

Разработчик - ООО «ПЭСТ»

Адрес: 420097, Республика Татарстан, г.Казань, улица Зинина, 10, оф.401

Тел.: 8(843) 203-76-72, e-mail: oopest@mail.ru

ИНН: 1651057270, КПП: 165501001



«Схема теплоснабжения Осиновского сельского поселения»

(актуализация на 2021 год)

Том 4. Обосновывающие материалы

Глава 5 «Мастер-план развития систем теплоснабжения поселения»

Директор:

М.Ф. Сагунов

г.Казань, 2020

Том	Наименование	Примечание
1	Утверждаемая часть	
2	Глава 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения»	
3	Глава 2 «Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения»	
-	Глава 3 «Электронная модель системы теплоснабжения поселения»	Не разрабатывается в соответствии с п.2 ПП 154
3	Глава 4 «Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей»	
4	Глава 5 «Мастер-план развития систем теплоснабжения поселения»	
3	Глава 6 «Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах»	
3	Глава 7 «Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии»	
3	Глава 8 «Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей»	
-	Глава 9 «Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения»	Не разрабатывается. Данные системы отсутствуют
3	Глава 10 «Перспективные топливные балансы»	
3	Глава 11 «Оценка надежности теплоснабжения»	
3	Глава 12 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию»	
3	Глава 13 «Индикаторы развития систем теплоснабжения поселения»	
3	Глава 14 «Ценовые (тарифные) последствия»	
3	Глава 15 «Реестр единых теплоснабжающих организаций»	

ОГЛАВЛЕНИЕ

Состав проекта.....	2
Список таблиц.....	4
Список иллюстраций.....	5
Глава 5. Мастер-план.....	6
5.1 Введение.....	6
5.2 Базовые мероприятия.....	8
5.2 Вариант 1 Сохранение существующего Источника теплоснабжения.....	9
5.3 Вариант 2. Изменение источника теплоснабжения.....	17
5.4 Вариант 3 (Рекомендуемый). Совместная работа двух независимых источников на СЦТ Осиновского СП.....	23
5.5 Дополнительные мероприятия. Перевод потребителей СЦТ1 с.Осиново на АИТП.....	30
5.7 Техничко-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения поселения.....	39
5.7.1 Экономические показатели.....	39
5.7.2 Надежность теплоснабжения.....	42
5.7.3 Перспективное развитие.....	43
5.8 Обоснование выбора приоритетного варианта.....	44

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1. Перспективный баланс тепловой мощности ЭЦ «Майский». Вариант 1 (без ввода мощности).....	10
Таблица 2. График ввода необходимой тепловой мощности ЭЦМ	16
Таблица 3. Перспективный баланс тепловой мощности Казанской ТЭЦ-3. Вариант 2	18
Таблица 4. Перспективный баланс тепловой мощности Энергоцентра «Майский». Вариант 3	24
Таблица 5. Перспективный баланс тепловой мощности Казанской ТЭЦ-3. Вариант 3	25
Таблица 6. Распределение затрат по субъектам теплоснабжения, тыс. руб	39
Таблица 7. Расчет тарифных последствий	40
Таблица 8. Сравнение экономических показателей вариантов	41
Таблица 9. Сравнение показателей надежности вариантов	42

СПИСОК ИЛЛЮСТРАЦИЙ

Рисунок 1. Врезка в тепловод ТВ-16 «Майский»	8
Рисунок 2. Перспективная зона действия Энергоцентра «Майский» и Казанской ТЭЦ-3.....	9
Рисунок 3. Новые магистральные тепловоды от ЭЦМ до ЦТП «ОТК» СЦТ-1 (выделено зеленым).....	11
Рисунок 4. Новые магистральные тепловоды от ЦТП «ОТК» СЦТ-1.....	12
Рисунок 5. Новые магистральные тепловоды СЦТ-2.....	12
Рисунок 6. Перспективный гидравлический режим ЭЦМ - СЦТ-1 с учетом рекомендуемых мероприятий	13
Рисунок 7. Перспективный гидравлический режим ЭЦМ - СЦТ-2 с учетом рекомендуемых мероприятий	14
Рисунок 8. Перспективная зона действия Казанской ТЭЦ-3 в Осиновском СП.....	17
Рисунок 9. Перспективный гидравлический режим ТВ-16 «Майский» от Казанской ТЭЦ-3 от ЦТП «ОТК».....	20
Рисунок 10. Перспективный гидравлический режим от ЦТП «ОТК» до СЦТ2.....	21
Рисунок 11. Новый магистральный тепловод СЦТ-2 от ТК-4	22
Рисунок 12. Перспективная зона действия Казанской ТЭЦ-3 и Энергоцентра «Майский» в Осиновском СП.....	23
Рисунок 13. Расчетная схема СЦТ-2 и новый магистральный тепловод до ТК-4 (выделено зеленым).....	26
Рисунок 14. Перспективный гидравлический режим от ТК-5 ООО «РСК» через СЦТ2 до СЦТ1	28
Рисунок 15. Перспективный гидравлический режим т/с от Казанской ТЭЦ-3 до 2-й очереди строительства «Салават Купере» (УТ-6)	28
Рисунок 16. Перспективный гидравлический режим т/с от ТК1 до 1-й очереди строительства «Салават Купере»	29
Рисунок 17. Схема присоединения абонента через ИТП	33
Рисунок 18. Принципиальная схема индивидуального теплового пункта, подключенного по зависимой схеме.....	34
Рисунок 19. Принципиальная схема индивидуального теплового пункта, подключенного по независимой схеме.....	34
Рисунок 20. Капитальные затраты в строительство и реконструкцию системы теплоснабжения.....	39
Рисунок 21. Затраты, учитываемые в тарифе, тыс.руб	41
Рисунок 22. Прогнозные тарифы на период 2021 - 2035 гг.....	42

5.1 ВВЕДЕНИЕ

Действующая редакция «Схемы теплоснабжения Осиновского СП Зеленодольского района РТ до 2035 года» (актуализация на 2018 г.) не предполагала каких-либо перспективных вариантов развития системы теплоснабжения сельского поселения.

Согласно требованиям пунктов 28 и 59 Постановления Правительства РФ №154 от 22 февраля 2012 г. (редакция от 16 марта 2019 г.) «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» схема теплоснабжения должны включать в себя Главу 5 «Мастер-план развития систем теплоснабжения поселения», состоящую из 2-3 вариантов возможного перспективного развития с обоснованием выбора приоритетного варианта.

Так как ранее мастер-план не разрабатывался, то описать изменения согласно требованиям пункта 60 Постановления Правительства №154 не представляется возможным.

Настоящий мастер-план разработан для обоснования отбора и предоставления нескольких возможных вариантов реализации Схемы теплоснабжения.

Выбор рекомендуемого варианта выполняется на основе:

- технической реализуемости и целесообразности решений по вариантам;
- анализа тарифных (ценовых) последствий;
- анализа достижения ключевых показателей развития системы теплоснабжения;
- необходимости обеспечения надежного и качественного теплоснабжения;
- соблюдения положительного баланса тепловой мощности источников тепловой энергии.

Выбор итогового варианта развития системы теплоснабжения Осиновского СП должен осуществляться на основании анализа комплекса показателей, в целом характеризующих качество, надежность и экономичность теплоснабжения.

Сравнение вариантов производится по следующим направлениям:

1. Эффективность системы обеспечения тепловой энергией конечного потребителя.
2. Принцип минимизации затрат на теплоснабжение для потребителя (минимум тарифных последствий).
3. Приоритетность комбинированной выработки электрической и тепловой энергии (п.8, ст.23 ФЗ от 27.07.2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении» и п.6 Постановления Правительства РФ от 22.02.2012г. № 154 «Требования к порядку разработки и утверждения схем теплоснабжения»).
4. Обеспечение необходимого гидравлического режима работы тепловой сети.
5. Обеспечение необходимого уровня надежности системы теплоснабжения.

Нижеследующие варианты разработаны исходя из:

- текущего состояния системы теплоснабжения сельского поселения;
- перспективных планов развития сельского поселения;
- возможностей существующих и перспективных источников теплоснабжения;
- возможностей существующих и перспективных систем и сетей теплоснабжения;
- соблюдения требований энергетической эффективности, надежности и критерию минимизации тарифных последствий для конечных потребителей.

Каждый вариант должен обеспечивать покрытие всего перспективного спроса на тепловую мощность, возникающего в Осиновском сельском поселении, и критерием этого обеспечения является выполнение балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и спроса на тепловую мощность при расчетных условиях, заданных нормативами проектирования систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения объектов теплоснабжения.

Все варианты развития системы теплоснабжения Осиновского СП сформированы на основе территориально-распределенного прогноза изменения тепловой нагрузки, приведенного в Главе 2 «Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения» обосновывающих материалов.

Основным источником теплоснабжения населения и объектов бюджетной сферы в Осиновском сельском поселении (с.Осиново и кв. «Радужный») в настоящее время является источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии Энергоцентр «Майский», построенный в 2011 году для теплоснабжения тепличного комбината «Майский».

Установленная тепловая мощность ЭЦ «Майский» составляет 41,5 Гкал/ч (в том числе в комбинированном цикле - 16,7 Гкал/ч, на водогрейных котлах 24,7Гкал/ч), электрическая – 22,32 МВт). Отпуск тепловой энергии потребителям осуществляется по магистральному тепловоду Ду 500 по температурному графику 95/70 град.С.

Покрытие тепловых нагрузок предприятия ООО «Тепличный комбинат «Майский» осуществляется за счет собственного источника комбинированной выработки тепловой и электрической энергии установленной тепловой мощностью 18,3 Гкал/ч, а также от источника комбинированной выработки тепловой и электрической энергии филиала АО «ТГК-16» - «Казанская ТЭЦ-3» установленной тепловой мощностью 2390 Гкал/ч. Отпуск тепловой энергии от Казанской ТЭЦ-3 на тепличный комбинат осуществляется по магистральному тепловоду №16(2) Ду 800 по температурному графику 134,4/65,2 град. С.

На территории с.Осиново ведется точечная застройка отдельных блок-секций многоквартирных домов.

Согласно действующего Генерального плана Осиновского СП (актуализация на 2018 год) к 2035 году общий объем жилого фонда Осиновского СП при условии реализации всех предлагаемых мероприятий по развитию жилых территорий должен увеличиться до 924,0 тыс.м². Прирост жилого фонда за прогнозируемый период должен составить 635,6 тыс. м² общей площади жилья или 37,4 тыс. м² в год.

Предусматривается строительство многоэтажных жилых комплексов «Радужный-2», «Удачный», «Западное Осиново». Внутриквартальные трубопроводы зоны застройки

вышеуказанных жилых комплексов предполагаются выполнить подземным способом бесканально, в двухтрубном исполнении, с присоединением абонентов по независимой схеме.

Регулирование тепловой нагрузки на цели отопления, вентиляции и ГВС потребителей предполагается осуществлять индивидуально, посредством установки в подвале каждого конечного потребителя ИТП.

Перспективный рост строительных площадей ведет к существенному росту перспективных тепловых нагрузок.

Магистральный тепловод от ЦТП с.Осиново до СЦТ2 квартала «Радужный», при приведении тепловых нагрузок потребителей к расчетным (договорным) значениям, имеет недостаточную пропускную способность и завышенные в несколько раз от нормальных удельные линейные потери, что ведет к перерасходу электроэнергии на перекачку теплоносителя, и, соответственно, неоправданным затратам в тарифе.

Согласно данным опросных листов, предоставленных собственником ЭЦ «Майский», перспективное увеличение установленной тепловой мощности источника не планируется.

5.2 БАЗОВЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ

При любом варианте перспективного развития системы теплоснабжения Осиновского сельского поселения в перспективе требуется выполнение ряда необходимых мероприятий:

- 1) Сооружение резервной перемычки длиной Ду 400 длиной ~300 п.м. между тепловодом №16 «Майский» и тепловым пунктом ЭЦ «Майский» (в соответствии с Концессионным соглашением ООО «ОТК» обязательное мероприятие).
- 2) Реконструкция сетей ООО «ПЭСТ» с приведением в нормативное техническое состояние.

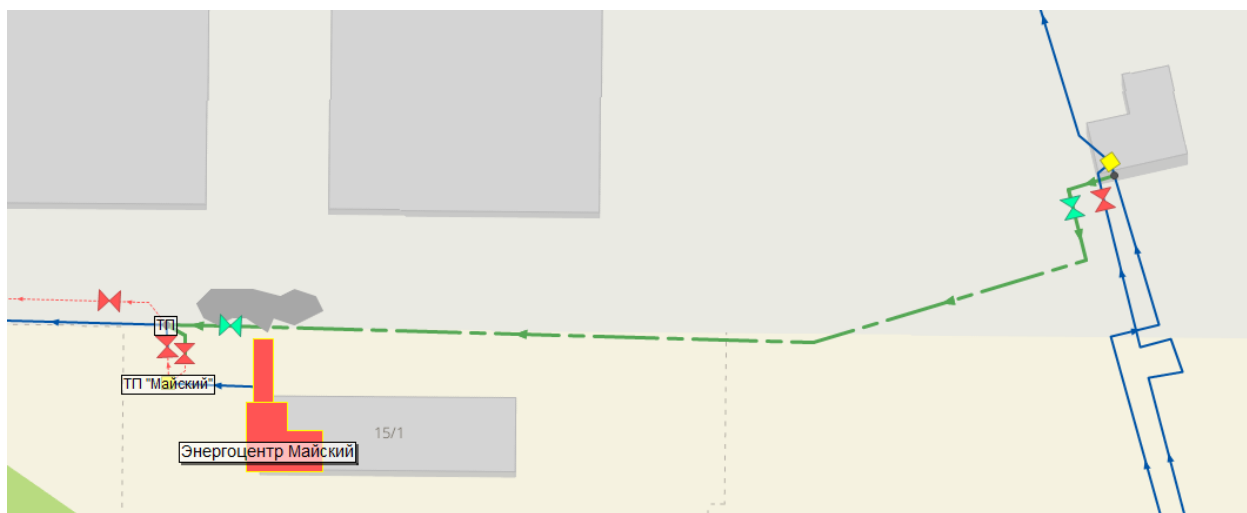


Рисунок 1. Врезка в тепловод ТВ-16 «Майский»

5.2 ВАРИАНТ 1 СОХРАНЕНИЕ СУЩЕСТВУЮЩЕГО ИСТОЧНИКА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

В варианте рассматривается сохранение основных технических решений действующей схемы теплоснабжения Осиновского СП, предусматривающей единственный источник тепловой энергии для покрытия потребностей с.Осиново – Энергоцентр «Майский».



Рисунок 2. Перспективная зона действия Энергоцентра «Майский» и Казанской ТЭЦ-3

Таблица 1. Перспективный баланс тепловой мощности ЭЦ «Майский». Вариант 1 (без ввода мощности)

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	База	1 Этап	2 Этап	3 Этап	Расчетный срок
			2019г.	2020г.	2021-2025	2026-2030	2031-2035
1	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	41,5	41,5	41,5	41,5	41,5
2	Собственные нужды ¹	Гкал/ч	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15
3	Мощность нетто	Гкал/ч	37,35	37,35	37,35	37,35	37,35
4	Суммарная расчетная присоединенная тепловая нагрузка потребителей, в том числе:	Гкал/ч	27,4	34,3	51,2	58,2	66,4
	СЦТ1 (с.Осиново)	Гкал/ч	11,273	12,448	15,948	18,746	23,473
	СЦТ2 (с учетом перспективы)	Гкал/ч	16,148	21,845	35,276	39,488	42,914
5	Потери в теплосети	Гкал/ч	5,76	7,20	7,68	8,40	7,30
	то же в %%		21%	21%	15%	14%	11%
6	Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности	Гкал/ч	4,17	-4,14	-21,56	-29,28	-36,34
7	Доля резерва	%	11%	-11%	-58%	-78%	-97%

Анализ показывает, что расчетные присоединенные тепловые нагрузки потребителей Осиновского СП ежегодно увеличиваются в связи с вводом новых жилых домов и объектов социального назначения.

