

**АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2019 ГОД
СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО
ОБРАЗОВАНИЯ ГОРОДСКОЙ ОКРУГ «ГОРОД
ОБНИНСК» НА ПЕРИОД 2019-2033 ГОДЫ**

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

МАСТЕР-ПЛАН

ОГЛАВЛЕНИЕ

ПЕРЕЧЕНЬ ТАБЛИЦ.....	5
ПЕРЕЧЕНЬ РИСУНКОВ	6
1. Общие положения.....	7
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 2020 г.	31
3.1. Общие положения.....	31
3.2. Вариант 1	32
3.3. Вариант 2	36
3.3.1. Строительство индивидуальных источников для объектов в районе очистных сооружений 36	
3.3.2. Организация индивидуального теплоснабжения сторонних потребителей ТЭЦ ФЭИ	38
3.3.3. Капитальные затраты на мероприятия по источникам тепловой энергии.....	40
3.3.4. Переключение потребителей Старого города и п. Мирный на котельную МП «Теплоснабжение»	42
3.3.5. Капитальные затраты на проведение мероприятий на тепловых сетях	46
3.3.6. Капитальные затраты по Варианту 2.....	47
3.4. Заключение.....	48

ПЕРЕЧЕНЬ ТАБЛИЦ

Таблица 1 – Стоимость эквивалента электрической энергии, тепла и природного газа..	8
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	20
Таблица 7 - Оценка эффективности внедрения ЧРП на тягодутьевом оборудовании котлов КВГМ-100	22
Таблица 8 – Сравнительный анализ вариантов оптимизации работы сетевых насосов..	27
Таблица 9 – Капитальные затраты на реализацию мероприятий по Варианту I	35
Таблица 10 – Индивидуальные источники теплоснабжения для объектов в районе очистных сооружений	37
Таблица 11 – Собственные источники теплоснабжения для сторонних потребителей ТЭЦ ФЭИ по ул. Менделеева	39
Таблица 12 – Техничко-экономические показатели и капитальные затраты на строительство источников теплоснабжения	41
Таблица 13 – Капитальные затраты на проведение мероприятий на тепловых сетях....	46
Таблица 14 – Капитальные затраты на проведение мероприятий на тепловых сетях, тыс. руб. без НДС в ценах 2018 г.	47

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	21
Рисунок 10 – Возможные варианты оптимизации работы сетевых насосов.....	24
Рисунок 11 - Существующая схема	25
Рисунок 12 - Вариант 1.1. – Подрезка рабочих колес насосов 2х1Д-1250-125а и установка ЧРП на 3х14Сд-10х2	25
Рисунок 13 - Вариант 1.2. Подрезка рабочих колес насосов 2х1Д-1250-125а установка насосов 2хСЭ-1700-100 с турбоприводом 2хР-0,8-1,3/0,4.....	26
Рисунок 14 - Характеристики насоса 1Д-1250-125а	29
Рисунок 15 - Характеристики насоса 14 Сд-10х2.....	30
Рисунок 16 – Перспективные потребители ПНС «Старый город».....	33
Рисунок 17 – Потребители в Старом городе, давление в обратных трубопроводах систем теплоснабжения которых превышает 6 кгс/см ²	34
Рисунок 18 – Перспективные потребители ПНС «Мирный».....	34
Рисунок 19 – Перспективные потребители ЦТП ФЭИ.....	35
Рисунок 20 – Местоположение перспективных источников теплоснабжения для объектов в районе очистных сооружений	37
Рисунок 21 – Местоположение перспективных источников теплоснабжения для сторонних потребителей ТЭЦ ФЭИ по ул. Менделеева.....	39
Рисунок 22 – Потребители в Старом городе, давление в обратных трубопроводах систем теплоснабжения которых превышает 6 кгс/см ²	43
Рисунок 23 – Потребители в п. Мирный, давление в обратных трубопроводах систем теплоснабжения которых превышает 6 кгс/см ²	43

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 2020 г.;
- Обеспечения теплоснабжения перспективной застройки.

А также:

- Оценки объемов мероприятий по реконструкции и строительству теплопринимающих установок потребителей при переходе на закрытую схему ГВС.

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.м ³			4980
Переводной коэф. для ЭЭ	кВт*ч/ГДж	277,78		
Переводной коэф. для ТЭ	Гкал/ГДж		0,2389	
Переводной коэф. для газа	тыс.м ³ /ГДж			0,038
Стоимость эквивалента энергии	руб./ГДж	1127,8	350,9	189,4
Максимально возможная добавленная стоимость	руб./ГДж	938,4	161,5	-

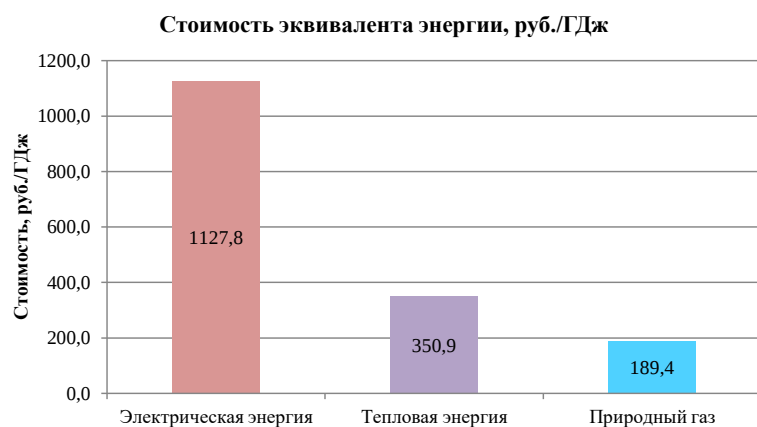


Рисунок 1 – Стоимость эквивалента энергии

Экономия от производства электрической энергии из газа равна разнице между добавленной стоимостью (добавленная стоимость в данном случае равна стоимости приобретаемой электроэнергии за минусом стоимости 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.



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.

