

# ООО «ЭКО-М»

430910, Россия, Республика Мордовия, г. Саранск, р.п. Луховка, ул. Садовая, д. 188

Тел.: (8342) 22-28-91, Факс.: (8342) 22-28-92, E-mail: [sekretar@eco-m-energy.com](mailto:sekretar@eco-m-energy.com)

ИНН 1328904376, КПП 132801001, ОГРН 1051328052160, ОКПО 93381130

---

## **Технический отчет**

**составленный по результатам проведения технического обследования системы  
теплоснабжения Дубительского сельского поселения Zubовополянского муниципального  
района Республики Мордовия**

Директор ООО «ЭКО-М»

**А. А. Григорьев**

## Содержание

1 Общие положения .....	3
2 Общая характеристика систем теплоснабжения .....	3
2.1 Общая характеристика тепловых сетей .....	3
3. Состав и содержание работ по проведению энергетического обследования .....	4
3.1. Обследование котельной (котельных) .....	5
3.1.1. Общая характеристика энергоисточников .....	5
3.1.2 Обследование основного и вспомогательного оборудования котельной (котельных) .....	5
3.1.3 Обследование баланса тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки .....	8
3.1.4 Обследование приборов учета тепла, отпущенного в тепловые сети .....	8
3.1.5 Обследование технико-экономических показателей работы котельной (котельных) .....	8
3.1.6 Обследование энергетического баланса котельной (котельных) .....	9
Зона действия котельной ЖКХ «Зубово-Поляна» .....	12
3.2. Обследование сетей теплоснабжения .....	13
3.2.1 Общая характеристика тепловых сетей .....	13
3.2.2 Обследование технического состояния тепловой сети .....	14
3.2.3 Обследование тепловых сетей на предмет нормативных и фактических затрат теплоносителя в системе .....	19
3.2.4. Оценка надежности системы теплоснабжения .....	23
3.2.5. Температурный график работы котельной .....	24
4 Результаты и выводы проведенных работ по обследованию систем теплоснабжения п. Дубитель .....	25
4.1 Результаты обследования источников теплоснабжения .....	25
4.2 Результаты обследования тепловых сетей .....	25

## **1 Общие положения**

**Наименование работ:** Техническое обследование системы теплоснабжения Дубительского сельского поселения Zubовополянского муниципального района Республики Мордовия

Объект, подлежащий энергетическому обследованию:

1. Котельная по адресу:

- Zubово-Полянский муниципальный район, п. Дубитель, ул. Парковая, 7.

2. Тепловая сеть Дубительского сельского поселения Zubовополянского муниципального района Республики Мордовия

## **2 Общая характеристика систем теплоснабжения**

Теплоснабжение п. Дубитель осуществляется от котельной ЖКХ «Зубово-Поляна». Котельная работает на природном газе. Тепловая мощность котельной 0,43 Гкал/ч не достаточна для теплоснабжения всего посёлка.

Общая установленная тепловая мощность источников п. Дубитель, обеспечивающая балансы покрытия присоединенной тепловой нагрузки на конец 2015 года составила 0,424 Гкал/ч. Вся нагрузка покрывается одной теплоснабжающей организацией - ЖКХ «Зубово-Поляна».

### **2.1 Общая характеристика тепловых сетей**

Теплотрасса представлена металлической трубой. Утепление - минераловатные маты, рубероид. Год прокладки - 2006.

Вся теплотрасса делится на 2 крыла.

Левое крыло состоит из трех участков. 1 участок: от котельной до дома №20 – труба  $\varnothing 0,69$  м; прокладка надземная. 2 участок: от развилки до дома № 16 – труба  $\varnothing 0,57$  м; прокладка надземная. 3 участок от поворота до дома №6 – труба  $\varnothing 0,25$  м; прокладка подземная. Протяженность – 466 м.

Правое крыло: 1 участок: от котельной до дома №12(а также баня и контора) – труба  $\varnothing 0,69$  м; прокладка надземная. 2 участок: от трассы до дома № 8 – труба  $\varnothing 0,25$  м; прокладка подземная. 3 участок: от трассы до дома №19 – труба  $\varnothing 0,25$  м; прокладка подземная. Протяженность – 511 м.

Состояние теплотрассы удовлетворительное. Есть проблемные участки, которые требуют ремонта, утепления и замены.

Общие характеристики тепловых сетей (протяженность в однострубно́м исчислении и средний по материальной характеристике диаметр трубопровода) п. Дубитель и их динамика представлена в табл. 2.1. Протяженность теплосети (на период начала их эксплуатации теплоснабжающей организацией ЖКХ «Зубово-Поляна») в однострубно́м исчислении составлял 977 м. Средний диаметр теплосети по материальной характеристике равен 0,068 м.

Таблица 2.1. – Общие характеристики тепловых сетей

Наименование теплоснабжающей и теплосетевой организации	Протяженность трубопроводов тепловых сетей в однострубно́м исчислении, м	Средний (по материальной характеристике) наружный диаметр трубопроводов тепловых сетей, м	Объем трубопроводов тепловых сетей, м <sup>3</sup>	
			Отопительный период	Летний период
1	2	3	4	5
Характеристика теплосети ЖКХ «Зубово-Поляна» в 2015 г.				
ЖКХ «Зубово-Поляна»	977	0,102	50,64	-

Как отмечено выше, тепловые сети п. Дубитель представлена структура тепловых сетей по их типу прокладки в таблице 2.2.