По состоянию на 2019 год располагаемая тепловая мощность Энергоцентра «Майский» в горячей воде обеспечивает потребности абонентов систем централизованного теплоснабжения СЦТ1 и СЦТ2 Осиновского СП в тепловой энергии на отопление, вентиляцию и ГВС. Резерв располагаемой тепловой мощности составляет 11%.

При этом, уже к 2020 году будет наблюдаться дефицит тепловой мощности источника комбинированной выработки ЭЦ «Майский», который составит более 12%.

К концу расчетного срока реализации генерального плана Осиновского СП дефицит тепловой мощности по Варианту 1 увеличится до 97%.

Дефицит тепловой мощности ЭЦ «Майский» в перспективе возможно покрыть за счет строительства на источнике дополнительных тепловых мощностей, при этом, как действующей схемой теплоснабжения, так и Инвестиционной программой энергоцентра увеличение установленной тепловой мощности не предусматривается.

¹ в соответствии с представленными исходными данными

Расчетные перспективные гидравлические потери в трубопроводах тепловых сетей СЦТ1 Осиновского СП не превышают располагаемый напор на источнике, что свидетельствует о достаточной пропускной способности существующих трубопроводов.

Существующие гидравлические потери в магистральной сети от ЦТП «ОТК» до квартала «Радужный-1» ограничивают, как возможность обеспечения существующих тепловых нагрузок в полном объеме, так и подключение перспективных потребителей - наблюдается опрокидывание циркуляции.

Рост расчетных присоединенных тепловых нагрузок скажется на гидравлическом режиме существующих тепловых сетей Осиновского СП, что потребует реализации существенного ряда мероприятий по реконструкции системы теплоснабжения²:

- 1) Увеличение производительности насосного оборудования на Энергоцентре «Майский» до 2500 - 2700 м³/ч.
- 2) Увеличение производительности насосного оборудования на ЦТП «ОТК» на ответвлении на СЦТ1 до 1000 м³/ч, на ответвлении на кв. «Радужный» до 1600 м³/ч.
- 3) Строительство дополнительного тепловода от ЭЦМ до ЦТП «ОТК» Ду 400 протяженностью 1700 п.м.
- 4) Строительство дополнительного тепловода от ЦТП «ОТК» до кв. «Радужный-1» (ТК-4) Ду 500 протяженностью 1600 п.м.
- 5) Строительство тепловода от кв. «Радужный-1» (ТК-4) до кв. «Радужный-2» и «Удачный» Ду 400 протяженностью 320 п.м.

Перечень и объем необходимых мероприятий с учетом перспективной расчетной нагрузки потребителей СЦТ1 и СЦТ2 подтверждается расчетом принципиальной электронной модели магистральных тепловых сетей.

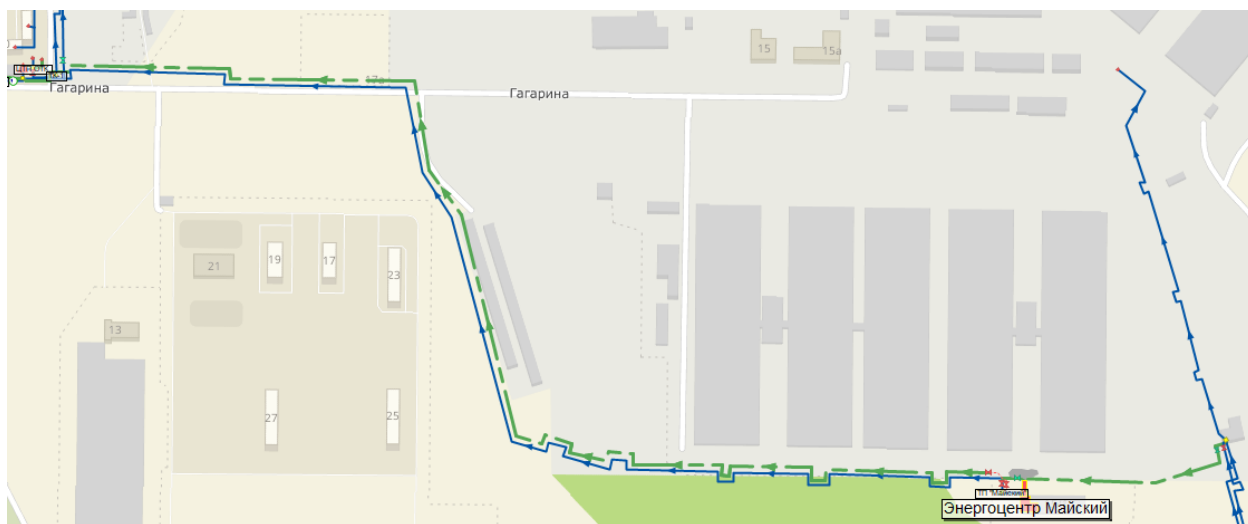


Рисунок 3. Новые магистральные тепловоды от ЭЦМ до ЦТП «ОТК» СЦТ-1 (выделено зеленым)

² без учета строительства магистральных и распределительных тепловых сетей объектов нового строительства

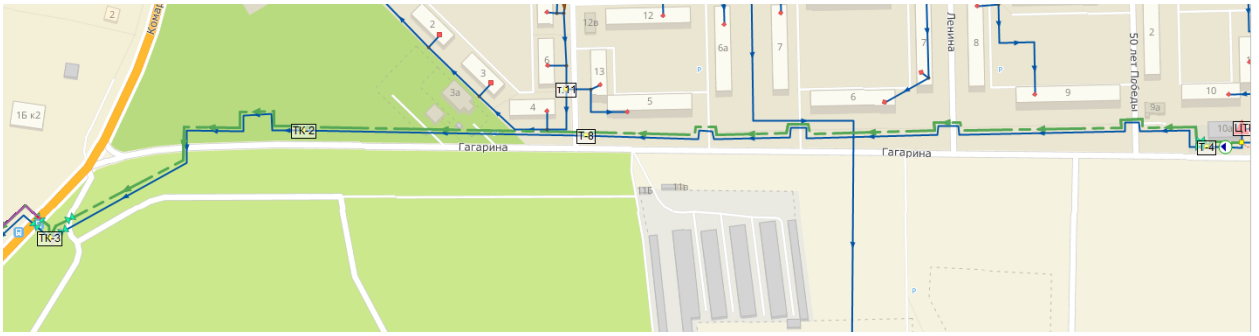


Рисунок 4. Новые магистральные тепловоды от ЦТП «ОТК» СЦТ-1

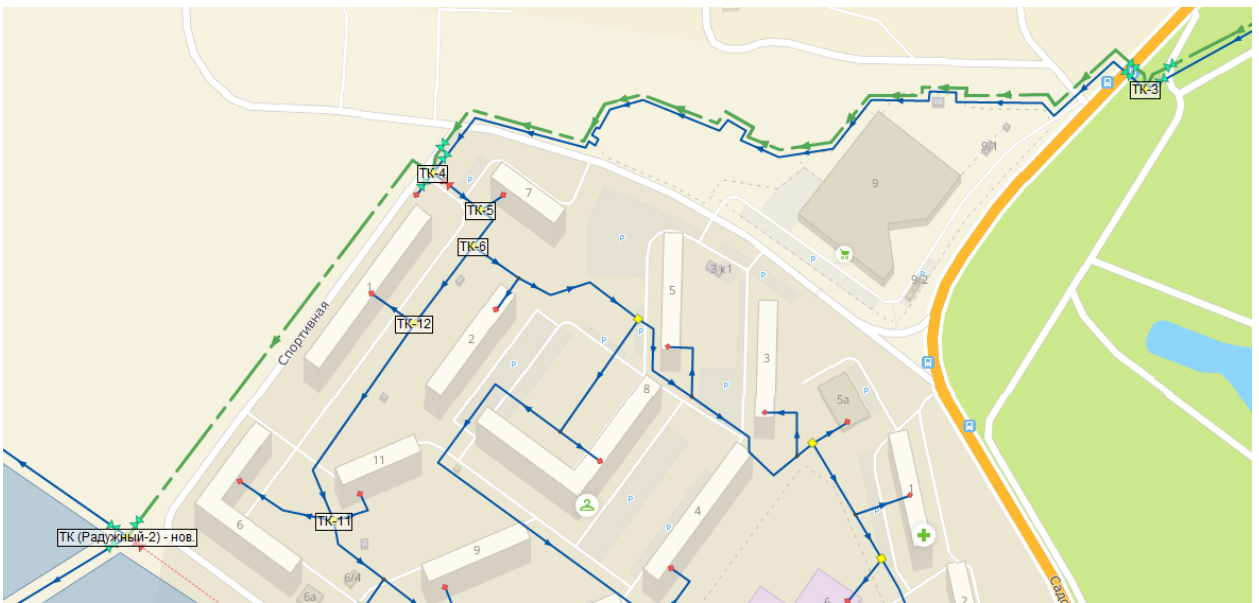
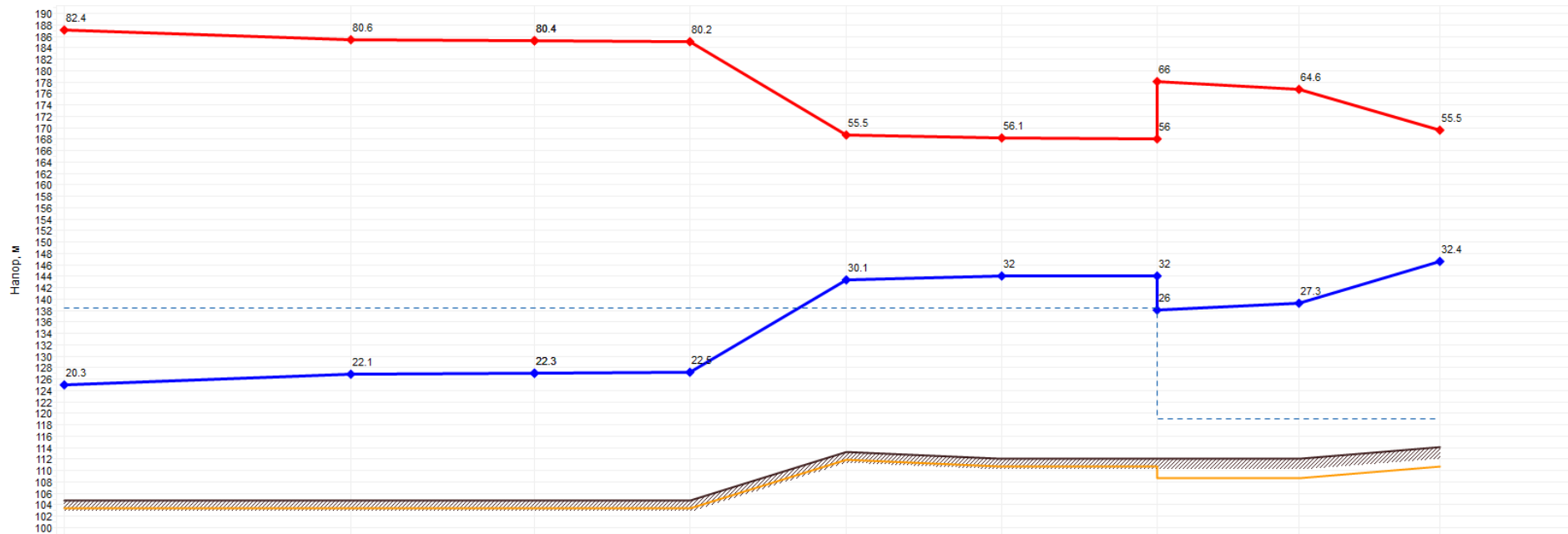
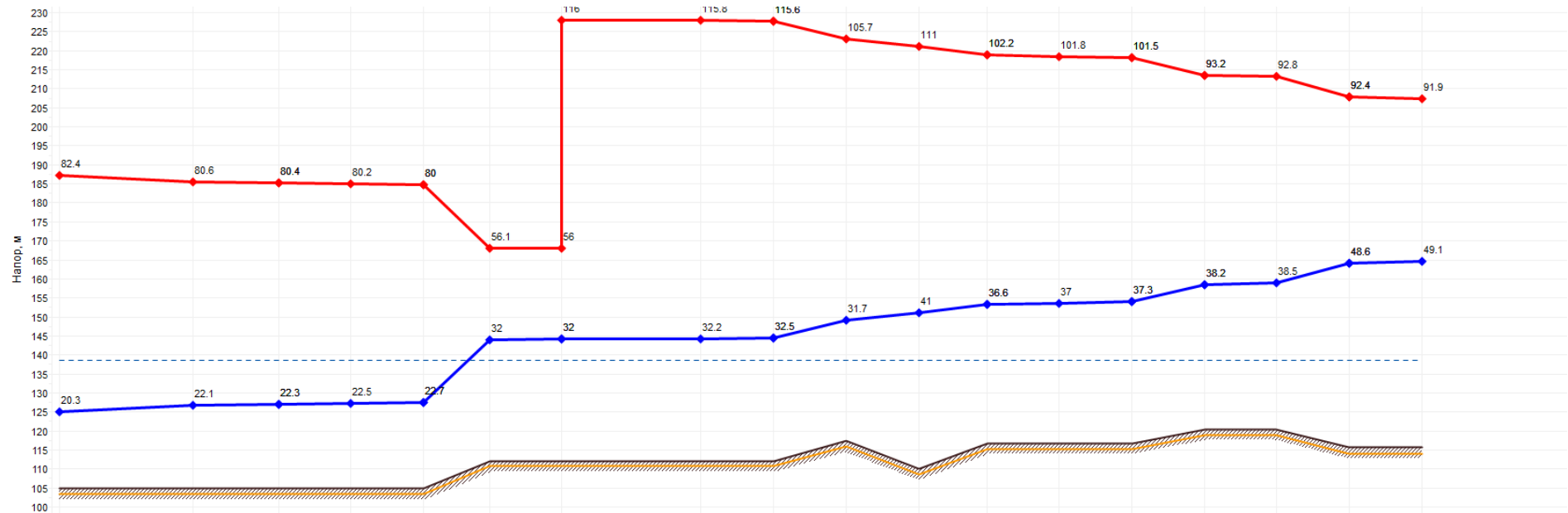


Рисунок 5. Новые магистральные тепловоды СЦТ-2.