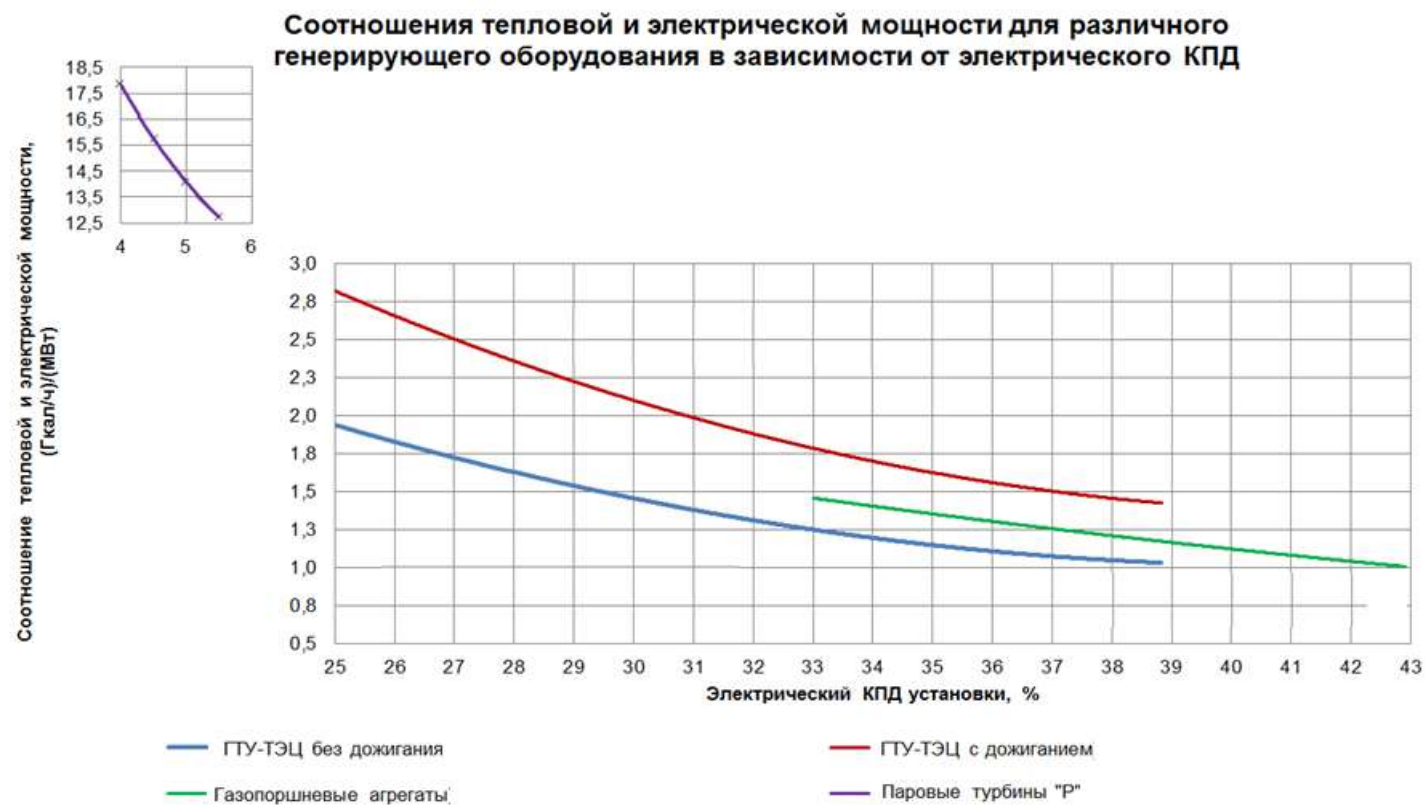


Рисунок 4 – Соотношения тепловой и электрической мощности для различного генерирующего оборудования в зависимости от электрического КПД

В качестве примера рассмотрим две установки комбинированной выработки на базе:

- паровой турбины типа «Р» (13,0 кгс/см², 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 _{ут} =0, г.у.т./кВт*ч	УРУТ на ВЭЭ при К _{ут} =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 _{ут} =0, г.у.т./кВт*ч	УРУТ на ВЭЭ при К _{ут} =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.

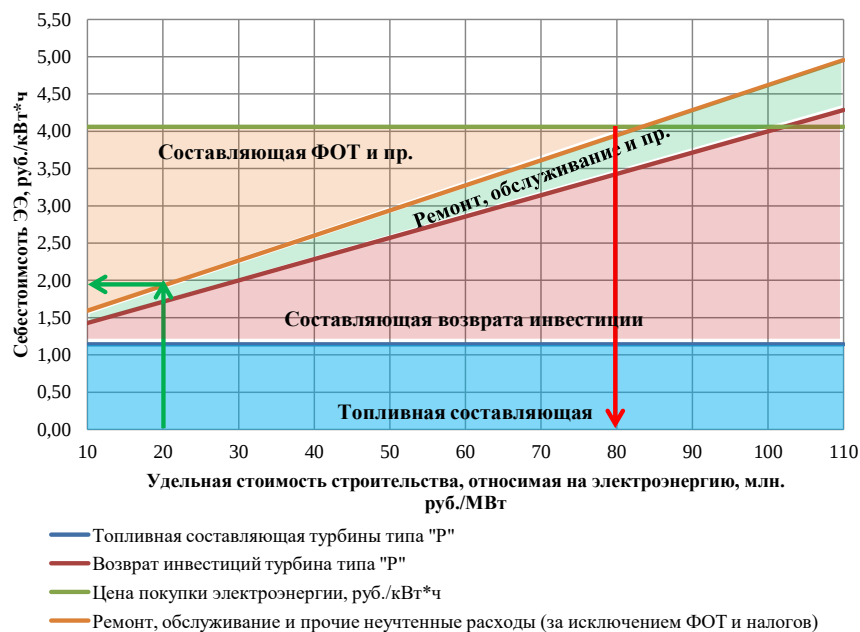


Рисунок 5 – Соотношение топливной и прочих составляющих в цене электроэнергии паровой турбины типа «Р»

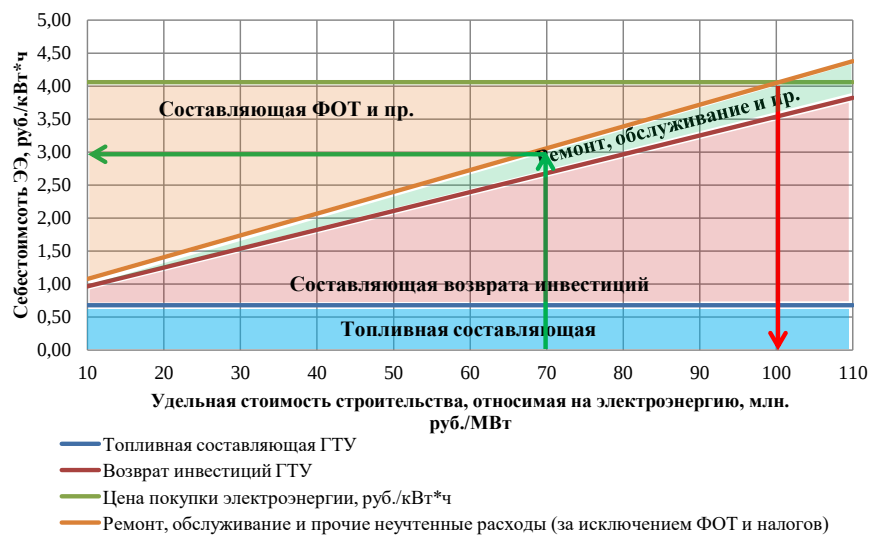


Рисунок 6 – Соотношение топливной и прочих составляющих в цене электроэнергии ГТУ

Как видно из приведенных графиков, при удельной стоимости строительства когенерационной установки 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%
	МВт (средняя)	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
Котлы (горелки, вентиляторы, дымососы, автоматика и пр. Питательные насосы)	Тыс. кВт*ч	7880	8070	8190	8190	8190
	%	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 (ЧРП). 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.

Стоимость частотного преобразователя составляет 200 – 400 тыс. руб. в зависимости от мощности.

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.

Как видно из таблицы, внедрение ЧРП на котлах ПТВМ-50 будет экономически целесообразно при снижении удельного расхода электроэнергии на выработку тепловой энергии на 0,11 кВт*ч/Гкал. При удельном расходе электроэнергии 2,5 кВт*ч/Гкал, необходимая экономия должна составить 4,0% от существующего уровня. При этом, ожидаемая экономия от внедрения мероприятия составляет 10% или 0,25 кВт*ч/Гкал.

