



АДМИНИСТРАЦИЯ
ХАБАРОВСКОГО МУНИЦИПАЛЬНОГО РАЙОНА
Хабаровского края

ПОСТАНОВЛЕНИЕ

23.08.2019 № 1014

г. Хабаровск

Внесении изменений в схему теплоснабжения сельского поселения «Село Бычиха» Хабаровского муниципального района Хабаровского края до 2032 года, утвержденную постановлением администрации Хабаровского муниципального района от 30.01.2017 № 101

В соответствии с федеральными законами от 06.10.2003 № 131-ФЗ «Об общих принципах организации местного самоуправления в Российской Федерации», от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении», постановлением Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» администрация Хабаровского муниципального района

ПОСТАНОВЛЯЕТ:

1. Внести изменения в схему теплоснабжения сельского поселения «Село Бычиха» Хабаровского муниципального района Хабаровского края до 2032 года, утвержденную постановлением администрации Хабаровского муниципального района от 30.01.2017 № 101 «Об утверждении схемы теплоснабжения сельского поселения "Село Бычиха" Хабаровского муниципального района Хабаровского края до 2032 года», изложив ее в новой редакции в соответствии с приложением к настоящему постановлению.

2. Управлению по обеспечению деятельности администрации Хабаровского муниципального района (Кузнецов А.Ю.) разместить настоящее постановление на официальном сайте администрации Хабаровского муниципального района и опубликовать в информационном бюллетене «Вестник Хабаровского района».

3. Контроль за выполнением настоящего постановления возложить на заместителя главы администрации Хабаровского муниципального района Хакимова М.Б.

4. Настоящее постановление вступает в силу после его официального опубликования (обнародования).

Глава района



А.П. Яц

ПРИЛОЖЕНИЕ

к постановлению администрации
Хабаровского муниципального
района
от 23.08.2019 № 1014

«УТВЕРЖДЕНА

постановлением администрации
Хабаровского муниципального
района
от 30.01.2017 № 101

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
сельского поселения "Село Бычиха"
Хабаровского муниципального района
Хабаровского края до 2032 года
(актуализированная)

г. Хабаровск
2019 г

В настоящей работе применяют следующие обозначения:

теплоснабжение – централизованное снабжение горячей водой (паром) систем отопления и горячего водоснабжения жилых и общественных зданий и технологических потребителей;

система теплоснабжения – совокупность источников тепловой энергии и теплопотребляющих установок, технологически соединенных тепловыми сетями;

схема теплоснабжения – документ, содержащий предпроектные материалы по обоснованию эффективного и безопасного функционирования системы теплоснабжения, ее развития с учетом правового регулирования в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности;

источник тепловой энергии – устройство, предназначенное для производства тепловой энергии;

базовый режим работы источника тепловой энергии – режим работы источника тепловой энергии, который характеризуется стабильностью функционирования основного оборудования (котлов, турбин) и используется для обеспечения постоянного уровня потребления тепловой энергии, теплоносителя потребителями при максимальной энергетической эффективности функционирования такого источника;

единая теплоснабжающая организация – теплоснабжающая организация, которая определяется в схеме теплоснабжения органом местного самоуправления на основании критериев и в порядке, которые установлены правилами организации теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации;

радиус эффективного теплоснабжения – максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение (технологическое присоединение) теплопотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения;

тепловая сеть – совокупность устройств (включая центральные тепловые пункты, насосные станции), предназначенных для передачи тепловой энергии, теплоносителя от источников тепловой энергии до теплопотребляющих установок;

тепловая мощность – количество тепловой энергии, которое может быть произведено и (или) передано по тепловым сетям за единицу времени;

тепловая нагрузка – количество тепловой энергии, которое может быть принято потребителем тепловой энергии за единицу времени;

потребитель тепловой энергии – лицо, приобретающее тепловую энергию (мощность), теплоноситель для использования на принадлежащих ему на праве собственности или ином законном основании теплопотребляющих установках, либо для оказания коммунальных услуг в части горячего водоснабжения и отопления;

теплопотребляющая установка – устройство, предназначенное для использования тепловой энергии, теплоносителя для нужд потребителя тепло-

вой энергии;

инвестиционная программа – программа финансирования мероприятий организации, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, по строительству, капитальному ремонту, реконструкции и (или) модернизации источников тепловой энергии и (или) тепловых сетей в целях развития, повышения надежности и энергетической эффективности системы теплоснабжения, подключения (технологического присоединения) теплопотребляющих установок потребителей тепловой энергии к системе теплоснабжения;

теплоснабжающая организация – организация, осуществляющая продажу потребителям и (или) теплоснабжающим организациям произведенных или приобретенных тепловой энергии (мощности), теплоносителя и владеющая на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в системе теплоснабжения, посредством которой осуществляется теплоснабжение потребителей тепловой энергии;

теплосетевая организация – организация, оказывающая услуги по передаче тепловой энергии;

надежность теплоснабжения – характеристика состояния системы теплоснабжения, при которой обеспечиваются качество и безопасность теплоснабжения;

зона действия системы теплоснабжения – территория сельского поселения, границы которой устанавливаются по наиболее удаленным точкам подключения потребителей к тепловым сетям, входящим в систему теплоснабжения;

зона действия источника тепловой энергии – территория сельского поселения округа или ее часть, границы которой устанавливаются закрытыми секционирующими задвижками тепловой сети системы теплоснабжения;

установленная мощность источника тепловой энергии – сумма номинальных тепловых мощностей всего принятого по акту ввода в эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям, на собственные и хозяйственные нужды;

ограничение тепловой мощности – сумма объемов мощности, не реализуемой по техническим причинам, в том числе по причине снижения тепловой мощности оборудования в результате эксплуатации на продленном техническом ресурсе;

располагаемая мощность источника тепловой энергии – величина, равная установленной мощности источника тепловой энергии за вычетом ограничения тепловой мощности;

рабочая мощность – используемая мощность котельной, включающая в себя подключенную нагрузку, потери мощности в тепловой сети и мощность, используемую на собственные нужды котельной;

резервная мощность – разница между располагаемой и рабочей мощностью котельной, включающая в себя явный (мощность котельного оборудования, полностью выведенного в резерв) и скрытый резерв (разница меж-

ду резервной мощностью и явным резервом);

топливно-энергетический баланс – документ, содержащий взаимосвязанные показатели количественного соответствия поставок энергетических ресурсов на территории муниципального образования и их потребления, устанавливающий распределение энергетических ресурсов между системами теплоснабжения, потребителями, группами потребителей и позволяющий определить эффективность использования энергетических ресурсов;

теплосетевые объекты – объекты, входящие в состав тепловой сети и обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до теплопотребляющих установок потребителей тепловой энергии;

элемент территориального деления – территория городского округа или ее часть, установленная по границам административно-территориальных единиц;

расчетный элемент территориального деления – территория городского округа или ее часть, принятая для целей разработки схемы теплоснабжения в неизменяемых границах на весь срок действия схемы теплоснабжения.

Сокращения

В настоящей работе использованы следующие сокращения:

ВПУ – водоподготовительная установка;

ГВС – горячее водоснабжение;

ЕТО – единая теплоснабжающая организация;

ТК – тепловая камера;

УК – уставной капитал;

УТ – тепловой узел;

КПД – коэффициент полезного действия;

ПИР – проектно-изыскательские работы;

ПСД – проектно-сметная документация;

СМР – строительно-монтажные и наладочные работы;

СЦТ – система централизованного теплоснабжения;

РНИ – режимно-наладочные испытания;

ППУ – пенополиуретан;

ХВО – химводоочистка;

ННЗТ – неснижаемый нормативный запас топлива;

НЭЗТ – нормативно-эксплуатационный запас топлива;

МКД – многоквартирный дом.

Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения

Часть 1. Функциональная структура теплоснабжения

1.1. На территории сельского поселения "Село Бычиха" Хабаровского муниципального района Хабаровского края (далее – СП "Село Бычиха") действует теплоснабжающая организация – муниципальное унитарное предприятие "Новатор" (далее – МУП "Новатор").

1.2. Муниципальные котельные осуществляют выработку тепловой энергии, которая расходуется на нужды отопления потребителей и на хозяйственные нужды теплоснабжающей организации. Котельные относятся к категории сезонных котельных.

Структура потребителей и их нагрузки по видам теплопотребления на 2019 год показаны в таблице 1.

Таблица 1

Котельная	Вид услуги	Население		Бюджетные потребители		Прочие	
		Гкал/год	Гкал/ч	Гкал/год	Гкал/ч	Гкал/год	Гкал/ч
Бычиха	отопление	8078,83	2,33222	1289,66	0,4755	20,922	0,0728
	ГВС	22,78	0,00425	0,0	0,0	0,0	0,0
ВСЕГО	отопление	6518,226	2,2612	1370,696	0,4755	209,856	0,0728
	ГВС	22,78	0,00425	0,0	0,0	0,0	0,0

Часть 2. Источники тепловой энергии

2.1. В СП "Село Бычиха" централизованное теплоснабжение осуществляется от четырех источников тепловой энергии:

- котельная № 1 по ул. Партизанская, 14а, блочно-модульного типа, основным топливом является природный газ, резервное топливо – дизельное топливо, установленная мощность 6,45 Гкал/ч;

- котельная № 2 по ул. Заречная, 7, основным топливом является бурый уголь, установленная мощность 2,32 Гкал/ч;

- котельная № 3 по ул. Санаторная, электрическая (на отопление), установленная мощность 2,32 Гкал/ч;

- котельная № 4 по ул. Санаторная, электрическая (горячее водоснабжение), установленная мощность 0,036 Гкал/ч;

- котельная № 5 расположенная на территории санатория "Уссури", данные отсутствуют.

Теплоснабжение малоэтажных и индивидуальных жилых застроек, а также отдельных зданий коммунально-бытовых и промышленных потребителей, не подключенных к центральному теплоснабжению, осуществляется от индивидуальных источников тепловой энергии.

Структура основного оборудования источников тепловой энергии показана в таблице 2.

Таблица 2

Марка котлов	Тип котла/ Режим работы	Мощность котлов по паспорту (Гкал/ч)	Год ввода в эксплуатацию	КПД котлов по паспорту (%)	КПД котлов по РНИ* (%)	Вид топлива
Котельная № 1 (газ)						
КВа-2,5	водогрейный	2,15	2009	92	н/д	Газ
КВа-2,5	водогрейный	2,15	2009	92	н/д	Газ
КВа-2,5	водогрейный	2,15	2009	92	н/д	Газ
Котельная № 2 (уголь)						
КВс-0,43к	водогрейный	0,37	2016	77	61,5	Уголь
КВс-0,43к	водогрейный	0,37	2016	77	59,5	Уголь
КВр-1,16к	водогрейный	1,00	2007	82	н/д	Уголь
КВ-0,42	водогрейный	0,42	2018	н/д	72	Уголь
Котельная № 3 (электро, отопление)						
ZOTA-60	водогрейный	0,052	2016	н/д	н/д	Э/э
ZOTA-60	водогрейный	0,052	2016	н/д	н/д	Э/э
ZOTA-60	водогрейный	0,052	2016	н/д	н/д	Э/э
ZOTA-60	водогрейный	0,052	2016	н/д	н/д	Э/э
Котельная № 4 (электро, ГВС)						
ZOTA-60	водогрейный	0,018	2019	н/д	н/д	Э/э
ZOTA-60	водогрейный	0,018	2019	н/д	н/д	Э/э

Основные технические характеристики насосного оборудования показаны в таблице 3.

Таблица 3

Марка насоса	Назначение	Произ- води- тель- ность (м³/ч)	Напор (м.вод. ст.)	Эл. двигатель		Кол- во (шт.)
				Мощ- ность (кВт)	Число оборот. в мин.	
Котельная № 1 (газ)						
WILO IL100/150-15/2 (с частотным приводом)	Циркуляция теп- лоносителя в кот- ловом контуре	265	26	15	2900	2
WILO IL100/170-30/2 (с частотным приводом)	Циркуляция теп- лоносителя в се- тевом контуре	308	40	30	2900	2
MHI 402	Подпиточный	8	22	0,74	2850	2
Котельная № 2 (уголь)						
1K 80-65-160	Циркуляция теп- лоносителя в се- тевом контуре	50	32	7,5	2900	2
Котельная № 3 (электро, отопление)						
WILO PH-101E	Циркуляция теп- лоносителя в се- тевом контуре	5,1	4,5	0,2	2900	2
Котельная № 4 (электро, ГВС)						

Марка насоса	Назначение	Произ- води- тель- ность (м³/ч)	Напор (м.вод. ст.)	Эл. двигатель		Кол- во (шт.)
				Мощ- ность (кВт)	Число оборот. в мин.	
Wilo-Star Z 20/7-3	Циркуляция теп- лоносителя в кот- ловом контуре	5,5	6,0	0,146	2700	2
Wilo CronoLine IL-32/160-3/2	Циркуляция теп- лоносителя в се- тевом контуре	25	33,7	3	2900	2

Прочее оборудование и материалы показаны в таблице 4.

Таблица 4

Оборудование	Марка/ характеристика	Объем/высота (м³/м)	Количество (шт.)
Котельная № 1 (газ)			
Теплообменник	Пластинчатый FP 40-133-1-ЕН	н/д	2
Установка умягчения во- ды непрерывного дей- ствия	н/д	н/д	1
Дымовая труба высотой	D1220 мм	27 м	1
Бак исходной воды	н/д	V=25 м³	2
Дутьевой вентилятор	н/д	н/д	3
Котельная № 2 (уголь)			
Дымовая труба высотой	D2000 мм	21,2 м	1
Дутьевой вентилятор	н/д, 2,2/3000	-	3
Дутьевой вентилятор	ВР-300-45-2,5, 4,0/3000	-	1
Котельная № 3 (электро, отопление)			
-	-	-	-
Котельная № 4 (электро, ГВС)			
Бак-аккумулятор	Из листовой стали в минераловатной тепло- вой изоляции	5	1

Показатели учета зданий котельных показаны в таблице 5.

Таблица 5

Показатель	Значение показателя
Котельная № 1 (газ)	
Год постройки	2008
Этажность	1
Строительный объем, м³	319
Материал стен	Панели «сэндвич»
Год последнего капитального ремонта	-
Котельная № 2 (уголь)	
Год постройки	1976
Этажность	1
Строительный объем, м³	3707
Материал стен	Кирпич
Год последнего капитального ремонта	н/д
Котельная № 3 (электро, отопление)	
Год постройки	2016

Этажность	1
Строительный объем, м ³	45
Материал стен	Железобетон
Год последнего капитального ремонта	-
Котельная № 4 (электро, ГВС)	
Год постройки	2019
Этажность	1
Строительный объем, м ³	45
Материал стен	Железобетон
Год последнего капитального ремонта	-

2.2. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности.

Установленные, располагаемые мощности и нагрузка котельных показаны в таблице 6.

Таблица 6

Наименование котельной	УТМ, Гкал/ч	РТМ, Гкал/ч	Присоединенная тепловая нагрузка, Гкал/ч			
			ВСЕГО	отопление	вентиляция	ГВС
Котельная № 1 (газ)	6,45	6,45	2,0548	2,0548	0,0	0,0
Котельная № 2 (уголь)	2,16	1,16	0,50907	0,50907	0,0	0,0
Котельная № 3 (электро, отопление)	0,206	0,206	0,13003	0,13003	0,0	0,0
Котельная № 4 (электро, ГВС)	0,036	0,036	0,0085	0,0	0,0	0,00425
ВСЕГО:	8,852	7,852	2,7024	2,6939	0,0	0,00425

*УТМ – установленная тепловая мощность источника тепловой энергии;

**РТМ – располагаемая тепловая мощность источника тепловой энергии.

Во избежание возникновения дефицитов мощности и ухудшения качества теплоснабжения рекомендуется принимать решение о наличии (отсутствии) технической возможности технологического присоединения к сетям теплоснабжения после проведения наладочных испытаний котлоагрегатов.

2.3. Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования. Средневзвешенный срок службы котлов показан в таблице 7.

Таблица 7

№ п/п	Марка котла	Год ввода	Год проведения последнего капитального ремонта	Срок эксплуатации, лет
Котельная №1 (газ)				
1.	КВа-2,5	2009	н/д	10,0
2.	КВа-2,5	2009	н/д	10,0
3.	КВа-2,5	2009	н/д	10,0
Котельная №2 (уголь)				
1.	КВс-0,43к	2016	-	3
2.	КВс-0,43к	2016	-	3

№ п/п	Марка котла	Год ввода	Год проведения последнего капитального ремонта	Срок эксплуатации, лет
3.	КВр-1,16к	2007	н/д	12
4.	КВ-0,42	2018	-	1
Котельная №3 (электро, отопление)				
1.	ZOTA-60	2016	-	3
2.	ZOTA-60	2016	-	3
3.	ZOTA-60	2016	-	3
4.	ZOTA-60	2016	-	3
Котельная №4 (электро, ГВС)				
1.	ZOTA-21	2019	-	0
2.	ZOTA-60	2019	-	0

2.4. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя.

Регулирование отпуска тепловой энергии потребителям осуществляется централизованно непосредственно на котельной. Метод регулирования качественный. Схема присоединения систем отопления всех потребителей зависимая. Утвержденный температурный график отпуска тепла в тепловую сеть из котельных 95/70 °С и 90/70 °С (от электрокотельной).

2.5. Схема выдачи тепловой мощности котельных.

Отпуск тепла осуществляется следующим образом:

- котельная № 1 (вид топлива – газ) – система отпуска тепла 2-х трубная, независимая через теплообменник. Для восполнения потерь теплоносителя вследствие несанкционированного водоразбора и утечек, производится подпитка системы теплоснабжения водопроводной водой без очистки.

- котельная № 2 (вид топлива – уголь) – система отпуска тепла 2-х трубная, зависимая. Для восполнения потерь теплоносителя вследствие несанкционированного водоразбора и утечек, производится подпитка системы теплоснабжения водопроводной водой без очистки.

- котельная № 3 (электрическая, отопление) – система отпуска тепла 2-х трубная, зависимая. Для восполнения потерь теплоносителя вследствие утечек, производится подпитка системы теплоснабжения водопроводной водой без очистки.

- котельная № 4 – 2-х контурная. 1-й контур: котел – бак аккумулятор; 2-й контур: бак аккумулятор – потребители. Вода для нужд ГВС используется из системы водоснабжения.

2.6. Среднегодовая загрузка котельного оборудования.

Данные по выработке тепловой энергии котельных показаны в таблице 8.

Таблица 8

Наименование котельной	Выработка, Гкал/год	Среднегодовая загрузка, %
Котельная №1 (газ)	6886,1	41,6
Котельная №2 (уголь)	1545,2	66,6
Котельная №3 (электро, отопление)	355,4	83,9

Наименование котельной	Выработка, Гкал/год	Среднегодовая загрузка, %
Котельная №4 (электро, ГВС)	88,7	35,6
ВСЕГО:	8875,4	-

2.7. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети.

Приборы учета тепловой энергии установлены на котельной №1 (газ). Приборы учета на стороне потребителей установлены частично. Учет отпущенной и полученной тепловой энергии для абонентов без приборов учета осуществляется расчетным способом.

2.8. Тепловая мощность котельных.

Тепловая мощность нетто и расчетная максимальная нагрузка котельных на собственные нужды показаны в таблице 9.

Таблица 9

Наименование котельной	Собственные нужды котельной, Гкал/ч	Тепловая мощность нетто, Гкал/ч
Котельная №1 (газ)	0,03219	6,4178
Котельная №2 (уголь)	0,01981	1,1402
Котельная №3 (электро, отопление)	0,0013	0,2047
Котельная №4 (электро, ГВС)	0,0007	0,0353
ВСЕГО:	0,054	7,7980

Часть 3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты

3.1. Общая характеристика тепловых сетей.