Наименование узла	Энергоцентр Майский	ТП "Майский"					ЦТП ОТК	ЦТП ОТК	СЦТ1 (персп)
Геодезическая высота, м	104.7	104.7	104.7	104.7	113.2	112	112	112	114
Полный напор в обр.	125	126.8	127	127.2	143.3	144	144	139.3	146.4
Располагаемый напор, м	62.1	58.585	58.139	57.741	25.371	24.093	23.96	37.354	23.015
Длина участка, м	46.9	10.4	6.5	1594.7	48.5	10.2	11.7	500	
Диаметр участка, м	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.3	0.3	
Потери напора в под. тр-ле, м	1.762	0.224	0.199	16.222	0.64	0.067	1.281	7.172	
Скорость воды в под. тр-ле, м/с	3.531	1.786	1.786	2.263	2.104	0.982	3.714	1.967	
Удельные линейные потери в под. тр-ле, мм/м	24.333	6.247	6.247	10.013	8.658	1.901	50.964	14.344	
Удельные линейные потери в обр. тр-ле, мм/м	24.223	6.219	6.219	9.968	8.635	1.898	50.906	14.334	
Расход в под. тр-де, т/ч	2433.66	1230.89	1230.89	1559.5	1449.87	676.95	921.46	488.09	

Рисунок 6. Перспективный гидравлический режим ЭЦМ - СЦТ-1 с учетом рекомендуемых мероприятий



Наименование узла	Энергоцентр Майский	ТП "Майский"				ЦТП ОТК на Радужный	Т-4		Т-8	ТК-2		ТК-3		ТК-4	ТК (Радужный-2) - нов.			
Геодезическая высота, м	104.7	104.7	104.7	104.7	104.7	112	112	112	117.3	110	116.6	116.6	116.6	120.3	120.3	115.5	115.5	
Полный напор в обр.	125	126.8	127	127.2	127.4	144	144	144.2	144.5	149	151	153.2	153.6	153.9	158.5	158.8	164.1	164.6
Располагаемый напор, м	62.1	58.585	58.139	57.741	57.352	24.093	83.969	83.656	83.113	73.97	69.955	65.642	64.852	64.142	55.02	54.287	43.769	42.792
Длина участка, м	46.9	10.4	6.5	19.2	1640.5	13.7	14	7.7	532	218.1	239.8	23.1	18	532.3	19.4	303.4	10.7	
Диаметр участка, м	0.5	0.5	0.5	0.4	0.4	0.5	0.25	0.5	0.5	0.25	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	0.4	
Потери напора в под. т/ле, м	1.762	0.224	0.199	0.195	16.666	0.062	0.157	0.272	4.577	2.009	2.158	0.395	0.355	4.564	0.366	5.26	0.489	
Скорость воды в под. т/ле, м/с	3.531	1.786	1.786	1.982	1.982	1.519	1.167	2.049	2.049	1.372	2.039	2.039	2.045	2.045	2.045	2.512	2.512	
Удельные линейные потери в под. т/ле, мм/м	24.333	6.247	6.247	10.159	10.159	4.526	6.367	8.213	8.213	8.785	8.139	8.137	8.184	8.184	8.181	16.305	16.302	
Удельные линейные потери в обр. т/ле, мм/м	24.223	6.219	6.219	10.114	10.114	4.513	6.349	8.19	8.191	8.768	8.126	8.127	8.174	8.174	8.177	16.295	16.298	
Расход в под. тр-де, т/ч	2433.66	1230.89	1230.89	874.12	874.11	1046.99	201.05	1411.96	1411.96	236.36	1405.56	1405.44	1409.46	1409.45	1409.2	1108.17	1108.08	

Рисунок 7. Перспективный гидравлический режим ЭЦМ - СЦТ-2 с учетом рекомендуемых мероприятий

Основным недостатком существующего положения, помимо недостаточной установленной тепловой мощности, является то, что ЭЦ «Майский» является единственным источником тепловой энергии для систем централизованного теплоснабжения СЦТ1 и СЦТ2 Осиновского СП. Ситуация усугубляется тем, что на источнике отсутствует хозяйство резервного топлива.

В случае перебоев с поставкой природного газа у ЭЦ «Майский» не будет возможности выдавать тепловую мощность в тепловую сеть поселения. Имеющаяся схема поставки и подачи дизельного топлива грузовым автотранспортом не обеспечит требуемой надежности и оперативности. Филиал АО «ТГК-16» - «Казанская ТЭЦ-3» не сможет обеспечить «горячий резерв» по выдаче тепловой мощности ввиду иного (повышенного) температурного графика.

Схемой теплоснабжения Осиновского сельского поселения Зеленодольского муниципального района Республики Татарстан до 2035 года (актуализация на 2018 год) данные недостатки существующего положения не были рассмотрены.

Утвержденной схемой теплоснабжения было обозначено, что начиная со 2-го этапа (2021-2025 гг.) располагаемой тепловой мощности ЭЦ «Майский» будет недостаточно для обеспечения тепловой энергией в полном объеме всех существующих и перспективных потребителей, которые предлагается присоединять к системам централизованного теплоснабжения СЦТ1 и СЦТ2. При этом вариантов, как решить прогнозный дефицит тепловой мощности действующей схемой теплоснабжения не предложено. Аналогичный дефицит начиная с 2020 года подтверждается настоящей актуализацией.

Базовым вариантом развития схемы теплоснабжения Осиновского СП рассматривалась возможность закольцовки тепловых сетей Осиновского СП от ООО «ТК «Майский» с проектируемыми тепловыми сетями от источника комбинированной выработки тепловой и электрической энергии Энергоцентр «Майский» для обеспечения возможности поставки тепловой энергии абонентам Осиновского СП одновременно от двух источников.

Следует отметить, что данный вариант не может быть реализован ввиду того, что собственный источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии установленной тепловой мощностью 18,3 Гкал/ч не может в полной мере покрыть все тепловые нагрузки ООО «ТК «Майский» и предприятию приходится покупать тепловую энергию у филиала АО «ТГК-16» - «Казанская-ТЭЦ-3». Договорная тепловая нагрузка ООО «ТК «Майский» составляет 50,0 Гкал/ч.

Кроме того, при оптимистическом сценарии темпов ввода новых строительных площадей и присоединения к системе теплоснабжения Осиновского СП новых тепловых нагрузок на 3 этапе реализации схемы теплоснабжения предусматривалось расширение генерирующих мощностей теплоснабжающей организации АО «КапиталЭнерго» со строительством нового энергоцентра «Новая Тура» с монтажом на теплоисточнике двух газо-поршневых установок Deutz TCG 2032V16 суммарной производительностью по теплу

6,56 Гкал/ч, а также с закольцовкой тепловых сетей Осиновского СП и ЭЦ «Новая Тура» в единую систему теплоснабжения.

Следует отметить, что строительство ЭЦ «Новая Тура» принципиально не решает проблему дефицита тепловой мощности СЦТ2, ввиду недостаточной установленной тепловой мощности данного энергоцентра и необоснованно высоких затрат в сооружение тепловых сетей между с.Осиново и Новой турой.

Таблица 2. График ввода необходимой тепловой мощности ЭЦМ

Показатель	Ед.изм	2019	2020	к 2025	к 2030	к 2035
Нагрузка на коллекторах источника	Гкал/ч	32,63	40,76	59,85	66,63	74,35
Установленная мощность	Гкал/ч	41,5	41,5	65,5	71,5	81,5
Ввод тепловой мощности источника с нарастающим итогом)	Гкал/ч			24	30	40
Собственные нужды источника	%%	10%	10%	5%	5%	5%
Располагаемая мощность источника	Гкал/ч	37,4	37,4	62,2	67,9	77,4
Резерв/дефицит тепловой мощности	Гкал/ч	4,17	-4,14	3,32	1,29	3,74
Доля резерва	%	11%	-11%	5%	2%	5%

В целях унификации и удобства обслуживания основного технологического оборудования увеличение тепловой мощности желательно предусмотреть однотипными газо-поршневыми агрегатами либо водогрейными котлами.

При этом в определенные временные периоды будет наблюдаться несущественный дефицит тепловой мощности. Необходимый график ввода мощности необходимо уточнить при последующих актуализациях схемы теплоснабжения с учетом фактически реализуемого строительства.

Вариант 1.1. Для обеспечения выработки тепловой энергии в комбинированном цикле - расширение на базе ГПА с утилизацией тепловой энергии. При этом установленная электрическая мощность увеличится на 11-20 МВт, тепловая - на 40 Гкал/ч.

Вариант 1.2 Для обеспечения выработки тепловой энергии на водогрейных котлах - расширение 2-4 котлами на 40 Гкал/ч.

Вариант комбинированный (далее не рассматривается - требует отдельной предпроектной проработки). До половины установленной мощности сооружается на базе ГПА, вторая половина - на базе водогрейных котлов. Вариант позволит снизить величину капитальных затрат по сравнению с вариантом 1.1, и увеличить выработку тепловой энергии в комбинированном цикле по сравнению с вариантом 1.2.

Дополнительно на Энергоцентре потребуется выполнить:

- расширение главного корпуса либо строительство нового для размещения основного оборудования;
- сооружение новой дымовой трубы;
- реконструкцию с расширением газового хозяйства;

- реконструкцию тепловой схемы источника с увеличением производительности;
- реконструкция с расширением системы водоподготовки.

5.3 ВАРИАНТ 2. ИЗМЕНЕНИЕ ИСТОЧНИКА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

В данном варианте рассматривается перевод существующих и перспективных тепловых нагрузок СЦТ1 (с.Осиново) и СЦТ2 (кв. «Радужный-1», кв. «Радужный-2», мкр. «Удачный») с источника комбинированной выработки Энергоцентр «Майский» на источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии филиал АО «ТГК-16» - «Казанская ТЭЦ-3» через тепловод №16(2) Ду800 «Майский».



Рисунок 8. Перспективная зона действия Казанской ТЭЦ-3 в Осиновском СП

Перевод существующих и перспективных тепловых нагрузок на Казанскую ТЭЦ-3 обусловлен рядом причин:

- 1) Существенная степень износа основного оборудования ЭЦ «Майский» вызвана режимом работы газо-поршневых установок – около 7500-8000 часов в году. Проведение капитального ремонта ГПУ существенно повлияет на увеличение тарифа на вырабатываемую тепловую энергию.
- 2) Недостаточная установленная тепловая мощность ЭЦ «Майский», которая к 2021 году не позволит обеспечить качественным теплоснабжением перспективные расчетные тепловые нагрузки потребителей (см. Вариант 1). Увеличение установленной тепловой мощности когенерационными установками ЭЦ «Майский» за счет строительства дополнительных источников тепловой энергии приведет к росту тарифов на тепловую энергию.
- 3) Наличие значительного резерва когенерационной тепловой мощности на Казанской ТЭЦ-3. Отсутствует необходимость строительства дополнительных тепловых мощностей, и, как следствие, не будет влияния на тариф в части его повышения.
- 4) Отсутствие на ЭЦ «Майский» хозяйства резервного топлива. В случае перебоев с поставкой природного газа у ЭЦ «Майский» не будет возможности выдавать

тепловую мощность в сеть. Имеющаяся схема поставки и подачи дизельного топлива грузовым автотранспортом не обеспечит требуемой надежности и оперативности.

- 5) Отсутствие резерва по водоподготовке на ЭЦ «Майский» с учетом перспективных тепловых нагрузок.
- 6) По сравнению с температурным графиком ЭЦ «Майский» 95/70 град.С повышенный температурный график Казанской ТЭЦ-3 134,4/65,2 град.С обеспечит оптимальный гидравлический режим тепловых сетей Осиновского СП без перекладки существующих трубопроводов и увеличения их диаметров за счет уменьшения расходов теплоносителя. Изменение температурного графика на самом энергоцентре обусловлено составом имеющегося оборудования и тепловой схемой источника и невозможно без существенных капитальных затрат.

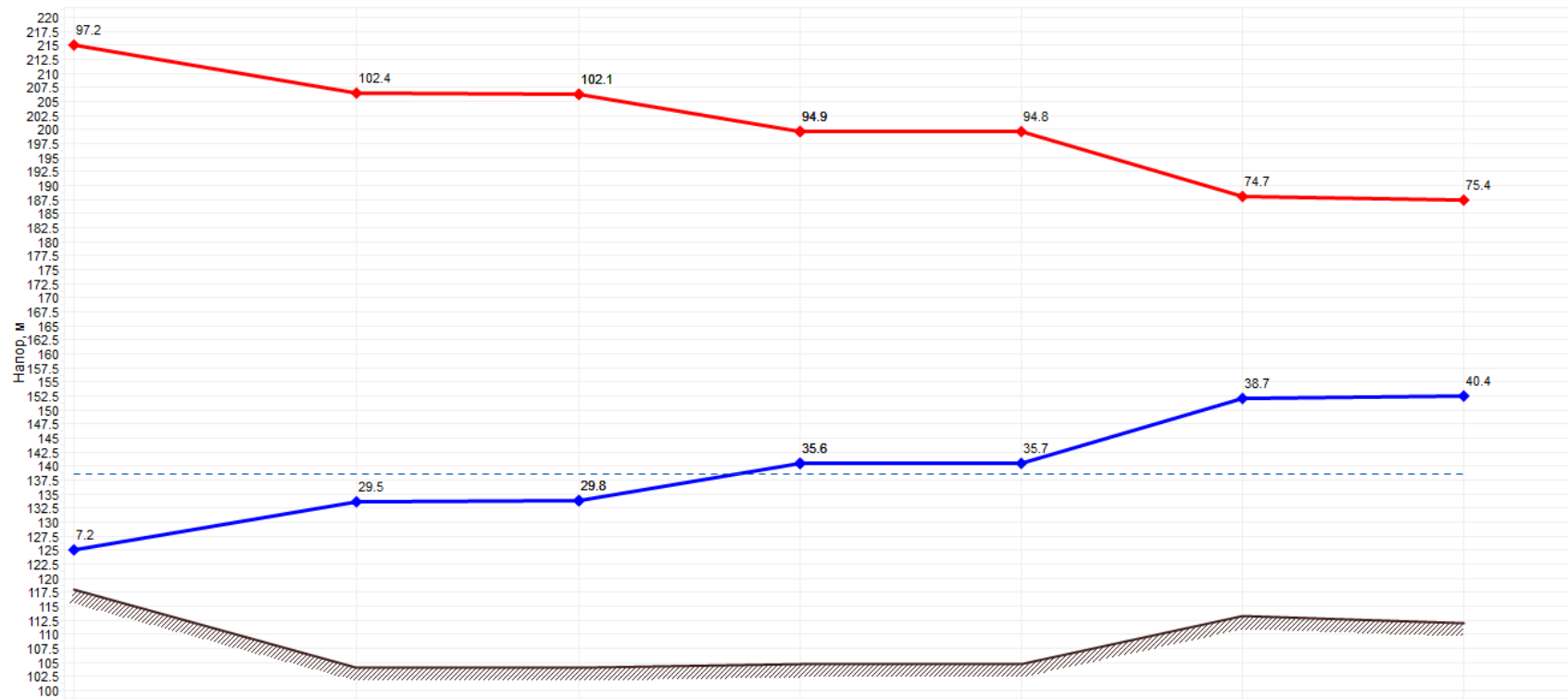
Таблица 3. Перспективный баланс тепловой мощности Казанской ТЭЦ-3. Вариант 2

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	База	1 Этап	2 Этап	3 Этап	Расчетный срок
			2019г.	2020г.	2021-2025	2026-2030	2031-2035
1	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	2390	2390	2390	2390	2390
2	Собственные нужды	Гкал/ч	41,9	47,5	56,8	58,2	59,3
3	Мощность нетто	Гкал/ч	2348,1	2342,5	2333,2	2331,8	2330,7
4	Суммарная расчетная присоединенная тепловая нагрузка потребителей, в том числе:	Гкал/ч	837,2	915,8	1136,2	1164,2	1185,9
	ЕТО-1 Казань	Гкал/ч	285,1	285,4	285,4	286,2	286,2
	ЕТО-2 Казань	Гкал/ч	71,33	78,3	84,1	104,3	117,9
	Казаньоргсинтез	Гкал/ч	58	58	58	58	58
	Казаньоргсинтез, КЗССМ, ЖБИ, СЭМ (пар)	Гкал/ч	291,95	344,14	344,14	344,14	344,14
	ООО «ТК «Майский»	Гкал/ч	50	50	50	50	50
	ООО «РСК» (мкр.Салават Купере)	Гкал/ч	80,86	99,98	263,32	263,32	263,32
	Осиновское СП (СЦТ1, СЦТ2 с учетом перспективы)	Гкал/ч			51,2	58,2	66,4
5	Потери в теплосети	Гкал/ч	92,1	104,51	124,98	128,06	130,45
	то же в %		11%	11%	11%	11%	11%
6	Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности	Гкал/ч	1418,8	1322,2	1072,0	1039,5	1014,3
7	Доля резерва	%	60,4%	56,4%	45,9%	44,6%	43,5%

Анализ данных показывает, что на весь расчетный срок реализации генерального плана Осиновского СП на Казанской ТЭЦ-3 имеется значительный резерв тепловой мощности, который к 2035 году составит более 43%.