Внедрение ЧРП на котлах ДКВР-10/13 будет экономически целесообразно при снижении удельного расхода электроэнергии на выработку тепловой энергии на 0,37 кВт*ч/Гкал. При удельном расходе электроэнергии тягодутьевым оборудованием 4,0 кВт*ч/Гкал, необходимая экономия должна составить 9,0% от существующего уровня.

При этом, ожидаемая экономия от внедрения мероприятия составляет 20% или 0,25 кВт*ч/Гкал.

Внедрение ЧРП на котлах ДЕ-25-14 будет экономически целесообразно при снижении удельного расхода электроэнергии на выработку тепловой энергии на 0,64 кВт*ч/Гкал. При удельном расходе электроэнергии тягодутьевым оборудованием 11,85 кВт*ч/Гкал, необходимая экономия должна составить 5,4% от существующего уровня.

При этом, ожидаемая экономия от внедрения мероприятия составляет 10% или 1,18 кВт*ч/Гкал.

Все мероприятия по установке ЧРП на котлах с высокой вероятностью являются окупаемыми. Потенциал энергосбережения связанный с внедрением ЧРП оценивается в 300,0 тыс. кВт*ч в год или 1,2 млн. руб.

Таблица 6 - Потенциал энергосбережения на тягодутьевом оборудовании низкого напряжения

Наименование	Ед. изм.	Первая очередь					Вторая очередь	
		ПТВМ-50			ДКВР 10/13		ДЕ-15-14	
		№1	№2	№3	№4	№5	№6	№7
Выработка тепловой энергии	Гкал	194759	170733	122084	55978	28071	51597	37140
Число часов использования	ч	7002	6025	4512	5401	2321	5332	4231
Среднегодовая мощность	Гкал/ч	27,81	28,34	27,06	10,36	12,1	9,7	8,8
Удельный расход электроэнергии тягодутьевым оборудованием котла*	кВт*ч/Гкал	2,50	2,46	2,57	4,79	4,10	10,75	11,85
Годовой расход электроэнергии*	тыс. кВт*ч	487,3	419,3	314,0	267,9	115,1	554,5	440,0
Годовые расходы на ЭЭ*	тыс. руб.	1993,2	1715,1	1284,4	1095,7	470,8	2268,0	1799,7
Стоимость организации ЧРП	тыс. руб.	262,5	262,5	262,5	210,0	210,0	483	483
Приемлемый срок окупаемости	лет	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
Необходимая ежегодная экономия ЭЭ	тыс. кВт*ч	12,8	12,8	12,8	10,3	10,3	23,6	23,6
Необходимое снижение удельного расхода электроэнергии	кВт*ч/Гкал	0,07	0,08	0,11	0,18	0,37	0,46	0,64
	%	2,6%	3,1%	4,1%	3,8%	8,9%	4,3%	5,4%
Ожидаемое снижение расхода электроэнергии	тыс. кВт*ч	48,7	41,9	31,4	26,8	11,5	55,5	44,0
	кВт*ч/Гкал	0,25	0,25	0,26	0,48	0,41	1,07	1,18
	%	10,0%	10,0%	10,0%	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.

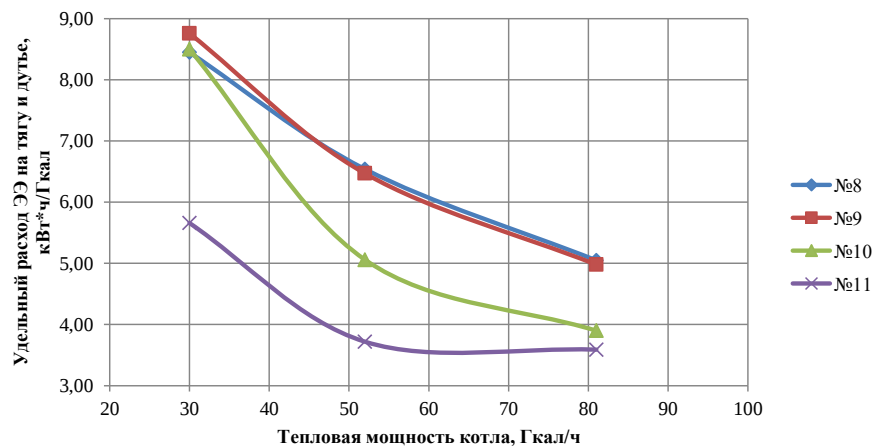


Рисунок 9 - Фактические удельные затраты электроэнергии на тягу и дутье КВГМ-100 по результатам режимной наладки

Как видно из рисунка 9, наименьшие расходы электроэнергии на тягу и дутье характерны для котла КВГМ-100 №11, введенного в эксплуатацию в 2008 году. Данный котел имеет более эффективные дутьевой вентилятор и дымосос.

Удельный расход электроэнергии на тягу и дутье котлов ст. №8, 9 в номинальном режиме составляет 6,5 кВт*ч/Гкал, что на 25% выше, чем у аналогичного котла ст. №10. Вероятной причиной повышенного расхода электроэнергии является их схема отвода дымовых газов. Котлы ст. №8, 9 имеют общий горизонтальный газоход, в который врезан газоход от паровых котлов ДЕ-25-14. При совместной работе паровых котлов ДЕ-25-14 и КВГМ-100 ст. №8, 9 вероятно наблюдается «запирание» последних со стороны паровых котлов. В месте присоединения газохода меньшего диаметра к газоходу большего диаметра происходит снижение скорости дымовых газов и возрастание статического давления. В пользу такой версии свидетельствует практически одинаковый удельный расход электроэнергии на малой нагрузке (30 Гкал/ч).

Т.к. повышенный удельный расход электроэнергии тягодутьевыми механизмами котлов ст. №8, 9 вероятно является конструктивной особенностью газоходов, для его снижения требуются конструктивные и/или организационные мероприятия.

К конструктивным могут быть отнесены: изменение конструкции горизонтальных газоходов или строительство дымовой трубы для паровых котлов ДЕ-25-14.

К организационным – исключение совместной работы паровых котлов ДЕ-25-14 и водогрейных котлов КВГМ-100 ст. № 8, 9.

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	5,66
	52	Гкал/ч	6,54	6,47	5,06	3,72
	81	Гкал/ч	5,05	4,98	3,90	3,59
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	4,80	3,69
Годовой расход электроэнергии	тыс. кВт*ч		592,5	249,7	653,9	327,2
Годовые расходы на ЭЭ	тыс. руб.		2423,5	1021,3	2674,5	1338,2
Стоимость организации ЧРП	тыс. руб.		6562,5	6562,5	6562,5	12600,0
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%	49,1%	188,3%

Как видно из таблицы 9, при существующем числе часов использования котлов КВГМ-100 необходимая экономия электроэнергии должна составить от 49 до 188% 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.

Потенциал энергосбережения от оптимизации работы котлов КВГМ-100 оценивается в 160,0 тыс. кВт*ч.

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.