Суммарная протяженность тепловых сетей составляет 2,73 км (в двухтрубном исчислении). Средний наружный диаметр трубопроводов тепловых сетей составляет 0,095 м. Система теплоснабжения двухтрубная. Системы отопления присоединены к тепловым сетям по зависимой схеме без снижения потенциала тепла сетевой воды.

Тепловые сети проложены надземным и подземным способами. Надземные теплопроводы проложены на низких отдельно стоящих опорах, подземные теплопроводы проложены в непроходных каналах. Каналы изготовлены из унифицированных сборных железобетонных деталей. Тепловая изоляция – маты прошивные минераловатные.

Общие характеристики тепловых сетей показаны в таблице 10.

Таблица 10

Диаметр (мм)	Протяженность (м)	Год ввода в эксплуатацию	Способ прокладки	По назначению	По исполнению
Котельная № 1					
76	290,1	1990	надземный	отопление	2-ух трубная
89	55,6	1990	надземный	отопление	2-ух трубная
108	96,0	1990	надземный	отопление	2-ух трубная
133	294,7	1990	надземный	отопление	2-ух трубная
219	24,2	1990	надземный	отопление	2-ух трубная
Итого: общая протяженность 760,6 м					

Диаметр (мм)	Протяженность (м)	Год ввода в эксплуатацию	Способ прокладки	По назначению	По исполнению
Итого: средний наружный диаметр 107,6 мм					
32	10,0	2008	подземный	отопление	2-ух трубная
38	340,1	1986	подземный	отопление	2-ух трубная
45	39,5	1986	подземный	отопление	2-ух трубная
45	48,5	1990	подземный	отопление	2-ух трубная
57	128,1	1990	подземный	отопление	2-ух трубная
57	6,9	2008	подземный	отопление	2-ух трубная
76	206,0	1986	подземный	отопление	2-ух трубная
89	184,6	1990	подземный	отопление	2-ух трубная
108	315,1	1986	подземный	отопление	2-ух трубная
108	580,5	1990	подземный	отопление	2-ух трубная
133	19,3	1990	подземный	отопление	2-ух трубная
159	98,0	1990	подземный	отопление	2-ух трубная
219	52,1	1990	подземный	отопление	2-ух трубная
219	50	2008	подземный	отопление	2-ух трубная
Итого: общая протяженность 2078,7 м					
Итого: средний наружный диаметр 93,4 мм					
Котельная № 2					
57	26,4 (в работе 0,0)	1998	надземный	отопление	2-ух трубная
89	929,3 (в работе 166,95)	1998	надземный	отопление	2-ух трубная
108	827,1 (в работе 157,3)	1998	надземный	отопление	2-ух трубная
Итого: общая протяженность 1782,8 (в работе 324,3) м					
Итого: средний наружный диаметр 98,2 мм (в работе)					
Котельная № 3					
57	5,48	2019	надземный	отопление	2-ух трубная
45	56,56	2019	подземный	отопление	2-ух трубная
45/32	5,48	2019	надземный	ГВС	2-ух трубная
38/32	56,56	2019	подземный	ГВС	2-ух трубная
Итого: общая протяженность 124,08					
Итого: средний наружный диаметр 46,2 мм					

3.2. Материальная характеристика тепловых сетей.

Универсальным показателем, позволяющим сравнивать системы транспортировки теплоносителя, отличающиеся масштабом теплофицируемого района, является удельная материальная характеристика сети, равная:

$$\mu = \frac{M}{Q}, \quad [m^2/Гкал/ч],$$

где:

Q – присоединенная тепловая нагрузка, Гкал/ч;

M – материальная характеристика сети, m^2 .

Материальная характеристика по участкам всей тепловой сети определяется по формуле (РД 153 – 34.0 – 20.523 – 98):

$$M = \sum_{i=1}^n Di * Li \quad [m^2],$$

где:

Di – наружный диаметр i -го участка трубопровода тепловой сети с данным способом прокладки, м;

Li – длина i -го участка трубопровода тепловой сети с диаметром Di по подающей и обратной линиям для подземной прокладки и по подающей или обратной линиям для надземной прокладки, м.

Удельная материальная характеристика является одним из индикаторов эффективности централизованного теплоснабжения. Он определяет возможный уровень потерь теплоты при передаче (транспорте) по тепловым сетям и позволяет установить зону эффективного применения централизованного теплоснабжения.

Удельная материальная характеристика всегда меньше там, где высокая плотность тепловой нагрузки, то есть чем меньше удельная материальная характеристика, тем результативней процесс централизованного теплоснабжения. Низкое качество эксплуатации тепловых сетей приводит к повышенному уровню потерь по сравнению с нормативными еще на 5 – 35 процентов.

Зона высокой эффективности централизованной системы теплоснабжения с тепловыми сетями, выполненными с подвесной теплоизоляцией, определяется не превышением удельной материальной характеристики в зоне действия котельной на уровне $100 \text{ м}^2/\text{Гкал/час}$. Зона предельной эффективности ограничена $200 \text{ м}^2/\text{Гкал/ч}$. Данные значения эффективности по сути являются порогами централизации теплоснабжения. То есть, если потери в распределительных сетях децентрализованной системы теплоснабжения равны 5 процентам, то равнозначность вариантов теплоснабжения появляется при условии, что в тепловых сетях централизованной системы теряется не более 10 процентов произведенного на централизованном источнике тепла.

Отношение равнозначных вариантов потерь в централизованной и децентрализованной системах теплоснабжения также зависит от соотношения стоимости строительства источников и тепловых сетей (чем выше это отношение, тем большим может быть уровень централизации) и от стоимости топлива (чем дороже топливо, тем меньшим должен быть уровень потерь в тепловых сетях).

Материальная характеристика тепловых сетей котельных СП "Бычиха" показана в таблице 11.

Таблица 11

Диаметр участка	Длина участка	Способ прокладки	Материальная характеристика участка	Присоединенная тепловая нагрузка	Удельная материальная характеристика тепловой сети	Объем тепловых сетей	
						отопление	ГВС
мм	м		м^2	Гкал/ч	$\text{м}^2/\text{Гкал/ч}$	м^3	м^3
Котельная № 1 (газ)							
76	290,1	надземный	22,0	2,0548	134,4	41,7	0
89	55,6	надземный	4,9				
108	96,0	надземный	10,4				

Диаметр участка	Длина участка	Способ прокладки	Материальная характеристика участка	Присоединенная тепловая нагрузка	Удельная материальная характеристика тепловой сети	Объем тепловых сетей	
						отопление	ГВС
мм	м		м ²	Гкал/ч	м ² /Гкал/ч	м ³	м ³
133	294,7	надземный	39,2				
219	24,2	надземный	5,3				
32	10	подземный	0,3				
38	340,1	подземный	12,9				
45	39,5	подземный	1,8				
45	48,5	подземный	2,2				
57	128,1	подземный	7,3				
57	6,9	подземный	0,4				
76	206,0	подземный	15,7				
89	184,6	подземный	16,4				
108	315,1	подземный	34,0				
108	580,5	подземный	62,7				
133	19,3	подземный	2,6				
159	98,0	подземный	15,6				
219	52,1	подземный	11,4				
219	50,0	подземный	11,0				
Котельная № 2 (уголь)							
89	166,95	надземный	14,9	0,50907	62,7	4,15	0
108	157,3	надземный	17,0				
Котельная № 3 (электро, отопление)							
57	5,48	надземный	0,3	0,13003	21,5	0,16	0
45	56,56	подземный	2,5				
Котельная № 4 (электро, ГВС)							
45/32	5,48	надземный	0,2	0,0085	270,6	0,08	0
38/32	56,56	подземный	2,1				

Как видно из данной таблицы в СП "Бычиха" имеют место быть как системы теплоснабжения с высокой ($\mu < 100 \text{ м}^2/\text{Гкал/ч}$), так и с низкой ($\mu > 100 \text{ м}^2/\text{Гкал/ч}$) эффективностью централизованной системы теплоснабжения.

3.3. Характеристика тепловых камер, павильонов и арматуры.

На трубопроводах, проложенных как надземным, так и подземным способом, в каналах установлена необходимая чугунная и стальная запорная арматура для дренирования сетевой воды, выпуска воздуха из трубопроводов и отключения ответвлений к потребителям тепловой энергии. Регулирующей арматуры на тепловых сетях не установлено.

Общие сведения о тепловых сетях показаны в таблице 12.

Таблица 12

Наименование элемента	Ед. изм.	Бычиха
Котельная № 1 (газ)		
Протяженность сети:	м	(2839,3)
- воздушная прокладка:	м	(760,6)
а) на эстакадах	м	-
б) на опорах	м	(760,6)
- подземная прокладка:	м	(2078,7)
а) в непроходных каналах	м	(2078,7)

Наименование элемента	Ед. изм.	Бычиха
б) бесканальная	м	-
Колодцы (камеры)	шт.	15
Компенсаторы:	шт.	8
Котельная № 2 (уголь)		
Протяженность сети:	м	1782,8 (в работе 324,3)
- воздушная прокладка:	м	1782,8 (в работе 324,3)
а) на эстакадах	м	-
б) на опорах	м	1782,8 (в работе 324,3)
- подземная прокладка:	м	-
а) в непроходных каналах	м	-
б) бесканальная	м	-
Колодцы (камеры)	шт.	5 (в работе 0)
Компенсаторы:	шт.	13 (в работе 3)
Котельная № 3 (электро, отопление)		
Протяженность сети:	м	62,04
- воздушная прокладка:	м	5,48
а) на эстакадах	м	-
б) на опорах	м	5,48
- подземная прокладка:	м	56,56
а) в непроходных каналах	м	56,56
б) бесканальная	м	-
Колодцы (камеры)	шт.	1
Компенсаторы:	шт.	-
Котельная № 4 (электро, ГВС)		
Протяженность сети:	м	62,04
- воздушная прокладка:	м	5,48
а) на эстакадах	м	-
б) на опорах	м	5,48
- подземная прокладка:	м	56,56
а) в непроходных каналах	м	56,56
б) бесканальная	м	-
Колодцы (камеры)	шт.	1
Компенсаторы:	шт.	-

3.4. Графики регулирования отпуска тепла в тепловую сеть.

В системах централизованного теплоснабжения СП "Село Бычиха" предусмотрено качественное регулирование отпуска тепловой энергии потребителям на всех теплоисточниках. Регулировка отпуска тепла осуществляется по температурному графику 95/70. График выполнен на расчетную температура наружного воздуха – 31 °С и показан в таблице 13.

Таблица 13

Среднесуточная температура наружного воздуха (°С)	Температура сетевой воды в трубопроводе (°С)	
	Подающем	Обратном
+ 8	38,6	33,5
+ 7	40,3	34,7
+ 6	42,0	35,9
+ 5	43,6	37,0
+ 4	45,3	38,1
+ 3	46,8	39,2
+ 2	48,5	40,3

Среднесуточная температура наружного воздуха (°C)	Температура сетевой воды в трубопроводе (°C)	
	Подающем	Обратном
+ 1	50,0	41,3
0	51,5	42,3
– 1	53,1	43,4
– 2	54,6	44,4
– 3	56,1	45,4
– 4	57,6	46,4
– 5	59,1	47,3
– 6	60,6	48,3
– 7	62,0	49,3
– 8	63,5	50,2
– 9	64,9	51,2
– 10	66,3	52,1
– 11	67,8	53,0
– 12	69,2	53,9
– 13	70,7	54,8
– 14	72,0	55,7
– 15	73,4	56,6
– 16	74,8	57,5
– 17	76,2	58,3
– 18	77,6	59,2
– 19	79,0	60,1
– 20	80,4	61,0
– 21	81,7	61,8
– 22	83,0	62,6
– 23	84,4	63,5
– 24	85,7	64,3
– 25	87,1	65,1
– 26	88,4	66,0
– 27	89,7	66,8
– 28	91,1	67,6
– 29	92,4	68,4
– 30	93,7	69,2
– 31	95,0	70,0

3.5. Гидравлические режимы тепловых сетей.

Гидравлические режимы тепловых сетей не представлены.

3.6. Насосные станции и тепловые пункты.

Насосные станции и тепловые пункты на тепловых сетях отсутствуют.

3.7. Техническое состояние тепловых сетей.

Постоянная тенденция к повышению стоимости отпускаемого тепла связана не только с повышением тарифов на топливо и электроэнергию, но и с постоянно растущими потерями в теплосетях и затратами на поддержание сетей в рабочем состоянии.

Нормативный срок службы трубопроводов тепловых сетей, в соответствии с требованиями пункта 1.13 "Типовой инструкции по периодическому

техническому освидетельствованию трубопроводов тепловых сетей в процессе эксплуатации" РД 153–34.0–20.522.99, соответствует 25 годам. Реконструкции (капитальному ремонту с заменой трубопроводов), экспертизе промышленной безопасности и техническому диагностированию подлежат тепловые сети, которые исчерпали эксплуатационный ресурс и находятся в эксплуатации более 25 лет. Эксплуатационный износ тепловых сетей показан в таблице 14.

Таблица 14

Наименование котельной	Протяженность трубопроводов, м	Год ввода в эксплуатацию	Степень износа, %	Протяженность трубопроводов, требующих замены, м
Котельная № 1	1801,4	1986	100	1801,4
	3743,4	1990	100	3743,4
	66,9	2008	44	-
Котельная № 2	648,6	1998	84	-
Котельная № 3	124,08	2019	0	-
Котельная № 4	124,08	2019	0	-
ВСЕГО	6508,46			5544,8

Необходимым условием экономии тепловой энергии и поддержанием комфортных условий для потребителя является соблюдение расчетных параметров температурного и гидравлического режимов в системах централизованного теплоснабжения.

Доля тепловых сетей, нуждающихся в замене, по СП "Село Бычиха" составляет 85 %. Объемы капитальных ремонтов тепловых сетей ограничены финансовыми возможностями организаций. Поскольку ежегодные работы по замене тепловых сетей не проводятся и количество нуждающихся в замене тепловых сетей увеличивается, можно сделать вывод о росте тепловых потерь и аварийности в дальнейшем.

Для повышения качества теплоснабжения, снижения аварийности на сетях необходимо осуществить замену отдельных участков с учетом степени износа действующих распределительных тепловых сетей, выполнить восстановление нарушенной тепловой изоляции трубопроводов, осуществить замену выработавшей свой ресурс запорно-регулирующей арматуры, осуществить ремонт опор трубопроводов, тепловых камер и дренажных колодцев. Также необходимо произвести работы по гидравлической регулировке тепловых сетей с привлечением специалистов специализированных организаций.

Общая протяженность тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса составляет 5,545 км в однострубно-м исчислении и показана в таблице 15.

Таблица 15

№ п/п	Участок тепло-сети	Диаметр, (мм)	Тип прокладки	Протяженность трубопровода (м)	Вид работ	Ст-ть работ (тыс. руб.)
-------	--------------------	---------------	---------------	--------------------------------	-----------	-------------------------

№ п/п	Участок тепло-сети	Диаметр, (мм)	Тип прокладки	Протяженность трубопровода (м)	Вид работ	Ст-ть работ (тыс. руб.)
1	Котельная - т.1	108	подземная	22,6	Кап. ремонт	-
2	т.1 - ТК15	108	подземная	422,0	Кап. ремонт	-
3	ТК15 - т.30 (№9)	159	подземная	101,8	Кап. ремонт	-
4	т. 30 (№9) - ТК1	159	подземная	42,2	Кап. ремонт	-
5	ТК1 - №7а	76	надземная	206,6	Кап. ремонт	-
6	ТК1 - пож. часть	57	подземная	234,2	Кап. ремонт	-
7	ТК15 - № 9а	89	надземная	111,2	Кап. ремонт	-
8	Котельная - т.31	219	подземная	104,2	Кап. ремонт	-
9	т.31 - ТК2	219	надземная	48,4	Кап. ремонт	-
10	ТК2 - т.2, ТК7 - ТК8	133	надземная (65) / подземная(19,3)	168,6	Кап. ремонт	-
11	т.2 - ТК3	76	надземная	373,6	Кап. ремонт	-
12	ТК3 - школа, ТК3 - администрация	89	подземная	40,6	Кап. ремонт	-
13	ТК3 - мастерские	45	подземная	57,8	Кап. ремонт	-
14	ТК2 - т.3	159	подземная	52,0	Кап. ремонт	-
15	т.3 - ТК7	108	подземная	90,0	Кап. ремонт	-
16	ТК7 - №21	89	подземная	25,6	Кап. ремонт	-
17	ТК8 - №23 - №23а - т.4	108	подземная	254,6	Кап. ремонт	-
18	т.4 - ресторан	57	подземная	22,0	Кап. ремонт	-
19	Котельная - т.5, т.6 - т.7	133	надземная	401,6	Кап. ремонт	-
20	т.7 - ТК9	108	надземная	192,0	Кап. ремонт	-
21	ТК9 - ТК10 - ТК11	108	подземная	251,2	Кап. ремонт	-
22	ТК11 - ТК12 - ТК13	108	подземная	630,2	Кап. ремонт	-
23	ТК13 - т.32	108	подземная	34,4	Кап. ремонт	-
24	т.32 - т.29, ТК13 - т.24	76	подземная	412,0	Кап. ремонт	-
25	т.29 - ТК14	45	подземная	79,0	Кап. ремонт	-
26	т.8 - №2, т.9 - №1, т.10 - №4, т.11 - №3, т.12 - №6, т.13 - №5,	38	подземная	680,2	Кап. ремонт	-

№ п/п	Участок тепло-сети	Диаметр, (мм)	Тип прокладки	Протяженность трубопровода (м)	Вид работ	Ст-ть ра-бот (тыс. руб.)
	т.14 - №8, т.15 - №7, т.16 - №10, т.17 - №9, т.18 №12, т.19 - №11, т.20 - №14, т.21 - №13, ТК12 - №15, т.22 - №16, т.23 - №18, т.24 - №20, т.25 - №17, т.26 - №19, т.27 - №21, т.28 - №23, т.29 - №25, ТК14 - №27					
27	т.2 - №19	133	надземная	57,8	Кап. ре-монт	-
28	№19 - №17	108	подземная	86,2	Кап. ре-монт	-
29	№17 - ТК4 - ТК5 - ТК6 - №11	89	подземная	238,4	Кап. ре-монт	-
30	ТК5 - №15, ТК6 - №13	45	подземная	39,2	Кап. ре-монт	-
31	т.6 - №19	89	подземная	64,6	Кап. ре-монт	-
	Итого:			5 544,8		

Фактические тепловые потери при передаче тепловой энергии на участках трубопровода с предельным износом достигают 35-40 % от количества отпущенной тепловой энергии. Замена трубопровода тепловой сети и теплоизоляция современным теплоизоляционным материалом позволит добиться снижения тепловых потерь до 8-10 %.

Расчетные нормативные тепловые потери при существующих трубопроводах составляют от 10 до 15 процентов от отпущенной тепловой энергии. Выполнение мероприятий по замене ветхих участков тепловых сетей, предлагаемых настоящей схемой теплоснабжения позволит снизить данные потери.

3.8. Анализ нормативных и фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя.

Испытания трубопроводов на фактические тепловые потери эксплуатирующей организацией не проводились. Методом определения потерь и затрат тепловой энергии и теплоносителя в тепловых сетях являются расчеты, которые проводятся в соответствии с "Инструкцией об организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии", утвержденной приказом Минэнерго России от 30.12.2008 № 325.

Нормативные технологические потери при передаче тепловой энергии и расчетная максимальная нагрузка на тепловые потери показаны в таблице 16.

