблица 1 – Стоимость эквивалента электрической энергии, тепла и природного газа**

Наименование	Ед. изм.	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Природный газ
Цена электрической энергии (1-й ценовой зоне)	руб./кВт*ч	4,06		
Стоимость тепловой энергии на котельных	руб./Гкал		1469,1	
Стоимость газа	руб./тыс.нм3			4980
Переводной коэф. для ЭЭ	кВт*ч/ГДж	277,78		
Переводной коэф. для ТЭ	Гкал/ГДж		0,2389	
Переводной коэф. для газа	тыс.нм3/ГДж			0,038
Стоимость эквивалента энергии	руб./ГДж	<b>1127,8</b>	<b>350,9</b>	<b>189,4</b>
Максимально возможная добавленная стоимость	руб./ГДж	<b>938,4</b>	<b>161,5</b>	-

**Стоимость эквивалента энергии, руб./ГДж**

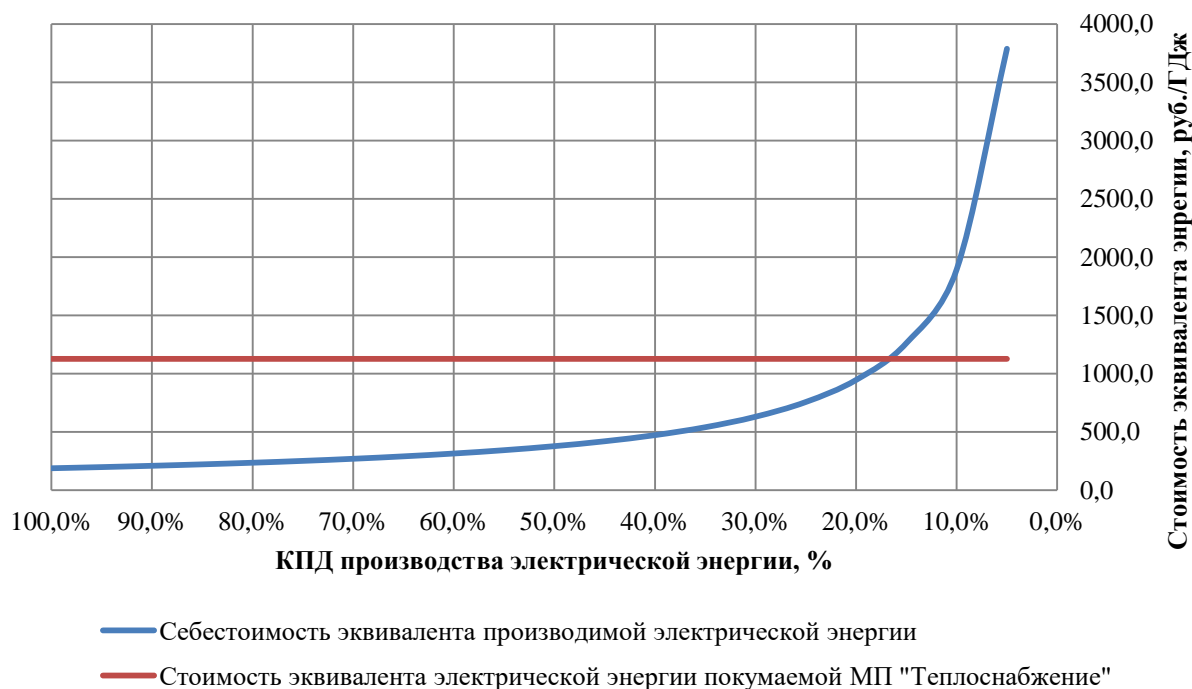


**Рисунок 1 – Стоимость эквивалента энергии**

Экономия от производства электрической энергии из газа равна разнице между добавленной стоимостью (добавленная стоимость в данном случае равна стоимости приобретаемой электроэнергии за минусом стоимость приобретенного газа) и прочими операционными расходами. Максимальная добавленная стоимость соответствует 100% электрическому КПД и отсутствию прочих операционных расходов. Как повышается

стоимость эквивалента электрической энергии (стоимость топливной составляющей без учета прочих операционных расходов) при снижении КПД показывает следующий график.

### Соотношение себестоимости производства эквивалента электроэнергии в зависимости от КПД и стоимости ее на рынке



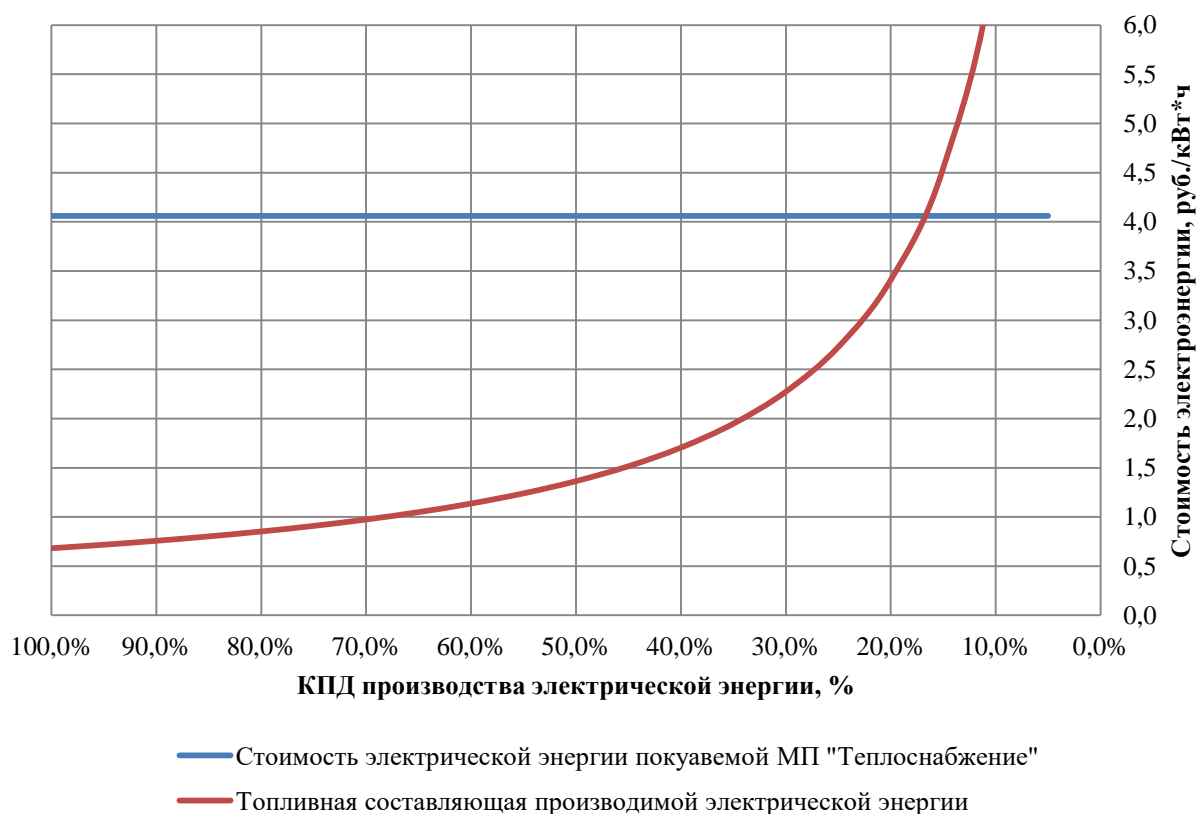
**Рисунок 2 – Соотношение себестоимости производства эквивалента энергии**

Как видно, топливная составляющая производимой электрической энергии равна цене ее покупки при КПД производства электрической энергии менее 12%. Современные газопоршневые и газотурбинные установки имеют КПД порядка 27% - 40%, что обеспечивает топливную составляющую меньше 500 руб./ГДж.

То же самое, только для стоимости топливной составляющей в кВт\*ч электроэнергии, показывает следующий график.



### Соотношение себестоимости производства электроэнергии в зависимости от КПД и стоимости ее на рынке



**Рисунок 3 – Соотношение топливной составляющей электроэнергии**

Для энергоустановок, работающих в комбинированном цикле, электрический КПД определяется расходом условного топлива на выработку электрической энергии, который в свою очередь, зависит от принятого метода разнесения затраченного топлива на производство электрической и тепловой энергии и коэффициентом использования топлива всей установки.

Для исключения условного перекрестного субсидирования между тепловой и электрической частью, для рассматриваемых типов когенерационных источников целесообразно принять удельный расход топлива на выработку тепловой энергии соответствующим современной котельной – 156 кг у.т./Гкал. Для определения характерных соотношений тепловой и электрической мощности для различных групп оборудования в зависимости от электрического КПД установки без теплофикации (конденсационный режим) воспользуемся обобщенными зависимостями.

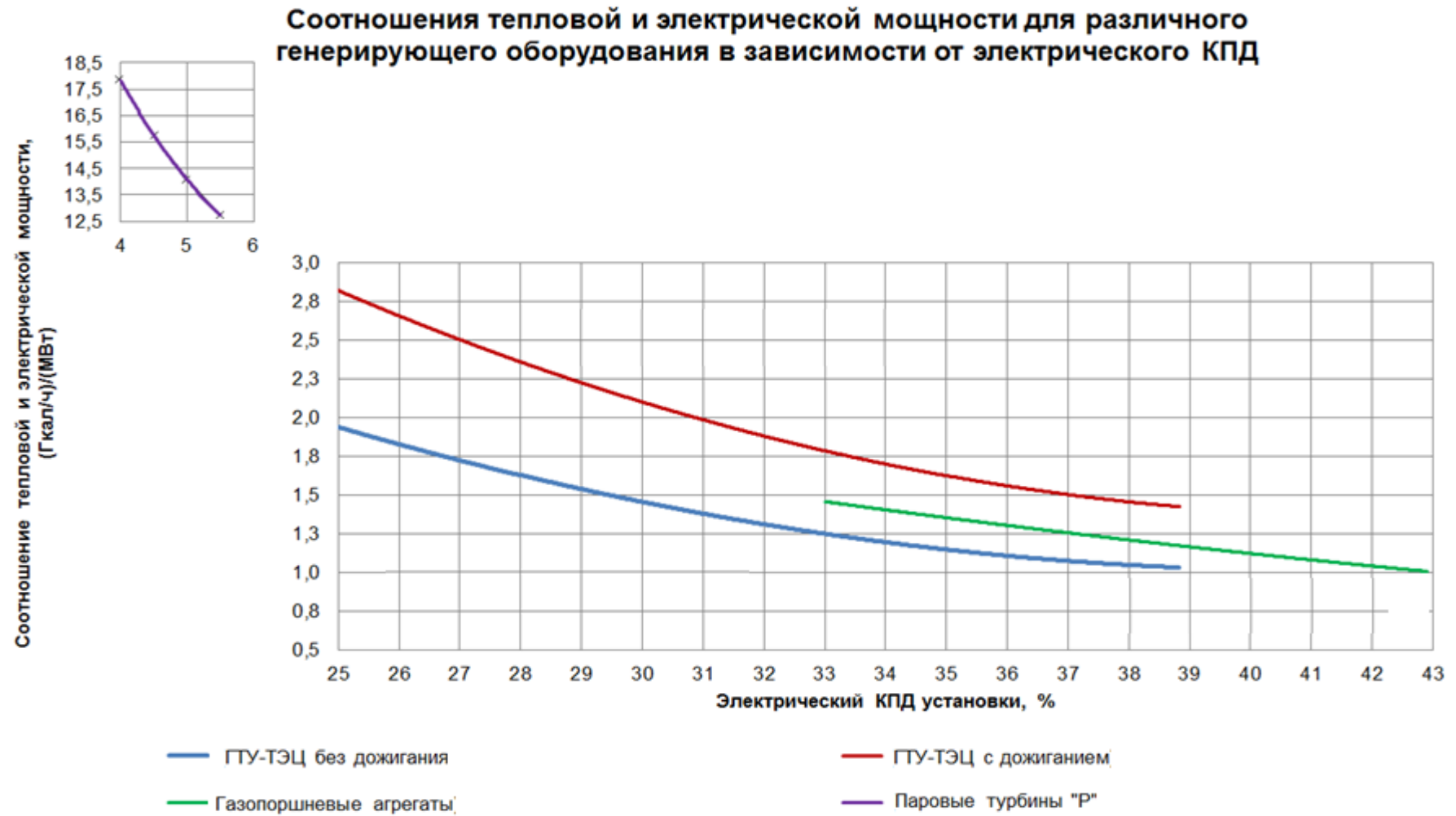


Рисунок 4 – Соотношения тепловой и электрической мощности для различного генерирующего оборудования в зависимости от электрического КПД

В качестве примера рассмотрим две установки комбинированной выработки на базе:

- паровой турбины типа «Р» (13,0 кгс/см<sup>2</sup>, 250 °С);
- газовой турбины с электрическим КПД 35% и утилизацией тепла (без дожигания).

Показатели для таких установок представлены в таблицах 23 и 24 соответственно;

**Таблица 2 – Показатели для установки комбинированной выработки на базе турбины типа «Р»**

Электрическая мощность, МВт	Тепловая мощность котла-утилизатора, Гкал/ч	Электрический КПД установки в простом цикле, %	Коэффициент использования топлива при комб. Выр., о.е.	УРУТ на ВЭЭ при К <sub>ут</sub> =0, г.у.т./кВт*ч	УРУТ на ВЭЭ при К <sub>ут</sub> =1, г.у.т./кВт*ч	УРУТ на ВТЭ, кг у.т./Гкал
1,0	14,0	5,0	0,86	2460,0	276,0	156,0

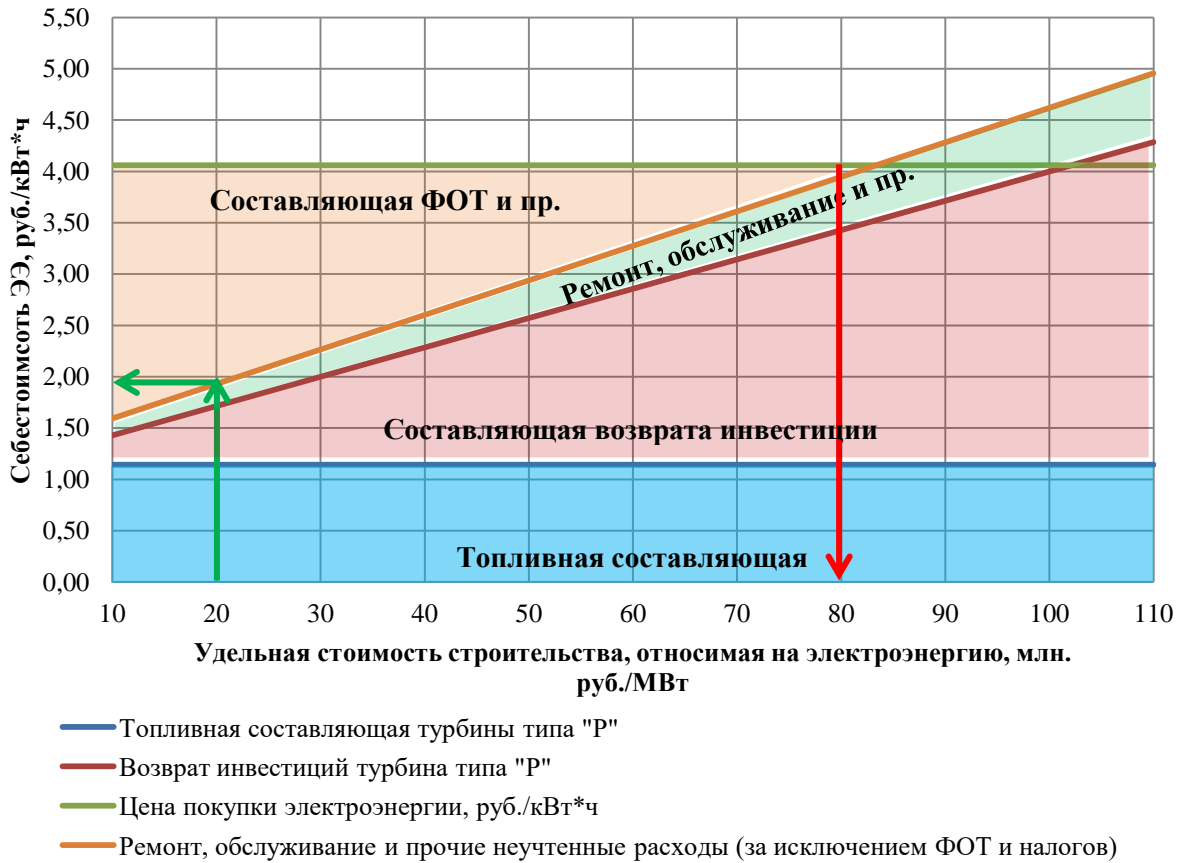
**Таблица 3 – Показатели для установки комбинированной выработки на базе ГТУ**

Электрическая мощность, МВт	Тепловая мощность котла-утилизатора, Гкал/ч	Электрический КПД установки в простом цикле, %	Коэффициент использования топлива при комб. Выр., о.е.	УРУТ на ВЭЭ при К <sub>ут</sub> =0, г.у.т./кВт*ч	УРУТ на ВЭЭ при К <sub>ут</sub> =1, г.у.т./кВт*ч	УРУТ на ВТЭ, кг у.т./Гкал
1,0	1,2	35,0	0,84	351,4	164,2	156,0

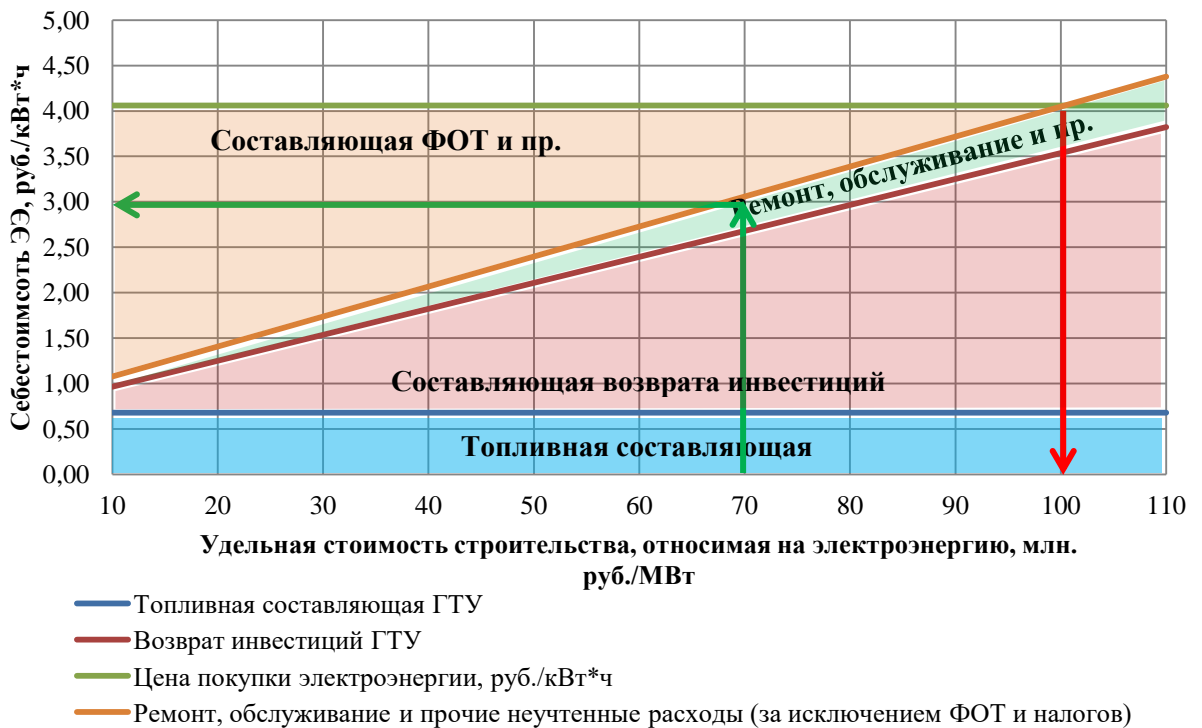
Как видно из таблицы 2, при отнесении на тепловую энергию топливной составляющей в размере 156,0 кг у.т./Гкал, УРУТ на выработку электрической энергии при 100% утилизации тепла составит 276,0 г.у.т./кВт\*ч для турбины типа «Р» и 164,2 г.у.т./кВт\*ч для ГТУ, что соответствует топливной составляющей в 1 кВт\*ч производимой электроэнергии – 1,14 руб. и 68 копеек соответственно.

