



Актуализация схемы теплоснабжения  
г. Набережные Челны на 2022 год на период до 2036 года

Обосновывающие материалы

**Глава 5. Мастер-план развития системы теплоснабжения**

## Оглавление

1. Общие положения .....	3
2. Описание вариантов перспективного развития систем теплоснабжения .....	4
2.1. Переключение потребителей котельной ООО «Камгэс - ЗЯБ» к тепловым сетям филиала АО «Татэнерго» «НЧТС».....	4
2.2. Оценка целесообразности повышения температурного графика отпуска тепловой энергии в тепловые сети филиала АО «Татэнерго» «НЧТС».....	9
2.3. Оценка целесообразности сохранения существующего распределения тепловых нагрузок между НЧ ТЭЦ и Котельным Цехом БСИ.....	25
2.4. Расчет радиуса эффективного теплоснабжения для перспективных потребителей, выбравших вариант подключения через включение мероприятий в схему теплоснабжения.....	43

# 1 Общие положения

Мастер-план в схеме теплоснабжения выполняется в соответствии с Требованиями к схемам теплоснабжения (ПП РФ № 154 от 22.02.2012) для формирования нескольких вариантов развития системы теплоснабжения г. Набережные Челны, из которых будет отобран рекомендуемый вариант развития системы теплоснабжения.

Мастер-план схемы теплоснабжения предназначен для описания, обоснования отбора и представления заказчику нескольких вариантов ее реализации, из которых будет выбран рекомендуемый вариант. Выбор рекомендуемого варианта выполняется на основе технико-экономического сравнения вариантов перспективного развития системы теплоснабжения.

Каждый вариант развития системы теплоснабжения должен обеспечивать покрытие перспективного спроса на тепловую мощность.

Мастер-план при рассмотрении нескольких вариантов развития основывается на:

1) Решениях по строительству генерирующих мощностей с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии, утвержденных в региональных схемах и программах перспективного развития электроэнергетики, разработанных в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»;

2) Решениях «Схемы и программы развития электроэнергетики Республики Татарстан на 2021г с перспективой по 2026год»

3) Решениях о теплофикационных турбоагрегатах, не прошедших конкурентный отбор мощности в соответствии с постановлением Правительства РФ от 04.05.2012 г. №437 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства РФ по вопросам функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности»;

4) Решениях по строительству объектов с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии, утвержденных в соответствии с договорами поставки мощности.

5) Решениях по строительству объектов генерации тепловой энергии, утвержденных в программах газификации поселение, городских округов.

Необходимо отметить, что существующий источник тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии НЧ ТЭЦ полностью покрывает перспективные потребности в тепловой энергии и тепловой мощности города Набережные Челны. Предложений по строительству новых источников тепловой энергии не предусмотрено. Решений, в отношении источников централизованного теплоснабжения в г. Набережные Челны, об отнесении генерирующих объектов к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей не принималось. Вся перспективная нагрузка подключается к источнику комбинированной выработки тепловой и электрической энергии Набережночелнинской ТЭЦ. Эти решения являются безальтернативными.

## **2 Описание вариантов перспективного развития систем теплоснабжения**

В Мастер-плане Схемы теплоснабжения рассматриваются следующие варианты перспективного развития системы теплоснабжения города Набережные Челны:

1. Переключение потребителей котельной ООО «Камгэс - ЗЯБ» к тепловым сетям филиала АО «Татэнерго» «НЧТС».
2. Оценка целесообразности повышения температурного графика отпуска тепловой энергии в тепловые сети филиала АО «Татэнерго» «НЧТС».
3. Оценка целесообразности сохранения существующего распределения тепловых нагрузок между НЧ ТЭЦ и Котельным Цехом БСИ.

### **2.1. Переключение потребителей котельной ООО «Камгэс - ЗЯБ» к тепловым сетям филиала АО «Татэнерго» «НЧТС».**

В связи с прохождением процедуры банкротства ООО «КамгэсЗЯБ» и прекращением эксплуатации котельной данной организации, к которой был подключен 21 потребитель тепловой энергии, в том числе 3 жилых дома и 9 бюджетных организаций, филиалом АО «Татэнерго» «НЧТС» с целью переключения данного района на источник с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии НЧТЭЦ в 2021 году было построено 1520,4 п.м тепловых сетей диаметром 325 и 273 мм. реконструировано с увеличением диаметра до 426 мм 513,6 п.м трубопроводов.

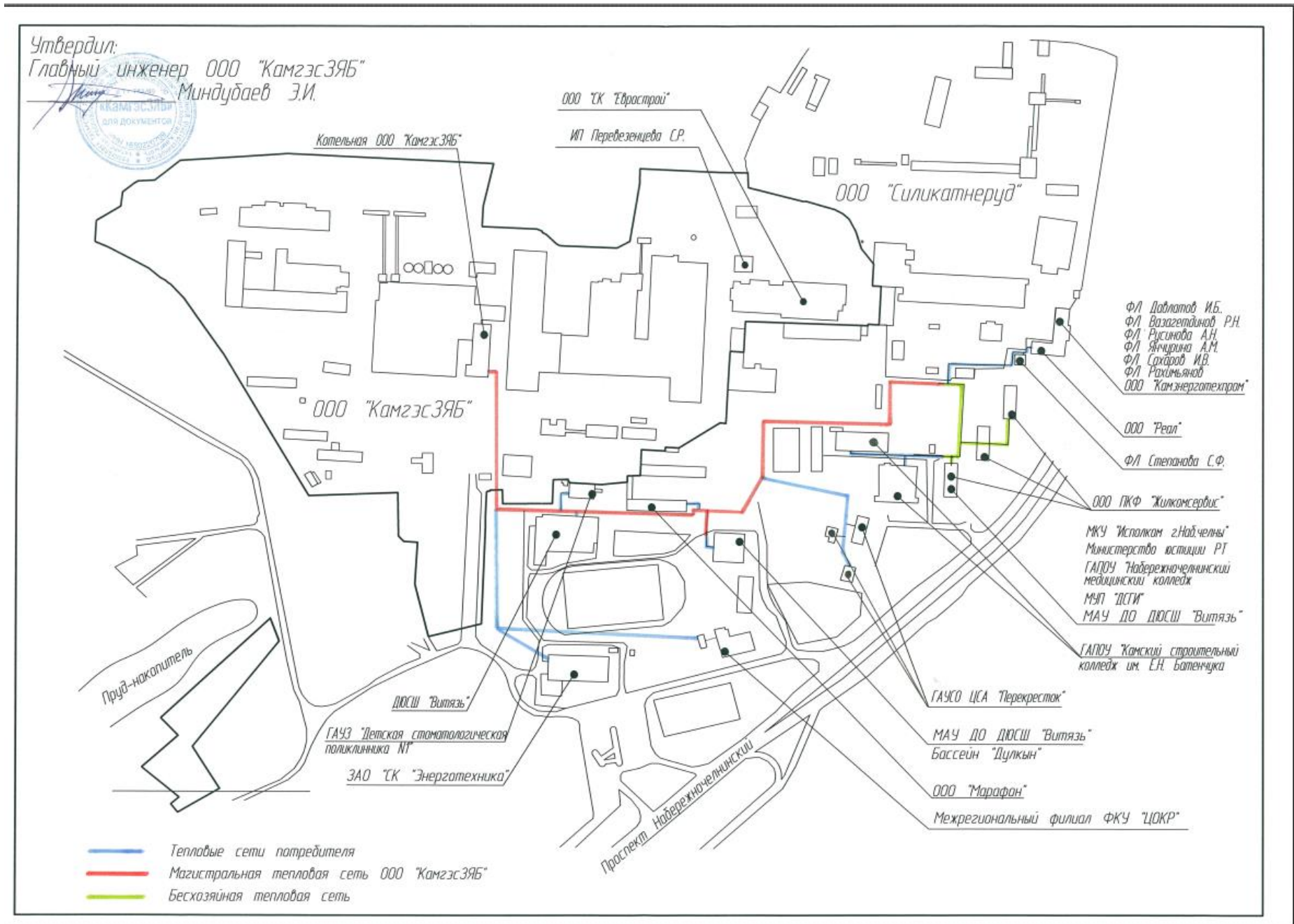
Схема подключения потребителей ООО «Камгэс – ЗЯБ» к тепловым сетям «НЧТС» приведена на рис. 2.1.

В связи с фактическим выполнением мероприятия по переключению потребителей котельной ООО «Камгэс - ЗЯБ» к тепловым сетям филиала АО «Татэнерго» «НЧТС», оно является безальтернативным.

При этом в связи с реализацией мероприятия необходимо предусмотреть следующее. Соединение с тепловыми сетями района ООО «КамгэсЗЯБ» выполнено в бесхозяйные тепловые сети в районе жилого дома ЗЯБ-3. Бесхозяйные тепловые сети признаны таковыми постановлением Исполнительного комитета г.Набережные Челны № 6798 от 10.11.2014г. и переданы на обслуживание ООО «КамгэсЗЯБ». Тепловые сети выполнены в надземно-подземном исполнении, находятся в неудовлетворительном состоянии и имеют протяжённость порядка 225-270 м в двухтрубном исчислении с диаметрами 76, 89, 108, 125, 273 мм. К данным сетям подключено 3 жилых дома, Камский строительный колледж и 9 прочих потребителей.

Для надежного теплоснабжения всех потребителей указанного района необходимо в 2022 году выполнить строительство новых тепловых сетей, взамен бесхозяйных участков, в указанном районе.

Рис. 2.1 Схема подключения потребителей ООО «Камгэс – ЗЯБ» к тепловым сетям «НЧТС».



Расчет гидравлического режима после выполнения подключения к тепловым сетям «НЧТС» с перспективной нагрузкой 2021 года приведен ниже.

Источник ID=29966 ТЭЦ:

Количество тепла, вырабатываемое на источнике за час	1216.837, Гкал/ч
Расход тепла на систему отопления	703.842, Гкал/ч
Расход тепла на систему вентиляции	103.461, Гкал/ч
Расход тепла на закрытые системы ГВС	257.436, Гкал/ч
Расход тепла на циркуляцию	0.093, Гкал/ч
Расход тепла на обобщенных потребителей	34.413, Гкал/ч
Тепловые потери в подающем трубопроводе	58.32482, Гкал/ч
Тепловые потери в обратном трубопроводе	31.41730, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в подающем трубопроводе	16.464, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в обратном трубопроводе	8.092, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в системах теплопотребления	2.483, Гкал/ч
Суммарный расход в подающем трубопроводе	20452.895, т/ч
Суммарный расход в обратном трубопроводе	20089.009, т/ч
Суммарный расход на подпитку	363.886, т/ч
Суммарный расход на систему отопления	13665.942, т/ч
Суммарный расход на систему вентиляции	1748.378, т/ч
Расход воды на обобщенные потребители	792.526, т/ч
Расход воды на параллельные ступени ТО	4085.846, т/ч
Расход воды на утечки из подающего трубопровода	154.141, т/ч
Расход воды на утечки из обратного трубопровода	153.712, т/ч
Расход воды на утечки из систем теплопотребления	47.936, т/ч
Давление в подающем трубопроводе	163.095, м
Давление в обратном трубопроводе	20.000, м
Располагаемый напор	143.095, м
Температура в подающем трубопроводе	114.000, °С
Температура в обратном трубопроводе	55.402, °С.

Рис. 2.2 Пьезометрический график от Набережночелнинской ТЭЦ до «Казначейство»

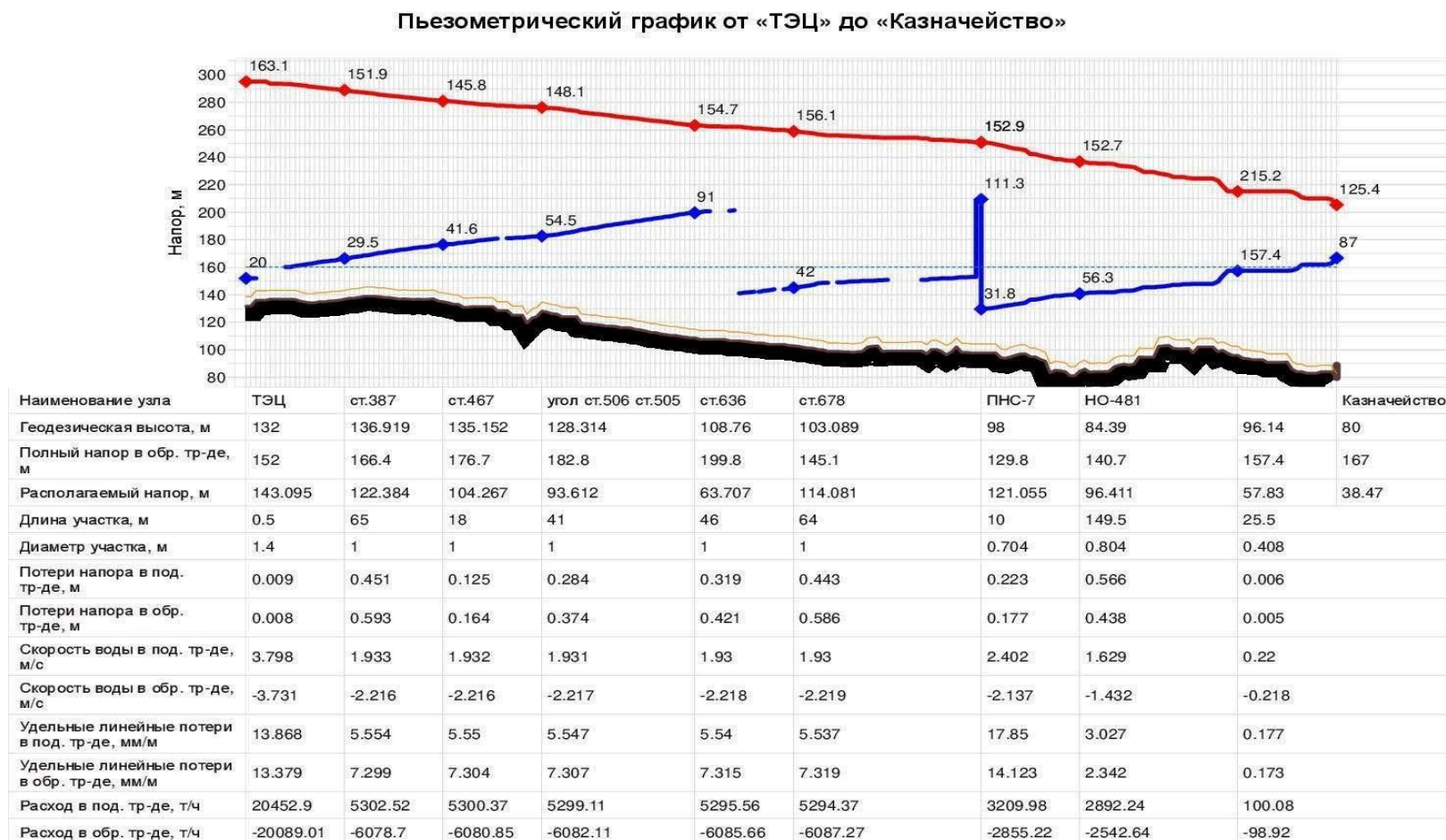


Рис. 2.3 Путь построения пьезометрического графика от НЧТЭЦ до конечного потребителя «Казначейство».