Таблица 16

Наименование котельной	Потери тепловой энергии			Потери теплоносителя		Часы работы (ч/год)
	Гкал/ч	Гкал/год	% отп. сеть	м³/ч	м³/год	
Котельная №1	0,2471	1237,7	18,3	0,1042	510,1	4896
Котельная №2	0,0164	83,2	5,7	0,0103	50,8	4896
Котельная №3	0,0016	8,11	2,3	0,0004	2,00	4896
Котельная №4	0,0015	11,72	14,1	0,0002	1,74	8760
ВСЕГО	0,1442	1340,73	-	0,1151	564,64	-

Определение часовых тепловых потерь при среднегодовых условиях работы тепловой сети осуществляется отдельно для подземной и надземной прокладок по формулам:

а) для подземной прокладки суммарно по подающему и обратному трубопроводам:

$$Q_{\text{норм}}^{\text{ср.г}} = \sum (q_{\text{н}} L \beta), [\text{ккал/ч}]$$

б) для надземной прокладки отдельно по подающему и обратному трубопроводам:

$$Q_{\text{норм.п}}^{\text{ср.г}} = \sum (q_{\text{н.п}} L \beta), [\text{ккал/ч}]$$

$$Q_{\text{норм.о}}^{\text{ср.г}} = \sum (q_{\text{н.о}} L \beta), [\text{ккал/ч}]$$

где:

$q_{\text{н}}$, $q_{\text{н.п}}$ и $q_{\text{н.о}}$ – удельные (на 1 м длины) часовые тепловые потери, определенные по нормам тепловых потерь в соответствии с нормами проектирования тепловой изоляции для трубопроводов и оборудования для каждого диаметра трубопровода при среднегодовых условиях работы тепловой сети, для подземной прокладки суммарно по подающему и обратному трубопроводам и отдельно для надземной прокладки, ккал/(м·ч)];

L – длина трубопроводов на участке тепловой сети с диаметром d в двухтрубном исчислении при подземной прокладке и по подающей (обратной) линии при надземной прокладке, м; диаметр d может приниматься наружным или условным в зависимости от используемых норм проектирования тепловой изоляции для трубопроводов и оборудования;

β – коэффициент местных тепловых потерь, учитывающий тепловые потери арматурой, компенсаторами, опорами, принимается для подземной канальной и надземной прокладок равным 1,2, при диаметрах трубопроводов до 150 мм и 1,15 при диаметрах 150 мм и более, а также при всех диаметрах бесканальной прокладки.

Значения удельных часовых тепловых потерь принимаются по нормам тепловых потерь для тепловых сетей, тепловая изоляция которых выполне-

на согласно соответствующим нормам проектирования тепловой изоляции для трубопроводов и оборудования. Применение тех или иных норм тепловых потерь определяется в зависимости от времени проектирования (строительства) тепловых сетей: с 1959 по 1990 годы применяются нормы тепловых потерь (плотности теплового потока) водяными теплопроводами, спроектированными в период с 1959 по 1990 годы, с 1990 года – нормы тепловых потерь теплопроводами, спроектированными в период с 1990 по 1998 годы, с 1998 года – нормы тепловых потерь теплопроводами, спроектированными с 1998 года.

Среднегодовые значения температур сетевой воды определяются как средние значения из ожидаемых среднемесячных значений температуры воды по принятому температурному графику регулирования отпуска тепла, соответствующих ожидаемым значениям температуры наружного воздуха за весь период работы тепловой сети в течение года. Среднесезонные значения температуры определяются за месяцы соответствующих сезонов, включая и неполные. При этом среднегодовые значения температур, определенные из среднесезонных значений, должны быть равны значениям среднегодовых температур, определенных по среднемесячным значениям. Ожидаемые среднемесячные значения температуры наружного воздуха и грунта определяются как средние значения из соответствующих статистических климатологических значений за последние 5 лет по данным местной метеорологической станции или по климатологическим справочникам. Среднегодовое значение температуры грунта определяется как среднее значение из ожидаемых среднемесячных значений температуры грунта на глубине залегания трубопроводов. Сезонные значения определяются за месяцы работы сети в соответствующих сезонах.

К полученным значениям часовых тепловых потерь по участкам тепловой сети, определенным по нормам, вводятся поправочные коэффициенты, определяемые на основании положений Методических указаний.

3.8.1. Расчет нормативных технологических потерь в теплосетях котельных СП "Село Бычиха".

Средневзвешенная температура в тепловых сетях котельных СП "Село Бычиха" показана в таблице 17.

Таблица 17

Расчетный период	Температура наружного воздуха (°C)	Температура грунта (°C)	Температура холодной воды (°C)	Кол-во суток в периоде	Температурный график 95/70 °C		
					T ₁	T ₂	T _{ср}
Котельная №№ 1, 2, 3							
Расчетная температура наружного воздуха –29°C							–
Среднегодовая разность температур							
январь	– 20,2	0,9	5	31	80,6	61,1	70,9
февраль	– 16,1	0,3	5	28	75,0	57,6	66,3
март	– 6,8	0,1	5	31	61,7	49,1	55,4
апрель	4,5	0,3	5	30	44,4	37,6	41,0
май	6,3	7,3	5	4	41,6	35,6	38,6

Расчетный период	Температура наружного воздуха (°C)	Температура грунта (°C)	Температура холодной воды (°C)	Кол-во суток в периоде	Температурный график 95/70 °C		
					T ₁	T ₂	T _{ср}
июнь	18,0	14,3	-	0	0,0	0,0	0,0
июль	21,3	19,6	-	0	0,0	0,0	0,0
август	19,6	20,2	-	0	0,0	0,0	0,0
сентябрь	13,5	16,2	-	0	0,0	0,0	0,0
октябрь	4,9	9,9	5	19	43,8	37,1	40,5
ноябрь	- 7,3	4,6	5	30	62,5	49,6	56,0
декабрь	- 17,7	1,3	5	31	77,2	59,0	68,1
ГОД	- 9,5	2,3	5	204	64,3	50,6	57,4
Котельная № 4							
январь	- 20,2	0,9	5	31	70,0	65,0	67,5
февраль	- 16,1	0,3	5	28	70,0	65,0	67,5
март	- 6,8	0,1	5	31	70,0	65,0	67,5
апрель	4,5	0,3	5	30	70,0	65,0	67,5
май	12,3	7,3	15	31	70,0	65,0	67,5
июнь	18,0	14,3	15	30	70,0	65,0	67,5
июль	21,3	19,6	15	31	70,0	65,0	67,5
август	19,6	20,2	15	31	70,0	65,0	67,5
сентябрь	13,5	16,2	15	30	70,0	65,0	67,5
октябрь	4,9	9,9	5	31	70,0	65,0	67,5
ноябрь	- 7,3	4,6	5	30	70,0	65,0	67,5
декабрь	- 17,7	1,3	5	31	70,0	65,0	67,5
ГОД	2,2	2,3	5	365	70,0	65,0	67,5

Определение часовых тепловых потерь при среднегодовых условиях работы тепловых сетей котельных СП "Село Бычиха" показана в таблице 18.

Таблица 18

Диаметр условный (мм)	Длина (2-ух трубное исполнение) (м)	Удельные потери q, ккал/(м*ч)		Коэф-т местных потерь, β	Часовые потери (Гкал/ч)		
		подача	обратная		подача	обратная	всего
Котельная № 1 (газ)							
Надземная прокладка							
76	290,1	36,2	30,8	1,20	0,0126	0,0107	0,0233
89	55,6	39,5	33,8	1,20	0,0026	0,0023	0,0049
108	96,0	44,5	37,9	1,20	0,0051	0,0044	0,0095
133	294,7	49,5	42,5	1,20	0,0175	0,0150	0,0325
219	24,2	62,2	54,1	1,15	0,0017	0,0015	0,0032
Подземная прокладка							
32	10	9,0	9,0	1,2	0,0001	0,0001	0,0002
38	340,1	23,25	23,25	1,20	0,0095	0,0095	0,0190
45	39,5	27,0	27,0	1,20	0,00285	0,00285	0,0057
57	128,1	29,0	29,0	1,20	0,00445	0,00445	0,0089
57	6,9	12,5	12,5	1,2	0,0001	0,0001	0,0002
76	206,0	33,1	33,1	1,20	0,0082	0,0082	0,0164
89	184,6	35,7	35,7	1,20	0,0079	0,0079	0,0158
108	895,6	39,3	39,3	1,20	0,04225	0,04225	0,0845
133	19,3	43,8	43,8	1,20	0,0010	0,0010	0,0020
159	98,0	48,4	48,4	1,15	0,00545	0,00545	0,0109
219	52,1	58,35	58,35	1,15	0,0035	0,0035	0,0070
219	50	26,05	26,05	1,15	0,0015	0,0015	0,003

Диаметр условный (мм)	Длина (2-ух трубное исполнение) (м)	Удельные потери q, ккал/(м*ч)		Коэф-т местных потерь, β	Часовые потери (Г кал/ч)		
		подача	обратная		подача	обратная	всего
ИТОГО	2839,3						0,2471
Котельная № 2 (уголь)							
Надземная прокладка							
89	166,95	22,0	18,2	1,20	0,0044	0,0036	0,0080
108	157,3	24,3	20,2	1,20	0,0046	0,0038	0,0084
ИТОГО	324,25						0,0164
Котельная № 3 (электро, отопление)							
Надземная прокладка							
57	5,48	17,1	14,1	1,20	0,0001	0,0001	0,0002
Подземная прокладка							
45	56,56	10,55	10,55	1,2	0,0007	0,0007	0,0014
ИТОГО	62,04						0,0016
Котельная № 4 (электро, ГВС)							
Надземная прокладка							
45/32	5,48	14,0	11,4	1,20	0,0001	0,0001	0,0002
Подземная прокладка							
38/32	56,56	11,0	8,5	1,2	0,0007	0,0006	0,0013
ИТОГО	62,04						0,0015

Часть 4. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии

4.1. Значения тепловых нагрузок при расчётных температурах наружного воздуха в зонах действия источников тепловой энергии.

Расчет тепловых нагрузок потребителей на отопление и ГВС выполнены по укрупненным показателям, в соответствии с методикой, утвержденной приказом Госстроя РФ от 06.05.2000 № 105 "Об утверждении методики определения количеств тепловой энергии и теплоносителей в водяных системах коммунального теплоснабжения".

Тепловые нагрузки потребителей жилого фонда, подключенного к системе теплоснабжения от котельных СП "Село Бычиха" показаны в таблице 19.

Таблица 19

№ п/п	Адрес	Этаж- ность	Общ. пл. жилого дома (м2)	Общ. пл. жи- лых помеще- ний (м2)	Тепловая нагрузка, Гкал/час		
					ВСЕГО	отопление	ГВС
Котельная № 1							
1.	Жилой дом ул. Восточ- ная, 16	1	н/д	77,30	0,00858	0,00858	0,0
2.	Жилой дом ул. Восточ- ная, 17	1	н/д	44,70	0,00546	0,00546	0,0
3.	Жилой дом ул. Новая, 9	5	н/д	4244,8	0,23826	0,23826	0,0
4.	Жилой дом ул. Новая, 11	2	н/д	722,60	0,08399	0,08399	0,0
5.	Жилой дом ул. Новая, 13	2	н/д	448,60	0,05273	0,05273	0,0
6.	Жилой дом ул. Новая, 15	2	н/д	492,50	0,05273	0,05273	0,0
7.	Жилой дом ул. Новая, 17	2	н/д	647,00	0,07501	0,07501	0,0
8.	Жилой дом ул. Новая, 19	5	н/д	3122,85	0,22636	0,22636	0,0
9.	Жилой дом ул. Новая, 21	5	н/д	3223,3	0,23750	0,23750	0,0
10.	Жилой дом ул. Новая, 23	5	н/д	2144,5	0,14705	0,14705	0,0

№ п/п	Адрес	Этаж- ность	Общ. пл. жилого дома (м2)	Общ. пл. жи- лых помеще- ний (м2)	Тепловая нагрузка, Гкал/час		
					ВСЕГО	отопление	ГВС
11.	Жилой дом ул. Новая, 23 А	5	н/д	2130,9	0,16373	0,16373	0,0
12.	Жилой дом ул. Октябрь- ская, 1-1	1	н/д	130,20	0,00673	0,00673	0,0
13.	Жилой дом ул. Октябрь- ская, 2	1	н/д	130,20	0,01347	0,01347	0,0
14.	Жилой дом ул. Октябрь- ская, 3-1	1	н/д	129,80	0,00674	0,00674	0,0
15.	Жилой дом ул. Октябрь- ская, 4-2	1	н/д	131,00	0,00676	0,00676	0,0
16.	Жилой дом ул. Октябрь- ская, 5-1	1	н/д	130,00	0,00672	0,00672	0,0
17.	Жилой дом ул. Октябрь- ская дом 6	1	н/д	145,30	0,01476	0,01476	0,0
18.	Жилой дом ул. Октябрь- ская дом 7	1	н/д	128,90	0,01336	0,01336	0,0
19.	Жилой дом ул. Октябрь- ская дом 8-1	1	н/д	131,70	0,00681	0,00681	0,0
20.	Жилой дом ул. Октябрь- ская дом 9	1	н/д	127,90	0,01326	0,01326	0,0
23.	Жилой дом ул. Октябрь- ская дом 10	1	н/д	129,30	0,01338	0,01338	0,0
24.	Жилой дом ул. Октябрь- ская дом 11	1	н/д	130,10	0,01346	0,01346	0,0
25.	Жилой дом ул. Октябрь- ская дом 12	1	н/д	128,70	0,01334	0,01334	0,0
26.	Жилой дом ул. Октябрь- ская дом 13-1	1	н/д	128,40	0,00667	0,00667	0,0
27.	Жилой дом ул. Октябрь- ская дом 14	1	н/д	130,40	0,01349	0,01349	0,0
28.	Жилой дом ул. Октябрь- ская дом 15	1	н/д	128,30	0,01330	0,01330	0,0
29.	Жилой дом ул. Октябрь- ская дом 16	1	н/д	130,60	0,01352	0,01352	0,0
30.	Жилой дом ул. Октябрь- ская дом 17-2	1	н/д	130,40	0,00677	0,00677	0,0
31.	Жилой дом ул. Октябрь- ская дом 18	1	н/д	130,20	0,01347	0,01347	0,0
32.	Жилой дом ул. Октябрь- ская дом 19-1	4	н/д	129,70	0,00669	0,00669	0,0
33.	Жилой дом ул. Октябрь- ская дом 20	5	н/д	130,30	0,01348	0,01348	0,0
34.	Жилой дом ул. Октябрь- ская дом 21	1	н/д	150,60	0,01522	0,01522	0,0
35.	Жилой дом ул. Октябрь- ская дом 23	1	н/д	130,20	0,01347	0,01347	0,0
36.	Жилой дом ул. Октябрь- ская дом 24	1	н/д	100,00	0,01072	0,01072	0,0
37.	Жилой дом ул. Октябрь- ская дом 25-2	1	н/д	130,20	0,00674	0,00674	0,0
38.	Жилой дом ул. Октябрь- ская дом 27-2	1	н/д	128,70	0,00663	0,00663	0,0
39.	Жилой дом ул. Перво- майская дом 2	1	н/д	67,40	0,00765	0,00765	0,0
40.	Жилой дом ул. Перво-	1	н/д	106,10	0,01130	0,01130	0,0

№ п/п	Адрес	Этаж- ность	Общ. пл. жилого дома (м2)	Общ. пл. жи- лых помеще- ний (м2)	Тепловая нагрузка, Гкал/час		
					ВСЕГО	отопление	ГВС
	майская дом 4						
41.	Жилой дом ул. Перво- майская дом 10	1	н/д	40,4	0,00502	0,00502	0
42.	Жилой дом ул. Цен- тральная дом 19	4	н/д	1799,3	0,16854	0,16854	0
	Всего:			22563,35	1,75289	1,75289	0,0
Котельная № 2							
1.	Жилой дом, ул. Заречная 3	4	н/д	2581,8	0,20591	0,20591	0,0
2.	Жилой дом, ул. Заречная 4	5	н/д	2628,7	0,23914	0,23914	0,0
	Всего:			5210,5	0,44505	0,44505	0,0
Котельная № 3, 4							
1.	Жилой дом, ул. Санатор- ная, 1	2	н/д	497,1	0,6887	0,06462	0,00425
2.	Жилой дом, ул. Санатор- ная, 3	2	н/д	508,8	0,66914	0,06541	0,00425
	Всего:			1005,9	0,13853	0,13003	0,0085

Тепловые нагрузки потребителей нежилых фонда, подключенного к системе теплоснабжения от котельных СП "Село Бычиха" показаны в таблице 20.

Таблица 20

№ п/п	Адрес/Наименование	Строительный наружный объем (м3)	Тепловая нагрузка (Гкал/час)		
			ВСЕГО	отопление	ГВС
Котельная № 1					
1	Школа	3 182,00	0,06016	0,06016	0,0
2	Детский сад	9 459,00	0,16992	0,16992	0,0
3	Пожарная часть	1 152,00	0,02601	0,02601	0,0
4	Администрация	2 124,00	0,04584	0,04584	0,0
	Итого	15917,0	0,30192	0,30192	0,0
Котельная № 2					
1	ФАП, ул. Заречная 3	-	0,00332	0,00332	0,0
2	Детский сад-школа инв.№26, ул. За- речная, 10	3182,0	0,06069	0,06069	0,0
	Итого	3182,0	0,06401	0,06401	0,0

4.2. Потребление тепловой энергии за отопительный период и за год в целом.

Объемы тепловой энергии, потребляемой на нужды отопления и ГВС потребителей, приняты в соответствии с договорными объемами потребления тепловой энергии по данным ресурсоснабжающей организации МУП "Новатор". Потребление тепловой энергии от котельных СП "Село Бычиха" показано в таблице 21.

Таблица 21

Период	жилой фонд (Гкал)	нежилой фонд (Гкал)	на хозяйственные нужды (Гкал)
--------	----------------------	------------------------	----------------------------------

Период	жилой фонд (Гкал)		нежилой фонд (Гкал)		на хозяйственные нужды (Гкал)	
	отопление*	ГВС	отопление	ГВС	отопление	ГВС
Котельная № 1						
январь	795,7	0,0	205,116	0,0	0,0	0,0
февраль	795,7	0,0	191,193	0,0	0,0	0,0
март	795,7	0,0	163,688	0,0	0,0	0,0
апрель	795,7	0,0	99,890	0,0	0,0	0,0
май	159,14	0,0	12,753	0,0	0,0	0,0
июнь	0,000	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0
июль	0,000	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0
август	0,000	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0
сентябрь	0,000	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0
октябрь	636,56	0,0	96,807	0,0	0,0	0,0
ноябрь	795,7	0,0	132,239	0,0	0,0	0,0
декабрь	795,7	0,0	203,656	0,0	0,0	0,0
ВСЕГО	6365,6	0,0	1125,342	0,0	0,0	0,0
Котельная № 2						
январь	160,94	0,0	40,13	0,0	0,0	0,0
февраль	160,94	0,0	32,937	0,0	0,0	0,0
март	160,94	0,0	26,105	0,0	0,0	0,0
апрель	160,94	0,0	14,698	0,0	0,0	0,0
май	32,188	0,0	1,474	0,0	0,0	0,0
июнь	0,000	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0
июль	0,000	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0
август	0,000	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0
сентябрь	0,000	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0
октябрь	128,752	0,0	7,804	0,0	0,0	0,0
ноябрь	160,94	0,0	25,798	0,0	0,0	0,0
декабрь	160,94	0,0	36,295	0,0	0,0	0,0
ВСЕГО	1287,5	0,0	185,24	0,0	0,0	0,0
Котельная № 3						
январь	53,15	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
февраль	53,15	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
март	53,15	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
апрель	53,15	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
май	10,63	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
июнь	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
июль	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
август	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
сентябрь	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
октябрь	42,52	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ноябрь	53,15	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
декабрь	53,15	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ВСЕГО	425,22	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Котельная № 4						
январь	0,000	1,898	0,0	0,0	0,0	0,0
февраль	0,000	1,898	0,0	0,0	0,0	0,0
март	0,000	1,898	0,0	0,0	0,0	0,0
апрель	0,000	1,898	0,0	0,0	0,0	0,0
май	0,000	1,898	0,0	0,0	0,0	0,0
июнь	0,000	1,898	0,0	0,0	0,0	0,0
июль	0,000	1,898	0,0	0,0	0,0	0,0
август	0,000	1,898	0,0	0,0	0,0	0,0
сентябрь	0,000	1,898	0,0	0,0	0,0	0,0
октябрь	0,000	1,898	0,0	0,0	0,0	0,0
ноябрь	0,000	1,898	0,0	0,0	0,0	0,0

Период	жилой фонд (Гкал)		нежилой фонд (Гкал)		на хозяйственные нужды (Гкал)	
декабрь	0,000	1,898	0,0	0,0	0,0	0,0
ВСЕГО	0,000	22,78	0,0	0,0	0,0	0,0

Объемы тепловой энергии, потребляемой на нужды отопления и ГВС потребителей, приняты в соответствии с договорными объемами потребления тепловой энергии по данным теплоснабжающей организации.