Число часов использования установленной электрической мощности когенерационной установки с утилизацией тепла не может превышать 5000 ч.

Поскольку в существующих рыночных условиях паровая турбина типа «Р» или газотурбинная мини-ТЭЦ не может претендовать на получение платы за мощность, компенсирующую возврат инвестиций и прочие операционные расходы, рассмотрим возможные доли этих расходов в себестоимость электроэнергии, производимой паровой турбиной типа «Р» и ГТУ в когенерационном режиме, при ЧИУМ – 5000 часов и простом сроке окупаемости 7 лет, в зависимости от удельных капитальных вложений.



**Рисунок 5 – Соотношение топливной и прочих составляющих в цене электроэнергии паровой турбины типа «Р»**



**Рисунок 6 – Соотношение топливной и прочих составляющих в цене электроэнергии ГТУ**

Как видно из приведенных графиков, при удельной стоимости строительства когенерационной остановки на базе паровой турбины типа «Р» более 80 млн. руб./МВт (электрической мощности), прочие составляющие, такие как заработная персонала с социальными отчислениями, налог на имущество, текущие и ремонты и обслуживание, уже не могут быть включены в себестоимость. Фактическая же стоимость строительства рассматриваемых паровых турбин типа «Р» в настоящее время составляет 25,0-35,0 млн. руб./МВт, что могло бы сделать их строительство в рассмотренных условиях привлекательными. При использовании существующих паровых котлов, генерацию на базе паровых турбин типа «Р» целесообразно рассматривать при электрической мощности от 2 МВт, ЧЧИУМ – 5000 ч, и стоимости строительства 20,0 млн. руб./МВт.

Удельная стоимость строительства ГТУ, при которой прочие составляющие, такие как заработная персонала с социальными отчислениями, налог на имущество, текущие и ремонты и обслуживание, уже не могут быть включены в себестоимость составляет 100 млн. руб./МВт. Фактическая стоимость строительства ГТУ малой мощности составляет 65,0-75,0 млн руб./МВт. При удельной стоимости строительства в 70 млн. руб./МВт, на ФОТ и прочие отчисления будет приходиться 1,0 руб./кВт\*ч, или 5,0 млн. руб. в год на 1 МВт установленной мощности (ЧЧИУМ – 5000 ч). Когенерационную установку на базе ГТУ целесообразно рассматривать при установленной электрической мощности от 4 МВт, ЧЧИУМ – 5000 ч, и стоимости строительства не выше 75,0 млн. руб./МВт.

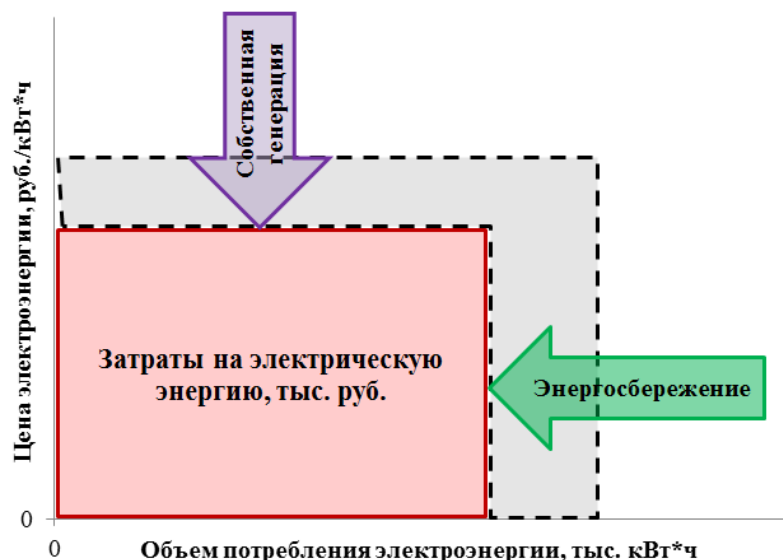
## **2.2. Выбор мощности генерации на собственные нужды для Городской котельной МП «Теплоснабжение»**

Конечной экономической целью применения собственной генерации на котельной является снижение расходов на приобретение электроэнергии в необходимой валовой выручке Предприятия, что в свою очередь снижает себестоимость тепловой энергии для конечного потребителя.

Принципиально снижение расходов на потребляемую электроэнергию может вестись по двум направлениям:

- Снижение цены электрической энергии – применение собственной генерации (альтернативный поставщик);
- Снижение объемов потребления - энергосбережение.

Принципиальная схема представлена на рисунке.



**Рисунок 7 – Направления снижения расходов на потребляемую электроэнергию**

Для оценки перспективного объема потребления электрической энергии необходимо выполнить анализ существующего расхода и выявить потенциал энергосбережения.

Баланс потребления электрической энергии по Городской котельной МП «Теплоснабжение» с выделением групп основного и вспомогательного оборудования представлен в таблице 4 и на рисунке 8.

**Таблица 4 – Баланс потребления электрической энергии на Городской котельной МП «Теплоснабжение» по группам оборудования**

Показатель	Ед. Изм.	2015	2016	2017 (утв.)	2017* факт	2018 (план)
Расход электроэнергии, в том числе:	Тыс. кВт*ч	26665	26885	27030	27030	27030
УРЭЭ	кВт*ч/Гкал	27,99	25,84	26,15	26,15	26,15
Средняя мощность	МВт	3,04	3,07	3,09	3,09	3,09
Насосы сетевые (циркуляция)	Тыс. кВт*ч	18690	18720	18745	18745	18745
	%	70,1%	69,6%	69,3%	69,3%	69,3%
Котлы (горелки, вентиляторы, дымососы, автоматика и пр. Питательные насосы)	МВт (средняя)	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
	Тыс. кВт*ч	7880	8070	8190	8190	8190
Вспомогательное (Освещение, ЭВМ, бытовая техника и пр.)	%	29,6%	30,0%	30,3%	30,3%	30,3%
	МВт (средняя)	0,90	0,92	0,93	0,93	0,93
Вспомогательное (Освещение, ЭВМ, бытовая техника и пр.)	Тыс. кВт*ч	95	95	95	95	95
	%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%



**Рисунок 8 - Баланс потребления электрической энергии на Городской котельной МП «Теплоснабжение» по группам оборудования**

Как видно из таблицы 4 и рисунка 8, потребление электроэнергии котельной практически постоянно и находится на уровне 27,0 млн. кВт\*ч в год. Среднегодовая нагрузка котельной составляет 3,09 МВт.

До 70% потребляемой электроэнергии приходится на сетевые (циркуляционные) насосы. На тепломеханическое оборудование котлов (горелки, вентиляторы, дымососы, автоматика, питательные насосы и пр.) приходится порядка 30% потребления.

### **2.3. Повышение эффективности работы электрооборудования на источнике тепловой энергии**

#### **Тягодутьевое оборудование**

Снижение электропотребления на тягодутьевом оборудовании может быть достигнуто за счет отказа от регулирования расхода воздуха на котел шиберами и заслонками и перехода к регулированию числа оборотов по напорно-расходной характеристике. Регулирование числа оборотов электродвигателей осуществляется с применением частотных преобразователей (ЧП). Состав тягодутьевого оборудования котельной представлен в таблице 5.

**Таблица 5 – Тягодутьевое оборудование Городской котельной МП «Теплоснабжение»**

Котлы	Дутьевые вентиляторы			Дымососы		
	Марка	Эл-ль N/V (кВт/кВ)	Кол-во	Марка	Эл-ль N/V (кВт/кВ)	Кол-во
ПТВМ-50 (ст. № 1, 2, 3)	Ц-13-50	8,8/0,4	12	-		-
ДКВР 10/13 (ст. № 4, 5)	ВД-10	22/0,4	1	Д-13,5	40/0,4	1
ДЕ-25/14 (ст. № 6, 7)	ВДН-11,2	55/0,4	1	ДН-12,5	75/0,4	1
КВГМ-100 (ст. № 8, 9, 10)	ВД-15,5	160/0,4	2	ДН-26ГН	320/6,0	1
КВГМ-100 (ст. № 11)	ВДН-20	400/6,0	1	Дн-22х2- 0,62	250/6,0	1

Как видно из таблицы 5, тягодутьевое оборудование первой очереди и паровых котлов второй очереди рассчитано на низкое напряжение (НН), в то время, как котлы КВГМ-100 ст. № 8, 9, 10 имеют дымососы среднего напряжения (СН2), а котел КВГМ-100 №11 имеет, и вентиляторы, и дымососы среднего напряжения (СН2).

Стоимость частотных преобразователей зависит от рабочего напряжения и для установок на 0,4 кВ и 6,0 кВ может отличаться на порядок.

Для расчета эффективности внедрения ЧРП, принят простой срок окупаемости в 5 лет.

Потенциал энергосбережения и оценка эффективности внедрения ЧРП на оборудовании низкого напряжения приведены в таблице.

Внедрение ЧРП на котлах ПТВМ-50 нецелесообразно, т.к. регулирование мощности котлов осуществляется количеством находящихся в работе горелок. Оптимальный расход воздуха через горелку задается в процессе режимно-наладочных испытаний.

Внедрение ЧРП на котлах ДКВР-20/13 будет экономически целесообразно при снижении удельного расхода электроэнергии на выработку тепловой энергии на 0,92-1,83 кВт\*ч/Гкал. При удельном расходе электроэнергии тягодутьевым оборудованием 4,1 – 4,79 кВт\*ч/Гкал, необходимая экономия должна составить 19,2 – 44,6% от существующего уровня.

При этом, ожидаемая экономия от внедрения мероприятия составляет не более 10% или 0,49 кВт\*ч/Гкал.

Применение ЧРП на тягодутьевом оборудовании паровых котлов первой очереди нецелесообразно, т.к. ожидаемый эффект недостаточен для обеспечения окупаемости мероприятия.

Внедрение ЧРП на котлах ДЕ-25-14 будет экономически целесообразно при снижении удельного расхода электроэнергии на выработку тепловой энергии на 2-2,9 –



3,18 кВт\*ч/Гкал. При удельном расходе электроэнергии тягодутьевым оборудованием 10,75-11,85 кВт\*ч/Гкал, необходимая экономия должна составить 21,3-26,8% от существующего уровня. Ожидаемая экономия от внедрения мероприятия составляет не более 10% или до 1,18 кВт\*ч/Гкал.

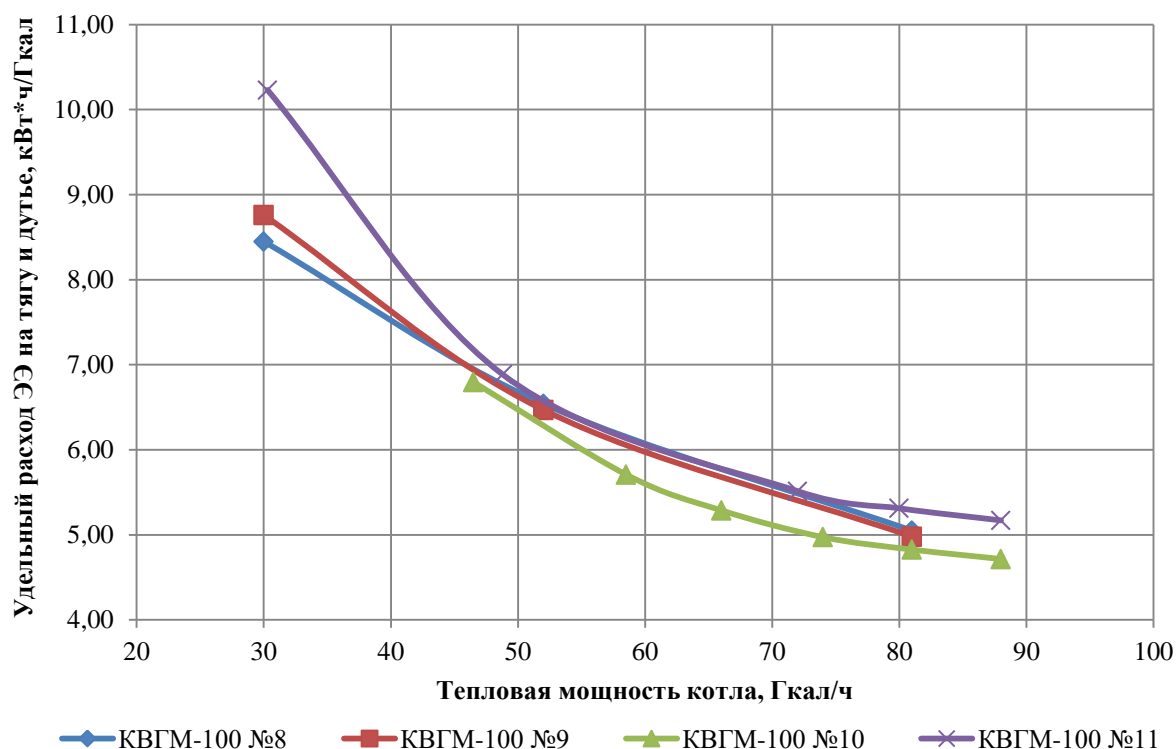
Применение ЧРП на тягодутьевом оборудовании паровых котлов второй очереди также нецелесообразно, т.к. ожидаемый эффект недостаточен для обеспечения окупаемости мероприятия.

**Таблица 6 - Потенциал энергосбережения на тягодутьевом оборудовании низкого напряжения**

Наименование	Ед. изм.	Первая очередь		Вторая очередь	
		ДКВР 10/13		ДЕ-25-14	
		4	5	6	7
Выработка тепловой энергии	Гкал	55978	28071	51597	37140
Число часов использования	ч	5401	2321	5332	4231
Среднегодовая мощность	Гкал/ч	10,36	12,1	9,7	8,8
Удельный расход электроэнергии тягодутьевым оборудованием котла*	кВт*ч/Гкал	4,79	4,10	10,75	11,85
Годовой расход электроэнергии*	тыс. кВт*ч	267,9	115,1	554,5	440,0
Годовые расходы на ЭЭ*	тыс. руб.	1095,7	470,8	2268,0	1799,7
Стоимость организации ЧРП	тыс. руб.	1050,0	1050,0	2415	2415
Приемлемый срок окупаемости	лет	5,0	5,0	5,0	5,0
Необходимая ежегодная экономия ЭЭ	тыс. кВт*ч	51,3	51,3	118,1	118,1
Необходимое снижение удельного расхода электроэнергии	кВт*ч/Гкал	0,92	1,83	2,29	3,18
	%	19,2%	44,6%	21,3%	26,8%
Ожидаемое снижение расхода электроэнергии	тыс. кВт*ч	26,8	11,5	55,5	44,0
	кВт*ч/Гкал	0,48	0,41	1,07	1,18
	%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%

Примечание: \* - расчетные значения

На рисунке 9 представлена зависимость удельного расхода электроэнергии на тягу и дутье котлами КВГМ-100 по результатам последней наладки.



**Рисунок 9 - Фактические удельные затраты электроэнергии на тягу и дутье КВГМ-100 по результатам режимной наладки**

Как видно из рисунка 9, удельные расходы электроэнергии на тягу и дутье для котлов КВГМ-100 находятся примерно на одном уровне. Исключение составляет котел ст. №11, имеющий повышенный удельный расход электроэнергии на режиме 30-50% от номинала.

Оценка эффективности внедрения ЧРП на тягодутьевом оборудовании котлов КВГМ-100 представлена в таблице 9.

Стоимость организации частотного регулирования привода дутьевых вентиляторов и дымососов котлов КВГМ-100 оценивается в 6,0 млн. руб. за единицу оборудования.

**Таблица 7 - Оценка эффективности внедрения ЧРП на тягодутьевом оборудовании котлов КВГМ-100**

Наименование	Ед. изм.	Номер котла КВГМ-100			
		№8	№9	№10	№11
Фактические удельные затраты электроэнергии на тягу и дутье КВГМ-100 по результатам режимной наладки	30 Гкал/ч	8,45	8,76	8,50	10,30
	52 Гкал/ч	6,54	6,47	6,30	6,70
	81 Гкал/ч	5,05	4,98	4,30	5,27
Выработка тепловой энергии	Гкал	98580	43523	136234	88638
Число часов использования	ч	1582	657	2329	1517
Среднегодовая мощность	Гкал/ч	62,3	66,26	58,50	58,42
Удельный расход электроэнергии тягодутьевым оборудованием котла	кВт*ч/Гкал	6,01	5,74	5,71	6,32
Годовой расход электроэнергии	тыс. кВт*ч	592,5	249,7	777,8	559,9
Годовые расходы на ЭЭ	тыс. руб.	2423,5	1021,3	3181,3	2290,0
Стоимость организации ЧРП	тыс. руб.	6562,5	6562,5	6562,5	12600,0

Наименование	Ед. изм.	Номер котла КВГМ-100			
		№8	№9	№10	№11
Срок окупаемости	лет	5,0	5,0	5,0	5,0
Необходимая ежегодная экономия	тыс. кВт*ч	320,9	320,9	320,9	616,1
	кВт*ч/Гкал	3,26	7,37	2,36	6,95
	%	54,2%	128,5%	41,3%	110,0%

Как видно из таблицы 9, при существующем числе часов использования котлов КВГМ-100 необходимая экономия электроэнергии должна составить от 41,3 до 128,5% от существующего уровня.

При этом ожидаемое снижение расходов электроэнергии при применении ЧРП на тягодутьевых механизмах не превышает 20%.

Среднегодовая наработка водогрейных котлов КВГМ-100 в настоящее время недостаточна для гарантированной окупаемости проектов установки ЧРП.

Целесообразно рассматривать варианты оптимизации включения и загрузки существующих котлов КВГМ-100.