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

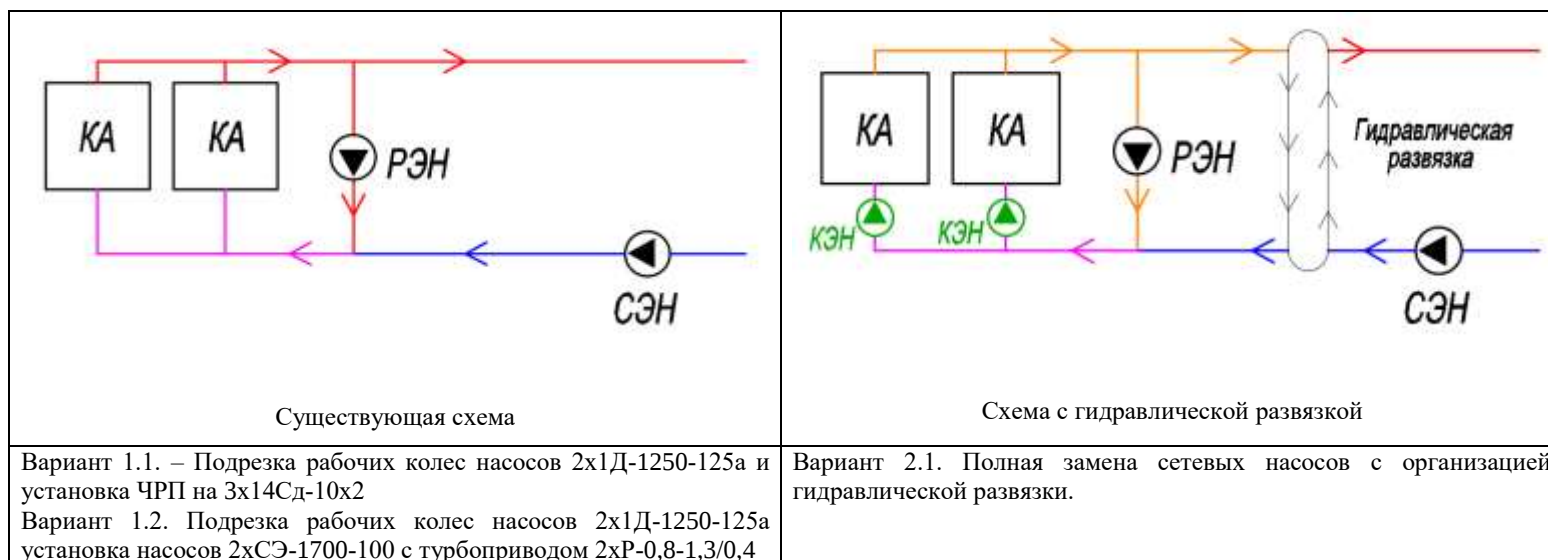


Рисунок 10 – Возможные варианты оптимизации работы сетевых насосов

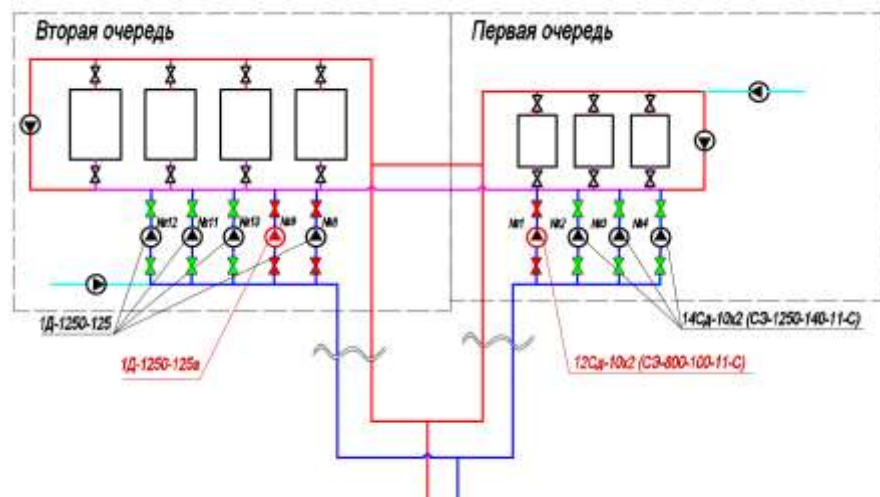


Рисунок 11 - Существующая схема

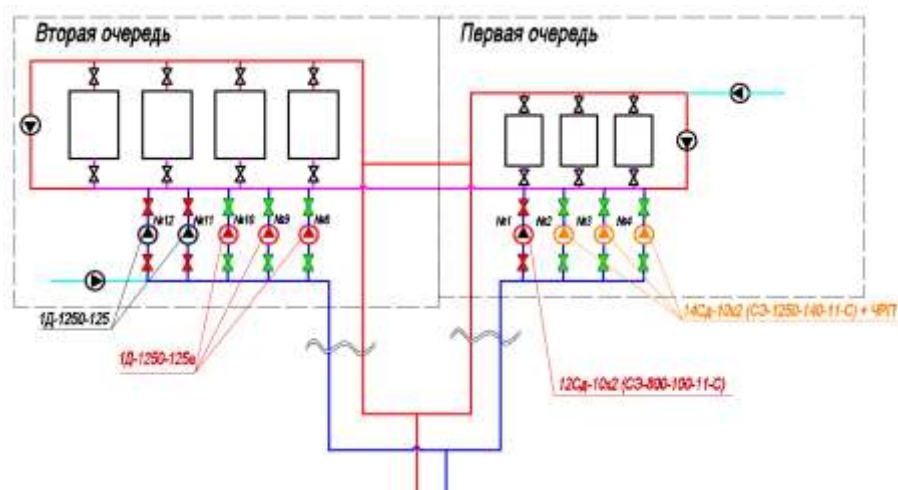


Рисунок 12 - Вариант 1.1. – Подрезка рабочих колес насосов 2х1Д-1250-125а и установка ЧРП на 3х14Сд-10х2

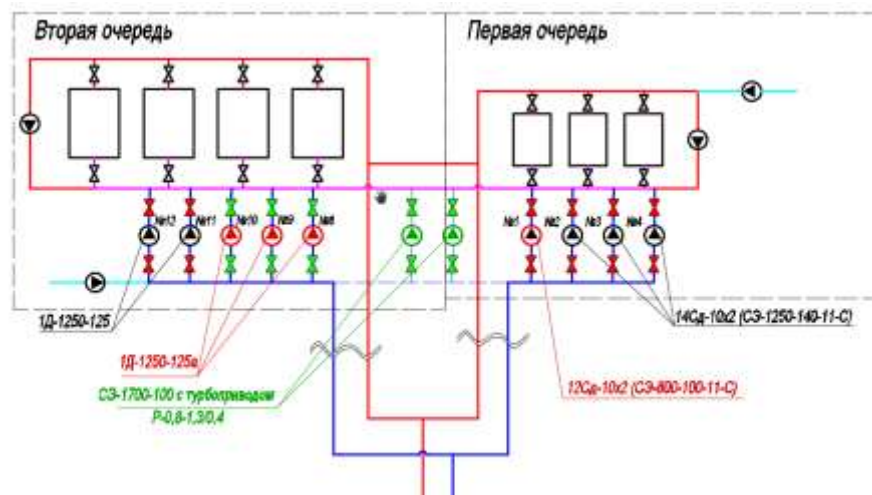


Рисунок 13 - Вариант 1.2. Подрезка рабочих колес насосов 2х1Д-1250-125а установка насосов 2хСЗ-1700-100 с турбоприводом 2хР-0,8-1,3/0,4