Тепловые сети ООО «КамгэсЗЯБ» имеют протяжённость более 800 м (без учета тепловых сетей до непосредственно Котельной) и включают в себя трубопроводы диаметрами 76, 89, 108, 159, 273 мм, выполненные в надземном исполнении. К ним подключены 5 бюджетных организаций и 3 прочих потребителя. По информации «НЧТС» данные тепловые сети находятся в неудовлетворительном состоянии. Данный факт существенно влияет на надежность и безотказность их работы в будущие отопительные периоды. Так как ООО «КамгэсЗЯБ» находится в стадии банкротства, то обслуживание тепловых сетей уже не ведется. Персонал уволен. Проходит процесс инвентаризации имущества.

Вопрос по тепловым сетям ООО «КамгэсЗЯБ» необходимо рассматривать после завершения процедуры банкротства и определения собственника с учетом их крайне неудовлетворительного состояния. Технические коридоры для прокладки новых тепловых сетей до потребителей в районе ООО «КамгэсЗЯБ» отсутствуют. Возможна лишь подземная прокладка в коридоре существующих надземных тепловых сетей ООО «КамгэсЗЯБ».

Необходимо отметить, что потребители котельной получали тепловую энергию по температурному графику 95/70°C. В результате переключения на тепловые сети АО «Татэнерго» проектный температурный график составит 150/70°C с количественным регулированием подачи теплоносителя при достижении 114°C.

В случае отсутствия на теплопотребляющих установках потребителей котельной устройств смешения подача теплоносителя от НЧТЭЦ не представляется возможным.

В целях обеспечения переключения потребителей котельной до начала отопительного периода 2021/2022 необходима установка узлов смешения у всех потребителей.

## **2.2. Оценка целесообразности повышения температурного графика отпуска тепловой энергии в тепловые сети филиала АО «Татэнерго» «НЧТС».**

Утвержденным планом развития систем теплоснабжения предусматривается сохранение существующего режима отпуска тепловой энергии 150-70°C с верхней срезкой на 114°C до 2025г., с 2026 переход на график 150- 70°C с верхней срезкой 126°C и повышение верхней срезки до 130°C к 2034 году.

Сохранение существующего режима до 2023 г. связано, в первую очередь, с отсутствием необходимости, т.к. пропускная способность тепловых сетей обеспечивает необходимое количество теплоносителя для надежного теплоснабжения потребителей, во вторых, при испытании тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя выявлены компенсаторы с недостаточной компенсирующей способностью, для приведение которых в нормативное состояние требуется время.

До начала 2000 годов тепловые сети города эксплуатировались с температурным графиком отпуска тепловой энергии 150 - 70°C с максимальными температурами теплоносителя в подающем

трубопроводе 130°C и выше, и переход сетей с температур 114°C на более высокие не приводит к необходимости финансовых вложений.

Преимущества:

- возможность обеспечения тепловой энергией потребителей при расчётной температуре наружного воздуха -32°C от более эффективного источника с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии (НЧ ТЭЦ);

- сниженные расходы сетевой воды для обеспечения потребителей тепловой энергией и как следствие снижение затрат электрической энергии на транспортировку теплоносителя.

Недостатки:

- верхний предел температур в подающем трубопроводе близок к максимальному значению по допустимым условиям эксплуатации трубопроводов с ППУ изоляцией;

- увеличение тепловых потери через изоляцию трубопроводов.

Технико-экономическая оценка целесообразности перехода к повышенному температурному графику определялась по следующей методике.

Для обоснования выбора температурного графика рассчитывается показатель совокупных приведенных капитальных и текущих затрат на создание и эксплуатацию системы теплоснабжения:

$$Z_{\Sigma} = KZ + \sum_{i=1}^n \frac{(1+e)^{i-1}}{(1+d)} \cdot \Theta_i$$

где:

$KZ$  - капитальные затраты в системе теплоснабжения, млн. руб.

$\Theta$  - годовые текущие затраты на эксплуатацию системы теплоснабжения на  $i$  году горизонта расчета, млн. руб./год

$n$  - горизонт расчета инвестиционного проекта, лет

$e$  - инфляция, %

$d$  - коэффициент дисконтирования, %

Оптимальному температурному графику соответствует минимальное значение показателя.

Показатели  $KZ$  и  $\Theta$  рассчитываются для следующих элементов системы теплоснабжения: источники, тепловые сети. Таким образом, показатель  $Z_{\Sigma}$  агрегирует совокупные затраты на теплоснабжение.

Капитальные затраты в системе теплоснабжения в расчете определены на период действия Схемы теплоснабжения, до 2036 года.

Эксплуатационные затраты рассчитываются в разрезе следующих статей:

Источники теплоснабжения:

- топливо;

- электрическая энергия на технологические нужды источника;

- затраты на оплату труда производственного персонала с начислениями.

Тепловые сети:

- электрическая энергия на передачу тепловой энергии;

- затраты на оплату труда производственного персонала с начислениями.

Результаты расчета совокупных капитальных и текущих затрат по системе теплоснабжения приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1.

<b>Показатель</b>	<b>Существующий температурный график</b>	<b>Повышенный температурный график</b>	<b>Пояснения по изменению</b>
Капитальные вложения по источникам теплоснабжения, млн. руб.	2 535,48	2 535,48	При повышении температурного графика отсутствует необходимость дополнительных мероприятий по источникам
Капитальные вложения по тепловым сетям, млн. руб.	16 881,94	14 403,16	При существующем температурном графике - дополнительные объемы перекладки тепловых сетей с увеличением диаметров
Эксплуатационные затраты по источникам теплоснабжения, млн. руб., в том числе:	2 584,59	2 747,76	
топливо, млн. руб.	2 175,91	2 339,10	Увеличение потерь тепловой энергии в тепловых сетях
электрическая энергия на технологические нужды источника, млн. руб.	1,93	1,91	Снижение объема перекачиваемой воды

затраты на оплату труда производственного персонала с начислениями, млн. руб.	406,75	406,75	Влияние отсутствует
Эксплуатационные затраты по тепловым сетям, млн. руб., в том числе:	408,41	400,66	
электрическая энергия на передачу тепловой энергии, млн. руб.	82,50	74,76	Снижение объема перекачиваемой воды
затраты на оплату труда производственного персонала с начислениями, млн. руб.	325,90	325,90	Влияние отсутствует

Из условий минимизации капитальных и текущих затрат по системе теплоснабжения выбран вариант соответствующий утвержденной схеме теплоснабжения - сохранение существующего режима отпуска тепловой энергии 150-70°C с верхней срезкой на 114°C до 2025г., с 2026 переход на график 150- 70°C с верхней срезкой 126°C и повышение верхней срезки до 130°C к 2034 году.

При этом необходимо отметить, что определяющим фактором выбора является значительные капитальные вложения по обеспечению пропускной способности тепловых сетей, необходимость которых снимается при переходе к повышенному графику. В отрыве от объема капитальных вложений, по величине только эксплуатационных затрат пониженный температурный график оказывается эффективнее.

Ниже приведены результаты гидравлических расчетов тепловых сетей на 2023,2024, и 2036г.

Источник ID=29966 ТЭЦ 2023 г.:

Количество тепла, вырабатываемое на источнике за час	1230.811, Гкал/ч
Расход тепла на систему отопления	703.842, Гкал/ч
Расход тепла на систему вентиляции	102.281, Гкал/ч
Расход тепла на закрытые системы ГВС	257.436, Гкал/ч
Расход тепла на циркуляцию	0.093, Гкал/ч
Расход тепла на обобщенных потребителях	48.551, Гкал/ч
Тепловые потери в подающем трубопроводе	58.57682, Гкал/ч
Тепловые потери в обратном трубопроводе	32.00196, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в подающем трубопроводе	16.477, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в обратном трубопроводе	8.243, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в системах теплоснабжения	2.498, Гкал/ч
Суммарный расход в подающем трубопроводе	20919.523, т/ч
Суммарный расход в обратном трубопроводе	20555.612, т/ч
Суммарный расход на подпитку	363.911, т/ч
Суммарный расход на систему отопления	13835.582, т/ч
Суммарный расход на систему вентиляции	1693.235, т/ч
Расход воды на обобщенные потребители	1116.050, т/ч
Расход воды на параллельные ступени ТО	4085.846, т/ч
Расход воды на утечки из подающего трубопровода	154.148, т/ч
Расход воды на утечки из обратного трубопровода	153.731, т/ч
Расход воды на утечки из систем теплоснабжения	47.936, т/ч
Давление в подающем трубопроводе	184.295, м
Давление в обратном трубопроводе	20.000, м
Располагаемый напор	164.295, м
Температура в подающем трубопроводе	114.000,°С
Температура в обратном трубопроводе	56.053,°С.

Ограничением при данном режиме для дальнейшего увеличения подключенной нагрузки является располагаемый напор на выходе из ТЭЦ – номинальный режим сетевых насосов-2500м<sup>3</sup>/час при 180м.

Рис. 2.4 Пьезометрический график от НЧТЭЦ до конечного потребителя ТД «Восток» (2023г.)

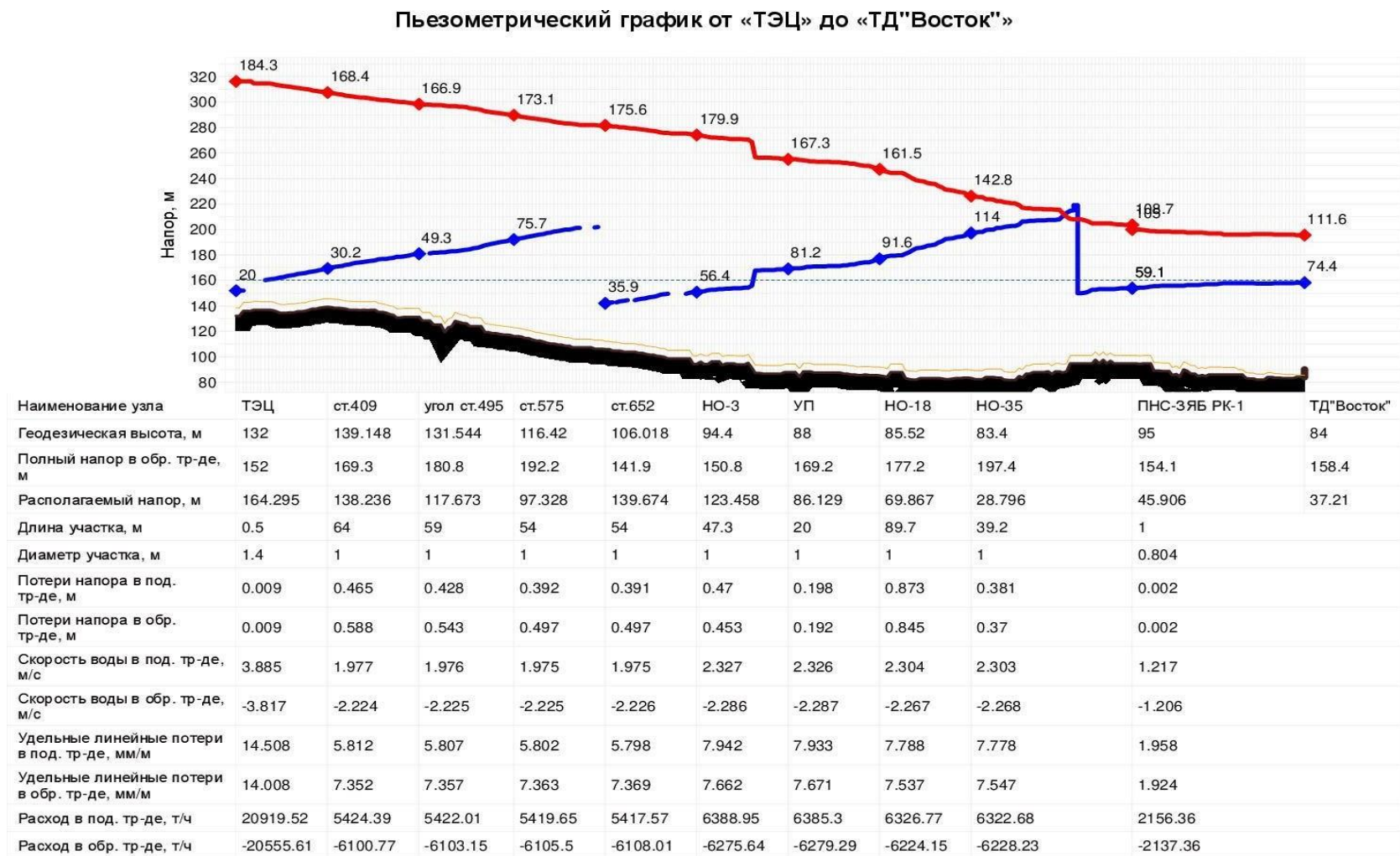


Рис. 2.5 Пьезометрический график от НЧТЭЦ до конечного потребителя РММ (2023г.)