### **Сетевые насосы**

Расход электроэнергии на привод сетевых насосов составляет до 70% от общего расхода. Удельный расход электроэнергии на перекачку вырабатываемой тепловой энергии составляет 18,0 - 18,2 кВт\*ч/Гкал.

Потенциал энергосбережения содержится в исключении дросселирования напора за насосами, связанного с несовпадением расходно-напорных характеристик стандартных сетевых насосов и теплогидравлического режима тепловых сетей.

Исключение дросселирования может достигаться несколькими способами:

- Подбором сетевых насосов с расходно-напорными характеристиками максимально совпадающими с режимом тепловой сети;
- Регулированием частоты вращения вала насоса (частотно регулируемый привод);
- Изменением схемы циркуляции теплоносителя в котельной.

Регулирование частоты вращения наиболее целесообразно применять в системах, расход в которых значительно меняется за небольшой промежуток времени. Примером такой системы может быть система холодного водоснабжения, имеющая пики в период утреннего и вечернего максимума разбора холодной воды и минимум в ночное время.

В теплоснабжении изменение расхода теплоносителя характерно для систем с количественным, и в меньшей степени, качественно-количественным регулированием.

При принятом на котельной количественном регулировании расход теплоносителя практически постоянный. Изменение расхода теплоносителя на ГВС по открытой схеме не превышает 15%. После предстоящего отказа от разбора теплоносителя на нужды ГВС, изменение расхода теплоносителя сократится. При постоянном расходе теплоносителя не используется основное преимущество ЧРП – возможность постоянного изменения частоты вращения насоса.

Целесообразно рассматривать вариант разделения насосов на «базовые» и «регулирующие». Базовые насосы должны иметь расходно-напорную характеристику исключающую регулирование дросселированием.

Экономия электроэнергии на сетевых насосах может быть достигнута для вариантов оптимизации схемы включения сетевых насосов:

Вариант 1 – сохранение существующей схемы циркуляции теплоносителя и снижение расхода электроэнергии в результате реализации мероприятий на сетевых насосах;

Вариант -2 – организация гидравлической развязки и полная замена сетевых насосов.

В рамках данной актуализации рассматриваются только мероприятия на сетевых насосах, предполагающие сохранение существующей схемы циркуляции (Вариант 1). Организацию гидравлической развязки предлагается рассматривать в рамках очередной актуализации Схемы теплоснабжения.

При сохранении существующей схемы циркуляции теплоносителя, для сетевых насосов существует два подварианта оптимизации:

1. Подрезка рабочих колес сетевых насосов 4х1Д-1250-125 на один типоразмер (до 1Д-1250-125а) и **оснащение ЧРП сетевых насосов 2х14Сд-10х2;**
2. Подрезка рабочих колес сетевых насосов 4х1Д-1250-125 на один типоразмер (до 1Д-1250-125а) и **установка сетевых насосов 2хСЭ-1250-100;**
- 3.

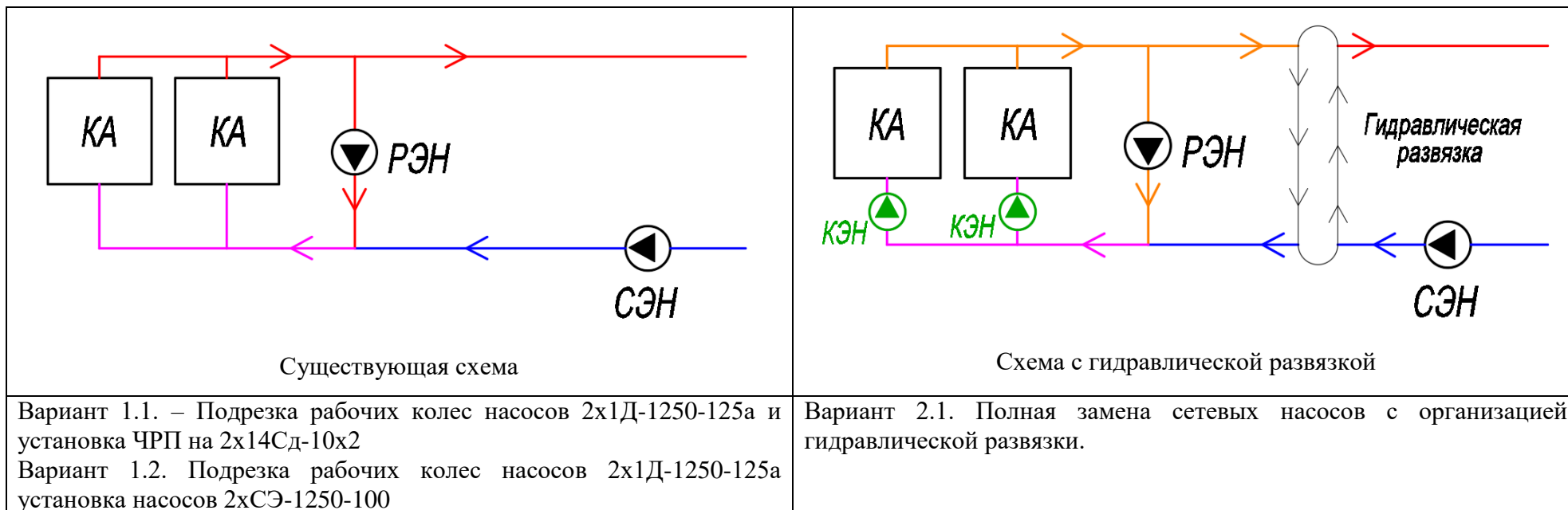


Рисунок 10 – Возможные варианты оптимизации работы сетевых насосов

Принципиальная схема циркуляции теплоносителя через водогрейные котлы первой и второй очереди представлена на рисунке 10. Перечень и характеристики сетевых насосов первой и второй (третьей) очереди представлены в таблицах 6 и 7 соответственно.

Котельная имеет два вывода: по одному для каждой очереди котельной. Выводы котельной гидравлически связаны между собой и в зависимости от состава сетевых насосов, находящихся в работе, расход теплоносителя между выводами может изменяться.

Принципиальная гидравлическая схема работы сетевых насосов в отопительный период представлена на рисунке 11. Располагаемый напор на выходе из источника по магистралям составляет в среднем 55 м.

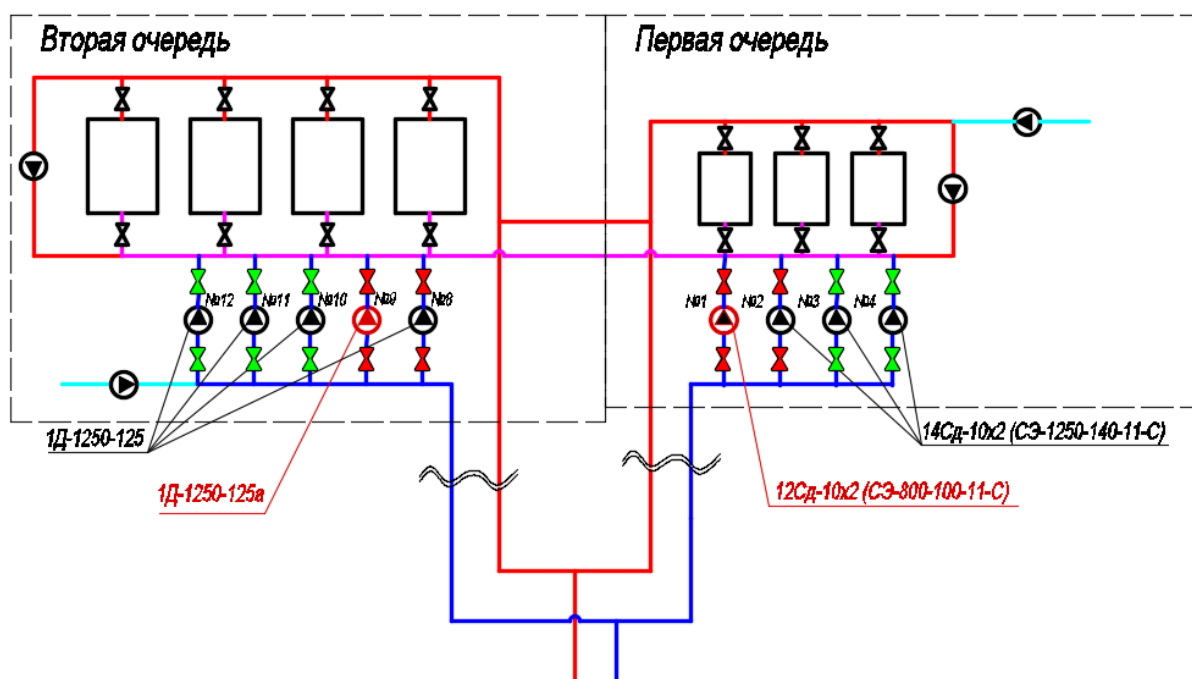


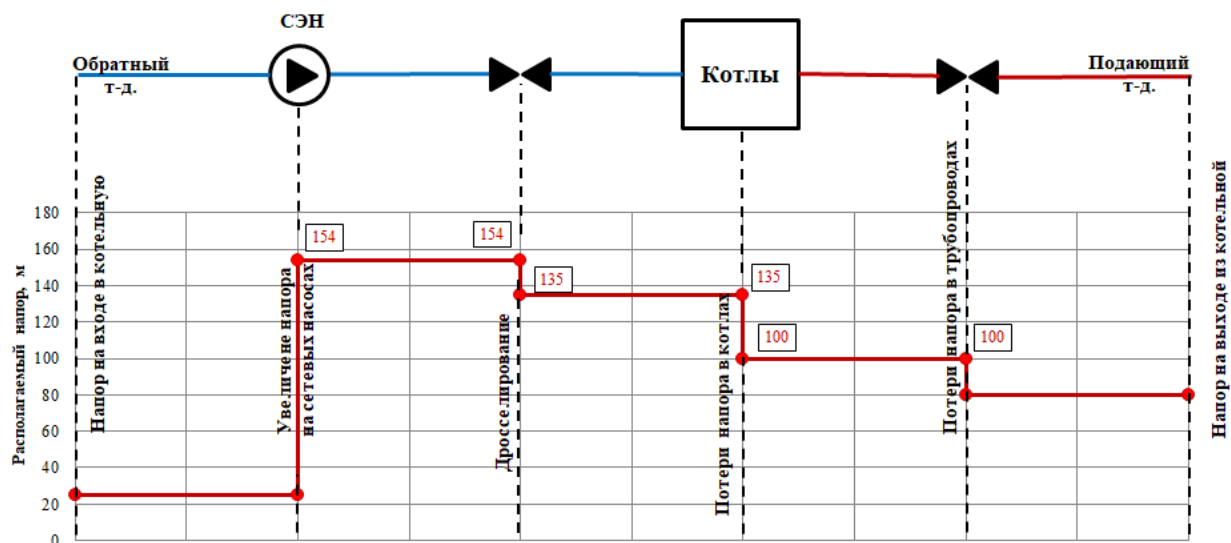
Рисунок 11 – Принципиальная схема циркуляции теплоносителя Городской котельной

Таблица 8 – Сведения о сетевых насосах первой очереди

Показатель		Ед. изм.	Номер СЭН			
			1	2	3	4
Насос	Марка		СЭ800-100 (12СД-10*2)	14СД-10*2	14СД-10*2	14СД-10*2
	Подача	м <sup>3</sup> /час	570-800-900	900-1260- 1360	900-1260- 1360	900-1260- 1360
	Полный напор	м	115-100-95	141-129-125	141-129-125	141-129-125
	Диаметр рабочего колеса	мм	415*2	460*2	460*2	460*2
Электродвигатель	Марка		ДАВ-315-4УЗ	СД 12-52-4	А4-400У-4УЗ	СД 12-52-4
	Тип		асинхронный	синхронный	асинхронный	синхронный
	Мощность	кВт	315	630	630	630
	Частота вращения,	об/мин	1500	1500	1500	1500

**Таблица 9 – Сведения о сетевых насосах второй (третьей) очереди**

Показатель		Ед. изм.	Номер СЭН		
			8, 10, 11	9	12
Насос	Марка		1Д1250-125	1Д1250-125а	Д1250-125
	Подача	м <sup>3</sup> /час	1250	1250	1250
	Полный напор	м	125	125	125
	Диаметр рабочего колеса	мм	615	568	615
Электродвигатель	Марка		А4-400У-4УЗ	А12-52-4у4	А4-400У-4УЗ
	Тип		асинхронный	асинхронный	асинхронный
	Мощность	кВт	630	630	630
	Частота вращения,	об/мин	1500	1500	1500



**Рисунок 12 – Принципиальная гидравлическая схема Городской котельной в отопительный период**

Для расчетов приняты следующие гидравлические характеристики работы выводов:

1. Вывод первой очереди в отопительный период:

- Насосы в работе – 2х14Сд-10х2.
- Циркуляционный расход через сетевые насосы – 2500,0 м<sup>3</sup>/час;
- Напор на насосах – 140 м.
- Дросселирование – 40 м

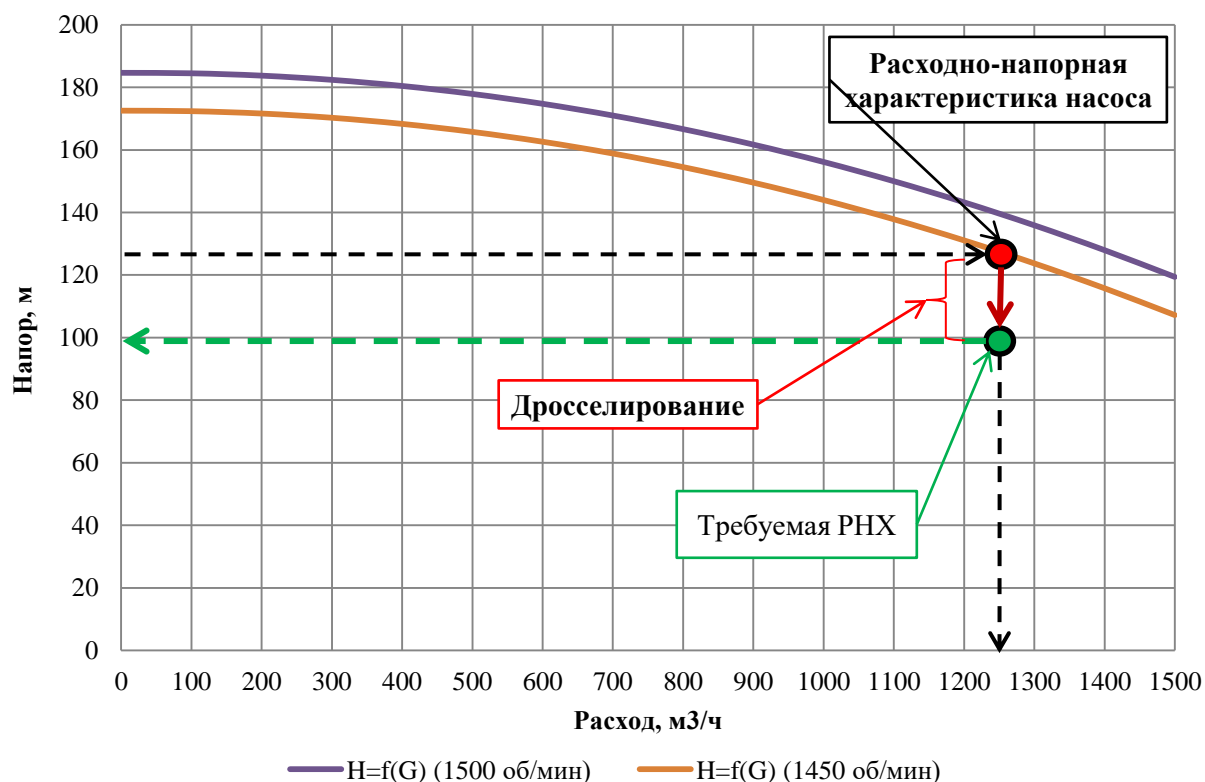
2. Вывод второй очереди в отопительный период:

- Насосы в работе – 3х1Д-1250-125.
- Циркуляционный расход через сетевые насосы – 3350,0 м<sup>3</sup>/час;
- Напор на насосах – 129 м.
- Дросселирование – 29 м

Расходно-напорные характеристики насосов не в полной мере соответствуют гидравлическому режиму тепловой сети, что вынуждает применять дросселирование.

Расходно-напорная характеристика насосов типа 14Сд-10х2 представлена на рисунке 12 для привода синхронным и асинхронным электродвигателем.

При средней производительности 1250 м<sup>3</sup>/час, насос развивает напор до 140 м, из которых 40 м необходимо дросселировать. Конструкцией данных насосов не предусматривается возможность обрезки рабочих колес, в связи с чем, изменить РНХ можно только снижением числа оборотов, что требует применения частотного регулятора.



**Рисунок 13 – Расходно-напорная характеристика насоса 14Сд-10х2**

В случае оснащения ЧРП насосов 14Сд-10х2, регулирование осуществляется частотой вращения вала. При этом со снижением частоты вращения, снижается как напор, так и производительность насосов. Рабочая область насоса сдвигается влево, а ее абсолютный диапазон сокращается.

Существующий расход в 1250 м<sup>3</sup>/час для насосов 14Сд-10х2 находится на верхней границе рабочей области насоса. Насос в каком режиме имеет оптимальное КПД.

Точка с производительностью 1250 м<sup>3</sup>/час и напором 100 м находится вне рабочего диапазона насоса и не может быть достигнута применением ЧРП.

В случае оснащения насосов ЧРП, количество насосов находящихся в работе должно составлять 3 шт. Производительность каждого насоса составит 830 м<sup>3</sup>/час.

Расходно-напорная характеристика насоса на режиме 830 м<sup>3</sup>/час, 100 м (1210 об/мин) представлена на рисунке 14.