Таблица 8 – Сравнительный анализ вариантов оптимизации работы сетевых насосов

Наименование	Ед. изм.	2-я очередь		1-я очередь		В целом по котельной (зимний период или год)
		Зимний	Летний	Зимний	Летний	
Существующий режим						
Состав группы СЭН		3x1Д-1250-125a	1x1Д1250-125a	3x14Сд-10x2	1x12Сд-10x2	3x1Д-1250-125a 3x14Сд-10x2
Расход теплоносителя через группу СЭН	м3/с	3150,0	1000,0	2700,0	600,0	5850,0
Проектный напор	м	131,0	107,0	136,0	112,0	-
Необходимый напор	м	100,0	50,0	100,0	50,0	100,0
дресселирование	м	31,0	57,0	36,0	62,0	-
Проектная электрическая мощность группы	кВт	1516,8	384,0	1350,0	235,0	2866,8
Число часов использования	ч	5280,0	3480,0	5280,0	3480,0	6031,4
Расход электроэнергии	тыс. кВт*ч	8008,7	1336,3	7128,0	817,8	17290,8
Вариант 1.1.						
Состав		3x1Д-1250-125a	2x1Д-1250-125a + ЧРП	3x14Сд-10x2 + ЧРП	-	3x1Д-1250-125a 3x14Сд-10x2 + ЧРП
Расход теплоносителя через группу СЭН	м3/с	3150,0	1600,0	2700,0		5850,0
Проектный напор	м	105,0	50,0	100,0		
Необходимый напор	м	100,0	50,0	100,0		100,0
дресселирование	м	5,0	0,0	0,0		
Электрическая мощность группы	кВт	1185,0	300,0	828,0		2013,0
Число часов использования	ч	5280,0	3480,0	5280,0		5798,6
Расход электроэнергии	тыс. кВт*ч	6256,8	1044,0	4371,8		11672,6
Снижение электрической мощности	кВт	331,8	319,0	522,0	235,0	853,8
	%	0,2	0,5	0,4	-	-
Вариант 1.2.						
Состав		3x1Д-1250-125a	1xCЭ-1700-100	2xCЭ-1700-100	-	3x1Д-1250-125a 2xCЭ-1700-100
Расход теплоносителя через группу СЭН	м3/с	3150,0	1600,0	2700,0	-	5850
Проектный напор	м	105,0	50,0	100,0	-	
Необходимый напор	м	100,0	50,0	100,0	-	100

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО ГО ГОРОД ОБНИНСК НА ПЕРИОД 2019-2033 ГГ.
ГЛАВА 5. МАСТЕР-ПЛАН

Наименование	Ед. изм.	2-я очередь		1-я очередь		В целом по котельной (зимний период или год)
		Зимний	Летний	Зимний	Летний	
дресселирование	м	5,0	0,0	0,0	-	
Электрическая мощность группы	кВт	1185,0	262,2	884,8	-	1185
Число часов использования	ч	5280,0	3480,0	5280,0	-	5280
Расход электроэнергии	тыс. кВт*ч	6256,8	912,3	4671,8	-	6256,8
Расход пара на привод насоса	т/ч		8,3	27,9	-	27,9
Расход топлива на привод насоса (теплофикационный режим)	кг у.т./ч		90,4	305,3	-	305,3
Расход топлива	т.у.т.		314,8	1611,8	-	1926,5
Теплофикационная мощность	Гкал/ч		4,1	15,3	-	15,3
Снижение электрической мощности	кВт	331,8	-	-	-	1681,8
	%	0,2	-	-	-	58,7%