Таблица 2.2. - Структура тепловых сетей по их типу прокладки

Наименование теплоснабжающей и теплосетевой организации	Тип прокладки трубопроводов	Протяж. Труб. тс в двухтрубном исчислении, м	Сред. (по матер. характер.) наруж. диаметр труб. тс, м
1	2	3	4
ЖКХ «Зубово-Поляна»	Надземная	945	0,057
	Подземная	32	0,25
	<b>Итого</b>	<b>977</b>	<b>0,102</b>

97% доля тепловых сетей приходится на надземный тип прокладки, 3% на подземный тип прокладки.

### 3. Состав и содержание работ по проведению энергетического обследования

- Обследование основного и вспомогательного оборудования котельной
- Определение баланса тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки
- Обследование приборов учета тепла, отпущенного в тепловые сети
- Обследование технико-экономических показателей работы котельной (котельных)
- Обследование энергетического баланса котельной (котельных)

Комплекс работ по обследованию систем теплоснабжения п.Дубитель включает в себя следующие основные этапы:

#### 1. Обследование котельной (котельных):

– сбор данных по оборудованию, технико-экономическим показателям, анализ работы котлов и вспомогательного оборудования, систем топливоподачи, химводоподготовки, электроснабжения, системы учета ТЭР;

– расчет энергетического баланса котельной, расхода ТЭР на собственные нужды, КПД.

#### 2. Обследование тепловых сетей:

– сбор данных по оборудованию, технико-экономическим показателям, анализ работы тепловых сетей, системы учета ТЭР.

### **3.1. Обследование котельной (котельных)**

#### **3.1.1. Общая характеристика энергоисточников**

Мощность котельной, установленная по режимной карте, представлена в табл. 3.1. Резерв мощности имеется на котельной.

Анализируя мощность котельной п. Дубитель, было определено что располагаемая тепловая мощность котельных поселка составляет – 0,43 Гкал/ч.

Таблица 3.1. Мощность котельной, установленная по режимной карте

Ведомственная принадлежность	Наименование котельной, адрес.	Мощность котельной, Гкал/ч			Резерв (+)/дефицит (-), Гкал/ч
		Установленная	Располагаемая	Подключенная	
ЖКХ «Зубово-Поляна»	Котельная ул.Парковая,7	0,43	0,43	0,424	0,006

#### **3.1.2 Обследование основного и вспомогательного оборудования котельной (котельных)**

Основное и вспомогательное оборудование котельных теплоснабжающей компании ЖКХ «Зубово-Поляна» расположенные в п. Дубитель представлены в табл.3.2- 3.3. Внешний вид оборудования изображен на рисунках 3.1-3.3



Рисунок 3.1. – Внешний вид котлоагрегатов котельной



Рисунок 3.2. – Внешний вид котлоагрегатов котельной

Таблица 3.2. -Характеристики котлоагрегатов котельной п. Дубитель

№, котла	Тип	Установленная мощность котла Гкал/час	Год ввода	Температурный график	КПД по режимной карте
1	КВа-0,25	0,215	2006	95-70	89%
2	КВа-0,25	0,215	2006	95-70	89%



Рисунок 3.3. – Внешний вид насосной группы котельной

Таблица 3.3. Характеристика насосов котельной п. Дубитель

Тип насоса	Кол-во, шт.	Производительность, $V$ , $\text{м}^3/\text{ч}$	Напор, $H$ , м	Мощность, кВт
DAB BPH 180/340 65T	3	250	11	6,0
DAB KPS 30/16 M	1	2.16	7	0,47

Котлы снабжены предохранительными устройствами, манометрами, запорной и регулирующей арматурой, питательными устройствами и приборами безопасности. Для защиты котлов системы теплоснабжения и арматуры от коррозии, образования накипи в котельных предусмотрена автоматическая водоподготовительная установка. На котельных ЖКХ «Зубово-Поляна» стоит автоматизированная водоподготовительная установка ВПУ, которая предназначена для обработки подпиточной воды в передвижных и стационарных водогрейных отопительных котельных тепловой мощностью до 10 МВт. Обработка подпиточной воды (деаэрация и дозированное введение комплексона ОЭДФ) позволяет предотвратить коррозию металла и образование накипи на внутренних поверхностях котлов и трубопроводов систем теплоснабжения. Установка состоит из деаэрационной колонки, - 3-х-секционного водоподогревателя, - гидроэлеватора, - газо-водяного эжектора, - бака приемного, - циркуляционного и подпиточного насосов, - бака для раствора ОЭДФ с дозирующим устройством, - электронного устройства управления, - контрольно-измерительных приборов, - запорной арматуры.

Отвод дымовых газов осуществляется посредством металлических газоходов через металлическую дымовую трубу.

### 3.1.3 Обследование баланса тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки

В первую очередь рассмотрены балансы тепловой мощности существующего оборудования источника тепловой энергии и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии, сложившихся (установленных по утвержденным картам гидравлических режимов тепловых сетей). Установленные тепловые балансы в указанных годах являются базовыми и неизменными для всего дальнейшего анализа перспективных балансов последующих отопительных периодов. Данные балансы, а также установленная зона действия источника тепловой энергии, были определены перспективные тепловые нагрузки в соответствии с данными, представлены в первом разделе «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения»

Таблица 3.4. – Балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки на 2020 г. при развитии систем теплоснабжения (Гкал/ч)

Источник	Располагаемая мощность на 2015 г.	Расчетная тепловая нагрузка, Гкал/ч					Собственные нужды источника, Гкал/ч	Потери в тепловых сетях наиболее холодного месяца, Гкал/ч	Резерв (+) Дефицит (-)
		2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.			
Котельная п. Дубитель	0,43	0,424	0,424	0,424	0,424	0,424	0,017	0,029	-0,04

Анализ таблицы 3.4 показывает, что к 2020 г. суммарная расчетная присоединенная тепловая нагрузка по источнику теплоснабжения остается без изменения.