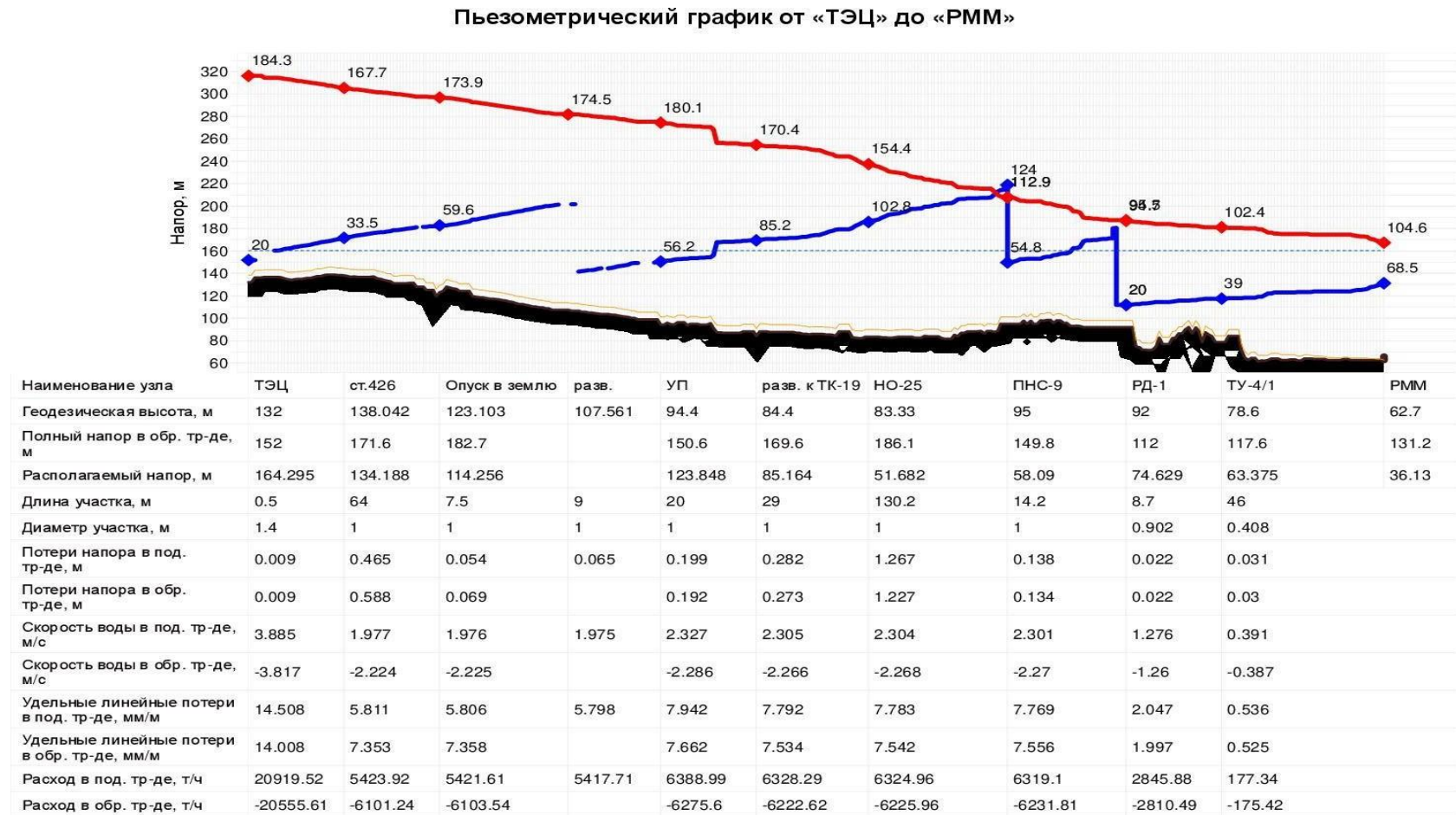
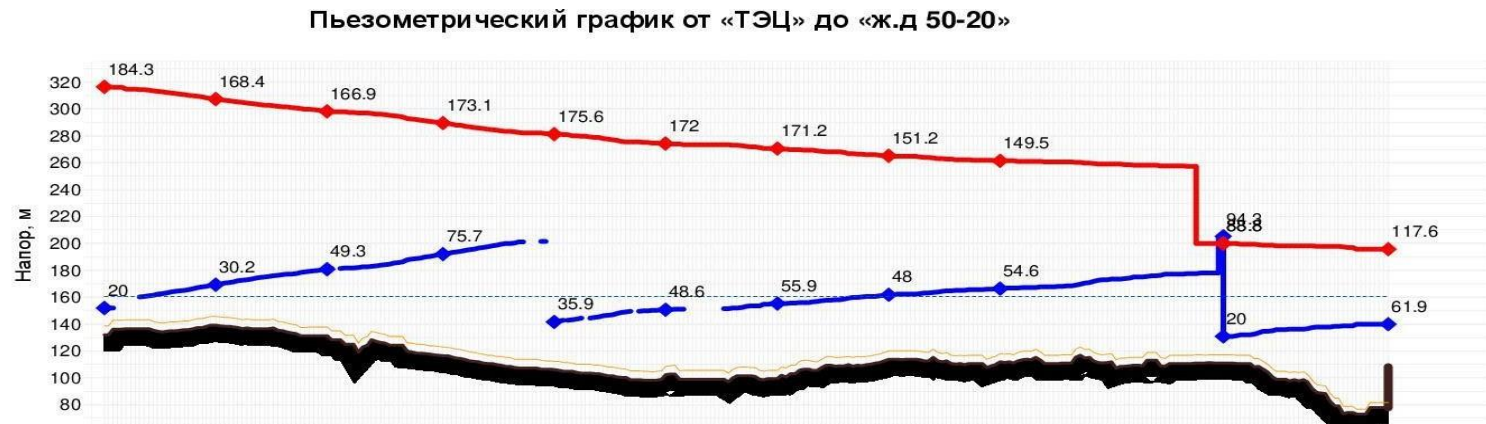


Рис. 2.6 Пьезометрический график от НЧТЭЦ до конечного потребителя Нового города ж.д.50/20 (2023г.)



Наименование узла	ТЭЦ	ст.409	угол ст.495	ст.575	ст.652	ст.730	НО-463	ТК-НО-445	КТС-206/НО-428	ПНС-3	ж.д 50-20
Геодезическая высота, м	132	139.148	131.544	116.42	106.018	102.232	99.35	113.9	112	111.1	78.2
Полный напор в обр. тр-де, м	152	169.3	180.8	192.2	141.9	150.9	155.2	161.9	166.6	131.1	140.1
Располагаемый напор, м	164.295	138.236	117.673	97.328	139.674	123.341	115.276	103.189	94.975	68.792	55.75
Длина участка, м	0.5	64	59	54	54	28	43.9	59.5	123.8	1.5	
Диаметр участка, м	1.4	1	1	1	1	1	1	1	1	0.704	
Потери напора в под. тр-де, м	0.009	0.465	0.428	0.392	0.391	0.102	0.113	0.142	0.116	0.005	
Потери напора в обр. тр-де, м	0.009	0.588	0.543	0.497	0.497	0.098	0.138	0.175	0.204	0.016	
Скорость воды в под. тр-де, м/с	3.885	1.977	1.976	1.975	1.975	1.398	1.223	1.209	0.811	0.975	
Скорость воды в обр. тр-де, м/с	-3.817	-2.224	-2.225	-2.225	-2.226	-1.375	-1.352	-1.341	-1.075	-1.695	
Удельные линейные потери в под. тр-де, мм/м	14.508	5.812	5.807	5.802	5.798	2.908	2.059	1.911	0.75	2.877	
Удельные линейные потери в обр. тр-де, мм/м	14.008	7.352	7.357	7.363	7.369	2.813	2.517	2.35	1.315	8.691	
Расход в под. тр-де, т/ч	20919.52	5424.39	5422.01	5419.65	5417.57	3836.23	3347.33	3312.55	2225.74	1304.66	
Расход в обр. тр-де, т/ч	-20555.61	-6100.77	-6103.15	-6105.5	-6108.01	-3772.76	-3701.12	-3673.64	-2949.8	-2267.77	

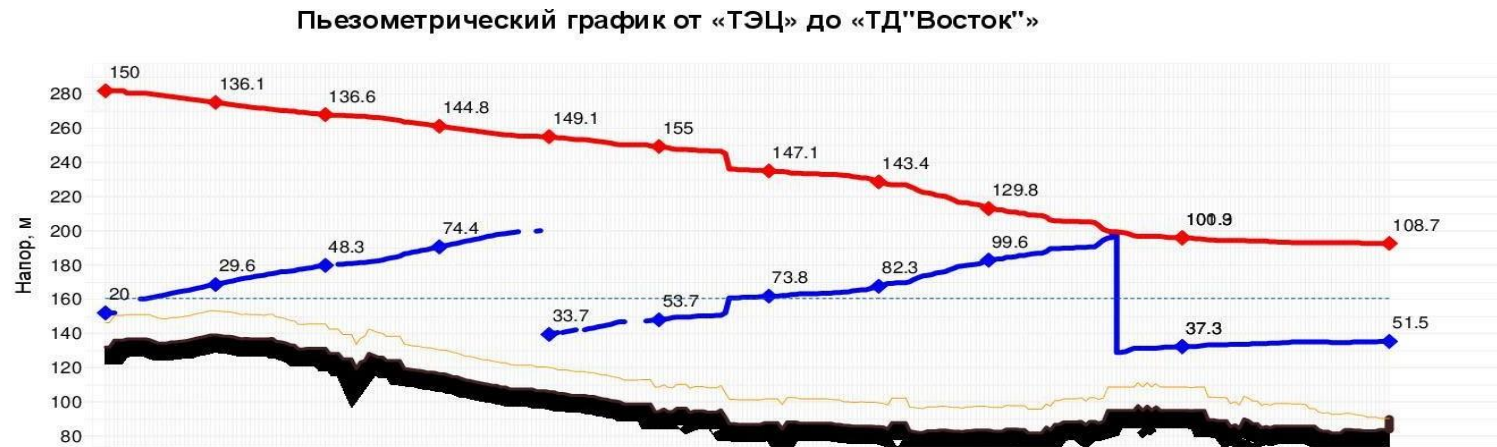


Гидравлический режим 2024г – переход на график 150 – 70°С с верхней срезкой 126°С.

Источник ID=29966 ТЭЦ 2024г.:

Количество тепла, вырабатываемое на источнике за час	1272.018, Гкал/ч
Расход тепла на систему отопления	704.480, Гкал/ч
Расход тепла на систему вентиляции	112.433, Гкал/ч
Расход тепла на закрытые системы ГВС	257.436, Гкал/ч
Расход тепла на циркуляцию	0.111, Гкал/ч
Расход тепла на обобщенных потребителей	70.647, Гкал/ч
Тепловые потери в подающем трубопроводе	63.52544, Гкал/ч
Тепловые потери в обратном трубопроводе	33.37424, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в подающем трубопроводе	18.099, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в обратном трубопроводе	8.426, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в системах теплоснабжения	2.596, Гкал/ч
Суммарный расход в подающем трубопроводе	18435.109, т/ч
Суммарный расход в обратном трубопроводе	18071.177, т/ч
Суммарный расход на подпитку	363.932, т/ч
Суммарный расход на систему отопления	11126.683, т/ч
Суммарный расход на систему вентиляции	1757.524, т/ч
Расход воды на обобщенные потребители	1276.539, т/ч
Расход воды на параллельные ступени ТО	4085.846, т/ч
Расход воды на утечки из подающего трубопровода	154.159, т/ч
Расход воды на утечки из обратного трубопровода	153.741, т/ч
Расход воды на утечки из систем теплоснабжения	47.936, т/ч
Давление в подающем трубопроводе	149.996, м
Давление в обратном трубопроводе	20.000, м
Располагаемый напор	129.996, м
Температура в подающем трубопроводе	126.000,°С
Температура в обратном трубопроводе	58.047,°С.

Рис. 2.7 Пьезометрический график от НЧТЭЦ до конечного потребителя ТД «Восток» (2024г.)