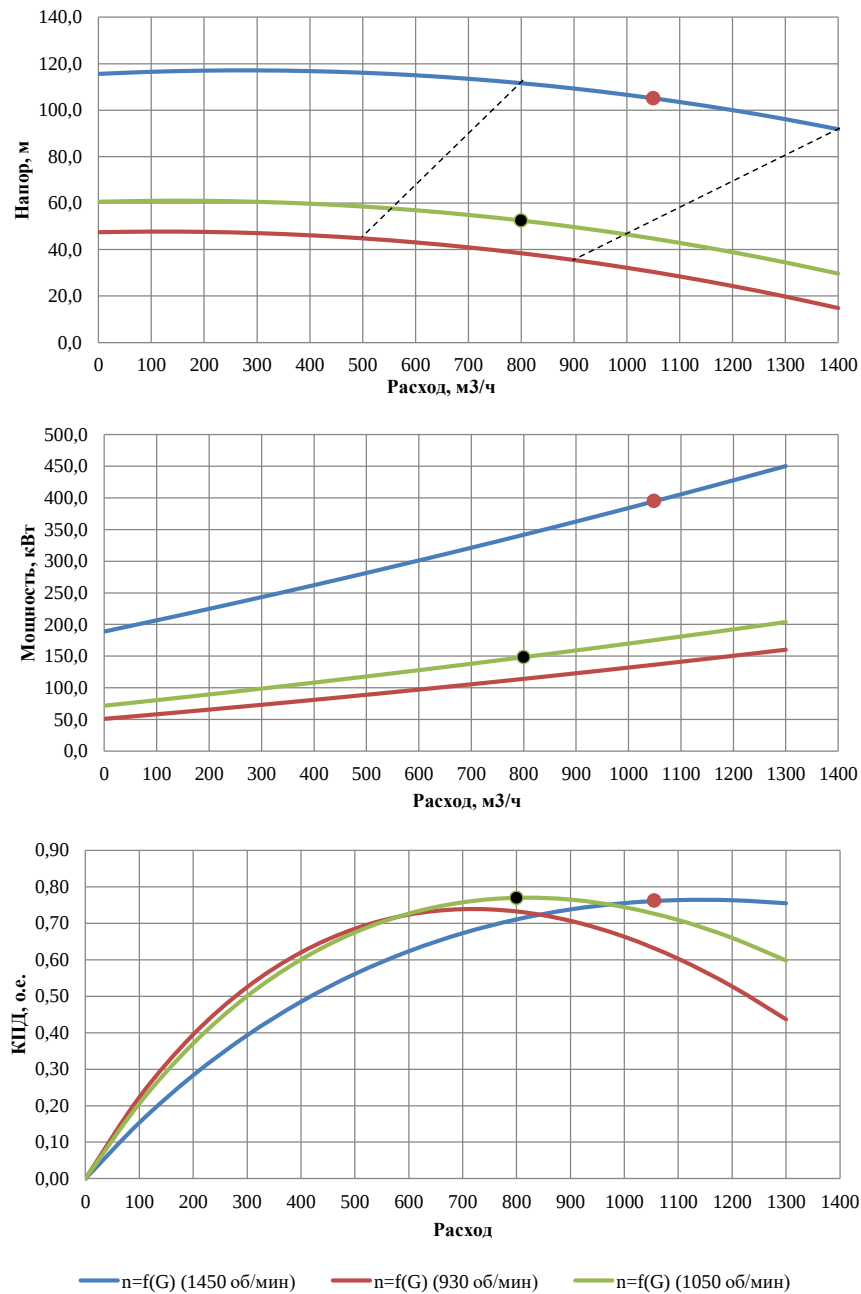


Рисунок 14 - Характеристики насоса 1Д-1250-125а

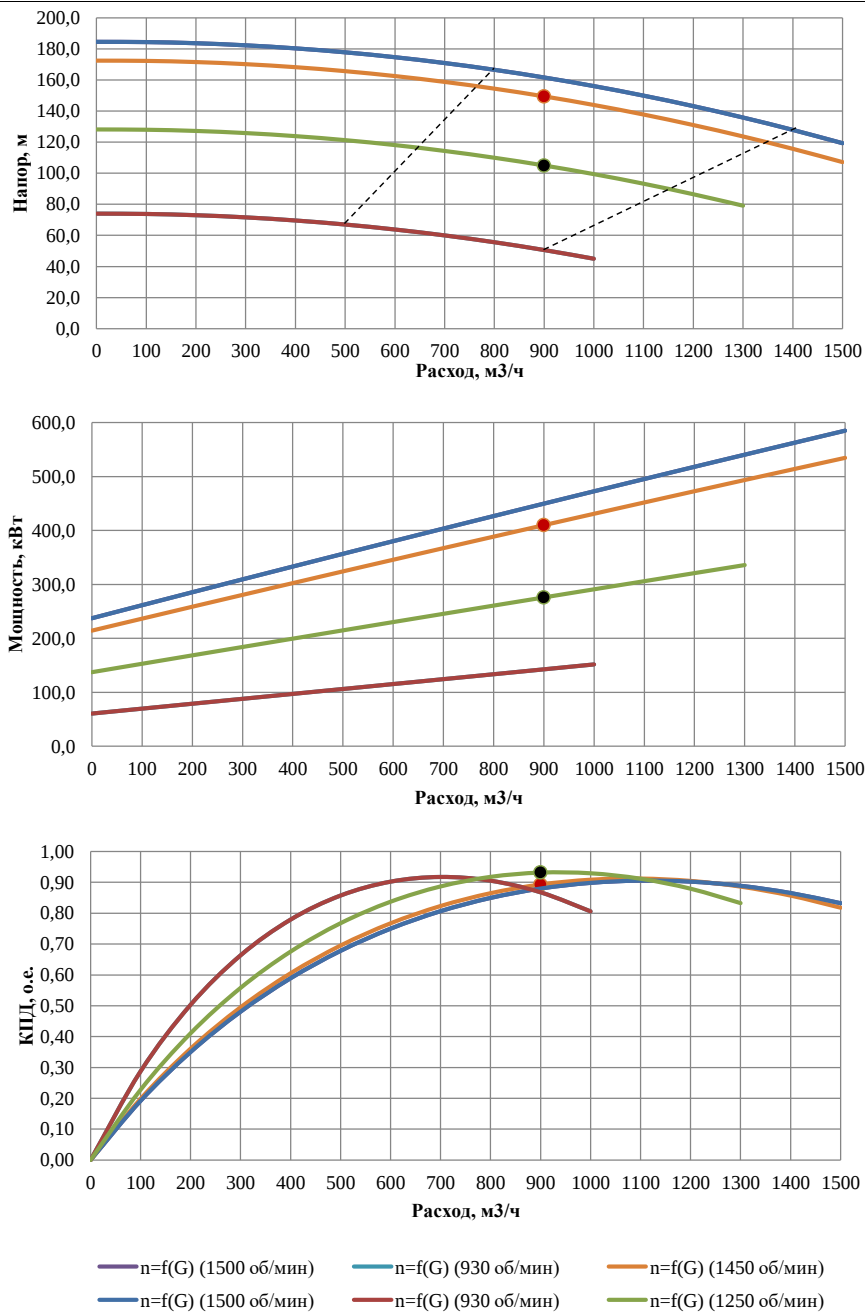


Рисунок 15 - Характеристики насоса 14 Сд-10х2

3. Переключение тепловой нагрузки ТЭЦ ФЭИ в связи с выводом ее из эксплуатации к 2020 г.

3.1. Общие положения

К началу отопительного сезона 2020-2021 гг. ТЭЦ ФЭИ выводится из эксплуатации «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 два варианта:

- **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.** Строительство источника для собственных потребителей на промплощадке ФЭИ; переключение на котельную МП «Теплоснабжение» потребителей ТЭЦ ФЭИ в Старом городе, п. Мирный; строительство собственных источников или индивидуальное теплоснабжение очистных сооружений и сторонних потребителей ТЭЦ ФЭИ, не присоединенных к тепловым сетям МП «Теплоснабжение».

3.2. Вариант 1

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 16 – Перспективные потребители ПНС «Старый город»

Без строительства ПНС возникает опасность превышения максимально допустимого давления в отопительных приборах внутридомовых систем отопления (6 кгс/см^2 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 9.



Рисунок 17 – Потребители в Старом городе, давление в обратных трубопроводах систем теплоснабжения которых превышает 6 кгс/см²

- 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 18 – Перспективные потребители ПНС «Мирный»

Без строительства ПНС возникает опасность превышения максимально допустимого давления в отопительных приборах внутридомовых систем отопления (6 кгс/см² 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/см², а у потребителей западнее ТЭЦ может превысить 6 кгс/см². 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 19 – Перспективные потребители ЦТП ФЭИ

Капитальные затраты на реализацию Варианта 1 приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Капитальные затраты на реализацию мероприятий по Варианту 1

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость реализации мероприятия (без НДС), тыс. руб.
1	Реконструкция магистрали Ду700 на Ду900	239 715,0
2-3	Реконструкция магистрали Ду500 на Ду600-700	301 490,5
4	Реконструкция квартальных сетей с увеличением диаметров	67 626,2
5	ПНС «Старый город» + ПНС «Мирный»	63 240,0
6	ЦТП ФЭИ	135 836,0
ИТОГО	-	807 907,7

Добавлено примечание ([ТЛ1]):

3.3. Вариант 2

3.3.1. Строительство индивидуальных источников для объектов в районе очистных сооружений

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 400 м стоимостью около 8 млн. руб. Нормативные тепловые потери в сети составят порядка 276,757 Гкал в год. За весь срок эксплуатации тепловой сети затраты на компенсацию потерь составят минимум порядка 11,316 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/см². 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/см², 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 затраты на подключение очистных сооружений минимально составят около 51 млн. руб. В связи с этим предлагается строительство индивидуальных источников для объектов в районе очистных сооружений (тепловая нагрузка около 3,7 Гкал/ч).

Стоимость строительства источника теплоснабжения для обеспечения нужд теплоснабжения очистных сооружений составит 45,6 млн. руб. без НДС. Для ООО «НПФ

«Стройполисервис» предусматривается индивидуальное теплоснабжение от теплогенераторов, стоимость оборудования которыми составит 1,63 млн. руб. без НДС.