### 3.1.4 Обследование приборов учета тепла, отпущенного в тепловые сети

По всем источникам теплоснабжения ЖКХ «Зубово-Поляна» учет тепла отпущенного в тепловые сети ведется по коммерческим приборам учета оборудованных системами передачи сигналов по системам телеизмерений в центральный диспетчерский пункт. Сведения по приборам коммерческого учета представлены в табл. 3.5.

Таблица 3.5.- Сведения по приборам коммерческого учета отпуска тепловой энергии в сеть

Объект	Счетчик	№ счетчика	Год выпуска	Корректор	№ корректора
Котельная п. Дубитель	RVG-G100	-	-	ЕК	270

### 3.1.5 Обследование технико-экономических показателей работы котельной (котельных)

Технико-экономические показатели работы котельной п. Дубитель представлены в таблице 3.6.

Таблица 3.6. - Техничко-экономические показатели работы котельной п. Дубитель

№ п.п.	Показатель	Обозначение	Единица измерения	Величина на 2020 г.
1	Годовой отпуск потребителям на отопление	$Q_{\text{год}}$	Гкал	1116,11
2	Годовой отпуск потребителям на ГВС	$Q_{\text{год}}$	Гкал	-
3	Годовые потери тепловой энергии в тепловых сетях	$Q_{\text{год}}$	Гкал	73,99
4	<b>Отпуск тепловой энергии в тепловые сети</b>	<b><math>Q_{\text{год}}</math></b>	<b>Гкал</b>	<b>1042,12</b>
5	<b>Выработка тепловой энергии котельной</b>	<b><math>Q_{\text{год}}</math></b>	<b>Гкал</b>	<b>116,11</b>
6	Теплотворная способность газа	$Q_{\text{н}}^{\text{р}}$	Ккал/м <sup>3</sup>	8060
7	Годовой расход натурального топлива	$V_{\text{год}}$	тонн/год	152,11
8	Расход условного топлива	$B$	т.у.т.	175,15

### 3.1.6 Обследование энергетического баланса котельной (котельных)

Задачей энергетического обследования котельной является определение эффективности использования топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) при осуществлении основного технологического процесса – выработки тепловой энергии посредством сжигания органического топлива (здесь и далее будет рассматриваться наиболее распространенное топливо для котельных в России – природный газ). Для проведения анализа и последующего определения эффективности использования ТЭР составляется энергетический баланс котельной для каждого вида энергетического ресурса.

Любой энергетический баланс (энергобаланс) состоит из приходной и расходной частей. Приходная часть энергобаланса содержит количественный перечень энергии, поступающей посредством различных энергоносителей (природный газ, вода, воздух, электрическая энергия). Расходная часть энергобаланса определяет расход энергии всех видов во всевозможных её проявлениях: потери при преобразовании энергии одного вида в другой, при её транспортировке, а также при преобразовании её в энергию, накапливаемую в специальных устройствах. При этом приходная и расходная часть энергобаланса должны быть равны. Таким образом, энергетический баланс показывает соответствие, с одной стороны, суммарной подведённой энергии и, с другой стороны, суммарной полезно используемой энергии и её потерями.

Для оценки эффективности работы любой технической системы используется обобщённый физический показатель – коэффициент полезного действия (КПД) системы, физический смысл которого есть отношение величины полученной полезной работы (энергии) к затраченной работе (энергии). Так, применительно к котельной: полезная энергия – тепловая энергия, отпущенная в тепловую сеть –  $Q_{\text{отп.ТС}}$ , затраченная энергия – теплота сгоревшего топлива –  $Q_{\text{сг.т.}}$ . Тогда коэффициент полезного действия котельной –  $\eta$  кот можно вычислить, используя выражение:

$$\eta_{\text{кот}} = \frac{Q_{\text{отп.ТС.}}}{Q_{\text{сг.т.}}} \quad (2)$$

В настоящее время на каждой котельной, использующей в качестве топлива природный газ, установлены счётчики расхода – расходомеры потребляемого газа и теплосчётчики для определения величины отпускаемой тепловой энергии в сеть. Таким образом,  $Q_{\text{отп.ТС}}$  определяется в результате прямого измерения тепловой энергии теплоносителя посредством применения теплосчётчика. Величина теплоты сгоревшего топлива может быть определена косвенным путём – через теплотворную способность топлива  $Q_{\text{н}}$  и его расход – объём использованного топлива  $V_{\text{т}}$ :

$$Q_{сг.м.} = Q_H \cdot B_m \quad (3)$$

Таким образом, вычислить среднее значение  $\eta$  кот для наперёд заданного периода времени: сутки, месяц, отопительный период, год при организации соответствующего учёта показаний используемых приборов не составляет труда. Коэффициент полезного действия котельной полностью определяют две величины – коэффициент полезного действия котлоагрегата и затраты энергии на собственные нужды. Наглядно это можно показать, преобразовав выражение (1). Разделим все его части на величину  $Q_{сг.т.}$ . Получим:

$$\frac{Q_{сг.м.}}{Q_{сг.м.}} = \frac{Q_{отн.ТС.}}{Q_{сг.м.}} + \frac{Q_{пот.КА.}}{Q_{сг.м.}} + \frac{Q_{CH}}{Q_{сг.м.}} \quad (4)$$

$$1 = \frac{Q_{отн.ТС.}}{Q_{сг.м.}} + \frac{Q_{пот.КА.}}{Q_{сг.м.}} + \frac{Q_{CH}}{Q_{сг.м.}} \quad (5)$$