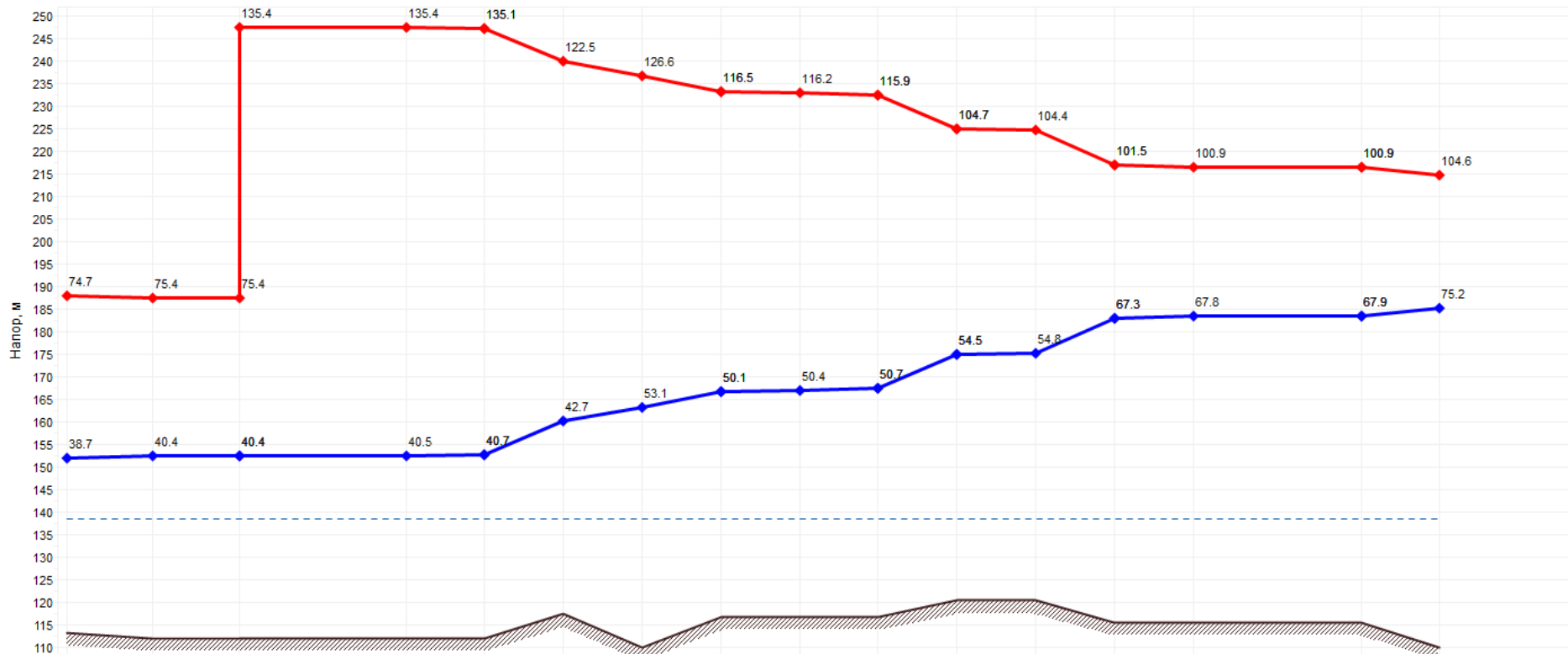
Пропускная способность магистрального тепलोвода №16(2) Ду 800 «Майский» достаточна для покрытия существующих и перспективных расчетных тепловых нагрузок как потребителей ООО «ТК «Майский», так и потребителей СЦТ1, СЦТ2.

Проблемы по обеспечению гидравлического режима СЦТ2 аналогичны Варианту 1 из-за недостаточной пропускной способности тепलोвода от ЦТП «ОТК» до кв. «Радужный». Однако, повышение температурного графика в магистральных тепловых сетях с увеличением величины температурного перепада в 2,8 раза позволит аналогичноратно уменьшить объемы перекачиваемого теплоносителя, что исключит затратные мероприятия по строительству дополнительных тепловых сетей и реконструкции насосных.



Наименование узла	16ТВ_Майский				ТП		
Геодезическая высота, м	117.8	104	104	104.7	104.7	113.2	112
Полный напор в обр.	125	133.5	133.8	140.3	140.4	151.9	152.4
Располагаемый напор, м	90	72.867	72.23	59.3	59.024	35.952	34.961
Длина участка, м	2910.5	19.3	262.8	18.5	1594.7	48.5	
Диаметр участка, м	0.7	0.5	0.4	0.6	0.5	0.5	
Потери напора в под. тр-ле, м	8.606	0.319	6.481	0.138	11.564	0.496	
Скорость воды в под. тр-ле, м/с	1.505	1.91	2.984	1.326	1.91	1.852	
Удельные линейные потери в под. тр-ле, мм/м	2.918	7.139	22.98	2.749	7.138	6.716	
Удельные линейные потери в обр. тр-ле, мм/м	2.891	7.102	22.862	2.736	7.104	6.699	
Расход в под. тр-де, т/ч	2033.4	1316.14	1316.13	1316.05	1316.04	1276.38	

Рисунок 9. Перспективный гидравлический режим ТВ-16 «Майский» от Казанской ТЭЦ-3 от ЦТП «ОТК»



Наименование узла	ЦТП ОТК на Радужный	Т-4	Т-8	ТК-2	ТК-3	ТК-4	ТК (Радужный-2) - нов.	Радужный-2 персп
Геодезическая высота, м	113.2	112	112	117.3	110	116.6	116.6	115.5
Полный напор в обр.	151.9	152.4	152.4	152.5	152.7	160	163.1	166.7
Располагаемый напор, м	35.952	34.961	94.945	94.905	94.457	79.717	73.496	66.461
Длина участка, м	48.5	13.7	14	5.9	533.5	218.1	247.6	11.9
Диаметр участка, м	0.5	0.5	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25
Потери напора в под. тр-ле, м	0.496	0.008	0.02	0.224	7.382	3.114	3.521	0.308
Скорость воды в под. тр-ле, м/с	1.852	0.542	0.417	1.706	1.706	1.709	1.711	1.71
Удельные линейные потери в под. тр-ле, мм/м	6.716	0.585	0.827	13.566	13.566	13.613	13.635	13.632
Удельные линейные потери в обр. тр-ле, мм/м	6.699	0.583	0.825	13.521	13.521	13.58	13.606	13.609
Расход в под. тр-де, т/ч	1276.38	373.5	71.79	293.98	293.98	294.5	294.73	294.7

Рисунок 10. Перспективный гидравлический режим от ЦТП «ОТК» до СЦТ2.

Располагаемого напора в точке врезки в ТВ-16 «Майский», также, достаточно, чтобы обеспечить и существующий гидравлический режим тепличного комбината.

Для подключение новых потребителей кв. «Радужный-2» и «Удачный» необходимо строительство нового тепलोвода от ТК-4.

Для реализации данного варианта с учетом проведенного тепло-гидравлического расчета необходимо:

- 1) Строительство тепलोвода от кв. «Радужный-1» (ТК-4) до кв. «Радужный-2» и «Удачный» Ду 300 протяженностью 320 п.м.
- 2) Строительство дополнительного тепलोвода от ЦТП «ОТК» до кв. «Радужный-1» (ТК-4) Ду 250 протяженностью 1600 п.м.
- 3) Исследование возможности работы магистральных сетей и ЦТП «ОТК» на температурном графике до 135/65 град.С. При необходимости - реализация ряда наладочных мероприятий

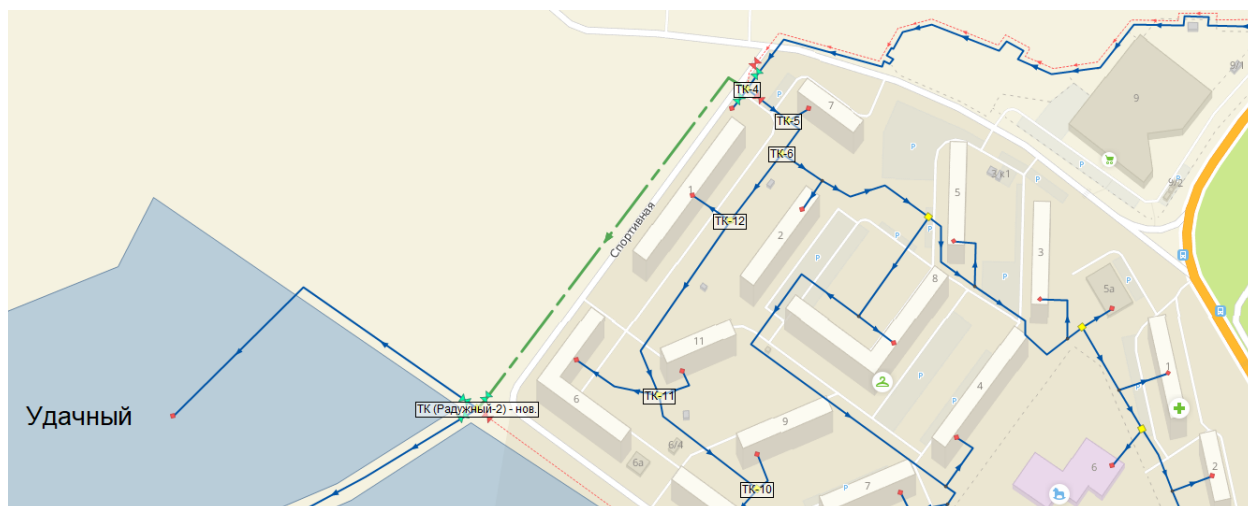


Рисунок 11. Новый магистральный тепловод СЦТ-2 от ТК-4

После перевода тепловых нагрузок на Казанскую ТЭЦ-3 Энергоцентр «Майский» может быть использован в качестве резервного (аварийного) источника тепловой энергии для потребителей СЦТ1 Осиновского СП.

5.4 ВАРИАНТ 3 (РЕКОМЕНДУЕМЫЙ). СОВМЕСТНАЯ РАБОТА ДВУХ НЕЗАВИСИМЫХ ИСТОЧНИКОВ НА СЦТ ОСИНОВСКОГО СП

В данном варианте рассматривается перевод существующих и перспективных тепловых нагрузок СЦТ2 (кв. «Радужный-1», кв. «Радужный-2», мкр. «Удачный») с источника комбинированной выработки ЭЦ «Майский» на источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии филиал АО «ТГК-16» - «Казанская ТЭЦ-3» через тепловод №16(1) «Осиново» (ООО «РСК») и, далее, со строительством необходимых участков магистрального тепलोвода.

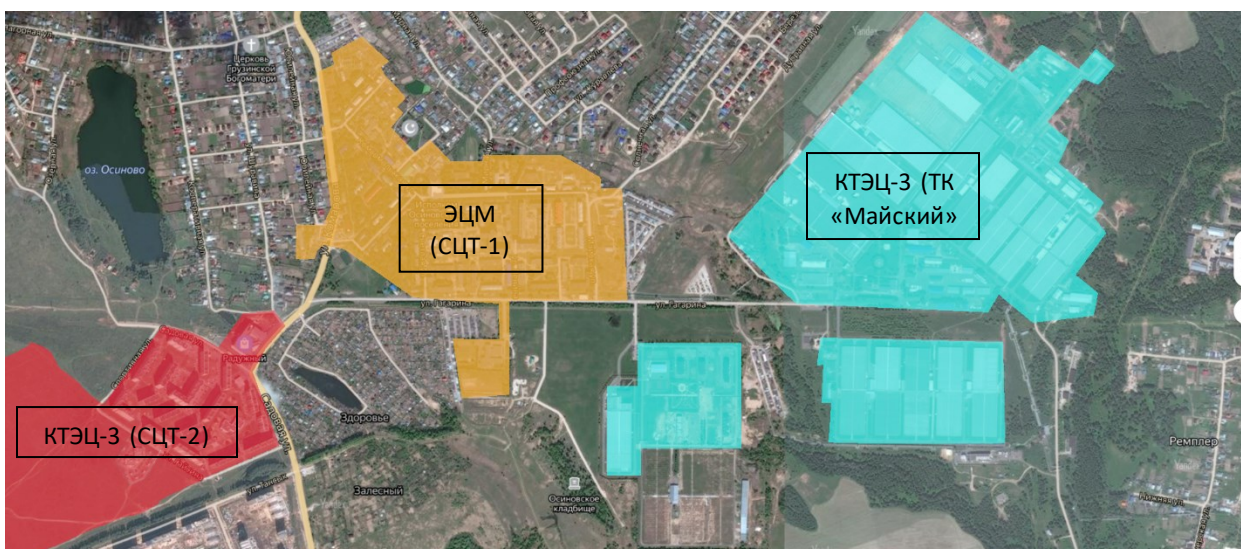


Рисунок 12. Перспективная зона действия Казанской ТЭЦ-3 и Энергоцентра «Майский» в Осиновском СП

Существующие и перспективные нагрузки СЦТ1 продолжают обеспечиваются от Энергоцентра «Майский», что позволит сохранить данный источник в работе по сравнению с Вариантом 2.

Перевод существующих и перспективных тепловых нагрузок СЦТ2 на Казанскую ТЭЦ-3 обусловлен рядом причин:

- 1) Недостаточная установленная тепловая мощность ЭЦ «Майский», которая к 2021 году не позволит обеспечить качественным теплоснабжением перспективные расчетные тепловые нагрузки потребителей (см. Вариант 1). Увеличение установленной тепловой мощности когенерационными установками ЭЦ «Майский» за счет строительства дополнительных источников тепловой энергии приведет к росту тарифов на тепловую энергию. Наличие значительного резерва когенерационной тепловой мощности на Казанской ТЭЦ-3. Отсутствует необходимость строительства дополнительных тепловых мощностей, и, как следствие, не будет влияния на тариф в части его повышения.
- 2) Отсутствие на ЭЦ «Майский» хозяйства резервного топлива. В случае перебоев с поставкой природного газа у ЭЦ «Майский» не будет возможности выдавать тепловую мощность в сеть. Имеющаяся схема поставки и подачи дизельного

топлива грузовым автотранспортом не обеспечит требуемой надежности и оперативности.

- 3) Отсутствие резерва по водоподготовке на ЭЦ «Майский» с учетом перспективных тепловых нагрузок.
- 4) Недостаточная пропускная способность магистральных тепловодов от ЭЦ «Майский» до ЦТП «ОТК» и, далее, до СЦТ2 с учетом принятого температурного графика и значений перспективной тепловой нагрузки поселения, которая требует крайне существенных капитальных затрат в строительство и реконструкцию тепловых сетей и сетевых насосных установок в части кратного увеличения пропускной способности.

Таблица 4. Перспективный баланс тепловой мощности Энергоцентра «Майский». Вариант 3

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	База	1 Этап	2 Этап	3 Этап	Расчетный срок
			2019г.	2020г.	2021-2025	2026-2030	2031-2035
1	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	41,5	41,5	41,5	41,5	41,5
2	Собственные нужды	Гкал/ч	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15
3	Мощность нетто	Гкал/ч	37,35	37,35	37,35	37,35	37,35
4	Суммарная расчетная присоединенная тепловая нагрузка потребителей, в том числе:	Гкал/ч	27,4	34,3	15,9	18,7	23,5
	СЦТ1 (с.Осиново)	Гкал/ч	11,273	12,448	15,948	18,746	23,473
	СЦТ2 (с учетом перспективы)	Гкал/ч	16,148	21,845			
5	Потери в теплосети	Гкал/ч	5,76	7,20	2,39	2,70	2,58
	то же в %%		21%	21%	15%	14%	11%
6	Резерв (+)/ дефицит (-) тепловой мощности	Гкал/ч	4,17	-4,14	19,01	15,90	11,29
7	Доля резерва	%	11%	-11%	51%	43%	30%

Анализ данных показывает, что при реализации данного варианта на весь расчетный срок реализации Генерального плана Осиновского СП на Энергоцентре сохранится необходимый резерв тепловой мощности, который к 2035 году будет составлять около 30%.