Годовой объем потребления тепловой энергии населением рассчитан исходя из установленных Правительством Хабаровского края нормативов потребления тепловой энергии на один квадратный метр жилой площади в месяц. Оплата услуг теплоснабжения производится ежемесячно равными долями в течение отопительного периода.

Годовой объем отпуска тепловой энергии другим потребителям определяется расчетным путем по укрупненным показателям, исходя из расчетной максимальной нагрузки отапливаемого здания (строения).

Применение нормативов на отопление жилого фонда обусловлено социальными факторами, с целью недопущения социальной напряженности.

До 01.01.2020 на территории СП "Село Бычиха" для начисления платы за отопление применяется норматив потребления тепловой энергии на отопление, утвержденный постановлением администрации Хабаровского муниципального района от 04.04.2011 № 631 "О внесении изменений в постановление администрации Хабаровского муниципального района от 03.11.2009 № 3310 "Об утверждении нормативов потребления тепловой энергии от автономных котельных", который составляет 0,04032 Гкал/м²·мес. С 01.01.2020 на основании Постановления Правительства Хабаровского края от 26.09.2016 № 330-пр (внесение изменений в Постановление Правительства Хабаровского края от 06.07.2015 № 176-пр "Об утверждении нормативов потребления коммунальной услуги по отоплению") вводятся в действие дифференцированные нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению в зависимости от этажности жилых домов.

Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению жилыми домами СП "Село Бычиха" показаны в таблице 22.

Таблица 22

Этажность	Норматив (Гкал/м2·мес.)	
	до 01.01.2020	после 01.01.2020
Котельная №1		
1	0,04032	0,0627
2		0,0630
4		0,0396
5-9		0,0341
Котельная №2		
1	0,0388	0,0627
2		0,0630
4		0,0396
5-9		0,0341

Этажность	Норматив (Гкал/м ² ·мес.)	
	до 01.01.2020	после 01.01.2020
Котельная №3		
1	0,0644	0,0627
2		0,0630
4		0,0396
5-9		0,0341

Расчеты нормативов выполняются исходя из индивидуальных особенностей многоквартирных домов, расчетной тепловой нагрузки и отапливаемой площади здания.

Установленные органами исполнительной власти нормативы должны отвечать условиям соблюдения теплового баланса систем теплоснабжения. В случае несоответствия баланса отпускаемой и потребляемой тепловой энергии установленные нормативы должны пересматриваться.

Сравнительный анализ расхода и потребления тепловой энергии жилым фондом СП "Село Бычиха" до 01.01.2020 показаны в таблице 23.

Таблица 23

Период	ТЭ по нормативу (потребление)			ТЭ по расчетной нагрузке (расход)		
	Площадь (м ²)	Норматив (Гкал/м ² ·мес)	Гкал/мес.	Нагрузка, Гкал/ч	*К _{р.мощн}	Гкал/мес.
Котельная № 1						
январь	22563,35	0,04032	931,8	1,75289	0,780	1 016,7
февраль			931,8		0,696	819,7
март			931,8		0,506	660,1
апрель			931,8		0,276	347,7
май			120,2		0,240	40,4
июнь			0,0		0,000	0,000
июль			0,0		0,000	0,000
август			0,0		0,000	0,000
сентябрь			0,0		0,000	0,000
октябрь			571,1		0,308	213,7
ноябрь			931,8		0,557	651,6
декабрь			931,8		0,769	950,2
ВСЕГО	22563,35		6 282,1		0,548	4700,1
Котельная № 2						
январь	5 210,5	0,0388	200,6	0,50907	0,780	258,1
февраль			200,6		0,696	208,1
март			200,6		0,506	167,6
апрель			200,6		0,276	88,3
май			25,9		0,240	10,2
июнь			0,0		0,000	0,000
июль			0,0		0,000	0,000
август			0,0		0,000	0,000
сентябрь			0,0		0,000	0,000
октябрь			122,9		0,308	54,3
ноябрь			200,6		0,557	165,4
декабрь			200,6		0,769	241,2
ВСЕГО	5210,5		1 352,4		0,548	1 193,3
Котельная № 3						
январь	1 005,9	0,0644	64,78	0,13003	0,780	75,42
февраль			64,78		0,696	60,81

Период	ТЭ по нормативу (потребление)			ТЭ по расчетной нагрузке (расход)				
	Площадь (м ²)	Норматив (Гкал/м ² *мес)	Гкал/мес.	Нагрузка, Гкал/ч	*К _{р.мощн}	Гкал/мес.		
март	1005,9		64,78		0,506	48,96		
апрель			64,78		0,276	25,79		
май			8,36		0,240	2,99		
июнь			0,0		0,000	0,000		
июль			0,0		0,000	0,000		
август			0,0		0,000	0,000		
сентябрь			0,0		0,000	0,000		
октябрь			39,70		0,308	15,85		
ноябрь			64,78		0,557	48,34		
декабрь			64,78		0,769	70,48		
ВСЕГО					436,74		0,548	348,66

Сравнительный анализ потребления тепловой энергии жилым фондом СП "Село Бычиха" после 01.01.2020 показан в таблице 24.

Таблица 24

Период	ТЭ по нормативу (потребление)			ТЭ по расчетной нагрузке (расход)		
	Площадь (м ²)	Норматив (Гкал/м ² *мес)	Гкал/мес.	Нагрузка, Гкал/ч	*К _{р.мощн}	Гкал/мес.
Для 1-этажных домов						
январь	3587	0,0627	184,12	0,30696	0,780	178,04
февраль			184,12		0,696	143,55
март			184,12		0,506	115,59
апрель			23,76		0,276	60,89
май			0		0,240	7,07
июнь			0		0,000	0,000
июль			0		0,000	0,000
август			0		0,000	0,000
сентябрь			0		0,000	0,000
октябрь			112,85		0,308	37,42
ноябрь			184,12		0,557	114,11
декабрь			184,12		0,769	166,39
ВСЕГО			1 241,33		0,548	823,06
Для 2-этажных домов						
январь	3316,6	0,0630	145,57	0,26447	0,780	153,40
февраль			145,57		0,696	123,68
март			145,57		0,506	99,59
апрель			145,57		0,276	52,46
май			18,78		0,240	6,09
июнь			0		0,000	0,000
июль			0		0,000	0,000
август			0		0,000	0,000
сентябрь			0		0,000	0,000
октябрь			89,22		0,308	32,24
ноябрь			145,57		0,557	98,32
декабрь			145,57		0,769	143,36
ВСЕГО			981,42		0,548	709,14
Для 4-этажных домов						

Период	ТЭ по нормативу (потребление)			ТЭ по расчетной нагрузке (расход)		
	Площадь (м ²)	Норматив (Гкал/м ² *мес)	Гкал/мес.	Нагрузка, Гкал/ч	*K _{р.мощн}	Гкал/мес.
январь	4381,1	0,0396	71,48	0,16854	0,780	97,76
февраль			71,48		0,696	78,82
март			71,48		0,506	63,46
апрель			71,48		0,276	33,43
май			9,22		0,240	3,88
июнь			0		0,000	0
июль			0		0,000	0
август			0		0,000	0
сентябрь			0		0,000	0
октябрь			43,81		0,308	20,55
ноябрь			71,48		0,557	62,66
декабрь			71,48		0,769	91,36
ВСЕГО			481,91		0,548	451,91
Для 5-этажных домов						
январь	17595,05	0,0341	525,39	1,01292	0,780	587,51
февраль			525,39		0,696	473,70
март			525,39		0,506	381,42
апрель			525,39		0,276	200,93
май			67,79		0,240	23,32
июнь			0		0,000	0
июль			0		0,000	0
август			0		0,000	0
сентябрь			0		0,000	0
октябрь			322,01		0,308	123,48
ноябрь			525,39		0,557	376,56
декабрь			525,39		0,769	549,06
ВСЕГО			3 542,14		0,548	2 715,97
ИТОГО	28779,79		6 246,8	1,75289		4700,08

*K_{р.мощн} – коэффициент использования максимальной нагрузки

Коэффициент использования максимальной нагрузки K_{р.мощн} зависит от средней за месяц расчетной температуры наружного воздуха и рассчитывается по формуле:

$$K_{р.мощн.} = \frac{(T_{вн}^в - T_{н.ср}^в)}{(T_{вн}^в - T_{нр}^в)},$$

где:

$T_{вн}^в$ – расчетная температура воздуха в отапливаемом помещении °С, определяется по СНиП;

$T_{н.ср}^в$ – средняя за месяц температура воздуха наружного воздуха °С, определяется по СНиП;

$T_{нр}^в$ – расчетная максимальная температура наружного воздуха для проектирования в данной местности °С, определяется по СНиП.

Коэффициент использования максимальной нагрузки для СП "Село

Бычиха" показан в таблице 25.

Таблица 25

Период	$T_{нр}^в, ^\circ\text{C}$	$T_{вн}^в, ^\circ\text{C}$	$T_{н.ср}^в, ^\circ\text{C}$	$K_{р.мощн.}$
январь	– 29,0	20,0	– 20,2	0,780
февраль			– 16,1	0,696
март			– 6,8	0,506
апрель			4,5	0,276
май			6,25	0,240
июнь			-	0,000
июль			-	0,000
август			-	0,000
сентябрь			-	0,000
октябрь			4,9	0,267
ноябрь			– 7,3	0,516
декабрь			– 17,7	0,729

Часть 5. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии

Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки котельных СП "Село Бычиха" показан в таблице 26.

Таблица 26

Показатель	Значение			
	Котельная № 1	Котельная № 2	Котельная № 3	Котельная № 4
Установленная мощность котельной, Гкал/ч	6,45	2,16	0,206	0,036
Располагаемая мощность котельной, Гкал/ч	6,45	1,16	0,206	0,036
Собственные нужды котельной, Гкал/ч	0,03221	0,01981	0,00116	0,00066
Потери при передаче, Гкал/ч	0,2471	0,0164	0,0016	0,0015
Присоединенная тепловая нагрузка, в том числе:	2,0548	0,50907	0,13003	0,00425
- отопление, в том числе:	2,0548	0,50907	0,13003	0,0
- жилой фонд, Гкал/ч	1,75289	0,44505	0,13003	0,0
- нежилой фонд, Гкал/ч	0,30192	0,06401	0,0	0,0
- на хозяйственные нужды, Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0
- ГВС, в том числе:	0,0	0,0	0,0	0,00425
- жилой фонд, Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,00425
- нежилой фонд, Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0
- на хозяйственные нужды, Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0
Резерв (+)/Дефицит (–) тепловой мощности, Гкал/ч	4,1267	0,6147	0,07321	0,02959
Доля резерва, %	64,0	53,0	35,5	82,2

Часть 6. Балансы теплоносителя

Количество воды на коммунальных теплоэнергетических предприятиях, требуемое для выработки теплоты, складывается из расходов воды на теплоноситель и на собственные нужды котельной. Расход воды на теплоноси-

тель складывается из расходов на разовое наполнение систем отопления, трубопроводов тепловой сети, расходов на подпитку систем отопления и тепловой сети.

Объем воды на наполнение местных систем отопления и ГВС, м^3 , присоединенных потребителей определяется:

$$V_{om} = \sum v_{om} \cdot Q_{om},$$

где:

v_{om} – удельный объем воды, $\text{м}^3/(\text{Гкал/ч})$, определяется в зависимости от характеристики системы и расчетного графика температур. При отсутствии данных о типе нагревательных приборов допускается принимать ориентировочно $v_{om} = 30 \text{ м}^3/(\text{Гкал/ч})$. Для систем ГВС при открытой системе теплоснабжения $v_{om} = 6 \text{ м}^3/(\text{Гкал/ч})$;

Q_{om} – максимальный тепловой поток на отопление (ГВС_{откр.}) потребителя, Гкал/ч .

Объем воды для наполнения трубопроводов тепловых сетей, м^3 , вычисляется в зависимости от их площади сечения и протяженности по формуле:

$$V_{cetu} = \sum v_{di} l_{di}$$

где:

v_{di} – удельный объем воды в трубопроводе i -го диаметра протяженностью 1,0 метр, $\text{м}^3/\text{м}$;

l_{di} – протяженность участка тепловой сети i -го диаметра, м.

Число наполнений определяется графиком работ по ремонту и испытаниям тепловых сетей.

Количество подпиточной воды для восполнения потерь теплоносителя в системах теплоснабжения и трубопроводах тепловой сети должно соответствовать величинам утечек для закрытой системы теплоснабжения, для открытой системы дополнительно и количеству воды, отобранной для нужд ГВС. При эксплуатации с учетом возможных колебаний утечки в течение года в зависимости от режимных условий работы системы теплоснабжения норма утечки теплоносителя для закрытой системы принимается равной 0,25% от объема теплоносителя в трубопроводах тепловой сети и непосредственно присоединенных к ним местных систем отопления зданий.

Расход воды на подпитку составит:

- для закрытой системы: $V_{\text{подп.}}^3 = 0,0025 \cdot V_{\text{сист.}}$,

- для открытой системы: $V_{\text{подп.}}^0 = 0,0025 \cdot V_{\text{сист.}} + G_{\text{ГВС}} \cdot h_{\text{ГВС}}$,

где:

$G_{\text{ГВС}}$ – среднечасовой расход воды на ГВС, $\text{м}^3/\text{ч}$;

$h_{\text{ГВС}}$ – продолжительность периода подпитки с расходом $G_{\text{ГВС}}$, часов.

Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки котельных СП "Се-

ло Бычиха" показаны в таблице 27.

Таблица 27

Показатель	м ³ /год			
	Котельная № 1	Котельная № 2	Котельная № 3	Котельная № 4
Подпитка на восполнение нормативных утечек, в том числе:	1264,6	237,7	49,75	2,27
- в наружной тепловой сети	510,1	50,8	2,00	1,74
- во внутренних системах абонента	754,5	186,9	47,75	0,54
Подпитка на горячее водоснабжение	0,0	0,0	0,00	587
Наполнение системы теплоснабжения, в том числе:	134,2	27,0	6,01	0,11
- наружной тепловой сети	41,7	4,1	0,16	0,08
- внутренних системах абонента	92,5	22,9	5,85	0,03
Невозврат конденсата	0,0	0,0	0,0	0,0
На выработку тепловой энергии	349,8	140,5	4,90	8,4
ВСЕГО затраты теплоносителя за год	1748,6	405,3	60,66	571,0

Часть 7. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом

7.1. Характеристики используемого топлива.

Источники тепловой энергии, находящиеся на территории СП "Село Бычиха", вырабатывают тепловую энергию, используя топливноэнергетические ресурсы (ТЭР) трех видов – природный газ, бурый уголь и электроэнергию. Договора с поставщиками на поставку топлива заключаются ресурсоснабжающей организацией МУП "Новатор".

Основные характеристики используемого топлива котельными на территории СП "Село Бычиха" (в 2019 г.) показаны в таблице 28.

Таблица 28

Характеристика	Размерность	Значение	
		Природный газ	Бурый уголь
Низшая теплота сгорания	ккал/кг (ккал/м ³)	8675	4206
Калорийный эквивалент	–	1,239	0,600
Зольность	%	-	5,4
Влажность	%	-	30,7
Выход летучих	%	-	н/д

7.2. Потребность в топливе. Нормативы удельного расхода.

Годовая потребность в топливе определяется расчетным способом. Для расчета используется нормативный удельный расход топлива на единицу отпущенной тепловой энергии с коллекторов, который может быть получен расчетным способом или при проведении РНИ котлов.

Норматив удельного расхода топлива (далее – НУР) это максимально допустимая технически обоснованная мера потребления топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть. НУР рассчитывается на основе индивидуальных нормативов котлов с учетом их производительности, времени работы, средневзвешенного норматива на производство теп-

ловой энергии всеми котлами котельной и величине расхода тепловой энергии на собственные нужды котельной. Индивидуальный норматив удельного расхода топлива – норматив расхода расчетного вида топлива по котлу на производство 1 Гкал тепловой энергии при оптимальных эксплуатационных условиях.

Тепловая энергия, отпущенная в тепловую сеть, определяется как тепловая энергия, произведенная котельными агрегатами, за вычетом тепловой энергии, использованной на собственные нужды котельной, и переданная в тепловую сеть.

При отсутствии результатов режимно-наладочных испытаний используются индивидуальные нормативы расхода топлива, приведенные в Таблице 1 (рекомендуемая) "Порядка определения нормативов удельного расхода топлива при производстве тепловой энергии", утвержденного Приказом министерства энергетики от 30.12.2008 года № 323.

Индивидуальные нормативы расхода топлива котельных СП "Село Бычиха" (в 2019 г.) показаны в таблице 29.

Таблица 29

Марка котла	Тип котла (режим работы)	Мощность (Гкал/ч)	Вид топлива	Индивидуальный удельный норматив (кг.у.т/Гкал)	КПД (%)
Котельная № 1					
КВа-2,5	водогрейный	2,15	Газ природный	158,25	92
КВа-2,5	водогрейный	2,15	Газ природный	158,25	92
КВа-2,5	водогрейный	2,15	Газ природный	158,25	92
Котельная № 2					
КВс-0,43К	водогрейный	0,37	Уголь	240,1	59,5
КВс-0,43К	водогрейный	0,37	Уголь	232,4	61,5
КВр-1,16К (не рабочий)	водогрейный	1,00	Уголь	-	-
КВ-0,42	водогрейный	0,42	Уголь	198,3	72

Удельные расходы топлива на отпущенную в сеть тепловую энергию для котельной рассчитываются ежемесячно и в целом за год как средневзвешенная величина. Для расчета применяются поправочные коэффициенты на эксплуатационные характеристики и процент собственных нужд котельной от общего объема выработки тепловой энергии. В качестве исходного норматива используется индивидуальный удельный норматив расхода топлива котлом. В таблице 30 выполнен расчет годового расхода котельного топлива без учета поправочных коэффициентов на эксплуатационные характеристики котлов.

Таблица 30

Котельная	Вид топлива	Собственные нужды, % от выработки	НУР на отпущенную в сеть (кг.у.т/Гкал)	Отпуск в сеть (Гкал)	Нормативный расход топлива, тонн/год (тыс.куб.м./год)
Котельная № 1	Газ природ-	1,87	158,25	8 259,2	1 054,9

Котельная	Вид топлива	Собственные нужды, % от выработки	НУР на отпуск в сеть (кг.у.т./Гкал)	Отпуск в сеть (Гкал)	Нормативный расход топлива, тонн/год (тыс.куб.м./год)
	ный				
Котельная № 2	Уголь	5,96	233,59	1 530,4	595,8

7.3. Нормативные запасы топлива.