При учёте соответствующих обозначений получаем выражение:

$$1 = \eta_{кот} + K_{пот.КА} + K_{CH} \quad (6)$$

$$\eta_{кот} = 1 - (K_{пот.КА} + K_{CH}) \quad (7)$$

Где  $\eta$  кот - КПД котельной;  $K_{пот.КА}$  - коэффициент потерь котлоагрегатов;  $K_{CH}$  - коэффициент затрат тепла на собственные нужды.

Таким образом, для определения КПД котельной достаточно определить величину потерь в котлоагрегатах и количество тепла, которое идёт на собственные нужды. Однако вычисление потерь в котлоагрегатах представляет определённые трудности. Уравнение теплового баланса котлоагрегата имеет вид:

$$Q_{сг.м.} = Q_{выр.} + Q_{пот.КА} \quad (8)$$

Где  $Q_{выр.}$  - тепловая энергия, выработанная котлоагрегатами;  $Q_{пот.КА}$  - тепловые потери в котлоагрегатах.

Разделив обе части уравнения (8) на  $Q_{сг.т.}$  - теплоту сгоревшего топлива и сделав преобразования, получим следующее выражение:

$$K_{пот.КА} = 1 - \eta_{КА} \quad (9)$$

Из уравнения 9 следует, что коэффициент потерь в котлоагрегатах и КПД котлоагрегатов однозначно взаимосвязаны. Вычислив один показатель, мы вычисляем и второй.

Основным документом, определяющим порядок эксплуатации котлоагрегата является режимная карта, которая составляется организацией, имеющей на то полномочия, после проведения режимно-наладочных испытаний. В соответствии с «Правилами эксплуатации теплоэнергетических установок» периодичность проведения таких испытаний для газовых котельных составляет 3 года.

Используя формулы, описанные выше, приведен расчет КПД котельной и коэффициента теплотерь котлоагрегатов в таблице 3.6.

Таблица 3.6. – Расчет располагаемого КПД котельной и коэффициента теплотерь котлоагрегатов

Источник	Располагаемая мощность на 2015 г.	Коэффициент полезного действия котельной	Коэффициент теплотерь котлоагрегатов	Коэффициент затрат тепла на собственные нужды
Котельная п.Дубитель	0,43	89%	0,09	0,02

Энергетические показатели работы котельной представлены в таблицах 3.7. и 3.8. на расчетный период 2016-2030 г.г.

Таблица 3.7. Плановые значения удельных расходов топлива на отпуск тепловой энергии

Показатель	Единицы измерения	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
<b>Зона действия котельной ЖКХ «Зубово-Поляна»</b>								
Отпуск тепловой энергии	Гкал	1619,35	1619,35	1619,35	1619,35	1619,35	1619,35	1619,35
НУР топлива	кг.у.т.	167,70	167,70	167,70	167,70	167,70	167,70	167,70

Таблица 3.8. Баланс теплоносителя системы теплоснабжения

Показатель	Единицы измерения	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
<b>Зона действия котельной ЖКХ «Зубово-Поляна»</b>								
Всего подпитка тепловой сети, вт.ч	тонн/год	361,742	361,742	361,742	361,742	361,742	361,742	361,742
На пусковое заполнение	тонн/год	32,052	32,052	32,052	32,052	32,052	32,052	32,052
Годовые затраты и потери теплоносителя с утечками	тонн/год	393,794	393,794	393,794	393,794	393,794	393,794	393,794

## 3.2. Обследование сетей теплоснабжения

### 3.2.1 Общая характеристика тепловых сетей

Анализ результатов, разрабатываемых на каждый период гидравлических режимов подачи тепловой энергии выявили ряд участков тепловых сетей удельные падения давления (напора) в которых находится значительно ниже рекомендованных, что указывает на значительное завышение диаметров трубопроводов над необходимым. Данное обстоятельство приводит к росту как нормативных так и фактических потерь тепловой энергии в теплосети, а также к существенным затратам на текущий ремонт тепловых сетей. Год прокладки тепловых сетей – 2006 год.

Как отмечено выше, тепловые сети п. Дубитель представлена структура тепловых сетей по их типу прокладки в таблице 3.9.

Таблица 3.9. - Структура тепловых сетей по их типу прокладки

Наименование теплоснабжающей и теплосетевой организации	Тип прокладки трубопроводов	Протяж. Труб. тс в двухтрубном исчислении, м	Сред. (по матер. характер.) наруж. диаметр труб. тс, м
1	2	3	4
ЖКХ «Зубово-Поляна»	Надземная	945	0,057
	Подземная	32	0,25
	<b>Итого</b>	<b>977</b>	<b>0,102</b>

97% доля тепловых сетей приходится на надземный тип прокладки, 3% на подземный тип прокладки.

