|  |  |
| --- | --- |
| *Утверждаю*  *Генеральный директор*  *ООО «ДЖК»*  *\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ Якунина Я.А.*  *« » 2018 год.* | *Утверждена*  *постановлением администрации*  *Дальнегорского городского округа*  *от 05.10.2018 №­­­­­­­­­­­­­­­­­­­­ 645-па* |



**«Актуализированная схема теплоснабжения Дальнегорского городского округа»**

**Обосновывающие материалы**

**Том II**

**Хабаровск**

**2018 год**

**1.6. Баланс тепловой мощности в зонах действия источников тепловой энергии.**

Постановление Правительства РФ № 154 от 22.02.2012 г. «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» вводит следующие понятия:

**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;

**Располагаемая мощность источника тепловой энергии** – величина, равная установленной мощности источника тепловой энергии за вычетом объемов мощности, не реализуемых по техническим причинам, в том числе по причине снижения тепловой мощности оборудования в результате эксплуатации на продленном техническом ресурсе.

**Мощность источника тепловой энергии нетто** – величина, равная располагаемой мощности источника тепловой энергии за вычетом тепловой нагрузки на собственные и хозяйственные нужды.

Существующие значения установленной и располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии за 2017 год по котельным Дальнегорского городского округа представлены в таблице 31.

*Расчет дефицита / резерва мощности котельных*

*Таблица 31*

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| *Показатели* | | | | | | *Ед. изм.* | | *всего* | |
| *Центральная котельная(г. Дальнегорск. пр. 50 лет Октября 105-б)* | | | | | | | | | |
| ***Приход*** | | | | | | | | | |
| *Установлено котлов* | | | | | | *шт.* | | *6* | |
| *Установленная мощность одного котла* | | | | *- ДКВР 20-13* | | *Гкал/час.* | | *13,22* | |
| *- ДКВР 20-13* | | *Гкал/час.* | | *13,22* | |
| *- ДКВР 20-13* | | *Гкал/час.* | | *13,22* | |
| *- ДКВР 10-13* | | *Гкал/час.* | | *6,61* | |
| *-ДЕ 25-14 ГМ* | | *Гкал/час.* | | *16,525* | |
| *-Келлер* | | *Гкал/час* | | *13,22* | |
| *Установленная мощность котельной* | | | | | | *Гкал/час.* | | *76,015* | |
| *Располагаемая мощность одного котла* | | | *- ДКВР 20-13* | | | *Гкал/час.* | | *13,22* | |
| *- ДКВР 20-13* | | | *Гкал/час.* | | *13,22* | |
| *- ДКВР 20-13* | | | *Гкал/час.* | | *13,22* | |
| *- ДКВР 10-13* | | | *Гкал/час* | | *6,61* | |
| *-ДЕ 25-14 ГМ* | | | *Гкал/час.* | | *16,525* | |
| *-Келлер* | | | *Гкал/час.* | | *13,22* | |
| *Располагаемая мощность котельной за вычетом резервных котлов* | | | | | | *Гкал/час.* | | *76,015* | |  |
| ***Расход*** | | | | | | | | | |  |
| *Присоединенная нагрузка потребителей* | | | | | | *Гкал/час.* | | *29,9* | |
| *Собственные нужды котельной* | | | | | | *Гкал/час* | | *1,46* | |
| *Потери* | | | | | | *Гкал/час.* | | *1,647* | |
| ***Итого*** | | | | | | | | *43,008* | |
| *Гореловская котельная (г. Дальнегорск, ул.Приморская 2)* | | | | | | | | | |
| ***Приход*** | | | | | | | | | |
| *Установлено котлов* | | | | | | *шт.* | | | *4* |
| *Установленная мощность одного котла* | | | | *-КЕ 25-14С* | | *Гкал/час* | | | *16,525* |
| *-КЕ 25-14С* | | *Гкал/час* | | | *16,525* |
| *-КЕ 25-14С* | | *Гкал/час* | | | *16,525* |
| *-«Фостер-Уиллер»* | | *Гкал/час* | | | *16,525* |
| *Установленная мощность котельной* | | | | | | *Гкал/час* | | | *66,1* |
| *Располагаемая мощность одного котла* | | | | *-КЕ 25-14С* | | *Гкал/час* | | | *16,525* |
| *-КЕ 25-14С* | | *Гкал/час* | | | *16,525* |
| *-КЕ 25-14С* | | *Гкал/час* | | | *16,525* |
| *-«Фостер-Уиллер»* | | *Гкал/час* | | | *16,525* |
| *Располагаемая мощность котельной за вычетом резервных котлов* | | | | | | *Гкал/час* | | | *66,1* |
| ***Расход*** | | | | | | | | | |
| *Присоединенная нагрузка потребителей* | | | | | | *Гкал/час* | | | *24,0* |
| *Собственные нужды котельной* | | | | | | *Гкал/час* | | | *1,18* |
| *Потери* | | | | | | *Гкал/час* | | | *2,116* |
| ***Итого*** | | | | | | | | | *38,804* |
| *Котельная №4 (г. Дальнегорск. пр. 50 лет Октября 324/115)* | | | | | | | | | |
| ***Приход*** | | | | | | | | | |
| *Установлено котлов* | | | | | | *шт.* | | *8* | |
| *Установленная мощность одного котла* | | | | *- ДСЕ-2,5-1,4 ШП* | | *Гкал/час* | | *1,6525* | |
| *- ДСЕ-2,5-1,4 ШП* | | *Гкал/час.* | | *1,6525* | |
| *- ДСЕ-2,5-1,4 ШП* | | *Гкал/час.* | | *1,6525* | |
| *- ДСЕ-2,5-1,4 ШП* | | *Гкал/час.* | | *1,6525* | |
| *- ДСЕ-2,5-1,4 ШП* | | *Гкал/час.* | | *1,6525* | |
| *- ДСЕ-2,5-1,4 ШП* | | *Гкал/час.* | | *1,6525* | |
| *-ГМ-50/14* | | *Гкал/час.* | | *33,05* | |
| *-КВ-ГМ-116,3-150* | | *Гкал/час.* | | *100* | |
| *Установленная мощность котельной* | | | | | | *Гкал/час.* | | *142,965* | |
| *Располагаемая мощность одного котла* | | | *- ДСЕ-2,5-1,4 ШП* | | | *Гкал/час.* | | *1,6525* | |
| *- ДСЕ-2,5-1,4 ШП* | | | *Гкал/час.* | | *1,6525* | |
| *- ДСЕ-2,5-1,4 ШП* | | | *Гкал/час.* | | *1,6525* | |
| *- ДСЕ-2,5-1,4 ШП* | | | *Гкал/час.* | | *1,6525* | |
| *- ДСЕ-2,5-1,4 ШП* | | | *Гкал/час.* | | *1,6525* | |
| *- ДСЕ-2,5-1,4 ШП* | | | *Гкал/час.* | | *1,6525* | |
| *-ГМ-50/14* | | | *Гкал/час.* | | *33,05* | |
| *-КВ-ГМ-116,3-150* | | | *Гкал/час.* | | *100* | |
| *Располагаемая мощность котельной за вычетом резервных котлов* | | | | | | *Гкал/час.* | | *142,965* | |
| ***Расход*** | | | | | | | | | |
| *Присоединенная нагрузка потребителей* | | | | | | *Гкал/час.* | | *25,4* | |
| *Собственные нужды котельной* | | | | | | *Гкал/час* | | *1,76* | |
| *Потери* | | | | | | *Гкал/час.* | | *2,095* | |
| ***Итого*** | | | | | | | | *113,71* | |
| *Котельная №1 п. Тайга (п. Тайга, ул. Школьная 14)* | | | | | | | | | |
| ***Приход*** | | | | | | | | | |
| *Установлено котлов* | | | | | *шт.* | | *3* | | |
| *Установленная мощность одного котла* | | *- КВр-400* | | | *Гкал/час* | | *0,344* | | |
| *- КВр-400* | | | *Гкал/час.* | | *0,344* | | |
| *- КВр-400* | | | *Гкал/час.* | | *0,344* | | |
| *Установленная мощность котельной* | | | | | *Гкал/час.* | | *1,03* | | |
| *Располагаемая мощность одного котла* | *- КВр-400* | | | | *Гкал/час* | | *0,344* | | |
| *- КВр-400* | | | | *Гкал/час.* | | *0,344* | | |
| *- КВр-400* | | | | *Гкал/час.* | | *0,344* | | |
| *Располагаемая мощность котельной за вычетом резервных котлов* | | | | | *Гкал/час.* | | *1,03* | | |
| ***Расход*** | | | | | | | | | |
| *Присоединенная нагрузка потребителей* | | | | | *Гкал/час.* | | *0,2259* | | |
| *Собственные нужды котельной* | | | | | *Гкал/час* | | *0,0018* | | |
| *Потери* | | | | | *Гкал/час.* | | *0,1332* | | |
| ***Итого*** | | | | | | | *0,669* | | |
| *Котельная №2 п. Тайга (п. Тайга, ул. Речная 37)* | | | | | | | | | |
| ***Приход*** | | | | | | | | | |
| *Установлено котлов* | | | | | *шт.* | | *2* | | |
| *Установленная мощность одного котла* | | *- КВр-180* | | | *Гкал/час* | | *0,154* | | |
| *- КВр-180* | | | *Гкал/час.* | | *0,154* | | |
| *Установленная мощность котельной* | | | | | *Гкал/час.* | | *0,309* | | |
| *Располагаемая мощность одного котла* | *- КВр-180* | | | | *Гкал/час.* | | *0,154* | | |
| *- КВр-180* | | | | *Гкал/час.* | | *0,154* | | |
| *Располагаемая мощность котельной за вычетом резервных котлов* | | | | | *Гкал/час.* | | *0,309* | | |
| ***Расход*** | | | | | | | | | |
| *Присоединенная нагрузка потребителей* | | | | | *Гкал/час.* | | *0,154* | | |
| *Собственные нужды котельной* | | | | | *Гкал/час* | | *0,00094* | | |
| *Потери* | | | | | *Гкал/час.* | | *0,1517* | | |
| ***Итого*** | | | | | | | *0,1196* | | |
| *Котельная п. Краснореченский(п. Краснореченский, ул. Октябрьская 28)* | | | | | | | | | |
| ***Приход*** | | | | | | | | | |
| *Установлено котлов* | | | | | *шт.* | | *3* | | |
| *Установленная мощность одного котла* | | *-ДКВР 10-13* | | | *Гкал/час.* | | *6,61* | | |
| *-ДКВР 6,5-13* | | | *Гкал/час.* | | *4,3* | | |
| *-ДЕ 16-14 ГМ* | | | *Гкал/час.* | | *10,576* | | |
| *Установленная мощность котельной* | | | | | *Гкал/час.* | | *21,486* | | |
| *Располагаемая мощность одного котла* | *-ДКВР 10-13* | | | | *Гкал/час.* | | *6,61* | | |
| *-ДКВР 6,5-13* | | | | *Гкал/час.* | | *4,3* | | |
| *-ДЕ 16-14 ГМ* | | | | *Гкал/час.* | | *10,576* | | |
| *Располагаемая мощность котельной за вычетом резервных котлов* | | | | | *Гкал/час.* | | *21,486* | | |
| ***Расход*** | | | | | | | | | |
| *Присоединенная нагрузка потребителей* | | | | | *Гкал/час.* | | *7,2* | | |
| *Собственные нужды котельной* | | | | | *Гкал/час* | | *0,93* | | |
| *Потери* | | | | | *Гкал/час.* | | *0,901* | | |
| ***Итого*** | | | | | | | *12,455* | | |
| *Котельная п. Рудная Пристань (п. Рудная Пристань)* | | | | | | | | | |
| ***Приход*** | | | | | | | | | |
| *Установлено котлов* | | | | | *шт.* | | *3* | | |
| *Установленная мощность одного котла* | | *-ДКВР 6,5-15-13* | | | *Гкал/час.* | | *7,271* | | |
| *-ДКВР 6,5-15-13* | | | *Гкал/час.* | | *7,271* | | |
| *-ДКВР 6,5-15-13* | | | *Гкал/час.* | | *7,271* | | |
| *Установленная мощность котельной* | | | | | *Гкал/час.* | | *21,813* | | |
| *Располагаемая мощность одного котла* | *-ДКВР 6,5-15-13* | | | | *Гкал/час.* | | *7,271* | | |
| *-ДКВР 6,5-15-13* | | | | *Гкал/час.* | | *7,271* | | |
| *-ДКВР 6,5-15-13* | | | | *Гкал/час.* | | *7,271* | | |
| *Располагаемая мощность котельной за вычетом резервных котлов* | | | | | *Гкал/час.* | | *21,813* | | |
| ***Расход*** | | | | | | | | | |
| *Присоединенная нагрузка потребителей* | | | | | *Гкал/час.* | | *4,4* | | |
| *Собственные нужды котельной* | | | | | *Гкал/час* | | *0,55* | | |
| *Потери* | | | | | *Гкал/час.* | | *0,374* | | |
| ***Итого*** | | | | | | | *16,489* | | |
| *Котельная п. Каменка(п. Каменка, ул. Берзинская 39)* | | | | | | | | | |
| ***Приход*** | | | | | | | | | |
| *Установлено котлов* | | | | | *шт.* | | *2* | | |
| *Установленная мощность одного котла* | | *- КВЖ-110* | | | *Гкал/час.* | | *1,6* | | |
| *-КВЖ-110* | | | *Гкал/час.* | | *1,6* | | |
| *Установленная мощность котельной* | | | | | *Гкал/час.* | | *3,2* | | |
| *Располагаемая мощность одного котла* | *- КВЖ-110* | | | | *Гкал/час.* | | *1,6* | | |
| *-КВЖ-110* | | | | *Гкал/час.* | | *1,6* | | |
| *Располагаемая мощность котельной за вычетом резервных котлов* | | | | | *Гкал/час.* | | *3,2* | | |
| ***Расход*** | | | | | | | | | |
| *Присоединенная нагрузка потребителей* | | | | | *Гкал/час.* | | *1,81* | | |
| *Собственные нужды котельной* | | | | | *Гкал/час* | | *-* | | |
| *Потери* | | | | | *Гкал/час.* | | *0,310* | | |
| ***Итого*** | | | | | | | *1,08* | | |
| *Котельная с. Сержантово(с. Сержантово, ул. Лесная 13)* | | | | | | | | | |
| ***Приход*** | | | | | | | | | |
| *Установлено котлов* | | | | | *шт.* | | *3* | | |
| *Установленная мощность одного котла* | | *-УВКа-2,5* | | | *Гкал/час.* | | *2,15* | | |
| *-УВКа-2,5* | | | *Гкал/час.* | | *2,15* | | |
| *-УВКа-2,5* | | | *Гкал/час.* | | *2,15* | | |
| *Установленная мощность котельной* | | | | | *Гкал/час.* | | *6,5* | | |
| *Располагаемая мощность одного котла* | *-УВКа-2,5* | | | | *Гкал/час.* | | *2,15* | | |
| *-УВКа-2,5* | | | | *Гкал/час.* | | *2,15* | | |
| *-УВКа-2,5* | | | | *Гкал/час.* | | *2,15* | | |
| *Располагаемая мощность котельной за вычетом резервных котлов* | | | | | *Гкал/час.* | | *6,5* | | |
| ***Расход*** | | | | | | | | | |
| *Присоединенная нагрузка потребителей* | | | | | *Гкал/час.* | | *2,58* | | |
| *Собственные нужды котельной* | | | | | *Гкал/час* | | *-* | | |
| *Потери* | | | | | *Гкал/час.* | | *0,135* | | |
| ***Итого*** | | | | | | | *3,785* | | |

*Таблица 32*

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| ***№ п/п*** | ***Наименование котельной*** | ***Тепловая мощность***  ***источника***  ***нетто*** | ***Подключенная тепловая нагрузка*** | ***Присоединенная тепловая нагрузка***  ***(с учетом потерь в тепловых сетях)*** | ***Резерв/дефицит***  ***мощности*** | |
| ***Гкал/час*** | ***Гкал/час*** | ***Гкал/час*** | ***Гкал/час*** | ***%*** |
| ***1*** | *Паровая котельная «Центральная» (г. Дальнегорск, пр. 50 лет Октября 105-б )* | *74,555* | *29,9* | *31,547* | *43,008* | *57,69* |
| ***2*** | *Паровая котельная «Гореловская» (г. Дальнегорск, ул.Приморская 2 )* | *64,92* | *24,0* | *26,116* | *38,804* | *59,77* |
| ***3*** | *Паровая котельная №4 (г. Дальнегорск, пр. 50 лет Октября 324/115 )* | *141,205* | *25,4* | *27,495* | *113,71* | *80,53* |
| ***4*** | *Водогрейная котельная №1 п. Тайга (п. Тайга, ул. Школьная 14 )* | *1,03* | *0,2259* | *0,359* | *0,669* | *64,96* |
| ***5*** | *Водогрейная котельная №2 п. Тайга (п. Тайга, ул. Речная 37 )* | *0,309* | *0,0368* | *0,1885* | *0,1196* | *38,69* |
| ***6*** | *Паровая котельная п. Краснореченский (п.Краснореченский, ул. Октябрьская 28 )* | *20,55* | *7,2* | *8,101* | *12,455* | *60,61* |
| ***7*** | *Паровая котельная п. Рудная Пристань(п.Рудная Пристань )* | *21,263* | *4,4* | *4,774* | *16,489* | *77,55* |
| ***8*** | *Водогрейная котельная п. Каменка(п. Каменка, ул. Берзинская 39 )* | *3,2* | *1,81* | *2,12* | *1,08* | *33,75* |
| ***9*** | *Водогрейная котельная с. Сержантово (с. Сержантово, ул. Лесная 13)* | *6,5* | *2,58* | *2,715* | *3,785* | *58,23* |

Анализ данных таблиц №№ 30-32 показывает, что теплогенерирующие источники располагают значительным резервом тепловой мощности (в среднем 59,09%)

*Рис. 23 Резерв мощности и присоединенная нагрузка котельных Дальнегорского городского округа.*

Учитывая то, что на теплоисточниках наблюдается резерв мощности, строительство новых котельных в Дальнегорском городском округе для поставки тепловой энергии на планируемые к подключению до 2030 года объекты нецелесообразно.

**1.7. Характеристика теплоносителя.**

Котельные филиала «Дальнегорский» КГУП «Примтеплоэнерго» оборудованы установками химводоочистки (натрий-катионирование).

На центральной котельной (г. Дальнегорск, пр. 50 лет Октября 105-б) установлены:

* Натрий-катионовые фильтры ФИПа 2,0-6 4 шт.
* Натрий-катионовые фильтры ФИПа 1,5-6 4 шт.
* Фильтр механический ФОВ-3-6 2 шт.
* Деаэратор котловой ДСА -75 1 шт.
* Деаэратор сетевой ДСА -75 1 шт.

Техническое состояние водоподготовительного оборудования котельной удовлетворительное.

Гореловская котельная (г. Дальнегорск, ул. Приморская 2) оборудована:

* Натрий-катионовые фильтры ФИПа 2,0-6 3 шт.
* Фильтр механический ФОВ-3-6 5 шт.
* Деаэратор котловой ДСА -75 1 шт.
* Деаэратор сетевой ДСА -100 1 шт.

Техническое состояние водоподготовительного оборудования котельной удовлетворительное.

Котельная №4, (г. Дальнегорск, пр. 50 лет Октября 324/115) оборудована:

* Натрий-катионовые фильтры ФИПа 3-0,6 2 шт.
* Натрий-катионовые фильтры ФИПа 2,6-0,6 3 шт.
* Натрий-катионовые фильтры ФИПа 1-0,6 1 шт.
* Натрий-катионовые фильтры ФИПа 3,4-0,6 4 шт.
* Деаэраторы питательной воды ДСА -50/15 1 шт.
* Деаэратор подпиточной воды ДСА -75/25 2 шт.

Техническое состояние водоподготовительного оборудования котельной удовлетворительное.

Котельная №1 п. Тайга (п. Тайга, ул. Школьная 14) оборудована:

* Комплексон – 6 1 шт.