Наименование узла	ТЭЦ	ст.409	угол ст.495	ст.575	ст.652	НО-3	УП	НО-18	НО-35	ПНС-ЗЯБ РК-1	ТД"Восток"
Геодезическая высота, м	132	139.148	131.544	116.42	106.018	94.4	88	85.52	83.4	95	84
Полный напор в обр. тр-де, м	152	168.7	179.8	190.8	139.7	148.1	161.8	167.8	183	132.3	135.5
Располагаемый напор, м	129.996	106.481	88.341	70.391	115.364	101.376	73.324	61.102	30.234	63.629	57.15
Длина участка, м	0.5	64	59	54	54	47.3	20	89.7	39.2	1	
Диаметр участка, м	1.4	1	1	1	1	1	1	1	1	0.804	
Потери напора в под. тр-де, м	0.007	0.361	0.332	0.304	0.303	0.354	0.149	0.658	0.287	0.002	
Потери напора в обр. тр-де, м	0.007	0.568	0.524	0.48	0.481	0.34	0.144	0.634	0.277	0.002	
Скорость воды в под. тр-де, м/с	3.424	1.741	1.74	1.739	1.739	2.02	2.018	2	1.998	1.052	
Скорость воды в обр. тр-де, м/с	-3.356	-2.186	-2.187	-2.188	-2.189	-1.979	-1.98	-1.963	-1.964	-1.041	
Удельные линейные потери в под. тр-де, мм/м	11.267	4.507	4.503	4.498	4.495	5.984	5.976	5.867	5.859	1.464	
Удельные линейные потери в обр. тр-де, мм/м	10.827	7.106	7.111	7.117	7.123	5.742	5.75	5.65	5.659	1.434	
Расход в под. тр-де, т/ч	18435.11	4776.58	4774.2	4771.84	4769.76	5545.75	5542.1	5491.37	5487.28	1863.8	
Расход в обр. тр-де, т/ч	-18071.18	-5997.75	-6000.13	-6002.48	-6004.99	-5432.44	-5436.09	-5388.74	-5392.83	-1844.8	

Рис. 2.8 Пьезометрический график от НЧТЭЦ до конечного потребителя РММ (2024г.)

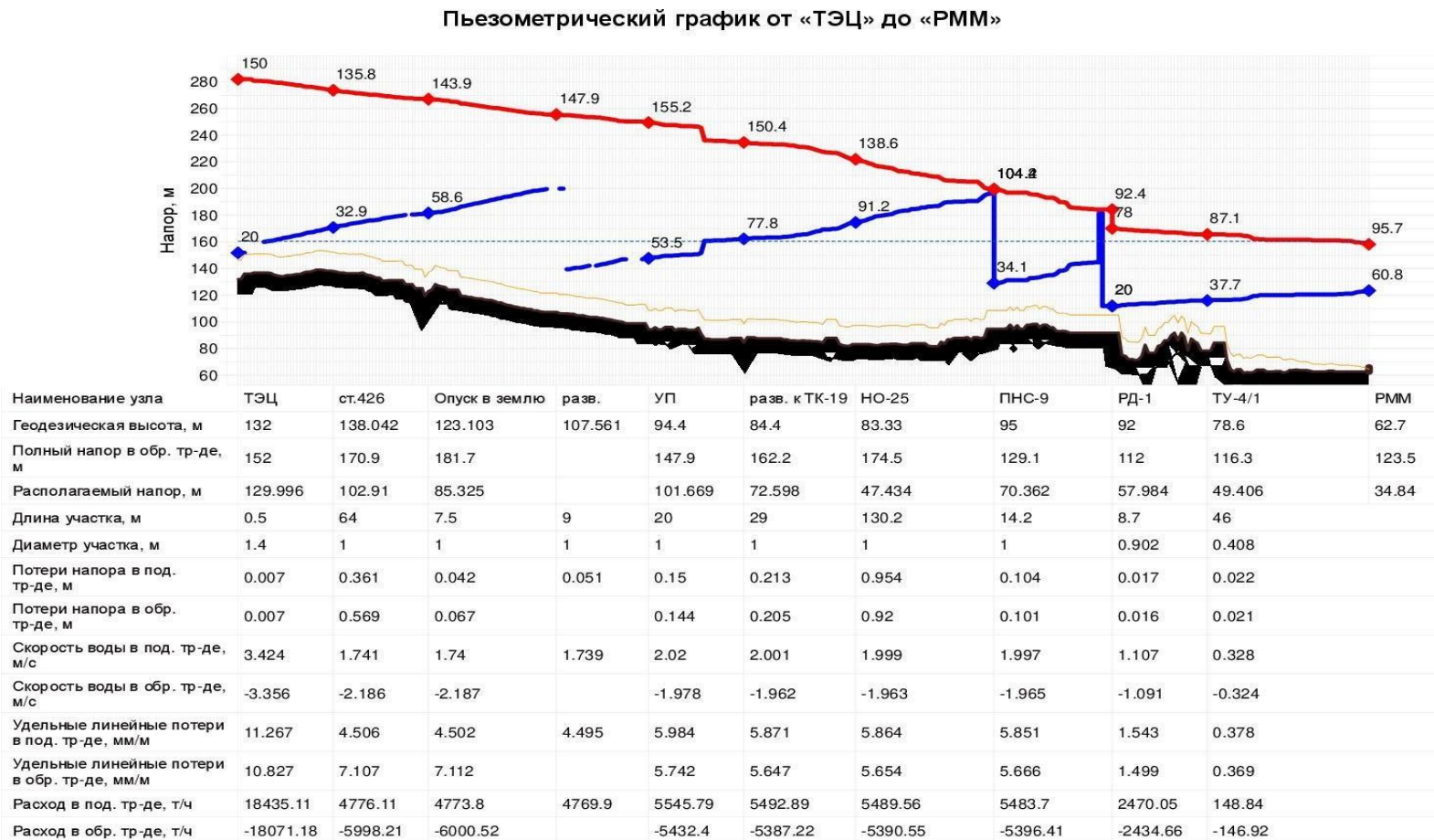
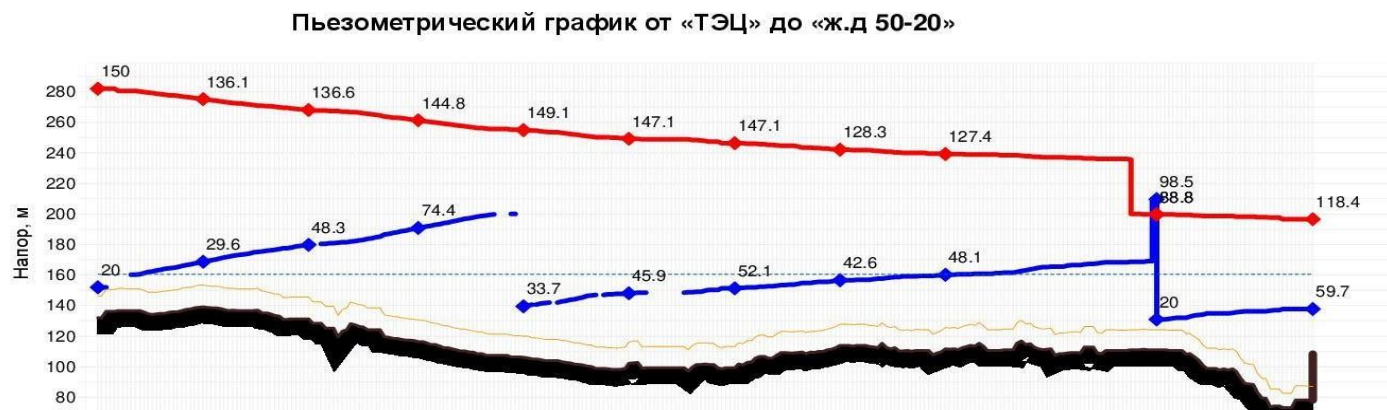


Рис. 2.9 Пьезометрический график от НЧТЭЦ до конечного потребителя Нового города ж.д.50/20 (2024г.)



Наименование узла	ТЭЦ	ст.409	угол ст.495	ст.575	ст.652	ст.730	НО-463	ТК-НО-445	КТС-206/НО-428	ПНС-3	ж.д 50-20
Геодезическая высота, м	132	139.148	131.544	116.42	106.018	102.232	99.35	113.9	112	111.1	78.2
Полный напор в обр. тр-де, м	152	168.7	179.8	190.8	139.7	148.1	151.5	156.5	160.1	131.1	137.9
Располагаемый напор, м	129.996	106.481	88.341	70.391	115.364	101.219	94.979	85.64	79.25	68.803	58.62
Длина участка, м	0.5	64	59	54	54	28	43.9	59.5	123.8	1.5	
Диаметр участка, м	1.4	1	1	1	1	1	1	1	1	0.704	
Потери напора в под. тр-де, м	0.007	0.361	0.332	0.304	0.303	0.079	0.089	0.112	0.097	0.005	
Потери напора в обр. тр-де, м	0.007	0.568	0.524	0.48	0.481	0.077	0.105	0.133	0.158	0.012	
Скорость воды в под. тр-де, м/с	3.424	1.741	1.74	1.739	1.739	1.234	1.083	1.071	0.74	0.91	
Скорость воды в обр. тр-де, м/с	-3.356	-2.186	-2.187	-2.188	-2.189	-1.218	-1.18	-1.171	-0.948	-1.478	
Удельные линейные потери в под. тр-де, мм/м	11.267	4.507	4.503	4.498	4.495	2.265	1.616	1.5	0.625	2.506	
Удельные линейные потери в обр. тр-де, мм/м	10.827	7.106	7.111	7.117	7.123	2.209	1.918	1.792	1.024	6.609	
Расход в под. тр-де, т/ч	18435.11	4776.58	4774.2	4771.84	4769.76	3385.27	2965.5	2934.91	2032.22	1217.46	
Расход в обр. тр-де, т/ч	-18071.18	-5997.75	-6000.13	-6002.48	-6004.99	-3342.98	-3230.84	-3207.56	-2601.52	-1977.46	

Гидравлический режим конечного периода планирования (2036г.).

Источник ID=29966 ТЭЦ:

Количество тепла, вырабатываемое на источнике за час	1388.535, Гкал/ч
Расход тепла на систему отопления	703.765, Гкал/ч
Расход тепла на систему вентиляции	108.573, Гкал/ч
Расход тепла на закрытые системы ГВС	256.804, Гкал/ч
Расход тепла на циркуляцию	0.112, Гкал/ч
Расход тепла на обобщенных потребителей	187.074, Гкал/ч
Тепловые потери в подающем трубопроводе	65.06502, Гкал/ч
Тепловые потери в обратном трубопроводе	33.71507, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в подающем трубопроводе	20.252, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в обратном трубопроводе	9.340, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в системах теплоснабжения	2.839, Гкал/ч
Суммарный расход в подающем трубопроводе	19442.410, т/ч
Суммарный расход в обратном трубопроводе	19078.322, т/ч
Суммарный расход на подпитку	364.088, т/ч
Суммарный расход на систему отопления	10473.213, т/ч
Суммарный расход на систему вентиляции	1369.130, т/ч
Расход воды на обобщенные потребители	3147.049, т/ч
Расход воды на параллельные ступени ТО	4144.371, т/ч
Расход воды на утечки из подающего трубопровода	154.238, т/ч
Расход воды на утечки из обратного трубопровода	153.818, т/ч
Расход воды на утечки из систем теплоснабжения	47.936, т/ч
Давление в подающем трубопроводе	173.395, м
Давление в обратном трубопроводе	20.000, м
Располагаемый напор	153.395, м
Температура в подающем трубопроводе	130.000, °С
Температура в обратном трубопроводе	59.605, °С.

Рис. 2.10 Пьезометрический график от «ТЭЦ» до «ТД»Восток» (2036г.)



Наименование узла	ТЭЦ	ст. 404	ст. 490	ст. 558	l-3с	разв.	УТ-2	УП	УП	ПНС-ЗЯБ РК-1	ТД"Восток"
Геодесическая высота, м	132	139.035	131.451	118.056	107.561	98.85	87.35	87.11	83.4	95	84
Полный напор в обр. тр-де, м	152	168.5	179.5	189.1			165.1	168.8	183.7	148	151.9
Располагаемый напор, м	153.395	129.698	111.035	94.623			87.298	79.822	49.547	53.78	45.87
Длина участка, м	0.5	54	42	64	4.5	7	5	16.4	49	1	
Диаметр участка, м	1.4	1	1	1	1	1	1	1	1	0.804	
Потери напора в под. тр-де, м	0.008	0.34	0.264	0.402	0.028	0.004	0.046	0.149	0.446	0.004	
Потери напора в обр. тр-де, м	0.008	0.496	0.378	0.577			0.045	0.144	0.432	0.004	
Скорость воды в под. тр-де, м/с	3.611	1.839	1.839	1.838	1.837	0.551	2.245	2.229	2.228	1.472	
Скорость воды в обр. тр-де, м/с	-3.543	-2.201	-2.202	-2.202			-2.206	-2.191	-2.192	-1.461	
Удельные линейные потери в под. тр-де, мм/м	12.532	5.031	5.026	5.022	5.017	0.424	7.394	7.288	7.281	2.864	
Удельные линейные потери в обр. тр-де, мм/м	12.067	7.201	7.206	7.211			7.141	7.041	7.048	2.822	
Расход в под. тр-де, т/ч	19442.41	5046.41	5044.08	5042.04	5039.63	1513.88	6164.68	6120.43	6117.21	2608.98	
Расход в обр. тр-де, т/ч	-19078.32	-6037.78	-6040.11	-6042.15			-6058.12	-6015.61	-6018.83	-2589.96	

Рис. 2.11 Пьезометрический график от «ТЭЦ» до «ж.д.50-20» (2036г.)