Нормативный неснижаемый запас топлива (далее – ННЗТ) – запас топлива, обеспечивающий работу котельной в режиме "выживания" с минимальной расчетной тепловой нагрузкой и составом оборудования, позволяющим поддерживать готовность к работе всех технологических схем и плюсовые температуры в главном корпусе, вспомогательных зданиях и сооружениях:

$$\text{ННЗТ} = Q_{\max} \cdot H_{\text{ср.т}} \cdot \frac{1}{K_9} \cdot T,$$

где:

$Q_{\max}$ – среднее значение отпуска тепловой энергии в тепловую сеть в самом холодном месяце, Гкал/сут.;

$H_{\text{ср.т}}$ – расчетный норматив удельного расхода условного топлива на отпущенную тепловую энергию для самого холодного месяца, т.у.т./Гкал;

K_9 – калорийный эквивалент;

T – количество суток для расчета.

Нормативный эксплуатационный запас топлива (далее – НЭЗТ) – запас топлива, обеспечивающий надежную и стабильную работу котельной и вовлекаемый в расход для обеспечения выработки тепловой энергии в осенне-зимний период (I и IV кварталы):

$$\text{НЭЗТ} = Q_{\max}^3 \cdot H_{\text{ср.т}} \cdot \frac{1}{K_9} \cdot T,$$

где:

$Q_{\max}^3$ – среднее значение отпуска тепловой энергии в тепловую сеть в течение трех наиболее холодных месяцев, Гкал/сут.;

$H_{\text{ср.т}}$ – расчетный норматив удельного расхода условного топлива на отпущенную тепловую энергию для самого холодного месяца, т.у.т./Гкал;

K_9 – калорийный эквивалент;

T – количество суток для расчета.

Нормативный неснижаемый запас топлива (для газовой котельной это резервное дизельное топливо) показан в таблице 31.

Таблица 31

Котельная	Среднесуточная выработка в самый холодный месяц, Гкал/сут.	Норматив удельного расхода топлива, т.у.т./Гкал	Среднесуточный расход топлива, т.у.т.	Кол-во суток для расчета	ННЗТ, тонн
-----------	--	---	---------------------------------------	--------------------------	------------

Котельная	Среднесуточная выработка в самый холодный месяц, Гкал/сут.	Норматив удельного расхода топлива, т.у.т./Гкал	Среднесуточный расход топлива, т.у.т.	Кол-во суток для расчета	ННЗТ, тонн
Котельная № 1	56,73	158,25	8,98	3	19,2
Котельная № 2	11,11	233,59	2,60	7	18,2

Нормативный эксплуатационный запас топлива (дизельное топливо) показан в таблице 32.

Таблица 32

Котельная	Среднесуточная выработка в самые холодные 3 месяца, Гкал/сут.	Норматив удельного расхода топлива, т.у.т./Гкал	Среднесуточный расход топлива, т.у.т.	Кол-во суток для расчета	НЭЗТ (тонн)
Котельная № 1	-	-	-	-	-
Котельная № 2	10,49	233,59	2,45	45	183,8

Часть 8. Надежность теплоснабжения

Надежность – свойство объекта выполнять заданные функции в заданном объеме при определенных условиях функционирования. Это комплексное свойство, включающее единичные свойства безотказности, восстанавливаемости, долговечности, сохраняемости и живучести.

Надежность систем централизованного теплоснабжения – свойство системы (далее – СЦТ) снабжать потребителей теплотой в необходимом количестве, требуемого качества и не допускать ситуаций, опасных для людей и окружающей среды. Определяется структурой, параметрами, степенью резервирования и качеством элементов всех ее подсистем – источников тепловой энергии, тепловых сетей, узлов потребления, систем. В силу ряда, как удаленных по времени, так и действующих сейчас, причин, положение в централизованном теплоснабжении характеризуется неудовлетворительным техническим уровнем и низкой экономической эффективностью систем, изношенностью оборудования, недостаточными надежностью теплоснабжения и уровнем комфорта в зданиях, большими потерями тепловой энергии.

Наиболее ненадежным звеном систем теплоснабжения являются тепловые сети, особенно при их подземной прокладке. Это, в первую очередь, обусловлено низким качеством применяемых ранее конструкций теплопроводов, тепловой изоляции, запорной арматуры, недостаточным уровнем автоматического регулирования процессов передачи, распределения и потребления тепловой энергии, а также все увеличивающимся моральным и физическим старением теплопроводов и оборудования из-за хронического недофинансирования работ по их модернизации и реконструкции. Кроме того, структура тепловых сетей в крупных системах не соответствует их масштабам.

Вместе с тем, сфера теплоснабжения в нашей стране имеет высокую

социальную и экономическую значимость, поскольку играет ключевую роль в жизнеобеспечении населения и потребляет около 40 процентов первичных топливных ресурсов, более 60 процентов которых составляет природный газ.

Надежность теплоснабжения необходимо оценивать вероятностными показателями и обеспечивать их удовлетворение нормативным требованиям.

При разработке схем теплоснабжения решаются два типа задач, связанных с расчетами надежности:

а) расчет показателей надежности теплоснабжения потребителей по характеристикам надежности элементов при заданной схеме и параметрах системы (задачи анализа надежности);

б) выбор (корректировка) схемы и параметров системы в рассматриваемой перспективе ее развития с учетом нормативных требований к надежности теплоснабжения потребителей (задачи синтеза (построения) надежной системы).

Оценка надежности теплоснабжения выполняется с целью разработки предложений по реконструкции тепловых сетей, не обеспечивающих нормативной надежности теплоснабжения.

Тепловые сети характеризуются частичными отказами, приводящими к отключению (или снижению уровня теплоснабжения) одного или части потребителей с разными последствиями для каждого из них. Полный отказ системы – чрезвычайно редкое событие. Длительное нарушение теплоснабжения может привести к катастрофическим последствиям, что накладывает ограничения на допустимое время ликвидации отказов. Это время может быть увеличено резервированием тепловой сети, которое позволяет поддерживать некоторый пониженный уровень подачи теплоты потребителям (с некоторым снижением температуры воздуха в зданиях) во время ликвидации аварий и исключает возможное их катастрофическое развитие. Наряду с повышением надежности конструкций, теплопроводов и оборудования, резервирование тепловой сети является основным способом обеспечения требуемого уровня надежности теплоснабжения, формирующим временной резерв потребителей, который представляет собой время (и частоту) снижения температуры воздуха в здании до нормированного, минимально допустимого значения.

Нормативные показатели безотказности тепловых сетей обеспечиваются следующими мероприятиями:

а) установлением предельно допустимой длины нерезервированных участков теплопроводов (тупиковых, радиальных, транзитных) до каждого потребителя или теплового пункта;

б) местом размещения резервных трубопроводных связей между радиальными теплопроводами;

в) достаточностью диаметров, выбираемых при проектировании новых или реконструируемых существующих теплопроводов для обеспечения резервной подачи теплоты потребителям при отказах;

г) необходимостью замены на конкретных участках конструкций тепловых сетей на более надежные, а также обоснованностью перехода на надземную или тоннельную прокладку;

д) очередность ремонтов и замен теплопроводов, частично или полностью утративших свой ресурс.

В СНиП 41-02-2003 надежность теплоснабжения определяется по способности проектируемых и действующих источников теплоты, тепловых сетей и в целом СЦТ обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения, а также обеспечивать нормативные показатели вероятности безотказной работы, коэффициент готовности, живучести. Надежность расчетного уровня теплоснабжения оценивается коэффициентами готовности K_r . Надежность пониженного уровня теплоснабжения потребителей оценивается вероятностями безотказной работы $P_{\text{сцт}}$. Расчет показателей системы с учетом надежности должен производиться для каждого потребителя. При этом минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы следует принимать для:

- а) источника теплоты $P_{\text{ит}} = 0,97$;
- б) тепловых сетей $P_{\text{тс}} = 0,9$;
- в) потребителя теплоты $P_{\text{пт}} = 0,99$;
- г) СЦТ в целом $P_{\text{сцт}} = 0,9 * 0,97 * 0,99 = 0,86$.

Минимально допустимый показатель готовности СЦТ к исправной работе K_r принимается 0,97.

Нормативные показатели готовности систем теплоснабжения обеспечиваются следующими мероприятиями:

- а) готовностью СЦТ к отопительному сезону;
- б) достаточностью установленной (располагаемой) тепловой мощности источника тепловой энергии для обеспечения исправного функционирования СЦТ при нерасчетных похолоданиях;
- в) способностью тепловых сетей обеспечить исправное функционирование СЦТ при нерасчетных похолоданиях;
- г) организационными и техническими мерами, необходимые для обеспечения исправного функционирования СЦТ на уровне заданной готовности;
- д) максимально допустимым числом часов готовности для источника теплоты.

Исходными данными для расчетов показателей надежности теплоснабжения потребителей являются характеристики надежности элементов тепловой сети: интенсивность отказов и среднее время восстановления теплопроводов и оборудования. Фактический уровень надежности в конкретной системе теплоснабжения должен оцениваться на основе обработки статистических данных об отказах элементов данной системы. Для того, чтобы статистические выборки обладали необходимой однородностью, полнотой и значимостью, в каждой системе должен быть организован сбор исходных данных об отказах.

Потребители теплоты по надежности теплоснабжения делятся на три

категории:

Первая категория – потребители, не допускающие перерывов в подаче расчетного количества теплоты и снижения температуры воздуха в помещениях, ниже предусмотренных ГОСТ 30494. Например: больницы, родильные дома, детские дошкольные учреждения с круглосуточным пребыванием детей, картинные галереи, химические и специальные производства, шахты и т.п.

Вторая категория – потребители, допускающие снижение температуры в отапливаемых помещениях на период ликвидации аварии, но не более 54 часов:

- в жилых и общественных зданиях до 12 °С;
- в промышленных зданиях до 8 °С.

Третья категория – остальные потребители.

Термины и определения, используемые в данном подразделе, соответствуют определениям ГОСТ 27.002-89 "Надежность в технике".

8.1. Расчет надежности теплоснабжения не резервируемых участков тепловой сети.

Надежность расчетного уровня теплоснабжения оценивается коэффициентами готовности K_j , определяемыми для каждого узла-потребителя и представляющими собой вероятности того, что в произвольный момент времени в течение отопительного периода в j -й узел будет обеспечена подача расчетного количества тепла.

Надежность пониженного уровня теплоснабжения потребителей оценивается вероятностями безотказной работы P_j , определяемыми для каждого узла-потребителя и представляющими собой вероятности того, что в течение отопительного периода температура воздуха в зданиях не опустится ниже граничного значения.

В соответствии со СНиП 41-02-2003 "Тепловые сети" минимально допустимое значение показателя вероятности безотказной работы системы теплоснабжения в целом, т.е. нормативное значение вероятности того, что температура воздуха в зданиях не опустится ниже граничного значения, $P_{\text{сцт}}=0,86$. Вклад тепловой сети в этот показатель составляет 0,9, т.е. $P_{\text{ТС}} = 0,9$.

В СНиП 41-02-2003 значение минимально допустимого показателя готовности системы теплоснабжения в целом принято равным 0,97 без выделения долей источника теплоты, тепловых сетей и потребителей. Поскольку вклад источника теплоты, и потребителей в этот показатель существенно ниже, нормативное значение коэффициента готовности K_r принимается равным 0,97.

На основе расчета показателей K_j и P_j выявляется необходимость структурного резервирования тепловой сети и выделяется резервируемая часть сети.

В результате проведенных расчетов по тепловым сетям от теплогенерирующих источников СП "Село Бычиха" определена необходимость замены трубопроводов тепловых сетей в связи с исчерпанием физического ре-

курса действующих теплопроводов, необходимого для обеспечения теплоснабжения потребителей с надежностью, характеризующейся нормативными показателями, принятыми при их проектировании. Проведенный расчет надежности по некоторым путям теплопроводов показал результат вероятности безотказной работы 0,75 (при нормативном значении равном 0,9). Такие результаты эксплуатационной надежности объясняются прежде всего практически полным исчерпанием физического ресурса магистральных тепловых сетей. Средневзвешенный срок их эксплуатации приближается к критическому, свыше 30 лет. Если не предпринять действенных мер долгосрочного характера по восстановлению эксплуатационного ресурса, то в ближайшие 5 – 10 лет поток отказов на тепловых сетях резко увеличится, и справиться с их своевременным устранением будет крайне тяжело.

Часть 9. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций

На территории СП "Село Бычиха" функцию теплоснабжающей организаций осуществляют: для муниципальных объектов и жилого фонда - МУП "Новатор", Муниципальные котельные и тепловые сети находятся в собственности Хабаровского муниципального района и переданы в хозяйственное ведение МУП "Новатор". Адрес местонахождения МУП "Новатор": 680539, Хабаровский край, Хабаровский район, с. Мирное, ул. Клубная, 1.

Техничко-экономические показатели предприятия в сфере теплоснабжения формируются в зависимости от суммарного значения натуральных показателей и финансовых затрат в денежном эквиваленте каждой из трех систем теплоснабжения. Отпуск тепловой энергии осуществляется по трем группам потребителей – население, бюджетная сфера, прочие потребители. По виду услуги – отопление. Отпущенная тепловая энергия также расходуется на хозяйственные (производственные) нужды предприятия.

Техничко-экономические показатели котельных МУП "Новатор" на 2020 год показаны в таблице 33.

Таблица 33

№ п/п	Показатель	Единицы измерения	МУП "Новатор" в том числе			
			Котельная № 1	Котельная № 2	Котельная №3	Котельная № 3
1.	Выработка	Гкал	8886,342	1652,94	439,02	40,05
2.	Собственные нужды	Гкал	157,7	97,0	5,69	5,55
	то же в %	%	1,87	5,96	1,3	10,24
3.	Потери	Гкал	1237,7	83,2	8,11	11,72
	то же в %	%	14,7	5,1	1,8	21,6
4.	Полезный отпуск	Гкал	7490,942	1472,74	425,22	22,78
4.1.	- население	Гкал	6365,6	1287,5	425,22	22,78
4.2.	- бюджет	Гкал	1104,42	185,24	0,0	0,0
4.3.	- прочие	Гкал	20,922	0,0	0,0	0,0

№ п/п	Показатель	Единицы измере- ния	МУП "Новатор" в том числе			
			Котель- ная № 1	Котель- ная № 2	Котель- ная №3	Котель- ная № 3
4.4.	- хозяйственные нужды	Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0
5.	Топливо	тыс. руб.	10360,1	2961,87		
5.1.	Газ природный	тыс. руб.	10360,1	2961,87		
	Цена	руб./1000 куб.м.	968,26	3849,08		
	НУР на отпуск 1 Гкал	кг.у.т/Гка л	158,25	233,59	-	-
	калорийный эквива- лент	—	1,239	0,6	-	-
	расход натур. топли- ва	тыс.куб.м	1069,9	769,5	-	-
6.	Электроэнергия (утв. В тарифе)	тыс. руб.	1178,6	315,17	3830	200,4
	- количество	тыс. кВт*ч	257	78	779,4	40,8
7.	Вода (утв. В тарифе)	тыс. руб.	105,79	33,37	38,1	1,9
	- количество	куб. м	1749	405,3	60,7	571,0
8.	Оплата труда, в т.ч. (утв в тарифе)	тыс. руб.	4354,23	4907,85	2829,9	148,2
8.1.	- налоги	тыс. руб.	1009,96	1138,38	656,4	34,5
8.2.	- произв. персонал	тыс. руб.	3185,87	2854,99	1628,6	85,2
9.	Прочие цеховые (утв. В тарифе)	тыс. руб.		85,34		
10.	Прочие общехозяй- ственные	тыс. руб.		27,11		
11.	Ремонт (утв. В тари- фе)	тыс. руб.	171,57	374,08		
12.	Прочее (утв. В тари- фе)	тыс. руб.	11751,05	451,27	153,4	8,1
13.	НВВ (утв. В.тарифе)	тыс. руб.	27922,01	9156,88	6851,4	358,6
14.	Себестоимость 1 Гкал	руб./Гкал	3447,68	5634,66	14980,36	14980,36

Часть 10. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения

Целью настоящего раздела является описание:

а) динамики утвержденных тарифов в СП "Село Бычиха", устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) с учетом последних пяти лет;

б) структуры цены (тарифов), установленных на момент разработки (актуализации) настоящей схемы теплоснабжения;

в) платы за подключение к системе теплоснабжения и поступления денежных средств от осуществления указанной деятельности;

г) платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей.

В таблице 34 представлены утвержденные тарифы на тепловую энергию.

Таблица 34

Период	Однотарифный тариф на тепловую энергию, руб./Гкал	
	Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения (без НДС)	Население (с НДС)
Котельная № 1		
01.07.2019 – 31.12.2019	3447,68	
Котельная № 2		
01.07.2019 – 31.12.2019	6723,34	
Котельная № 3 (утверждается)		
Котельная № 4 (утверждается)		

Часть 11. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения СП "Село Бычиха"

Целью настоящего раздела является описание существующих проблем организации качественного и эффективного теплоснабжения в СП "Село Бычиха":

- а) причины, приводящие к снижению качества теплоснабжения;
- б) причины, негативно влияющие на себестоимость тепловой энергии;
- в) проблемы развития систем теплоснабжения.

Износ основных фондов вследствие длительной эксплуатации, устаревшее оборудование и несоблюдение сроков капитального ремонта являются основной технической и технологической проблемой систем теплоснабжения СП "Село Бычиха". В том числе износ основного и вспомогательного оборудования котельных, морально устаревшее электрооборудование, износ трубопроводов тепловых сетей и внутренних инженерных систем. В результате имеют место сверхнормативные потери тепловой энергии и теплоносителя на всех этапах процесса теплоснабжения: выработка – передача – потребление тепловой энергии.

В составе инженерных коммуникаций жилых домов с. Бычиха отсутствует система ГВС. По данной причине систематически допускается несанкционированный отбор теплоносителя из систем отопления на нужды ГВС.

Наружные тепловые сети систем теплоснабжения населенного пункта гидравлически не отрегулированы (отсутствие стационарных и динамических регулирующих устройств). По данной причине возможно возникновение "недотопов" и "перетопов" отдельных потребителей. Для устранения "недотопов" возможны сбросы теплоносителя из систем отопления.

Несанкционированным сбросам теплоносителя также способствует отсутствие приборного учёта отпускаемой и потребляемой тепловой энергии.

Результаты расчетов показателей удельной материальной характеристики и вероятности безотказной работы тепловых сетей свидетельствуют о том, что централизованные системы теплоснабжения СП "Село Бычиха" не отвечают требованиям надежности и эффективности.

Тепловые сети котельных СП "Село Бычиха", ввиду длительной экс-

плуатации без проведения капитального ремонта, не обеспечивают минимальный уровень надежности теплоснабжения для потребителей. Для обеспечения требуемого уровня надежности всех потребителей системы теплоснабжения СП "Село Бычиха" необходимо заменить 2,77 км (в 2-ух трубном исполнении) тепловых сетей.

Системы теплоснабжения СП "Село Бычиха" характеризуются различным уровнем тепловых потерь на сетях (от 1,8 до 21,6 % от выработки).

Раздел II. Существующие и перспективные балансы располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей

Часть 1. Радиус эффективного теплоснабжения

В работе систем централизованного теплоснабжения имеется достаточное количество недостатков, нерешенных проблем, неудачных решений, неиспользованных резервов, которые снижают экономичность и надежность таких систем. В связи с этим в последнее время в России возрос интерес к внедрению поквартирного теплоснабжения как одному из видов децентрализованных систем. Безусловно, децентрализованные системы позволяют исключить потери энергии при ее транспортировке, повысить надежность систем отопления и горячего водоснабжения, вести жилищное строительство там, где нет развитых тепловых сетей.

Однако, популярный сегодня переход от централизации к децентрализации в системе теплоснабжения не должен быть неоспоримым решением, верным по умолчанию. В каждой конкретной ситуации наиболее выгодным может оказаться как подключение к существующим тепловым сетям, так и строительство автономного источника тепла – все зависит от конкретных условий и расположения объекта. Для оценки эффективности возможных решений необходим критерий, позволяющий судить о том, какой из вариантов предпочтительнее.