Техническое состояние водоподготовительного оборудования котельной удовлетворительное.

Котельная №2 п. Тайга (п. Тайга, ул. Речная 37) оборудована:

* Комплексон – 6 1 шт.

Техническое состояние водоподготовительного оборудования котельной удовлетворительное.

Котельная п. Краснореченский (п. Краснореченский, ул. Октябрьская 28) оборудована:

* Натрий-катионовые фильтры ФИПа 2,0-6 3 шт.
* Деаэратор котловой ДСА -50 1 шт.
* Деаэратор сетевой ДСА -50 1 шт.

Техническое состояние водоподготовительного оборудования котельной удовлетворительное.

Котельная п. Рудная Пристань оборудована:

* Натрий-катионовые фильтры ФИПа 1,0-6 4 шт.
* Деаэратор котловой ДСА -50 1 шт.
* Деаэратор сетевой ДСА -50 1 шт.

Техническое состояние водоподготовительного оборудования котельной удовлетворительное.

На котельных п. Краснореченска, п. Рудная Пристань, Центральная, Гореловская и котельной №4 используется механическая очистка фильтрования в механических однослойных вертикальных фильтрах типа ФОВ затем умягчение происходит натрий – катионитовым методом в натрий катионитовых фильтрах ФИП-2-6 первой и второй ступени. Подпитка тепловых сетей происходит из деаэратора сетевой воды.

На котельных №1 и №2 п. Тайга используются системы автоматического дозирования реагентов Комплексон-6 используемые для обработки подпиточной водыингибиторами отложений карбонатов кальция, магния и ингибиторами коррозии.

Для приготовления горячей воды также используется водопроводная вода.

*Существующие балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимальное потребление теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения.*

*Таблица №33*

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| *Наименование источника тепловой энергии* | *Система теплоснабжения* | *Объем системы теплоснабжения*  *м3* | *Существующая*  *производительность*  *водоподготовки****,*** *(рабочее значение)*  *м****3/****ч* | *Максимальная*  *производительность*  *водоподготовки****,***  *м****3/****ч* |
| *Центральная котельная*  *г. Дальнегорск, пр. 50 лет Октября 105-б* | *открытая* | *1846* | *75* | *85* |
| *Гореловская котельная г. Дальнегорск, ул. Приморская 2* | *открытая* | *1863* | *75* | *85* |
| *Котельная №1 п. Тайга, ул. Школьная 14* | *открытая* | *17,85* | *6* | *10* |
| *Котельная №2 п. Тайга, ул. Речная 37* | *открытая* | *74,35* | *6* | *10* |
| *Котельная п. Краснореченский, ул. Октябрьская 28* | *открытая* | *706,4* | *50* | *60* |
| *Котельная п. Рудная Пристань* | *открытая* | *419,45* | *50* | *60* |
| *Котельная п. Каменка, ул. Берзинского 39* | *открытая* | *161,2* | *-* | *-* |
| *Котельная с. Сержантово ул. Лесная 13* | *открытая* | *258,73* | *-* | *-* |
| *Котельная № 4 г. Дальнегорск, пр. 50 лет Октября, 324/115* | *открытая* | *1692,5* | *50* | *60* |

**1.8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом.**

Основным топливом на котельных филиала «Дальнегорский» КГУП «Примтеплоэнерго» является мазут.

Расчетные данные о потреблении топлива, затраченного на выработку тепловой энергии, представлены в таблице 34.

*Таблица №34*

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| *Наименование источника тепловой энергии* | *Вид используемого топлива* | *Низшая теплота сгорания, кДж/кг* | *Наличие резервного топлива* | *Выработка тепловой энергии в сеть, Гкал* | | *Удельный расход условного топлива кг. у.т. на 1 Гкал* | *Расчётный годовой*  *расход основного топлива,* | |
| *т у.т.* | *т.н.т.* |
| *филиал «Дальнегорский» КГУП «Примтеплоэнерго»* | | | | | | | | |
| *Центральная котельная*  *г. Дальнегорск, пр. 50 лет Октября 105-б* | Мазут | 40979 | Нет | 88043,99 | 168,37 | | 14823,97 | 10601,89 |
| *Гореловская котельная г. Дальнегорск, ул. Приморская 2* | Мазут | 40979 | Нет | 78184,86 | 167,67 | | 13109,26 | 9375,55 |
| *Котельная №1 п. Тайга, ул. Школьная 14* | Уголь | 21101,47 | Нет | 1827,73 | 178,1 | | 325,52 | 452,11 |
| *Котельная №2 п. Тайга, ул. Речная 37* | Уголь | 21101,47 | Нет | 959,35 | 178,3 | | 171,05 | 237,57 |
| *Котельная п. Краснореченский, ул. Октябрьская 28* | Мазут | 40979 | Нет | 32179,61 | 166,72 | | 5364,98 | 3836,96 |
| *Котельная п. Рудная Пристань* | Мазут | 40979 | Нет | 20152,28 | 180,76 | | 3642,73 | 2605,23 |
| *Котельная п. Каменка, ул. Берзинского 39* | Мазут | 40979 | Нет | 5133,72 | 212 | | 1088,35 | 778,37 |
| *Котельная с. Сержантово ул. Лесная 13* | Мазут | 40979 | Нет | 6494,48 | 170,28 | | 1105,88 | 790,91 |
| *Котельная № 4 г. Дальнегорск, пр. 50 лет Октября, 324/115* | Уголь | 21101,47 | Нет | 77193,07 | 176,2 | | 13601,42 | 18890,86 |

*Рис. 25 Доля использования топлива на котельных*

Средний удельный расход топлива по котельным филиала «Дальнегорский» КГУП «Примтеплоэнерго» составляет *171,63 кг.у.т./Гкал*.

**1.9. Надежность теплоснабжения**

1.9.1. Показатели (критерии) надежности

Способность проектируемых и действующих источников тепловой энергии, тепловых сетей и в целом СЦТ (система централизованного теплоснабжения) обеспечивать в течении заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения следует определять по трем показателям (критериям):

- **Вероятность безотказной работы системы** **[Р]** – способность системы не допускать отказов, приводящих к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий ниже +12 оС, в промышленных зданиях и сооружениях не ниже +8 оС, более числа раз установленного нормативом.

- **Коэффициент готовности системы [Kr]** – вероятность работоспособного состояния системы в произвольный момент времени поддерживать в отапливаемых помещениях расчетную внутреннюю температуру, кроме периодов, допускаемых нормативом. Допустимое снижение температуры составляет 2 оС.

- **Живучесть системы [Ж]** – способность системы сохранят свою работоспособность в аварийных (экстремальных) условиях, а также после длительных остановов (более 54 часов).

1.9.2 Анализ аварийных отключений потребителей приведен в таблице № 20.

1.9.3 Анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений приведен в таблице № 20.

**1.10. Технико-экономические показатели теплоснабжающей и теплосетевой организации.**

В таблице №35 приведены усредненные технико-экономические показатели работы котельных.

*Таблица №35*

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| *№ п/п* | *Наименование показателя* | *Ед. изм* | *Величина* |
| *1* | *Установленная тепловая мощность* | *Гкал/ч* | *263,87* |
| *2* | *Выработано тепловой энергии всего* | *Гкал/год* | *311 164,6* |
| *3* | *Отпущено тепловой энергии внешним  потребителям* | *Гкал/год* | *207 366,00* |
| *4* | *Собственное теплопотребление  (технологические нужды котельных)* | *Гкал/год* | *23 274,84* |
| *5* | *Потери тепловой энергии при передаче* | *Гкал/год* | *80 523,79* |
| *6* | *Расход электроэнергии на выработку  тепловой энергии* | *тыс. кВтч/год* | *14 366,83* |
| *7* | *Фактический удельный расход  условного топлива на отпуск тепловой энергии* | *кг у.т./Гкал* | *179,62* |
| *8* | *Удельный расход электроэнергии на отпуск  тепловой энергии* | *кВтч/Гкал* | *49,9* |
| *9* | *Годовой расход условного топлива* | *т у.т./год* | *51 711,56* |
| *10* | *Фактический КПД котельных* | *%* | *79,53* |
| *11* | *Удельный расход тепловой энергии на  отопление 1 м2 общей площади жилых* | *Гкал/м2 год* | *0,27* |
| *12* | *Численность населения, получающего  тепловую энергию от котельных* | *чел.* | *44 924* |

Из анализа показателей приведенных в таблице следует, что:

- система теплоснабжения рассматриваемых котельных работает недостаточно эффективно, усредненный показатель КПД котельных составляет 79,53%;

- усредненный показатель расхода тепловой энергии на собственные нужды котельных достаточно высокий составляет 7,48%;

- потери тепловой энергии при транспорте теплоносителя по тепловым сетям составляют 27,97%.

**1.11 Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения.**

1.11.1 Динамика утвержденных тарифов, устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации с учетом последних 3 лет.

Динамика утвержденных тарифов по оплате тепловой энергии за 2010 - 2013 годы.

*Тарифы на 2010 год*

*Таблица №36*

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| *Наименование теплоснабжающего предприятия* | *Период действия тарифа* | *Тариф по группам потребителей, руб/Гкал, без НДС* | | | *Реквизиты правового акта* |
| *Население* | *Бюджетные организации* | *Прочие потребители* |
| *Тарифы 2010 год* | | | | | |
| *Филиал «Дальнегорский» КГУП «Примтеплоэнерго»* | *01.01.10-*  *31.1210* | *-* | *2369,40* | *2536,40* | *Постановление Департамента по тарифам ПК №44/1 от 23.12.09 г.* |
| *01.01.10-*  *31.12.10* | *1304,60* | *-* | *-* | *Постановление губернатора ПК №82-пг от 11.12.09 г.* |
| *Тарифы 2011 год* | | | | | |
| *Филиал «Дальнегорский» КГУП «Примтеплоэнерго»* | *01.01.11-*  *31.12.11* | *-* | *2556,00* | *2556,00* | *Постановление Департамента по тарифам ПК №59/1 от 22.12.10 г.* |
| *01.01.11-*  *31.12.11* | *1435,06* | *-* | *-* | *Постановление губернатора ПК №20-па от 27.01.11 г.* |
| *Тарифы 2012 год* | | | | | |
| *Филиал «Дальнегорский» КГУП «Примтеплоэнерго»* | *01.01.12-*  *30.06.12* | *-* | *2556,00* | *2556,00* | *Постановление Департамента по тарифам ПК №80/7 от 27.12.11 г.* |
| *01.07.12-*  *31.12.12* | *-* | *2888,00* | *2888,0* |
| *01.01.12-*  *31.12.12* | *1435,06* | *-* | *-* | *Постановление губернатора ПК №35-па от 16.02.12 г.* |
| *Тарифы 2013 год* | | | | | |
| *Филиал «Дальнегорский» КГУП «Примтеплоэнерго»* | *01.01.13-*  *30.06.13* | *2794,43* | *-* | *-* | *Постановление Департамента по тарифам ПК №87/1 от 25.12.12 г.* |
| *01.07.13-*  *31.12.13* | *3129,56* | *-* | *-* |

1.11.2 Структура цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения

*Структура тарифов на тепловую энергию на 2013 год.*

*Филиала «Дальнегорский» КГУП «Примтеплоэнерго».*

*Таблица №37*

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| *№* | *Показатели* | *Разм* | *Величина* | *Кол-во на 1 Гкал выработ. теплоты* | *Цена*  *руб./ед.* | *Затраты общие,*  *тыс. руб.* | *Затраты вн. потр. тыс. руб.* | *Удельн затраты, руб.*  */Гкал* | *%* |
| *1* | *Выработка теплоты котельными* | *Гкал* | *335271,1* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* |
| *2* | *Собственные нужды котельных* | *Гкал* | *28505,59* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* |
| *3* | *Отпуск с коллекторов* | *Гкал* | *306765,5* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* |
| *4* | *Потери в теплосетях* | *Гкал* | *73165,59* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* |
| *5* | *Полезный отпуск теплоты* | *Гкал* | *233599,9* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* |
| *6* | *В т.ч. хоз. нужды* | *Гкал* | *1843,021* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* |
| *7* | *В т. ч. полезный отпуск внешним потребителям* | *Гкал* | *231756,9* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* |
| *8* | *Топливо уголь,* | *тут* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* |
| *9* | *Топливо мазут,* | *тут* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* |
| *10* | *Транспортные расходы* | *тыс. руб.* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* |
| *11* | *Электроэнергия* | *кВт\*ч* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* |
| *12* | *Водопотребление* | *м3* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* |
| *12.1* | *В т. ч. покупная вода* | *м3* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* |
| *12.2* | *В т. ч. своя вода* | *м3* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* |
| *13* | *Водоотведение* | *м3* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* |
| *14* | *Материалы* | *тыс. руб.* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* |
| *15* | *Затраты на оплату, в том числе* | *тыс. руб.* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* |
| *15.1* | *Затраты на оплату производственного персонала* | *тыс. руб.* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* |
| *15.2* | *Затраты на оплату цехового персонала* | *тыс. руб.* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* |
| *15.3* | *Затраты на оплату труда АПУ* | *тыс. руб.* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* |
| *16* | *Отчисления на соц. нужды* | *тыс. руб.* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* |
| *17* | *Арендная плата АГО* | *тыс. руб.* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* |
| *17.1* | *Ремонт и тех. обслуживание* | *тыс. руб.* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* |
| *18* | *Цеховые расходы* | *тыс. руб.* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* |
| *19* | *Общеэксплуатационные расходы* | *тыс. руб.* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* |
| *20* | *Прочие прямые расходы* | *тыс. руб.* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* |
| *21* | *Себестоимость теплоты* | *тыс. руб./*  *Гкал* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* |
| *22* | *Минимальная балансовая прибыль* | *тыс. руб.* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* |
| *23* | *Тариф на отпущенную теплоту* | *тыс. руб./*  *Гкал* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* |

Рост тарифов на тепловую энергию зависит, прежде всего, от стоимости основного топлива. Повышение стоимости угля и мазута, а так же увеличение тарифов РЖД ведёт к пропорциональному повышению стоимости тепловой энергии.

1.11.3 Плата за подключение к системе теплоснабжения не взимается из-за отсутствия утвержденных инвестиционных программ по увеличению мощности объектов теплоснабжения и (или) пропускной способности сети.

1.11.4 Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей не взимается.

**1.12. Описание существующих технических технологических проблем в системах теплоснабжения города.**

Анализ технического состояния котельных и тепловых сетей, находящихся в аренде филиала «Дальнегорский» КГУП «Примтеплоэнерго», позволяет сделать вывод о том, что всё оборудование котельных имеет большую степень износа.

Из комплекса существующих проблем организации качественного теплоснабжения на территории Дальнегорского городского округа, можно выделить следующие составляющие:

* Износ теплогенерирующего оборудования;
* Сети с износом 100% - 23954,5 м (35% от общей длины ТС);
* Балансировка потребителей;
* Большой резерв неиспользованной мощности котельных;
* Невозможность организации горячего водоснабжения в летний период;
* «Привязанность» к потребителям малой мощности;
* Состояние внутренних систем отопления;
* Отсутствие приборов учета у потребителей;

**Износ сетей** – наиболее существенная проблема организации качественного теплоснабжения. Согласно п. 1.3.1, доля сетей проложенных до 1989 года, составляет 82,63%.

Старение тепловых сетей приводит как к снижению надежности вызванной коррозией и усталостью металла, так и к разрушению, или отвисанию изоляции. Разрушение изоляции в свою очередь ведет к тепловым потерям и значительному снижению температуры теплоносителя ещё до ввода потребителя. Отложения, образовавшиеся в тепловых сетях за время эксплуатации в результате коррозии, отложения солей жесткости и прочих причин, снижают качество сетевой воды, что особенно важно при открытой системе ГВС.

**Балансировка потребителей** – в настоящее время проведена на высоком уровне.

**Состояние внутренних систем отопления** – управляющие организации уделяют достаточное внимание состоянию внутренних инженерных систем многоквартирных домов. Однако, существует множество факторов самовольной замены отопительных приборов и трубопроводов. Такие замены приводят к разбалансировке внутренних систем отопления дома и неравномерному температурному полю в зданиях. Для повышения качества теплоснабжения, и поддержания комфортных условий микроклимата, рекомендуется установить балансировочные клапаны на стояках в жилых зданиях.

**Отсутствие приборов учета у потребителей** – не позволяет оценить фактическое потребление тепловой энергии каждым жилым домом. Установка приборов учета, позволит производить оплату за фактическое потребленное тепло и правильно оценить тепловые характеристики ограждающих конструкций.

Из рассмотренных выше проблем, наиболее существенной является износ сетей. Решению проблемы следует уделить особое внимание.

Организация надежного и безопасного теплоснабжения Дальнегорского городского округа, это комплекс организационно-технических мероприятий, из которых можно выделить:

* Оценку остаточного ресурса тепловых сетей
* План перекладки тепловых сетей на территории Дальнегорского городского округа;
* Диспетчеризацию;
* Методы определения мест утечек.

**Остаточный ресурс тепловых сетей –** коэффициент, характеризующий реальную степень готовности системы и её элементов к надежной работе в течении заданного временного периода.

Определение обычно проводят с помощью инженерной диагностики – это надежный, но трудоемкий и дорогостоящий метод обнаружения потенциальных мест отказов. Поэтому для определения перечня участков тепловых сетей, которые в первую очередь нуждаются в комплексной диагностике, следует проводить расчет надежности. Этот расчет должен базироваться на статистических данных об авариях, осмотрах и технической диагностике на данных участках тепловых сетей за период не менее 5 лет.

**План перекладки тепловых сетей на территории Дальнегорского городского округа** – проектный документ, в котором описан перечень участков тепловых сетей, перекладка которых намечена на ближайшую перспективу.

**Диспетчеризация** – организация круглосуточного контроля за состоянием тепловых сетей и работой оборудования систем теплоснабжения.

При разработке проектов перекладки тепловых сетей, рекомендуется применять трубопроводы с системой оперативного дистанционного контроля.

**Методы определения мест утечек** – для выявления мест утечек теплоносителя из трубопровода, теплоснабжающей организацией применяются следующие методы:

**Метод акустической диагностики.**  Используются корреляторы усовершенствованной конструкции. Метод новый и пробные применения на сетях дали положительные результаты. Метод имеет перспективу как информационная составляющая в комплексе методов мониторинга состояний действующих теплопроводов, он хорошо вписывается в процесс эксплуатации и конструктивные особенности прокладок ТС.

**Опрессовка на прочность повышенным давлением.** Метод применяется и был разработан с целью выявления ослабленных мест трубопроводов в ремонтный период и исключения появления повреждений в отопительный период. Он имел долгий период освоения и внедрения, но в настоящее время показывает низкую эффективность 20-40%. То есть только 20% повреждений выявляются в ремонтный период и 80% уходят на отопительный. Метод применяется в комплексе оперативной системы сбора и анализа данных о состоянии теплопроводов.

**Тепловая аэросъемка в ИК-диапазоне.** Метод очень эффективен для планирования ремонтов и выявления участков с повышенными тепловыми потерями. Съемку необходимо проводить весной (март-апрель и осенью (октябрь-ноябрь), когда система работает, но снега на земле нет. Недостатком этого метода обследования является его высокая стоимость.

**Метод акустической эмиссии.** Метод, проверенный в мировой практике и позволяющий точно определять местонахождение дефектов трубопровода, находящегося под изменяемым давлением, но по условиям применения на ТС имеет ограниченную область использования.

**Метод магнитной памяти металла.** Метод хорош для выявления участков с повышенным напряжением металла при непосредственном контакте с трубопроводом ТС. Используется там, где можно прокладывать каретку по голому металлу трубы, этим обусловлена ограниченность его применения.

**Метод надземного тепловизионного обследования с помощью тепловизора.** При доступной поверхности трассы, желательно с однородным покрытием, наличием точной исполнительной документации, с применением специального программного обеспечения, может очень хорошо показывать состояние обследуемого участка. По вышеназванным условиям применение возможно только на 10% старых прокладок. В некоторых случаях этот метод эффективен для поиска утечек.