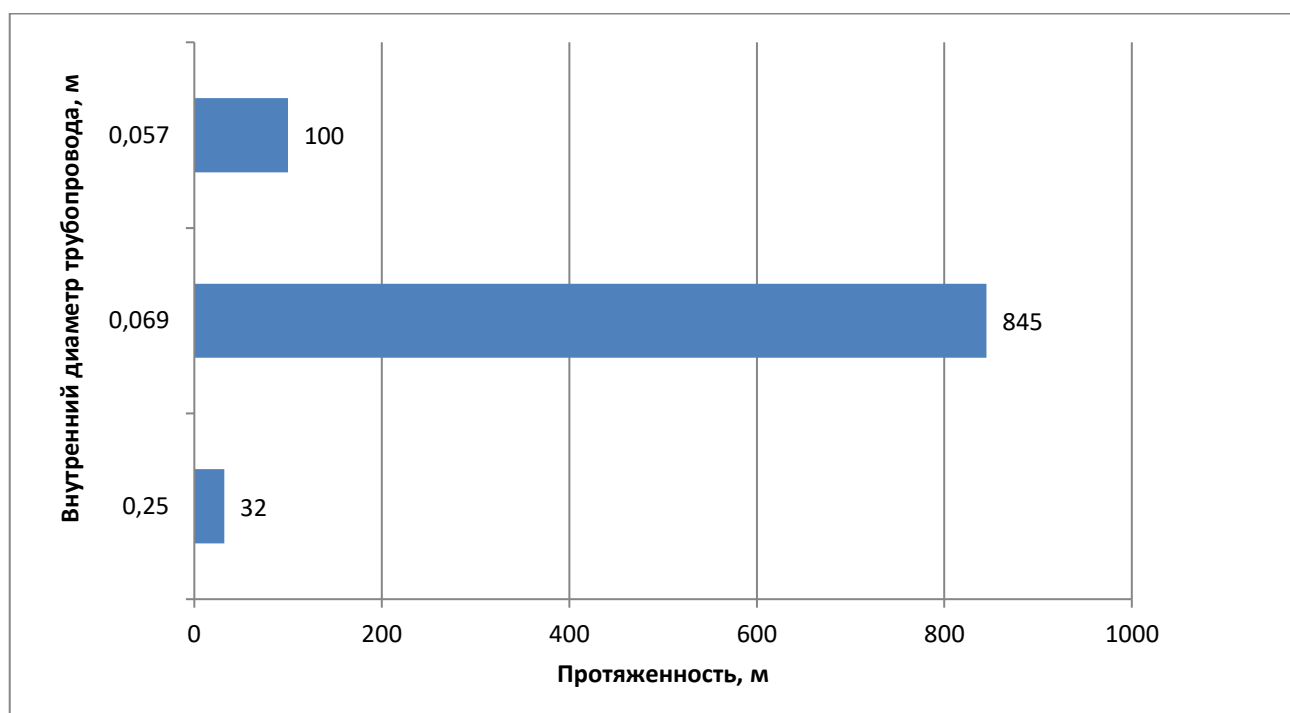


Рисунок 3.4. - Распределение протяженности т/с по диаметрам

Из рисунка 3.4. видно, что наибольшую протяженность имеют трубопроводы с условным диаметром Ду 69 мм, наименьшую – Ду 250 мм.

### 3.2.2 Обследование технического состояния тепловой сети

Настоящее состояние тепловых сетей п.Дубитель оценивается как удовлетворительное. На отдельных участках теплотрассы имеются большие утечки теплоносителя, удельные падения давления (напора) в которых находятся значительно ниже рекомендованных, что указывает на значительное завышение диаметров трубопроводов над необходимым. Данное обстоятельство приводит к росту как нормативных так и фактических потерь тепловой энергии в теплосети, а также к существенным затратам на текущий ремонт тепловых сетей.

В ходе анализа характеристик тепловых сетей, отчетности по проведению ремонтов, а также визуального осмотра установлен эксплуатационный ресурс тепловых сетей (год ввода или последней перекладки). Тепловые сети не увлеченные в проекты практически за период 2015-2030 г. отработают плановый ресурс 25 и более лет.

Внешний вид и основные проблемные участки тепловой сети изображены на рисунках 3.5.-3.11.



Рисунок 3.5. – Внешний вид существующей теплотрассы п.Дубитель



Рисунок 3.6. – Внешний вид существующей теплотрассы п.Дубитель



Рисунок 3.7. – Внешний вид существующей теплотрассы п.Дубитель



Рисунок 3.8. – Внешний вид существующей теплотрассы п.Дубитель



Рисунок 3.9. – Внешний вид существующей теплотрассы п.Дубитель



Рисунок 3.10. – Внешний вид существующей теплотрассы п.Дубитель



Рисунок 3.11. – Внешний вид существующей теплотрассы п.Дубитель

### 3.2.3 Обследование тепловых сетей на предмет нормативных и фактических затрат теплоносителя в системе

Эксплуатационным технологическим затратам сетевой воды относятся:

- затраты теплоносителя на заполнение трубопроводов тепловых сетей перед пуском плановых ремонтов, а также при подключении новых тепловых сетей;
- технологические сливы теплоносителя средствами автоматического регулирования тепловой нагрузки и защиты;
- технически обоснованный расход теплоносителя на плановые эксплуатационные испытания;
- к утечке теплоносителя относятся технически неизбежные в процессе передачи и распределения тепловой энергии потери теплоносителя через не плотности в арматуре и трубопроводах тепловых сетей в пределах, установленных правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей.