В Федеральном законе от 27.07.2010 № 190-ФЗ "О теплоснабжении" вводится понятие радиуса эффективного теплоснабжения, как максимального расстояния от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение теплопотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения.

Иными словами, подключение дополнительной тепловой нагрузки с увеличением радиуса действия источника тепловой энергии приводит к возрастанию затрат на производство и транспорт тепловой энергии и одновременно к увеличению доходов от дополнительного объема ее реализации. Радиус эффективного теплоснабжения представляет собой то расстояние, при котором увеличение доходов равно по величине возрастанию затрат. Для действующих источников тепловой энергии это означает, что удельные затраты (на единицу отпущенной потребителям тепловой энер-

гии) являются минимальными.

Таким образом, радиус эффективного теплоснабжения позволяет оценивать возможность подключения объекта к тепловым сетям по сравнению с переходом на автономное теплоснабжение. Учет данного показателя позволяет избежать высоких тепловых потерь в сетях, улучшает качество теплоснабжения и положительно сказывается на снижении расходов.

С учетом важности проблемы, необходима разработка четких критериев оценки и методик определения этого параметра на федеральном уровне. Однако, отсутствие разработанных, согласованных на федеральном уровне и введенных в действие методических рекомендаций по расчету экономически целесообразного радиуса централизованного теплоснабжения потребителей не позволяет формировать решения о реконструкции действующей системы теплоснабжения в направлении централизации или децентрализации локальных зон теплоснабжения и принципе организации вновь создаваемой системы теплоснабжения.

Вместе с тем, рассматриваемое понятие – отнюдь не новое. За время развития в России централизованного теплоснабжения существовало несколько аналогов этой величины.

Одна из них – удельная материальная характеристика μ , рассмотрена и рассчитана для систем теплоснабжения СП "Село Бычиха" в предыдущем разделе.

Вторая – удельная длина тепловой сети λ (м/Гкал/ч). Связь между ними устанавливается при помощи среднего диаметра тепловой сети.

Данные критерии применяются и в настоящее время для укрупненной оценки. Показатели позволяют оценивать СЦТ в целом без географической привязки. Анализ значений показателей приводит к очевидным и логически осмысливаемым выводам:

а) удельная материальная характеристика выражает соотношение между вложенными капитальными затратами и эффектом от реализации тепловой энергии к перспективным потребителям. Таким образом, чем меньше удельная материальная характеристика, тем выше эффективность капиталовложений на строительство новых и реконструкцию существующих тепловых сетей к перспективным потребителям;

б) аналогичный вывод следует и по показателю удельной протяженности тепловой сети. Однако результаты оценки протяженности имеют существенную погрешность по сравнению с показателем материальной характеристики.

Прорывом в направлении исследования эффективности зон централизованного теплоснабжения явился период с 1951 по 1957 годы, когда Е.П. Шубиным был подробно рассмотрен принципиально новый показатель – оборот тепловой энергии. Каждое значение данного показателя по всей СЦТ различно и зависит от величины расчетной тепловой нагрузки потребителя и расстояния от теплоисточника до точки подключения тепловой нагрузки. Для каждой точки подключения рассчитывается так называемый момент тепловой нагрузки, а для СЦТ в целом рассчитывается оборот теп-

ловой энергии путем суммирования всех моментов тепловой нагрузки. Отношение оборота тепловой нагрузки к суммарной тепловой нагрузке называется средним радиусом теплоснабжения. Математический смысл данного показателя заключается в следующем: в фиктивной точке сброса тепловой нагрузки, расположенной на рассчитываемом расстоянии $R_{\text{ср}}$, величина себестоимости единицы тепловой энергии в точке сброса тепловой нагрузки будет равна величине себестоимости производства и передачи тепловой энергии, определенной в целом по данной системе теплоснабжения.

Часть 2. Описание существующих и перспективных зон действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии

Подключение новой нагрузки к централизованным системам теплоснабжения требует постоянной проработки вариантов развития данных систем. Оптимальный вариант должен характеризоваться экономически целесообразной зоной действия источника при соблюдении требований качества и надежности теплоснабжения, а также экологии.

Расчет оптимального радиуса теплоснабжения, применяемого в качестве характерного параметра, позволит определить границы действия централизованного теплоснабжения по целевой функции минимума себестоимости полезно отпущенного тепла. При этом также возможен вариант убыточности дальнего транспорта тепла, принимая во внимание важность и сложность проблемы.

Индивидуальный жилищный фонд подключать к централизованным сетям нецелесообразно, ввиду малой плотности распределения тепловой нагрузки.

Часть 3. Описание существующих и перспективных зон действия индивидуальных источников тепловой энергии

В СП "Село Бычиха" теплоснабжение малоэтажных и индивидуальных жилых застроек, а также отдельных зданий коммунально-бытовых и промышленных потребителей, не подключенных к центральному теплоснабжению, осуществляется от индивидуальных источников тепловой энергии. Расширение действующих зон действия индивидуальных источников планируется только за счет нового строительства индивидуальных и малоэтажных жилых построек.

Часть 4. Перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в существующих зонах действия источников тепловой энергии

В таблице 35 приведены перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки на период до 2032 года.

Таблица 35

Параметр	Котельная № 1	Котельная № 2	Котельная № 3	Котельная № 4
----------	------------------	------------------	------------------	------------------

Параметр	Котельная № 1	Котельная № 2	Котельная № 3	Котельная № 4
2020 – 2022 годы				
Установленная мощность, Гкал/ч	6,45	2,16	0,206	0,036
Располагаемая мощность, Гкал/ч	6,45	1,16	0,206	0,036
Собственные нужды котельной, Гкал/ч	0,03221	0,01981	0,00116	0,00066
Потери ТЭ при передаче, Гкал/ч	0,1713	0,0164	0,0016	0,0015
Потери т/носителя при передаче, м³/ч	0,2583	0,0485	0,0102	0,00027
Присоединенная тепл. нагрузка, Гкал/ч	2,0548	0,50907	0,13003	0,00425
Резерв(+)/Дефицит(-) мощности, Гкал/ч	4,1267	0,6147	0,07321	0,02959
Резерв, %	64,0	53,0	35,5	82,2
2023 – 2032 годы				
Установленная мощность, Гкал/ч	6,45	2,16	0,206	0,036
Располагаемая мощность, Гкал/ч	6,45	1,16	0,206	0,036
Собственные нужды котельной, Гкал/ч	0,03221	0,01981	0,00116	0,00066
Потери ТЭ при передаче, Гкал/ч	0,1713	0,0164	0,0016	0,0015
Потери т/носителя при передаче, м³/ч	0,2583	0,0485	0,0102	0,00027
Присоединенная тепл. нагрузка, Гкал/ч	2,0548	0,50907	0,13003	0,00425
Резерв(+)/Дефицит(-) мощности, Гкал/ч	4,1267	0,6147	0,07321	0,02959
Резерв, %	64,0	53,0	35,5	82,2

Глава 2. Перспективное потребление тепловой энергии на цели тепло-снабжения.

Часть 1. Данные базового уровня потребления тепла на цели тепло-снабжения

Базовое потребление тепловой энергии принято на уровне 2019 года и показано в таблице 36.

Таблица 36

Котельная	жилой фонд (Гкал/год)	нежилой фонд (Гкал/год)	хозяйственный фонд (Гкал/год)	Максимальная рас- четная нагрузка, Гкал/ч
Котельная № 1	6365,6	1125,342	0,0	2,0548
Котельная № 2	1287,5	185,24	0,0	0,50907
Котельная № 3	425,22	0,0	0,0	0,13003
Котельная № 4	22,78	0,0	0,0	0,00425

Часть 2. Прогноз приростов площади строительных фондов

Прогнозное изменение численности населения и динамика изменения жилищного фонда СП "Село Бычиха" показано в таблице 37.

Таблица 37

Показатель	Ед. измерен.	Значения		
		I этап до 2017 г.	II этап 2017 – 2022 гг.	III этап 2023 – 2032 гг.
Численность населения	чел	2993	3000	5000
Жилищный фонд (на начало года)	тыс. м ²	н/д	н/д	н/д

н/д – нет данных

Часть 3. Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление

Сводные показатели динамики жилой застройки СП "Село Бычиха" показаны в таблице 38.

Таблица 38

Показатель		Значения		
		I этап до 2017 г.	II этап 2017 – 2022 гг.	III этап 2023 – 2032 гг.
Сохраняемые жилые строения	площадь, тыс. м ²	28,77979	28,77979	28,77979
	нагрузка, Гкал/ч	2,2612	2,2612	2,2612
Сносимые жилые строения	площадь, м ²	0,0	0,0	0,0
	нагрузка, Гкал/ч	0,0	0,0	0,0
Проектируемые жилые строения	площадь, тыс. м ²	н/д	н/д	н/д
	нагрузка, Гкал/ч	н/д	н/д	н/д
В т.ч. многоэтажное	площадь, тыс. м ²	н/д	н/д	н/д
	нагрузка, Гкал/ч	н/д	н/д	н/д
в т.ч. малоэтажное (индивидуальное)	площадь, тыс. м ²	н/д	н/д	н/д
	нагрузка, Гкал/ч	н/д	н/д	н/д
Всего жилищного фонда	площадь, тыс. м ²	н/д	н/д	н/д
	нагрузка, Гкал/ч	н/д	н/д	н/д

н/д – нет данных

Часть 4. Прогнозы перспективных тепловых нагрузок на отопление

Перспективные тепловые нагрузки СП "Село Бычиха" показаны в таблице 39.

Таблица 39

Показатель		Значения		
		I этап до 2017 г.	II этап 2017 – 2022 гг.	III этап 2023 – 2032 гг.
Всего жилого фонда, в том числе:	площадь, м ²	28779,79	28779,79	28779,79
	нагрузка, Гкал/ч	2,2612	2,2612	2,2612
- с центральным источником	площадь, м ²	28779,79	28779,79	28779,79
	нагрузка, Гкал/ч	2,2612	2,2612	2,2612
- с индивидуальным источником	площадь, м ²	н/д	н/д	н/д
	нагрузка, Гкал/ч	н/д	н/д	н/д

Показатель		Значения		
		I этап до 2017 г.	II этап 2017 – 2022 гг.	III этап 2023 – 2032 гг.
Всего нежилых фонда,	строит. объем, м ³	22516,3	22516,3	22516,3
в том числе:	нагрузка, Гкал/ч	0,5483	0,5483	0,5483
ИТОГО, в том числе:	нагрузка, Гкал/ч	н/д	н/д	н/д
- с центральным источником	нагрузка, Гкал/ч	2,8095	2,8095	2,8095
- с индивидуальным источником	нагрузка, Гкал/ч	н/д	н/д	н/д

Часть 5. Баланс тепловой энергии с учетом перспективных тепловых нагрузок

Общий объем выработки тепловой энергии теплоисточником включает в себя составные части:

а) тепловая энергия, расходуемая на нужды отопления и ГВС – полезный отпуск;

б) тепловая энергия, расходуемая на покрытие тепловых потерь в тепловых сетях – технологические потери;

в) тепловая энергия, расходуемая на собственные нужды котельных – собственные нужды котельной.

Тепловая энергия, расходуемая на нужды отопления и ГВС, делится по группам потребителей:

а) население;

б) бюджетные потребители;

в) прочие потребители;

г) хозяйственные нужды предприятия.

По группе "население" потребление тепловой энергии на отопление осуществляется по установленным нормативам. С 01.07.2016 введен в действие дифференцированный норматив потребления коммунальной услуги по отоплению в зависимости от этажности жилых домов.

Перспективный тепловой баланс выполнен с учетом изменений нормативов с 01.07.2016 и показан в таблице 40.

Таблица 40

№ п/п	Показатель (Гкал)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2025	2026	2027-2032
1.	Выработка	9059,31	9059,31	9059,31	9059,31	10874,552	10874,552	9059,31	9059,31	9059,31	9059,31	9059,31	9059,31
2.	Собственные нужды	121,87	121,87	121,87	121,87	121,87	121,87	121,87	121,87	121,87	121,87	121,87	121,87
3.	Потери	838,66	838,66	838,66	838,66	1341	1341	838,66	838,66	838,66	838,66	838,66	838,66
4.	Полезный от-пуск	8098,78	8098,78	8098,78	8098,78	9411,682	9411,682	8098,78	8098,78	8098,78	8098,78	8098,78	8098,78
4.1.	Население	6518,23	6518,23	6518,23	6518,23	7653,1	7653,1	6518,23	6518,23	6518,23	6518,23	6518,23	6518,23
4.2.	Бюджет	1370,696	1370,696	1370,696	1370,696	1689,65	1689,65	1370,696	1370,696	1370,696	1370,696	1370,696	1370,696
4.3.	Прочие	209,856	209,856	209,856	209,856	20,922	20,922	209,856	209,856	209,856	209,856	209,856	209,856
4.4.	Хозяйственные нужды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Раздел III. Перспективные балансы теплоносителя

1. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками, в том числе в аварийных режимах

В настоящее время на котельных СП "Село Бычиха" отсутствуют водоподготовительные установки, но в тоже время для обеспечения надежности теплоснабжения установлены баки-аккумуляторы. Для определения перспективной проектной производительности водоподготовительных установок указанных котельных, а также перспективной проектной производительности водоподготовительных установок (далее – ВПУ) на строящихся источниках рассчитаны среднечасовые и годовые расходы подпитки тепловой сети.

Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок для котельных СП "Село Бычиха" показаны в таблице 41.

Таблица 41

Период	Показатель	Значение			
		Котельная № 1	Котельная № 2	Котельная № 3	Котельная № 4
2020 – 2022 г.	Объем наружной тепловой сети, м ³	41,7	27,1	0,164	0,0
	Объем наружной сети ГВС, м ³	0,0	0,0	0,0	0,083
	Объем внутренних систем отопления, м ³	92,5	22,9	5,851	0,0
	Объем внутренних систем ГВС, м ³	0,0	0,0	0,0	0,026
	Нормативная утечка теплоносителя, м ³ /ч	0,2583	0,0485	0,0102	0,00002
	Теплоноситель на ГВС, м ³ /ч	0,0	0,0	0,0	0,0667
	Теплоноситель на пар, (невозврат конденсата), м ³ /ч	0,0	0,0	0,0	0,0
	Собственные нужды ВПУ, м ³ /ч	-	-	-	-
	Собственные нужды котельной, м ³ /ч	0,069	0,015	0,0	0,0
	Требуемая производительность ВПУ, м ³ /ч	0,5000	0,5000	0,5000	0,5000
	Расчетная производительность ВПУ, м ³ /ч	1.0300	1.0300	1.0300	1.0300
	Расход воды на аварийную подпитку, м ³ /ч	1,6034	1,6034	1,6034	1,6034
2023 – 2032 г.	Объем наружной тепловой сети, м ³	41,7	27,1	0,164	0,0
	Объем наружной сети ГВС, м ³	0,0	0,0	0,0	0,083
	Объем внутренних систем отопления, м ³	92,5	22,9	5,851	0,0
	Объем внутренних систем ГВС, м ³	0,0	0,0	0,0	0,026
	Нормативная утечка теплоносителя, м ³ /ч	0,2583	0,0485	0,0102	0,00002
	Теплоноситель на ГВС, м ³ /ч	0,0	0,0	0,0	0,0667
	Теплоноситель на пар, (невозврат конденсата), м ³ /ч	0,0	0,0	0,0	0,0

Период	Показатель	Значение			
		Котельная № 1	Котельная № 2	Котельная № 3	Котельная № 4
	Собственные нужды ВПУ, м ³ /ч	-	-	-	-
	Собственные нужды котельной, м ³ /ч	0,069	0,015	0,0	0,0
	Требуемая производительность ВПУ, м ³ /ч	0,5000	0,5000	0,5000	0,5000
	Расчетная производительность ВПУ, м ³ /ч	1.0300	1.0300	1.0300	1.0300
	Расход воды на аварийную подпитку, м ³ /ч	1,6034	1,6034	1,6034	1,6034

Перспективный баланс теплоносителя котельных СП "Село Бычиха" показан в таблице 42.

Таблица 42

Период	Показатель	м ³ /год			
		Котельная № 1	Котельная № 2	Котельная № 3	Котельная № 4
2020 – 2022 г.	Подпитка на восполнение нормативных утечек, в т. ч.:	1265	238	50	2,2
	- в наружной тепловой сети	510	51	2	1,7
	- во внутренних системах абонента	755	187	48	0,5
	Подпитка на горячее водоснабжение	0,0	0,0	0,0	587
	Наполнение системы теплоснабжения, в т. ч.:	134	27	6	0,1
	- наружной тепловой сети	42	4,1	0,2	0,1
	- внутренних системах абонента	92	22,9	5,8	0,0
	Невозврат конденсата	0,0	0,0	0,0	0,0
	На выработку тепловой энергии	340	76	0,0	0,0
	ВСЕГО затраты теплоносителя за год	1739	341	56	562,5
2023 – 2032 г.	Подпитка на восполнение нормативных утечек, в т. ч.:	1265	238	50	2,2
	- в наружной тепловой сети	510	51	2	1,7
	- во внутренних системах абонента	755	187	48	0,5
	Подпитка на горячее водоснабжение	0,0	0,0	0,0	587
	Наполнение системы теплоснабжения, в т. ч.:	134	27	6	0,1
	- наружной тепловой сети	42	4,1	0,2	0,1
	- внутренних системах абонента	92	22,9	5,8	0,0
	Невозврат конденсата	0,0	0,0	0,0	0,0
	На выработку тепловой энергии	340	76	0,0	0,0
	ВСЕГО затраты теплоносителя за год	1739	341	56	562,5

Глава 4. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками, в том числе в аварийных режимах

Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах, содержат обоснование балансов производительности водоподготовительных установок в целях подготовки теплоносителя для тепловых сетей и перспективного потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, а также обоснование перспективных потерь теплоносителя при его передаче по тепловым сетям.

Согласно правилам технической эксплуатации тепловых энергоустановок, утвержденных Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 24.03.2003 № 115, при эксплуатации тепловых сетей утечка теплоносителя не должна превышать норму, которая составляет 0,25 процента среднегодового объема воды в тепловой сети и присоединенных к ней системах теплопотребления в час.

Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки (далее – ВПУ) и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения принимается в соответствии со СНиП 41-02-2003 "Тепловые сети":

а) в закрытых системах теплоснабжения – 0,75 процента фактического объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления и вентиляции зданий. При этом для участков тепловых сетей длиной более 5 км. от источников теплоты без распределения теплоты, расчетный расход воды следует принимать равным 0,5 процента объема воды в этих трубопроводах;

б) в открытых системах теплоснабжения – равным расчетному среднему расходу воды на горячее водоснабжение с коэффициентом 1,2 плюс 0,75 % фактического объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления, вентиляции и горячего водоснабжения зданий. При этом для участков тепловых сетей длиной более 5 км от источников теплоты без распределения теплоты расчетный расход воды следует принимать равным 0,5 процента объема воды в этих трубопроводах.

в) для отдельных тепловых сетей горячего водоснабжения при наличии баков-аккумуляторов – равным расчетному среднему расходу воды на горячее водоснабжение с коэффициентом 1,2; при отсутствии баков – по максимальному расходу воды на горячее водоснабжение плюс (в обоих случаях) 0,75 процента фактического объема воды в трубопроводах сетей и присоединенных к ним системах горячего водоснабжения зданий;

г) для открытых и закрытых систем теплоснабжения предусмотрена дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и недеаэрированной водой, расход которой принят равным 2 процентам объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления, вентиляции и в системах горячего водоснабжения для открытых

систем теплоснабжения.

Определение расхода воды на собственные нужды водоподготовительных установок.

Расход воды на собственные нужды водоподготовительных установок зависит от ряда факторов, основными из которых являются:

- а) принципиальная схема водоподготовки;
- б) качество исходной воды;
- в) рабочая обменная емкость применяемых ионитов;
- г) удельный расход воды на регенерацию и требуемую отмывку свежего ионита;
- д) степень отмывки ионита от продуктов регенерации;
- е) повторное использование части отмывочных вод (на взрыхление ионитов, на приготовление регенерирующих растворов).