После ремонта в межотопительный период, тепловые сети подвергаются испытаниям в соответствии с существующими техническими регламентами и прочими руководящими документами.

Согласно п. 6.82 МДК 4-02.2001 «Типовая инструкция по технической эксплуатации тепловых сетей систем коммунального теплоснабжения»:

Тепловые сети, находящиеся в эксплуатации, должны подвергаться следующим испытаниям:

* Гидравлическим испытаниям с целью проверки прочности и плотности трубопроводов, их элементов и арматуры;
* Испытаниям на максимальную температуру теплоносителя (температурным испытаниям) для выявления дефектов трубопроводов и оборудования тепловой сети, контроля за их состоянием, проверки компенсирующей способности тепловой сети;
* Испытанием на гидравлические потери для получения гидравлических характеристик трубопроводов;
* Испытанием на потенциалы блуждающих токов (электрическим измерениям для определения коррозионной агрессивности грунтов и опасного действия блуждающих токов на трубопроводы подземных тепловых сетей).

Все виды испытаний должны проводиться раздельно. Совмещение во времени двух видов испытаний не допускается.

На каждый вид испытаний должна быть составлена рабочая программа, которая утверждается главным инженером.

При получении тепловой энергии от источника тепла, принадлежащего другой организации, рабочая программа согласовывается с главным инженером этой организации.

За два дня до начала испытаний утвержденная программа передается диспетчеру и руководителю источника тепла для подготовки оборудования и установления требуемого режима работы сети.

*Анализ технического состояния котельных и тепловых сетей*

*Таблица №38*

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| *№  п/п* | *Наименование  планировочных  районов и  источников  теплоснабжения* | *Анализ работы системы теплоснабжения* | | |
| *Фактическая характеристика системы  теплоснабжения* | *Недостатки в работе источников  теплоснабжения* | *Предлагаемые мероприятия* |
| *1* | *2* | *3* | *4* | *5* |
|  | | | | |
| *1* | *Центральная котельная г. Дальнегорск* | *- собственные нужды и потери при передаче тепловой энергии приняты по данным ЕТО 6,4% и 23,61% соответственно; - по режимно наладочным испытаниям фактический КПД - 82,17%; удельный расход топлива - 176,37 кг у.т./Гкал* | *- тепловые сети с износом 100 % - 24,83 %; - потери в ТС -23,61% при общей протяженности  теплотрассы 15,744км; - резерв по источнику (по договорной нагрузке) - 46,115 Гкал/час; - отсутствуют приборы учёта отпуска тепловой энергии ;* | *Котельная на мазуте, работает крайне неудовлетворительно. Установить причину высоких потерь в ТС. Начать замену тепловых сетей. Установить приборы учета отпуска ТЭ* |
| *2* | *Котельная Гореловская г. Дальнегорск* | *- собственные нужды и потери при передаче тепловой энергии приняты по данным ЕТО 5,85 % и 27,31% соответственно; - по режимно наладочным испытаниям фактический КПД - 80,25%; удельный расход топлива - 167,62 кг у.т./Гкал* | *Тепловые сети с износом 100 % - 31.7 % ; - потери в ТС -27,31% при общей протяженности  теплотрассы 17,038 км; - резерв по источнику (по договорной нагрузке) - 42,1 Гкал/час; - отсутствуют приборы учёта отпуска тепловой энергии ;* | *Котельная на мазуте, работает крайне неудовлетворительно. Установить причину высоких потерь в ТС. Начать замену тепловых сетей. Установить приборы учета отпуска ТЭ* |
| *3* | *Котельная №1 пос. Тайга* | *- собственные нужды и потери при передаче тепловой энергии приняты по данным ЕТО 0,497 % и 37,08% соответственно; - по режимно наладочным испытаниям фактический КПД - 80%; удельный расход топлива - 178,1 кг у.т./Гкал* | *средневзвешенный износ тепловых сетей 66 %; - потери в ТС -37,0 % при общей протяженности теплотрассы 0,8094 км; - резерв по источнику (по договорной нагрузке) - 0,669 Гкал/час; - установлены приборы учёта отпуска тепловой энергии;* | *Котельная на угле, установлена в 2017г..Работает удовлетворительно. Установить причину сверхнормативных потерь в ТС. Начать замену тепловых сетей.* |
| *4* | *Котельная №2 пос. Тайга* | *- собственные нужды и потери при передаче тепловой энергии приняты по данным ЕТО 0,498 % и 80,47% соответственно; - по режимно наладочным испытаниям фактический КПД - 80%; удельный расход топлива - 178,3 кг у.т./Гкал* | *средневзвешенный износ тепловых сетей 66 %; - потери в ТС -80,47% при общей протяженности теплотрассы 1,4108 км; - резерв по источнику (по договорной нагрузке) - 0,1196 Гкал/час; - установлены приборы учёта отпуска тепловой энергии;* | *Котельная на угле, установлена в 2017г..Работает удовлетворительно. Установить причину сверхнормативных потерь в ТС. Начать замену тепловых сетей.* |
| *5* | *Котельная пос. Краснореченский* | *- собственные нужды и потери при передаче тепловой энергии приняты по данным ЕТО 14,84 % и 47,34% соответственно; - по режимно наладочным испытаниям фактический КПД - 83%; удельный расход топлива - 166,68 кг у.т./Гкал* | *Тепловые сети с износом 100 % - 70 %; - потери в ТС -47,34 % при общей протяженности теплотрассы 9,32 км; - резерв по источнику (по договорной нагрузке) - 14,283 Гкал/час; - отсутствуют приборы учёта отпуска тепловой энергии ;* | *Котельная на мазуте, работает неудовлетворительно. Установить причину сверхнормативных потерь в ТС. Начать замену тепловых сетей. Установить приборы учета отпуска ТЭ* |
| *6* | *Котельная пос. Рудная Пристань* | *- собственные нужды и потери при передаче тепловой энергии приняты по данным ЕТО 21,9 % и 48,31% соответственно; - по режимно наладочным испытаниям фактический КПД - 81,67%; удельный расход топлива - 180,76 кг у.т./Гкал* | *Средневзвешенный износ тепловых сетей 78,82 %; Тепловые сети с износом 100 % - 12,5 %; - потери в ТС -48,31 % при общей протяженности теплотрассы 6,608 км; - резерв по источнику (по договорной нагрузке) - 16,783 Гкал/час; - отсутствуют приборы учёта отпуска тепловой энергии ;* | *Котельная на мазуте, работает неудовлетворительно. Установить причину сверхнормативных потерь в ТС. Начать замену тепловых сетей. Установить приборы учета отпуска ТЭ* |
| *7* | *Котельная пос. Каменка* | *- собственные нужды и потери при передаче тепловой энергии приняты по данным ЕТО 2,35 % и 43,36% соответственно; - по режимно наладочным испытаниям фактический КПД - 70%; удельный расход топлива - 212,00 кг у.т./Гкал* | *Средневзвешенный износ тепловых сетей 64,4 %; Тепловые сети с износом 100 % - 29,61%; - потери в ТС -43,36 % при общей протяженности теплотрассы 3,245 км; - резерв по источнику (по договорной нагрузке) - 1,39 Гкал/час; - отсутствуют приборы учёта отпуска тепловой энергии ;* | *Котельная на мазуте, работает неудовлетворительно. Установить причину сверхнормативных потерь в ТС. Начать замену тепловых сетей. Установить приборы учета отпуска ТЭ* |
| *8* | *Котельная пос. Сержантово* | *- собственные нужды и потери при передаче тепловой энергии приняты по данным ЕТО 2,3 % и 12,67% соответственно; - по режимно наладочным испытаниям фактический КПД - 82,67%; удельный расход топлива - 170,28 кг у.т./Гкал* | *Средневзвешенный износ тепловых сетей 80,55 %; Тепловые сети с износом 100 % - 10,08%; - потери в ТС -12,67 % при общей протяженности теплотрассы 3,174 км; - резерв по источнику (по договорной нагрузке) - 3,92 Гкал/час; - отсутствуют приборы учёта отпуска тепловой энергии ;* | *Котельная на мазуте, работает удовлетворительно. Установить причину потерь в ТС. Начать замену тепловых сетей. Установить приборы учета отпуска ТЭ* |
| *9* | *Котельная ТЭК №4* | *- собственные нужды и потери при передаче тепловой энергии приняты по данным ЕТО 4,07 % и 20,83% соответственно; - по режимно наладочным испытаниям фактический КПД - 82,9 %; удельный расход топлива - 183,15 кг у.т./Гкал* | *Средневзвешенный износ тепловых сетей 88,00 %; Тепловые сети с износом 100 % - 54,28%; - потери в ТС -20,83 % при общей протяженности теплотрассы 11,062 км;- резерв по источнику (по договорной нагрузке) - 117,565 Гкал/час; - отсутствуют приборы учёта отпуска тепловой энергии ;* | *Котельная на мазуте, угле (основная выработка тэ на угле), работает удовлетворительно. Установить причину потерь в ТС. Начать замену тепловых сетей. Установить приборы учета отпуска ТЭ* |

**Глава 2. Показатели перспективного спроса на тепловую энергию для цели теплоснабжения.**

**2.1** . Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения.

Опираясь на представленные показатели филиала «Дальнегорский» КГУП «Примтеплоэнерго» в Дальнегорском городском округе, выработка котельных составила *311165* Гкал, при подключенных абонентах на общую мощность *95,79* Гкал/ч. Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения филиала «Дальнегорский» КГУП «Примтеплоэнерго» представлены в таблице 37.

*Базовое потребление тепла на цели теплоснабжения*

*Таблица №39*

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| *№ котельной* | *Место расположения котельной* | *Общая подключенная нагрузка* | *Базовый уровень потребления тепла на цели теплоснабжения, Гкал/год* |
| *Центральная котельная* | *г. Дальнегорск, пр. 50 лет Октября 105-б* | *29,9* | *88044* |
| *Гореловская котельная* | *г. Дальнегорск,*  *ул. Приморская 2* | *24,0* | *78185* |
| *Котельная №4* | *г. Дальнегорск, пр. 50 лет Октября 324/115* | *25,4* | *77193* |
| *Котельная №1 п. Тайга* | *п. Тайга ул. Школьная 14* | *0,344* | *1828* |
| *Котельная №2 п. Тайга* | *п. Тайга ул. Речная 37* | *0,154* | *959* |
| *Котельная*  *п. Краснореченский* | *п. Краснореченский, ул. Октябрьская 28* | *7,2* | *32180* |
| *Котельная*  *п. Рудная Пристань* | *п. Рудная Пристань* | *4,4* | *20152* |
| *Котельная п. Каменка* | *п. Каменка,*  *ул. Берзинская 39* | *1,81* | *5134* |
| *Котельная*  *с. Сержантово* | *с. Сержантово,*  *ул. Лесная 13* | *2,58* | *6495* |
| *ИТОГО* | | *95,79* | *310170* |

* 1. **Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий;**

Основываясь на перспективах жилищного строительства основной прирост присоединённой тепловой нагрузки, планируется в зоне действия существующих котельных Дальнегорского городского округа.

Состояние жилищного фонда Дальнегорского городского округа характеризуется следующими показателями:

Город: 408 многоквартирных жилых домов площадью 803,0 тыс. м2;

2018 индивидуальных жилых домов площадью 105,2 тыс. м2;

Села: 414 многоквартирных жилых домов площадью 165,2 тыс. м2;

1759 индивидуальных жилых домов площадью 76,2 тыс. м2.

В настоящее время жилищная обеспеченность в Дальнегорский городской округ составляет 21,52 м2 общей площади на 1 человека. Для обеспечения психологически нормальных условий проживания граждан Генеральным планом Дальнегорский городской округ приняты следующие нормы средней жилой обеспеченности: 28 м2 общей площади на расчетный срок.

Для решения проблемы жилищной политики планируется увеличение объемов строительства жилья и необходимой коммунальной инфраструктуры. Согласно генерального плана Дальнегорского городского округ на период до 2028 г. планируется строительство жилищного фонда общей площадью 6002,98 м2., в том числе 6002,98 м2 на первую очередь.

Намеченный в течение расчетного срока объем нового жилищного строительства предполагается разместить в пределах границ Дальнегорский городской округ.

*Динамика движения жилищного фонда и населения  
по жилым массивам Дальнегорский городской округ на расчетный срок*

*Таблица № 40*

| *№ п/п* | *Наименование* | *Существующее положение* | *Первая очередь*  *2015 год* | *Расчетный срок*  *2030 год* |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| *1.* | *Существующий жилищный фонд, всего, (тыс.кв.м)* | *1149,6* | *1155,6* | *1155,6* |
| *2.* | *Население (тыс.чел)* | *36,351* | *36,351* | *36,351* |
| *3.* | *Убыль  жилищного фонда (ориентировочно тыс.кв.м)2)* | *-* | *-* | *-* |
| *4.* | *Сохраняемый жилищный фонд, всего, (тыс.кв.м)* | *1149,6* | *1149,6* | *1149,6* |
| *5.* | *Ориентировочно население в существующем сохраняемом фонде (тыс.чел.)* | *36,351* | *36,351* | *36,351* |
| *6.* | *Новое строительство, жилищный фонд (тыс.кв.м)* | *-* | *6,003* | *6,003* |
| *7.* | *Всего жилищный фонд к концу расчетного срока, (тыс.кв.м)* | *-* | *-* | *1155,6* |
| *8.* | *Ориентировочно население к концу расчетного срока  (тыс.чел.)* | *-* | *-* | *36,351* |

*Объем нового жилищного строительства в Дальнегорский городской округ на 2030 год (прогноз)*

*Таблица № 41*

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| *№* | *Показатели* | *Единица измерения* | *Первая очередь (2015 год)* | *Расчетный срок (2030 год)* | *Общий прирост строительных фондов* |
| *1* | *Объем нового жилищного строительства, в том числе* | *тыс. м2 общей площади* | *6,003* | *6,003* | *6,003* |
| *2* | *Многоэтажная застройка (5 этажей и выше)* | *тыс. м2 общей площади* | *-* | *-* | *-* |
| *3* | *Застройка средней этажности (3 этажа)* | *тыс. м2 общей площади* | *-* | *-* | *6,003* |
| *4* | *усадебная застройка* | *тыс. м2 общей площади* | *-* | *-* | *-* |

Данные таблицы свидетельствуют о том, что на расчетный срок объем нового жилищного строительства составит 6002,98 м2 общей площади, будут построено четыре трехэтажных дома. Новое строительство будет вестись на свободных территориях в центральной части города.

* 1. **Прогноз потребления тепловой энергии (мощности), теплоносителя и приросты потребления тепловой энергии (мощности), теплоносителя с разделением по видам теплопотребления.**

Основываясь на перспективах жилищного строительства основной прирост присоединённой тепловой нагрузки планируется в зоне действия котельной №4 г. Дальнегорска.

Объем потребления тепловой энергии нового строительства приведен в таблице № 42.

*Таблица № 42*

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| *№* | *Показатели* | *общей площадью, м2* | *Планируемая нагрузка* | | | |
| *отопление* | *вентиляция* | *ГВС* | *итоговая нагрузка* |
| *1* | *Многоквартирный жилой дом по ул. Олега Кошевого на 18 квартир* | *1399,72* | *0,1454* | *0* | *0,0203* | *0,1657* |
| *2* | *Многоквартирный жилой дом по ул. Олега Кошевого на 30 квартир* | *1492,06* | *0,1454* | *0* | *0,0203* | *0,1657* |
| *3* | *Многоквартирный жилой дом по ул. Олега Кошевого на 28 квартир* | *1492,06* | *0,1454* | *0* | *0,0203* | *0,1657* |
| *4* | *Многоквартирный жилой дом по ул. Олега Кошевого на 24 квартир* | *1619,14* | *0,1454* | *0* | *0,0203* | *0,1657* |

* 1. **Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии для обеспечения технологических процессов.**

Генеральным планом Дальнегорский городской округ не планируется строительство производственных мощностей с использованием тепловой энергии (горячая вода и пар) для обеспечения технологических процессов.

*Прогноз подключаемой нагрузки тепловой энергии*

*Таблица № 43*

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| *Наименование котельной* | *2013 год факт, Гкал/ч* | | *2017 год, факт, Гкал/ч* | | *2022 год прогноз, Гкал/ч* | | *2024 год, прогноз, Гкал/ч* | | *2030 год, прогноз, Гкал/ч* | |
| *отопление* | *ГВС* | *отопление* | *ГВС* | *отопление* | *ГВС* | *отопление* | *ГВС* | *отопление* | *ГВС* |
| *Центральная котельная* | *27,7* | *2,2* | *27,7* | *2,2* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* |
| *Гореловская котельная* | *22,0* | *2,0* | *22,0* | *2,0* | *15,4* | *0,14* | *-* | *-* | *-* | *-* |
| *Котельная №4* | *23,5* | *1,9* | *23,5* | *1,9* | *23,5* | *1,9* | *23,5* | *1,9* | *23,5* | *1,9* |
| *Котельная замещающая «Центральную»* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* | *34,3* | *4,06* | *34,3* | *4,06* |
| *БМК Горелое* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* | *-* | *15,574* | *0,164* | *15,574* | *0,164* |
| *Котельная №1 п. Тайга* | *-* | *-* | *0,219* | *0,0068* | *0,219* | *0,0068* | *0,219* | *0,0068* | *0,219* | *0,0068* |
| *Котельная №2 п. Тайга* | *-* | *-* | *0,0357* | *0,0011* | *0,0357* | *0,0011* | *0,0357* | *0,0011* | *0,0357* | *0,0011* |
| *Котельная*  *п. Краснореченский* | *6,7* | *0,5* | *6,7* | *0,5* | *6,7* | *0,5* | *6,7* | *0,5* | *6,7* | *0,5* |
| *Котельная*  *п. Рудная Пристань* | *4,2* | *0,2* | *4,2* | *0,2* | *4,2* | *0,2* | *4,2* | *0,2* | *4,2* | *0,2* |
| *Котельная*  *п. Каменка* | *1,8* | *0,01* | *1,8* | *0,01* | *1,8* | *0,01* | *1,8* | *0,01* | *1,8* | *0,01* |
| *Котельная*  *с. Сержантово* | *2,4* | *0,18* | *2,4* | *0,18* | *2,4* | *0,18* | *2,4* | *0,18* | *2,4* | *0,18* |

**Глава 3. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки.**

**3.1. Балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в каждой из выделенных зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии**

Балансы тепловой энергии (мощности) зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии приведен в **п. 1.6** в таблицах №№ 29-30.

Основное направление развития жилищного строительства Дальнегорского городского округа к расчетному сроку – жилой массив. По данным генерального плана об объемах нового жилищного строительства к расчетному сроку (2028 г.) основные площадки строительства представлены следующие:

– Многоэтажное строительство – 0 тыс. м2;

– Среднеэтажное строительство – 6002,98 м2;

– Индивидуальные жилые дома с приусадебными земельными участками и малоэтажные дома – 0 тыс. м2.

На рисунке показаны доли участия жилых массивов в общем объеме нового жилищного строительства, тыс. м².

*Рис.26 Доли участия жилых массивов в общем объеме нового жилищного строительства.*

Для анализа необходимо произвести расчеты потребностей тепловой энергии по жилому массиву. Расчет производился по рекомендациям СНиП 2.04.07-86 (2000).

**Для объектов нового строительства:**

А) Максимальный тепловой поток (Вт) на отопление жилых и общественных зданий:

, Вт

где  – коэффициент, учитывающий тепловой поток на отопление общественных зданий; при отсутствии данных следует принимать равным 0,25;

 – укрупненный показатель максимального теплового потока на отопление жилых зданий на 1 м² общей площади (табличное значение);

А= 6002,98 м² – общая площадь нового строительства.

, *Вт*

Средний тепловой поток (Вт) на отопление жилых и общественных зданий:

, *Вт*

где  – средняя температура внутреннего воздуха отапливаемых зданий, ºС;

 – средняя температура наружного воздуха за отопительный период, ºС;

 – расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления, ºС.