С учетом того, что 2/3 установленной тепловой мощности Энергоцентра обеспечивается от водогрейных котлов, наличие данного резерва позволит существенно увеличить долю выработки тепловой энергии в комбинированном цикле.

Наличие резерва позволит: обеспечить потребителей СЦТ1 тепловой энергией в необходимом объеме в случаях нештатных ситуаций, обеспечить резервирование части нагрузки СЦТ2.

Таблица 5. Перспективный баланс тепловой мощности Казанской ТЭЦ-3. Вариант 3

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	База	1 Этап	2 Этап	3 Этап	Расчетный срок
			2019г.	2020г.	2021-2025	2026-2030	2031-2035
1	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	2390	2390	2390	2390	2390
2	Собственные нужды	Гкал/ч	41,9	47,5	56,8	58,2	59,3
3	Мощность нетто	Гкал/ч	2348,1	2342,5	2333,2	2331,8	2330,7
4	Суммарная расчетная присоединенная тепловая нагрузка потребителей, в том числе:	Гкал/ч	837,2	915,8	1120,2	1145,4	1162,5
	ЕТО-1 Казань	Гкал/ч	285,1	285,4	285,4	286,2	286,2
	ЕТО-2 Казань	Гкал/ч	71,33	78,3	84,1	104,3	117,9
	Казаньоргсинтез	Гкал/ч	58	58	58	58	58
	Казаньоргсинтез, КЗССМ, ЖБИ, СЭМ (пар)	Гкал/ч	291,95	344,14	344,14	344,14	344,14
	ООО «ТК «Майский»	Гкал/ч	50	50	50	50	50
	ООО «РСК» (мкр.Салават Купере)	Гкал/ч	80,9	100,0	263,3	263,3	263,3
	Осиновское СП (СЦТ2 с учетом перспективы)	Гкал/ч			35,3	39,5	42,9
5	Потери в теплосети	Гкал/ч	92,1	104,51	124,98	128,06	130,45
	то же в %		11%	11%	11%	11%	11%
6	Резерв (+)/ дефицит (-) тепловой мощности	Гкал/ч	1418,8	1322,2	1088,0	1058,3	1037,8
7	Доля резерва	%	60,4%	56,4%	46,6%	45,4%	44,5%

Анализ данных показывает, что на весь расчетный срок реализации Генерального плана Осиновского СП на Казанской ТЭЦ-3 имеется значительный резерв тепловой мощности, который к 2035 году будет составлять более 44%.

По сравнению с температурным графиком ЭЦ «Майский» 95/70 град.С повышенный температурный график Казанской ТЭЦ-3 обеспечит гидравлический режим тепловых сетей СЦТ2 Осиновского СП без перекладки существующих трубопроводов и увеличения их диаметров, что положительно скажется на тарифных последствиях.

Также, гидравлический режим, как существующих, так и перспективных потребителей «Салават Купере» будет улучшен за счет строящейся в настоящее время нитки тепловода Ду 700 и ПНС на обратном магистральном тепловоде на вводе ко 2-й очереди строительства микрорайона.

Пропускная способность магистрального тепловода ТВ-16 «Осиново» с учетом реализуемых и запланированных мероприятий ООО «РСК» достаточна для покрытия существующих и перспективных расчетных тепловых нагрузок СЦТ2 Осиновского СП.

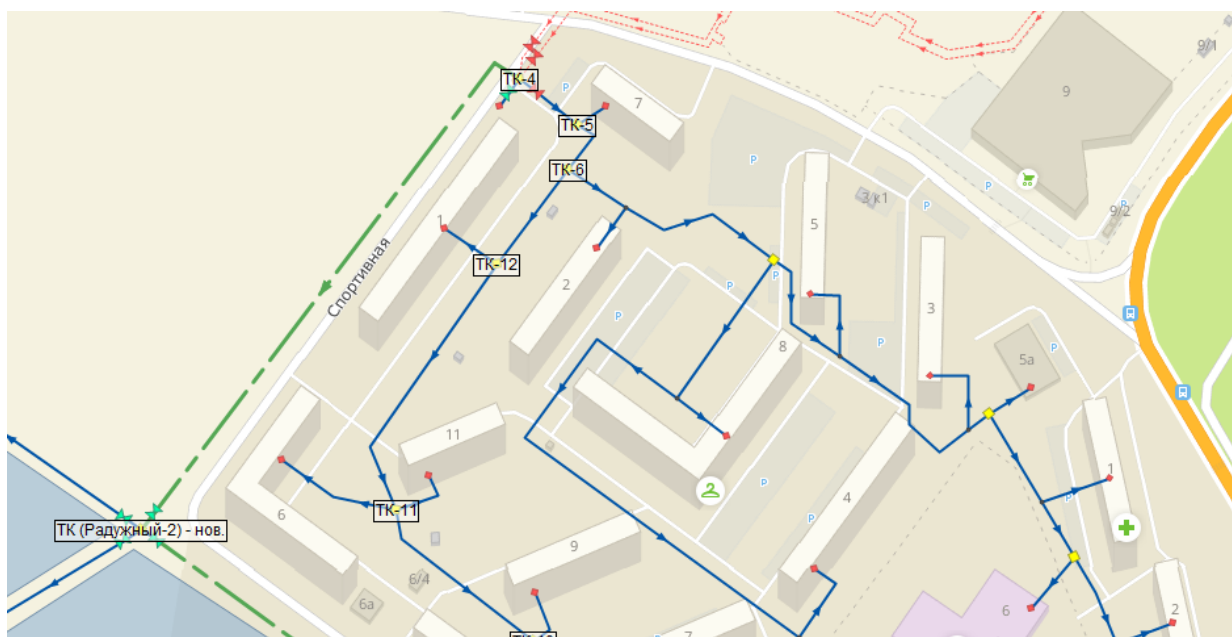
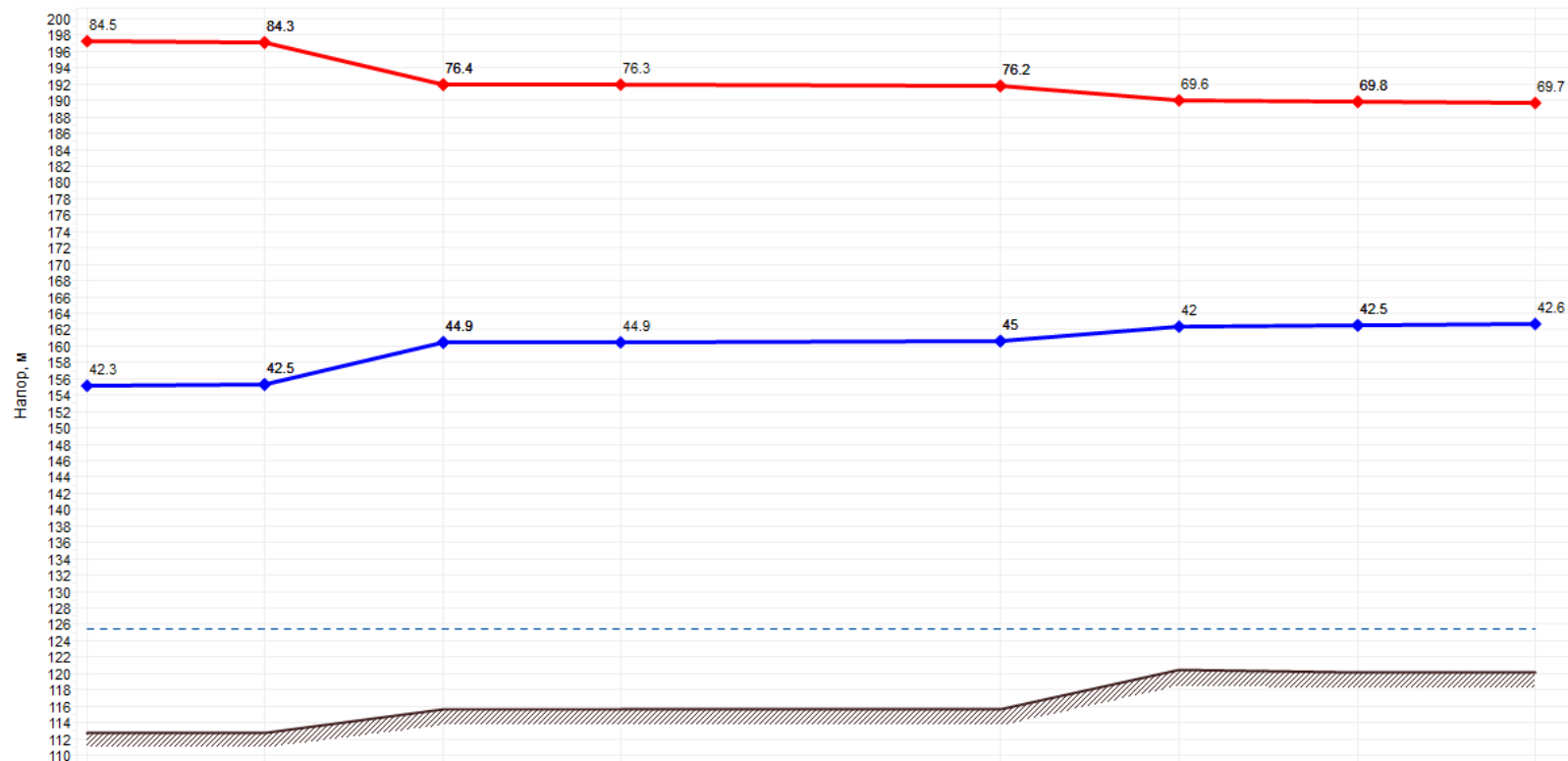


Рисунок 13. Расчетная схема СЦТ-2 и новый магистральный тепловод до ТК-4 (выделено зеленым)

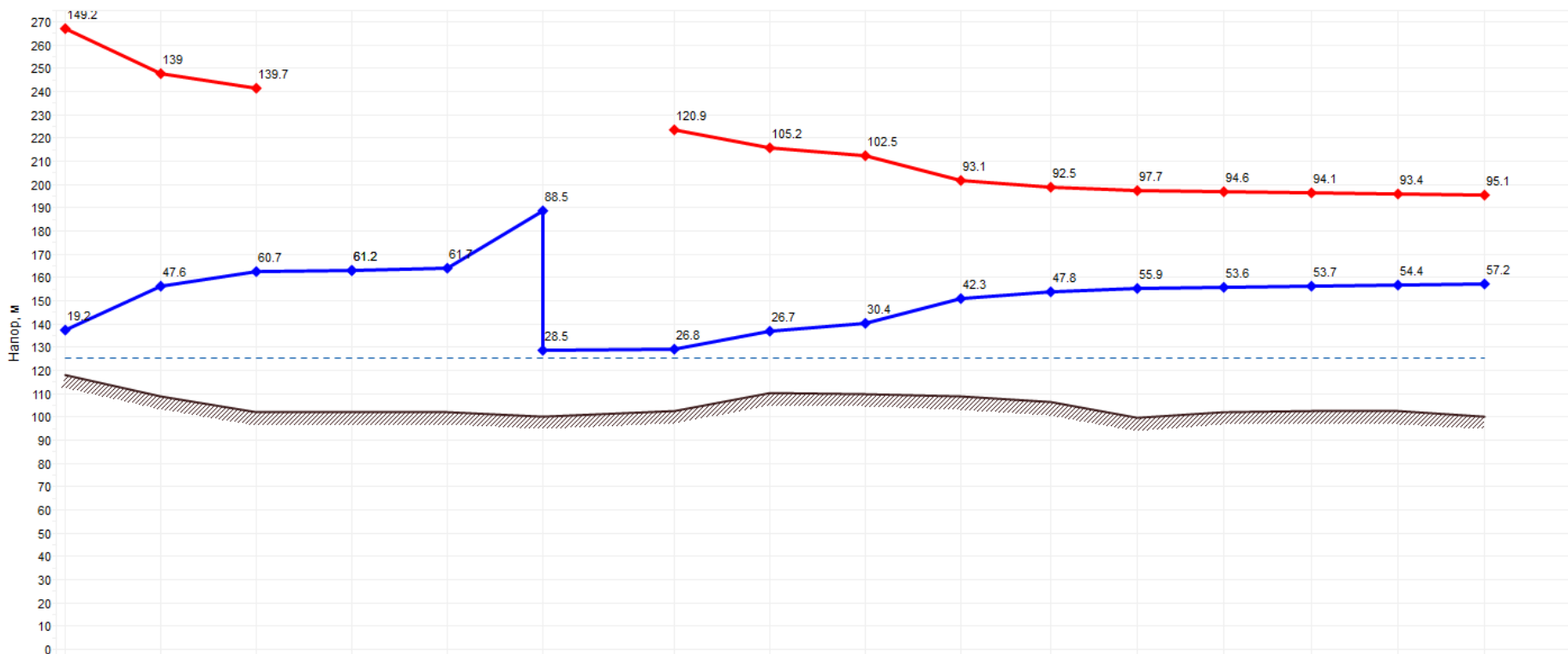
Для реализации данного варианта необходимо:

- 1) Строительство нового тепलोвода Ду 400 длиной 1100 п.м. от ТК-5 до кв. «Радужный-2» и «Удачный» со строительством новой камеры.
- 2) Строительство нового тепलोвода Ду 250 длиной 320 п.м. от новой камеры до ТК-4.
- 3) Перевод потребителей ИТП кв. «Радужный-1» на новый температурный график.



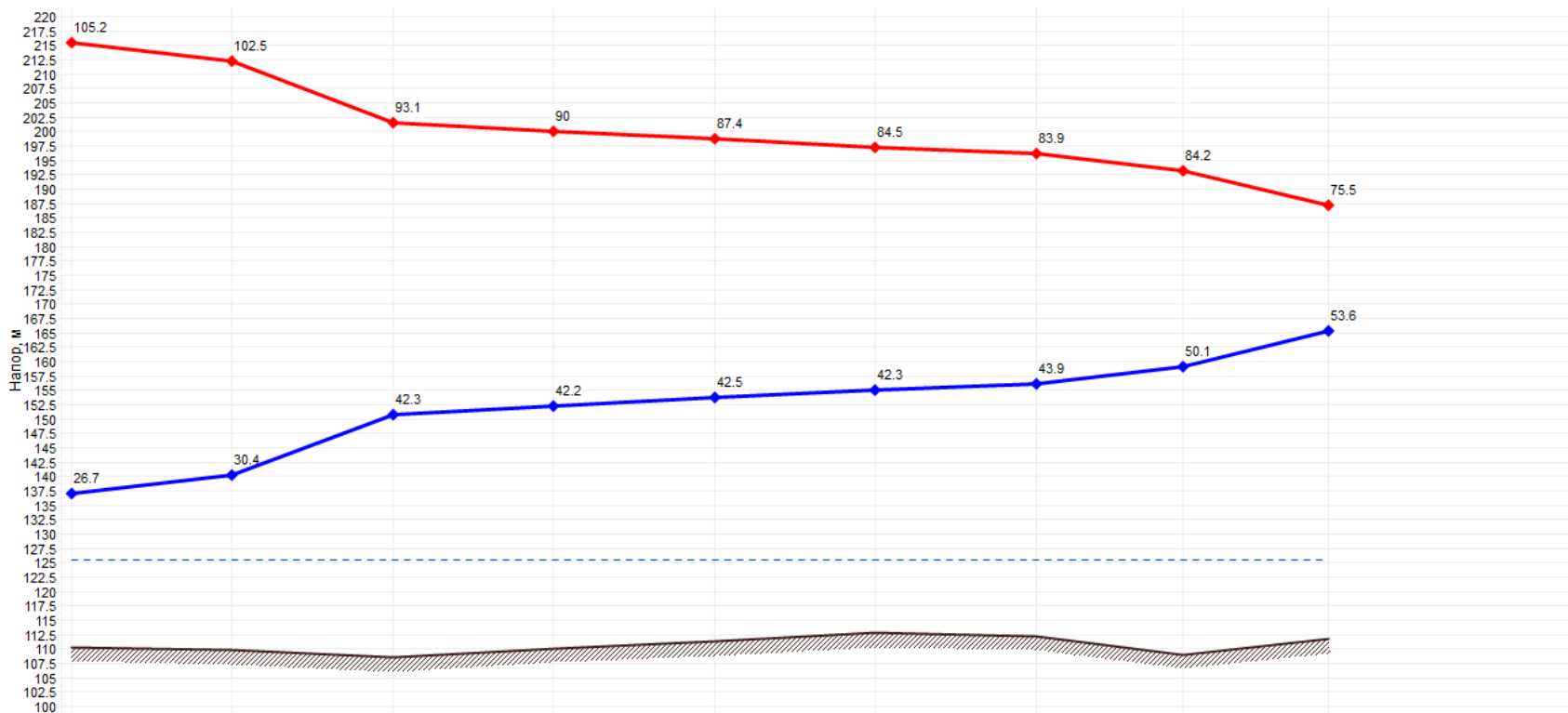
Наименование узла	TK-5	TK (Радужный-2) - нов.	TK-4	Радужный-1 (общ)
Геодезическая высота, м	112.7	115.5	115.5	120
Полный напор в обр.	155	160.4	160.5	162.6
Располагаемый напор, м	42.21	31.511	31.174	27.082
Длина участка, м	22.1	9.7	303.4	8.4
Диаметр участка, м	0.4	0.4	0.25	0.25
Потери напора в под- то-ле м	0.19	0.045	1.821	0.11
Скорость воды в под- то-ле м/с	1.333	1.332	-1.113	1.113
Удельные линейные потери в под-то-ле мм/м	4.609	4.604	5.8	5.8
Удельные линейные потери в обр-то-ле мм/м	4.595	4.6	5.8	5.8
Расход в под-тр-де, т/ч	587.85	587.51	-191.84	191.84