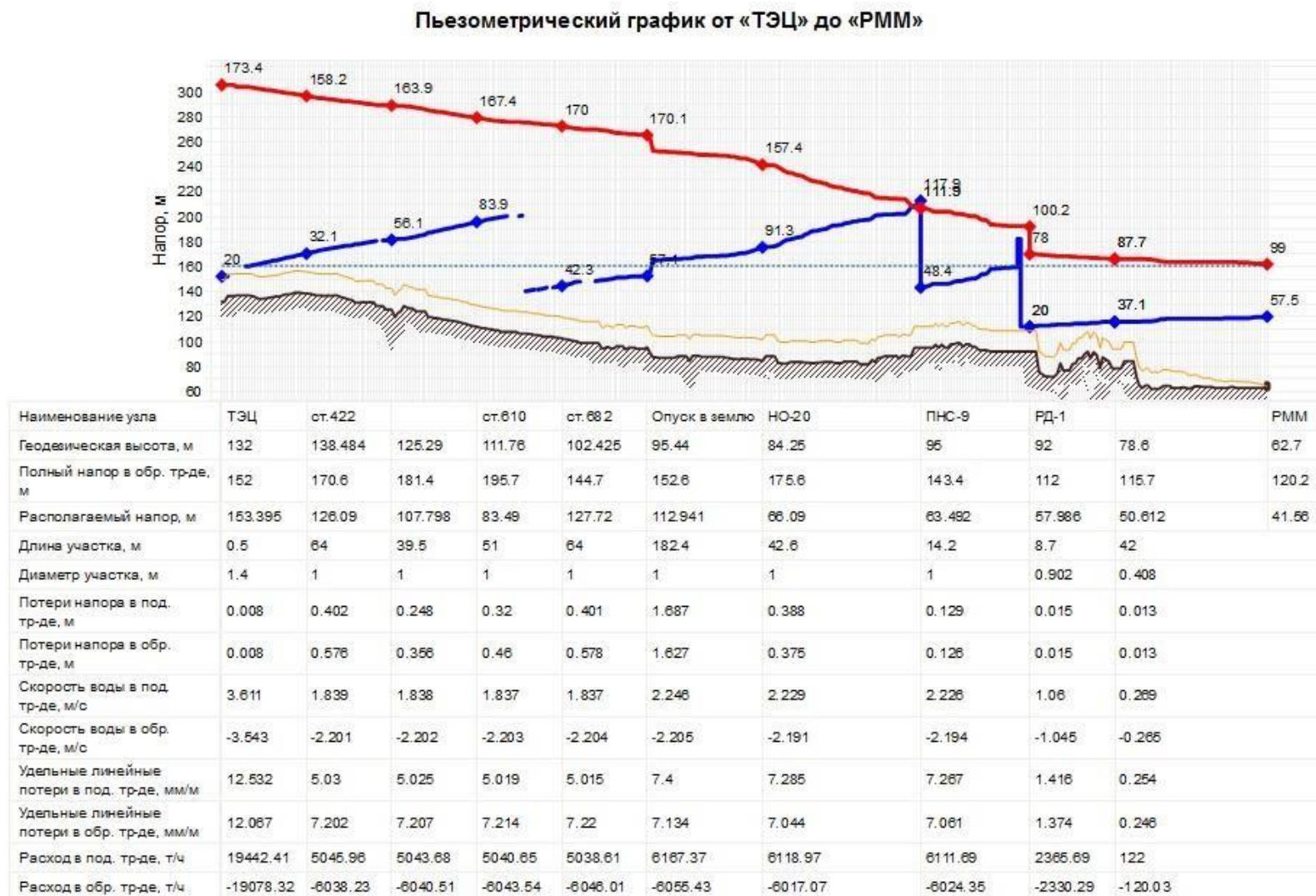
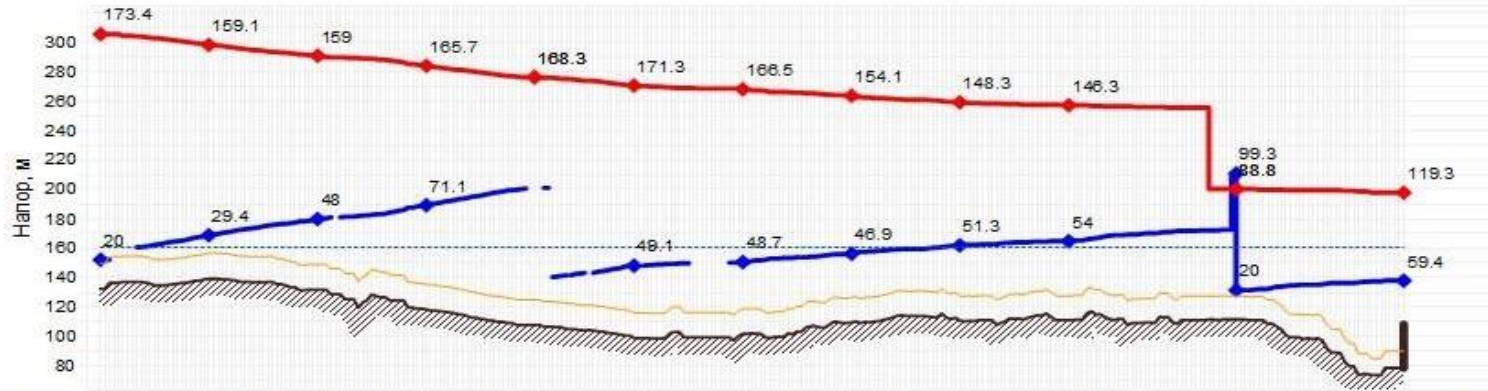


Рис. 2.12 Пьезометрический график от «ТЭЦ» до «ж.д.50-20» (2036г.)

Пьезометрический график от «ТЭЦ» до «ж.д 50-20»



Наименование узла	ТЭЦ	ст.404	ст.490	ст.558	l-3с	ст.705	НО-467	НО-454	НО-435	НО-367	ПНС-3	ж.д 50-20
Геодетическая высота, м	132	139.035	131.451	118.056	107.561	98.85	101.5	109.2	110.5	110.75	111.1	78.2
Полный напор в обр. тр-де, м	152	168.5	179.5	189.1		148	150.2	156.1	161.8	164.8	131.1	137.6
Располагаемый напор, м	153.395	129.698	111.035	94.623		122.199	117.85	107.235	97.044	92.276	68.846	59.91
Длина участка, м	0.5	54	42	64	4.5	10	103.1	135.4	136	59.5	1.5	
Диаметр участка, м	1.4	1	1	1	1	1	1	0.902	1	0.804	0.704	
Потери напора в под. тр-де, м	0.008	0.34	0.264	0.402	0.028	0.063	0.222	0.727	0.242	0.097	0.003	
Потери напора в обр. тр-де, м	0.008	0.486	0.378	0.577			0.276	0.907	0.31	0.256	0.012	
Скорость воды в под. тр-де, м/с	3.611	1.839	1.839	1.838	1.837	1.836	1.148	1.411	1.029	0.867	0.711	
Скорость воды в обр. тр-де, м/с	-3.543	-2.201	-2.202	-2.202			-1.279	-1.577	-1.166	-1.411	-1.435	
Удельные линейные потери в под. тр-де, мм/м	12.532	5.031	5.026	5.022	5.017	5.014	1.723	4.297	1.423	1.303	1.531	
Удельные линейные потери в обр. тр-де, мм/м	12.067	7.201	7.206	7.211			2.139	5.362	1.826	3.448	6.232	
Расход в под. тр-де, т/ч	19442.41	5046.41	5044.08	5042.04	5039.63	5037.92	3146.84	3113.33	2819.13	1533.55	951.49	
Расход в обр. тр-де, т/ч	-19078.32	-6037.78	-6040.11	-6042.15			-3504.98	-3478.18	-3193	-2495.64	-1920.22	



### **2.3. Оценка целесообразности сохранения существующего распределения тепловых нагрузок между НЧ ТЭЦ и Котельным Цехом БСИ**

Федеральный закон №190 «О теплоснабжении» устанавливает приоритет комбинированной выработки тепловой и электрической энергии. В настоящем разделе рассмотрена целесообразность переключения тепловой нагрузки Котельного Цеха БСИ на НЧ ТЭЦ, с выводом КЦ БСИ в холодный резерв.

Основным источником тепловой энергии города Набережные Челны является НЧ ТЭЦ. Зоны действия источника тепловой энергии НЧ ТЭЦ представлены на рисунке 2.13.

Зоны действия НЧТЭЦ охватывают большую часть территории города ТЭЦ снабжает теплом северо-восточную часть города (Новый город), поселок ЗЯБ и потребителей жилых районов ГЭС и Сидоровка:

1. Новый город;
2. пос. ЗЯБ;
3. пос. ГЭС;
4. пос. Сидоровка;
5. мкр. Замелекесье;
6. ООО «КАМАЗ-Энерго»;
7. ПКЗ;
8. Промышленная площадка.

Теплоснабжение северо-восточной части города осуществляется от Набережночелнинская ТЭЦ по трем магистральным тепловодам: тепловод 100, тепловод 200, тепловод 300. Теплоснабжение юго-западной части города осуществляется от тепलोвода 410 подключенного к 100, 200 и 300 тепловодам в павильоне задвижек.

Котельный цех БСИ обеспечивает теплом промзону БСИ (зона 3), а также является резервным источником для юго-западной части города (зоны 1, 2, 4). Зоны действия источника тепловой энергии КЦ БСИ представлены на рисунке 2.14.

Рис. 2.13. Зоны действия Набережночелнинской ТЭЦ

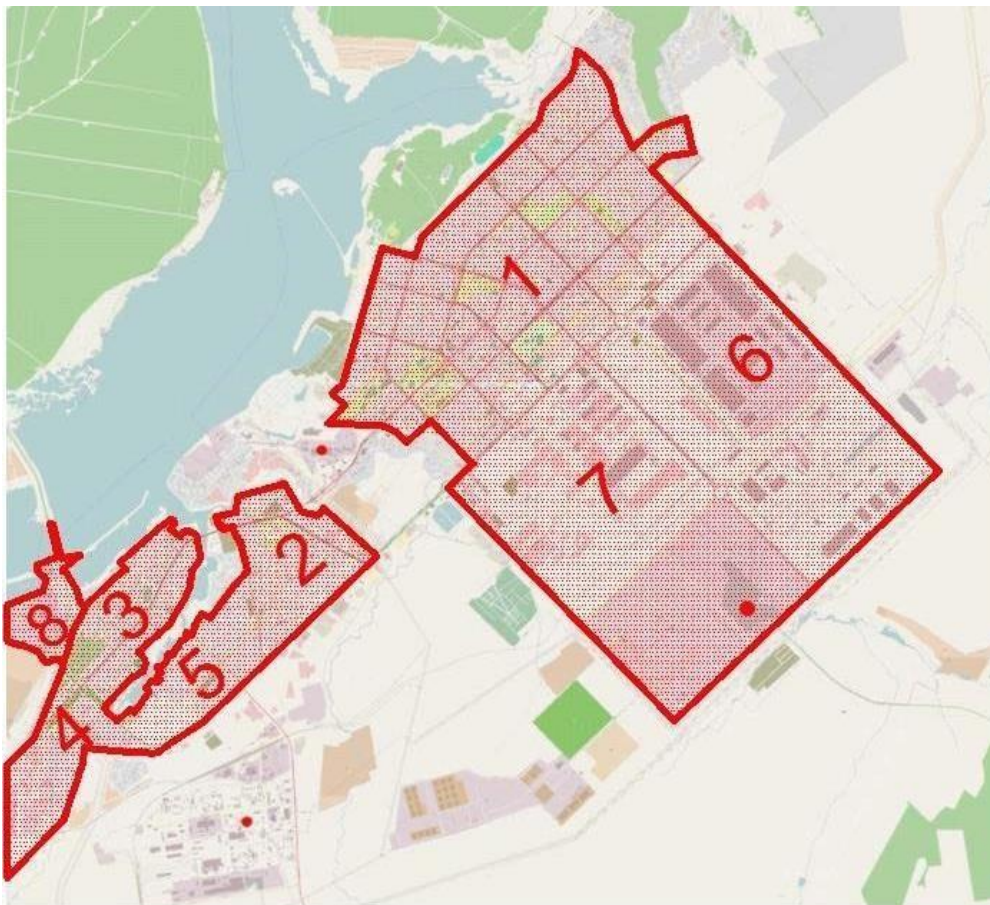


Рис. 2.14. Зоны действия источника тепловой энергии котельного цеха БСИ



Договорные тепловые нагрузки в зонах действия НЧ ТЭЦ и Котельного Цеха БСИ приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2.

Источник тепловой энергии	Договорные тепловые нагрузки, Гкал/ч				
	2016	2017	2018	2019	2020
Филиала АО «Татэнерго» НЧТЭЦ	2681,65	2692,7	2735,3	2708,827	2705,2
Филиал АО «Татэнерго» НЧТЭЦ Котельный цех БСИ	33,898	35,439	35,043	34,892	34,992

В случае переключения зоны БСИ зоны действия НЧ ТЭЦ охватывают практически весь город, ТЭЦ будет снабжать теплом следующие зоны:

1. Новый город;
2. пос. ЗЯБ;
3. пос. ГЭС;
4. пос. Сидоровка;
5. мкр. Замелекесье;
6. ООО «КАМАЗ-Энерго»;
7. ПКЗ;
8. Промышленная площадка;
9. БСИ.