Для определения расчетного расхода воды на собственные нужды ВПУ использовались усредненные данные, приведенные в таблицах 2 – 14, 2 – 15 тома 1 "Водоподготовка и водный режим парогенераторов" "Справочника химика-энергетика" под общей редакцией С.М. Гурвича (М., Энергия, 1972).

По приведенным ниже формулам определяется расход воды на собственные нужды водоподготовительного аппарата в процентах количества полученного в нем фильтрата:

а) для натрий-катионитного фильтра первой ступени с загруженным в фильтр сульфоглем: $P_{Na1} = P_{и} * 100 * Ж_0 / e_{cy}$;

б) для натрий-катионитного фильтра первой ступени с загруженным в фильтр катионитом КУ-2: $P_{Na1} = P_{и} * 100 * Ж_0 / e_{ky2}$;

в) для натрий-катионитного фильтра второй ступени с загруженным в фильтр сульфоглем: $P_{Na2} = P_{и} * (100 + P_{Na1}) * Ж_{Na1} / e_{cy}$;

г) для натрий-катионитного фильтра второй ступени с загруженным в фильтр катионитом КУ-2: $P_{Na2} = P_{и} * (100 + P_{Na1}) * Ж_{Na1} / e_{ky2}$;

где: $P_{и}$ – удельный расход воды на собственные нужды ионита м³/м³:

а) для фильтра первой ступени, загруженного сульфоглем в Na-форме – 5,0;

б) для фильтра второй ступени, загруженного сульфоглем в Na-форме – 6,0;

в) для фильтра первой ступени, загруженного сульфоглем в H-форме – 5,0;

г) для фильтра второй ступени, загруженного сульфоглем в H-форме – 10,0;

д) для фильтра первой ступени, загруженного катионитом КУ-2 в Na-форме – 6,0;

е) для фильтра второй ступени, загруженного катионитом КУ-2 в Na-форме – 8,0;

ж) для фильтра первой ступени, загруженного катионитом КУ-2 в H-форме – 6,5;

з) для фильтра второй ступени, загруженного катионитом КУ-2

в Н-форме – 12,0.

e_{cy} – значение рабочей обменной емкости ионита, г–экв/м³:

- а) для сульфогля марки СК в Na-форме – 267;
- б) для сульфогля марки СК в Н-форме – 270;
- в) для сульфогля марки СМ в Na-форме – 357;
- г) для сульфогля марки СМ в Н-форме – 270;
- д) для катионита марки КУ–2 в Na-форме – 950;
- е) для катионита марки КУ-2 в Н-форме – 650.

J_0 – жесткость исходной воды.

Поскольку данные по жесткости воды в теплоснабжающих организациях отсутствуют, расход воды на собственные нужды ВПУ не определен.

Раздел IV. Предложения по строительству, реконструкции (модернизации) и техническому перевооружению источников тепловой энергии

1. Предложения по строительству источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку на осваиваемых территориях СП "Село Бычиха", для которых отсутствует возможность или целесообразность передачи тепловой энергии от существующих или реконструируемых источников тепловой энергии.

В связи с отсутствием дефицита тепловой мощности на период актуализации настоящей схемы теплоснабжения, нового строительства, связанного с увеличением мощности существующих источников тепловой энергии не планируется.

2. Предложения по реконструкции источников тепловой энергии, обеспечивающих тепловую нагрузку в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии.

Существенным недостатком действующей в СП "Село Бычиха" локальной системы централизованного теплоснабжения являются значительная изношенность распределительных тепловых сетей.

3. Предложения по техническому перевооружению, модернизации источников тепловой энергии с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения.

Для повышения эффективности системы теплоснабжения можно применять нижеперечисленные направления при формировании программ технического перевооружения.

Мероприятия по повышению эффективности выработки тепловой энергии показаны в таблице 43.

Таблица 43

Наименование мероприятия	Источник экономии
Внедрение системы автоматизации и комплексного регулирования	- увеличение КПД и экономия топлива
Внедрение системы водоподготовки сетевой воды и использование теплообменных аппаратов	- повышение интенсивности теплообмена в котлах, снижение потерь; - увеличение рабочего ресурса котлов

Наименование мероприятия	Источник экономии
Внедрение метода глубокой утилизации тепла дымовых газов	- повышение КПД, экономия топлива
Диспетчеризация в системах теплоснабжения	- оптимизация режимов работы тепловой сети; - сокращение времени проведения ремонтно-аварийных работ; - уменьшение количества эксплуатационного персонала
Замена устаревших электродвигателей на современные	- экономия электрической энергии; - повышение качества и надёжности электроснабжения
Замена физически и морально устаревших котлов	- экономия топлива; - улучшение качества и надёжности теплоснабжения
Использование систем частотного регулирования в приводах электродвигателей тягового и насосного оборудования с переменной нагрузкой	- экономия электрической энергии; - повышение надёжности и увеличение сроков службы оборудования
Регулирование процесса сжигания топлива. Обучение обслуживающего персонала	- повышение КПД, экономия топлива
Ликвидация несанкционированного расхода воды	- экономия электрической энергии; - экономия воды; - экономия топлива
Организация тепловизионного мониторинга состояния ограждающих конструкций зданий и сооружений. Оперативное устранение недостатков с помощью современных методов и материалов	- экономия тепловой энергии и топлива; - предупреждение аварийных ситуаций
Проведение режимной наладки котлов и составление режимных карт	- экономия топлива; - улучшение качества и надёжности теплоснабжения
Применение вихревых топок	- экономия топлива
Установка подогревателя воздуха	- экономия топлива; - повышение КПД теплоисточника
Устранение присосов воздуха в газоходах и обмуровках котлов	- экономия топлива

Энергосбережение в современных условиях является одним из основных факторов при выборе оборудования и схемы котельной. Основным критерием энергосбережения является снижение затрат энергетических ресурсов котельной при ее эксплуатации. КПД сжигания топлива – один из самых важных факторов в работе котлов, в которых используется жидкое, твердое или газообразное топливо.

Стоимость энергии составляет значительную часть эксплуатационных расходов для любого предприятия. В случае, когда теплогенерирующий объект использует дорогостоящий вид топлива, и при этом перевод его на более дешевый вид топлива весьма затруднителен, необходимо максимально эффективно организовать процесс выработки тепловой энергии с наиболее высоким КПД и при минимальных тепловых потерях. Самым простым и экономным вариантом решения данной задачи может стать техническое перевооружение (модернизация) теплоисточника.

Модернизация котельных это:

- а) обновление оборудования котельной (в частности водогрейных котлов), систем и установок регулирования;
- б) автоматизация процессов, происходящих в котельной.

Под модернизацией подразумевается частичная или полная замена технологического оборудования и/или необходимые действия по его наладке для эффективной работы котельной.

Модернизация оборудования необходима в случаях:

- а) физического и морального износа теплоэнергетического оборудования;
- б) высокого потребления электроэнергии на выработку тепла;
- в) перебоев температурных режимов;
- г) увеличения выбросов вредных веществ в экосистему.

Модернизация теплоэнергетического оборудования повысит эффективность его использования, что является важнейшим условием повышения эффективности хозяйственной деятельности предприятия. Капитальные вложения в модернизацию котельного оборудования во многих случаях имеют короткий срок окупаемости.

Пути для снижения затрат энергетических ресурсов являются:

- а) автоматизированное погодозависимое регулирование выработки и отпуска тепловой энергии. Обеспечивает оптимизацию затрат на выработку тепловой энергии и экономию топлива на 12 – 15 процентов;

б) применение автоматизированных горелок, обеспечивающих КПД котлоагрегатов не ниже 90 процентов. Современные горелки и котлы имеют КПД 91 – 94 процента, против устаревших котлоагрегатов без автоматизации, имеющих КПД 75 – 80 процентов;

в) применение частотных приводов и устройств плавного пуска на электродвигателях. Это позволяет снизить расход электроэнергии на 25 – 30 процентов, а также продлить срок эксплуатации двигателя на 15 процентов. Применение плавного пуска позволяет защитить оборудование и трубопроводы от гидроударов;

г) применение современных автоматизированных установок подготовки воды позволяет снизить размер отложений в котлах и трубопроводах, и соответственно улучшить теплосъем и теплопередачу. Данные решения позволяют добиться экономии потребления топлива котлоагрегатами на 5 – 7 процентов.

Одним из лучших путей, гарантирующим эффективную эксплуатацию котельной, является высокоэффективное регулирование, которое возможно применить для водогрейных котельных и окупается в течение двух лет.

Наладка и регулирование отопительного оборудования – это экономичная и очень эффективная схема. С помощью наладки режимов осуществляется настройка соотношения параметров режима горения, тем самым обеспечивается более эффективное и полное сгорание топлива.

Для достижения большей эффективности высокоточной регулировки необходимо предварительно произвести базисную очистку топки и дымохо-

дов. Для уменьшения избыточного воздуха и уменьшения температуры уходящих газов необходимо:

- а) устранить присосы воздуха в камеру сгорания;
- б) произвести контроль тяги дымохода, при необходимости установить в дымовой трубе шибер;
- в) вести контроль соответствия количества воздуха для горения;
- г) оптимизировать модуляции горелки (если горелка снабжена этой функцией).

Справочно:

Известно, что при определенном соотношении расходов воздуха и топлива происходит наиболее полное сгорание внутри котла. При этом следует добиваться ведения топочного процесса с минимальным количеством избыточного воздуха, однако, при обязательном условии обеспечения полного сгорания топлива. Если в топку подается избыточный воздух в большем количестве, чем требуется для нормального ведения топочного процесса, то излишний воздух не сгорает и лишь бесполезно охлаждает топку, что может в свою очередь повести к потерям вследствие химической неполноты сгорания топлива.

Необходимо также контролировать температуру уходящих газов. При завышенной температуре дымовых газов на выходе из котла значительно снижается КПД агрегата за счет выброса в атмосферу лишней теплоты, которую можно было бы использовать по назначению.

Данные измерения и работы по наладке проводятся с применением специальных приборов: газоанализатора, ультразвукового расходомера, пирометра, а также с применением штатных измерительных приборов котельной. Результатом работы является выдача режимной карты и рекомендаций по устранению недостатков.

Однако, после проведения наладки, возникает проблема поддержания настроенного соотношения параметров в случае необходимого изменения текущего режима работы котла (понижение или повышение температуры наружного воздуха). Режимной картой обычно предусматриваются 3 – 4 режима, то есть 3 – 4 варианта соотношения ключевых эксплуатационных параметров котла в зависимости от текущей производительности (нагрузки). Для этого у оператора котельной должна быть возможность оценки технологических параметров при помощи контрольно-измерительных приборов (текущей производительности, давления топлива и воздуха, разряжения в топке, температуры уходящих газов и др.).

Мероприятия по совершенствованию действующих систем могут сводиться к установке системы автоматического регулирования соотношения воздуха и топлива в зависимости от изменения нагрузки и внешних условий. Для анализа состава продуктов сгорания используются специальные приборы. Используя результаты этого анализа, можно улучшить процесс горения и, следовательно, получить экономию энергии.

Итак, в проекте используются следующие системы автоматического регулирования (далее – САР):

1) САР температуры прямой воды с коррекцией по температуре обратной воды, температуры наружного воздуха изменением расхода топлива в зависимости от температуры в общем коллекторе;

2) САР давление воздуха с коррекцией по содержанию O_2 в дымовых газах и по расходу топлива, изменением подачи воздуха;

3) САР разряжения в топке котла с коррекцией по расходу воздуха, изменением производительности дымососа;

4) САР обратной воды, подачей питательной воды.

Предлагаемая система отличается от известных тем, что она снабжена регулятором соотношения температуры наружного воздуха и прямой сетевой воды, последовательно с которым включены регуляторы положения сервомоторами, соединенными с регуляторами положения и трехходовыми регулирующими органами на линии обратной сетевой воды. Такое выполнение системы обеспечивает распределение заданной тепловой нагрузки между котлами.

Основным назначением тягодутьевых механизмов котельной является поддержание оптимального режима горения в топке котла. Под понятием оптимального режима подразумевается поддержание оптимального соотношения "топливо – воздух" и создание наиболее благоприятных условий для полного сгорания топлива. Для выполнения этого условия необходимо, с одной стороны, подать нужное количество воздуха в топку, с другой – с заданной интенсивностью извлекать из неё продукты горения.

Как правило, система регулирования дымососа должна поддерживать заданную величину разряжения в топке котла независимо от производительности котлоагрегата. С увеличением подачи топлива увеличивается подача воздуха в топку котла и электропривод дымососа должен увеличить отводящий объём продуктов горения. Таким образом, связь между системами регулирования вентилятора и дымососа осуществляется через топку котла.

Тягодутьевые машины потребляют около 60 процентов электроэнергии собственных нужд котельных. Поэтому регулирование их режимных параметров оказывает существенное влияние на мощность и экономичность работы котельных установок.

Использование частотно-регулируемых приводов позволяет решать задачу согласования режимных параметров и энергопотребления тягодутьевых механизмов с изменяющимся характером нагрузки котлов, а также автоматизировать этот процесс наиболее полно и эффективно. Поскольку график нагрузки отопительной котельной достаточно неравномерный, уменьшение производительности, как вентилятора, так и дымососа позволит сэкономить до 70 процентов электроэнергии, идущей на приведение в действие этих механизмов.

Преимущества применения частотно-регулируемого электропривода:

а) экономия электроэнергии от 30 до 70 процентов;

б) исключение гидроударов, что позволяет резко увеличить срок службы трубопроводов и запорной арматуры;

в) отсутствие больших пусковых токов, полная защита электродвигателей насосных агрегатов, работа электродвигателей и пусковой аппаратуры с пониженной нагрузкой, что значительно увеличивает срок службы электродвигателей;

г) значительная экономия воды за счёт оптимизации давления в сетях и уменьшения разрывов трубопроводов;

д) возможность полной автоматизации насосных групп.

Таким образом, достигнутый эффект в результате проведенных мероприятий по модернизации будет выражен в следующем:

а) увеличение эффективности функционирования теплового оборудования;

б) повышение коэффициента полезного действия и уменьшение расхода топлива;

в) повышение надежности в эксплуатации котельной;

г) снижение затрат на обслуживание за счёт автоматизации процессов.

Модернизация позволяет эксплуатировать технологическое оборудование в безаварийном режиме с меньшими затратами и гораздо более продолжительное время.

4. Графики совместной работы источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, меры по выводу из эксплуатации, консервации и демонтажу избыточных источников тепловой энергии, выработавших нормативный срок службы.

Источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, отсутствуют. Избыточные источники тепловой энергии отсутствуют.

5. Меры по переоборудованию котельных в источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

Перевод котельных в источник, работающий в режиме комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, не рассматривался.

6. Меры по переводу котельных, размещенных в существующих и расширяемых зонах действия источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, в пиковый режим работы.

Источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, отсутствуют.

7. Предложения по перспективной установленной тепловой мощности каждого источника тепловой энергии с учетом аварийного и перспективного резерва тепловой мощности.

При подключении новых объектов к системе централизованного теплоснабжения значение установленной мощности источника тепловой энергии изменится в сторону увеличения ввиду подключения новых объектов. Численное значение тепловой нагрузки должно быть указано при проведении следующей актуализации.

Глава 5. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии

1. Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления.

Согласно ст. 14 Федерального закона от 27.07.2010 № 190 "О теплоснабжении", подключение теплопотребляющих установок и тепловых сетей потребителей тепловой энергии, в том числе застройщиков, к системе теплоснабжения осуществляется в порядке, установленном законодательством о градостроительной деятельности для подключения объектов капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения, с учетом особенностей, предусмотренных Федеральным законом от 27.07.2010 № 190 "О теплоснабжении" и Правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 05.07.2018 № 787 "О подключении (технологическом присоединении) к системам теплоснабжения, недискриминационном доступе к услугам в сфере теплоснабжения, изменении и признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации" (далее – Правила подключения к системам теплоснабжения).

Подключение осуществляется на основании договора на подключение к системе теплоснабжения, который является публичным для теплоснабжающей или теплосетевой организации. Правила выбора теплоснабжающей или теплосетевой организации, к которой следует обращаться заинтересованным в подключении к системе теплоснабжения лицам, и которая не вправе отказать им в услуге по такому подключению и в заключении соответствующего договора, устанавливаются Правилами подключения к системам теплоснабжения.

При наличии технической возможности подключения к системе теплоснабжения и при наличии свободной мощности в соответствующей точке подключения отказ потребителю, в том числе застройщику, в заключении договора на подключение объекта капитального строительства, находящегося в границах определенного схемой теплоснабжения радиуса эффективного теплоснабжения, не допускается.

В случае технической невозможности подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства, вследствие отсутствия свободной мощности в соответствующей точке подключения на момент обращения соответствующего потребителя, в том числе застройщика, но при наличии в утвержденной в установленном порядке инвестиционной программе теплоснабжающей или теплосетевой организации мероприятий по развитию системы теплоснабжения и снятию технических ограничений, позволяющих обеспечить техническую возможность подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства, отказ в заключении договора на его подключение не допускается.

В случае технической невозможности подключения к системе тепло-

снабжения объекта капитального строительства, вследствие отсутствия свободной мощности в соответствующей точке подключения на момент обращения соответствующего потребителя, в том числе застройщика, и при отсутствии в утвержденной в установленном порядке инвестиционной программе теплоснабжающей или теплосетевой организации мероприятий по развитию системы теплоснабжения и снятию технических ограничений, позволяющих обеспечить техническую возможность подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства, теплоснабжающая или теплосетевая организация в сроки и в порядке, которые установлены Правилами подключения к системам теплоснабжения, обязана обратиться в федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, с предложением о включении в нее мероприятий по обеспечению технической возможности подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства. Федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, в сроки, в порядке и на основании критериев, которые установлены порядком разработки и утверждения схем теплоснабжения, утвержденным Правительством Российской Федерации, принимает решение о внесении изменений в схему теплоснабжения или об отказе во внесении в нее таких изменений. В случае, если теплоснабжающая или теплосетевая организация не направит в установленный срок и (или) представит с нарушением установленного порядка в федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, предложения о включении в нее соответствующих мероприятий, потребитель, в том числе застройщик, вправе потребовать возмещения убытков, причиненных данным нарушением, и (или) обратиться в федеральный антимонопольный орган с требованием о выдаче в отношении указанной организации предписания о прекращении нарушения правил недискриминационного доступа к товарам.

В случае внесения изменений в схему теплоснабжения, теплоснабжающая организация или теплосетевая организация обращается в орган регулирования для внесения изменений в инвестиционную программу. После принятия органом регулирования решения об изменении инвестиционной программы он обязан учесть внесенное в указанную инвестиционную программу изменение при установлении тарифов в сфере теплоснабжения в сроки и в порядке, которые определяются основами ценообразования в сфере теплоснабжения и правилами регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Таким образом, вновь вводимые потребители, обратившиеся соответствующим образом в теплоснабжающую организацию, должны быть подключены к централизованному теплоснабжению, если такое подсоединение

возможно в перспективе.

С потребителями, находящимися за границей радиуса эффективного теплоснабжения, могут быть заключены договоры долгосрочного теплоснабжения по свободной (обоюдно приемлемой) цене, в целях компенсации затрат на строительство новых и реконструкцию существующих тепловых сетей, и увеличению радиуса эффективного теплоснабжения.

Кроме того, согласно СП 42.133330.2011 "Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений", в районах многоквартирной жилой застройки малой этажности, а также однодвухквартирной жилой застройки с приусадебными (приквартирными) земельными участками теплоснабжение допускается предусматривать от котельных на группу жилых и общественных зданий или от индивидуальных источников тепла при соблюдении технических регламентов, экологических, санитарно-гигиенических, а также противопожарных требований. Групповые котельные допускается размещать на селитебной территории с целью сокращения потерь при транспорте теплоносителя и снижения тарифа на тепловую энергию.