*, Вт*

**

Б) – Средний тепловой поток (Вт) на горячее водоснабжение жилых и общественных зданий:

, *Вт*

где m – число человек. По укрупненным показателям к расчетному сроку в домах нового строительства будет проживать 300 чел.;

 – норма расхода воды на горячее водоснабжение при температуре 55 ºС на одного человека в сут., проживающего в здании с горячим водоснабжением, л;

 – норма расхода воды на горячее водоснабжение, потребляемой в общественных зданиях, при температуре 55 ºС, л/сут.;

 – удельная теплоемкость воды, кДж/(кг\*К);

 – температура холодной (водопроводной) воды в отопительный период, ºС.

, *Вт*

– Максимальный тепловой поток (Вт) на горячее водоснабжение жилых и общественных зданий:

, *Вт*

, *Вт*

, *Гкал/ч*

Переводной коэффициент Вт в Гкал/ч:



Поэтому для центрального массива существуют следующие расчетные показатели потребления тепловой энергии:

, Гкал/ч – Максимальное потребление на отопление жилых и общественных зданий;

, Гкал/ч – Среднее потребление на отопление жилых и общественных зданий;

, Гкал/ч – Среднее потребление на горячее водоснабжение жилых и общественных зданий;

, Гкал/ч – Максимальное потребление на горячее водоснабжение жилых и общественных зданий.

На основании полученных показателей становится ясно, что при фактическом резерве мощности отопительных котельных Дальнегорский городской округ, нет необходимости проектировать дополнительные тепловые источники, которые могли бы покрывать вышеперечисленные расчетные показатели потребления.

**3.2. Перспективное потребление тепловой энергии по источникам теплоснабжения.**

Расчетные данныеперспективного потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения Дальнегорского городского округа приведены в таблице № 43.

Анализ полезного отпуска потребителям тепловой энергии по основному теплоснабжающему предприятию показывает ее увеличение, которое связано с приростом строительных фондов.

Учитывая прогноз развития жилищного строительства города до 2030 года, а также процессов по увеличению потребления тепловой энергии в таблице, перспектива потребления тепловой энергии на 2013-2030 годы меняется.

*Таблица № 44*

| *Показатели* | *Показатели* | *Един. измерений* | *2017г* | | *2018г* | *2022г* | | *2024 г* | *2030 г* | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| *филиал «Дальнегорский» КГУП «Примтеплоэнерго»* | *Выработка собств. котельными* | *Гкал* | | 311164,6 | 310169,07 | | 313391,92 | 313391,92 | 313391,92 |
| *Отпуск в сеть всего* | *Гкал* | | 287889,79 | 287343,6 | | 300645,22 | 300645,22 | 300645,22 |
| *Потери всего* | *Гкал* | | 80523,79 | 79985,22 | | 79985,22 | 79985,22 | 79985,22 |
| *Полезный отпуск* | *Гкал* | | 207366 | 207385,58 | | 219255,05 | 219255,05 | 219255,05 |
|  |  | |  |  | |  |  |  |

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

**4.1. Производительность водоподготовительных установок.**

Котельные филиала «Дальнегорский» КГУП «Примтеплоэнерго» оборудованы установками химводоочистки (натрий-катионирование).

На центральной котельной (г. Дальнегорск, пр. 50 лет Октября 105-б) установлены:

* Натрий-катионовые фильтры ФИПа 2,0-6 4 шт.
* Натрий-катионовые фильтры ФИПа 1,5-6 4 шт.
* Фильтр механический ФОВ-3-6 2 шт.
* Деаэратор котловой ДСА -75 1 шт.
* Деаэратор сетевой ДСА -75 1 шт.

Техническое состояние водоподготовительного оборудования котельной удовлетворительное.

Гореловская котельная (г. Дальнегорск, ул. Приморская 2) оборудована:

* Натрий-катионовые фильтры ФИПа 2,0-6 3 шт.
* Фильтр механический ФОВ-3-6 5 шт.
* Деаэратор котловой ДСА -75 1 шт.
* Деаэратор сетевой ДСА -100 1 шт.

Техническое состояние водоподготовительного оборудования котельной удовлетворительное.

Котельная №4, (г. Дальнегорск, пр. 50 лет Октября 324/115) оборудована:

* Натрий-катионовые фильтры ФИПа 3-0,6 2 шт.
* Натрий-катионовые фильтры ФИПа 2,6-0,6 3 шт.
* Натрий-катионовые фильтры ФИПа 1-0,6 1 шт.
* Натрий-катионовые фильтры ФИПа 3,4-0,6 4 шт.
* Деаэраторы питательной воды ДСА -50/15 1 шт.
* Деаэратор подпиточной воды ДСА -75/25 2 шт.

Техническое состояние водоподготовительного оборудования котельной удовлетворительное.

Котельная п. Тайга (п. Тайга, ул. Речная 37)оборудована:

* Натрий-катионовыми фильтры ФИПа 1,0-6 4 шт.
* Деаэратор котловой ДСА -15 1 шт.

Техническое состояние водоподготовительного оборудования котельной удовлетворительное.

Котельная п. Краснореченский (п. Краснореченский, ул. Октябрьская 28) оборудована:

* Натрий-катионовые фильтры ФИПа 2,0-6 3 шт.
* Деаэратор котловой ДСА -50 1 шт.
* Деаэратор сетевой ДСА -50 1 шт.

Техническое состояние водоподготовительного оборудования котельной удовлетворительное.

Котельная п. Рудная Пристань оборудована:

* Натрий-катионовые фильтры ФИПа 1,0-6 4 шт.
* Деаэратор котловой ДСА -50 1 шт.
* Деаэратор сетевой ДСА -50 1 шт.

Техническое состояние водоподготовительного оборудования котельной удовлетворительное.

На котельных п. Краснореченск, п. Тайга, п. Рудная Пристань, Центральная, Гореловская и котельной №4 используется механическая очистка фильтрования в механических однослойных вертикальных фильтрах типа ФОВ затем умягчение происходит натрий – катионитовым методом в натрий катионитовых фильтрах ФИП-2-6 первой и второй ступени. Подпитка тепловых сетей происходит из деаэратора сетевой воды.

Для приготовления горячей воды также используется водопроводная вода.

*Существующие балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимальное потребление теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения.*

*Таблица №45*

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| *Наименование источника тепловой энергии* | *Система теплоснабжения* | *Объем системы теплоснабжения*  *м3* | *Существующая*  *производительность*  *водоподготовки****,*** *(рабочее значение)*  *м****3/****ч* | *Максимальная*  *производительность*  *водоподготовки****,***  *м****3/****ч* |
| *Центральная котельная*  *г. Дальнегорск, пр. 50 лет Октября 105-б* | *открытая* | *1846* | *75* | *85* |
| *Гореловская котельная г. Дальнегорск, ул. Приморская 2* | *открытая* | *1863* | *75* | *85* |
| *Котельная №1 п. Тайга, ул. Школьная 14* | *открытая* | *17,85* | *6* | *10* |
| *Котельная №2 п. Тайга, ул. Речная 37* | *открытая* | *74,35* | *6* | *10* |
| *Котельная п. Краснореченский, ул. Октябрьская 28* | *открытая* | *706,4* | *50* | *60* |
| *Котельная п. Рудная Пристань* | *открытая* | *419,45* | *50* | *60* |
| *Котельная п. Каменка, ул. Берзинского 39* | *открытая* | *161,2* | *-* | *-* |
| *Котельная с. Сержантово ул. Лесная 13* | *открытая* | *258,73* | *-* | *-* |
| *Котельная № 4 г. Дальнегорск, пр. 50 лет Октября, 324/115* | *открытая* | *1692,5* | *50* | *60* |

5.2. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы систем теплоснабжения

*Таблица № 46*

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| ***Наименование расчетного элемента*** | ***Производительность водоподготовительной установки, м3/ч.*** | ***Максимальная производительность подпиточных насосов, м3/час.*** |
|
| *Центральная котельная*  *г. Дальнегорск, пр. 50 лет Октября 105-б* | *75* | *2035* |
| *Гореловская котельная г. Дальнегорск, ул. Приморская 2* | *75* | *400* |
| *Котельная №1 п. Тайга, ул. Школьная 14* | *6* | *50* |
| *Котельная №2 п. Тайга, ул. Речная 37* | *6* | *50* |
| *Котельная п. Краснореченский, ул. Октябрьская 28* | *50* | *160* |
| *Котельная п. Рудная Пристань* | *50* | *160* |
| *Котельная п. Каменка, ул. Берзинская 39* | *-* | *50* |
| *Котельная с. Сержантово ул. Лесная 13* | *-* | *40* |
| *Котельная № 4 г. Дальнегорск, пр. 50 лет Октября, 324/115* | *50* | *910* |

При возникновении аварийной ситуации на любом участке магистрального трубопровода невозможно организовать обеспечение подпитки тепловой сети.

В соответствии с п. 6.17, СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» для открытых и закрытых систем теплоснабжения должна предусматриваться дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и недеаэрированной водой, расход которой принимается в количестве 2 % от объема воды в трубопроводах и присоединенных к ним системах отопления, вентиляции и в системах горячего водоснабжения для открытых систем теплоснабжения.

Объем тепловых сетей городского округа составляет *7,086* тыс. м3. Объем аварийной подпитки составляет *141,7* м3. Существующие мощности ВПУ и баков-аккумуляторов обеспечивают аварийную подпитку.

**Глава 6. Предложение по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии.**

**6.1. Предложения по строительству источников тепловой энергии, с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения «Дальнегорского городского округа».**

Генеральным планом «Дальнегорского городского округа»,с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения,предусматривается строительство новых котельных. Строительство котельной в пос. Рудная Пристань, работающей на угле и строительство котельной в пос. Краснореченский, работающей на угле. Таблица №47.

6.2 Предложения по новому строительству источников тепловой энергии, обеспечивающие перспективную тепловую нагрузку на вновь осваиваемых территориях города

Планируемые к подключению на период до 2030 года тепловые нагрузки находятся в зоне действия существующих теплогенерирующих источниках, на которых имеется значительный резерв тепловой мощности.

6.3 Предложения по реконструкции источников тепловой энергии, обеспечивающие перспективную тепловую нагрузку в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии

Предложения по реконструкции источников тепловой энергии, обеспечивающие перспективную тепловую нагрузку в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии представлены в таблице № 467

6.4 Предложения по техническому перевооружению источников тепловой энергии с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения

*Предложения по реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии*

*Таблица 47*

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| *Мероприятия по техническому перевооружению источников тепловой энергии* | *Котельная* | *Планируемая дата окончание работ* |
| *Строительство новой угольной котельной с переключением тепловых нагрузок мазутной котельной "Центральная" в г. Дальнегорск и 1 зоны микрорайона "Горелое"* | *Замещающая угольная котельная* | *2021г.* |
| *Строительство новой угольной блочно-модульной котельной с для теплоснабжения 2 и 3 зон микрорайона "Горелое"* | *БМК «Горелое»* | *2023г.* |
| *Реконструкция котельной №4 в г.Дальнегорск с переводом на сжигание угля* | *Котельная ТЭК №4 г. Дальнегорск, пр. 50 лет Октября, 324/115* | *2019г.* |
| *Разработка ПСД и строительство угольной котельной, взамен существующей мазутной котельной* | *Котельная пос. Каменка, ул. Березинская, 39* | *2024г.* |
| *Разработка ПСД и строительство угольной котельной, взамен существующей мазутной котельной* | *Котельная пос. Рудная Пристань, ул. Григория Милая 2б* | *2023г.* |
| *Разработка ПСД и строительство угольной котельной, взамен существующей мазутной котельной* | *Котельная пос. Краснореченский, ул. Октябрьская 28* | *2023г.* |
| *Разработка ПСД и строительство угольной котельной, взамен существующей мазутной котельной* | *Котельная пос. Сержантово, ул. Лесная,13* | *2023г.* |

6.5 Меры по выводу из эксплуатации, консервации и демонтажу избыточных источников тепловой энергии, а также выработавших нормативный срок службы либо в случаях, когда продление срока службы технически невозможно или экономически нецелесообразно

Меры по выводу из эксплуатации, консервации и демонтажу избыточных источников тепловой энергии, а также выработавших нормативный срок службы либо в случаях, когда продление срока службы экономически нецелесообразно – указаны в таблице № 47

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

В соответствии с планами администрации Дальнегорского городского округа, мер по переоборудованию котельных в источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии не предусмотрены.

6.7 Меры по переводу котельных, размещенных в существующих и расширяемых зонах действия источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии в «пиковый» режим

В соответствии с Генеральным планом Дальнегорского городского округа а также отсутствием на его территории источников комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, меры по переводу существующих теплогенерирующих источников в пиковый режим не предусмотрены.

6.8 Решения о загрузке источников тепловой энергии, распределении (перераспределении) тепловой нагрузки потребителей тепловой энергии в каждой зоне действия системы теплоснабжения между источниками тепловой энергии, поставляющими тепловую энергию в данной системе теплоснабжения

Согласно вариантам развития КГУП «Примтеплоэнерго» планируется тепловую нагрузку Центральной и Гореловской котельных (53.9 Гкал/час) , переключить на тепловые сети на тепловые сети перспективной замещающей угольной котельной (Замещающей котельную «Центральную») и перспективной угольной котельной БМК «Горелое»

6.9 Оптимальный температурный график отпуска тепловой энергии для каждого источника тепловой энергии или группы источников в системе теплоснабжения

Оптимальный температурный график отпуска тепловой энергии для каждого источника тепловой энергии в системе теплоснабжения в соответствии с действующим законодательством разрабатывается в процессе проведения энергетического обследования источника тепловой энергии, тепловых сетей, потребителей тепловой энергии.

**ГРАФИКИ**

**зависимости температуры теплоносителя от среднесуточной температуры наружного воздуха**

*Температурный график 95/70 0С*

*Таблица № 48*

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| *Тнар, 0С* | *Твн, 0С* | *Т1, 0С* | *Т2, 0С* |
| *+8* | *18,0* | *55* | *43,0* |
| *+7* | *18,0* | *55* | *43,0* |
| *+6* | *18,0* | *55* | *43,0* |
| *+5* | *18,0* | *55* | *43,0* |
| *+4* | *18,0* | *55* | *43,0* |
| *+3* | *18,0* | *55* | *43,0* |
| *+2* | *18,0* | *55* | *43,0* |
| *+1* | *18,0* | *55* | *43,0* |
| *0* | *18,0* | *55* | *43,0* |
| *-1* | *18,0* | *55* | *43,0* |
| *-2* | *18,0* | *55* | *43,0* |
| *-3* | *18,0* | *56,5* | *44,0* |
| *-4* | *18,0* | *58,3* | *45,2* |
| *-5* | *18,0* | *60,2* | *46,5* |
| *-6* | *18,0* | *62,0* | *47,7* |
| *-7* | *18,0* | *63,8* | *49,0* |
| *-8* | *18,0* | *65,7* | *50,2* |
| *-9* | *18,0* | *67,5* | *51,4* |
| *-10* | *18,0* | *69,3* | *52,7* |
| *-11* | *18,0* | *71,2* | *53,9* |
| *-12* | *18,0* | *73,0* | *55,1* |
| *-13* | *18,0* | *74,8* | *56,4* |
| *-14* | *18,0* | *76,7* | *57,6* |
| *-15* | *18,0* | *78,5* | *58,9* |
| *-16* | *18,0* | *80,3* | *60,1* |
| *-17* | *18,0* | *82,2* | *61,3* |
| *-18* | *18,0* | *84,0* | *62,6* |
| *-19* | *18,0* | *85,8* | *63,8* |
| *-20* | *18,0* | *87,7* | *65,0* |
| *-21* | *18,0* | *89,5* | *66,3* |
| *-22* | *18,0* | *91,3* | *67,5* |
| *-23* | *18,0* | *93,2* | *68,8* |
| *-24* | *18,0* | *95,0* | *70,0* |

*Рис. 27 Температурный график 95/70 0 С.*

К расчетному сроку планируется изменение температурного графика на котельной ТЭК №4 с существующих 95/70 0 С до 115/70.

В таблице № 49 приведен рекомендуемый график зависимости температуры теплоносителя от среднесуточной температуры наружного воздуха, для котельной ТЭК №4 Дальнегорского городского округа, а на рисунке его графическое представление.

*Температурный график 115/70 0С*

*Таблица № 49*

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| *Тнар, 0С* | *Твн, 0С* | *Т1, 0С* | *Т2, 0С* | *Доля нагрузки %* |
| *+8* | *18,0* | *47,0* | *36,0* | *24* |
| *+7* | *18,0* | *49,0* | *37,0* | *26* |
| *+6* | *18,0* | *52,0* | *39,0* | *29* |
| *+5* | *18,0* | *54,0* | *40,0* | *31* |
| *+4* | *18,0* | *56,0* | *41,0* | *33* |
| *+3* | *18,0* | *59,0* | *43,0* | *36* |
| *+2* | *18,0* | *61,0* | *44,0* | *38* |
| *+1* | *18,0* | *63,0* | *45,0* | *40* |
| *0* | *18,0* | *65,0* | *46,0* | *43* |
| *-1* | *18,0* | *68,0* | *48,0* | *45* |
| *-2* | *18,0* | *70,0* | *49,0* | *48* |
| *-3* | *18,0* | *72,0* | *50,0* | *50* |
| *-4* | *18,0* | *74,0* | *50,0* | *52* |
| *-5* | *18,0* | *76,0* | *51,0* | *55* |
| *-6* | *18,0* | *78,0* | *52,0* | *57* |
| *-7* | *18,0* | *81,0* | *54,0* | *60* |
| *-8* | *18,0* | *83,0* | *83,0* | *62* |
| *-9* | *18,0* | *85,0* | *56,0* | *64* |
| *-10* | *18,0* | *87,0* | *57,0* | *67* |
| *-11* | *18,0* | *89,0* | *58,0* | *69* |
| *-12* | *18,0* | *91,0* | *59,0* | *71* |
| *-13* | *18,0* | *93,0* | *60,0* | *74* |
| *-14* | *18,0* | *95,0* | *61,0* | *76* |
| *-15* | *18,0* | *97,0* | *62,0* | *79* |
| *-16* | *18,0* | *99,0* | *63,0* | *81* |
| *-17* | *18,0* | *101,0* | *64,0* | *83* |
| *-18* | *18,0* | *103,0* | *64,0* | *86* |
| *-19* | *18,0* | *105,0* | *65,0* | *88* |
| *-20* | *18,0* | *107,0* | *66,0* | *90* |
| *-21* | *18,0* | *109,0* | *67,0* | *93* |
| *-22* | *18,0* | *111,0* | *68,0* | *95* |
| *-23* | *18,0* | *113,0* | *69,0* | *98* |
| *-24* | *18,0* | *115,0* | *70,0* | *100* |

*Рис. 28 Температурный график 115/70.*

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

Увеличение мощности источников тепловой энергии не требуется, т.к. каждый теплогенерирующий источник располагает значительным резервом тепловой мощности.

*Перспективные балансы тепловой мощности*

*Таблица №50*

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| ***№*** | ***Наименование котельной*** | ***Установл. мощн. Гкал/час*** | | | |
| ***2017*** | ***2022*** | ***2024*** | ***2030*** |
| *1* | *Центральная котельная г. Дальнегорск, пр. 50 лет Октября, 105-б* | *76,015* | *-* | *-* | *-* |
| *2* | *Гореловская котельная г. Дальнегорск, ул. Приморская,2* | *66,0* | *66,0* | *66,0* | *-* |
| *3* | *Котельная №1 пос. Тайга, ул. Школьная, 14* | *1,03* | *1,03* | *1,03* | *1,03* |
| *4* | *Котельная №2 пос. Тайга, ул. Речная, 37* | *0,309* | *0,309* | *0,309* | *0,309* |
| *5* | *Котельная пос. Краснореченский, ул. Октябрьская 28* | *21,48* | *19,83* | *19,83* | *19,83* |
| *6* | *Котельная пос. Рудная Пристань* | *21,813* | *13,22* | *13,22* | *13,22* |
| *7* | *Котельная пос. Каменка, ул. Березинская, 39* | *3,2* | *2,06* | *2,06* | *2,06* |
| *8* | *Котельная пос. Сержантово, ул. Лесная,13* | *6,5* | *3,87* | *3,87* | *3,87* |
| *9* | *Котельная ТЭК №4, г. Дальнегорск, пр. 50 лет Октября, 324/115* | *142,965* | *102,75* | *102,75* | *102,75* |
| *9* | *Угольная котельная замещающая «Центральную»* | *-* | *55* | *55* | *55* |
| *9* | *БМК Горелое* | *-* | *-* | *28* | *28* |

**Глава 7. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них**

7.1 Предложения по новому 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 (использование существующих резервов)

Анализ предоставленных данных показал, что на территории Дальнегорского городского округа зон с дефицитом тепловой мощности не выявлено. Все существующие расчетные элементы имеют значительные запасы тепловой мощности, поэтому новое строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки, не планируется.