Нормативные значения годовых потерь теплоносителя с его утечкой  $G_{ут.н}$ , м<sup>3</sup>/год, определяются по формуле:

$$G_{ут.н} = \frac{a \cdot V_{ср.год} \cdot n_{год}}{100} = m_{у.год.н} \cdot n_{год},$$

где  $a$  – среднегодовой утечки теплоносителя, установленная правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей и правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок в пределах 0,25% среднегодовой емкости трубопроводов тепловой сети в час, м<sup>3</sup>/ч · м<sup>3</sup>;  $V_{ср.год}$  – среднегодовая емкость тепловой сети, м<sup>3</sup>;  $n_{год}$  – продолжительность работы тепловой сети в течении года, ч;  $m_{у.год.н}$  – среднегодовая часовая норма потерь теплоносителя, обусловленных утечкой, м<sup>3</sup>/ч.

Значение среднегодовой емкости тепловой сети  $V_{ср.год}$ , м<sup>3</sup>, определяется по формуле:

$$V_{ср.год} = \frac{V_{от} \cdot n_{от} + V_{л} \cdot n_{л}}{n_{от} + n_{л}} = \frac{V_{от} \cdot n_{от} + V_{л} \cdot n_{л}}{n_{год}},$$

где  $V_{от}$  и  $V_{л}$  – емкость трубопроводов тепловой сети соответственно в отопительном и неотопительном периодах, м<sup>3</sup>;  $n_{от}$  и  $n_{л}$  – продолжительность функционирования тепловой сети соответственно в отопительном и неотопительном периодах, ч.

Потери теплоносителя при авариях и других нарушениях нормального режима эксплуатации, а также превышающие нормативные значения показателей, приведенных выше, в утечку не включается.

Технологические затраты теплоносителя связанные с вводом в эксплуатацию трубопроводов тепловых сетей, как новых так и после планового ремонта или реконструкции, принимаются условно в размере 1,5-кратной емкости тепловой сети, находящейся в ведении организации, осуществляющей передачу тепловой энергии.

Технологические затраты теплоносителя, обусловленные его сливом приборами автоматики и защиты тепловых сетей и систем теплоснабжения, определены конструкцией и технологией обеспечения нормального функционирования этих приборов.

Размеры затрат устанавливаются на основе информации, содержащейся в паспортах или технических условиях на указанные приборы, и уточняются в результате их регулировки.

Значения годовых потерь теплоносителя в результате слива их этих приборов  $G_{a,n}$ , м<sup>3</sup>, определяются по формуле:

$$G_{a,n} = \sum m \cdot N \cdot n,$$

где  $m$  – технически обоснованный расход теплоносителя, сливаемого каждым из установленных типов средств автоматики или защиты, м<sup>3</sup>/ч;  $N$  – количество функционирующих средств автоматики и защиты, шт.;  $n$  – продолжительность функционирования однотипных средств автоматики и защиты в течении года, ч.

Технологические затраты теплоносителя при плановых эксплуатационных испытаниях тепловых сетей включает потери теплоносителя при выполнении подготовительных работ, отключении участков трубопроводов, их опорожнении и последующем заполнении. Нормирование этих затрат теплоносителя производится с учетом регламентируемой нормативными документами периодичности проведения упомянутых работ, а также утвержденных эксплуатационных норм затрат для каждого вида работ в тепловых сетях, находящихся на балансе организации, осуществляющей передачу тепловой энергии и теплоносителя.

Нормативные значения годовых технологических тепловых потерь с утечкой теплоносителя из трубопроводов тепловых сетей  $Q_{y,n}$ , Гкал, определяются по формуле:

$$Q_{y,n} = m_{y,год,n} \cdot p_{год} \cdot c \cdot [b \cdot t_{1,год} + (1 - b) \cdot t_{2,год} - t_{x,год}] \cdot n_{год} \cdot 10^{-6},$$

где  $p_{год}$  – среднегодовая плотность теплоносителя при среднем значении температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети, кг/м<sup>3</sup>;  $t_{1,год}$  и  $t_{2,год}$  – среднегодовые температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети, °C;  $t_{x,год}$  – среднегодовое значение температуры холодной воды, подаваемой на источник теплоснабжения и используемой для подпитки тепловой сети, °C;  $c = 1$  – удельная теплоемкость теплоносителя, ккал/кг·°C;  $b$  – доля массового расхода теплоносителя, теряемого подающим трубопроводом (при отсутствии данных принимается в пределах от 0,5 до 0,75).

Среднегодовые значения температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети определяются как средние из ожидаемых среднемесячных значений температуры теплоносителя по применяемому в системе теплоснабжения графику регулирования тепловой нагрузки, соответствующих ожидаемым среднемесячным значениям температуры наружного воздуха на всем протяжении работы тепловой сети в течении года.

Ожидаемые среднемесячные значения температуры наружного воздуха определяются как средние из соответствующих статических значений по информации метеорологических станций за последние 5 лет (при отсутствии таковой – в соответствии со СНиП 23-01-94 Строительная климатология и геофизика, М. 2000 г. Или климатологическим справочником).