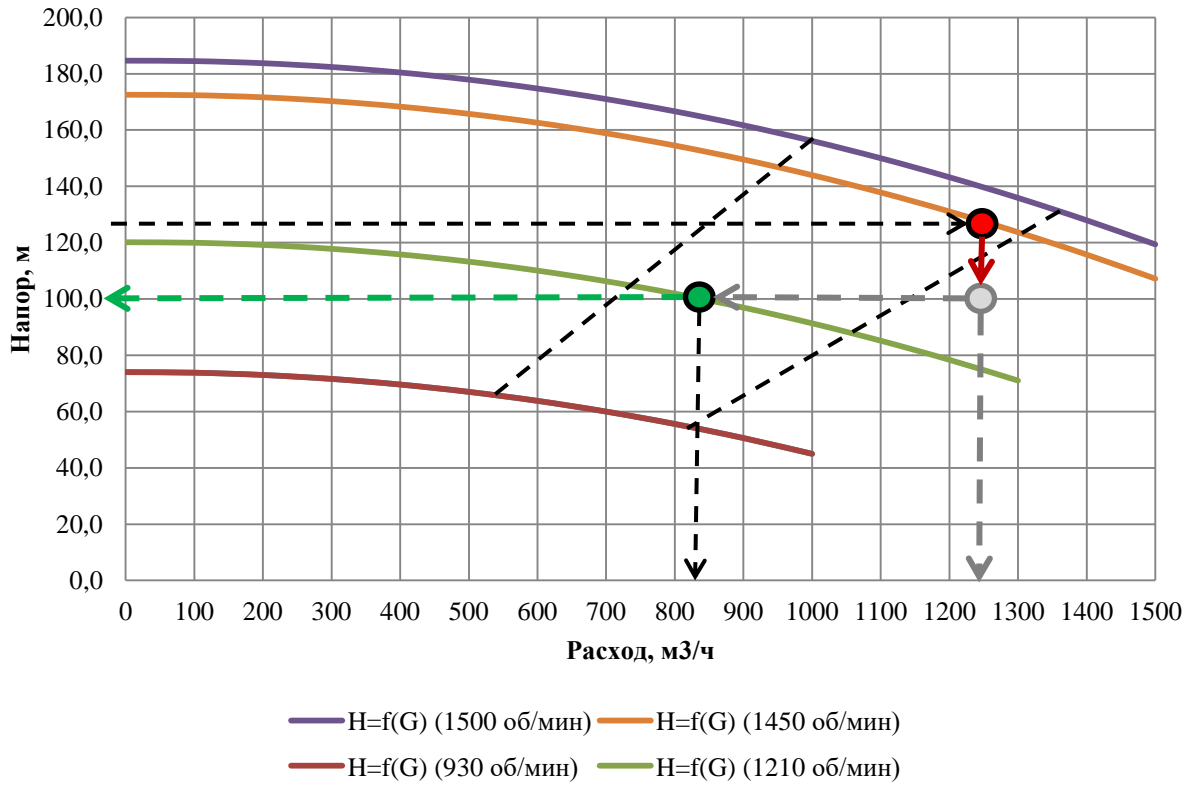


Рисунок 14 – Расходно-напорная характеристика насоса 14Сд-10х2 с ЧРП

Зависимость КПД насоса от режима работы представлена на рисунке 15.

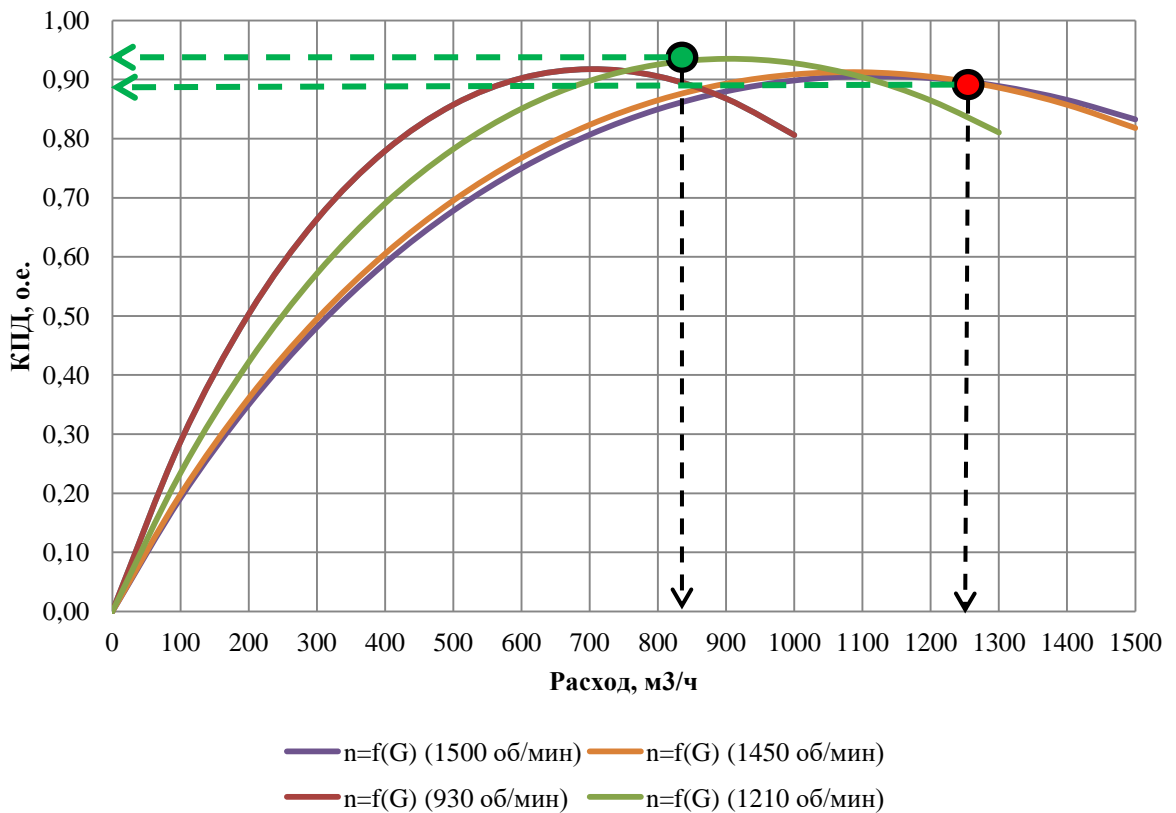


Рисунок 15 – Зависимость КПД насоса (только) 14Сд-10х2

Эффект от применения ЧРП на сетевых насосах 3x14Сд-10x2 представлен в таблице. Электрическая мощность сетевых насосов с ЧРП составит 840 кВт (3 шт с ЧРП) при существующей 968,0 кВт (2 шт без ЧРП). Годовая экономия электроэнергии при установке ЧРП оценивается в 4,4 млн. кВт\*ч, или 18 млн. рублей.

При приемлемом сроке окупаемости в 4 года, стоимость установки ЧРП на сетевых насосах не должна превышать 18,0 млн. рублей за единицу оборудования.

**Таблица 10 – Расчетный расход электроэнергии сетевыми насосами до и после реализации мероприятий**

Наименование	Ед. изм.	Существующее положение		Перспектива		Экономия по котельной (зимний период)
		1-я очередь	2-я очередь	1-я очередь	2-я очередь	
Состав группы СЭН		2x14Сд-10x2	3x1Д-1250-125	3x14Сд-10x2 + ЧРП	3x1Д-1250-125а	-
Расход теплоносителя через группу СЭН	м3/час	2500,0	3350,0	2500,0	3350,0	-
Проектный напор	м	128,0	129,0	100,0	102,0	-
Необходимый напор	м	100,0		100,0		-
Дросселирование	м	28,0	29,0	0,0	2,0	-
Проектная электрическая мощность группы	кВт	968,0	1560,6	840,0	1227,0	-461,6
Число часов использования	ч	5280,0		5280,0		
Расход электроэнергии	тыс. кВт*ч	13351,0		10913,7		-2437,2

Следует отметить, что частотный регулятор на высокое напряжение является сложным электронным устройством, требующем на порядок более дорогостоящего обслуживания нежели обычный сетевой насос.

Учитывая необходимую мощность частотного регулятора и рабочее напряжение в 6 кВ, данный вариант следует признать нецелесообразным.

Регулирование частоты вращения наиболее целесообразно применять в системах, расход в которых значительно меняется за небольшой промежуток времени. Примером такой системы может быть система холодного водоснабжения, имеющая пики в период утреннего и вечернего максимума разбора холодной воды и минимум в ночное время.

В теплоснабжении изменение расхода теплоносителя характерно для систем с количественным, и в меньшей степени, качественно-количественным регулированием.

При принятом на котельной количественном регулировании расход теплоносителя практически постоянный. Изменение расхода теплоносителя на ГВС по открытой схеме не превышает 15%. После предстоящего отказа от разбора теплоносителя на нужды ГВС, изменение расхода теплоносителя сократится. При постоянном расходе теплоносителя не используется основное преимущество ЧРП – возможность постоянного изменения частоты вращения насоса.

Расходно напорная характеристика насосов типа 1Д-1250-125 с рабочим колесом 615 мм («А» - 568 мм; «Б» - 526 мм) представлена на рисунке 16. Расходно-напорные характеристики насосов также не в полной мере соответствуют гидравлическому режиму тепловой сети. При средней производительности 1116 м<sup>3</sup>/час, насос развивает напор до 129 м, из которых 29 м необходимо дросселировать.

Данный насос с рабочим колесом 568 мм (лит «А») развивает напор в 103 м при данной производительности (1116 м<sup>3</sup>/ч). Подрезка рабочего колеса на один типоразмер приведет практически к исключению дросселирования.

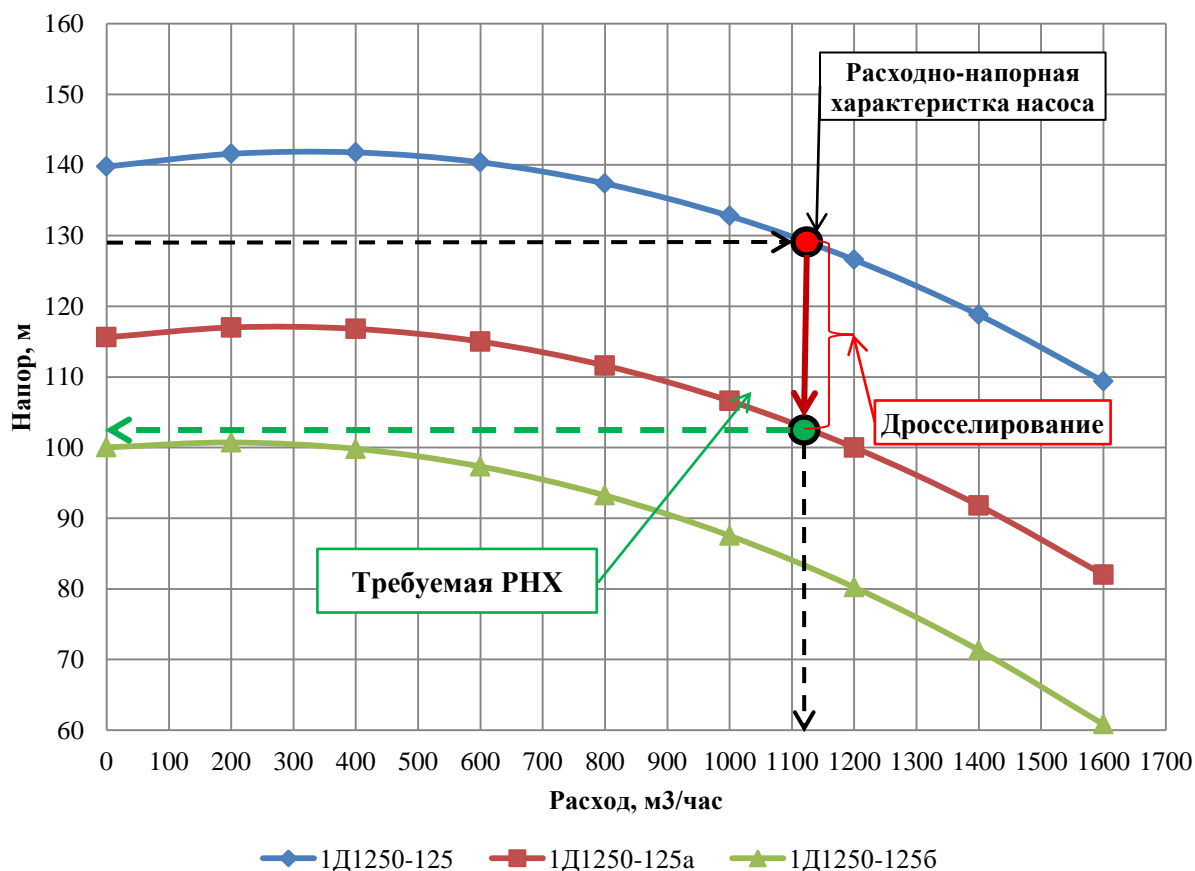


Рисунок 16 – Расходно-напорная характеристика насоса 1Д-1250-125

В рамках Мастер-плана, наиболее целесообразный состав мероприятий на сетевых насосах выглядит как:

- установка в первой очереди котельной новых сетевых насосов типа СЭ-1250-100 – 2 шт.
- подрезка рабочих колес сетевых насосов второй очереди 1Д-1250-125 в размер «А». Существующие насосы первой очереди находятся в резерве.

Ожидаемые эффекты от установки дополнительных насосов типа СЭ-1250-100 приведены в таблице 11. Ожидаемая экономия электроэнергии на перекачку теплоносителя составит 2,07 млн. кВт\*ч в год. Реализация мероприятия запланирована на 2020 год.

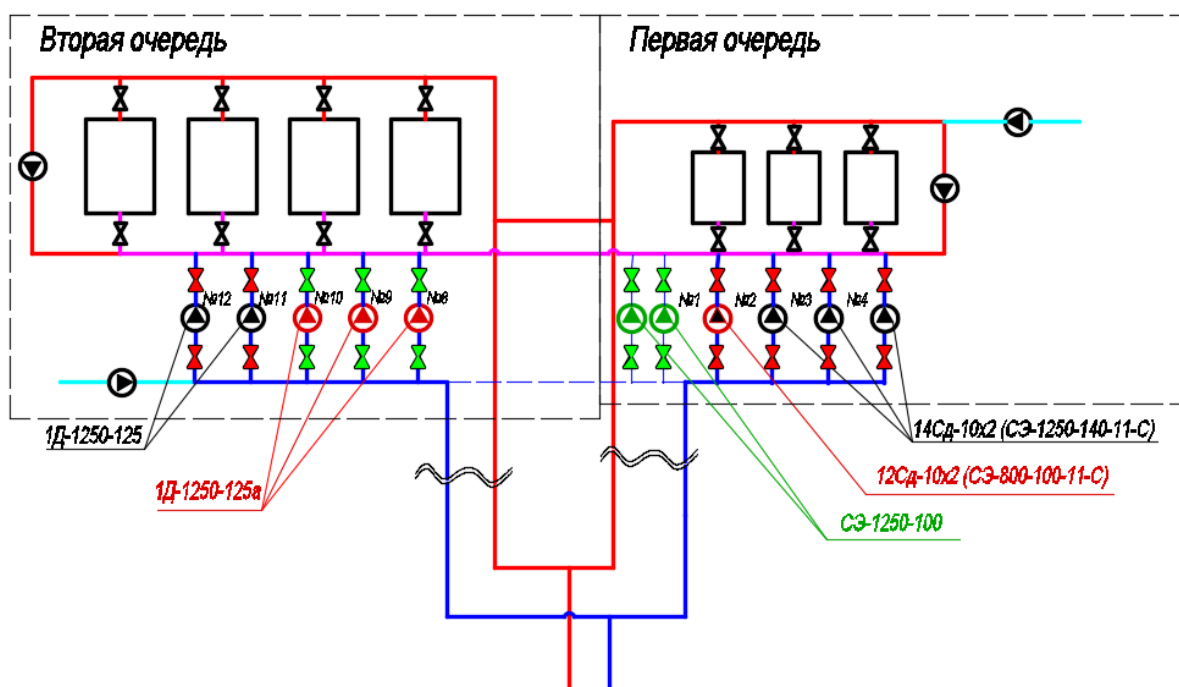
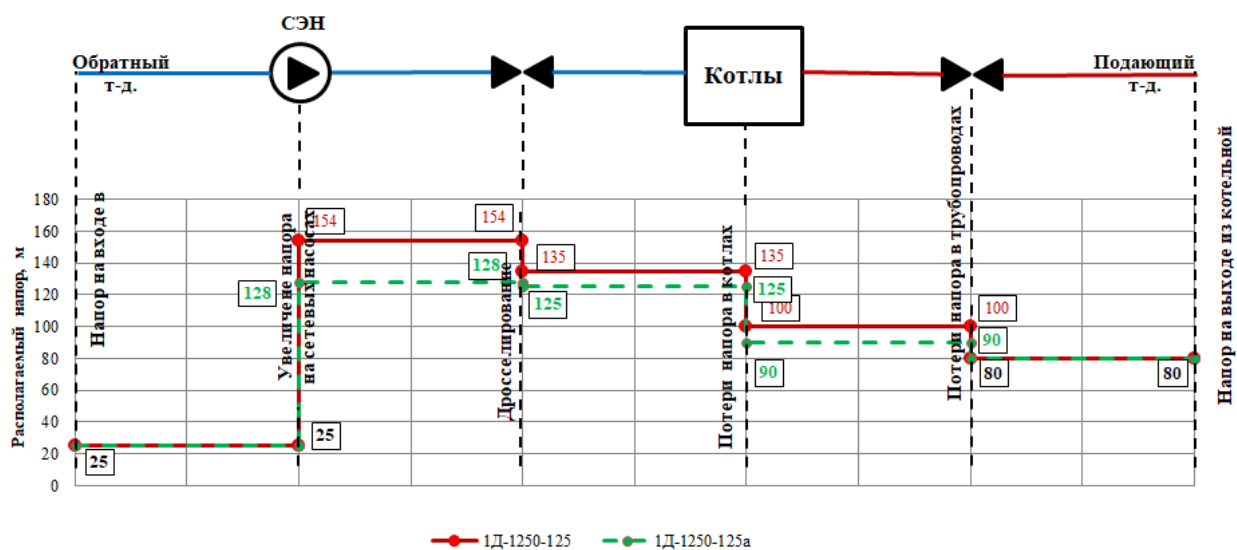


Рисунок 17 – Принципиальная схема циркуляции теплоносителя Городской котельной с установкой насосов 2хСЭ-1250-100

**Таблица 11 – Расчетный расход электроэнергии сетевыми насосами до и после реализации мероприятий**

Наименование	Ед. изм.	Существующее положение		Перспектива		Экономия по котельной (зимний период)
		1-я очередь	2-я очередь	1-я очередь	2-я очередь	
Состав группы СЭН		2х14Сд-10х2	3х1Д-1250-125	2хСЭ-1250-100	3х1Д-1250-125а	-
Расход теплоносителя через группу СЭН	м3/час	2500,0	3350,0	2500,0	3350,0	-
Проектный напор	м	128,0	129,0	102,0	102,0	-
Необходимый напор	м	100,0		100,0		-
Дросселирование	м	28,0	29,0	2,0	2,0	-
Проектная электрическая мощность группы	кВт	968,0	1560,6	910,0	1227,0	-391,6
Число часов использования	ч	5280,0		5280,0		
Расход электроэнергии	тыс. кВт*ч	13351,0		11283,4		-2067,6



**Рисунок 18 – Принципиальная гидравлическая схема Городской котельной в отопительный период (перспективное положение)**

### 3. Переключение тепловой нагрузки ТЭЦ ФЭИ в связи с выводом ее из эксплуатации в 2022 г.

#### 3.1. Общие положения

В 2022 году запланирован вывод из эксплуатации ТЭЦ ФЭИ «в связи с моральным и техническим износом оборудования» (письмо АО «ГНЦ РФ ФЭИ» Главе Администрации г. Обнинска от 20.01.2017 №224/7.53-04/279Б).