Рисунок 14. Перспективный гидравлический режим от ТК-5 ООО «РСК» через СЦТ2 до СЦТ1



Наименование узла	16ТВ_РСК	УП оп.220		УП1	ПНС РСК (нов.)	УП2	ТК1	ТК-2		УТ-2/2	УТ-3/2	УТ-4/2		УТ-5/2	УТ-6
Геодезическая высота, м	117.8	108.6	101.7	101.7	102	100	102.3	110.2	109.7	108.4	106	99.3	102	102.2	102.2
Полный напор в обр.	137	156.2	162.4	162.9	163.7	128.5	129.1	136.9	140.1	150.7	153.8	155.2	155.6	155.9	156.6
Располагаемый напор, м	130	91.366	79.02				94.037	78.515	72.039	50.792	44.716	41.804	40.941	40.442	38.972
Длина участка, м	1978.5	618.5	13	33.2	1833.2	18.6	336.4	291	382	413.1	426	128.5	92.9	86.7	90.9
Диаметр участка, м	0.7	0.7	0.5	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.5	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.3
Потери напора в под. тр-ле, м	19.389	6.19						7.772	3.243	10.638	3.042	1.458	0.432	0.25	0.735
Скорость воды в под. тр-ле, м/с	2.737	2.709						3.685	2.54	3.658	1.648	1.123	1.06	0.926	1.406
Удельные линейные потери в под. тр-ле, мм/м	9.612	9.418						21.101	10.041	26.106	7.037	3.276	2.925	2.233	7.345
Удельные линейные потери в обр. тр-ле, мм/м	9.54	9.366	13.368	13.368	13.369	13.382	21.04	10.011	26.036	7.018	3.267	2.92	2.229	7.334	
Расход в под. тр-де, т/ч	3697.55	3659.95						3657.56	2521.12	2520.92	727	495.14	467.73	408.26	348.81

Рисунок 15. Перспективный гидравлический режим т/с от Казанской ТЭЦ-3 до 2-й очереди строительства «Салават Купере» (УТ-6)



Наименование узла	TK1	TK-2	УТ3	TK-4	TK-5	TK-7	УТ9	Салават 11 кв. от УТ-9 (сущ.)	
Геодезическая высота, м	110.2	109.7	108.4	110	111.2	112.7	112.2	109	111.6
Полный напор в обр.	136.9	140.1	150.7	152.2	153.7	155	156.1	159.1	165.2
Располагаемый напор, м	78.515	72.039	50.792	47.763	44.924	42.21	39.982	34.092	21.881
Длина участка, м	291	382	89.1	142.8	202.6	522.8	198.3		
Диаметр участка, м	0.6	0.5	0.5	0.5	0.4	0.3	0.15		
Потери напора в под. тр-ле, м	3.243	10.638	1.516	1.421	1.359	1.115	2.947	6.106	
Скорость воды в под. тр-ле, м/с	2.54	3.658	2.603	2.078	1.744	1.392	1.215	1.843	
Удельные линейные потери в под. тр-ле, мм/м	10.041	26.106	13.237	8.448	5.959	5.028	5.497	29.941	
Удельные линейные потери в обр. тр-ле, мм/м	10.011	26.036	13.206	8.428	5.943	5.02	5.488	29.933	
Расход в под. тр-де, т/ч	2521.12	2520.92	1793.74	1432.13	1202.05	614.1	301.54	114.29	

Рисунок 16. Перспективный гидравлический режим т/с от ТК1 до 1-й очереди строительства «Салават Купере»

5.5 ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ. ПЕРЕВОД ПОТРЕБИТЕЛЕЙ СЦТ1 С.ОСИНОВО НА АИТП

Данные мероприятия являются дополнительными к рассмотренным выше Вариантам 1-3, может быть реализован совместно с любым из них и рассматривает вопросы дальнейшего совершенствования систем теплоснабжения конечных потребителей тепловой энергии.

Наиболее оптимальной является реализация с вариантами 2 и 3, т.к. более высокий температурный график в 1-м контуре ИТП позволит существенно снизить затраты на теплообменное оборудование и габаритные размеры самой установки.

При эксплуатации систем теплоснабжения муниципальных образований, действующим законодательством в области теплоснабжения предусматривается ряд мероприятий, направленных на повышение эффективности энергетических систем. Согласно 261-ФЗ «Об энергосбережении и повышении энергоэффективности», принятым в ноябре 2009 года, Жилищным Кодексом РФ, Постановлением правительства РФ № 307 «О порядке предоставления коммунальных услуг гражданам» собственники жилья имеют право регулировать потребление энергоресурсов в доме и оплачивать фактически потребленное количество ресурсов по показаниям приборов учета.

Согласно представленным исходным данным Единой теплоснабжающей организации (ООО «Осиновская теплоснабжающая компания») большинство домов в Осиновском СП, в основном, за исключением новой застройки кв. «Радужный» многоквартирных домов имеют традиционно нерегулируемые системы отопления.

Снижение энергоемкости ЖКХ является важной задачей и это отмечено в Указе Президента РФ «О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности российской экономики» от 04.06.2008 года.

Многоквартирные дома обладают существенным потенциалом для снижения потребления энергоресурсов. Использование этого потенциала позволит собственникам помещений в многоквартирном доме снизить плату за коммунальные услуги и, как следствие, направлять полученные в результате экономии средства на содержание и ремонт дома, повышение уровня комфорта проживания.

Из отпущенного тепла на нужды населения и бюджетного сектора в Осиновском СП на отопление приходится порядка 90%, на нужды горячего водоснабжения - 10%.

Необходимость перехода на независимую схему присоединения имеющихся потребителей с.Осиново связана не только с возможностью потенциальной экономии энергоресурсов и затрат на их передачу, но и с надежностью энергетической системы. Переход на независимую схему присоединения, с точки зрения надежности системы, позволит исключить такие проблемы как высокое или недостаточное давление в обратном трубопроводе, переменные или неудовлетворительные гидравлические режимы в сети, снизить вероятность гидравлических ударов.

Практический опыт проведенных мероприятий по внедрению АИТП в соответствии с программой энергосбережения в Республике Татарстан и Республике Башкортостан, показал, что в результате внедрения энергосберегающих мероприятий, в том числе и реконструкции внутренних инженерных систем отопления зданий (внедрения АИТП) достигаются:

- социально-экономический эффект, который заключается в снижении расхода тепловой энергии, экономии энергетических ресурсов, замене изношенных элементов системы распределения тепловой энергии, повышении надежности и качества теплоснабжения, улучшении благосостояния и здоровья граждан;
- коммерческий эффект, который характеризует результат вложения инвестиций, соотношение затрат и результатов модернизации, уменьшении платежей жителей и отчислений из бюджета;
- технологический эффект – повышение надёжности теплоснабжения, уменьшение аварийности, жалоб со стороны населения;
- экологический эффект, заключающийся в снижении выброса в атмосферу CO₂ в результате уменьшения количества сжигаемых энергоресурсов, расходуемых на выработку тепловой энергии.

Автоматика существующих ЦТП отслеживает средний температурный график. Это может стать причиной излишней подачи теплоснабжения, когда часть зданий, подключённых к ЦТП, прошла модернизацию, а часть нет. Подобный эффект наблюдается в случаях, когда к ЦТП подключены здания с различными температурными графиками: детский сад, школа и жилой дом.

Наиболее часто в качестве регулирующего устройства применяется элеваторный узел, позволяющий существенно снизить стоимость оборудования, однако с его помощью невозможно осуществлять точную регулировку температуры теплоносителя, особенно при переходных режимах работы системы.

Элеваторный узел обеспечивает только «качественную» регулировку теплоносителя, когда температура в системе отопления изменяется в зависимости от температуры теплоносителя, приходящего от централизованной тепловой сети. Это приводит к тому, что «регулировка» температуры воздуха в помещениях производится потребителями при помощи открытого окна и с огромными тепловыми затратами, уходящими в атмосферу. На эффективность работы элеваторного узла напрямую влияют колебания гидравлического режима в тепловых сетях. Для нормального смешения, перепад давлений в подающем и обратном трубопроводах необходимо поддерживать в пределах 0,8 – 2 бар. Температура на выходе из элеватора не поддается регулировке и напрямую зависит только от изменения температуры тепловой сети. В этом случае, если температура теплоносителя, не соответствует температурному графику, то температура на выходе из элеватора будет ниже необходимой, что напрямую повлияет на внутреннюю температуру воздуха в помещениях здания.

Подобные устройства получили широкое применение во многих типах зданий, подключенных к централизованной тепловой сети. Однако в настоящее время они не соответствуют требованиям по энергосбережению, в связи с чем подлежат замене на современные индивидуальные тепловые пункты.

При централизованном регулировании отмечается значительный перерасход энергии для отопления и горячего водоснабжения зданий, возникают проблемы с организацией учёта потребления тепла собственниками зданий, организацией правильной оплаты потребления, с определением потерь тепла при транспортировке.

Большая часть имеющейся застройки с.Осиново не оснащена приборами учета тепловой энергии и оплачивает услуги по отоплению и горячему водоснабжению по нормативным показателям, а не в соответствии с объемами реально оказанных услуг.

С учётом высокой степени износа распределительных трубопроводов СЦТ1 с.Осиново и необходимостью проведения ремонтных работ настоящей актуализацией предлагается поэтапное внедрение индивидуальных тепловых пунктов (ИТП).

В районах новой застройки («Радужный-1», «Радужный-2») объекты вводятся в эксплуатацию уже оснащенные ИТП.

Индивидуальный тепловой пункт – это комплекс устройств, расположенный в обособленном помещении, состоящий из элементов, обеспечивающих присоединение системы отопления и горячего водоснабжения к централизованной тепловой сети.

В современных системах централизованного теплоснабжения энергосбережение достигается, в частности, за счет регулирования температуры теплоносителя с учетом поправки на изменение температуры наружного воздуха.

Для этих целей в каждом тепловом пункте применяют комплекс оборудования для обеспечения необходимой циркуляции в системе отопления (циркуляционные насосы) и регулирования температуры теплоносителя (регулирующие клапаны с электрическими приводами, контроллеры с датчиками температуры).

Большинство тепловых пунктов имеет в своем составе также теплообменник для подключения к внутренней системе горячего водоснабжения с циркуляционным насосом. Набор оборудования зависит от конкретных задач и исходных данных.

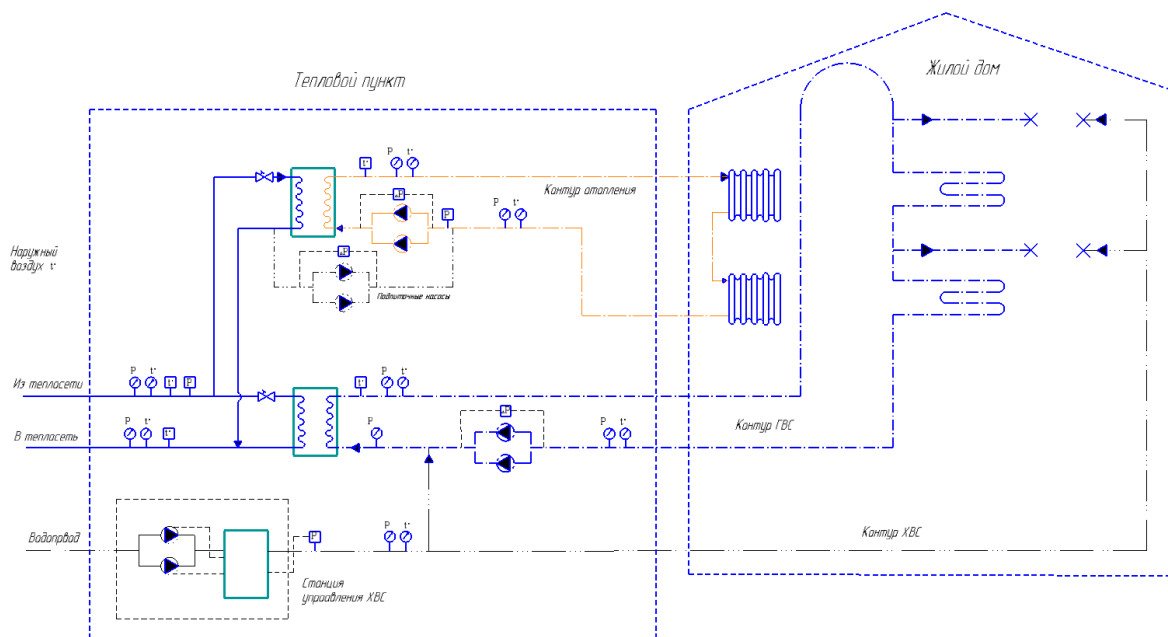


Рисунок 17. Схема присоединения абонента через ИТП

В ИТП с зависимым присоединением системы отопления к внешним тепловым сетям циркуляция теплоносителя в отопительном контуре поддерживается циркуляционным насосом. Управление насосом осуществляется в автоматическом режиме от контроллера или от соответствующего блока управления. Автоматическое поддержание необходимого температурного графика в отопительном контуре также осуществляется электронным регулятором.

В данной схеме работа системы отопления зависит от давлений в центральной тепловой сети. Поэтому во многих случаях потребуется установка регуляторов перепада давления, а, в случае необходимости, и регуляторов давления «после себя» или «до себя» на подающем или на обратных трубопроводах.

В независимой системе для присоединения к внешнему источнику тепла используется теплообменник.

Циркуляция теплоносителя в системе отопления осуществляется циркуляционным насосом. Управление насосом производится в автоматическом режиме контролером или соответствующим блоком управления. Автоматическое поддержание необходимого температурного графика в нагреваемом контуре также осуществляется электронным регулятором. Контроллер воздействует на регулируемый клапан, расположенный на подающем трубопроводе на стороне внешней тепловой сети.

Достоинством данной схемы является то, что отопительный контур независим от гидравлических режимов централизованной тепловой сети. Также система отопления не страдает от несоответствия качества входящего теплоносителя, поступающего из центральной тепловой сети (наличия продуктов коррозии, грязи, песка и т.д.), а также перепадов давления в ней. По причине необходимости установки и последующего обслуживания теплообменника стоимость капитальных вложений при применении независимой схемы выше.