7.2 Предложения по новому строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки во вновь осваиваемых районах города под жилищную, комплексную или производственную застройку

Для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки Дальнегорского городского округа рекомендуется выполнить прокладку новых тепловых сетей от существующих магистральных трубопроводов к новым объектам.

При новом строительстве теплопроводов рекомендуется применять предизолированные трубопроводы в пенополиуретановой (ППУ) изоляции.

Параметры уточняются на стадии рабочего проектирования.

7.3 Предложения по новому строительству и реконструкции тепловых сетей, обеспечивающие условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения

На территории Дальнегорского городского округа условия, при которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения отсутствуют.

7.4 Предложения по новому строительству или реконструкции тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в «пиковый» режим или ликвидации котельных по основаниям

Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в т.ч. за счет перевода котельных в пиковый режим работы, не предусмотрено.

7.5 Предложения по новому строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности безопасности теплоснабжения

Основной проблемой организации качественного и надежного теплоснабжения городского округа является высокий процент износа тепловых сетей до 77%. Как показано в **пункте 1.3.1** 82,63 % магистральных и внутриквартальных сетей проложены до 1989 года. В рассматриваемой настоящей работой перспективе до (2030 года), такие сети исчерпают свой ресурс и будут подлежать замене.

В такой ситуации, замене сетей должно отводиться первостепенное значение.

Замену тепловых сетей целесообразно осуществлять тремя пятилетними этапами:

* Первый этап: с 2014 по 2019 годы (57,1995км) – замена сетей введенных в эксплуатацию до 1989 года;
* Второй этап: с 2020 по 2025 годы (6,3149 км) - замена сетей введенных в эксплуатацию с 1989 по 1997 годы;
* Третий этап: с 2026 по 2030 годы - (4,6236 км) замена сетей проложенных с 1998 по 2003 годы.

Находящиеся в аренде тепловые сети Дальнегорского городского округа имеют износ 77 %, т.е. из 68,403 км тепловых сетей - 24,072 км подлежат замене как ветхие ввиду невозможности подавать по ним теплоноситель с необходимыми параметрами.

Замена сетей введенных в эксплуатацию с 2003 года в рассматриваемой перспективе не требуется.

При реконструкции тепловых сетей предпочтение должно отдаваться металлическим трубам в заводской ППУ изоляции.

Также рекомендуется уделить внимание реконструкции изоляции тепловых сетей, которая позволит снизить потери тепловой энергии, в результате чего снизится отпуск тепловой энергии в сеть. Снижение объема отпуска тепловой энергии в сеть позволит снизить потребление топлива на производство тепловой энергии, что в итоге приведет к снижению тарифа на тепловую энергию и увеличит эффективность использования топлива в системе теплоснабжения.

При реконструкции теплоизоляции тепловых сетей рекомендуется применять *скорлупы из жесткого ППУ*.

Технология изоляции трубопроводов в пенополиуретановой изоляции основана на уникальных физико-механических свойствах этого материала: у него самая низкая из современных теплоизоляторов теплопроводность и обусловленная этим минимальная толщина изоляции. Срок эксплуатации ППУ составляет свыше 30 лет с полным сохранением свойств. Такая трубная изоляция устойчива к воздействию влаги, у неё высокая и долговечная сцепляемость с поверхностью трубы и гидрозащитной оболочкой. Материал имеет высокую механическую прочность.

Изоляция труб ППУ, является монолитной и бесшовной. Пенополиуретан инертен к щелочным и кислотным средам, защищает трубу от наружной коррозии и химически агрессивных сред, существенно продлевая срок службы труб, а также нетоксичен и безопасен для человека.

Скорлупы из жесткого ППУ для тепловой изоляции труб различных диаметров от 25 до 1020 мм представляют собой полые полуцилиндры с продольными и поперечными четвертями (для стыковки друг с другом) длинной 1000мм. Применяются в качестве тепловой изоляции трубопроводов с температурой изолируемой поверхности +160 оС. В качестве внешнего покрытия производитель предлагает: алюминиевую фольгу, стеклоткань, стеклопластик.

Тепловая изоляция скорлупами ППУ имеет неоспоримые преимущества по сравнению с традиционными теплоизоляционными материалами:

- быстрый монтаж (бригада из 2-х человек монтирует в смену 700 погонных метров) и демонтаж;

- Самые низкие тепловые потери;

- Возможность многократного использования тепловой изоляции.

Монтаж скорлуп ППУ производится путем склеивания различными клеевыми составами. Наиболее простой способ монтажа – крепление скорлуп ППУ на теле трубы с помощью бандажей – стяжек и обычной вязальной проволоки. Скорлупы ППУ легко режутся, что дает возможность производить изоляцию отводов.

В качестве альтернативы ППУ изоляции можно рассмотреть ППМ изоляцию (пенополимерминеральная). ППМ изоляция имеет меньшую стоимость в сравнении с ППУ изоляцией и более низкие тепломеханические показатели.

ППМ изоляция – тепловая изоляция на основе вспененного полимера с минеральным наполнителем. Получила значительное распространение при утеплении трубопроводов тепловых сетей.

ППМ изоляция относится к классу жестких поропластов и представляет собой массу вспененного полимера, например, пенополиуретана, с введенным в него минеральным наполнителем (песок, зола и т.п.).

Данная конструкция теплопровода включена в СНиП 41-02-03 «Тепловые сети», как один из видов теплоизолированного трубопровода для подземной бесканальной, канальной и надземной прокладки тепловых сетей.

Химической реакции между наполнителем и компонентами полимера при изготовлении ППМ изоляции не происходит, то есть композиция полимера и минерального наполнителя в ППМ изоляции представляет собой смесь. Минеральный наполнитель вводится в ППМ изоляцию с целью изменения физико-механических свойств теплоизоляционного материала, главным образом – в целях придания ему повышенной механической прочности.

Теплосети в ППМ изоляции имеют эксплуатационные характеристики, которые выгодно отличают их от других видов теплопроводов:

- Высокая прочность наружного (механо-гидрозащитного) слоя ППМ изоляции;

- Высокое качество и однородность теплоизоляционного слоя;

- Паропроницаемость ППМ изоляции (способность к самовысушиванию после увлажнения);

- Простота монтажа теплопроводов, изоляции участков сварных стыков и высокая ремонтопригодность;

- Не требует предварительного нанесения на трубы специальной антикоррозионной защиты;

- не требует согласно СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» системы контроля увлажнения изоляции (СОДК);

- Имеет высокие пределы прочности при изгибе и сжатии, адгезию, рабочую температуростойкость (+150оС) и показатель соотношения эффективность - стоимость.

**7.6 Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности**

Планируемые к строительству потребители, могут быть подключены к централизованному теплоснабжению, за счет платы за подключение. По взаимной договорённости между теплоснабжающей организацией и застройщиком, застройщик может самостоятельно понести расходы на строительство тепловых сетей от магистрального трубопровода до своего объекта. В таком случае перспективный потребитель может получать тепловую энергию по долгосрочному договору поставки по нерегулируемым ценам. Механизм подключения новых потребителей должен соответствовать ФЗ № 190 «О теплоснабжении».

Для реконструкции уже существующих сетей могут быть применены другие механизмы:

**«Трубы в кредит»** предоставляются теплоснабжающей организации в начале строительного сезона. Кредит предоставляется без предоплаты и под минимальный процент, с отсрочкой платежа на несколько лет.

Теплоснабжающая организация проводит строительно-монтажные работы за свой счет из денег на текущие ремонты тепловых сетей.

В следующий отопительный период у теплоснабжающей организации появляется прибыль от операционной деятельности (в первую очередь за счет существенного сокращения потерь тепла и экономии на ремонтах), из которых начинаются выплаты по кредиту поставщика.

Такая схема имеет ряд преимуществ: появление на балансе организации активов в виде новых тепловых сетей, которые могут служить объектом залога при получении кредита для дальнейшей модернизации теплового хозяйства.

Новые тепловые сети будут являться реализованным инвестиционным проектом, в результате чего у теплоснабжающей организации появится возможность привлечь деньги из других источников: местный и региональный бюджеты, Государственная программа «Энергосбережения и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года», региональных энергосберегающих проектов из федерального бюджета, банки с государственным участием.

Другой схемой финансирования реконструкции тепловых сетей может быть реализация инвестиционной программы модернизации ТС с участием кредитного института.

При такой схеме теплоснабжающая организация, администрация субъекта и региональная энергетическая комиссия подписывают соглашение о «замораживании » тарифа на тепловую энергию для потребителей. Тариф определяется с учетом инвестиционной надбавки для реализации проекта.

Теплоснабжающая организация обращается в кредитную организацию для получения денежных средств на финансирование инвестиционного проекта.

В этом случае в залог банку могут быть переданы уже имеющиеся новые тепловые сети, или сети после сдачи в эксплуатацию.

Одновременно администрация субъекта выступает перед банком поручителем на случай недопущения неисполнения обязательств ТСО по погашению кредита.

На привлеченные деньги ТСО закупает материалы и производит строительно-монтажные работы.

Выплаты по кредиту осуществляются из операционной прибыли ТСО и с привлечением других источников (бюджеты различных уровней, государственные программы, и пр.)

Кредиты должны предоставляться на достаточно продолжительные сроки (15-20 лет), как и соглашения о «замораживании» тарифов на тепловую энергию.

При реализации реконструкции по такой схеме выигрывают, прежде всего, непосредственные потребители, т.к. тарифы на тепловую энергию находятся на одном уровне продолжительное время.

**Глава 8. Перспективные топливные балансы.**

*Перспективные топливные балансы*

*Таблица №51*

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| *Источник тепловой энергии* | *Вид рекомендуемого в перспективе топлива* | *Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии, (кг.у.т.)* | *Резервный вид топлива* |
| *Центральная котельная*  *г. Дальнегорск,*  *пр. 50 лет Октября, 105-б* | *Вывод из эксплуатации* | | |
| *Гореловская котельная*  *г. Дальнегорск, ул.Приморская,2* | *Вывод из эксплуатации* | | |
| *Котельная №1 пос. Тайга, ул. Школьная, 14* | *Уголь* | *178,1* | *Не предусмотрено* |
| *Котельная №2 пос. Тайга, ул. Речная, 37* | *Уголь* | *178,3* | *Не предусмотрено* |
| *Котельная пос. Краснореченский, ул. Октябрьская 28* | *Уголь* | *174,22* | *Не предусмотрено* |
| *Котельная пос. Рудная Пристань* | *Уголь* | *174,22* | *Не предусмотрено* |
| *Котельная пос. Каменка, ул. Березинская, 39* | *Уголь* | *178,58* | *Не предусмотрено* |
| *Котельная пос. Сержантово, ул. Лесная,13* | *Уголь* | *168,07* | *Не предусмотрено* |
| *Котельная ТЭК №4*  *г. Дальнегорск, пр. 50 лет Октября, 324/115* | *Уголь* | *163,27* | *Не предусмотрено* |
| *Замещающая котельная («Центральная»)* | *Уголь* | *166,1* | *Не предусмотрено* |
| *Замещающая БМК Горелое* | *Уголь* | *166,1* | *Не предусмотрено* |

Перспективные топливные балансы приведены с учетом:

- установки в пос. Тайга в 2017г. блочно-модульной котельной БМК 1200 с угольными котлами Квр-400 (КПД по паспорту 80%);

- установки в пос. Тайга в 2017г. блочно-модульной модульной котельной БМК 360 с угольными котлами Квр-180 (КПД по паспорту 80%) ;

- замены имеющихся котлоагрегатов в котельной пос. Каменка на угольные котлы КВД-1,2 (КПД по паспорту 80,0 %);

- строительство модульной угольной котельной в пос. Рудная Пристань с установкой котлоагрегатов КЕ-10-14-250,0 (КПД по паспорту 82,0 %);

- строительство модульной угольной котельной в пос. Краснореченский с установкой котлоагрегатов КЕ-10-14-250,0 (КПД по паспорту 82,0 %);

- замены имеющихся котлоагрегатов в котельной пос. Сержантово на угольные котлы УВКм-1,5 Б(С) (КПД по паспорту 85,0 %);

- замены имеющихся котлоагрегатов в котельной ТЭК №4 г. Дальнегорск на угольные котлы КЕ-35-3,9-440 (КПД по паспорту 87,5%);

- вывода из эксплуатации Центральной и Гореловской котельных с переключением нагрузки 53,9 Гкал/час на тепловые сети перспективной замещающей угольной котельной (Замещающей котельную «Центральную») и перспективной угольной котельной БМК «Горелое»

**Глава 9. Оценка надежности теплоснабжения.**

**9.1 Описание показателей надёжности**

Применительно к системам теплоснабжения надёжность можно рассматривать как свойство системы:

* + - 1. Бесперебойно снабжать потребителей в необходимом количестве тепловой энергией требуемого качества.
      2. Не допускать ситуаций, опасных для людей и окружающей среды.

На выполнение первой из сформулированной в определении надёжности функций, которая обусловлена назначением системы, влияют единичные свойства безотказности, ремонтопригодности, долговечности, сохраняемости, режимной управляемости, устойчивости и живучести. Выполнение второй функции, связанной с функционированием системы, зависит от свойств безотказности, ремонтопригодности, долговечности, сохраняемости, безопасности.

Резервирование – один из основных методов повышения надежности объектов, предполагающий введение дополнительных элементов и возможностей сверх минимально необходимых для нормального выполнения объектом заданных функций. Реализация различных видов резервирования обеспечивает резерв мощности (производительности, пропускной способности) системы теплоснабжения – разность между располагаемой мощностью (производительностью, пропускной способностью) объекта и его нагрузкой в данный момент времени при допускаемых значениях параметров режима и показателях качества продукции.

Надежность системы теплоснабжения можно оценить исходя из показателей износа тепломеханического оборудования.

**Показатели (критерии) надежности**

Способность проектируемых и действующих источников тепловой энергии, тепловых сетей и в целом СЦТ (система централизованного теплоснабжения) обеспечивать в течении заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения следует определять по трем показателям (критериям):

- **Вероятность безотказной работы системы** **[Р]** – способность системы не допускать отказов, приводящих к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий ниже +12 оС, в промышленных зданиях и сооружениях не ниже +8 оС, более числа раз установленного нормативом.

- **Коэффициент готовности системы [Kr]** – вероятность работоспособного состояния системы в произвольный момент времени поддерживать в отапливаемых помещениях расчетную внутреннюю температуру, кроме периодов, допускаемых нормативом. Допустимое снижение температуры составляет 2 оС.

- **Живучесть системы [Ж]** – способность системы сохранят свою работоспособность в аварийных (экстремальных) условиях, а также после длительных остановов (более 54 часов).

**- Вероятность безотказной работы системы** **[Р].**

Вероятность безотказной работы [P] для каждого *j*- го участка трубопровода в течении одного года вычисляется с помощью плотности потока отказов *ώjP*

*P = e (-ώjP)*

Вычисленные на предварительном этапе плотности потока отказов *ώjE*  и *ώjP*  корректируются по статическим данным аварий за последние 5 лет в соответствии с оценками показателей остаточного ресурса участка теплопровода для каждой аварии на данном участке путем её умножения на соответствующие коэффициенты.

Вероятность безотказной работы [Р] определяется по формуле:

*P = e-ώ*

где *ώ –* плотность потока учитываемых отказов, сопровождающихся снижением подачи тепловой энергии потребителям, может быть определена по эмпирической формуле:

*ώ = а\*m\*Kc\*d 0.208;*

где *а –* эмпирический коэффициент. При нормативном уровне безопасности *а =* 0,00003;

*m –* эмпирический коэффициент потока отказов, полученный на основе обработки статистических данных по отказам. Допускается принимать равным 0,5 при расчете показателя безопасности и 1,0 при расчете показателя готовности.

*Kc –* коэффициент, учитывающий старение (утрату ресурса) конкретного участка теплосети. Для проектируемых новых участков тепловых сетей рекомендуется принимать *Kc=1*. Во всех других случаях коэффициент старения рассчитывается в зависимости от времени эксплуатации по формуле:

*Kc = 3\* И 2,6*

*И = n/n0*

где *И* – индекс утраты ресурса;

*n* – срок службы теплопровода с момента ввода в эксплуатацию (в годах);

*n0 –* расчетный срок службы теплопровода (в годах).

Нормативные (минимально допустимые) показатели вероятности безотказной работы согласно СНиП 41-02-2003 принимаются для:

Источника тепловой энергии – *РИТ =0.97*;

Тепловых сетей - *РТС = 0.90*;

Потребителей теплоты – *РПТ = 0,99*;

*СЦТ – РСЦТ = 0,9\*0,97\*0,99 = 0,86*.

Заказчик вправе устанавливать более высокие показатели вероятности безотказной работы.

**Коэффициент готовности системы [Kr] –** вероятность работоспособного состояния системы, её готовность поддерживать в отапливаемых помещениях расчетную внутреннюю температуру более установленного нормативом часов в год.

Коэффициент готовности *j –*го участка рассчитывается по формуле:

*Еr = (4872 – z1 – z2 – z3 – z4)/4872;*

где *z 1* – число часов ожидания нерасчетных температур наружного воздуха (*4872* – продолжительность отопительного периода);

*z 2* – число часов ожидания неготовности источника тепла (при отсутствии принимается равным 50 часов);

Оценку готовности энергоисточника рекомендуется проводить по фактическим статистическим данным числа часов в год неготовности следующих узлов энергоисточника за последние 5 лет эксплуатации:

*Z2 = ZОБ +ZВПУ +ZТВС +ZТОП +ZХВО +ZЭЛ;*

Где *ZОБ –* основного энергооборудования;

*ZВПУ –* водоподготовительной установки;

*ZТВС –* тракта трубопроводов сетевой воды;

*ZТОП –* тракта паропроводов;

*ZХВО –* водоподготовительной установки и группы подпитки;

*ZЭЛ –* электроснабжения.

*Z3 –* Число часов ожидания неготовности участка тепловой сети4

*Z4* – число часов ожидания неготовности систем теплоиспользования абонента (при отсутствии данных принимается равным 10 часов).

Число часов ожидания неготовности *j –*го участка рассчитывается по формуле:

*Z3 = t B ώjE*;

Здесь *t B –* среднее время восстановления (в часах) теплопровода диаметром *dj* (СНиП 41-02-2003, табл. 2); *ώjE* *–* плотность потока отказов, используемая для вычисления коэффициента готовности.

Минимально допустимый показатель готовности систем центрального теплоснабжения к исправной работе согласно п. 6.31 СНиП 41-02-2003 равен 0,97.

Где *Z1* – число часов ожидания неготовности СЦТ в период стояния нерасчетных температур наружного воздуха в данной местности. Определяется по климатологическим данным с учетом способности системы обеспечивать заданную температуру в помещениях;

**Живучесть [Ж]** – минимально допустимая величина подачи тепловой энергии потребителям по условию живучести должна быть достаточной для поддержания температуры теплоносителя в трубах и соответственно температуры в помещениях, подъездах, лестничных клетках, на чердаках и т.п. не ниже +3 0С.