На текущий момент ТЭЦ ФЭИ имеет подключенную нагрузку 59,62 Гкал/ч в воде (отопление – 27,973 Гкал/ч, вентиляция – 30,137 Гкал/ч, ГВС – 1,5 Гкал/ч). Из них нагрузка собственных объектов ФЭИ составляет 42,622 Гкал/ч; нагрузка потребителей, присоединенных к тепловым сетям МП «Теплоснабжение» – 15,908 Гкал/ч; нагрузка сторонних потребителей, не присоединенных к тепловым сетям МП «Теплоснабжение» – 1,08 Гкал/ч.

Для теплоснабжения потребителей ТЭЦ ФЭИ после вывода ее из эксплуатации рассматриваются следующие варианты выбора источников теплоснабжения:

- **Вариант 1.** Переключение на котельную МП «Теплоснабжение» всех потребителей ТЭЦ ФЭИ (Старый город, п. Мирный, очистные сооружения, промплощадка ФЭИ, сторонние потребители, не присоединенные к тепловым сетям МП «Теплоснабжение»).

- **Вариант 2.** Котельная МП "Теплоснабжение" для снабжения потребителей в районе Старого города, п. Мирный с закрытием системы ТС. Остальные потребители ТЭЦ ФЭИ (промплощадка ФЭИ, сторонние потребители, не присоединенные к тепловым сетям МП «Теплоснабжение») снабжаются от вновь строящегося теплоисточника АО «ГНЦ РФ ФЭИ» мощностью 50 Гкал/ч с температурным графиком 115/70 гр.С

- **Вариант 3.** Вновь строящийся теплоисточник АО «ГНЦ РФ ФЭИ» мощностью 70 Гкал/ч с температурным графиком 115/70 гр.С для снабжения всех потребителей ТЭЦ ФЭИ (Старый город, п. Мирный, очистные сооружения, промплощадка ФЭИ, сторонние потребители, не присоединенные к тепловым сетям МП «Теплоснабжение»)

- **Вариант 4.** Вновь строящаяся котельная мощностью 22 Гкал/ч на земельном участке в районе пересечения ул.Менделеева и ул.Горького для обеспечения потребителей в районе Старый город. Котельная МП "Теплоснабжение" для снабжения потребителей п. Мирный при сохранении открытой системы теплоснабжения. Остальные потребители ТЭЦ ФЭИ (промплощадка ФЭИ, сторонние потребители, не присоединенные к тепловым

сетям МП «Теплоснабжение») снабжаются от вновь строящегося теплоисточника АО «ГНЦ РФ ФЭИ» мощностью 50 Гкал/ч с температурным графиком 115/70 гр.С

- **Вариант 5.** Вновь строящаяся котельная мощностью 22 Гкал/ч на земельном участке в районе пересечения ул.Менделеева и ул.Горького для обеспечения потребителей в районе Старый город. Котельная МП "Теплоснабжение" для снабжения потребителей п. Мирный с закрытием системы теплоснабжения. Остальные потребители ТЭЦ ФЭИ (промплощадка ФЭИ, сторонние потребители, не присоединенные к тепловым сетям МП «Теплоснабжение») снабжаются от вновь строящегося теплоисточника АО «ГНЦ РФ ФЭИ» мощностью 50 Гкал/ч с температурным графиком 115/70 гр.С

- **Вариант 6.** Вновь строящаяся котельная мощностью 32 Гкал/ч на земельном участке в районе пересечения ул.Менделеева и ул.Горького для обеспечения потребителей в районе Старый город и п. Мирный. Остальные потребители ТЭЦ ФЭИ (промплощадка ФЭИ, сторонние потребители, не присоединенные к тепловым сетям МП «Теплоснабжение») снабжаются от вновь строящегося теплоисточника АО «ГНЦ РФ ФЭИ» мощностью 50 Гкал/ч с температурным графиком 115/70 гр.С

Установленная мощность новой котельной в районе ул. Горького 2а определяется из следующих условий:

1. Предполагаемая к строительству новая котельная (Горького 2а) и существующая городская котельная (Коммунальный пр.21) являются частями одной системы теплоснабжения, что значительно повышает ее надежность и живучесть.

2. Увеличение мощности городской котельной ограничено территорией. Развитие системы теплоснабжения возможно за счет строительства новой котельной с последующим увеличением ее мощности, как минимум, до 50 Гкал/час. При такой мощности возможно обеспечение теплоснабжения основного городского объекта первой категории надежности (больничный городок по пр. Ленина 85) как от городской котельной, так и от новой. При мощности котельной не менее 30 Гкал/час также возможно будет организовать теплоснабжение больничного городка, но в аварийном порядке (отключение горячего водоснабжения и вентиляции, а также снижение теплопотребления на нужды отопления у прочих потребителей до допустимого уровня в 86% от расчетной нагрузки).

3. Для возможности резервирования котельные должны иметь возможность работы по одному температурному графику, а также возможность работы с открытой системой теплоснабжения. В связи с чем мощность ХВО новой котельной должна быть не менее 50 куб.м/час, что допускается и для котельных с закрытой системой теплоснабжения в целях

обеспечения скорости заполнения тепловых сетей согласно п. 6.16 СП 124.13330.2012 Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003.

4. Увеличение мощности новой котельной может осуществляться поэтапно, за счет платы за подключение.

5. Исходя из плановой мощности новой котельной единичная мощность отопительных котлов должна быть не менее 10 Гкал/час.

6. Согласно п. 4.16. СНиП "СП 89.13330.2016. Свод правил. Котельные установки. Актуализированная редакция СНиП II-35-76", а также Приложению N 3 к Правилам оценки готовности к отопительному периоду число и производительность котлов, установленных в котельной, следует выбирать из условия, что при выходе из строя одного котла количество тепловой энергии, отпускаемой потребителям, следует обеспечивать в размере не менее 86 % при расчетной температуре наружного воздуха -27 градусов.

Минимальная мощность котельной для случая выхода из строя одного котла приведена в табл.12.

**Таблица 12 – Минимальная мощность котельной для случая выхода из строя одного котла наибольшей мощности**

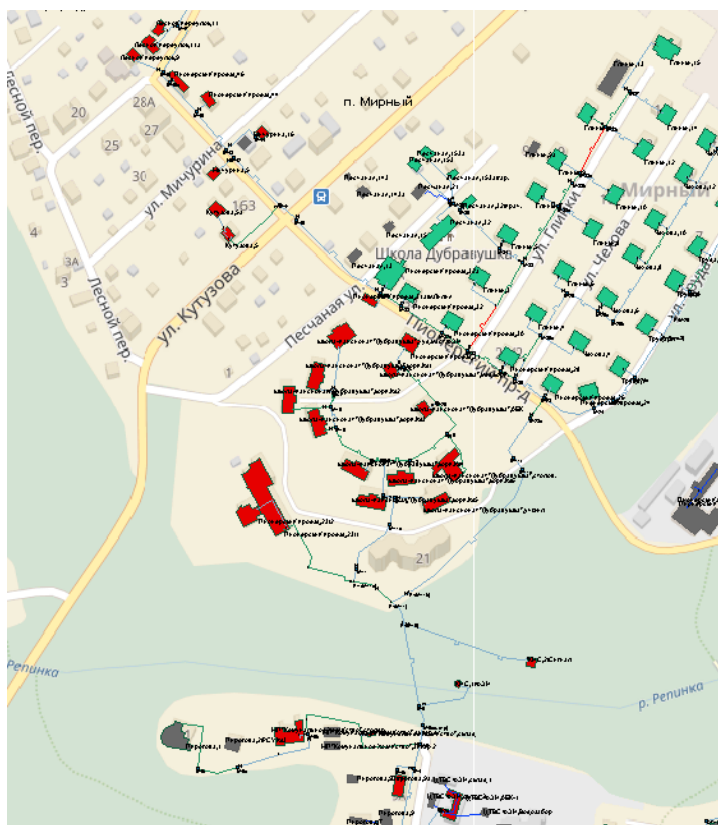
Присоединенные потребители	Присоединенная мощность с учетом тепловых потерь и собственных нужд, Гкал/час		ГВС в неотопительный период, Гкал/ч	Оптимальная компоновка котлов	Резерв мощности, Гкал/ч	Аварийный резерв мощности, Гкал/ч
	100%	86%				
Старый город, п. Мирный, очистные	23,9	20,6	1,9	3*10+2=32 Гкал/ч	8,1	1,4
Старый город, п. Мирный	19,9	17,1	1,6	3*10+2=32 Гкал/ч	12,1	4,9
Старый город	16,6	14,2	1,3	3*6,5+2=22 Гкал/ч	4,9	0,8
Старый город, очистные	20,6	17,7	1,6	10+6,5*2+2=25 Гкал/ч	4,4	0,8

Для работы в неотопительный период с нагрузкой от 1,3 до 2 Гкал/час потребуется один котел с мощностью 2 Гкал/час, на которой котлы мощностью 6,5 и 10 Гкал/ч не могут устойчиво и эффективно работать (рабочий диапазон котлов от 20 до 100%). Резервный котел на горячее водоснабжение не предусматривается.





**Рисунок 19 – Потребители в Старом городе, давление в обратных трубопроводах систем теплоснабжения которых превышает  $6 \text{ кгс/см}^2$**



**Рисунок 20 – Потребители в п. Мирный, давление в обратных трубопроводах систем теплоснабжения которых превышает  $6 \text{ кгс/см}^2$**

В связи с вышесказанным представляется целесообразным рассмотреть несколько вариантов подключения потребителей к системам централизованного теплоснабжения:

- **Вариант а.** Сохранение существующей схемы присоединения без изменений (при условии строительства понизительных насосных станций на магистралях, питающих потребителей п. Мирный и Старого города).

- **Вариант б.** Установка ИТП на ГВС; системы отопления сохраняются без изменений.

- **Вариант в.** Установка ИТП на ГВС и на отопление у всех потребителей (закрывание системы теплоснабжения с независимым присоединением).

Проблема переключения тепловой нагрузки ТЭЦ ФЭИ в связи с выводом ее из эксплуатации должна решаться путем выбора оптимального сочетания варианта источника теплоснабжения (с 1-го по 6-й) и способа подключения потребителей (а - в), возможные комбинации которых приведены в таблице 12.

**Таблица 13 – Возможные комбинации вариантов источников тепловой энергии и схем подключения потребителей в Старом городе и п. Мирный**

Варианты выбора источников тепловой энергии потребителей в районе Старого города и п. Мирный	Варианты схем подключения потребителей к системе централизованного теплоснабжения					
	Старый город			п. Мирный		
	а	б	в	а	б	в
1	+			+		
2		+	+		+	+
3		+	+		+	+
4	+	+	+	+		
5	+	+	+		+	+
6	+	+	+		+	+

Помимо вышеуказанных групп вариантов по выбору источника теплоснабжения (с 1-го по 6-й) и по способу подключения потребителей (а - в) отдельной проработки требует вопрос организации теплоснабжения городских очистных сооружений канализации:

- от вновь строящейся котельной на земельном участке в районе пересечения ул.Менделеева и ул.Горького;

- от вновь строящегося собственного источника теплоснабжения, расположенного в районе очистных сооружений.

Выбор способа теплоснабжения очистных сооружений целесообразно рассматривать в первую очередь, т.к. его результаты влияют на выбор варианта источника теплоснабжения.

Подключение очистных сооружений к котельной МП «Теплоснабжение» осложняется рядом факторов:

- 1) Отсутствие непосредственного, в обход территории ФЭИ, подключения тепловых сетей очистных сооружений к тепловым сетям котельной. Необходимость строительства достаточно протяженной тепловой сети Ду150 протяженностью около 600 м стоимостью 14,9 млн. руб. Нормативные тепловые потери в сети составят порядка 415 Гкал в год. За весь срок эксплуатации тепловой сети затраты на компенсацию потерь составят минимум порядка 17 млн. руб. в текущих ценах (без учета стоимости эксплуатации). Кроме того, строительство осложнено тем, что перспективная сеть должна будет проходить по территории гаражно-строительного кооператива, где могут отсутствовать необходимые условия для строительства.
- 2) Разница геодезических отметок между объектами очистных сооружений (минимальная отметка – 130 м) и котельной (отметка – 182 м). Давление в обратных трубопроводах у потребителей будет составлять порядка 9,1 кгс/см<sup>2</sup>.

Стоимость организации независимого присоединения потребителей по закрытой схеме составит около 7,6 млн. руб.

- 3) Давление в подающих трубопроводах тепловых сетей и у потребителей на вводах будет составлять порядка 11,5 кгс/см<sup>2</sup>, что в условиях ветхости сетей является критически высокой величиной и создает повышенную опасность при эксплуатации. Реконструкция ветхих тепловых сетей на территории очистных сооружений составит 23,9 млн. руб.
- 4) Значительная удаленность объектов очистных сооружений от источника будет приводить к остыванию теплоносителя, особенно в летние периоды из-за низкой нагрузки на ГВС.

Таким образом, для вариантов выбора источника теплоснабжения 1 и 2 оптимальным является строительство собственного источника теплоснабжения, расположенного в районе очистных сооружений. Для варианта выбора источника теплоснабжения 3 предполагается сохранение существующей теплотрассы от АО «ГНЦ РФ ФЭИ», в связи с чем строительство новых объектов не рассматривается.

Для вариантов выбора источника теплоснабжения 4-6 произведен сравнительный анализ приведенных затрат на строительство и эксплуатацию собственного источника теплоснабжения, расположенного в районе очистных сооружений, и строительство и эксплуатацию новой теплотрассы по ул. Менделеева от вновь строящейся котельной на земельном участке в районе пересечения ул. Менделеева и ул. Горького протяженностью 600 п.м (таблица 13).

**Таблица 14 – Сравнительный анализ приведенных затрат на реализацию мероприятий по организации централизованного теплоснабжения городских очистных сооружений канализации**

№ п/п	Описание варианта	Стоимость реализации мероприятия (без НДС), тыс. руб.	Ежегодные эксплуатационные затраты (прирост к существующему уровню), тыс. руб.	Нормативный коэффициент эффективности	Приведенные затраты, тыс. руб.
1.	Подключение от вновь строящейся котельной на земельном участке в районе пересечения ул. Менделеева и ул. Горького – всего, в том числе:	28527	1922	0,05	3348
1.1.	Создание дополнительной мощности 3 Гкал/ч на вновь строящейся котельной в районе пересечения ул. Менделеева и ул. Горького (для вариантов выбора	10017	1703		

№ п/п	Описание варианта	Стоимость реализации мероприятия (без НДС), тыс. руб.	Ежегодные эксплуатационные затраты (прирост к существующему уровню), тыс. руб.	Нормативный коэффициент эффективности	Приведенные затраты, тыс. руб.
	теплоисточника 4 и 5)*				
1.2.	Строительство теплотрассы вдоль ул. Менделеева от вновь строящейся котельной в районе пересечения ул.Менделеева и ул.Горького протяженностью Ду=150 мм 600 п.м.	14862	241		
1.3.	Перекладка тепловой сети от У-3(Оч) до У-26(Оч.): с Ду150 на Ду100, 109,5м.	2360	-14		
1.4	Перекладка тепловой сети от У-26(Оч.) до У-2а(Оч.): с Ду150 на Ду50, 88,5м.	1288	-8		
1а.	Подключение от вновь строящейся котельной на земельном участке в районе пересечения ул.Менделеева и ул.Горького – всего, в том числе:	18510	219	0,05	1145
1а.1.	Создание дополнительной мощности на вновь строящейся котельной в районе пересечения ул.Менделеева и ул.Горького не требуется (для варианта выбора теплоисточника 6)**	0	0		
1а.2.	Строительство теплотрассы вдоль ул. Менделеева от вновь строящейся котельной в районе пересечения ул.Менделеева и ул.Горького протяженностью Ду=150 мм 600 п.м.	14862	241		
1а.3.	Перекладка тепловой сети от У-3(Оч) до У-26(Оч.): с Ду150 на Ду100, 109,5м.	2360	-14		
1а.4	Перекладка тепловой сети от У-26(Оч.) до У-2а(Оч.): с Ду150 на Ду50, 88,5м.	1288	-8		
2.	Подключение от вновь строящейся блочно-модульной котельной в районе городских КОС – всего, в том числе:	31158	3882	0,05	5440
2.1.	Строительство блочно-модульной котельной 4 Гкал/ч в районе городских очистных сооружений канализации	27510	3904		

№ п/п	Описание варианта	Стоимость реализации мероприятия (без НДС), тыс. руб.	Ежегодные эксплуатационные затраты (прирост к существующему уровню), тыс. руб.	Нормативный коэффициент эффективности	Приведенные затраты, тыс. руб.
2.2.	Перекладка тепловой сети от У-3(Оч) до У-2б(Оч.): с Ду150 на Ду100, 109,5м.	2360	-14		
2.3.	Перекладка тепловой сети от У-2б(Оч.) до У-2а(Оч.): с Ду150 на Ду50, 88,5м.	1288	-8		

\* - Оптимальная компоновка котлов для вариантов выбора источников теплоснабжения 4 и 5 предполагает установленную мощность котельной 22 Гкал/ч с резервом мощности 5 Гкал/ч и аварийным резервом мощности 1 Гкал/ч. Дополнительная нагрузка канализационных очистных сооружений в размере 4 Гкал/ч вызывает необходимость увеличения мощности котельной до 25 Гкал/ч (при этом резерв мощности составит 4 Гкал/ч, аварийный резерв мощности – 1 Гкал/ч).

\*\* - Оптимальная компоновка котлов для варианта выбора источника теплоснабжения 6 предполагает мощность котельной 32 Гкал/ч с резервом мощности 12 Гкал/ч и аварийным резервом мощности 5 Гкал/ч. При этом дополнительная нагрузка канализационных очистных сооружений в размере 4 Гкал/ч не требует увеличения мощности котельной (резерв мощности составит 8 Гкал/ч, аварийный резерв мощности – 1 Гкал/ч).

Результаты сравнения показывают, что наиболее затратным является вариант строительства блочно-модульной котельной в районе городских КОС. Вариант снабжения очистных сооружений от котельной по ул. Горького-2а по новой теплотрассе вдоль ул. Менделеева существенно дешевле. Кроме того, в случае строительства котельной по ул. Горького-2а мощностью 32 Гкал/ч дополнительные затраты на увеличение мощности теплоисточника не потребуются.

## **3.2. Вариант выбора источников теплоснабжения 1**

*Краткое описание варианта. Переключение на котельную МП «Теплоснабжение» всех потребителей ТЭЦ ФЭИ (Старый город, п. Мирный, очистные сооружения, промплощадка ФЭИ, сторонние потребители, не присоединенные к тепловым сетям МП «Теплоснабжение»).*

При выводе из эксплуатации ТЭЦ ФЭИ для переключения на котельную МП «Теплоснабжение» всех ее потребителей тепловой нагрузкой 59,62 Гкал/ч в воде (Старый город, п. Мирный, очистные сооружения, промплощадка ФЭИ, сторонние потребители, не присоединенные к тепловым сетям МП «Теплоснабжение») необходимо провести ряд мероприятий.