Существующий расход сетевой воды с НЧ ТЭЦ питающий теплом Северо-Восточную и Юго-Западную части города Набережные Челны (без промзоны БСИ) составляет порядка 17000 т/час. Расход сетевой воды по тепловоду №410 соединяющий Юго-Западную часть города с НЧТЭЦ составляет 5150 т/час, по тепловоду №520 – 3100т/час.

Согласно плану застройки города, до 2025 года прирост тепловой нагрузки в Юго-Западной части города составит: п. ГЭС  $Q=1,3$  Гкал/час, п. Замелекесье  $Q=25,6$  Гкал/час, п. ЗЯБ  $Q=8,4$  Гкал/час.

Расход сетевой воды при подключении перспективы с НЧ ТЭЦ по тепловоду №410 составит 6500 т/час, по тепловоду №520 – 4 239 т/час.

Пропускная способность, при существующей схеме, тепलोвода №410  $2dy1000mm$  составляет 5400 т/час, тепलोвода №520  $2 dy800mm$  – 3400 т/час

Для обеспечения пропускной способности тепловодов №410 и №520 и возможности подключения перспективных нагрузок города к НЧ ТЭЦ необходимо выполнить комплекс теплосетевых мероприятий.

При оценке необходимости строительства второй ветки трубопроводов тепломагистралей №410, №520 необходимо учесть вопрос надежности теплоснабжения потребителей.

Варианты комплекса мероприятий для обеспечения пропускной способности тепловодов №410 и №520 при подключении перспективных нагрузок представлены в таблице 2.3. Объем капитальных вложений на реализацию мероприятий представлен в таблице 2.4. Новая тепломагистраль, планируемая к строительству представлена на рисунке 2.15.

Таблица 2.3.

	Мероприятие	Перекидка от УТ-7 до УТ 1/1	ТВ300 выделен на ЮЗЧ ПНС-6 в работе	Гарантированная пропускная способн. ТВ410, т/ч	Гарантированная пропускная способность ТВ520, т/ч	Прогнозируемое время окончания пропускной способности	Примечание
1	Текущая конфигурация тепловодов	-	-	5400	3500		
2	Включение ПНС-6 на ПС, Выделение ТВ №300 на ЮЗЧ	-	+	5900	3700		В диапазоне расходов сетевой воды более 17000 т/ч будет снижена надежность теплоснабжения в т.ч. за счёт отсутствия резерва по насосам в ПНС-6
3	Перекидка ТВ520 2Ду800 на 2Ду 1000 от УТ-7 до УТ1/1, ПНС-6 в работе	+	+	6250	4050	Конец 2022	
4	Строительство трубы дублера ТВ 410 на участке от НО-22 до УТ-7 (3500м) ПНС-6 в работе	+	+	6550	4250	Конец 2025	
5	Реконструкция ПНС-9 или строительство во ПНС-9' (на ПС)	+	-	6500	4200	Конец 2025	Альтернатива для варианта 4 со снижением показателей по надежности и отсутствием резервирования

	Мероприятие	Перекладка от УТ-7 до УТ-1/1	ТВ300 выделен на ЮЗЧ ПНС-6 в работе	Гарантированная пропускная способн. ТВ410, т/ч	Гарантированная пропускная способность ТВ520, т/ч	Прогнозируемое время окончания пропускной способности	Примечание
6	Строительство трубы дублера ТВ 410 на участке от Ст.706 до УТ-7 (6808м)	+	-	6500	4191	Конец 2025	Альтернатива для варианта 4 и 5, с обеспечением требований законодательства по обеспечению надёжности и снижением расхода электрической энергии на перекачку теплоносителя

Строительстве трубы дублера тепловода №410 от ст.706 до УТ7 (реализация участка трёхтрубной системы теплоснабжения) обеспечивает выполнение требования законодательства о надёжности, преимущественного использования комбинированной выработки. Данные мероприятия позволяют обеспечить пропускную способность тепловода с нагрузками по состоянию на 2025 г с наименьшими затратами электрической энергии на перекачку теплоносителя. Таким образом, строительство ПНС на подающем трубопроводе в районе ПНС-9 не требуется. При необходимости увеличения пропускной способности имеется резерв для повышения давления на НЧ ТЭЦ.

Таблица 2.4.

Мероприятия	Стоимость, млн.руб
Технологическое присоединение к электрическим сетям	54,62
Проектирование+строительство новой насосной станции на подающем трубопроводе ТВ410 с учетом индекса дефляции	113,46
Реконструкция ПНС-9 с заменой насосов на обратном трубопроводе с увеличенной производительностью с учетом индекса дефляции	43,91
Итого	211,99
Строительство одной трубы дублера ТВ410	1 022,54

Оценку целесообразности осуществления переключения тепловой нагрузки Котельного Цеха БСИ на НЧ ТЭЦ выполним по результатам расчета радиуса эффективного теплоснабжения (таблица 2.5.). Котельный Цех БСИ не находится в радиусе эффективного теплоснабжения НЧ ТЭЦ. Объем капитальных вложений превышает дополнительный доход от подключения новых потребителей к более эффективному источнику. Реализация мероприятия без увеличения тарифа выше предельного индекса роста платы граждан невозможна.

Рис. 2.15. Новая тепломагистраль

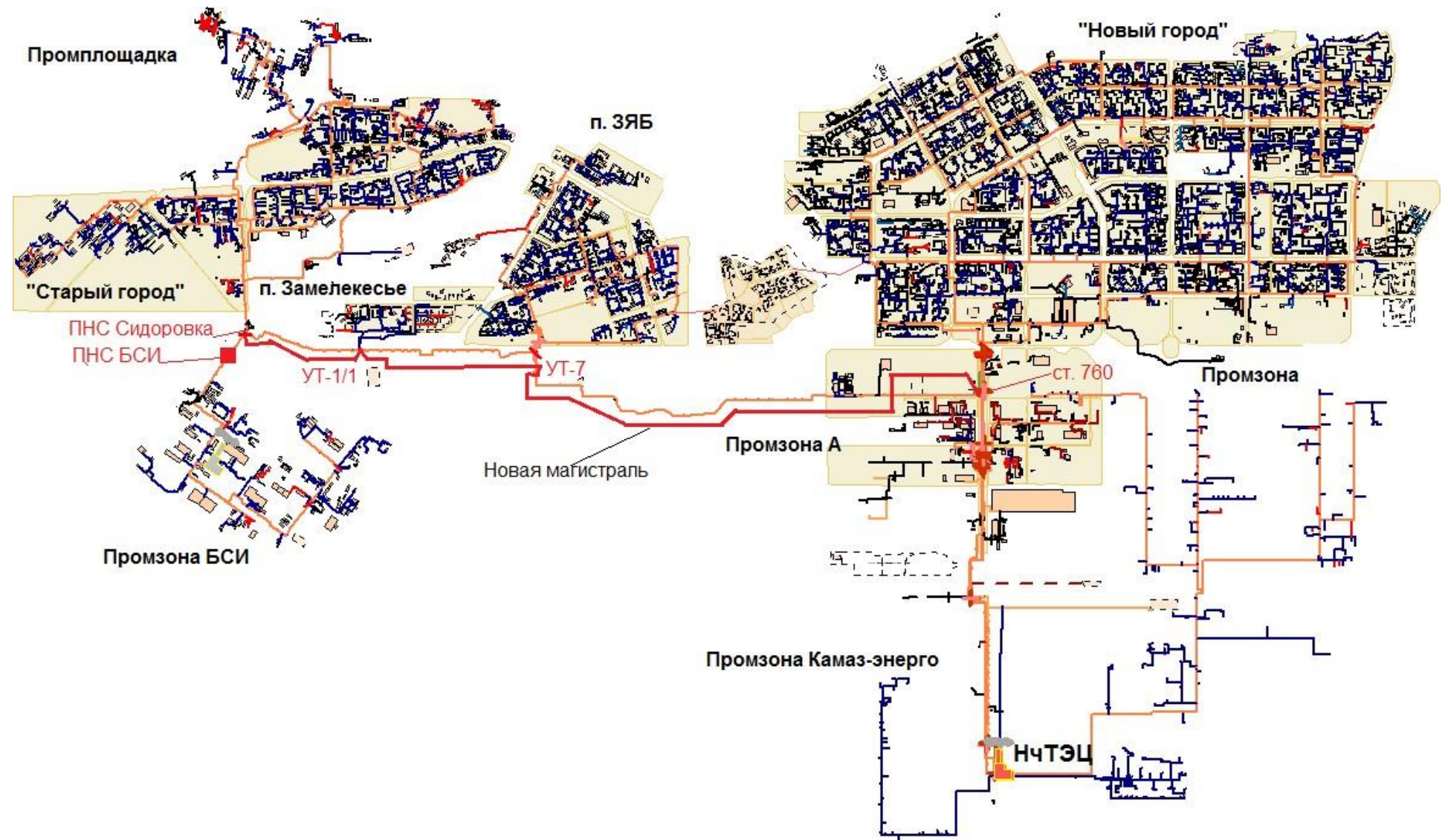


Таблица 2.5.

Показатель	Ед. изм	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Стоимость единицы тепловой энергии (мощности) в горячей воде, отпущенной от единственного источника в системе теплоснабжения	руб/ Гкал	900,48	936,50	973,96	1012,92	1053,44	1095,57	1139,40	1184,97	1232,37	1281,67	1332,93	1386,25	1441,70	1499,37	1559,34	1621,72
Удельная стоимость оказываемых услуг по передаче единицы тепловой энергии в горячей воде в системе теплоснабжения	руб/ Гкал	510,95	531,39	552,65	574,75	597,74	621,65	646,52	672,38	699,28	727,25	756,34	786,59	818,05	850,78	884,81	920,20

Показатель	Ед. изм	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения	руб/ Гкал	1411,43	1467,89	1526,61	1587,67	1651,18	1717,23	1785,92	1857,35	1931,65	2008,91	2089,27	2172,84	2259,75	2350,14	2444,15	2541,91
НВВ на производство и поставку тепловой энергии потребителям	тыс. руб.	4801816,98	5156241,57	5531337,22	5928190,54	6284089,27	6658974,78	7053796,60	7469549,80	7907277,18	8368071,47	8853077,67	9363495,44	9900581,71	10465653,29	11060089,67	11685335,91
Полезный отпуск тепловой энергии	тыс. Гкал	3402,08	3512,68	3623,29	3733,89	3805,82	3877,75	3949,68	4021,61	4093,54	4165,48	4237,41	4309,34	4381,27	4453,20	4525,13	4597,06
При подключении нового объекта заявителя к тепловой сети системы	руб/ Гкал	1486,58	1540,67	1597,16	1656,14	1648,97	1714,97	1783,61	1854,99	1929,24	2006,45	2086,75	2170,26	2257,12	2347,45	2441,39	2539,09



Показатель	Ед. изм	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
тепловая энергия в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения																	
Дополнительная необходимая валовая выручка источника тепловой энергии на отпуск тепловой энергии в виде горячей воды с коллекторов	тыс. руб.	2556 35,00	2556 35,00	2556 35,00	2556 35,00	40634 ,80	42260 ,19	43950 ,60	45708 ,62	4753 6,96	49438 ,44	51415 ,98	53472 ,62	55611 ,52	57835 ,99	60149 ,43	62555 ,40





Показатель	Ед. изм	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя, на i-й расчетный период регулирования																	
Дополнительная необходимая валовая выручка по передаче тепловой энергии в виде горячей воды в системе теплоснабжения, которая должна определяться дополнительными расходами на передачу	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	14710,21	15298,62	15910,56	16546,99	17208,87	17897,22	18613,11	19357,63	20131,94	20937,22	21774,71	22645,69





Показатель	Ед. изм	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Капитальные затраты в строительство тепловой сети, в том числе:	тыс. руб.	2556 35,00	2556 35,00	2556 35,00	2556 35,00												
за счет собственных средств	тыс. руб.	2556 35,00	2556 35,00	2556 35,00	2556 35,00												
за счет платы за подключение	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00												
Приток денежных средств от операционной деятельности, полученный исполнителем в период времени t, за счет продажи тепловой энергии заявител	тыс. руб.					8507, 71	8848, 02	9201, 94	9570, 02	9952, 82	10350 ,93	10764 ,97	11195 ,57	11643 ,39	12109 ,13	12593 ,49	13097 ,23

Показатель	Ед. изм	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
ю на цели теплоснабжения																	
Выручка, полученная исполнителем за счет продажи заявителю, подключенному к тепловой сети исполнителя через индивидуальный тепловой пункт, тепловой энергии, необходимой для теплоснабжения потребителя	тыс. руб./год					63852 ,7198 5	66406 ,8286 5	69063 ,1017 9	71825 ,6258 6	7469 8,650 9	77686 ,5969 3	80794 ,0608 1	84025 ,8232 4	87386 ,8561 7	90882 ,3304 2	94517 ,6236 4	98298 ,3285 8



Показатель	Ед. изм	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Затраты, понесенные исполнителем на выработку у тепловой энергии для теплоснабжения потребителя, и ее передачу по тепловым сетям исполнителем до объекта заявителя	тыс. руб./год					55345,01	57558,81	59861,16	62255,61	64745,83	67335,66	70029,09	72830,25	75743,46	78773,20	81924,13	85201,10
Затраты исполнителя, обеспечивающие компенсацию расходов на топливо, затраченного исполнителем для	тыс. руб./год					40634,80	42260,19	43950,60	45708,62	47536,96	49438,44	51415,98	53472,62	55611,52	57835,99	60149,43	62555,40

Показатель	Ед. изм	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
отпуска тепловой энергии, необходимой для теплоснабжения заявителя																	
Затраты на передачу дополнительного количества тепловой энергии от источника тепловой энергии в системе теплоснабжения заявителя до объекта исполнения по существу ющим и вновь построенным	тыс. руб./год					14710,21	15298,62	15910,56	16546,99	17208,87	17897,22	18613,11	19357,63	20131,94	20937,22	21774,71	22645,69



## 2.4. Расчет радиуса эффективного теплоснабжения для перспективных потребителей, выбравших вариант подключения через внесение мероприятий в схему теплоснабжения

В соответствии с нижеприведенной методикой произведем расчет радиуса эффективного теплоснабжения для потребителей ЖК «Озеро» и ООО «Евростиль».