*Допускаемое снижение подачи тепловой энергии*

*Таблица № 52*

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| *Диаметр труб тепловых сетей, мм* | *Время восстановления теплоснабжения, ч.* | *Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления t0, 0С* | | | | |
| *-10* | *-20-* | *-30* | *-40* | *-50* |
| *Допускаемое снижение подачи тепловой энергии, %, до* | | | | |
| *300* | *15* | *0* | *0* | *0* | *10* | *22* |
| *400* | *18* | *0* | *0* | *13* | *21* | *33* |
| *500* | *22* | *0* | *7* | *26* | *33* | *43* |
| *600* | *26* | *0* | *20* | *36* | *42* | *50* |
| *700* | *29* | *0* | *23* | *40* | *45* | *53* |
| *800-1000* | *40* | *15* | *38* | *50* | *55* | *62* |
| *до 1400* | *до 54* | *28* | *47* | *59* | *62* | *68* |

Расчет надежности системы теплоснабжения выполнен для магистральных участков сети, резервирование которых обязательно в соответствии с требованиями пп.6.33-6.36 СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети», п.1.3 РД-7-ВЭП «Расчет систем централизованного теплоснабжения с учетом требований надежности», п. 5.1 СП 41-110-2005 «Проектирование тепловых сетей» и других действующих в настоящее время нормативных документах.

Нормативная надежность тепловых сетей в соответствии с СНиП 41-02-2003 составляет РТС=0,9. Для ее достижения предусматривается применение для устройства тепловых сетей современных материалов – трубопроводов и фасонных частей с заводской изоляцией из пенополиуретана с полиэтиленовой оболочкой. Трубопроводы оборудуются системой контроля состояния тепловой изоляции, что позволяет своевременно и с большой точностью определять места утечек теплоносителя и, соответственно, участки разрушения элементов тепловой сети. Система теплоснабжения характеризуется такой величиной, как ремонтопригодность, заключающимся в приспособленности системы к предупреждению, обнаружению и устранению отказов и неисправностей путем проведения технического обслуживания и ремонтов. Основным показателем ремонтопригодности системы теплоснабжения является время восстановления ее отказавшего элемента. При малых диаметрах трубопроводов системы теплоснабжения данного населенного пункта время ремонта теплосети меньше допустимого перерыва теплоснабжения, поэтому резервирование не требуется.

Применение в качестве запорной арматуры шаровых кранов для бесканальной установки также повышает надежность системы теплоснабжения. Запорная арматура, установленная на ответвлениях тепловых сетей и на подводящих трубопроводах к потребителям, позволяет отключать аварийные участки с охранением работоспособности других участков системы теплоснабжения.

Живучесть системы теплоснабжения обеспечивается наличием спускной арматуры, позволяющей опорожнить аварийный участок теплосети с целью исключения размораживания трубопроводов. Также при проектировании реконструкции тепловых сетей необходимо предусмотреть устройство пригрузов для бесканальных тепловых сетей при возможном затоплении. При проектировании должна быть обеспечена возможность компенсации тепловых удлинений трубопроводов.

Для точного определения и дальнейшего поддержания показателей надежности в пределах допустимого, рекомендуется:

* Правильное и своевременное заполнение журналов, предписанных ПТЭ, а именно:

Оперативный журнал;

Журнал обхода тепловых сетей;

Журнал учета работ по нарядам и распоряжениям;

Журнал заявок потребителей.

* Осуществлять резервирование основных магистралей тепловых сетей.
* Для повышения надежности системы теплоснабжения, необходимо своевременно проводить ремонты (плановые, по заявкам и пр.) основного и вспомогательного оборудования на тепловых сетях.
* Своевременная замена изношенных участков тепловых сетей и оборудования.
* Проведение мероприятий по устранению затопления каналов, тепловых камер и подвалов домов.

**9.2. Анализ аварийных отключений потребителей**

КГУП «Примтеплоэнерго» в Дальнегорском городском округе добросовестно ведет учет отказов на тепловых сетях. Службой эксплуатации ведутся журналы учета утечек на тепловых сетях. На основании данных журналов составлена таблица № 53

*Данные о числе и продолжительности аварийных отключений теплоснабжения за ОЗП 2012-2013 годов.*

*Таблица № 53*

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| *№ п/п* | *Дата/время* | *Объект* | *Количество отключенных потребителей* | *Причина* | *Общее время устранения* |
| *1* | *20.10.10г*  *8-40* | *Дальнегорск*  *Котельная Р-Пристань* | *ул. Школьная-6*  *5 квартир 6 чел.* | *Порыв на т/ сети ДУ-57*  *ТК-30* | *4ч. 30 мин.* |
| *2* | *25.10.10г.*  *16-10* | *Дальнегорск*  *котельная Горелое* | *ул. Пушкинская 39,39а,41а,50, ул. Некрасовская 77*  *5 домов,178 кв. 387 чел.* | *Порыв на т/ сети ДУ-159*  *Тк-13* | *4ч. 35 мин.* |
| *3* | *09.11.10г.*  *21-55* | *Дальнегорск п.*  *котельная Р-Пристань* | *ул. Арсеньева 8*  *1 д.,12 квартир, 5 человек* | *Порыв на т/ сети от колодца до дома ДУ-57*  *ТК-101* | *19ч.05 мин.* |
| *4* | *12.11.10г.*  *11-10* | *Дальнегорск*  *котельная Р - Пристань* | *ул. Шахтёрская 1а,1б, Почта*  *2 дома,37 квартир, 27 чел.* | *Порыв на т/с - транзит ДУ-114*  *ТК-113* | *3ч.10 мин.* |
| *5* | *07.12.10г.*  *16-35* | *Дальнегорск*  *котельная Сержантово* | *Школа № 12*  *246 чел.* | *Порыв на т/с ДУ-133*  *ТК-10* | *2ч. 05 мин.* |
| *6* | *10.12.10г.*  *14-15* | *Дальнегорск*  *котельная Р - Пристань* | *Квартал по ул. Арсеньева 22,24,26,20,16,18*  *ул. Шахтёрская 7,*  *ул. Советская 20,14,15,16*  *11 домов, 270 квартир 259 чел.* | *Утечка на т/с ДУ-273*  *Тк-88* | *1ч. 15 мин.* |
| *7* | *14.12.10г.*  *8-30* | *Дальнегорск*  *котельная Р - Пристань* | *ул. Арсеньева 22,24,26,20,16,18*  *ул. Шахтёрская 7,*  *ул. Советская 20,14,15,16*  *11 домов, 270 квартир 259 чел.* | *Замена т/сети ДУ-273*  *Тк-88* | *8ч.10 мин.* |
| *8* | *20.12.10г.*  *12-15* | *Дальнегорск*  *котельная Горелое* | *1 Зона Гореловской котельной*  *49 домов, 3657 человек* | *Порыв на т/с ДУ-325*  *ТК1-ТК76* | *6ч.15 мин.* |
| *9* | *21.12.10г.*  *11-00* | *Дальнегорск*  *котельная Горелое* | *Ул. Приморская,24а, Октябрьская 14,16,18*  *5 домов,72 кв.127 человек.* | *Порыв на т/сети Ду-150*  *Тк-48* | *6ч. 20 мин.* |
| *10* | *17.01.11г.*  *13-20* | *Дальнегорск*  *Котельная № 4* | *8-е Марта 4, 6,8, Поликлиника*  *3 дома, 241 кв.,444 чел.* | *Порыв на т/сети Ду-375*  *ТК2-ТК 11* | *8ч.* |
| *11* | *19.01.11г.*  *13-00* | *Дальнегорск*  *Котельная № 4* | *8-е Марта 4, 6,8, Поликлиника*  *3 дома, 241 кв.,444 чел.* | *Устранение утечки*  *ДУ- 375*  *8-е Марта 4*  *ТК2-ТК 11* | *8ч. 45 мин.* |
| *12* | *22.03.11г.*  *9-10* | *Дальнегорск*  *Котельная № 4* | *8-е Марта 4, 6,8, Поликлиника*  *3 дома, 241 кв.,444 чел.* | *Порыв на т/сети Ду-375*  *ТК2-ТК 11* | *5ч.50* |
| *13* | *10.11.11*  *15-30* | *Дальнегорск*  *Котельная «Центральная»* | *Рабочая 12,14*  *2 ж/дома*  *96 квартир,31 человек* | *Порыв на т/ сети Ду-150*  *ТК 24-ТК25* | *24 ч. 30 мин.* |
| *14* | *26.11.11*  *13-30* | *Дальнегорск*  *Котельная «Рудная - Пристань»* | *Советская14,15,16, 20*  *4ж/ дома,*  *53 квартиры, 143 чел.* | *Порыв на т/ сети Ду-114*  *ТК-92* | *26 ч.30 мин.* |
| *15* | *17.12.11г. 10-50* | *Дальнегорск*  *Котельная*  *«Центральная»* | *Администрация ДГО Проспект 50 лет Октября 125* | *Порыв на т/с Ду-57*  *ТК-144* | *6ч.* |
| *16* | *19.01.12*  *13-00* | *Дальнегорск*  *Котельная «Сержантово»* | *ул. Ленинская 2,5,6,7, 4ж/ дома*  *177 кв.,353 чел.* | *Ремонт в тепловой камере-свищ, ДУ-133*  *ТК 17-ТК18* | *3 ч.* |
| *17* | *11.03.12*  *10-20* | *Дальнегорск*  *Котельная «Горелое»* | *I зона Гореловской котельной*  *Школа – сад (Гелиос).3д/с, Лицей, ВГСЧ, редакция*  *« Трудовое слово»*  *49 домов-2400чел.* | *Порыв т/трассы Ду-300*  *Замена трубопровода*  *L-2 м/п*  *ТК1-Тк 76* | *6ч. 35 мин.* |
| *18* | *06.04.12г.*  *9-55* | *Дальнегорск*  *Котельная «Центральная»* | *Стадиона «Темп» - спортзал*  *795 чел.* | *Порыв на т/сети ДУ-89*  *Установка хомута*  *ТК-46* | *2ч. 30 мин.* |
| *19* | *23.04.12г.*  *20-00* | *Дальнегорск*  *Котельная «Краснореченская»* | *п. Краснореченск Школа №5*  *Октябрьская-17* | *Порыв на т/сети ДУ-76*  *ТК-42* | *16 ч.* |
| *20* | *24.10.12г*  *17-20* | *Дальнегорск*  *«4-ая котельная»* | *Молодёжная 1,3,5*  *Химиков 1,1а,2,2а,3,3а,4,4а,5,6,8,12.*  *Проспект 277*  *Школа 25, д/сад*  *15домов , 934 квартир,1896 чел.* | *Порыв на т/ сети Ду-273*  *ТК102-ТК107*  *ул. Железнодорожная 3* | *6 ч. 40 мин.* |
| *21* | *25.10.12г.*  *16-25* | *Дальнегорск*  *котельная «Тайга»* | *1Мая 30,40,42,44,46*  *5домов. 10 кв. 6 чел.* | *Порыв на т/ сети Ду-89*  *ТК11-ТК9*  *п. Тайга*  *ул. 1-го Мая* | *26 ч. 45 мин.* |
| *22* | *26.10.12г.*  *04-00* | *Дальнегорск*  *котельная «Тайга»* | *Речная 21,21А*  *2домов. 3 кв. 9 чел.* | *Порыв на т/ сети Ду-38*  *ТК8-ТК8А*  *п. Тайга*  *ул. Речная* | *12 ч. 00 мин.* |
| *23* | *14.11.12г.*  *11-00* | *Дальнегорск*  *котельная «Горелое»* | *Приморская 24А*  *Октябрьская 14,16,18*  *4 дома, 72 кв. 125 чел,* | *Порыв на т/с Ду-159*  *ТК49*  *ул. Приморская 24-а*  *замена трубопровода 10 м* | *4 ч. 00 мин.* |
| *24* | *20.11.12г*  *11-15* | *Дальнегорск*  *котельная «Горелое»* | *Геологическая 1,3,5,*  *Строительная 54,55,58,60,62*  *Южная 1,3*  *Черняховского 90*  *13домов 632 кв. 1442 чел* | *Порыв на т/с Ду- 219*  *Ул. Геологическая1,5*  *ТК95-ТК96* | *4 ч. 55 мин.* |
| *25* | *28.11.12г.*  *16-15* | *Дальнегорск*  *котельная «Р-Пристань»* | *Арсеньева: 16,18,20,24,26*  *Советская 14,15,16,20*  *Шахтерская 7*  *10 домов, 197 кв. 201чел.* | *Порыв на т/с Ду-273 трещина 150мм*  *ул. Арсеньева 18*  *ТК90-ТК91* | *0 ч. 45 мин.* |
| *26* | *09.12.12г.*  *08-30* | *Дальнегорск*  *котельная «Р-Пристань»* | *Арсеньева 8,8а,10,12,14*  *5 домов 47 кв. 22 чел.* | *Порыв на т/с Ду-57 , замена 10м тр-да*  *ул. Арсеньева 14 ТК-100* | *4 ч. 55 мин.* |
| *27* | *11.12.12г*  *10-30* | *Дальнегорск*  *Котельная «Центральная»* | *Ул. Осипенко 26*  *( бассейн «Лотос»)*  *1048 чел.* | *Порыв на т/с Ду-219 Свищ 0,5 мм*  *ТК-85* | *0 ч. 15 мин.* |
| *28* | *12.12.12г.*  *12-30* | *Дальнегорск*  *котельная «Горелое»* | *ул. Строительная 55,57,59*  *3 дома, 150 кв. 329 чел.* | *Порыв на т/с Ду-108*  *Свищ 8мм, установлен хомут*  *ул. Строительная 55*  *ТК105- ТК111* | *2 ч. 30 мин.* |
| *29* | *13.12.12г.*  *15-00* | *Дальнегорск*  *котельная «Горелое»* | *Приморская 22*  *1 дом, 18 кв., 22 чел.* | *Порыв на т/с Ду-57 Свищ 6 мм, установлен хомут*  *Приморская 22*  *ТК-42* | *1 ч. 45 мин.* |
| *30* | *19.10.12г.*  *13-20* | *Дальнегорск*  *котельная* | *Центральная*  *Рабочая 14*  *1 дом ,96 кв.31 чел.* | *Порыв на т/с Ду-159*  *Рабочая 14*  *ТК24-ТК25* | *0 ч. 25 мин.* |
| *31* | *20.12.12г.*  *8-30* | *Дальнегорск*  *котельная* | *«Центральная»*  *Проспект 54*  *1дом, 48 кв., 76 чел.* | *Порыв на т/с Ду-108*  *Проспект 50 лет Октября 54, трещина 10 мм*  *ТК 114* | *3 ч. 30 мин.* |
| *32* | *28.12.12г.*  *11-05* | *Дальнегорск*  *Котельная «Центральная»* | *1-Зона Центральной котельной*  *86 домов,4201кв.7081 чел.* | *Порыв на т/с Ду-530*  *ТК 1-ТК 3* | *2 ч. 15 мин.* |
| *33* | *03.01.13г.*  *11-30* | *Дальнегорск*  *Котельная «Центральная»* | *Проспект 50 лет Октября 75*  *(Соцзащита), 1дом* | *Порыв на т/с Ду-76*  *Проспект 50 лет Октября 75*  *ТК- 6* | *6 ч. 30 мин.* |
| *34* | *14.01.13г.*  *13-45* | *Дальнегорск*  *Котельная «Центральная»* | *Осипенко – 38*  *Пионерская- 31,50,*  *Ключевская- 2,4,*  *Увальная-1*  *6 домов, 367, кв. 1012 чел.* | *Порыв на т/с Ду-219*  *Осипенко – 38*  *Пионерская- 31,50, Ключевская- 2,4.,*  *Увальная-1*  *ТК97* | *1 ч. 40 мин.* |
| *35* | *19.03.13г.*  *15-45* | *Дальнегорск*  *«Котельная 4-я»* | *Просп.277,*  *Химиков 3-а,4,4-а,6,8,10,12.*  *д/с 329, шк.№25*  *8 домов, 525 кв. 1083 чел.* | *Порыв на т/с Ду-219*  *Просп.277, Химиков 3-а,*  *4-а,6,8,10,12.д/с 29, шк.25*  *ТК106- ТК109* | *0 ч. 25 мин.* |
| *36* | *20.03.13г*  *10-00.* | *Дальнегорск*  *«Котельная 4-я»* | *Проспект.277, Химиков3,4,4а,6,8,10,12*  *д/с 29, шк.№25*  *8домов, 525 кв., 1083 чел.* | *Ремонт запорной арматуры ДУ-250 в ТК-107*  *Отключили:ТК106-ТК109* | *4 ч. 00 мин.* |

**9.3.** **Анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений.**

Анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений указан в таблице № 54.

*Оценка надежности*

*Таблица № 54*

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| *Частные показатели надежности* | *Центральная котельная* | *Гореловская котельная* | *Котельная пос. Тайга* | *Котельная пос. Краснореченский* | *Котельная пос. Рудная Пристань* | *Котельная пос. Каменка* | *Котельная пос. Сержантово* | *ТЭК №4* |
|
| *Показатель надежности электроснабжения источников тепла (Кэ)* | *0,6* | *0,6* | *0,8* | *0,6* | *0,6* | *0,8* | *0,7* | *0,6* |
|
| *Показатель надежности водоснабжения источников тепла (Кв)* | *0,6* | *0,6* | *0,8* | *0,6* | *0,6* | *0,8* | *0,7* | *0,6* |
|
| *Показатель надежности топливоснабжения источников тепла(Кт)* | *0,5* | *0,5* | *0,7* | *0,5* | *0,5* | *1* | *0,7* | *0,5* |
|
| *Показатель соответствия тепловой мощности источников тепла и пропускной способности тепловых сетей фактическим тепловым нагрузкам потребителей (Кб)* | *1* | *1* | *1* | *1* | *1* | *1* | *1* | *1* |
|
| *Показатель уровня резервирования (кр)* | *0,3* | *0,3* | *0,3* | *0,3* | *0,3* | *0,3* | *0,3* | *0,3* |
|
| *Показатель технического состояния тепловых сетей (Кс)* | *0,5* | *0,5* | *0,5* | *0,5* | *0,5* | *0,5* | *0,5* | *0,5* |
|
| *Показатель интенсивности отказов тепловых сетей (К отк)* | *1* | *1* | *1* | *1* | *1* | *1* | *1* | *1* |
|
| *Показатель относительного недоотпуска тепла (Кнед)* | *1* | *1* | *1* | *1* | *1* | *1* | *1* | *1* |
|
| *Показатель качества теплоснабжения (Кж)* | *1* | *1* | *1* | *1* | *1* | *1* | *1* | *1* |
|
| *Показатель надежности системы теплоснабжения (Кнад)* | ***0,72*** | ***0,72*** | ***0,79*** | ***0,72*** | ***0,72*** | ***0,82*** | ***0,77*** | ***0,72*** |
|
| *Критерии для определения показателя надежности* | *Малонадежная - 0,5, -0,74* | | *Надежная -0,75, -0,89* | | *ненадежная - менее -0,5* | | *Высоконадежная - более -0,9* | |
|
| *Оценка надежности системы теплоснабжения* | *Малонадежная - 0,5, -0,74* | *Малонадежная - 0,5, -0,74* | *Надежная -0,75, -0,89* | *Малонадежная - 0,5, -0,74* | *Малонадежная - 0,5, -0,74* | *Надежная -0,75, -0,89* | *Надежная -0,75, -0,89* | *Малонадежная - 0,5, -0,74* |
|
| *Общий показатель надежности систем теплоснабжения городского округа* | ***0,73*** | | | | ***Малонадежная*** | | | |
|

**Глава 10. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение.**

**10.1 Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей.**

Необходимое количество инвестиций для текущего ремонта и поддержания работоспособности существующих теплогенерирующих источников Дальнегорский городской округ оценивается порядка 2 212 880 тыс. руб.