### **1. Реконструкция тепловой сети от котельной МП «Теплоснабжение» до ТК-58.**

Возможность переключения потребителей Старого города и п. Мирный существует, так как тепловые сети ТЭЦ ФЭИ в этих зонах непосредственно связаны с тепловыми сетями котельной. Однако, в связи со значительным приростом тепловой нагрузки на котельную МП «Теплоснабжение» необходимо провести реконструкцию тепловой сети Ду600 от котельной до ТК-1 на Ду700 и тепловой сети Ду700 от ТК-1 до ТК-58 на Ду900. Реконструкция трубопроводов поможет поддерживать необходимый гидравлический режим тепловой сети, в особенности в северной и северо-западной части города (мкр. 51 и др.).

### **2. Реконструкция тепловой сети по ул. Курчатова и пр. Ленина Ду500 от У-1(К-16) до К-4 в районе гимназии (между гаражом ул. Парковая, 2 и жилым домом ул. Комсомольская, 37) на Ду700.**

Реконструкция трубопровода необходима для увеличения пропускной способности магистрали ввиду подключения потребителей ТЭЦ ФЭИ.

### **3. Реконструкция тепловой сети Ду500, идущей параллельно по ул. Комсомольской, от К-4 в районе гимназии (между гаражом ул. Парковая, 2 и жилым домом ул. Комсомольская, 37) до К-2 на Ду600.**

Реконструкция трубопровода необходима для увеличения пропускной способности магистрали ввиду подключения потребителей ТЭЦ ФЭИ.

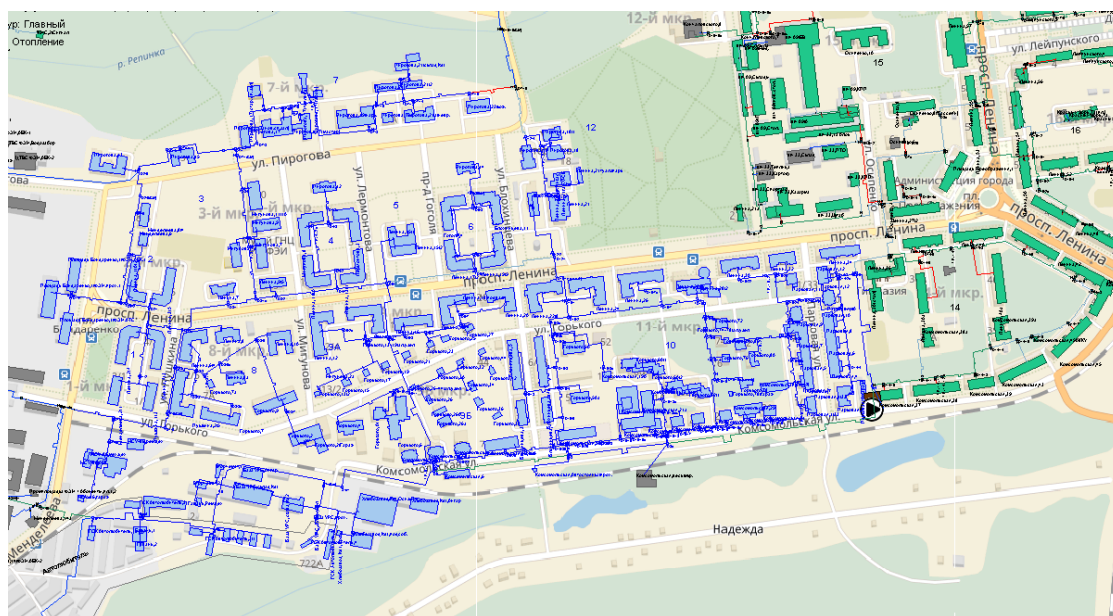
### **4. Реконструкция квартальных сетей с увеличением диаметров.**

В связи с приростом перспективной тепловой нагрузки, изменением зон действия источников необходимо провести реконструкцию с увеличением диаметров

трубопроводов квартальных тепловых сетей для повышения их пропускной способности.

#### 5. Строительство двух насосных станций:

- ПНС «Старый город» (понижающая напор в обратном трубопроводе минимум на 25 м, мощностью около 1100 т/ч) в районе гимназии (между гаражом ул. Парковая, 2 и жилым домом ул. Комсомольская, 37). После ПНС подключаются потребители мкр. 7, 11, 12, подключенные на текущий момент к котельной МП «Теплоснабжение», и потребители Старого города, которые были подключены к ТЭЦ ФЭИ.



**Рисунок 21 – Перспективные потребители ПНС «Старый город»**

Без строительства ПНС возникает опасность превышения максимально допустимого давления в отопительных приборах внутридомовых систем отопления (6 кгс/см<sup>2</sup> для чугунных радиаторов), подключенных к обратным трубопроводам потребителей, ввиду большой разности геодезических отметок потребителей относительно котельной (потребители находятся ниже котельной до 30 м и находятся на значительном расстоянии от нее). Данные потребители выделены красным на рисунке 20.



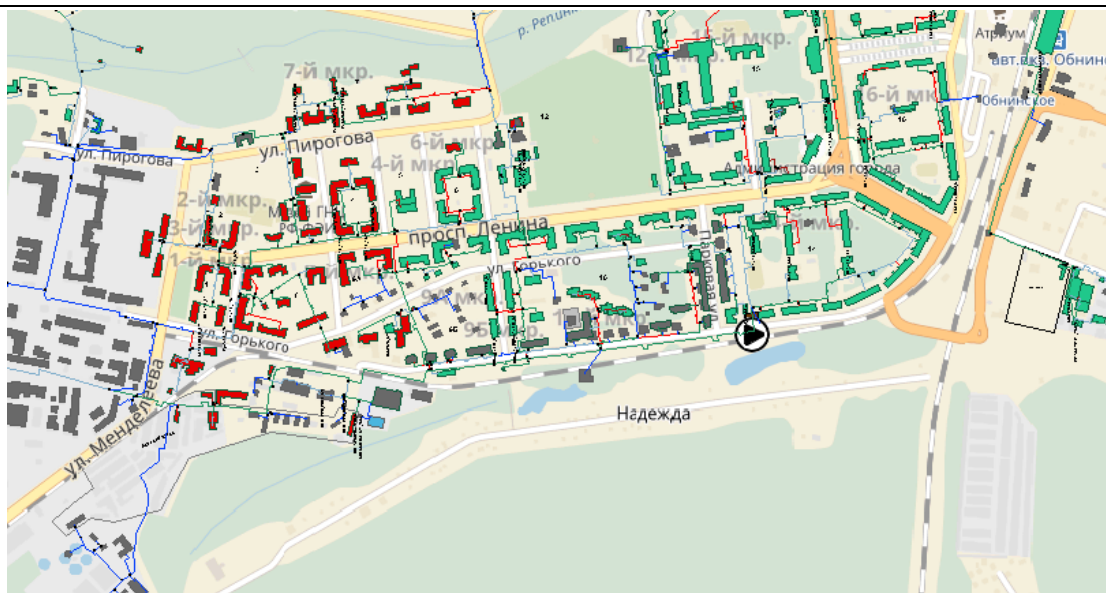


Рисунок 22 – Потребители в Старом городе, давление в обратных трубопроводах систем теплоснабжения которых превышает  $6 \text{ кгс/см}^2$

- ПНС «Мирный» (понижающая напор в обратном трубопроводе минимум на 20 м, мощностью около 60 т/ч) в районе школы-интерната «Надежда» (Самсоновский пр-да, 4). После ПНС подключаются потребители п. Мирный, присоединенные на текущий момент к котельной МП «Теплоснабжение», и потребители, которые были подключены к ТЭЦ ФЭИ от вывода на п. Мирный.

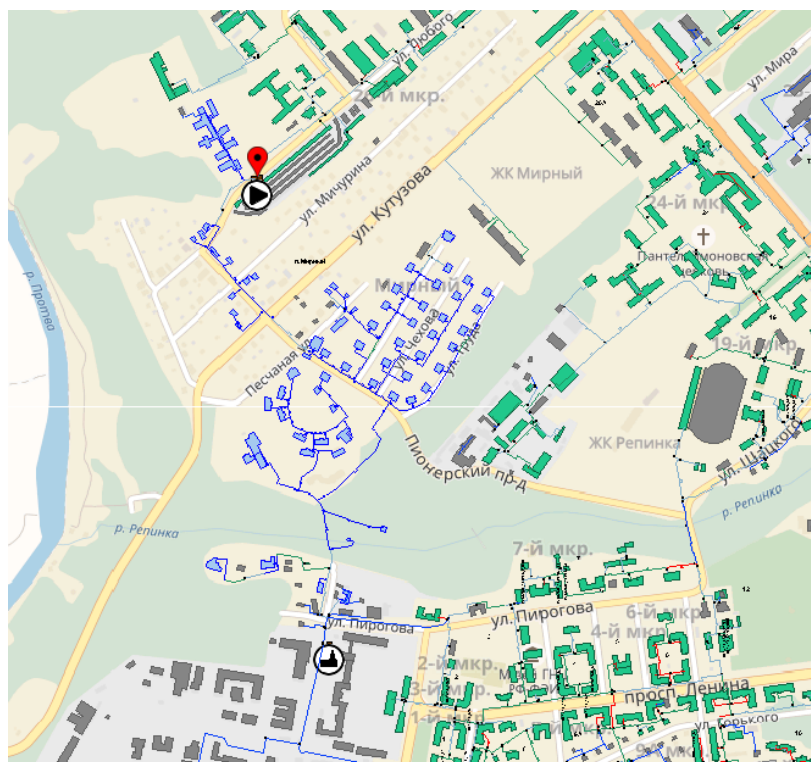


Рисунок 23 – Перспективные потребители ПНС «Мирный»

Без строительства ПНС возникает опасность превышения максимально допустимого давления в отопительных приборах внутридомовых систем отопления (6 кгс/см<sup>2</sup> для чугунных радиаторов), подключенных к обратным трубопроводам потребителей, ввиду большой разности геодезических отметок потребителей относительно котельной.

6. **Строительство ЦТП в районе ТЭЦ ФЭИ с независимым присоединением** собственных потребителей ФЭИ и очистных сооружений. Даже при строительстве ПНС «Старый город» давление в обратном трубопроводе в магистрали в районе ТЭЦ ФЭИ будет достигать 5,2 кгс/см<sup>2</sup>, а у потребителей западнее ТЭЦ может превысить 6 кгс/см<sup>2</sup>. В связи с этим в районе ТЭЦ необходимо строительство ЦТП с независимым подключением потребителей. ГВС для них организовать от индивидуальных бойлеров. Тепловая энергия на ЦТП будет подаваться по существующей тепловой сети Ду500, проходящей по территории ФЭИ и не имеющей подключенных потребителей, от ТК-146 и после ЦТП распределяться по указанным потребителям.

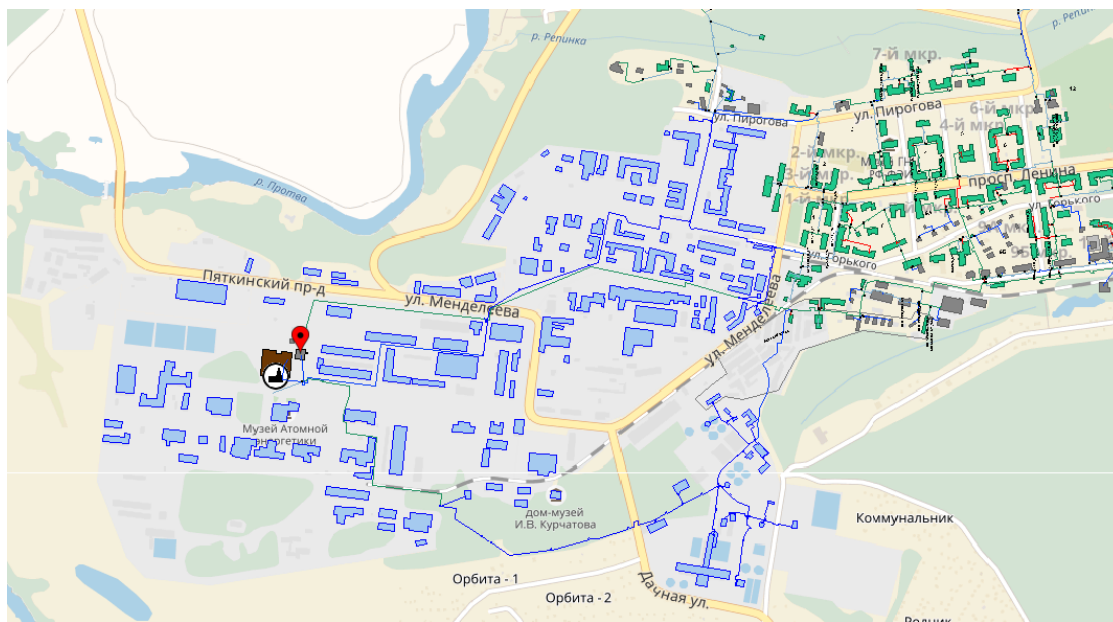


Рисунок 24 – Перспективные потребители ЦТП ФЭИ

- 7-9. **Строительство блочно-модульной котельной 4 Гкал/ч в районе городских очистных сооружений канализации. Перекладка тепловой сети от У-3(Оч.) до У-2б(Оч.): с Ду150 на Ду100, 109,5м. Перекладка тепловой сети от У-2б(Оч.) до У-2а(Оч.): с Ду150 на Ду50, 88,5м.**

Как было определено выше, при реализации варианта выбора источника теплоснабжения 1 теплоснабжение городских очистных сооружений целесообразно

осуществлять от котельной, расположенной в непосредственной близости от очистных сооружений.

Капитальные затраты на реализацию Варианта 1 приведены в таблице 14.

**Таблица 15 – Капитальные затраты на реализацию мероприятий по Варианту 1**

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость реализации мероприятия (без НДС), тыс. руб.	Ежегодные эксплуатационные затраты (прирост к существующему уровню), тыс. руб.
1	Реконструкция магистрали Ду700 на Ду900	234912	-1409
2-3	Реконструкция магистрали Ду500 на Ду600-700	265328	-1592
4	Реконструкция квартальных сетей с увеличением диаметров	67626	-406
5	ПНС «Старый город» + ПНС «Мирный»	39356	6691
6	ЦТП ФЭИ	168878	28709
7	Строительство блочно-модульной котельной 4 Гкал/ч в районе городских очистных сооружений канализации	27510	3904
8	Перекладка тепловой сети от У-3(Оч) до У-2б(Оч.): с Ду150 на Ду100, 109,5м	2360	-14
9	Перекладка тепловой сети от У-2б(Оч.) до У-2а(Оч.): с Ду150 на Ду50, 88,5м	1288	-8
<b>ИТОГО</b>	<b>-</b>	<b>807258</b>	<b>35875</b>

### **3.3. Вариант выбора источников теплоснабжения 2**

*Краткое описание варианта. Котельная МП "Теплоснабжение" для снабжения потребителей в районе Старого города, п. Мирный с закрытием системы ТС. Остальные потребители ТЭЦ ФЭИ (промплощадка ФЭИ, сторонние потребители, не присоединенные к тепловым сетям МП «Теплоснабжение») снабжаются от вновь строящегося теплоисточника АО «ГНЦ РФ ФЭИ» мощностью 50 Гкал/ч с температурным графиком 115/70 гр.С. Теплоснабжение потребителей в районе городских очистных сооружений канализации от вновь строящейся блочно-модульной котельной 4 Гкал/ч в районе очистных сооружений.*

Для реализации варианта 2 необходимо выполнить следующие мероприятия:

#### **1. Строительство теплоисточника АО «ГНЦ РФ ФЭИ» мощностью 50 Гкал/ч.**

Мощность теплоисточника обеспечивает тепловые нагрузки потребителей промплощадки АО «ГНЦ РФ ФЭИ», а также иных потребителей АО «ГНЦ РФ ФЭИ», не подключенных к тепловым сетям МП «Теплоснабжение».

#### **2. Реконструкция магистрали от К-62 до К-61а Ду700 на Ду900**

В связи с приростом тепловой нагрузки на котельную МП «Теплоснабжение» необходимо провести реконструкцию тепловой сети Ду700 от К-62 до К-61а на Ду900. Реконструкция трубопроводов поможет поддерживать необходимый гидравлический режим тепловой сети.

**3. Перевод следующих зданий в районе ул. Пирогова на индивидуальное теплоснабжение: Пирогова, 2; Пирогова, 7; Пирогова, 9а; ЦТВС(склад1); ЦТВС(склад2); ЦТВС(АБК1); ЦТВС(водозабор); ЦТВС(гараж); ЦТВС(АБК2); КНС(ФЭИ); КНС2(Сигнал).**

Кроме объектов в Старом городе, п. Мирный и очистных сооружений, имеется ряд потребителей МП «Теплоснабжение», подключенных к тепловому выводу от ТЭЦ ФЭИ в районе ул. Пирогова и оврага между Старым городом и п. Мирный. Переключение этих потребителей на котельную МП «Теплоснабжение» осложняется их значительной удаленностью и малыми тепловыми нагрузками. Потери в сетях при подключении данных потребителей будут соизмеримы с их тепловой нагрузкой. В связи с этим предлагается организация индивидуального теплоснабжения.

Для потребителей данной группы в соответствии с СП 60.13330.2012 «СНиП 41-01-2003. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха» в качестве индивидуальных источников теплоснабжения предусматриваются теплогенераторные установки.

**4-6. Строительство блочно-модульной котельной 4 Гкал/ч в районе городских очистных сооружений канализации. Перекладка тепловой сети от У-3(Оч) до У-2б(Оч.): с Ду150 на Ду100, 109,5м. Перекладка тепловой сети от У-2б(Оч.) до У-2а(Оч.): с Ду150 на Ду50, 88,5м.**

Как было определено выше, при реализации варианта выбора источника теплоснабжения 2 теплоснабжение городских очистных сооружений целесообразно осуществлять от котельной, расположенной в непосредственной близости от очистных сооружений.

Капитальные и эксплуатационные затраты на реализацию Варианта 2 приведены в таблице 15.

**Таблица 16 – Капитальные и эксплуатационные затраты на реализацию мероприятий по Варианту 2**

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость реализации мероприятия (без НДС), тыс. руб.	Ежегодные эксплуатационные затраты (прирост к существующему уровню), тыс. руб.
1	Строительство теплоисточника АО «ГНЦ РФ ФЭИ» мощностью 50 Гкал/ч	205618	34955
2	Реконструкция магистрали от К-62 до К-61а Ду800 на Ду900	18765	-113
3	Перевод следующих зданий в районе ул. Пирогова на индивидуальное теплоснабжение: Пирогова, 2; Пирогова, 7; Пирогова, 9а; ЦТВС(склад1); ЦТВС(склад2); ЦТВС(АБК1); ЦТВС(водозабор); ЦТВС(гараж); ЦТВС(АБК2); КНС(ФЭИ); КНС2(Сигнал)	781	-757
4	Строительство блочно-модульной котельной 4 Гкал/ч в районе городских очистных сооружений канализации	27510	3904
5	Перекладка тепловой сети от У-3(Оч) до У-2б(Оч.): с Ду150 на Ду100, 109,5м	2360	-14
6	Перекладка тепловой сети от У-2б(Оч.) до У-2а(Оч.): с Ду150 на Ду50, 88,5м	1288	-8
	<b>ИТОГО</b>	<b>256322</b>	<b>37967</b>

### 3.4. Вариант выбора источников теплоснабжения 3

*Краткое описание варианта. Вновь строящийся теплоисточник АО «ГНЦ РФ ФЭИ» мощностью 70 Гкал/ч с температурным графиком 115/70 гр.С для снабжения всех потребителей ТЭЦ ФЭИ (Старый город, п. Мирный, очистные сооружения,*

*промплощадка ФЭИ, сторонние потребители, не присоединенные к тепловым сетям МП «Теплоснабжение»)*

Для реализации варианта 3 необходимо выполнить следующие мероприятия:

**1. Строительство теплоисточника АО «ГНЦ РФ ФЭИ» мощностью 70 Гкал/ч.**

Мощность теплоисточника обеспечивает тепловые нагрузки потребителей всех потребителей ТЭЦ ФЭИ (Старый город, п. Мирный, очистные сооружения, промплощадка ФЭИ, сторонние потребители, не присоединенные к тепловым сетям МП «Теплоснабжение»). Отпуск тепловой энергии предусматривается по температурному графику 115/70 гр.С с закрытой схемой подключения потребителей.