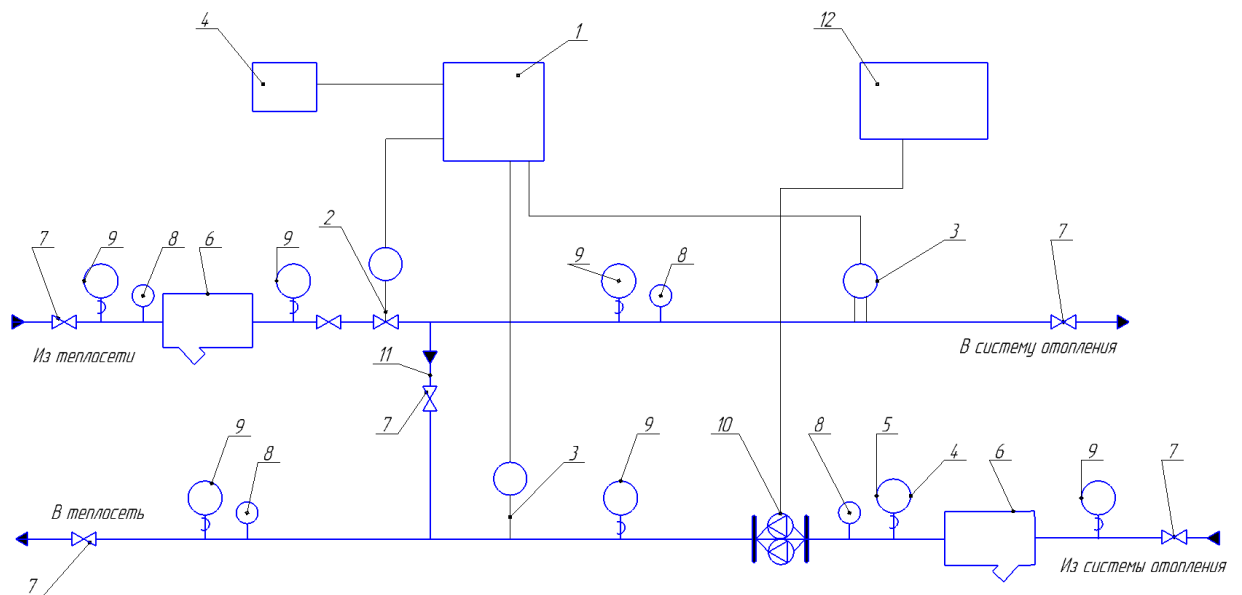


Рисунок 18. Принципиальная схема индивидуального теплового пункта, подключенного по зависимой схеме

1 – контроллер; 2 – двухходовой регулирующий клапан с электрическим приводом; 3 – датчики температуры теплоносителя; 4 – датчик температуры наружного воздуха; 5 – реле давления для защиты насосов от сухого хода; 6 – фильтры; 7 – задвижки; 8 – термометры; 9 – манометры; 10 – циркуляционные насосы системы отопления; 11 – обратный клапан; 12 – блок управления циркуляционными насосами

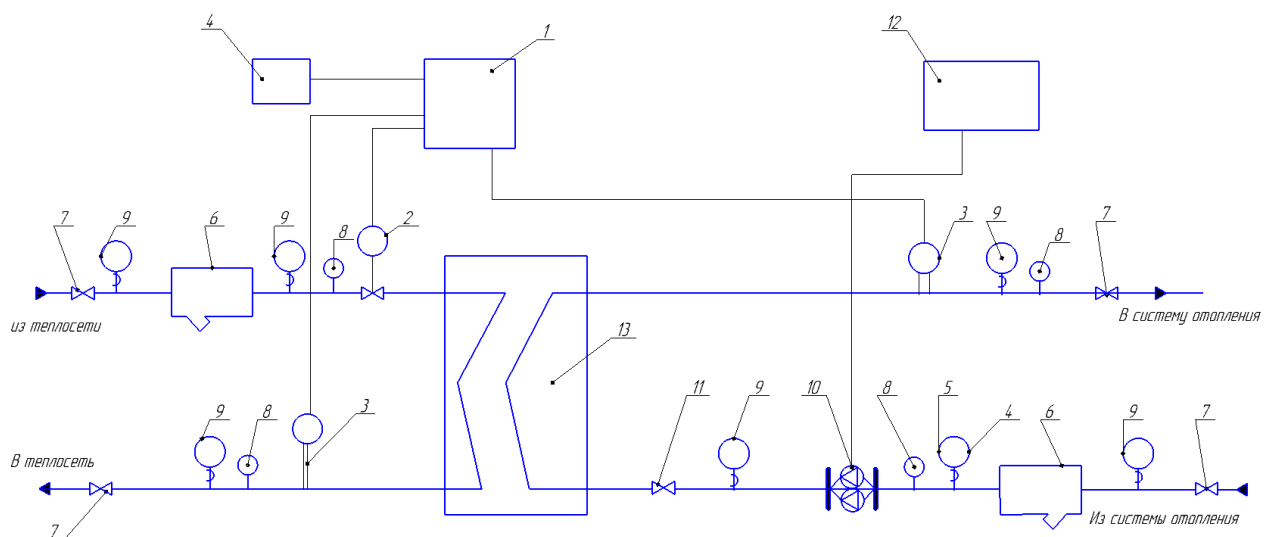


Рисунок 19. Принципиальная схема индивидуального теплового пункта, подключенного по независимой схеме

1 – контроллер; 2 – двухходовой регулирующий клапан с электрическим приводом; 3 – датчики температуры теплоносителя; 4 – датчик температуры наружного воздуха; 5 – реле давления для защиты насосов от сухого хода; 6 – фильтры; 7 – задвижки; 8 – термометры; 9

– манометры; 10 – циркуляционные насосы системы отопления; 11 – обратный клапан; 12 – блок управления циркуляционными насосами; 13 – теплообменник системы отопления

Как правило, в современных системах применяются разборные пластинчатые теплообменники, которые достаточно просты в обслуживании и ремонтпригодны: при потере герметичности или выходе из строя одной секции, теплообменник возможно разобрать, а секцию заменить. Также, при необходимости, можно повысить мощность путем увеличения количества пластин теплообменника.

Так же достаточно широко применяются кожухо-трубные теплообменники. Кожухо-трубные теплообменники состоят из пучков труб, укрепленных в трубных досках, кожухов, крышек, камер, патрубков и опор. Трубное и межтрубное пространства в этих аппаратах разобщены, причем каждое из них может быть разделено перегородками на несколько ходов.

Учитывая качество воды, а также особенности монтажа ИТП с.Осиново при стесненном или отсутствующем свободном подвальном помещении рекомендуется отдать предпочтение варианту с кожухо-трубчатыми теплообменниками. Данный вариант позволяет встраивать теплообменники непосредственно в трубопроводы путем фланцевого разборного соединения и менее требователен к качественному составу циркулирующих сред.

Конечный выбор типа теплообменного аппарата осуществляется на этапе составления проектной документации по оснащению потребителей АИТП и основывается на выборе наиболее подходящих характеристик оборудования для выбора оптимального, с точки зрения капитальных затрат и плановой экономии, решения.

Важнейшей характеристикой современного теплового пункта является наличие приборов учета тепловой энергии.

Присоединение потребителей к теплосети должно осуществляться по схемам с минимальными затратами воды, а также экономией тепловой энергии за счет установки автоматических регуляторов теплового потока и ограничения затрат сетевой воды. Не допускается присоединение системы отопления к тепловой сети через элеватор вместе с автоматическим регулятором теплового потока.

Современные проекты ИТП предусматривают обустройство удаленного доступа к управлению тепловыми пунктами. Это позволяет организовать централизованную систему диспетчеризации и осуществлять контроль за работой систем отопления и ГВС.

Внедрение автоматизированных индивидуальных тепловых пунктов для с.Осиново рекомендуется реализовывать поэтапно. Целесообразно начать с внутриквартальных сетей, где срок эксплуатации близок к завершению. На таких объектах эффект будет максимально очевиден.

Реализация мероприятий по переходу к АИТП с независимым присоединением в Осиновском СП, с технической точки зрения, позволит за счет исключения сетей горячего водоснабжения (ГВС) достигается существенное уменьшение объема (протяженности)

внутриквартальных тепловых сетей. Соответственно, потери тепловой энергии через слой тепловой изоляции и теплоносителя с утечками также значительно уменьшаются.

При внедрении системы диспетчеризации и архивации данных формируются следующие положительные качества системы:

- прозрачность различной информации по теплоснабжению для различных субъектов системы (от администрации муниципального образования до конечного потребителя) при соблюдении политики доступа;
- оперативное получение и анализ данных о тепло-гидравлическом режиме сети и потребителей;
- возможность прогнозирования на основании реальных, а не нормативных данных;
- возможность оценки реального эффекта от внедрения прочих мероприятий по энергосбережению (утепление фасадов, замена остекления и т.п.).

При 100% оснащении потребителей АИТП решает ряд ключевых проблем:

- ликвидируются суточные скачки (повышение/понижение) давления в теплосети у потребителей;
- исключается проблема высокого коррозионного износа трубопроводов теплосети из-за наличия в теплоносителе растворенных агрессивных газов (кислорода и углекислого газа);
- снижается расход подготовленной подпиточной воды на источнике, снижаются затраты на химводоочистку (ХВО);
- уменьшается образование отложений в трубопроводной системе и поверхностях нагрева;
- возможно внесение в магистральные сети ингибиторов коррозии и защиты от отложений, т.к. исключается контакт конечного потребителя с сетевой водой.

При рассмотрении аспектов экономической целесообразности были произведены два расчета, основанные на фактических показателях, полученных при реализации мероприятий по переводу с открытой на закрытую схему присоединения с независимым подключением (АИТП) в городах Казань (РТ), Набережные Челны (РТ), г. Елабуга (РТ), г. Салават (РБ) и г. Сибай (РБ).

Основные показатели, формирующие экономическую целесообразность связаны с уменьшением объема теплосети, снижением объемов циркуляции теплоносителя, уменьшением количества оборудования в работе и повышением надежности системы в целом:

- отсутствие перерасхода тепловой энергии (перетоков), составляющего до 60-70% от расчетного теплопотребления, и, как следствие, отсутствие перерасхода топлива, снижение негативного воздействия на окружающую среду, связанного с выбросами загрязняющих веществ;
- снижение потерь тепловой энергии в магистральных и квартальных сетях, по опыту внедрения эффект достигает 20-25%;

- отсутствие затрат на прокладку/модернизацию/обслуживание/ремонт сетей ГВС;
- отсутствие затрат на строительство/модернизацию/ремонт/обслуживание ЦТП;
- уменьшение количества персонала предприятий тепловых сетей, более эффективное использование человеческого ресурса и техники;
- высвобождение земельных участков вследствие демонтажа существующих ЦТП, и отсутствии необходимости в строительстве новых.

Суммарный совокупный платеж за коммунальные услуги, включая отопления и ГВС для населения может:

- 1) Измениться в меньшую сторону, т.к. даже при сохранении объема потребления, в целом по системе потери должны уменьшиться и это должно найти отражение в тарифе. В таком случае средства на реализацию программы следует искать централизованно из сторонних источников
- 2) Остаться неизменным. Теплоснабжающая организация (по согласованию с ТСЖ) включает в инвестиционную программу мероприятия по отдельным объектам и микрорайонам, одновременно показывая экономию от снижения потерь, отсутствия необходимости обслуживать ЦТП и т.п. Таким образом реализация программы не окажет влияния на тариф для населения.
- 3) Увеличиться при необходимости каждому отдельному ТСЖ закупать АИТП самостоятельно и самостоятельно искать обслуживающую организацию.

Заполнение и работа контура отопления обеспечивается сетевой водой, а для ГВС используется водопроводная вода питьевого качества.

Согласно проведенных ООО «Прогресс Проект» в июле 2019 года обследований тепловых сетей теплоснабжения и сетей горячего водоснабжения рекомендуется произвести замену всех внутриквартальных сетей с.Осиново.

На реконструкцию системы теплоснабжения п. Осиново по данным ООО «Прогресс Проект» требуется: для сетей отопления – 227 240 тыс. руб; - для сетей горячего водоснабжения – 101 240 тыс. руб.

В рамках рассматриваемого варианта, в качестве альтернативного и оптимального с точки зрения энергоэффективности решения, предлагается средства, заложенные на реконструкцию сетей ГВС, использовать на оснащение АИТП всех потребителей с.Осиново (СЦТ – 1).

Согласно базы данных БТИ Осиновского СП СЦТ – 1 обслуживает 85 жилых домов. Если капитальные затраты, заложенные на реконструкцию сетей ГВС, разделить на каждый дом, то стоимость одного АИТП составит порядка 1191 тыс.руб., что соответствует среднерыночной стоимости индивидуальных пунктов.

Достижение экономии тепловой энергии возможно только при правильной эксплуатации оборудования, периодическом контроле за его работой и при условии, что модернизируемые здания имеют достаточный уровень теплозащиты.

Для принятия решения по переводу всех потребителей СЦТ1 на АИТП **требуется разработка комплексного технико-экономического обоснования**, учитывающего все детали рассматриваемой системы теплоснабжения (схемы подключения, возможность установки АИТП у потребителей, очередность оснащения, с целью достижения наибольшего экономического эффекта, влияние на потребителей, оставшихся без АИТП, выбор источника финансирования и т.д.), а также подробной электронной модели для моделирования поэтапного внедрения и различных режимов эксплуатации. Данный вопрос выходит за рамки настоящей актуализации и должен быть подробно проработан в рамках отдельного проекта.

Оценка эффективности реализации программы повышения энергоэффективности связана с определением результатов вложения инвестиций и определяется соотношением затрат и результатов рассматриваемых мероприятий. Основными показателями технико-экономического обоснования являются финансовая состоятельность, показатели коммерческой эффективности инвестиций и объемы общих инвестиционных и производственных издержек.

Данный документ позволит потенциальным инвесторам (управляющим, теплоснабжающим, генерирующим и транспортирующим теплоноситель компаниям) принимать технически-взвешенные решения о целесообразности участия в реализации мероприятий по оснащению жилых домов АИТП.

5.7 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ ПЕРСПЕКТИВНОГО РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ

5.7.1 ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ

Сравнение экономических показателей произведено по величине необходимых капитальных затрат в реализацию мероприятий предлагаемых вариантов за 15-летний период и величине конечного тарифа для потребителей за 5- и 15-летний период³.

Для уточнения величины капитальных затрат и тарифных последствий для Варианта 4 необходима разработка полноценной программы по переводу потребителей СЦТ1 на АИТП включая подробную электронную модель системы теплоснабжения с.Осиново. Так как Вариант 4 является дополнительным далее в сравнении не рассматривается.