*Необходимое количество инвестиций для реконструкции и поддержания работоспособности источников тепловой энергии*

*Таблица № 55*

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| *Мероприятия по техническому перевооружению источников тепловой энергии* | *Котельная* | *Затраты на реализацию мероприятий по техническому перевооружению, тыс. руб.* | *Дата начала реализации мероприятий по техническому перевооружению* | *Дата окончания реализации мероприятий по техническому перевооружению* |
| *Строительство новой угольной котельной с переключением тепловых нагрузок мазутной котельной "Центральная" в г. Дальнегорск и 1 зоны микрорайона "Горелое"* | *Замещающая угольная котельная* | *1 176 480* | *2019г.* | *2021г.* |
| *Строительство новой угольной блочно-модульной котельной с для теплоснабжения 2 и 3 зон микрорайона "Горелое"* | *БМК «Горелое»* | *231 890* | *2021г.* | *2023г.* |
| *Реконструкция котельной №4 в г.Дальнегорск с переводом на сжигание угля* | *Котельная ТЭК №4 г. Дальнегорск, пр. 50 лет Октября, 324/115* | *354 100* | *2018г.* | *2019г.* |
| *Разработка ПСД и строительство угольной котельной, взамен существующей мазутной котельной* | *Котельная пос. Каменка, ул. Березинская, 39* | *60 180* | *2023г.* | *2024г.* |
| *Разработка ПСД и строительство угольной котельной, взамен существующей мазутной котельной* | *Котельная пос. Рудная Пристань, ул. Григория Милая 2б* | *108 510* | *2022г.* | *2023г.* |
| *Разработка ПСД и строительство угольной котельной, взамен существующей мазутной котельной* | *Котельная пос. Краснореченский, ул. Октябрьская 28* | *203 440* | *2021г.* | *2023г.* |
| *Разработка ПСД и строительство угольной котельной, взамен существующей мазутной котельной* | *Котельная пос. Сержантово, ул. Лесная,13* | *78 280* | *2022г.* | *2023г.* |
| *Итого* | | ***2 212 880*** |  |  |

Объем инвестиций необходимо уточнять по факту принятия решения о строительстве или реконструкции каждого объекта в индивидуальном порядке.

*Примерный сметный расчет замены тепловых сетей Центральной котельной*

*Таблица №56*

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| *Диаметры трубопровода* | *Год прокладки участка сети* | *Стоимость одного км сети без НДС* | *Стоимость одного км сети с НДС* | *Протяженность сети в км* | | *Сумма с НДС* |
| *Этап I 2014-2019 годы (замена сетей введенных в эксплуатацию до 1989 года)* | | | | | | |
| *Трубопровод Ø 425* | *1989* | *23 995 640,41* | *28 314 855,68* | *0,749* | | *21207826,91* |
| *Трубопровод Ø 325* | *1989* | *19 475 571,69* | *22 981 174,60* | *1,3* | | *29 875 526,98* |
| *Трубопровод Ø 273* | *1971-1989* | *13 636 843,42* | *16 091 475,24* | *1,835* | | *29 527 857,07* |
| *Трубопровод Ø 219* | *1960-1989* | *11 649 315,69* | *13 746 192,51* | *3,0013* | | *41 256 447,58* |
| *Трубопровод Ø 159* | *1960-1989* | *8 191 513,44* | *9 665 985,86* | *2,902* | | *28 050 690,97* |
| *Трубопровод Ø 133* | *1958-1978* | *7 574 692,45* | *8 938 137,09* | *0,379* | | *3 387 553,96* |
| *Трубопровод Ø 114* | *1959-1986* | *6 793 139,65* | *8 015 904,79* | *1,8395* | | *13 969 190,70* |
| *Трубопровод Ø 108* | *1954-1977* | *6 434 605,98* | *7 594 015,06* | *0,1421* | | *1 079 109,54* |
| *Трубопровод Ø 102* | *1965-1975* | *6 078 072,31* | *7 172 125,33* | *0,0889* | | *637 601,94* |
| *Трубопровод Ø 89* | *1960-1987* | *5 754 008,42* | *6 789 729,94* | *0,9528* | | *6 469 254,69* |
| *Трубопровод Ø 76* | *1978-1989* | *4 913 535,28* | *5 797 971,63* | *0,446* | | *2 585 895,35* |
| *Трубопровод Ø 57* | *1960-1989* | *4 789 237,12* | *5 651 299,91* | *0,6348* | | *3 587 445,18* |
| *Трубопровод Ø 40* | *1965-1977* | *3 359 3476,74* | *3 964 302,55* | *0,07* | | *277 501,18* |
| *Трубопровод Ø 32* | *1977-1989* | *2 688 8694,57* | *3 172 659,60* | *0,063* | | *199 877,55* |
| *Трубопровод Ø 25* | *1975-1977* | *2 100 542,64* | *2 478 640,32* | *0,044* | | *109 060,17* |
| *Этап II 2020-2025 годы (замена сетей введенных в эксплуатацию до 1997 года)* | | | | | | |
| *Трубопровод Ø 219* | *1992* | *11 649 315,69* | *13 746 192,51* | *0,072* | | *989725,8607* |
| *Трубопровод Ø 159* | *1992-1993* | *8 191 513,44* | *9 665 985,86* | *0,151* | | *1459563,865* |
| *Трубопровод Ø 114* | *1992-1993* | *6 793 139,65* | *8 015 904,79* | *0,0655* | | *633122,0738* |
| *Трубопровод Ø 133* | *1991* | *7 574 692,45* | *8 938 137,09* | *0,037* | | *330711,0723* |
| *Трубопровод Ø 89* | *1992* | *5 754 008,42* | *6 789 729,94* | *0,1872* | | *1271037,445* |
| *Трубопровод Ø 76* | *1991-1992* | *4 913 535,28* | *5 797 971,63* | *0,0264* | | *153066,451* |
| *Трубопровод Ø 57* | *1992-1997* | *4 789 237,12* | *5 651 299,91* | *0,1346* | | *760664,9679* |
| *Трубопровод Ø 40* | *1992-1993* | *3 359 3476,74* | *3 964 302,55* | *0,03* | | *118929,0765* |
| *Этап III 2026-2030 годы (замена сетей введенных в эксплуатацию до 2003 года)* | | | | | | |
| *Трубопровод Ø 530* | *1999* | *42 180 302,55* | *49 772 757,01* | *0,3235* | | *16101486,89* |
| *Трубопровод Ø 159* | *2003* | *8 191 513,44* | *9 665 985,86* | *0,09* | | *869938,7274* |
| *Трубопровод Ø 114* | *1999-2001* | *6 793 139,65* | *8 015 904,79* | *0,055* | | *531629,2223* |
| *Трубопровод Ø 133* | *2003* | *7 574 692,45* | *8 938 137,09* | *0,063* | | *563102,6367* |
| *Трубопровод Ø 76* | *2003* | *4 913 535,28* | *5 797 971,63* | *0,061* | | *353676,2694* |
| *ИТОГО* | *Объем переложенных сетей, км.* | | | | *15,74* | |
| *Размер инвестиций, руб.* | | | | *201 358 086,00* | |

*Примерный сметный расчет замены тепловых сетей Гореловской котельной*

*Таблица № 57*

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| *Диаметры трубопровода* | *Год прокладки участка сети* | *Стоимость одного км сети без НДС* | *Стоимость одного км сети с НДС* | *Протяженность сети в км* | *Сумма с НДС* |
| *Этап I 2014-2019 годы (замена сетей введенных в эксплуатацию до 1989 года)* | | | | | |
| *Трубопровод Ø 425* | *1971-1989* | *23 995 640,41* | *28 314 855,68* | *1,4884* | *42 143 831,20* |
| *Трубопровод Ø 325* | *1966-1989* | *19 475 571,69* | *22 981 174,60* | *2,133* | *49 018 845,42* |
| *Трубопровод Ø 273* | *1966-1988* | *13 636 843,42* | *16 091 475,24* | *0,7363* | *11 848 153,22* |
| *Трубопровод Ø 219* | *1965-1982* | *11 649 315,69* | *13 746 192,51* | *1,3862* | *19 054 972,06* |
| *Трубопровод Ø 159* | *1964-1987* | *8 191 513,44* | *9 665 985,86* | *3,2268* | *31 190 203,17* |
| *Трубопровод Ø 133* | *1979-1989* | *7 574 692,45* | *8 938 137,09* | *0,2085* | *1 863 601,58* |
| *Трубопровод Ø 114* | *1965-1986* | *6 793 139,65* | *8 015 904,79* | *1,4051* | *10 670 350,56* |
| *Трубопровод Ø 108* | *1973-1989* | *6 434 605,98* | *7 594 015,06* | *0,2853* | *2 166 572,50* |
| *Трубопровод Ø 89* | *1960-1989* | *5 754 008,42* | *6 789 729,94* | *1,0302* | *6 994 779,78* |
| *Трубопровод Ø 76* | *1968-1980* | *4 913 535,28* | *5 797 971,63* | *0,1279* | *741 560,57* |
| *Трубопровод Ø 57* | *1963-1986* | *4 789 237,12* | *5 651 299,91* | *0,5018* | *2 835 822,29* |
| *Трубопровод Ø 40* | *1968-1986* | *3 359 3476,74* | *3 964 302,55* | *0,34* | *1 347 862,87* |
| *Этап II 2020-2025 годы (замена сетей введенных в эксплуатацию до 1997 года)* | | | | | |
| *Трубопровод Ø 219* | *1993* | *11 649 315,69* | *13 746 192,51* | *0,5665* | *7 787 218,06* |
| *Трубопровод Ø 159* | *1990-1995* | *8 191 513,44* | *9 665 985,86* | *0,2354* | *2 275 373,07* |
| *Трубопровод Ø 114* | *1993* | *6 793 139,65* | *8 015 904,79* | *0,112* | *1 082 590,42* |
| *Трубопровод Ø 108* | *1991-1995* | *6 434 605,98* | *7 594 015,06* | *0,315* | *2 392 114,74* |
| *Трубопровод Ø 89* | *1990-1995* | *5 754 008,42* | *6 789 729,94* | *0,112* | *760 449,75* |
| *Трубопровод Ø 76* | *1996* | *4 913 535,28* | *5 797 971,63* | *0,034* | *197 131,04* |
| *Трубопровод Ø 57* | *1993* | *4 789 237,12* | *5 651 299,91* | *0,055* | *310 821,50* |
| *Этап III 2026-2030 годы (замена сетей введенных в эксплуатацию до 2003 года)* | | | | | |
| *Трубопровод Ø 325* | *2001-2004* | *19 475 571,69* | *22 981 174,60* | *0,4134* | *9 500 417,58* |
| *Трубопровод Ø 219* | *2000-2003* | *11 649 315,69* | *13 746 192,51* | *0,7725* | *10 618 933,71* |
| *Трубопровод Ø 159* | *1998-2001* | *8 191 513,44* | *9 665 985,86* | *0,3944* | *3 812 264,82* |
| *Трубопровод Ø 114* | *2000-2002* | *6 793 139,65* | *8 015 904,79* | *0,4095* | *3 958 221,21* |
| *Трубопровод Ø 133* | *2003* | *7 574 692,45* | *8 938 137,09* | *0,037* | *330 711,07* |
| *Трубопровод Ø 89* | *2000* | *5 754 008,42* | *6 789 729,94* | *0,16* | *1 086 356,79* |
| *Трубопровод Ø 76* | *2001-2003* | *4 913 535,28* | *5 797 971,63* | *0,218* | *1 263 957,82* |
| *Трубопровод Ø 57* | *1999* | *4 789 237,12* | *5 651 299,91* | *0,3198* | *1 807 285,71* |
| *ИТОГО* | *Объем переложенных сетей, км.* | | | | *17,024* |
| *Размер инвестиций, руб.* | | | | *227 060 402,52* |

*Примерный сметный расчет замены тепловых сетей*

*котельной ТЭК №4*

*Таблица № 58*

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| *Диаметры трубопровода* | *Год прокладки участка сети* | *Стоимость одного км сети без НДС* | *Стоимость одного км сети с НДС* | *Протяженность сети в км* | | *Сумма с НДС* |
| *Этап I 2014-2019 годы (замена сетей введенных в эксплуатацию до 1989 года)* | | | | | | |
| *Трубопровод Ø 530* | *1978* | *42 180 302,55* | *49 772 757,01* | *0,395* | | *19 660 239,02* |
| *Трубопровод Ø 425* | *1970-1978* | *23 995 640,41* | *28 314 855,68* | *0,444* | | *12 571 795,92* |
| *Трубопровод Ø 325* | *1964-1977* | *19 475 571,69* | *22 981 174,60* | *1,049* | | *24 107 252,16* |
| *Трубопровод Ø 273* | *1966-1977* | *13 636 843,42* | *16 091 475,24* | *0,943* | | *15 174 261,15* |
| *Трубопровод Ø 219* | *1961-1978* | *11 649 315,69* | *13 746 192,51* | *2,41* | | *33 128 323,95* |
| *Трубопровод Ø 159* | *1966-1989* | *8 191 513,44* | *9 665 985,86* | *1,071* | | *10 352 270,86* |
| *Трубопровод Ø 133* | *1966-1977* | *7 574 692,45* | *8 938 137,09* | *0,281* | | *2 511 616,52* |
| *Трубопровод Ø 102* | *1969* | *6 078 072,31* | *7 172 125,33* | *0,044* | |  |
| *Трубопровод Ø 108* | *1964-1985* | *6 434 605,98* | *7 594 015,06* | *1,391* | | *10 563 274,95* |
| *Трубопровод Ø 89* | *1961-1988* | *5 754 008,42* | *6 789 729,94* | *0,715* | | *4 854 656,91* |
| *Трубопровод Ø 76* | *1961-1967* | *4 913 535,28* | *5 797 971,63* | *0,017* | | *98 565,52* |
| *Трубопровод Ø 57* | *1965-1969* | *4 789 237,12* | *5 651 299,91* | *0,101* | | *570 781,29* |
| *Трубопровод Ø 45* | *1964-1967* | *3 359 3476,74* | *3 964 302,55* | *0,054* | | *214 072,34* |
| *Трубопровод Ø 32* |  | *2 688 8694,57* | *3 172 659,60* | *0* | | *0,00* |
| *Этап II 2020-2025 годы (замена сетей введенных в эксплуатацию до 1997 года)* | | | | | | |
| *Трубопровод Ø 377* | *1990* | *18 831 831,39* | *22 221 561,04* | *0,49* | | *10 888 564,91* |
| *Трубопровод Ø 219* | *1991* | *11 649 315,69* | *13 746 192,51* | *0,168* | | *2 309 360,34* |
| *Трубопровод Ø 159* | *1991* | *8 191 513,44* | *9 665 985,86* | *0,058* | | *560 627,18* |
| *Трубопровод Ø 108* | *1990-1993* | *6 434 605,98* | *7 594 015,06* | *0,041* | | *311 354,62* |
| *Трубопровод Ø 425* | *1990* | *23 995 640,41* | *28 314 855,68* | *0,905* | | *25 624 944,39* |
| *Этап III 2026-2030 годы (замена сетей введенных в эксплуатацию до 2003 года)* | | | | | | |
| *Трубопровод Ø 219* | *1998* | *11 649 315,69* | *13 746 192,51* | *0,076* | | *1 044 710,63* |
| *Трубопровод Ø 159* | *1998-2002* | *8 191 513,44* | *9 665 985,86* | *0,129* | | *1 246 912,18* |
| *Трубопровод Ø 89* | *2003* | *5 754 008,42* | *6 789 729,94* | *0,008* | | *54 317,84* |
| *ИТОГО* | *Объем переложенных сетей, км.* | | | | *10,79* | |
| *Размер инвестиций, руб.* | | | | *175 847 902,67* | |

*Примерный сметный расчет замены тепловых сетей*

*котельной пос. Краснореченский*

*Таблица № 59*

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| *Диаметры трубопровода* | *Год прокладки участка сети* | *Стоимость одного км сети без НДС* | *Стоимость одного км сети с НДС* | *Протяженность сети в км* | | *Сумма с НДС* |
| *Этап I 2014-2019 годы (замена сетей введенных в эксплуатацию до 1989 года)* | | | | | | |
| *Трубопровод Ø 425* | *1957-1973* | *23 995 640,41* | *28 314 855,68* | *0,648* | | *18 333 869,06* |
| *Трубопровод Ø 325* | *1954-1973* | *19 475 571,69* | *22 981 174,60* | *0,619* | | *14 213 856,49* |
| *Трубопровод Ø 273* | *1954* | *13 636 843,42* | *16 091 475,24* | *0,390* | | *6 275 675,34* |
| *Трубопровод Ø 219* | *1964-1989* | *11 649 315,69* | *13 746 192,51* | *0,800* | | *10 996 954,01* |
| *Трубопровод Ø 159* | *1960-1989* | *8 191 513,44* | *9 665 985,86* | *1,704* | | *16 470 839,91* |
| *Трубопровод Ø 133* | *1960* | *7 574 692,45* | *8 938 137,09* | *0,248* | | *2 216 658,00* |
| *Трубопровод Ø 114* | *1954-1988* | *6 793 139,65* | *8 015 904,79* | *1,235* | | *9 899 642,41* |
| *Трубопровод Ø 89* | *1960-1980* | *5 754 008,42* | *6 789 729,94* | *0,762* | | *5 173 774,21* |
| *Трубопровод Ø 76* | *1953-1988* | *4 913 535,28* | *5 797 971,63* | *0,625* | | *3 623 732,27* |
| *Трубопровод Ø 57* | *1954-1987* | *4 789 237,12* | *5 651 299,91* | *1,111* | | *6 278 594,20* |
| *Трубопровод Ø 40* | *1960-1987* | *3 359 3476,74* | *3 964 302,55* | *0,195* | | *773 039,00* |
| *Трубопровод Ø 32* | *1961* | *2 688 8694,57* | *3 172 659,60* | *0,034* | | *107 870,43* |
| *Этап II 2020-2025 годы (замена сетей введенных в эксплуатацию до 1997 года)* | | | | | | |
| *Трубопровод Ø 219* | *1990* | *11 649 315,69* | *13 746 192,51* | *0,306* | | *4 206 334,91* |
| *Трубопровод Ø 159* | *1992* | *8 191 513,44* | *9 665 985,86* | *0,427* | | *4 127 375,96* |
| *Трубопровод Ø 133* | *1994* | *7 574 692,45* | *8 938 137,09* | *0,124* | | *1 198 582,25* |
| *Трубопровод Ø 89* | *1991-1994* | *5 754 008,42* | *6 789 729,94* | *0,093* | | *631 444,88* |
| *Этап III 2026-2030 годы (замена сетей введенных в эксплуатацию до 2003 года)* | | | | | | |
| *Сети проложенные с 1998 – 2003 годы отсутствуют* | | | | | | |
| *ИТОГО* | *Объем переложенных сетей, км.* | | | | *9,320* | |
| *Размер инвестиций, руб.* | | | | *104 528 243,32* | |