Для определения радиуса эффективного теплоснабжения должно быть рассчитано максимальное расстояние от теплотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение (технологическое присоединение) теплотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения.

В системе теплоснабжения стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям, должна рассчитываться как сумма следующих составляющих:

- а) стоимости единицы тепловой энергии (мощности) в горячей воде;
- б) удельной стоимости оказываемых услуг по передаче единицы тепловой энергии в горячей воде.

Стоимость единицы тепловой энергии (мощности) в горячей воде, отпущенной от единственного источника в системе теплоснабжения, должна вычисляться по формуле:

$$T_i^{omэ} = \frac{HBB_i^{omэ}}{Q_i}, \text{руб./Гкал},$$

где:

$HBB_i^{omэ}$  - необходимая валовая выручка источника тепловой энергии на отпуск тепловой энергии в виде горячей воды с коллекторов источника тепловой энергии на  $i$ -й расчетный период регулирования, тыс. руб.;

$Q_i$  - объем отпуска тепловой энергии в виде горячей воды с коллекторов источника тепловой энергии в  $i$ -м расчетном периоде регулирования, тыс. Гкал;

Удельная стоимость оказываемых услуг по передаче единицы тепловой энергии в горячей воде в системе теплоснабжения должна рассчитываться по формуле:

$$T_i^{nep} = \frac{HBB_i^{nep}}{Q_i^c}, \text{руб./Гкал},$$

где:

$HBB_i^{nep}$  - необходимая валовая выручка по передаче тепловой энергии в виде горячей воды на  $i$ -й расчетный период регулирования, тыс. руб.;

$Q_i^c$  - объем отпуска тепловой энергии в виде горячей воды из тепловых сетей системы теплоснабжения на  $i$ -й расчетный период регулирования, тыс. Гкал.

Стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения, должна рассчитываться по формуле:

$$T_i^{kn} = T_i^{omэ} + T_i^{nep} = \frac{HBB_i^{omэ}}{Q_i} + \frac{HBB_i^{nep}}{Q_i^c}, \text{руб./Гкал};$$

При подключении нового объекта заявителя к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения, должна рассчитываться по формуле:

$$T_i^{kn,nn} = \frac{HBB_i^{omz} + \Delta HBB_i^{omz}}{Q_i + \Delta Q_i^{nn}} + \frac{HBB_i^{nep} + \Delta HBB_i^{nep}}{Q_i^c + \Delta Q_i^{cnn}}, \text{руб./Гкал};$$

$\Delta HBB_i^{omz}$  - дополнительная необходимая валовая выручка источника тепловой энергии на отпуск тепловой энергии в виде горячей воды с коллекторов источника тепловой энергии на  $i$ -й расчетный период регулирования, которая должна определяться дополнительными расходами на отпуск тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии для обеспечения теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя, тыс. руб.;

$\Delta Q_i^{nn}$  - объем отпуска тепловой энергии в виде горячей воды с коллекторов источника тепловой энергии для теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя, на  $i$ -й расчетный период регулирования, тыс. Гкал.

$\Delta HBB_i^{nep}$  - дополнительная необходимая валовая выручка по передаче тепловой энергии в виде горячей воды в системе теплоснабжения, которая должна определяться дополнительными расходами на передачу тепловой энергии по тепловым сетям исполнителя для обеспечения теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя на  $i$ -й расчетный период регулирования, тыс. руб.;

$\Delta Q_i^{cnn}$  - объем отпуска тепловой энергии в виде горячей воды из тепловых сетей системы теплоснабжения исполнителя для теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя, на  $i$ -й расчетный период регулирования, тыс. Гкал.

Если по результатам расчетов стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения исполнителя с учетом присоединения тепловой мощности заявителя к тепловым сетям системы теплоснабжения  $T_i^{kn,nn}$ , больше чем стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения до присоединения потребителя к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя  $T_i^{kn}$ , то присоединение объекта заявителя к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя должно считаться нецелесообразным. Если по результатам расчетов стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения исполнителя с учетом присоединения тепловой мощности заявителя к тепловым сетям системы теплоснабжения  $T_i^{kn,nn}$  меньше или равна стоимости тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения до присоединения потребителя к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя  $T_i^{kn}$ , то присоединение объекта заявителя к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя - целесообразно.

Если, при тепловой нагрузке заявителя  $Q_{сумм}^{м.ч} < 0,1$  Гкал/ч, дисконтированный срок окупаемости капитальных затрат в строительство тепловой сети, необходимой для

подключения объекта капитального строительства заявителя к существующим тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя, превышает полезный срок службы тепловой сети, определенный в соответствии с Общероссийским классификатором основных фондов (ОК 013-94), то подключение объекта является нецелесообразным и объект заявителя находится за пределами радиуса эффективного теплоснабжения.

Для определения капитальных затрат в строительство тепловой сети от точки присоединения к тепловой сети исполнителя до объекта заявителя должны быть выполнены следующие действия:

В электронной модели системы теплоснабжения исполнителя должна быть установлена адресная привязка объекта заявителя, выходящая за существующую зону действия системы теплоснабжения заявителя и увеличивающая радиус теплоснабжения.

На топооснове поселения, городского округа, города федерального значения должна быть осуществлена привязка объекта заявителя к точке подключения тепловой сети (формируется объект - тепловая камера для подключения и рассчитываются протяженность и диаметр теплопровода, соединяющего объект заявителя с тепловой камерой тепловой сети).

В электронной модели системы теплоснабжения должен быть сформирован путь теплоносителя от источника тепловой энергии до абонентского ввода в теплопотребляющую установку объекта заявителя.

В электронной модели системы теплоснабжения должен быть рассчитан пьезометрический график (график давлений и расходов) по пути движения теплоносителя.

Если в результате анализа пьезометрического графика, установлено, что условие технической возможности подключения объекта заявителя по причине отсутствия резерва пропускной способности тепловых сетей исполнителя не выполняется (то есть в точке подключения к внутридомовым системам отопления заявителя не может быть достигнуто расчетного расхода теплоносителя), то теплоснабжающей организацией должны быть предложены мероприятия капитального характера (реконструкция участков тепловой сети с увеличением диаметра, строительство насосной подстанции), позволяющие обеспечить эту пропускную способность.

Капитальные затраты в строительство тепловой сети  $K_{тс}$  (без НДС) должны рассчитываться по формуле:

$$K_{mc,t} = \left( \sum_{i=1}^{i=N} (l \times k_{Dy})_i + \sum_{j=1}^{j=M} (l \times k_{Dy})_j \right) \times ИЦП_t - \\ - ПЗП_t \times (1 - НДС_t), \text{ тыс. руб.,}$$

где:

$l_i$  - протяженность  $i$ -того участка проектируемой тепловой сети от объекта заявителя до точки подключения к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя с условным диаметром  $Dy_i$  (мм), необходимой для теплоснабжения объекта заявителя, км;

$l_j$  - протяженность  $j$ -того участка реконструируемой тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя с увеличением диаметра  $Dy_j$  (мм), необходимой для обеспечения пропускной способности тепловой сети исполнителя в точке подключения к ней объекта заявителя, км;

$k_{Dy,i}$ ,  $k_{Dy,j}$  - нормативы цены строительства тепловой сети с условным диаметром  $Dy_i$  ( $Dy_j$ ) (мм), определяемые на основании укрупненных нормативов цены строительства для объектов капитального строительства непроизводственного назначения (далее - НЦС), тыс. руб./км. В

случае отсутствия в НЦС необходимых сведений (например, при отсутствии удельных показателей для необходимого диаметра трубопровода) стоимость строительства принимается путем линейной интерполяции на основе данных, приведенных в соответствующих разделах НЦС либо по проектам-аналогам. При определении нормативной цены строительства учитываются также затраты на восстановление благоустройства и озеленения и дорожного покрытия;

$N$  - число участков проектируемой тепловой сети с различными условными диаметрами ( $D_{y_i}$ );

$M$  - число участков реконструируемой тепловой сети исполнителя с увеличением диаметра участков тепловой сети до  $D_{y_j}$  (мм) для обеспечения пропускной способности, выявленными в результате гидравлических расчетов;

$ИЦП_t$  - прогнозный индекс цен производителей промышленной продукции в  $t$ -м расчетном периоде;

$ПЗП_t$  - плата за подключение объекта заявителя с тепловой нагрузкой  $Q_{сумм}^{м.ч} < 0,1$  Гкал/ч к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя, устанавливается в соответствии с подпунктом 1 пункта 163 Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденных приказом Федеральной службы по тарифам от 13 июня 2013 г. N 760-э "Об утверждении Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, в размере 550 рублей (с НДС);

$НДС_t$  - ставка налога на добавленную стоимость в  $t$ -м расчетном периоде.

Прогнозный индекс цен производителей промышленной продукции в  $t$ -м расчетном периоде ( $ИЦП_t$ ) должен определяться по формуле:

$$ИЦП_t = (1 + ИЦП_{\delta+1}^п) \times (1 + ИЦП_{\delta+2}^п) \times K \times (1 + ИЦП_t^п),$$

где  $ИЦП_{\delta+1}^п, ИЦП_{\delta+2}^п, \dots, ИЦП_t^п$  - индексы цен производителей промышленной продукции (в среднем за год к предыдущему году) в (2017 + 1)-й, (2017 + 2)-й, ...  $t$ -й расчетные периоды, указанные на соответствующие годы в прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации, разработанном в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 14 ноября 2015 г. N 1234 "О порядке разработки, корректировки, осуществления мониторинга и контроля реализации прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на среднесрочный период и признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации" (Собрание законодательства Российской Федерации, 2015, N 47, ст. 6598; 2017, N 38, ст. 5627; 2018, N 19, ст. 2737; N 50, ст. 7755) (далее - прогноз социально-экономического развития Российской Федерации), на  $t$ -й расчетный период регулирования (базовый вариант).

Приток денежных средств от операционной деятельности, полученный исполнителем в период времени  $t$ , за счет продажи тепловой энергии заявителю на цели теплоснабжения, присоединенному к тепловой сети исполнителя должен определяться по формуле:

$$ПДС_t = V_t - Z_t, \text{ тыс. руб./год,}$$

где:

$V_t$  - выручка, полученная исполнителем за счет продажи тепловой энергии заявителю, подключенному к тепловой сети исполнителя, за период  $t$ , тыс. руб. в год,;

$Z_t$  - затраты, понесенные исполнителем на выработку тепловой энергии и ее передачу по тепловым сетям исполнителя до объекта заявителя, за период  $t$ , тыс. руб. в год.

Выручка, полученная исполнителем за счет продажи заявителю, подключенному к тепловой сети исполнителя через индивидуальный тепловой пункт, тепловой энергии, необходимой для теплоснабжения потребителя, должна рассчитываться по формуле:

$$B_t = Q_3^{\text{пл}} \times C_{\text{тэ},t} \times \text{ИСПГ}_t = Q_{\text{сумм}}^{\text{м.ч}} \times \text{ЧЧМ}_{\text{ср.}} \times C_{\text{тэ},t} \times \text{ИСПГ}_t \times 10^{-3}, \text{ тыс. руб./год},$$

где:

$Q_3^{\text{пл}}$  - прогнозируемое количество тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей исполнителя для теплоснабжения заявителя, тыс. Гкал/год;

$Q_{0,3}^{\text{мч}}$  - максимальная часовая тепловая нагрузка, указанная в условиях подключения, выданных исполнителем вместе с проектом договора о подключении (технологическом присоединении), в соответствии с пунктом 35 Правил подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения, включая правила недискриминационного доступа к услугам по подключению (технологическому присоединению) к системам теплоснабжения, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 5 июля 2018 г. N 787 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2018, N 29, ст. 4432), Гкал/ч;

$\text{ЧЧМ}_{\text{ср.}}$  - средневзвешенное по видам тепловой нагрузки число часов максимума тепловой нагрузки, час./год;

$C_{\text{тэ},t}$  - цена на тепловую энергию для теплоснабжения заявителя в  $t$ -м расчетном периоде.

$\text{ИСПГ}_t$  - индекс совокупного платежа граждан за коммунальные услуги, устанавливаемый в соответствии с Основами формирования индексов изменения размера платы граждан за коммунальные услуги в Российской Федерации, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 30 апреля 2014 г. N 400  $t$ -м расчетном периоде.

