

Закрытое Акционерное Общество
«ИВЭНЕРГОСЕРВИС»

Юр. адрес: 153002, г. Иваново, ул.Шестернина, д. 3, Тел/факс: (4932) 37-22-02
ИНН 3731028511, КПП 370201001, ОГРН 1033700079951
ОКПО 44753410, ОКОНХ 71100
e-mail: office@ivenser.com

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО «ГОРОД МЕДНОГОРСК» НА ПЕРИОД ДО 2039 г.



**Обосновывающие материалы
к схеме теплоснабжения
Глава 11. Оценка надежности
теплоснабжения**

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО «ГОРОД МЕДНОГОРСК» НА ПЕРИОД ДО 2039 г.

Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения

Глава 11. Оценка надежности теплоснабжения

Генеральный директор
ЗАО «Ивэнергосервис»



Е.В. Барочкин

2022 г.

Медногорск, 2022 г.

Оглавление

Раздел 1. Оценка надежности теплоснабжения	4
Раздел 2. Метод и результаты обработки данных по отказам участков тепловых сетей (аварийным ситуациям), средней частоты отказов участков тепловых сетей (аварийных ситуаций) в каждой системе теплоснабжения	4
Раздел 3. Метод и результаты обработки данных по восстановлению отказавших участков тепловых сетей (участков тепловых сетей, на которых произошли аварийные ситуации), среднего времени восстановления отказавших участков тепловых сетей в каждой системе теплоснабжения	5
3.1. Основные расчетные зависимости	5
3.2. Допущения, принятые в расчете:	8
Раздел 4. Результаты оценки вероятности отказа (аварийной ситуации) и безотказной (безаварийной) работы системы теплоснабжения по отношению к потребителям, присоединенным к магистральным и распределительным теплопроводам	9
4.1. Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения потребителей Медногорской ТЭЦ	10
4.2. Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения потребителей котельной № 1 «Больничная»	12
4.3. Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения потребителей котельной № 3 «Моторная»	13
4.4. Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения потребителей котельной № 4 «Тульская»	14
Раздел 5. Результаты оценки коэффициентов готовности теплопроводов к несению тепловой нагрузки	15
Раздел 6. Результаты оценки недоотпуска тепловой энергии по причине отказов (аварийных ситуаций) и простоев тепловых сетей и источников тепловой энергии	16
Раздел 7. Выводы о состоянии надежности систем теплоснабжения г. Медногорск	16
Раздел 8. Состав изменений, выполненных при актуализации схемы теплоснабжения на 2021 год	16
Раздел 9. Анализ аварийных режимов работы тепловых сетей	17
9.1. Расчет предельного времени устранения аварий	17
9.2. Медногорская ТЭЦ	18
9.3. Котельная № 4 «Никитино»	24

Раздел 1. Оценка надежности теплоснабжения

Целью количественной оценки способности действующих и проектируемых ТС обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения каждого потребителя является обоснование необходимости выполнения мероприятий, обеспечивающих надежное теплоснабжение потребителей тепловой энергией, а также проверка эффективности реализации этих мероприятий.

Надежность теплоснабжения обеспечивается надежной работой всех элементов системы теплоснабжения города. Для оценки надежности систем теплоснабжения необходимо использовать показатели надежности согласно методическим указаниям по анализу показателей, используемых для оценки надежности систем теплоснабжения.

Вероятность безотказной работы рассчитывается для всех магистральных трубопроводов г. Медногорск.

Вероятность безотказной работы рассчитывается для всех участков по представленным в исходных данных при условии отсутствия вероятности разрыва двух участков в составе пути одновременно.

Вероятность безотказной работы рассчитывается на периоды с 2021 г. (существующее положение) по 2039 г. При расчете вероятности безотказной работы в этот период учтена реконструкция / капитальный ремонт участков тепловых сетей г. Медногорск согласно мероприятиям по реконструкции / капитальному ремонту, приведенных в Главе 8 Обосновывающих материалов «Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них».

Раздел 2. Метод и результаты обработки данных по отказам участков тепловых сетей (аварийным ситуациям), средней частоты отказов участков тепловых сетей (аварийных ситуаций) в каждой системе теплоснабжения

Сводные данные по показателям повреждаемости водяных тепловых сетей г. Медногорск по ЕТО приведены в таблице 2.1.1

Таблица 2.1.1 Показатели повреждаемости водяных тепловых сетей от источников тепловой энергии г. Медногорск в зоне деятельности ЕТО - 1 за период 2017 – 2019 гг.