*Примерный сметный расчет замены тепловых сетей*

*Котельных №1 и №2 пос. Тайга*

*Таблица № 60*

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| *Диаметры трубопровода* | *Год прокладки участка сети* | *Стоимость одного км сети без НДС* | *Стоимость одного км сети с НДС* | *Протяженность сети в км* | | *Сумма с НДС* |
| *Этап I 2014-2019 годы (замена сетей введенных в эксплуатацию до 1989 года)* | | | | | | |
| *Трубопровод Ø 273* | *1979* | *13 636 843,42* | *16 091 475,24* | *0,633* | | *10 185 903,83* |
| *Трубопровод Ø 159* | *1979* | *8 191 513,44* | *9 665 985,86* | *0,430* | | *4 156 373,92* |
| *Трубопровод Ø 114* | *1978-1979* | *6 793 139,65* | *8 015 904,79* | *0,508* | | *4 072 079,63* |
| *Трубопровод Ø 89* | *1979* | *5 754 008,42* | *6 789 729,94* | *0,065* | | *441 332,45* |
| *Трубопровод Ø 76* | *1979* | *4 913 535,28* | *5 797 971,63* | *0,034* | | *197 131,04* |
| *Трубопровод Ø 57* | *1968-1984* | *4 789 237,12* | *5 651 299,91* | *0,305* | | *1 723 646,47* |
| *Трубопровод Ø 40* | *1979* | *3 359 3476,74* | *3 964 302,55* | *0,015* | | *59 464,54* |
| *Трубопровод Ø 32* | *1979* | *2 688 8694,57* | *3 172 659,60* | *0,036* | | *114 215,75* |
| *Трубопровод Ø 25* | *1974* | *2 100 542,64* | *2 478 640,32* | *0,022* | | *54 530,09* |
| *Этап II 2020-2025 годы (замена сетей введенных в эксплуатацию до 1997 года)* | | | | | | |
| *Трубопровод Ø 40* | *1990* | *3 359 3476,74* | *3 964 302,55* | *0,015* | | *59464,53825* |
| *Этап III 2026-2030 годы (замена сетей введенных в эксплуатацию до 2003 года)* | | | | | | |
| *Трубопровод Ø 219* | *2003* | *11 649 315,69* | *13 746 192,51* | *0,152* | | *2 089 421,26* |
| *Трубопровод Ø 159* | *2002-2003* | *8 191 513,44* | *9 665 985,86* | *0,558* | | *5 393 620,11* |
| *Трубопровод Ø 114* | *2003* | *6 793 139,65* | *8 015 904,79* | *0,072* | | *577 145,14* |
| *Трубопровод Ø 89* | *2003* | *5 754 008,42* | *6 789 729,94* | *0,123* | | *835 136,78* |
| *Трубопровод Ø 76* | *2003* | *4 913 535,28* | *5 797 971,63* | *0,058* | | *336 282,35* |
| *Трубопровод Ø 57* | *2003* | *4 789 237,12* | *5 651 299,91* | *0,004* | | *22 605,20* |
| *ИТОГО* | *Объем переложенных сетей, км.* | | | | *3,030* | |
| *Размер инвестиций, руб.* | | | | *30 318 353,09* | |

*Примерный сметный расчет замены тепловых сетей*

*котельной пос. Каменка*

*Таблица № 61*

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| *Диаметры трубопровода* | *Год прокладки участка сети* | *Стоимость одного км сети без НДС* | *Стоимость одного км сети с НДС* | *Протяженность сети в км* | | *Сумма с НДС* |
| *Этап I 2014-2019 годы (замена сетей введенных в эксплуатацию до 1989 года)* | | | | | | |
| *Трубопровод Ø 219* | *1973* | *11 649 315,69* | *13 746 192,51* | *0,690* | | *9 484 872,83* |
| *Трубопровод Ø 159* | *1973-1987* | *8 191 513,44* | *9 665 985,86* | *0,277* | | *2 677 478,08* |
| *Трубопровод Ø 114* | *1985-1987* | *6 793 139,65* | *8 015 904,79* | *0,195* | | *1 563 101,43* |
| *Трубопровод Ø 89* | *1973-1985* | *5 754 008,42* | *6 789 729,94* | *0,179* | | *1 215 361,66* |
| *Трубопровод Ø 76* | *1972-1987* | *4 913 535,28* | *5 797 971,63* | *0,272* | | *1 577 048,28* |
| *Трубопровод Ø 57* | *1980-1989* | *4 789 237,12* | *5 651 299,91* | *0,546* | | *3 085 609,75* |
| *Трубопровод Ø 40* | *1987* | *3 359 3476,74* | *3 964 302,55* | *0,028* | | *111 000,47* |
| *Этап II 2020-2025 годы (замена сетей введенных в эксплуатацию до 1997 года)* | | | | | | |
| *Трубопровод Ø 159* | *1993* | *8 191 513,44* | *9 665 985,86* | *0,03* | | *289 979,58* |
| *Трубопровод Ø 133* | *1993* | *7 574 692,45* | *8 938 137,09* | *0,048* | | *429 030,58* |
| *Трубопровод Ø 219* | *1991* | *11 649 315,69* | *13 746 192,51* | *0,316* | | *4 343 796,83* |
| *Трубопровод Ø 114* | *1993* | *6 793 139,65* | *8 015 904,79* | *0,032* | | *256 508,95* |
| *Трубопровод Ø 89* | *1990-1995* | *5 754 008,42* | *6 789 729,94* | *0,16* | | *1 086 356,79* |
| *Трубопровод Ø 57* | *1990-1994* | *4 789 237,12* | *5 651 299,91* | *0,376* | | *2 124 888,77* |
| *Трубопровод Ø 40* | *1991-1993* | *3 359 3476,74* | *3 964 302,55* | *0,063* | | *249 751,06* |
| *Трубопровод Ø 32* | *1993* | *2 688 8694,57* | *3 172 659,60* | *0,01* | | *31 726,60* |
| *Этап III 2026-2030 годы (замена сетей введенных в эксплуатацию до 2003 года)* | | | | | | |
| *Трубопровод Ø 32* | *2002* | *2 688 8694,57* | *3 172 659,60* | *0,023* | | *72 971,17* |
| *ИТОГО* | *Объем переложенных сетей, км.* | | | | *3,245* | |
| *Размер инвестиций, руб.* | | | | *28 599 482,84* | |

*Примерный сметный расчет замены тепловых сетей*

*котельной пос. Сержантово*

*Таблица № 62*

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| *Диаметры трубопровода* | *Год прокладки участка сети* | *Стоимость одного км сети без НДС* | *Стоимость одного км сети с НДС* | *Протяженность сети в км* | | *Сумма с НДС* |
| *Этап I 2014-2019 годы (замена сетей введенных в эксплуатацию до 1989 года)* | | | | | | |
| *Трубопровод Ø 273* | *1976* | *13 636 843,42* | *16 091 475,24* | *0,84* | | *13 516 839,20* |
| *Трубопровод Ø 219* | *1975* | *11 649 315,69* | *13 746 192,51* | *0,066* | | *907 248,71* |
| *Трубопровод Ø 159* | *1982* | *8 191 513,44* | *9 665 985,86* | *0,241* | | *2 329 502,59* |
| *Трубопровод Ø 133* | *1975-1982* | *7 574 692,45* | *8 938 137,09* | *0,186* | | *1 662 493,50* |
| *Трубопровод Ø 114* | *1973-1979* | *6 793 139,65* | *8 015 904,79* | *0,497* | | *3 983 904,68* |
| *Трубопровод Ø 89* | *1973-1986* | *5 754 008,42* | *6 789 729,94* | *0,147* | | *998 090,30* |
| *Трубопровод Ø 76* | *1975* | *4 913 535,28* | *5 797 971,63* | *0,048* | | *278 302,64* |
| *Трубопровод Ø 57* | *1973-1975* | *4 789 237,12* | *5 651 299,91* | *0,227* | | *1 282 845,08* |
| *Трубопровод Ø 45* | *1982* | *3 359 3476,74* | *3 964 302,55* | *0,012* | | *47 571,63* |
| *Трубопровод Ø 32* | *1982* | *2 688 8694,57* | *3 172 659,60* | *0,005* | | *15 863,30* |
| *Этап II 2020-2025 годы (замена сетей введенных в эксплуатацию до 1997 года)* | | | | | | |
| *Трубопровод Ø 159* | *1992* | *8 191 513,44* | *9 665 985,86* | *0,065* | | *628289,0809* |
| *Трубопровод Ø 114* | *1992* | *6 434 605,98* | *7 594 015,06* | *0,025* | | *189850,3765* |
| *Трубопровод Ø 89* | *1992* | *5 754 008,42* | *6 789 729,94* | *0,023* | | *156163,7886* |
| *Этап III 2026-2030 годы (замена сетей введенных в эксплуатацию до 2003 года)* | | | | | | |
| *сетей проложенных в период с 1998 года до 2003 года - нет* | | | | | | |
|
| *ИТОГО* | *Объем переложенных сетей, км.* | | | | *2,382* | |
| *Размер инвестиций, руб.* | | | | *25 996 964,87* | |

*Примерный сметный расчет замены тепловых сетей котельной пос. Рудная Пристань*

*Таблица № 63*

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| *Диаметры трубопровода* | *Год прокладки участка сети* | *Стоимость одного км сети без НДС* | *Стоимость одного км сети с НДС* | *Протяженность сети в км* | | *Сумма с НДС* |
| *Этап I 2014-2019 годы (замена сетей введенных в эксплуатацию до 1989 года)* | | | | | | |
| *Трубопровод Ø 273* | *1972-1974* | *13 636 843,42* | *16 091 475,24* | *1,383* | | *22 254 510,26* |
| *Трубопровод Ø 219* | *1972* | *11 649 315,69* | *13 746 192,51* | *0,174* | | *2 391 837,50* |
| *Трубопровод Ø 159* | *1989* | *8 191 513,44* | *9 665 985,86* | *1,557* | | *15 049 939,98* |
| *Трубопровод Ø 133* | *1989* | *7 574 692,45* | *8 938 137,09* | *0,37* | | *3 307 110,72* |
| *Трубопровод Ø 114* | *1957-1989* | *6 793 139,65* | *8 015 904,79* | *0,725* | | *5 811 530,97* |
| *Трубопровод Ø 89* | *1962-1989* | *5 754 008,42* | *6 789 729,94* | *0,525* | | *3 564 608,22* |
| *Трубопровод Ø 76* | *1967-1985* | *4 913 535,28* | *5 797 971,63* | *0,155* | | *898 685,60* |
| *Трубопровод Ø 57* | *1967-1989* | *4 789 237,12* | *5 651 299,91* | *1,168* | | *6 600 718,29* |
| *Трубопровод Ø 45* | *1974* | *3 359 3476,74* | *3 964 302,55* | *0,018* | | *71 357,45* |
| *Трубопровод Ø 32* | *1969* | *2 688 8694,57* | *3 172 659,60* | *0,019* | | *60 280,53* |
| *Этап II 2020-2025 годы (замена сетей введенных в эксплуатацию до 1997 года)* | | | | | | |
| *Трубопровод Ø 273* | *1990* | *13 636 843,42* | *16 091 475,24* | *0,067* | | *1078128,841* |
| *Трубопровод Ø 219* | *1990-1993* | *11 649 315,69* | *13 746 192,51* | *0,069* | | *948487,2832* |
| *Трубопровод Ø 114* | *1990-1994* | *6 793 139,65* | *8 015 904,79* | *0,083* | | *665320,0973* |
| *Трубопровод Ø 89* | *1990-1993* | *5 754 008,42* | *6 789 729,94* | *0,067* | | *454911,906* |
| *Трубопровод Ø 76* | *1993* | *4 913 535,28* | *5 797 971,63* | *0,043* | | *249312,7801* |
| *Трубопровод Ø 57* | *1990* | *4 789 237,12* | *5 651 299,91* | *0,077* | | *435150,0931* |
| *Этап III 2026-2030 годы (замена сетей введенных в эксплуатацию после 1997 года)* | | | | | | |
| *Трубопровод Ø 89* | *2003* | *5 754 008,42* | *6 789 729,94* | *0,108* | | *733 290,83* |
| *ИТОГО* | *Объем переложенных сетей, км.* | | | | *6,608* | |
| *Размер инвестиций, руб.* | | | | *64 575 181,36* | |

*Рис.29. Затраты на реконструкцию сетей на находящихся на балансе КГУП «Примтеплоэнерго»*

Замена сетей введенных в эксплуатацию с 2003 года в рассматриваемой перспективе не требуется.

Объем инвестиций необходимо уточнять по факту принятия решения о строительстве или реконструкции каждого объекта в индивидуальном порядке.

Источники инвестиций - бюджеты всех уровней и др.

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

на системе теплоснабжения необходимо установить температурный график на выходе из котельной ТЭК №4 - 115/70 0 **С**. Объем необходимых инвестиций для выполнения работ приведен в таблице №55

**Глава 11.Обоснование предложений по определению единой теплоснабжающей организации.**

Решение по установлению единой теплоснабжающей организации осуществляется на основании критериев определения единой теплоснабжающей организации, установленных в правилах организации теплоснабжения, утверждаемых Правительством Российской Федерации.

В соответствии со статьей 2 пунктом 28 Федерального закона 190 «О теплоснабжении»: «Единая теплоснабжающая организация в системе теплоснабжения (далее - единая теплоснабжающая организация) - теплоснабжающая организация, которая определяется в схеме теплоснабжения федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным Правительством Российской Федерации на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения (далее - федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения), или органом местного самоуправления на основании критериев и в порядке, которые установлены правилами организации теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации».

В соответствии со статьей 6 пунктом 6 Федерального закона 190 «О теплоснабжении»:

«К полномочиям органов местного самоуправления поселений, городских округов по организации теплоснабжения на соответствующих территориях относится утверждение схем теплоснабжения поселений, городских округов с численностью населения менее пятисот тысяч человек, в том числе определение единой теплоснабжающей организации».

Предложения по установлению единой теплоснабжающей организации осуществляются на основании критериев определения единой теплоснабжающей организации, установленных в правилах организации теплоснабжения, утверждаемых Правительством Российской Федерации. Предлагается использовать для этого нижеследующий раздел проекта Постановления Правительства Российской Федерации «Об утверждении правил организации теплоснабжения», предложенный к утверждению Правительством Российской Федерации в соответствии со статьей 4 пунктом 1 ФЗ-190 «О теплоснабжении»:

Критерии и порядок определения единой теплоснабжающей организации:

1. Статус единой теплоснабжающей организации присваивается органом местного самоуправления или федеральным органом исполнительной власти (далее – уполномоченные органы) при утверждении схемы теплоснабжения поселения, городского округа, а в случае смены единой теплоснабжающей организации – при актуализации схемы теплоснабжения.

2. 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, в отношении которой присваивается соответствующий статус. В случае, если на территории поселения, городского округа существуют несколько систем теплоснабжения, уполномоченные органы вправе:

-определить единую теплоснабжающую организацию (организации) в каждой из систем теплоснабжения, расположенных в границах поселения, городского округа;

-определить на несколько систем теплоснабжения единую теплоснабжающую организацию, если такая организация владеет на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в каждой из систем теплоснабжения, входящей в зону её деятельности.

3. Для присвоения статуса единой теплоснабжающей организации впервые на территории поселения, городского округа, лица, владеющие на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями на территории поселения, городского округа вправе подать в течение одного месяца с даты размещения на сайте города, проекта «СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ Дальнегорского городского округа до 2028 г.» заявку на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации с указанием зоны деятельности, в которой указанные лица планируют исполнять функции единой теплоснабжающей организации. Орган местного самоуправления обязан разместить сведения о принятых заявках на сайте поселения, городского округа.

4. 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 системе теплоснабжения, то статус единой теплоснабжающей организации присваивается указанному лицу. В случае, если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подано несколько заявок от лиц, владеющих на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей системе теплоснабжения, орган местного самоуправления присваивает статус единой теплоснабжающей организации в соответствии с критериями настоящих Правил.

5. Критериями определения единой теплоснабжающей организации являются:

1) владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей совокупной установленной тепловой мощностью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации или тепловыми сетями, к которым непосредственно подключены источники тепловой энергии с наибольшей совокупной установленной тепловой мощностью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации;

2) размер уставного (складочного) капитала хозяйственного товарищества или общества, уставного фонда унитарного предприятия должен быть не менее остаточной балансовой стоимости источников тепловой энергии и тепловых сетей, которыми указанная организация владеет на праве собственности или ином законном основании в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации. Размер уставного капитала и остаточная балансовая стоимость имущества определяются по данным бухгалтерской отчетности на последнюю отчетную дату перед подачей заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации.

6. В случае если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подано более одной заявки на присвоение соответствующего статуса от лиц, соответствующих критериям, установленным настоящими Правилами, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, способной в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения. Способность обеспечить надежность теплоснабжения определяется наличием у организации технических возможностей и квалифицированного персонала по наладке, мониторингу, диспетчеризации, переключениям и оперативному управлению гидравлическими режимами, и обосновывается в схеме теплоснабжения.

7. В случае если в отношении зоны деятельности единой теплоснабжающей организации не подано ни одной заявки на присвоение соответствующего статуса, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, владеющей в соответствующей зоне деятельности источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями, и соответствующей критериям настоящих Правил.

8. Единая теплоснабжающая организация при осуществлении своей деятельности обязана:

а) заключать и надлежаще исполнять договоры теплоснабжения со всеми обратившимися к ней потребителями тепловой энергии в своей зоне деятельности;

б) осуществлять мониторинг реализации схемы теплоснабжения и подавать в орган, утвердивший схему теплоснабжения, отчеты о реализации, включая предложения по актуализации схемы теплоснабжения;

в) надлежащим образом исполнять обязательства перед иными теплоснабжающими и теплосетевыми организациями в зоне своей деятельности;

г) осуществлять контроль режимов потребления тепловой энергии в зоне своей деятельности.

В настоящее время **КГУП «Примтеплоэнерго»** отвечает требованиям критериев по определению единой теплоснабжающей организации в зоне централизованного теплоснабжения «Дальнегорского городского округа», а именно:

* Заключает и надлежаще исполняет договоры теплоснабжения обратившемся к ней потребителям тепловой энергии в своей зоне деятельности;
* Осуществляет контроль режимов потребления тепловой энергии в зоне своей деятельности;
* Будет осуществлять мониторинг реализации схемы теплоснабжения и подавать в орган, утвердивший «Схему теплоснабжения», отчеты о реализации, включая предложения по актуализации схемы.

**Таким образом, на основании критериев определения единой теплоснабжающей организации, установленных в проекте правил организации теплоснабжения, утверждаемых Правительством Российской Федерации, предлагается определить единую теплоснабжающую организацию в Дальнегорском городском округе в границах зон деятельности:**

**- Предприятие КГУП «Примтеплоэнерго»**

**Оценка воздействия источников тепловой энергии на окружающую среду**

Котельные, сжигающие органическое топливо, является одним из источников загрязнения окружающей среды, особенно котельные малой и средней мощности в виду несовершенства теплотехнического оборудования, автоматики и низкого уровня эксплуатации.

Наличие вредных веществ в продуктах сгорания топлива котлов обусловлено содержанием в них неорганических веществ, балласта сернистых и азотных соединений, других примесей, преходящих в продукты сгорания. Кроме того, при сжигании топлив могут образоваться продукты неполного сгорания (сажа, окись углерода, полициклические ароматические и канцерогенные углеводороды). К числу наиболее токсичных относятся оксиды азота и полициклические ароматические и канцерогенные углеводороды, имеющие преимущественно 1 и 2 классы опасности.

Для отопительных котельных малой мощности характерна высокая концентрация CmHn в дымовых газах, на отдельных стадиях, которая может достигать 348-350 мкг/100 м3, особенно при слоевом сжигании топлива. Установлено, что для жилых районов городов с местными отопительными системами характерно, особенно в зимний период, наличие устойчивых зон высоких концентраций бензопирена до 0,33 – 0,56 мкг/100м3 воздуха.

Для снижения загрязнения атмосферного воздуха продуктами горения необходимо проводить комплекс мероприятий, как по совершенствованию процесса горения, так и по использованию эффективной системы по очистке дымовых газов.

Сброс сточных вод из водоподготовительных установок котельных и воды после химической очистки внутренних поверхностей котлов в водоемы без очистки недопустимы. При гидрошлакоудалении из котельных, работающих на твердом топливе, целесообразно создание замкнутой системы использования воды и контроля за качеством воды, просачивающейся через грунт золоотвалом.

С целью стимулирования введения мероприятий по снижению выбросов вредных веществ в окружающую среду для каждого предприятия устанавливаются предельно допустимые нормативы выбросов (сбросов, размещения) загрязняющих веществ в природную среду и плата за выбросы.

На период достижения предельно допустимых нормативов устанавливаются лимиты природопользования с учетом экологической обстановки в регионе, видов используемого сырья, технического уровня применяемого природоохранного оборудования, проектных показателей и особенностей технологического режима работы предприятия, а так же уровня фонового загрязнения окружающей среды.

Плата за выбросы загрязняющих веществ является формой компенсации ущерба, наносимого загрязнением окружающей среде. Нормативы платы устанавливаются на уровне республик, краев, областей и крупных городов исходя из общереспубликанских нормативно-методических документов, и дифференцируются с учетом местных условий, состава и свойств выбрасываемых загрязняющих веществ.

На основе доведенных нормативов и лимитов предприятия определяют проектные величины платы за выбросы загрязняющих веществ и представляют их с соответствующими обоснованиями на утверждение в местную администрацию.