**2. Перекладка следующих участков тепловых сетей:**

- ТК-1-3 – ТК-1-4 с Ду125 на Ду200, 79м;
- ТК-8-2 – ТК-8-3 – ТК-8-4 – ТК-8-5а – ТК-8-6 с Ду 100 на Ду125, 276м;
- ТК-9-1 – ТК-5-1 с Ду150 на Ду250, 88м;
- ТК-8-2 – ТК-8-3 – ТК-8-4 – ТК-8-5а – ТК-8-6 – У-1(Гор.9) с Ду 100 на Ду125, 174м;
- У-2(Гор.9) – Гор.9 с Ду50 на Ду70, 5м;
- ТК-9-2 – ТК-9-2а(СМ) – ТК-9-2б(СМ) – У-1(Лен.12) с Ду40 на Ду50, 108,5м
- М-30 – М-30а с Ду70 на Ду100, 59м;
- У-(Чех.8) – У-(Чех.10) с Ду50 на Ду70, 48м;
- М-26 – У-(Труд.7) с Ду50 на Ду70, 48м;
- М-29а – М-29б с Ду50 на Ду70, 19м;
- М-1 – М-4 – М-4а – М-5 с Ду125 на Ду150, 121м;
- М-13 – М-18 – М-19 с Ду50 на Ду70, 81м;
- М-13 – М-14 – М-15 с Ду50 на Ду70, 81м;
- У-(М-11) – У-1(М-11а) с Ду100 на Ду125, 49м.

Капитальные и эксплуатационные затраты на реализацию Варианта 3 приведены в таблице 16.

**Таблица 17 – Капитальные и эксплуатационные затраты на реализацию мероприятий по Варианту 3**

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость реализации мероприятия (без НДС), тыс. руб.	Ежегодные эксплуатационные затраты (прирост к существующему уровню), тыс. руб.
1	Строительство теплоисточника АО «ГНЦ РФ ФЭИ» мощностью 70 Гкал/ч	213278	36257
2	Перекладка участков тепловых сетей	50417	-303
<b>ИТОГО</b>		<b>263695</b>	<b>35954</b>

### **3.5. Вариант выбора источников теплоснабжения 4**

*Краткое описание варианта. Вновь строящаяся котельная на земельном участке в районе пересечения ул.Менделеева и ул.Горького для обеспечения потребителей в районе Старый город, городских очистных сооружений канализации (мощностью  $22+3=25$  Гкал/ч, в том числе 3 Гкал/ч – увеличение мощности котельной для теплоснабжения очистных сооружений). Котельная МП "Теплоснабжение" для снабжения потребителей п. Мирный при сохранении открытой системы теплоснабжения. Остальные потребители ТЭЦ ФЭИ (промплощадка ФЭИ, сторонние потребители, не присоединенные к тепловым сетям МП «Теплоснабжение») снабжаются от вновь строящегося теплоисточника АО «ГНЦ РФ ФЭИ» мощностью 50 Гкал/ч с температурным графиком 115/70 гр.С.*

Для реализации варианта 4 необходимо выполнить следующие мероприятия:

#### **1. Строительство ПНС «Мирный»**

Насосная станция, понижающая напор в обратном трубопроводе минимум на 20 м, мощностью около 60 т/ч в районе школы-интерната «Надежда» (Самсоновский пр-д, 4). После ПНС подключаются потребители п. Мирный, присоединенные на текущий момент к котельной МП «Теплоснабжение», и потребители, которые были подключены к ТЭЦ ФЭИ от вывода на п. Мирный.

Без строительства ПНС возникает опасность превышения максимально допустимого давления в отопительных приборах внутридомовых систем отопления (6 кгс/см<sup>2</sup> для чугунных радиаторов), подключенных к обратным трубопроводам потребителей, ввиду большой разности геодезических отметок потребителей относительно котельной.

#### **2. Строительство теплоисточника АО «ГНЦ РФ ФЭИ» мощностью 50 Гкал/ч**

Мощность теплоисточника обеспечивает тепловые нагрузки потребителей промплощадки АО «ГНЦ РФ ФЭИ», а также иных потребителей АО «ГНЦ РФ ФЭИ», не подключенных к тепловым сетям МП «Теплоснабжение».

**3-6. Строительство теплоисточника мощностью 25 Гкал/ч в районе пересечения ул.Менделеева и ул.Горького; строительство теплового вывода из котельной Ду300, 12м; строительство нового участка тепловой сети от котельной до ТК-1-3 Ду200, 180м; строительство нового участка тепловой сети от котельной до тепловой камеры Авт-1 Ду250, 33м.**

Мощность теплоисточника обеспечивает тепловые нагрузки потребителей Старого города.

**7-9. Перекладка участка тепловой сети между ТК-7-1 и ТК-2-6 с Ду100 на Ду125, 144м; участка тепловой сети от ТК-2-3 до ТК-2-6 с Ду50 на Ду125, 255м; строительство тепловой сети от ТК-2-6 до М-2: Ду150, 280м.**

Реализация мероприятий позволит обеспечить резервирование источников теплоснабжения для потребителей в п. Мирный.

**10-12. Строительство тепловой сети от земельного участка в районе ул.Горького-2а до городских очистных сооружений канализации Ду=150 мм по ул. Менделеева 600 м. Перекладка тепловой сети от У-3(Оч) до У-2б(Оч.): с Ду150 на Ду100, 109,5м. Перекладка тепловой сети от У-2б(Оч.) до У-2а(Оч.): с Ду150 на Ду50, 88,5м.**

Как было определено выше, теплоснабжение городских очистных сооружений целесообразно осуществлять от вновь строящейся котельной в районе земельного участка по ул.Горького-2а.

**13. Перевод следующих зданий в районе ул. Пирогова на индивидуальное теплоснабжение: Пирогова, 2; Пирогова, 7; Пирогова, 9а; ЦТВС(склад1); ЦТВС(склад2); ЦТВС(АБК1); ЦТВС(водозабор); ЦТВС(гараж); ЦТВС(АБК2); КНС(ФЭИ); КНС2(Сигнал).**

Кроме объектов в Старом городе, п. Мирный и очистных сооружений, имеется ряд потребителей МП «Теплоснабжение», подключенных к тепловому выводу от ТЭЦ ФЭИ в районе ул. Пирогова и оврага между Старым городом и п. Мирный. Переключение этих потребителей на котельную МП «Теплоснабжение» осложняется их значительной удаленностью и малыми тепловыми нагрузками. Потери в сетях при подключении данных потребителей будут соизмеримы с их тепловой нагрузкой. В связи с этим предлагается организация индивидуального теплоснабжения.

Для потребителей данной группы в соответствии с СП 60.13330.2012 «СНиП 41-01-2003. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха» в качестве индивидуальных источников теплоснабжения предусматриваются теплогенераторные установки.

Капитальные и эксплуатационные затраты на реализацию варианта 4 приведены в таблице 17.



**Таблица 18 – Капитальные и эксплуатационные затраты на реализацию мероприятий по варианту 4**

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость реализации мероприятия (без НДС), тыс. руб.	Ежегодные эксплуатационные затраты (прирост к существующему уровню), тыс. руб.
1	Строительство ПНС «Мирный»	7974	1356
2	Строительство теплоисточника АО «ГНЦ РФ ФЭИ» мощностью 50 Гкал/ч	205618	34955
3	Строительство теплоисточника мощностью 25 Гкал/ч в районе пересечения ул.Менделеева и ул.Горького – всего, в том числе:	207686	26807
3.1.	Стоимость выкупа земельного участка	50000	0
3.2.	Создание дополнительной мощности 3 Гкал/ч для теплоснабжения очистных сооружений	10017	1703
4	Строительство теплового вывода из котельной Ду300, 12м	396	20
5	Строительство нового участка тепловой сети от котельной до ТК-1-3 Ду200, 180м	5260	263
6	Строительство нового участка тепловой сети от котельной до тепловой камеры Авт-1 Ду250, 33м	1052	53
7	Перекладка участка тепловой сети между ТК-7-1 и ТК-2-6 с Ду100 на Ду125, 144м	3253	-20
8	Перекладка участка тепловой сети от ТК-2-3 до ТК-2-6 с Ду50 на Ду125, 255м	5760	-35
9	Строительство тепловой сети от ТК-2-6 до М-2: Ду150, 280м	8185	409
10	Строительство теплотрассы вдоль ул. Менделеева от вновь строящейся котельной в районе пересечения ул.Менделеева и ул. Горького протяженностью Ду=150 мм 600 п.м	14862	241
11	Перекладка тепловой сети от У-3(Оч.) до У-26(Оч.): с Ду150 на Ду100, 109,5м	2360	-14
12	Перекладка тепловой сети от У-26(Оч.) до У-2а(Оч.): с Ду150 на Ду50, 88,5м	1288	-8
13	Перевод следующих зданий в районе ул. Пирогова на индивидуальное теплоснабжение: Пирогова, 2; Пирогова, 7; Пирогова, 9а; ЦТВС(склад1); ЦТВС(склад2); ЦТВС(АБК1); ЦТВС(водозабор); ЦТВС(гараж); ЦТВС(АБК2); КНС(ФЭИ); КНС2(Сигнал)	781	-757
	<b>ИТОГО</b>	<b>464475</b>	<b>63269</b>

### 3.6. Вариант выбора источников теплоснабжения 5

*Краткое описание варианта. Вновь строящаяся котельная на земельном участке в районе пересечения ул.Менделеева и ул.Горького для обеспечения потребителей в районе Старый город, городских очистных сооружений канализации (мощностью 22+3=25 Гкал/ч, в том числе 3 Гкал/ч – увеличение мощности котельной для теплоснабжения очистных сооружений). Котельная МП "Теплоснабжение" для снабжения потребителей п. Мирный с закрытием системы теплоснабжения. Остальные потребители ТЭЦ ФЭИ*

*(промплощадка ФЭИ, сторонние потребители, не присоединенные к тепловым сетям МП «Теплоснабжение») снабжаются от вновь строящегося теплоисточника АО «ГНЦ РФ ФЭИ» мощностью 50 Гкал/ч с температурным графиком 115/70 гр.С*

Для реализации варианта 5 необходимо выполнить следующие мероприятия:

**1. Строительство теплоисточника АО «ГНЦ РФ ФЭИ» мощностью 50 Гкал/ч**

Мощность теплоисточника обеспечивает тепловые нагрузки потребителей промплощадки АО «ГНЦ РФ ФЭИ», а также иных потребителей АО «ГНЦ РФ ФЭИ», не подключенных к тепловым сетям МП «Теплоснабжение».

**2-5. Строительство теплоисточника мощностью 25 Гкал/ч в районе пересечения ул.Менделеева и ул.Горького; строительство теплового вывода из котельной Ду300, 12м; строительство нового участка тепловой сети от котельной до ТК-1-3 Ду200, 180м; строительство нового участка тепловой сети от котельной до тепловой камеры Авт-1 Ду250, 33м.**

Мощность теплоисточника обеспечивает тепловые нагрузки потребителей Старого города.

**6. Перевод следующих зданий в районе ул. Пирогова на индивидуальное теплоснабжение: Пирогова, 2; Пирогова, 7; Пирогова, 9а; ЦТВС(склад1); ЦТВС(склад2); ЦТВС(АБК1); ЦТВС(водозабор); ЦТВС(гараж); ЦТВС(АБК2); КНС(ФЭИ); КНС2(Сигнал).**

Кроме объектов в Старом городе, п. Мирный и очистных сооружений, имеется ряд потребителей МП «Теплоснабжение», подключенных к тепловому выводу от ТЭЦ ФЭИ в районе ул. Пирогова и оврага между Старым городом и п. Мирный. Переключение этих потребителей на котельную МП «Теплоснабжение» осложняется их значительной удаленностью и малыми тепловыми нагрузками. Потери в сетях при подключении данных потребителей будут соизмеримы с их тепловой нагрузкой. В связи с этим предлагается организация индивидуального теплоснабжения.

Для потребителей данной группы в соответствии с СП 60.13330.2012 «СНиП 41-01-2003. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха» в качестве индивидуальных источников теплоснабжения предусматриваются теплогенераторные установки.

**7-9. Строительство тепловой сети от земельного участка в районе ул.Горького-2а до городских очистных сооружений канализации Ду=150 мм по ул. Менделеева 600 м. Перекладка тепловой сети от У-3(Оч) до У-2б(Оч.): с Ду150 на Ду100, 109,5м. Перекладка тепловой сети от У-2б(Оч.) до У-2а(Оч.): с Ду150 на Ду50, 88,5м.**

Как было определено выше, теплоснабжение городских очистных сооружений целесообразно осуществлять от вновь строящейся котельной в районе земельного участка по ул.Горького-2а.

Капитальные и эксплуатационные затраты на реализацию варианта 4 приведены в таблице 18.

**Таблица 19 – Капитальные и эксплуатационные затраты на реализацию мероприятий по варианту 4**

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость реализации мероприятия (без НДС), тыс. руб.	Ежегодные эксплуатационные затраты (прирост к существующему уровню), тыс. руб.
1	Строительство теплоисточника АО «ГНЦ РФ ФЭИ» мощностью 50 Гкал/ч	205618	34955
2	Строительство теплоисточника мощностью 25 Гкал/ч в районе пересечения ул.Менделеева и ул.Горького – всего, в том числе:	207686	26807
2.1.	Стоимость выкупа земельного участка	50000	0
2.2.	Создание дополнительной мощности 3 Гкал/ч для теплоснабжения очистных сооружений	10017	1703
3	Строительство теплового вывода из котельной Ду300, 12м	396	20
4	Строительство нового участка тепловой сети от котельной до ТК-1-3 Ду200, 180м	5260	263
5	Строительство нового участка тепловой сети от котельной до тепловой камеры Авт-1 Ду250, 33м	1052	53
6	Перевод следующих зданий в районе ул. Пирогова на индивидуальное теплоснабжение: Пирогова, 2; Пирогова, 7; Пирогова, 9а; ЦТВС(склад1); ЦТВС(склад2); ЦТВС(АБК1); ЦТВС(водозабор); ЦТВС(гараж); ЦТВС(АБК2); КНС(ФЭИ); КНС2(Сигнал)	781	-757
7	Строительство теплотрассы вдоль ул. Менделеева от вновь строящейся котельной в районе пересечения ул.Менделеева и ул. Горького протяженностью Ду=150 мм 600 п.м	14862	241
8	Перекладка тепловой сети от У-3(Оч) до У-26(Оч.): с Ду150 на Ду100, 109,5м	2360	-14
9	Перекладка тепловой сети от У-26(Оч.) до У-2а(Оч.): с Ду150 на Ду50, 88,5м	1288	-8
	<b>ИТОГО</b>	<b>439303</b>	<b>61559</b>

### 3.7. Вариант выбора источников теплоснабжения 6

*Краткое описание варианта. Вновь строящаяся котельная мощностью 32 Гкал/ч на земельном участке в районе пересечения ул.Менделеева и ул.Горького для обеспечения потребителей в районе Старый город и п. Мирный, а также городских очистных сооружений канализации. Остальные потребители ТЭЦ ФЭИ (промплощадка ФЭИ, сторонние потребители, не присоединенные к тепловым сетям МП «Теплоснабжение»)*

снабжаются от вновь строящегося теплоисточника АО «ГНЦ РФ ФЭИ» мощностью 50 Гкал/ч с температурным графиком 115/70 гр.С.

Для реализации варианта 6 необходимо выполнить следующие мероприятия:

**1. Строительство теплоисточника АО «ГНЦ РФ ФЭИ» мощностью 50 Гкал/ч**

Мощность теплоисточника обеспечивает тепловые нагрузки потребителей промплощадки АО «ГНЦ РФ ФЭИ», а также иных потребителей АО «ГНЦ РФ ФЭИ», не подключенных к тепловым сетям МП «Теплоснабжение».

**2-5. Строительство теплоисточника мощностью 32 Гкал/ч в районе пересечения ул.Менделеева и ул.Горького; строительство теплового вывода из котельной Ду300, 12м; строительство нового участка тепловой сети от котельной до ТК-1-3 Ду200, 180м; строительство нового участка тепловой сети от котельной до тепловой камеры Авт-1 Ду250, 33м.**

Мощность теплоисточника обеспечивает тепловые нагрузки потребителей Старого города и п. Мирный.

**6-8. Перекладка участка тепловой сети между ТК-7-1 и ТК-2-6 с Ду100 на Ду125, 144м; перекладка участка тепловой сети от ТК-2-3 до ТК-2-6 с Ду50 на Ду125, 255м; строительство тепловой сети от ТК-2-6 до М-2: Ду150, 280м.**

Реализация мероприятий необходима для передачи тепловой энергии от вновь строящейся котельной в районе пересечения ул.Менделеева и ул.Горького в п. Мирный.

**9-11. Строительство тепловой сети от земельного участка в районе ул.Горького-2а до городских очистных сооружений канализации Ду=150 мм по ул. Менделеева 600 м. Перекладка тепловой сети от У-3(Оч) до У-2б(Оч.): с Ду150 на Ду100, 109,5м. Перекладка тепловой сети от У-2б(Оч.) до У-2а(Оч.): с Ду150 на Ду50, 88,5м.**

Как было определено выше, теплоснабжение городских очистных сооружений целесообразно осуществлять от вновь строящейся котельной в районе земельного участка по ул.Горького-2а.

Капитальные и эксплуатационные затраты на реализацию варианта 4 приведены в таблице 19.