Затраты, понесенные исполнителем на выработку тепловой энергии для теплоснабжения потребителя, и ее передачу по тепловым сетям исполнителя до объекта заявителя, должны рассчитываться по формуле:

$$Z_t = (Z_{\text{т}} + Z_{\text{пер}})_t, \text{ тыс. руб./год},$$

где:

$Z_{\text{т},t}$  - затраты, обеспечивающие компенсацию расходов на топливо, затраченного исполнителем на отпуск тепловой энергии, необходимой для теплоснабжения объекта заявителя, в  $t$ -м расчетном периоде, тыс. руб./год;

$Z_{\text{пер},t}$  - затраты, обеспечивающие компенсацию расходов на передачу тепловой энергии по тепловым сетям исполнителя (с учетом затрат на покупку тепловой энергии для компенсации тепловых потерь), необходимой для теплоснабжения объекта заявителя в  $t$ -м расчетном периоде, тыс. руб./год.

Затраты исполнителя, обеспечивающие компенсацию расходов на топливо, затраченного исполнителем для отпуска тепловой энергии, необходимой для теплоснабжения заявителя, должны рассчитываться по формуле:



$$Z_{т,t} = Q_3^{пл} \times b_{ф,t} \times C_{т,t} \times (1 + I_t^п) \times 10^{-3}, \text{ тыс. руб./год,}$$

где:

$Q_3^{пл}$  - прогнозируемое количество тепловой энергии, отпущенное из тепловых сетей исполнителя для теплоснабжения объекта заявителя, тыс. Гкал/год;

$b_{ф,t}$  - удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии, фактически сложившийся в системе теплоснабжения исполнителя, в  $t$ -м расчетном периоде, кг/Гкал;

$C_{т,t}$  - цена топлива, фактически сложившаяся в системе теплоснабжения исполнителя, в  $t$ -м расчетном периоде в соответствии с требованиями к раскрытию информации, руб./т. условного топлива;

$I_t^п$  - прогнозный индекс роста цены на  $k$ -й вид топлива в  $t$ -м расчетном периоде, в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации (базовый вариант).

Затраты на передачу дополнительного количества тепловой энергии от источника тепловой энергии в системе теплоснабжения заявителя до объекта исполнителя по существующим и вновь построенным тепловым сетям должны определяться аналоговым методом, исходя из фактического уровня затрат в данной системе теплоснабжения в перерасчете на единицу материальной характеристики тепловой сети в соответствии с формулой:

$$Z_{пер,t} = \gamma_{ст} \times M_{нтс} = \gamma_{ст} \times \sum_{i=1}^{i=N} (l \times Dy)_i, \text{ тыс. руб./год,}$$

где,  $\gamma_{ст}$  - удельная стоимость передачи тепловой энергии, сложившаяся в системе теплоснабжения исполнителя, к тепловым сетям которой присоединяются объект заявителя, руб./м<sup>2</sup>;

$M_{нтс}$  - материальная характеристика вновь построенной тепловой сети для подключения объекта заявителя, м<sup>2</sup>;

$L_{нтс,i}$  - протяженность  $i$ -того участка вновь построенной тепловой сети с условным диаметром  $D_{у,нтс,i}$ , м;

$D_{у,нтс,i}$  - условный диаметр  $i$ -того участка вновь построенной тепловой сети, м.

Выполнен расчет радиуса эффективного теплоснабжения от НчТЭЦ для перспективных потребителей ЖК Озеро и ООО «Евроситль» (Табл. 2.6. – 2.7.)

Табл. 2.6. Расчет радиуса эффективного теплоснабжения от НчТЭЦ для перспективных потребителей ЖК Озеро

Показатель	Ед.изм	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Стоимость единицы тепловой энергии (мощности) в горячей воде, отпущенной от единственного источника в системе теплоснабжения	руб/Гкал	900,48	936,50	973,96	1012,92	1053,44	1095,57	1139,40	1184,97	1232,37	1281,67	1332,93	1386,25	1441,70	1499,37	1559,34	1621,72
Удельная стоимость оказываемых услуг по передаче единицы тепловой энергии в горячей воде в системе теплоснабжения	руб/Гкал	510,95	531,39	552,65	574,75	597,74	621,65	646,52	672,38	699,28	727,25	756,34	786,59	818,05	850,78	884,81	920,20
Стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения	руб/Гкал	1411,43	1467,89	1526,61	1587,67	1651,18	1717,23	1785,92	1857,35	1931,65	2008,91	2089,27	2172,84	2259,75	2350,14	2444,15	2541,91

Показатель	Ед.изм	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
НВВ на производство и поставку тепловой энергии потребителям	тыс. руб.	480181 6,98	503683 4,52	528297 0,56	554073 8,54	581067 5,21	609334 1,63	638932 4,28	669923 6,20	702371 8,16	736343 9,89	77191 01,41	809143 4,35	84812 03,37	888920 7,61	931628 2,26	976330 0,15
Полезный отпуск тепловой энергии	тыс. Гкал	3402,08	3431,34	3460,59	3489,85	3519,11	3548,36	3577,62	3606,88	3636,13	3665,39	3694,6 4	3723,90	3753,1 6	3782,41	3811,67	3840,92
При подключении нового объекта заявителя к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения	руб/Гкал	1411,43	1463,36	1521,94	1582,85	1646,21	1712,10	1780,62	1851,89	1926,01	2003,10	2083,2 7	2166,65	2253,3 6	2343,55	2437,34	2534,89
Дополнительная необходимая валовая выручка источника тепловой энергии на	тыс. руб.	88363,8 4	75988,6 4	79028,1 8	82189,3 1	85476,8 8	88895,9 6	92451,8 0	96149,8 7	99995,8 6	103995, 70	10815 5,53	112481, 75	11698 1,02	121660, 26	126526, 67	131587, 74





Показатель	Ед.изм	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Дополнительная необходимая валовая выручка по передаче тепловой энергии в виде горячей воды в системе теплоснабжения, которая должна определяться дополнительными расходами на передачу тепловой энергии по тепловым сетям исполнителя для обеспечения теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя на i-й	тыс.руб.	26450,64	27508,66	28609,01	29753,37	30943,50	32181,24	33468,49	34807,23	36199,52	37647,50	39153,40	40719,54	42348,32	44042,25	45803,94	47636,10



Показатель	Ед.изм	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
период регулирования																	
Капитальные затраты в строительстве тепловой сети, в том числе:	тыс. руб.	127697,886															
за счет собственных средств	тыс. руб.	15297,84															
за счет платы за подключение	тыс. руб.	112400,05															
Приток денежных средств от операционной деятельности, полученный исполнителям в период времени t, за счет продажи тепловой энергии заявителю на цели	тыс. руб.	15297,84	15909,75	16546,14	17207,99	17896,31	18612,16	19356,64	20130,91	20936,15	21773,59	22644,54	23550,32	24492,33	25472,02	26490,90	27550,54



Показатель	Ед.изм	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
теплоснабжения																	
Выручка, полученная исполнителем за счет продажи заявителю, подключенному к тепловой сети исполнителем через индивидуальный тепловой пункт, тепловой энергии, необходимой для теплоснабжения потребителя	тыс. руб./год	114814,4733	119407,0523	124183,3344	129150,6677	134316,6945	139689,3622	145276,9367	151088,0142	157131,5348	163416,7962	16995,3468	176751,6067	18382,1671	191174,5378	198821,5193	206774,3801
Затраты, понесенные исполнителем на выработку тепловой энергии для теплоснабжения потребителя, и ее передачу	тыс. руб./год	99516,64	103497,30	107637,19	111942,68	116420,39	121077,20	125920,29	130957,10	136195,39	141643,20	14730,893	153201,29	15932,934	165702,51	172330,61	179223,84

Показатель	Ед.изм	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
по тепловым сетям исполнителя до объекта заявителя																	
Затраты исполнителя, обеспечивающие компенсацию расходов на топливо, затраченного исполнителем для отпуска тепловой энергии, необходимой для теплоснабжения заявителя	тыс. руб./год	73066,00	75988,64	79028,18	82189,31	85476,88	88895,96	92451,80	96149,87	99995,86	103995,70	108155,53	112481,75	116981,02	121660,26	126526,67	131587,74
Затраты на передачу дополнительного количества тепловой энергии от источника тепловой энергии в системе теплоснабжения заявителя до объекта исполнителя	тыс. руб./год	26450,64	27508,66	28609,01	29753,37	30943,50	32181,24	33468,49	34807,23	36199,52	37647,50	39153,40	40719,54	42348,32	44042,25	45803,94	47636,10



Табл. 2.7. Расчет радиуса эффективного теплоснабжения от НчТЭЦ для перспективных потребителей ООО «Евростиль»

Показатель	Ед.изм	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Стоимость единицы тепловой энергии (мощности) в горячей воде, отпущенной от единственного источника в системе теплоснабжения	руб/Гкал	900,48	936,50	973,96	1012,92	1053,44	1095,57	1139,40	1184,97	1232,37	1281,67	1332,93	1386,25	1441,70	1499,37	1559,34	1621,72
Удельная стоимость оказываемых услуг по передаче единицы тепловой энергии в горячей воде в системе теплоснабжения	руб/Гкал	510,95	531,39	552,65	574,75	597,74	621,65	646,52	672,38	699,28	727,25	756,34	786,59	818,05	850,78	884,81	920,20
Стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения	руб/Гкал	1411,43	1467,89	1526,61	1587,67	1651,18	1717,23	1785,92	1857,35	1931,65	2008,91	2089,27	2172,84	2259,75	2350,14	2444,15	2541,91

Показатель	Ед.изм	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
НВВ на производство и поставку тепловой энергии потребителям	тыс. руб.	4801816,98	5083437,05	5379903,81	5691954,42	6020361,22	6365933,45	6729518,88	7112005,64	7514324,12	7937448,87	8382400,67	8850248,71	9342112,74	9859165,51	10402635,11	10973807,61
Полезный отпуск тепловой энергии	тыс. Гкал	3402,08	3463,09	3524,09	3585,09	3646,10	3707,10	3768,11	3829,11	3890,12	3951,12	4012,12	4073,13	4134,13	4195,14	4256,14	4317,14
При подключении нового объекта заявителя к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения	руб/Гкал	1411,43	1465,13	1523,78	1584,79	1648,23	1714,21	1782,82	1854,19	1928,41	2005,59	2085,87	2169,36	2256,18	2346,48	2440,40	2538,07
Дополнительная необходимая валовая выручка источника тепловой энергии на	тыс. руб.	53876,95	46331,58	48184,84	50112,23	52116,72	54201,39	56369,45	58624,22	60969,19	63407,96	65944,28	68582,05	71325,33	74178,34	77145,48	80231,30





Показатель	Ед.изм	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Дополнительная необходимая валовая выручка по передаче тепловой энергии в виде горячей воды в системе теплоснабжения, которая должна определяться дополнительными расходами на передачу тепловой энергии по тепловым сетям исполнителя для обеспечения теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя на i-й	тыс. руб.	16127,4 1	16772, 50	17443,4 0	18141,1 4	18866,7 8	19621,4 6	20406,3 1	21222,5 7	22071,4 7	22954,3 3	23872,5 0	24827,4 0	25820,5 0	26853,3 2	27927,4 5	29044,5 5





Показатель	Ед.изм	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
период регулирования																	
Капитальные затраты в строительстве тепловой сети, в том числе:	тыс. руб.	24344,258															
за счет собственных средств	тыс. руб.	9327,35															
за счет платы за подключение	тыс. руб.	15016,90															
Приток денежных средств от операционной деятельности, полученный исполнителем в период времени t, за счет продажи тепловой энергии заявителю на цели	тыс. руб.	9327,35	9700,45	10088,47	10492,00	10911,68	11348,15	11802,08	12274,16	12765,13	13275,73	13806,76	14359,03	14933,39	15530,73	16151,96	16798,04

Показатель	Ед.изм	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
теплоснабжения																	
Выручка, полученная исполнителем за счет продажи заявителю, подключенному к тепловой сети исполнителем через индивидуальный тепловой пункт, тепловой энергии, необходимой для теплоснабжения потребителя	тыс. руб./год	70004,35192	72804,526	75716,70704	78745,37532	81895,19033	85170,99794	88577,83786	92120,95138	95805,78943	99638,02101	103623,5418	107768,4835	112079,2229	116562,3918	121224,8874	126073,8829
Затраты, понесенные исполнителем на выработку тепловой энергии для теплоснабжения потребителя, и ее передачу	тыс. руб./год	60677,00	63104,08	65628,24	68253,37	70983,51	73822,85	76775,76	79846,79	83040,66	86362,29	89816,78	93409,45	97145,83	101031,66	105072,93	109275,85

Показатель	Ед.изм	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
по тепловым сетям исполнителя до объекта заявителя																	
Затраты исполнителя, обеспечивающие компенсацию расходов на топливо, затраченного исполнителям для отпуска тепловой энергии, необходимой для теплоснабжения заявителя	тыс. руб./год	44549,59	46331,58	48184,84	50112,23	52116,72	54201,39	56369,45	58624,22	60969,19	63407,96	65944,28	68582,05	71325,33	74178,34	77145,48	80231,30
Затраты на передачу дополнительного количества тепловой энергии от источника тепловой энергии в системе теплоснабжения заявителя до объекта исполнителя	тыс. руб./год	16127,41	16772,50	17443,40	18141,14	18866,78	19621,46	20406,31	21222,57	22071,47	22954,33	23872,50	24827,40	25820,50	26853,32	27927,45	29044,55

Показатель	Ед.изм	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
ля по существующим и вновь построенным тепловым сетям																	

Подключение объектов целесообразно при условии распределения капитальных вложений на технологическое присоединение за счет собственных средств организации и платы за подключение, в соответствии с приведенными расчетами радиуса эффективного теплоснабжения.