Таблица 6. Распределение затрат по субъектам теплоснабжения, тыс. руб

	Вариант 1.1	Вариант 1.2	Вариант 2	Вариант 3
Энергоцентр «Майский»	1 625 000	390 000		
ООО «ОТК»	198 536	208 805	53 079	
ООО «РСК»				48 827
ИТОГО:	1 823 536	598 805	53 079	48 827

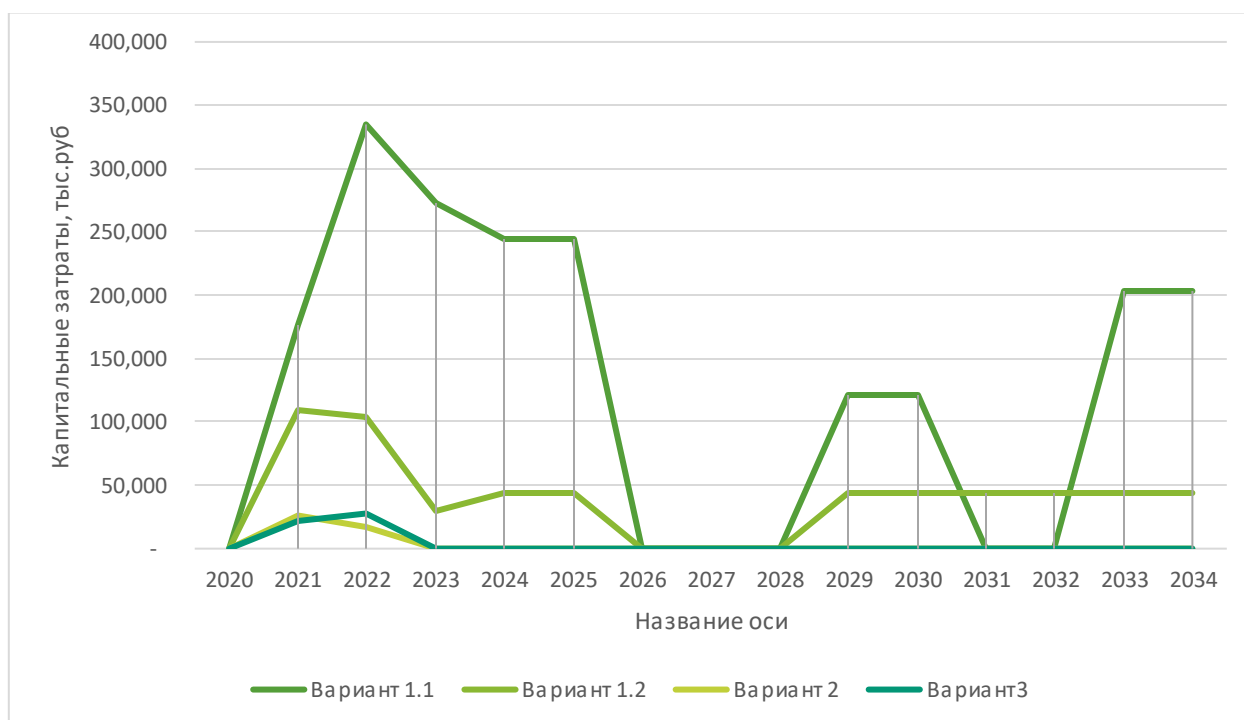


Рисунок 20. Капитальные затраты в строительство и реконструкцию системы теплоснабжения

Вне зависимости от выбранного варианта развития величина затрат по реализации базовых мероприятий составит **125 667** тыс.рублей, в том числе:

³ Годовой показатель инфляции для целей расчета принят на уровне 5%.

- по мероприятиям ООО «ОТК» 10 269 тыс.руб;
- по мероприятиям ООО «ПЭСТ» 115 397 тыс. руб.

Для уточнения величины капитальных затрат и включения в последующие проекты актуализации тарифных последствий по Вариантам 1.1 и 1.2 необходима разработка полноценного ТЭО по реконструкции Энергоцентра.

Для определения конечного тарифа приняты величины ежегодных затрат с учетом сроков амортизации:

- для основного оборудования, зданий и сооружений - 25 лет;
- для магистральных тепловых сетей - 30 лет;
- для распределительных сетей - 15 лет;
- для прочего оборудования - 10 лет.

Проведено распределение затрат по системам централизованного теплоснабжения в соответствии с перечнем предлагаемых мероприятий.

В качестве базового тарифа приняты утвержденные показатели на начало 2020 года (без НДС):

- 1305,39 руб/Гкал от Казанской ТЭЦ-3 в зону ЕТО-2 (Постановление ГКРТ по тарифам №5-125/тэ от 18.12.2019 г.);
- 1059,92 руб/Гкал от ООО «ОТК» (Постановление ГКРТ по тарифам №5-100/тэ от 09.12.2019 г.).

Расчет перспективных тарифов для потребителей выполнен исходя из величины прироста необходимой валовой выручки для компенсации затрат в строительство/реконструкцию (подробнее - см. Главу 12 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию») пропорционально объемам отпускаемой тепловой энергии.

Таблица 7. Расчет тарифных последствий

Вариант / Год	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2035
Тариф В1.1	1272	1335	2095	2848	3610	4378	8559	13524
Тариф В1.2	1272	1440	1872	2358	2910	3523	7628	13121
Тариф В2	1305	1371	1473	1591	1717	1857	2722	3783
Тариф В3 (для СЦТ1)	1272	1335	1463	1631	1816	2037	3496	5250
Тариф В3 (для СЦТ2)	1305	1394	1485	1580	1677	1778	2358	3074
Тариф В3 (единая СЦТ) - рекомендуемый	1305	1371	1475	1595	1722	1864	2738	3811

В связи с тем, что по СЦТ1 предполагается существенно большие объемы капитальных затрат, по сравнению с затратами по СЦТ2 и, при этом, объемы отпуска по СЦТ2 в перспективе предполагаются вдвое больше объемов по СЦТ1, величина конечного

тарифа по варианту 3 для потребителей СЦТ1 может стать существенно выше тарифа для потребителей СЦТ2.

В связи с вышеизложенным рекомендуется в 2021 году выполнить мероприятия по присоединению кв. «Радужный-1» к источнику тепловой энергии Казанская ТЭЦ-3, после чего рекомендуется выполнить объединение систем СЦТ1 и СЦТ2 в единую СЦТ.

По варианту 1.2 предполагается уменьшение доли комбинированной выработки на Энергоцентре вдвое за счет ввода дополнительной мощности только на водогрейных котлах и, как следствие, дополнительный рост тарифа с коллекторов начиная с 2021 г.

Таблица 8. Сравнение экономических показателей вариантов

Критерий	Вариант 1.1	Вариант 1.2	Вариант 2	Вариант 3 ⁴
Величина капитальных затрат, тыс.руб ⁵	1 949 202	714 202	168 477	174 493
Тариф для конечных потребителей к 2025 году, тыс.руб/Гкал	4378	3523	1857	1864
Тариф для конечных потребителей к 2030 году, тыс.руб/Гкал	8559	7628	2722	2738
Тариф для конечных потребителей к 2035 году, тыс.руб/Гкал	13524	13121	3783	3811

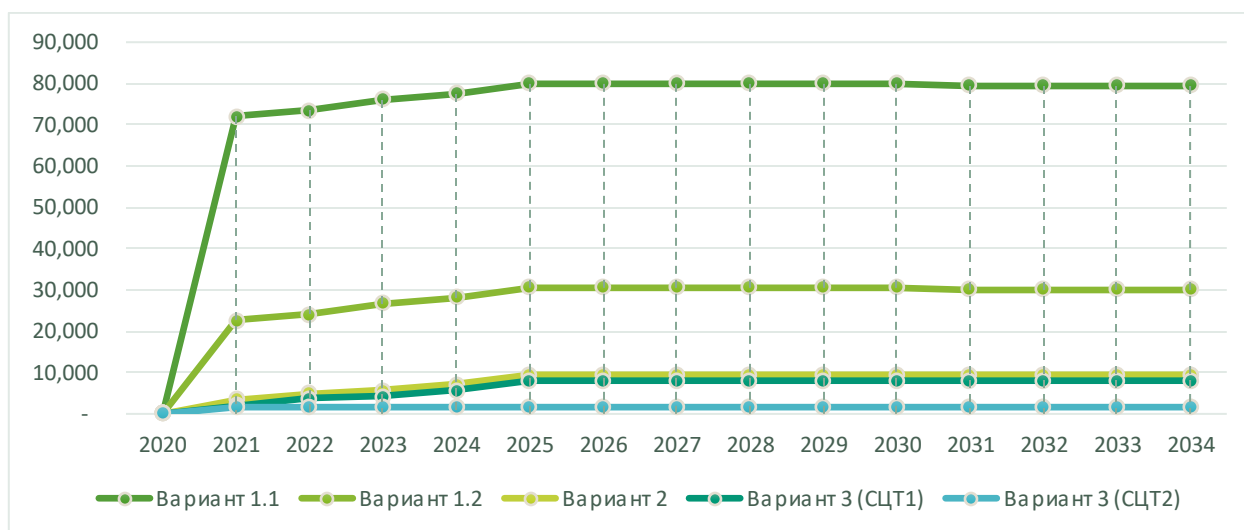


Рисунок 21. Затраты, учитываемые в тарифе, тыс.руб

⁴ единая СЦТ

⁵ В текущих ценах.

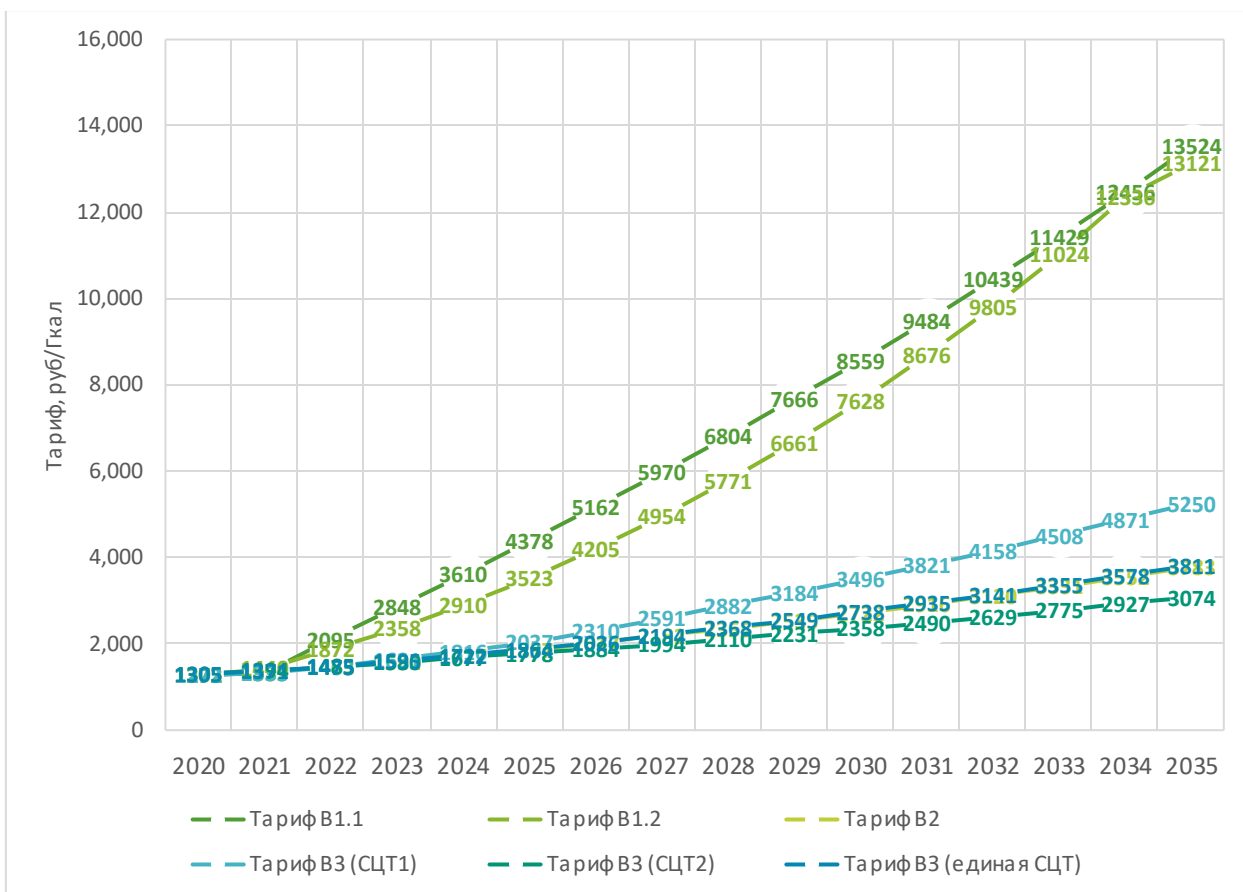


Рисунок 22. Прогнозные тарифы на период 2021 - 2035 гг.

Как по величине капитальных затрат, так и по величине конечного тарифа **приоритетными с точки зрения экономических последствий являются Варианты 2 и 3**, так как тарифные последствия и капитальные затраты кратно меньше Вариантов 1.1 и 1.2.

5.7.2 НАДЕЖНОСТЬ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Надежность теплоснабжения рассчитана на основании критериев, указанных в Разделе 9 Главы 1 обосновывающих материалов с учетом реализации полного комплекса мероприятий по рассматриваемым вариантам.

Таблица 9. Сравнение показателей надежности вариантов

Критерий	Вариант 1.1	Вариант 1.2	Вариант 2	Вариант 3
Показатель надежности электроснабжения источника тепла (КЭ)	0,66	0,6	1	1

⁶ для Варианта 1.1 и 1.2 может быть повышен при реализации дополнительных мероприятий по повышению надежности электроснабжения - подключение к дополнительному независимому источнику электроснабжения. В рамки рассмотрения настоящей актуализацией не входит.

Критерий	Вариант 1.1	Вариант 1.2	Вариант 2	Вариант 3
Показатель надежности водоснабжения источника тепла (КВ)	0,67	0,6	1	1
Показатель надежности топливоснабжения источника тепла (КТ)	0,58	0,5	1	1
Показатель уровня резервирования источника тепла и элементов тепловой сети (КР)	0,59	0,5	0,6	1
Показатель технического состояния тепловых сетей (КС) ¹⁰	0,8	0,8	0,8	0,8
Показатель надежности (КОТК)	н/д	н/д	н/д	н/д
Показатель недоотпуска тепла (КНЕД)	н/д	н/д	н/д	н/д
Показатель качества теплоснабжения (КЖАЛ)	н/д	н/д	н/д	н/д
Интегральный показатель надежности (Кнад)	0,6	0,6	0,85	0,95

В настоящем расчете показатель надежности, показатель недоотпуска тепла, показатель качества теплоснабжения не учитываются в связи с отсутствием достаточного количества достоверных статистических данных.

Так как при реализации полного комплекса мероприятий по Вариантам 1.1 и 1.2 система централизованного теплоснабжения Осиновского СП станет по показателю надежности повысится до «малонадежной», при реализации мероприятий по Варианту 2 повысится до «надежной», и по Варианту 3 повысится до «высоконадежной». **Приоритетным с точки зрения надежности является Вариант 3.**

5.7.3 ПЕРСПЕКТИВНОЕ РАЗВИТИЕ

Перспективное развитие Осиновского СП в части теплоснабжения связано с возможностью подключения новых потребителей и величине затрат на данное подключение.

⁷ для Варианта 1.1 и 1.2 может быть повышен при реализации дополнительных мероприятий по повышению надежности водоснабжения - подключение к дополнительному независимому источнику водоснабжения. В рамки рассмотрения настоящей актуализацией не входит.

⁸ для Варианта 1.1 и 1.2 может быть повышен при реализации дополнительных мероприятий по повышению надежности топливоснабжения - создание хозяйства резервного топлива. В рамки рассмотрения настоящей актуализацией не входит.

⁹ для Варианта 1.1 и 1.2 с учетом строительства переемычки от ТВ-16 «Майский», в противном случае показатель = 0,2 и общий показатель снижается до 0,53.

¹⁰ для всех вариантов при реализации указанных мероприятий по реконструкции тепловых сетей СЦТ1 ООО «ПЭСТ».

Учитывая кратно большие затраты и существенно больший перечень мероприятий по реконструкции тепловых сетей для подключения перспективных нагрузок по Вариантам 1.1 и 1.2, **приоритетными с точки зрения обеспечения перспективного развития Осиновского СП являются Варианты 2 и 3.**

5.8 ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ПРИОРИТЕТНОГО ВАРИАНТА

По совокупности факторов, приоритетным для развития настоящей актуализацией рекомендуется Вариант 3 с сохранением Энергоцентра «Майский» в качестве основного источника теплоснабжения СЦТ1 и переводом подключенной нагрузки СЦТ2 Осиновского СП на источник комбинированной выработки Казанскую ТЭЦ-3 с реализацией необходимых мероприятий с учетом перспективного развития системы теплоснабжения СЦТ2 и мероприятий по приведению в нормативное техническое состояния систем теплоснабжения СЦТ1 ООО «ПЭСТ».