Согласно СП 60.13330.2012 "Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха", для индивидуального теплоснабжения зданий следует применять теплогенераторы полной заводской готовности на газообразном, жидком и твердом топливе общей теплопроизводительностью до 360 кВт, с параметрами теплоносителя не более 95 °С и 0,6 МПа. Теплогенераторы следует размещать в отдельном помещении на любом надземном этаже, а также в цокольном и подвальном этажах отапливаемого здания.

Условия организации поквартирного теплоснабжения определены в СП 54.13330.2011 "Здания жилые многоквартирные" и СП 60.13330.2012 "Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха".

Согласно пункту 15 статьи 14 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ "О теплоснабжении", запрещается переход на отопление жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии, перечень которых определяется Правилами подключения к системам теплоснабжения, при наличии осуществленного в надлежащем порядке подключения к системам теплоснабжения многоквартирных домов.

2. Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок.

Строительство источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок не предусматривается.

3. Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок.

Согласно Методическим рекомендациям по разработке схем тепло-

снабжения, утвержденным Приказами Министерства энергетики Российской Федерации и Министерством регионального развития Российской Федерации от 29.12.2012 № 565/667 (далее – Методические рекомендации по разработке схем теплоснабжения), предложения по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, работающие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, рекомендуется разрабатывать при условии, что проектируемая установленная электрическая мощность турбоагрегатов составляет 25 МВт и более. При проектируемой установленной электрической мощности турбоагрегатов менее 25 МВт предложения по реконструкции разрабатываются в случае отказа подключения потребителей к электрическим сетям.

Таким образом, реконструкция котельных для выработки электроэнергии в СП "Село Бычиха" не предусматривается.

4. Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии.

Настоящей схемой теплоснабжения не предусматривается увеличение зоны действия котельных путем подключения к ним дополнительных потребителей тепловой энергии.

5. Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки СП "Село Бычиха" малоэтажными жилыми зданиями.

В соответствии с Методическими рекомендациями по разработке схем теплоснабжения, предложения по организации индивидуального теплоснабжения рекомендуется разрабатывать в зонах СП "Село Бычиха" малоэтажными жилыми зданиями и плотностью тепловой нагрузки менее 0,01 Гкал/га.

При подключении индивидуальной жилой застройки к сетям централизованного теплоснабжения низкая плотность тепловой нагрузки и высокая протяженность тепловых сетей малого диаметра влечет за собой увеличение тепловых потерь через изоляцию трубопроводов и с утечками теплоносителя и высокие финансовые затраты на строительство таких сетей.

6. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории СП "Село Бычиха".

Производственные зоны на территории СП "Село Бычиха" отсутствуют.

7. Расчет радиусов эффективного теплоснабжения (зоны действия источников тепловой энергии) в каждой из систем теплоснабжения, позволяющий определить условия, при которых подключение теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе.

В настоящее время, методика определения радиуса эффективного теплоснабжения не разработана.

Основными критериями оценки целесообразности подключения новых потребителей в зоне действия системы централизованного теплоснабжения являются:

- а) затраты на строительство новых участков тепловой сети и реконструкция существующих;
- б) пропускная способность существующих магистральных тепловых сетей;
- в) затраты на перекачку теплоносителя в тепловых сетях;
- г) потери тепловой энергии в тепловых сетях при ее передаче;
- д) надежность системы теплоснабжения.

Комплексная оценка вышеперечисленных факторов, определяет величину оптимального радиуса теплоснабжения.

Раздел V. Предложения по новому строительству и реконструкции тепловых сетей

Обеспечение надежности теплоснабжения новых потребителей и оптимизации гидравлических режимов работы проектируемых и существующих тепловых сетей в соответствии со сложившейся системой теплоснабжения и Генеральным планом определено как цель разработки настоящей схемы теплоснабжения.

При обосновании предложений по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии за исходное принималось покрытие перспективной тепловой нагрузки, не обеспеченной тепловой мощностью.

1. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии в зоны с резервом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии.

Источники тепловой энергии с дефицитом тепловой мощности на территории поселения отсутствуют.

2. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки в осваиваемых районах СП "Село Бычиха" под жилищную, комплексную или производственную застройку.

В связи с отсутствием информации о новой застройке на момент актуализации настоящей схемы теплоснабжения, строительство новых тепловых сетей не планируется.

3. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей в целях обеспечения условий, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения.

В связи с отсутствием технической возможности и экономической целесообразности, предложения по обеспечению возможностей поставок тепловой энергии от различных источников не рассматриваются.

4. Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения.

Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности не предполагается. Необходимые показатели надежности достигаются за счет замены трубопроводов в связи с окончанием срока службы.

5. Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки.

Необходимость увеличения диаметров трубопровода при существующей нагрузке потребителей определяется гидравлическим расчетом. При разработке настоящей схемы теплоснабжения гидравлический расчет тепловой сети не выполнялся. Вместе с тем, в прошедших отопительных сезонах случаев возникновения "недотопов" или "перетопов" абонентов не зафиксировано.

Увеличение диаметров трубопровода тепловых сетей в связи с приростом тепловой нагрузки не рассматривался. Расчет гидравлических режимов необходимо рассмотреть при следующей актуализации настоящей схемы теплоснабжения.

6. Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с истечением эксплуатационного ресурса.

Тепловые сети, эксплуатирующихся на продленном эксплуатационном ресурсе и подлежащие замене, определены в разделе 1 настоящей схемы теплоснабжения. Проведение реконструкции данных участков предлагается провести путем применения труб в ППУ изоляции.

7. Строительство и реконструкция насосных станций.

Насосные станции в системах теплоснабжения отсутствуют.

8. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения.

Мероприятия по строительству и реконструкции магистральных и распределительных тепловых сетей в локальных системах централизованного теплоснабжения направлены на создание условий для развития территории, создание технической возможности технологического присоединения к системе централизованного теплоснабжения и повышения качества теплоснабжения.

В настоящей схеме теплоснабжения отсутствуют данные по перспективной застройке территории, поэтому вопросы реконструкции тепловых сетей не рассматриваются. Целесообразно учесть данные мероприятия при актуализации настоящей схемы теплоснабжения.

Мероприятия по повышению эффективности передачи тепловой энергии показаны в таблице 44.

Таблица 44

Наименование мероприятия	Источник экономии
Замена устаревших электродвигателей и насосного оборудования на современные модели	- экономия электрической энергии; - повышение качества и надёжности электроснабжения
Использование систем частотного регулирования в приводах электродвигателей	- экономия электрической энергии; - повышение надёжности и увеличение

Наименование мероприятия	Источник экономии
насосного оборудования с переменной нагрузкой	сроков службы оборудования
Ликвидация несанкционированного расхода воды	- экономия электрической энергии; - экономия воды; - экономия топлива
Проведение режимной наладки тепловых сетей	- снижение потерь тепловой энергии при передаче; - улучшение качества и надёжности теплоснабжения
Применение труб в ППУ изоляции, восстановление тепловой изоляции	- снижение потерь тепловой энергии при передаче; - повышение надёжности и качества теплоснабжения

Раздел 6. Перспективные топливные балансы

Теплогенерирующие объекты СП "Село Бычиха" осуществляют выработку тепловой энергии при использовании основного вида топлива. Резервные и аварийные виды топлива не предусмотрены.

Изменение объемов потребления топлива в связи с ростом нагрузки не предусматривается.

Перспективный топливный баланс котельных СП "Село Бычиха" показан в таблице 45.

Таблица 45

Показатель	Ед. изм.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2020	2020	2020	2020
Котельная № 1											
Расход условного топлива	т.у.т	1297,8	1319,2	1343,4	1343,4	1343,4	1326	1326	1326	1326	1326
Калорийный эквивалент		1,236	1,214	1,214	1,214	1,214	1,239	1,239	1,239	1,239	1,239
Расход натурального топлива (природный газ)	тыс. куб.м.	1050,1	1086,6	1106,6	1106,6	1106,6	1070	1070	1070	1070	1070
Расход натурального топлива (диз. Топливо)	т.н.т	20,6	20	20	20	20	19	19	19	19	19
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	8478,10	8937,44	8571,62	8571,62	8571,62	8259	8259	8259	8259	8259
Удельный расход топлива на отпуск в сеть	кг.у.т./Гкал	153,08	156,73	156,73	156,73	156,73	158,25	158,25	158,25	158,25	158,25
Максимальный часовой расход топлива	тыс. куб.м./час	0,35	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
ННЗТ*	т.н.т	6	6	6	6	6	24	24	24	24	24
НЭЗТ**	т.н.т	14	14	14	14	14	36	36	36	36	36
Котельная № 2											
Расход условного топлива	т.у.т	-	-	-	-	-	350,5	350,5	350,5	350,5	350,5
Калорийный эквивалент		-	-	-	-	-	0,623	0,623	0,623	0,623	0,623
Расход натурального топлива (природный газ)	т.н.т.	-	-	-	-	-	562,6	562,6	562,6	562,6	562,6
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	-	-	-	-	-	1530	1530	1530	1530	1530
Удельный расход топлива на отпуск в сеть	кг.у.т./Гкал	-	-	-	-	-	233,59	233,59	233,59	233,59	233,59

Показатель	Ед. изм.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2020	2020	2020	2020	2020
Максимальный часовой расход топлива	т.н.т./час						196	196	196	196	196	196
ННЗТ*	т.н.т						27	27	27	27	27	27
НЭЗТ**	т.н.т						164	164	164	164	164	164

Раздел VII. Инвестиции в новое строительство, реконструкцию и техническое перевооружение

Существенными недостатками действующих в СП "Село Бычиха" локальных систем централизованного теплоснабжения является значительная изношенность распределительных тепловых сетей.

Предлагаемые мероприятия по развитию систем централизованного теплоснабжения муниципальных энергоисточников направлены на достижение следующих целей:

- повышение эффективности передачи тепловой энергии от источника к потребителю.

Учитывая продолжительность сроков реализации предложений по развитию настоящей схемы теплоснабжения, при строительстве энергетических объектов допускается выделение очередей и пусковых комплексов.

Привлечение инвестиций на реализацию предложенных мероприятий возможно из следующих источников:

- включение капитальных затрат в тариф на отпускаемую тепловую энергию;
- бюджетов различных уровней;
- внешних инвестиций;
- заемных ресурсов.

1. Предложение по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии на каждом этапе.

Реконструкция и техническое перевооружение источников тепловой энергии в СП "Село Бычиха" не требуется.

2. Предложение по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение тепловых сетей, насосных станций и тепловых пунктов на каждом этапе.

Реконструкцию тепловых сетей котельных СП "Село Бычиха" предлагается проводить путем оптимизации действующей схемы с применением труб в ППУ изоляции.

Объем необходимых инвестиций для реконструкции тепловых сетей трех муниципальных котельных СП "Село Бычиха" предлагается определить при следующей актуализации настоящей схемы теплоснабжения.

3. Предложения по величине инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение в связи с изменениями температурного графика и гидравлического режима работы системы теплоснабжения.

Утвержденный температурный график обеспечивает выполнение требований нормативных документов относительно температуры внутреннего воздуха отапливаемых помещений и на момент разработки схемы теплоснабжения, не требуется каких-либо дополнительных инвестиций.

Раздел 8. Решение об определении единой теплоснабжающей организации

В соответствии с пунктом 2 статьи 4 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ "О теплоснабжении" Правительство Российской Федерации сформировало новые Правила организации теплоснабжения. В правилах, утвержденных постановлением Правительства РФ, предписаны права и обязанности теплоснабжающих и теплосетевых организаций, иных владельцев источников тепловой энергии и тепловых сетей, потребителей тепловой энергии в сфере теплоснабжения. Из условий повышения качества обеспечения населения тепловой энергией в них предписана необходимость организации единых теплоснабжающих организаций (далее – ЕТО). При разработке настоящей схемы теплоснабжения предусматривается включение обоснования соответствия организации, предлагаемой в качестве единой теплоснабжающей организации, требованиям (критериям), установленным постановлениями Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154 "О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения" и от 08.08.2012 № 808 "Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации".

Основные положения по организации ЕТО в соответствии с Правилами организации теплоснабжения заключаются в следующем:

1. Статус единой теплоснабжающей организации присваивается теплоснабжающей и (или) теплосетевой организации решением органа местного самоуправления при утверждении схемы теплоснабжения поселения.

На территории СП "Село Бычиха" статус ЕТО присвоен МУП "Новатор".

2. Для присвоения организации статуса единой теплоснабжающей организации на территории поселения, лица, владеющие на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями, подают в уполномоченный орган в течение одного месяца с даты опубликования (размещения) в установленном порядке проекта схемы теплоснабжения, а также с даты опубликования (размещения) сообщения-заявки на присвоение организации статуса единой теплоснабжающей организации с указанием зоны ее деятельности. К заявке прилагается бухгалтерская отчетность, составленная на последнюю отчетную дату перед подачей заявки, с отметкой налогового органа о ее принятии.

Уполномоченные органы обязаны в течение трех рабочих дней с даты окончания срока для подачи заявок разместить сведения о принятых заявках на официальном сайте муниципального образования.

3. В случае, если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подана одна заявка от лица, владеющего на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей зоне деятельности единой теплоснабжающей организации, то статус единой теплоснабжающей организации присваивается указанному лицу.

4. Критериями определения единой теплоснабжающей организации являются:

а) владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации;

б) размер собственного капитала;

в) способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

5. В случае, если заявка на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации подана организацией, которая владеет на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается данной организации. Показатели рабочей мощности источников тепловой энергии и емкости тепловых сетей определяются на основании данных схемы (проекта схемы) теплоснабжения поселения.

Размер собственного капитала определяется по данным бухгалтерской отчетности, составленной на последнюю отчетную дату перед подачей заявки на присвоение организации статуса единой теплоснабжающей организации с отметкой налогового органа о ее принятии.

6. В случае, если организациями не подано ни одной заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, владеющей в соответствующей зоне деятельности источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей тепловой емкостью.

7. Единая теплоснабжающая организация при осуществлении своей деятельности обязана:

а) заключать и исполнять договоры теплоснабжения с любыми обратившимися к ней потребителями тепловой энергии, теплопотребляющие установки которых находятся в данной системе теплоснабжения при условии соблюдения указанными потребителями выданных им в соответствии с законодательством о градостроительной деятельности технических условий подключения к тепловым сетям;

б) заключать и исполнять договоры поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя в отношении объема тепловой нагрузки, распределенной в соответствии со схемой теплоснабжения;

в) заключать и исполнять договоры оказания услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя в объеме, необходимом для обеспечения теплоснабжения потребителей тепловой энергии с учетом потерь тепловой энергии, теплоносителя при их передаче.

8. В проекте схемы теплоснабжения должны быть определены границы зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций).

Границы зоны (зон) деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций) определяются границами системы теплоснабжения. Они могут быть изменены в следующих случаях:

а) подключение к системе теплоснабжения новых теплопотребляющих установок, источников тепловой энергии или тепловых сетей, или их отключение от системы теплоснабжения;

б) технологическое объединение или разделение систем теплоснабжения.

Сведения об изменении границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации, а также сведения о присвоении другой организации статуса единой теплоснабжающей организации подлежат внесению в схему теплоснабжения при ее актуализации.

8.1. Обоснование и предложения по определению единой теплоснабжающей организации.

Единые теплоснабжающие организации СП "Село Бычиха" предлагается формировать в отношении эксплуатирующих организаций по критерию наличия в собственности или другом законном основании сетей и источников теплоснабжения. На первой стадии, соответствующей периоду разработки схемы теплоснабжения, формируются предложения по выбору единых теплоснабжающих организаций.

Границы зон деятельности ЕТО определяются границами систем теплоснабжения, в отношении которых присваивается соответствующий статус каждой ЕТО.

Раздел 9. Решение по бесхозным тепловым сетям

На момент разработки настоящей схемы теплоснабжения в границах СП "Село Бычиха" бесхозных тепловых сетей не выявлено.

При обнаружении таковых в последующих периодах, необходимо руководствоваться пунктом 6 ст. 15 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ "О теплоснабжении":

"В случае выявления бесхозных тепловых сетей (тепловых сетей, не имеющих эксплуатирующей организации) орган местного самоуправления обязан до признания права собственности на указанные бесхозные тепловые сети, в течение тридцати дней с даты их выявления, определить теплосетевую организацию, тепловые сети которой непосредственно соединены с указанными бесхозными тепловыми сетями или единую теплоснабжающую организацию в системе теплоснабжения, в которую входят указанные бесхозные тепловые сети, и которая осуществляет содержание и обслуживание указанных бесхозных тепловых сетей. Орган регулирования обязан включить затраты на содержание и обслуживание бесхозных тепловых сетей в тарифы соответствующей организации на следующий период регулирования".

Закключение

В государственной стратегии Российской Федерации четко определена рациональная область применения централизованных и децентрализованных систем теплоснабжения. В городах с большой плотностью застройки следует развивать и модернизировать системы централизованного теплоснабжения от крупных котельных и теплоэлектроцентралей.

При сравнительной оценке энергетической безопасности функционирования централизованных и децентрализованных систем необходимо учитывать следующие факторы:

а) крупные тепловые источники (котельные) могут работать на различных видах топлива, могут переводиться на сжигание резервного топлива при сокращении подачи сетевого газа;

б) малые автономные источники (крышные котельные, квартирные теплогенераторы) рассчитаны на сжигание только одного вида топлива – сетевого природного газа, что уменьшает надежность теплоснабжения;

в) установка квартирных теплогенераторов в многоквартирных домах при нарушении их нормальной работы создает непосредственную угрозу здоровью и жизни людей.

При оценке экономической эффективности функционирования централизованных систем следует руководствоваться сведениями, полученными при натурных обследованиях, с помощью КИП и практических испытаний теплогенерирующего оборудования и систем транспортировки тепловой энергии до потребителя.

Недофинансирование данной отрасли, ограничение роста тарифов на фоне низкого уровня собираемости платежей ограничивает возможности эксплуатирующих организаций по своевременному ремонту и замене основного и вспомогательного оборудования. Данный фактор негативно влияет на эффективность работы систем теплоснабжения, что в свою очередь приводит к увеличению себестоимости тепловой энергии.

На сегодняшний день тепловые сети и оборудование централизованных систем теплоснабжения СП "Село Бычиха" в большинстве своем эксплуатируется на продленном ресурсе, либо имеет срок эксплуатации близкий к предельному. Теплоизоляционные материалы применяются не современные, имеющие менее эффективные теплоизоляционные характеристики, не используется автоматическое регулирование процессов выработки тепла, отсутствует диспетчеризация.

Необходимым условием для функционирования систем теплоснабжения с высокой эффективностью является обязательное выполнение ремонтных работ текущего и капитального характера в соответствии с утвержденным планом-графиком. Вместе с тем, необходимо периодически проводить обучение обслуживающего персонала.

Немаловажной задачей остаются вопросы развития централизованных систем теплоснабжения. К данным вопросам относятся задачи по расширению зон централизованного теплоснабжения, использование наиболее де-

шевого топлива, применение инновационных технологий.

В ходе разработки настоящей схемы теплоснабжения было отражено в основном существующее положение вещей в теплоэнергетике в виде топливно-энергетических балансов, технического состояния оборудования и определения резерва (дефицита) имеющейся мощности. Вопросы перспективного развития систем теплоснабжения детально не рассматривались, поскольку генеральным планом СП "Село Бычиха" не определены объемы, сроки и этапы нового строительства.

Настоящая схема теплоснабжения подлежит ежегодной актуализации и один раз в пять лет корректировке. Одним из основных вопросов при актуализации является проведение гидравлического расчета тепловых сетей систем теплоснабжения СП "Село Бычиха".

».