Среднегодовое значение температуры холодной воды, подаваемой на источник для подпитки тепловой сети  $t_{x,год}$ , °C, определяется по формуле:

$$t_{x,год} = \frac{t_{x,от} \cdot n_{от} + t_{x,л} \cdot n_{л}}{n_{от} + n_{л}},$$

где  $t_{x,от}$  и  $t_{x,л}$  – значения температуры холодной воды, поступающей на источник теплоснабжения в отопительном и летнем периодах, °C (при отсутствии достоверной информации  $t_{x,от} = 5^{\circ}\text{C}$ ,  $t_{x,л} = 15^{\circ}\text{C}$ ).

Нормативные технологические затраты тепловой энергии на заполнение трубопроводов после проведения планового ремонта и пуск в эксплуатацию новых сетей  $Q_{\text{зап}}$ , Гкал, определяются по формуле с учетом плотности воды, используемой для заполнения:

$$Q_{\text{зап}} = 1,5 \cdot V \cdot c \cdot (t_{\text{зап}} - t_x) \cdot 10^{-6},$$

где  $1,5 \cdot V$  – затраты сетевой воды на заполнение трубопроводов и оборудования, находящегося на балансе организации, осуществляющей передачу тепловой энергии, м<sup>3</sup>;  $t_{\text{зап}}$  и  $t_x$  – соответственно, температуры сетевой воды при заполнении и холодной воды в этот период, °С.

Нормативные технологические затраты тепловой энергии со сливами из средств авторегулирования и защиты (САРЗ)  $Q_{\text{а.н}}$ , Гкал, определяются по формуле:

$$Q_{\text{а.н}} = G_{\text{а.н}} \cdot c \cdot p \cdot (t_{\text{сл}} - t_x) \cdot 10^{-6},$$

где  $G_{\text{а.н}}$  – затраты сетевой воды со сливами из САРЗ, определяемые в соответствии с настоящим Положением, м<sup>3</sup>;  $t_{\text{сл}}$ ,  $t_x$  – температура сливаемой сетевой воды, определяемая в зависимости от места установки САРЗ, и температура холодной воды за этот же период, °С;  $p$  – среднегодовая плотность сетевой воды в подающем или в обратном трубопроводе, в зависимости от точек отбора сетевой воды, используемой в САРЗ, кг/м<sup>3</sup>.

Нормативные значения эксплуатационных тепловых потерь, обусловленные утечкой теплоносителя, по периодам функционирования тепловой сети  $Q_{\text{у.н.от}}$ ,  $Q_{\text{у.н.л}}$ , Гкал, определяются по формуле:

$$Q_{\text{у.н.от}} = Q_{\text{у.н.год}} \frac{V_{\text{от}} \cdot n_{\text{от}}}{V_{\text{год}} \cdot n_{\text{год}}},$$

$$Q_{\text{у.н.л}} = Q_{\text{у.н.год}} \frac{V_{\text{л}} \cdot n_{\text{л}}}{V_{\text{год}} \cdot n_{\text{год}}},$$

Нормативные значения эксплуатационных тепловых потерь, обусловленные утечкой теплоносителя, по месяцам в отопительном и неотопительном периодах  $Q_{\text{у.н.от.мес}}$ ,  $Q_{\text{у.н.л.мес}}$ , Гкал, определяются по формулам:

$$Q_{\text{у.н.от.мес}} = Q_{\text{у.н.от}} \frac{(t_{\text{п.мес}} + t_{\text{о.мес}} - 2t_{\text{х.мес}}) \cdot n_{\text{мес}}}{(t_{\text{п.от}} + t_{\text{о.от}} - 2t_{\text{х.от}}) \cdot n_{\text{от}}},$$

$$Q_{\text{у.н.л.мес}} = Q_{\text{у.н.л}} \frac{n_{\text{мес}}}{n_{\text{л}}},$$

где  $t_{\text{п.мес}}$  и  $t_{\text{о.мес}}$  – среднемесячные значения температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети, °С;  $t_{\text{п.от}}$  и  $t_{\text{о.от}}$  – средние значения температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети в отопительный период, °С;  $t_{\text{х.мес}}$  – среднемесячное значение температуры холодной воды.

По описанным выше методикам и исходным данным был проведен расчет нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, результаты которого приведены в таблице 3.10.

Таблица 3.10. - Нормативы технологических затрат и потерь при передаче тепловой энергии на регулируемый период

Наименование населенного пункта	Наименование системы теплоснабжения	Наименование предприятия (филиала ЭСО), эксплуатирующего тепловые сети	Тип теплоносителя, его параметры <1>	Годовые затраты и потери теплоносителя <2>, м³ (т)			Годовые затраты и потери тепловой энергии, Гкал	
				С утечкой	На пусковое заполнение	Всего	Через изоляцию	всего
1	2	3	4	5	6	7	8	9
п. Дубитель	Котельная	ЖКХ «Зубово-Поляна»	Горячая вода	361,74	32,05	401,94	73,99	73,99
<b>По ЭСО в целом</b>		<b>ЖКХ «Зубово-Поляна»</b>	<b>Горячая вода</b>	<b>361,74</b>	<b>32,05</b>	<b>401,94</b>	<b>73,99</b>	<b>73,99</b>

### 3.2.4. Оценка надежности системы теплоснабжения

Оценка надежности теплоснабжения разрабатывается в соответствии с подпунктом «и» пункта 19 и пункта 46 Требований к схемам теплоснабжения. Нормативные требования к надёжности теплоснабжения установлены в СНиП 41.02.2003 «Тепловые сети» в части пунктов 6.27-6.31 раздела «Надежность».