Рисунок 20 – Местоположение перспективных источников теплоснабжения для объектов в районе очистных сооружений

Таблица 10 – Индивидуальные источники теплоснабжения для объектов в районе очистных сооружений

№ п/п	Наименование объекта	Тип источника теплоснабжения	Установленная мощность источника теплоснабжения, Гкал/ч (МВт)	Нагрузка потребителей, Гкал/ч			
				Всего	Отопление	Вентиляция	ГВС
1	Очистные сооружения (КОС)	АБМК	5,0 (5,81)	3,659	1,424	2,092	0,143
2	Стройполисервис	теплогенераторная	0,1 (0,12)	0,050	0,050	-	-
-	Всего		5,1 (5,93)	3,709	1,474	2,092	0,143

3.3.2. Организация индивидуального теплоснабжения сторонних потребителей ТЭЦ ФЭИ

Кроме объектов в Старом городе, п. Мирный и очистных сооружений, ТЭЦ ФЭИ осуществляет теплоснабжение сторонних потребителей, находящихся недалеко за территорией ФЭИ. Переключение этих потребителей на котельную МП «Теплоснабжение» осложняется тем же рядом факторов, что и подключение очистных сооружений:

- 1) Отсутствие непосредственного, в обход территории ФЭИ, подключения тепловых сетей сторонних потребителей к тепловым сетям котельной. Самые дальние объекты находятся вдоль ул. Менделеева на расстоянии около 1800 м «по прямой» от тепловых сетей котельной.
- 2) Значительная разница геодезических отметок сторонних объектов и котельной.

Потери в сетях при подключении потребителей будут соизмеримы с их тепловой нагрузкой. В связи с этим предлагается строительство собственного источника для сторонних потребителей ТЭЦ ФЭИ или организация индивидуального теплоснабжения (тепловая нагрузка порядка 1 Гкал/ч).

Планирование устройства нового источника централизованного теплоснабжения вдоль ул. Менделеева для обеспечения тепловой энергией отключаемых потребителей затруднено, т.к. в рассматриваемом районе отсутствуют резервные площадки для размещения инженерной инфраструктуры, а большая часть участков находится в частной собственности.

В такой ситуации единственной возможной альтернативой централизованному теплоснабжению является применение индивидуальных источников у потребителей.

Для потребителей данной группы в соответствии с СП 60.13330.2012 «СНиП 41-01-2003. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха» предусматриваются индивидуальные источники теплоснабжения:

- Теплогенераторные установки – при мощности менее 360 кВт;
- Автоматизированные блочно-модульные котельные – при мощности 360 кВт и более.

Планируемые к размещению источники индивидуального теплоснабжения представлены в таблице, а также на рисунке ниже.

Стоимость строительства источника теплоснабжения или организация индивидуального теплоснабжения для сторонних потребителей ТЭЦ ФЭИ составит 15,15 млн. руб.

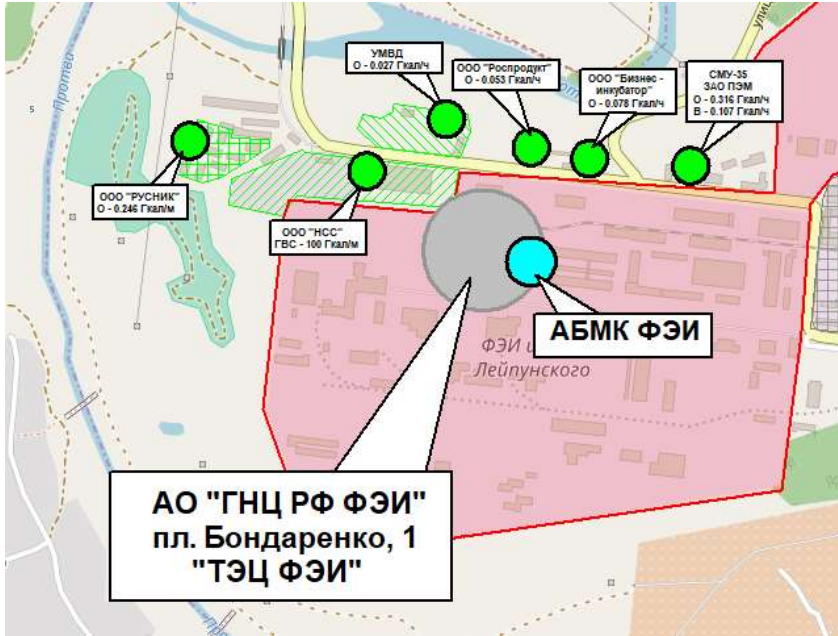


Рисунок 21 – Местоположение перспективных источников теплоснабжения для сторонних потребителей ТЭЦ ФЭИ по ул. Менделеева

Таблица 11 – Собственные источники теплоснабжения для сторонних потребителей ТЭЦ ФЭИ по ул. Менделеева

№ п/п	Наименование объекта	Тип источника теплоснабжения	Установленная мощность источника теплоснабжения, Гкал/ч (МВт)	Нагрузка потребителей, Гкал/ч			
				Всего	Отопление	Вентиляция	ГВС
1	СМУ-35	АБМК	0,6 (0,7)	0,423	0,316	0,107	-
2	Бизнес-инкубатор	теплогенераторная	0,1 (0,12)	0,079	0,078	-	0,001
3	ООО "Роспродукт"	теплогенераторная	0,1 (0,12)	0,056	0,053	-	0,003
4	УМВД	теплогенераторная	0,05 (0,06)	0,027	0,027	-	-
5	РУСНИК	теплогенераторная	0,3 (0,35)	0,250	0,246	-	0,004
6	ООО "НСС"	теплогенераторная	0,15 (0,17)	0,134	-	-	0,134
7	Прочие потребители	электроотопление	0,15 (0,17)	0,106	0,103	-	0,003
-	Всего		1,45 (1,69)	1,075	0,823	0,107	0,145

3.3.3. Капитальные затраты на мероприятия по источникам тепловой энергии

Технико-экономические показатели источников теплоснабжения, а также капитальные затраты на их строительство представлены в таблице ниже.

Таблица 12 – Техничко-экономические показатели и капитальные затраты на строительство источников теплоснабжения

[illegible]

3.3.4. Переключение потребителей Старого города и п. Мирный на котельную МП «Теплоснабжение»

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.).

Стоимость реконструкции составит 239,715 млн. руб. без НДС в текущих ценах.

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.

Стоимость реконструкции составит 67,626 млн. руб. без НДС в текущих ценах.

Ликвидация опасности превышения давления в обратных трубопроводах у потребителей Старого города и п. Мирный

При переключении потребителей Старого города и п. Мирный на котельную МП «Теплоснабжение» возникает опасность превышения максимально допустимого давления в отопительных приборах внутридомовых систем отопления (6 кгс/см^2 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 рисунках ниже. У многих близлежащих с ними

потребителей давление в обратных трубопроводах превышает $5,5 \text{ кгс/см}^2$, что тоже вызывает опасения.