**Таблица 20 – Капитальные и эксплуатационные затраты на реализацию мероприятий по варианту 6**

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость реализации мероприятия (без НДС), тыс. руб.	Ежегодные эксплуатационные затраты (прирост к существующему уровню), тыс. руб.
1	Строительство теплоисточника АО «ГНЦ РФ ФЭИ» мощностью 50 Гкал/ч	205618	34955
2	Строительство теплоисточника мощностью 32 Гкал/ч в районе пересечения ул.Менделеева и	226821	30060

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость реализации мероприятия (без НДС), тыс. руб.	Ежегодные эксплуатационные затраты (прирост к существующему уровню), тыс. руб.
	ул.Горького		
2.1.	в т.ч. стоимость выкупа земельного участка	50000	0
3	Строительство теплового вывода из котельной Ду300, 12м	396	20
4	Строительство нового участка тепловой сети от котельной до ТК-1-3 Ду200, 180м	5260	263
5	Строительство нового участка тепловой сети от котельной до тепловой камеры Авт-1 Ду250, 33м	1052	53
6	Перекладка участка тепловой сети между ТК-7-1 и ТК-2-6 с Ду100 на Ду125, 144м	3253	-20
7	Перекладка участка тепловой сети от ТК-2-3 до ТК-2-6 с Ду50 на Ду125, 255м	5760	-35
8	Строительство тепловой сети от ТК-2-6 до М-2: Ду150, 280м	8185	409
9	Строительство теплотрассы вдоль ул. Менделеева от вновь строящейся котельной в районе пересечения ул.Менделеева и ул. Горького протяженностью Ду=150 мм 600 п.м	14862	241
10	Перекладка тепловой сети от У-3(Оч) до У-26(Оч.): с Ду150 на Ду100, 109,5м	2360	-14
11	Перекладка тепловой сети от У-26(Оч.) до У-2а(Оч.): с Ду150 на Ду50, 88,5м	1288	-8
	<b>ИТОГО</b>	<b>474855</b>	<b>65923</b>

Для ликвидации опасности превышения давления в обратных трубопроводах у потребителей Старого города и п. Мирный схемы подключения к тепловым сетям должны быть реализованы по одному из следующих вариантов а-в.

### **3.8. Вариант способа подключения потребителей а**

*Краткое описание варианта. Сохранение существующей схемы присоединения без изменений (необходимые мероприятия реализуются на стороне систем коммунальной инфраструктуры путем строительства понизительных насосных станций).*

Как указывалось выше, все необходимые мероприятия для данного варианта реализуются на стороне систем коммунальной инфраструктуры путем строительства понизительных насосных станций (см. варианты выбора источников теплоснабжения 1 и 4) и сооружений химводоподготовки на вновь строящейся котельной в районе пересечения ул. Менделеева и ул. Горького, рассчитанных на разбор теплоносителя из системы централизованного теплоснабжения на нужды горячего водоснабжения.

Стоимости строительства понизительных насосных станций учтены в соответствующих вариантах выбора источников теплоснабжения. Необходимость строительства сооружений химводоподготовки, рассчитанных на разбор теплоносителя из системы централизованного теплоснабжения на нужды горячего водоснабжения, связана исключительно с подключением потребителей к тепловым сетям по варианту а.

Исходя из положений СП 124.13330.2012 «Свод правил. Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003» мощность сооружений химводоподготовки должна составлять 100 куб./час. Для открытых систем теплоснабжения, а также при отдельных тепловых сетях на горячее водоснабжение с целью выравнивания суточного графика расхода воды (производительности ВПУ) на источниках теплоты должны предусматриваться баки-аккумуляторы химически обработанной и деаэрированной подпиточной воды объемом 150 куб.м.

Капитальные и эксплуатационные затраты на реализацию варианта а составляют 25309 тыс. руб. и 4303 тыс. руб. соответственно.

### **3.9. Вариант способа подключения потребителей б**

*Краткое описание варианта. Установка ИТП на ГВС; системы отопления сохраняются без изменений.*

Значительная часть потребителей Старого города и п. Мирный характеризуется низкими отопительными нагрузками и отсутствием систем ГВС. Учитывая высокую стоимость монтажа индивидуального теплового пункта с независимым подключением, в качестве альтернативы представляется целесообразным для таких потребителей рассмотреть возможность замены отопительных приборов.

В таблице 20 приведен расчет стоимости установки ИТП на ГВС у потребителей в Старом городе и п. Мирный. Согласно данному расчету стоимость указанных мероприятий составит 27355 тыс. руб., в том числе:

- Старый город – 12561 тыс. руб.
- п. Мирный – 14794 тыс. руб.

Ежегодные эксплуатационные затраты для варианта б составят 821 тыс. руб., в том числе:

- Старый город – 377 тыс. руб.
- п. Мирный – 444 тыс. руб.

**Таблица 21 – Расчет стоимости установки ИТП у потребителей в Старом городе и п. Мирный**

№ п/п	Адрес	Этажность	Тепловые нагрузки договорные, Гкал/ч			Общая стоимость мероприятий по варианту б, тыс. руб.	Общая стоимость мероприятий по варианту в, тыс. руб.
			Отопление	Вентиляция	ГВС		
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>Старый город</b>							
1	База УРС, Элев. узел	1	0,2				1075
2	Блохинцева, 3	4	0,118				890
3	Блохинцева, 5	4	0,171				995
4	Блохинцева, 11	3	0,175				995
5	Горького, 19/эл. узел	1	0,005				820
6	Гоголя, 4	3	0,175				995
7	МСУ-86, рем. цех	1	0,0525				820
8	Горького, 9	4	0,24	0,395	0,004	569	1644
9	Горького, 2	2	0,178	0,014			995
10	Горького, 23	1	0,005				820
11	Горького, 25	1	0,005				820
12	Горького, 27	1	0,01				820
13	Горького, 30/эл. узел	2	0,005				820
14	Горького, 32/эл. узел	3	0,005				820
15	Горького, 34/эл. узел	4	0,005				820
16	Горького, 4	2	0,159	0,146	0,005	569	1564
17	Горького, 50	2	0,11		0,007	569	1459
18	Горького, 50а	2	0,074		0,002	569	1389
19	Горького, 7	4	0,163				995
20	Горького, 7а	1	0,004		0,004	569	1389
21	Ленина, 2/4	3	0,2		0,025	569	1644
22	Комсомольская, 6	2	0,043				820
23	Ленина, 1/6/1	3	0,192		0,0159	569	1564
24	Ленина, 1/6/2	3	0,006		0,0001	569	1389
25	Ленина, 10	2	0,088		0,001	569	1459
26	Ленина, 11/6	3	0,142				995
27	Ленина, 12/4	3	0,209				1075
28	Ленина, 13/1	3	0,142				995
29	Ленина, 14	3	0,157				995
30	Ленина, 15/1	2	0,193	0,304	0,007	569	1564
31	Ленина, 17/2	3	0,135				995
32	Ленина, 19/9	3	0,175				995
33	Ленина, 3/5	3	0,2				1075
34	Ленина, 4/3	3	0,2		0,025	569	1644
35	Ленина, 6/4	4	0,183				995
36	Ленина, 7	2	0,07				820
37	Ленина, 8а	2	0,055		0,0003	569	1389
38	Лермонтова, 3	3	0,138				995
39	Менделеева, 2/1	3	0,15				995
40	Мигунова, 11/10	3	0,118		0,025	569	1459
41	Мигунова, 7	3	0,118		0,003	569	1459
42	Мигунова, 8	3	0,138				995
43	МСУ-86, мех. цех	1	0,132				995
44	Пирогова, 17	4	0,262		0,009	569	1644
45	Пирогова, 17(мастер)	2	0,04				820
46	Пирогова, 17(стар. сп. зал)	1	0,022				820
47	Пирогова, 17(нов. сп. зал)	1	0,087	0,131	0,011	569	1459
48	Пирогова, 19/нарк.	2	0,238		0,013	569	1644
49	Пирогова, 21/неврол.	1	0,11		0,016	569	1459

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО ГО ГОРОД ОБНИНСК НА ПЕРИОД 2021-2035 ГГ.  
ГЛАВА 5. МАСТЕР-ПЛАН

№ п/п	Адрес	Этажность	Тепловые нагрузки договорные, Гкал/ч			Общая стоимость мероприятий по варианту б, тыс. руб.	Общая стоимость мероприятий по варианту в, тыс. руб.
			Отопление	Вентиляция	ГВС		
1	2	3	4	5	6	7	8
50	Пирогова,21а/склад №1	1	0,014		0,01	569	1389
51	Пирогова,21а/1 (не использ.)	1	0,027		0,01	569	1389
52	Пирогова,23/кож.вен.дисп.	2	0,074		0,02	569	1389
53	Пушкина,1/3	3	0,15				995
54	Пушкина,2/5	4	0,216				1075
55	Хлебозавод №1,подсоб.	2	0,141	0,318	0,075	612	1607
<b>Итого Старый город:</b>						<b>12561</b>	<b>63946</b>
<b>п. Мирный</b>							
56	Глинки,10	2	0,034				820
57	Глинки,11	2	0,034		0,013	569	1389
58	Глинки,12	2	0,03				820
59	Глинки,14	2	0,03				820
60	Глинки,15	2	0,03		0,0001	569	1389
61	Глинки,3	2	0,037				820
62	Глинки,4	2	0,037				820
63	Глинки,5	2	0,037				820
64	Глинки,6	2	0,037				820
65	Глинки,7	2	0,037		0,009	569	1389
66	Глинки,8	2	0,037				820
67	Глинки,9	2	0,03				820
68	КНС,1/ФЭИ	1	0,01				820
69	КНС,2/Сигнал	2	0,007				820
70	Кутузова,5	2	0,028		0,0008	569	1389
71	Лесной переулок,11	2	0,03		0,0006	569	1389
72	Лесной переулок,11а	1	0,012		0,0012	569	1389
73	Лесной переулок,9	1	0,009		0,0006	569	1389
74	Мичурина,156 (в ТЭ-5, Перцовский А.Г.)	1	0,013		0,0002	569	1389
75	Пирогова, 5 (склад?)	1	0,01		0,0001	569	1389
76	Песчаная,153	1	0,01		0,0002	569	1389
77	Песчаная,153а	1	0,01		0,0002	569	1389
78	Песчаная,32	2	0,079		0,0096	569	1389
79	Пионерский проезд,23/1	н/д	0,43	0,251	0,023	569	1799
80	Пионерский проезд,24	2	0,034				820
81	Пионерский проезд,26/2	2	0,034				820
82	Пионерский проезд,28/2	2	0,037				820
83	Пионерский проезд,30	2	0,037				820
84	Пионерский проезд,31	2	0,037				820
85	Пионерский проезд,31а	1	0,025				820
86	Пионерский проезд,32	2	0,037				820
87	Пионерский проезд,32а	1	0,037		0,006	569	1389
88	Пионерский проезд,44	1	0,025				820
89	Пионерский проезд,46	2	0,029		0,0041	569	1389
90	Пирогова,9а (2 кв)	1	0,02				820
91	Пирогова,2 (дом Табулевича 3 кв.)	2	0,02				820
92	Пирогова,5 (столяр.)	н/д	0,01				820
93	Труда,1	2	0,034				820
94	Труда,11	2	0,034				820
95	Труда,3	2	0,034				820
96	Труда,5	2	0,034				820
97	Труда,7	2	0,034				820
98	Труда,9	2	0,034				820



№ п/п	Адрес	Этажность	Тепловые нагрузки договорные, Гкал/ч			Общая стоимость мероприятий по варианту б, тыс. руб.	Общая стоимость мероприятий по варианту в, тыс. руб.
			Отопление	Вентиляция	ГВС		
1	2	3	4	5	6	7	8
99	Чехова,10	2	0,034				820
100	Чехова,12	2	0,034				820
101	Чехова,14	2	0,034				820
102	Чехова,4	2	0,034				820
103	Чехова,6	2	0,034				820
104	Чехова,8	2	0,034				820
105	школа-пансионат "Дубравушка"	1	0,021		0,0013	569	1389
106	школа-пансионат "Дубравушка"	1	0,026		0,0013	569	1389
107	школа-пансионат "Дубравушка"	1	0,025		0,0013	569	1389
108	школа-пансионат "Дубравушка"	1	0,024		0,0013	569	1389
109	школа-пансионат "Дубравушка"	1	0,028		0,0013	569	1389
110	школа-пансионат "Дубравушка"	1	0,018		0,0013	569	1389
111	школа-пансионат "Дубравушка"	1	0,024		0,0013	569	1389
112	школа-пансионат "Дубравушка"	1	0,025		0,0013	569	1389
113	школа-пансионат "Дубравушка"	1	0,024		0,0094	569	1389
114	школа-пансионат "Дубравушка"	2	0,038		0,0137	569	1389
115	Пионерский проезд, 33	1	0,02		0,0013	569	1389
	<b>Итого п. Мирный</b>					<b>14794</b>	<b>64404</b>
	<b>Всего</b>					<b>27355</b>	<b>128350</b>

### 3.10. Вариант способа подключения потребителей в

*Краткое описание варианта. Установка ИТП у всех потребителей (закрытие системы теплоснабжения с независимым присоединением).*

В таблице 20 приведен расчет стоимости установки ИТП у потребителей в Старом городе и п. Мирный. Согласно данному расчету установка ИТП у всех потребителей (закрытие системы теплоснабжения) в Старом городе и п. Мирный составит 128350 тыс. руб., в том числе:

- Старый город – 63946 тыс. руб.
- п. Мирный – 64404 тыс. руб.

Ежегодные эксплуатационные затраты для варианта в составят 3850 тыс. руб., в том числе:

- Старый город – 1918 тыс. руб.
- п. Мирный – 1932 тыс. руб.

### **3.11. Совокупные затраты по каждой комбинации вариантов**

Как указывалось выше, проблема переключения тепловой нагрузки ТЭЦ ФЭИ в связи с выводом ее из эксплуатации должна решаться путем выбора оптимального сочетания варианта источника теплоснабжения (с 1-го по 6-й) и способа подключения потребителей (а - в). Возможные комбинации вариантов источников тепловой энергии и схем подключения потребителей в Старом городе и п. Мирный приведены в таблице 21.

**Таблица 22 – Возможные комбинации вариантов источников тепловой энергии и схем подключения потребителей в Старом городе и п. Мирный**

Варианты выбора источников тепловой энергии потребителей в районе Старого города и п. Мирный	Варианты схем подключения потребителей к системе централизованного теплоснабжения					
	Старый город			п. Мирный		
	а	б	в	а	б	в
1	+			+		
2		+	+		+	+
3		+	+		+	+
4	+	+	+	+		
5	+	+	+		+	+
6	+	+	+		+	+

Соответствующие капитальные и эксплуатационные затраты по каждой комбинации вариантов источников тепловой энергии и схем подключения потребителей в Старом городе и п. Мирный приведены в таблице 22.

В качестве дополнительного критерия сравнительной оценки переключения тепловой нагрузки ТЭЦ ФЭИ в связи с выводом ее из эксплуатации был произведен расчет надежности системы теплоснабжения в зоне Старого города и п. Мирный по показателю уровня резервирования источников тепловой энергии и элементов тепловой сети. Расчет основан на Методических указаниях по анализу показателей, используемых для оценки надежности систем теплоснабжения, утвержденных Приказом Министерства регионального развития РФ 26.07.13 г. №310 «Об утверждении Методических указаний по анализу показателей, используемых для оценки надежности систем теплоснабжения».

**Таблица 23 – Сравнительная характеристика вариантов переключения тепловой нагрузки ТЭЦ ФЭИ в связи с выводом ее из эксплуатации**

Комбинация вариантов*	Капитальные вложения, тыс. руб.	Эксплуатационные затраты, тыс. руб. в год	Нормативный коэффициент эффективности	Приведенные затраты, тыс. руб. в год
1аа	807258	35875	0,05	76238
2бб	283677	38788	0,05	52972
2бв	333287	40276	0,05	56940
2вб	335062	40329	0,05	57082
2вв	384672	41818	0,05	61051
3бб	291050	36775	0,05	51327
3бв	340660	38263	0,05	55296
3вб	342435	38316	0,05	55438
3вв	392045	39805	0,05	59407
4аа	489784	67572	0,05	92061
4ба	477036	63646	0,05	87498
4ва	528421	65187	0,05	91608
5аб	479406	66305	0,05	90276
5ав	529016	67794	0,05	94244
5бб	466658	62380	0,05	85713
5бв	516268	63868	0,05	89681
5вб	518043	63921	0,05	89823
5вв	567653	65410	0,05	93792
6аб	514958	70669	0,05	96417
6ав	564568	72158	0,05	100386
6бб	502210	66744	0,05	91854
6бв	551820	68232	0,05	95823
6вб	553595	68285	0,05	95965
6вв	603205	69774	0,05	99934

\* - Наименование каждой комбинации вариантов состоит из аббревиатуры, включающей: 1-й символ номер варианта источника теплоснабжения (с 1-го по 6-й), 2-й символ – вариант подключения потребителей Старого города (а - в), 3-й символ – вариант подключения потребителей п.Мирный (а - в).

Наименее затратными для системы теплоснабжения г. Обнинска в целом являются варианты 3бб, 3бв, 3вб, 3вв. Указанные варианты предусматривают перевод всех нагрузок ТЭЦ ФЭИ на вновь строящийся теплоисточник АО «ГНЦ РФ-ФЭИ». Однако АО «ГНЦ РФ-ФЭИ» после вывода из эксплуатации ТЭЦ не планирует осуществлять коммерческую деятельность по производству и отпуску тепловой энергии сторонним потребителям.

Варианты 1аа, 2бб, 2бв, 2вб, 2вв являются одними из наименее затратных. При этом данными вариантами предполагается 1 источник теплоснабжения – котельная МП «Теплоснабжение» (Коммунальный пр.-д, 21), - что существенно снижает возможность

резервирования на случай аварийной ситуации на теплоисточнике или одной из магистралей, передающих тепловую энергию в южную часть г. Обнинска.

Варианты 4аа, 4ба, 4ва, 5аб, 5ав, 6аб и 6ав предусматривают сохранение открытой системы теплоснабжения, что к моменту ввода в эксплуатацию новой котельной будет противоречить положениям Федерального закона от 27.07.2010 190-ФЗ «О теплоснабжении».

Из оставшихся вариантов наибольший уровень надежности имеют варианты 6бб, 6бв, 6вб, 6вв по сравнению с вариантами 5бб, 5бв, 5вб, 5вв благодаря строительству перемычки в районе ул. Пирогова между п. Мирный и Старым городом, а также большей мощности теплоисточника (32 Гкал/ч против 25 Гкал/ч), что повышает живучесть системы теплоснабжения города в целом и создает задел для расширения зоны действия котельной в районе ул. Горького-2а и дальнейшего решения проблемы резервирования потребителей 1 и 2 категорий.

С учетом вышесказанного оптимальным по совокупности экономических и технических характеристик является вариант 6бб – вновь строящаяся котельная мощностью 32 Гкал/ч на земельном участке в районе пересечения ул. Менделеева и ул. Горького для обеспечения потребителей в районе Старый город и п. Мирный, а также городских очистных сооружений канализации с установкой ИТП на системы ГВС всех потребителей. Остальные потребители ТЭЦ ФЭИ (промплощадка ФЭИ, сторонние потребители, не присоединенные к тепловым сетям МП «Теплоснабжение») снабжаются от вновь строящегося теплоисточника АО «ГНЦ РФ ФЭИ» мощностью 50 Гкал/ч с температурным графиком 115/70 гр.С.