В СНиП 41.02.2003 надежность теплоснабжения определяется по способности проектируемых и действующих источников теплоты, тепловых сетей и в целом систем централизованного теплоснабжения обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения (отопления, вентиляции, горячего водоснабжения, а также технологических потребностей предприятий в паре и горячей воде) обеспечивать нормативные показатели вероятности безотказной работы [Р], коэффициент готовности [Кг], живучести [Ж].

Расчет показателей системы с учетом надежности должен производиться для каждого потребителя. При этом минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы следует принимать для:

- источника теплоты  $R_{ит} = 0,97$ ; - тепловых сетей  $R_{тс} = 0,9$ ;
- потребителя теплоты  $R_{пт} = 0,99$ ;
- СЦТ в целом  $R_{сцт} = 0,9 \cdot 0,97 \cdot 0,99 = 0,86$ .

Нормативные показатели безотказности тепловых сетей обеспечиваются следующими мероприятиями:

- установлением предельно допустимой длины нерезервированных участков теплопроводов (тупиковых, радиальных, транзитных) до каждого потребителя или теплового пункта;
- местом размещения резервных трубопроводных связей между радиальными теплопроводами;
- достаточностью диаметров выбираемых при проектировании новых или реконструируемых существующих теплопроводов для обеспечения резервной подачи теплоты потребителям при отказах;
- необходимость замены на конкретных участках конструкций тепловых сетей и теплопроводов на более надежные, а также обоснованность перехода на надземную или тоннельную прокладку;
- очередность ремонтов и замен теплопроводов, частично или полностью утративших свой ресурс.

Готовность системы теплоснабжения к исправной работе в течении отопительного периода определяется по числу часов ожидания готовности: источника теплоты, тепловых сетей, потребителей теплоты, а также - числу часов нерасчетных температур наружного воздуха в данной местности.

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

Нормативные показатели готовности систем теплоснабжения обеспечиваются следующими мероприятиями:

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

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 ч:

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

### 3.2.5. Температурный график работы котельной

Температурный график котельной представлен в таблице 3.13.

Текущая температура наружного воздуха, °С	Температура в подающем трубопроводе, °С	Температура в обратном трубопроводе, °С
10	35,5	31,1
9	37,2	32,6
8	39,0	33,8
7	40,7	35,0
6	42,4	36,2
5	44,1	37,3
4	45,7	38,4
3	47,3	39,5
2	48,9	40,6
1	50,5	41,7
0	52,1	42,7
-1	53,7	43,8
-2	55,2	44,8
-3	56,8	45,8
-4	58,3	46,8
-5	59,8	47,8
-6	61,3	48,8
-7	62,8	49,8
-8	64,3	50,7
-9	65,7	51,7
-10	67,2	52,6
-11	68,7	53,5
-12	70,1	54,5
-13	71,5	55,4
-14	73,0	56,3
-15	74,4	57,2
-16	75,8	58,1
-17	77,2	59,0
-18	78,6	59,9
-19	80,0	60,7
-20	81,4	61,6

-21	82,8	62,5
-22	84,2	63,3
-23	85,5	64,2
-24	86,9	65,0
-25	88,3	65,9
-26	89,6	66,7
-27	91,0	67,5
-28	92,3	68,4
-29	93,7	69,2
-30	95,0	70,0

## **4 Результаты и выводы проведенных работ по обследованию систем теплоснабжения п. Дубитель**

### **4.1 Результаты обследования источников теплоснабжения**

Проведенный анализ источников теплоснабжения в п. Дубитель показал:

- В связи с тем, что расширение зоны деятельности источника централизованного теплоснабжения, а также прироста тепловых нагрузок потребителей в существующей зоне действия источника п. Дубитель не предусматривается, предлагается провести мероприятия по установке новой блочно-модульной котельной.

- В связи с тем, что основное и вспомогательное оборудование котельной к 2020 г. исчерпает свой эксплуатационный ресурс, предлагается перевод потребителей, снабжающихся тепловой энергией от существующей котельной, на баланс вновь строящейся автоматизированной блочно-модульной котельной. Эксплуатационный температурный график системы теплоснабжения предлагается оставить без изменений - 95/70 °С качественного регулирования

### **4.2 Результаты обследования тепловых сетей**

Анализ результатов, разрабатываемых на каждый период гидравлических режимов подачи тепловой энергии выявили ряд участков тепловых сетей удельные падения давления (напора) в которых находятся значительно ниже рекомендованных, что указывает на значительное завышение диаметров трубопроводов над необходимым. Данное обстоятельство приводит к росту как нормативных так и фактических потерь тепловой энергии в теплосети, а также к существенным затратам на текущий ремонт тепловых сетей.

Объем работ связанный с оптимизацией при реконструкции диаметров трубопроводов тепловых сетей формируют проект, и необходим для повышения эффективности теплоснабжения существующей тепловой нагрузки. Реализация данного мероприятия запланирована на период до 2017 г.

В ходе анализа характеристик тепловых сетей, отчетности по проведению ремонтов, а также визуального осмотра установлен эксплуатационный ресурс тепловых сетей (год ввода или последней перекладки). Тепловые сети не увлеченные в проекты практически за период 2015-2030 г. отработают плановый ресурс 25 и более лет.