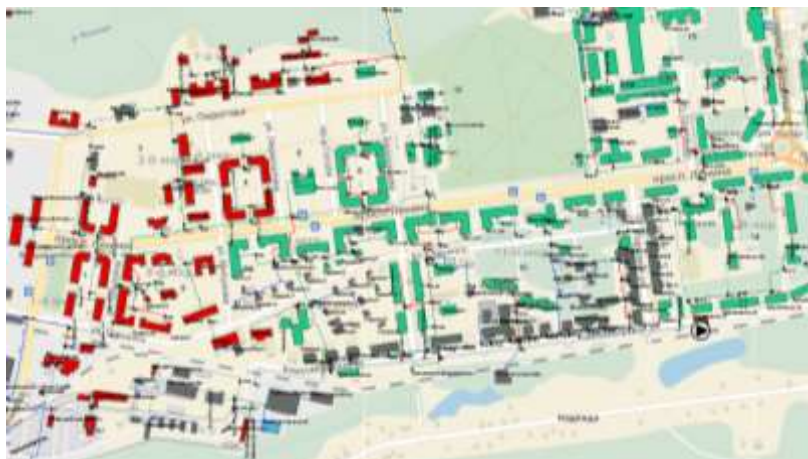


Рисунок 22 – Потребители в Старом городе, давление в обратных трубопроводах систем теплоснабжения которых превышает 6 кгс/см^2



Рисунок 23 – Потребители в п. Мирный, давление в обратных трубопроводах систем теплоснабжения которых превышает 6 кгс/см^2

Для решения данной проблемы рассматриваются три Сценария.

Вариант 2 Сценарий А

Строительство двух насосных станций:

- ПНС «Старый город» (понижающая напор в обратном трубопроводе минимум на 25 м, мощностью около 400 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.

- 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.

Данный сценарий осложняется отсутствием независимого электроснабжения ПНС, и его организация может значительно увеличить стоимость реализации сценария.

Вариант 2 Сценарий Б

У потребителей с давлением в обратных трубопроводах 5,5 кгс/см² необходимо организовать ИТП с независимым присоединением и закрытой схемой.

Данный сценарий решает и проблему превышения давления в обратных трубопроводах, и проблему закрытия схемы подключения потребителей. Однако, сценарий будет являться самым дорогостоящим, кроме того могут возникнуть проблемы из-за стесненности условий при установке ИТП в домах старого фонда, особенно в п. Мирный.

Вариант 2 Сценарий В

Данным сценарием предлагается для потребителей с давлением в обратных трубопроводах более 5,5 кгс/см²:

- при нагрузке на отопление от 0,1 Гкал/ч – организовать ИТП с независимым присоединением, а при наличии ГВС – с закрытой схемой;

- при нагрузке на отопление менее 0,1 Гкал/ч и отсутствии ГВС – произвести замену отопительных приборов на новые с улучшенными рабочими параметрами по давлению (стальные конвекторы, биметаллические радиаторы, регистры из стальных труб).

Замена отопительных приборов на новые стальные конвекторы будет актуальна для потребителей без ГВС и нагрузкой на отопление менее 0,1 Гкал/ч (особенно в п. Мирный). При удельной стоимости установки стальных конвекторов в размере около 2 млн. руб./(Гкал/ч) удельная стоимость организации независимого подключения в ИТП при той же нагрузке составит ориентировочно 3,4 млн. руб./(Гкал/ч) и будет увеличиваться при уменьшении нагрузки на отопление. Такое решение может быть применимо для небольших зданий при наличии стесненных условий для установки теплообменников в тепловом узле, а современные стальные конвекторы выдерживают давление до 1,6 Мпа.

Приведенный комплекс мероприятий в общем решает проблему превышения давления в обратных трубопроводах и проблему организации закрытой схемы подключения потребителей.

Стоимость реализации мероприятий составит 40,996 млн. руб. без НДС в текущих ценах.

3.3.5. Капитальные затраты на проведение мероприятий на тепловых сетях

Капитальные затраты в текущих ценах на проведение мероприятий на тепловых сетях с разбиением по годам реализации представлены в таблице ниже.

Таблица 13 – Капитальные затраты на проведение мероприятий на тепловых сетях

Наименование мероприятия	Стоимость в тыс. руб. без НДС
Реконструкция магистрали Ду700 на Ду900	239 715,0
Реконструкция квартальных сетей с увеличением диаметров	676 26,2
Установка стальных конвекторов для потребителей БЕЗ ГВС в Старом городе с нагрузкой на отопление <0,1 Гкал/ч	1 928,0
Установка независимой схемы в Старом городе для: - потребителей С ГВС - потребителей без ГВС с нагрузкой на отопление от 0,1 Гкал/ч	22 861,7
ИТП с закрытой схемой ГВС в Старом городе	5 133,9
Установка стальных конвекторов для потребителей БЕЗ ГВС в п. Мирный с нагрузкой на отопление <0,1 Гкал/ч	2 116,0
Установка независимой схемы в п. Мирный для: - потребителей С ГВС - потребителей без ГВС с нагрузкой на отопление от 0,1 Гкал/ч	5 570,8
ИТП с закрытой схемой ГВС в п. Мирный	2 968,2
ИТОГО	347 919,8

3.3.6. Капитальные затраты по Варианту 2

Суммарные капитальные затраты на реализацию комплекса мероприятий по переключению тепловой нагрузки ТЭЦ ФЭИ в связи с выводом ее из эксплуатации к 2020 г. по трем сценариям представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Капитальные затраты на проведение мероприятий на тепловых сетях, тыс. руб. без НДС в ценах 2018 г.

Вариант 2	Сценарий		
	А	Б	В
Реконструкция магистрали Ду700 на Ду900	239715,0	239715,0	239715,0
Реконструкция квартальных сетей с увеличением диаметров	67626,2	67626,2	67626,2
ПНС «Старый город» + ПНС «Мирный»	42160,0	-	-
Установка стальных конвекторов для потребителей БЕЗ ГВС в Старом городе с нагрузкой на отопление <0,1 Гкал/ч	-	-	1928,0
Установка независимой схемы в Старом городе для: - потребителей С ГВС - потребителей без ГВС с нагрузкой на отопление от 0,1 Гкал/ч	-	-	22861,7
ИТП с независимой схемой для потребителей БЕЗ ГВС в Старом городе	-	16708,0	-
ИТП с независимой схемой для потребителей С ГВС в Старом городе	-	14162,1	-
ИТП с закрытой схемой ГВС в Старом городе		5133,9	5133,9
Установка стальных конвекторов для потребителей БЕЗ ГВС в п. Мирный с нагрузкой на отопление <0,1 Гкал/ч	-	-	2116,0
Установка независимой схемы в п. Мирный для: - потребителей С ГВС - потребителей без ГВС с нагрузкой на отопление от 0,1 Гкал/ч	-	-	5570,8
ИТП с независимой схемой для потребителей БЕЗ ГВС в п. Мирный	-	12036,8	-
ИТП с независимой схемой для потребителей С ГВС в п. Мирный	-	5570,8	-
ИТП с закрытой схемой ГВС в п. Мирный	-	2968,2	2968,2
Строительство собственных источников для объектов в районе очистных сооружений	47230	47230	47230
Организация индивидуального теплоснабжения сторонних потребителей ТЭЦ ФЭИ	15150	15150	15150
ИТОГО	411881,2	426301,0	410299,8

3.4. Заключение

Вариант 2 в сравнении с Вариантом 1 имеет явное преимущество в размере капитальных затрат на реализацию. Стоимости реализации мероприятий по всем сценариям Варианта 2 в целом имеют один порядок и отличаются не более, чем на 5%. Самым дорогим является Вариант 2 Сценарий Б. Однако, при увеличении затрат на организацию независимого электроснабжения ПНС по Варианту 2 Сценарий А он может превзойти по стоимости Сценарий Б. На основании вышеизложенного для внедрения предлагается Вариант 2 Сценарий В, как самый менее затратный и имеющий меньше сложностей технического плана при реализации.