Наименование показателя	2017	2018	2019	2020	2021
Повреждения магистральных и распределительных тепловых сетей, 1/км/год в том числе:	0,23	0,23	0,38	0,42	0,10
в отопительный период	-	-	-	-	-
в период испытаний на плотность и прочность	0,23	0,23	0,38	0,42	0,10
Повреждения квартальных сетей систем отопления и ГВС, 1/км/год, в том числе:	0,7	0,55	0,45	1,018	0,25
в отопительный период	0,3	0,24	0,19	0,302	0,11
в период испытаний на плотность и прочность	0,39	0,3	0,26	0,717	0,14
Всего повреждений тепловых сетей, 1/км/год	0,62	0,5	0,44	0,87	0,21
в отопительный период	0,26	0,21	0,15	0,227	0,08
в период испытаний на плотность и прочность	0,36	0,29	0,29	0,643	0,13

Раздел 3. Метод и результаты обработки данных по восстановлению отказавших участков тепловых сетей (участков тепловых сетей, на которых произошли аварийные ситуации), среднего времени восстановления отказавших участков тепловых сетей в каждой системе теплоснабжения

Статистика восстановлений тепловых сетей ничем не отличается от статистики повреждений сетей, т.к. устранение дефектов в период эксплуатации сетей производится немедленно при выявлении повреждений. При этом восстановительные работы продолжаются до полного устранения повреждения и подачи теплоносителя. Время устранения повреждения зависит от объема ремонтно-восстановительных работ и возможности оперативного отключения поврежденного участка. Продолжительность работ в целом зависит от необходимости проведения земляных работ, получения согласований и разрешений, от времени опорожнения поврежденного участка для подготовки рабочего места.

Восстановление сетей напрямую зависит от объемов финансирования и планирования своевременного выполнения ремонтно-восстановительных работ на сетях. Достаточность финансирования ремонтно-восстановительных работ является немаловажным фактором в поддержании сетевого хозяйства в исправном состоянии.

Время восстановления повреждений на тепловых сетях г. Медногорск не превышает нормы восстановления теплоснабжения, определенные в СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» и в «Правилах предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов», утвержденных Постановлением от 06.05.2011 г. № 354.

3.1. Основные расчетные зависимости

Интенсивность отказов элементов ТС

а) интенсивность отказов участка ТС:

$$\lambda_i = \lambda_T \cdot (0,1 \cdot \tau_i^{\text{пз}})^{\alpha_i - 1}, 1/(\text{км} \cdot \text{ч}) \quad (1)$$

где $\lambda_T = 5,7 \cdot 10^{-6} 1/(\text{км} \cdot \text{ч})$ – среднее значение интенсивности отказов 1 км теплопровода;

$\tau_i^{\text{пз}}$ – продолжительность (период) эксплуатации i-ого участка ТС, лет;

α_i – коэффициент, учитывающий продолжительность эксплуатации $\tau_i^{\text{пз}}$ i-ого участка ТС:

$$\alpha_i = \begin{cases} 0,8 & \text{при } 0 < \tau_i^{\text{пз}} \leq 3 \\ 1 & \text{при } 3 < \tau_i^{\text{пз}} \leq 17 \\ 0,5 \cdot e^{\left(\frac{\tau_i^{\text{пз}}}{20}\right)} & \text{при } \tau_i^{\text{пз}} > 17 \end{cases} \quad (2)$$

б) интенсивность отказов ЗРА:

$$\lambda_{\text{зра}} = 2,28 \cdot 10^{-7}, 1/\text{ч}.$$

где $\lambda_{\text{зра}}$ – среднее значение интенсивности отказов ЗРА, 1/ч.

Параметр потока отказов элементов ТС:

а) параметр потока отказов участка ТС:

$$\omega_i = \lambda_i \cdot L_i, 1/(\text{км} \cdot \text{ч}). \quad (3)$$

где L_i - длина i-ого участка ТС, км;

б) параметр потока отказов ЗРА:

$$\omega_i = \lambda_{\text{зра}} = 2,28 \cdot 10^{-7}, 1/\text{ч}. \quad (4)$$

Среднее время до восстановления элементов ТС

а) среднее время до восстановления участка ТС k-ого диаметра:

$$z_k^p = a \cdot [1 + (b + c \cdot L_{\text{сз}}) \cdot d_k^{1,2}], \text{ч} \quad (5)$$

где a, b, c - коэффициенты, учитывающие способ прокладки теплопровода;

$L_{сз}$ - расстояние между секционирующими задвижками, м;

d_k – k-й диаметр теплопровода, м.

Значения коэффициентов а, b, с, учитывающих способ прокладки теплопровода, приведены в таблице 3.1.1

Таблица 3.1.1 Значения коэффициентов а, b, с.

Способ прокладки теплопровода	Значения коэффициентов*		
	а	в	с
в канале (без канала)	6	0.5	0,0015

В зависимости от диаметра теплопровода, значения расстояний между СЗ ($L_{сз}$) должно соответствовать требованиям СНиП 41–02–2003 (п. 10.17) [2]:

$$L_{сз} = \begin{cases} 1000 \text{ м если } d_k \leq 0,4 \text{ м} \\ 1500 \text{ м если } 0,4 < d_k < 0,6 \text{ м} \\ 3000 \text{ м если } 0,6 \leq d_k < 0,9 \text{ м} \\ 5000 \text{ м если } d_k \geq 0,9 \text{ м} \end{cases}$$

б) среднее время до восстановления ЗРА:

Время до восстановления ЗРА k-ого диаметра принимается равным времени восстановления теплопровода того же диаметра, так как отказ ЗРА и отказ теплопровода (одного и того же диаметра) при их восстановлении требуют сопоставимых временных затрат. В связи с этим расчет среднего времени до восстановления ЗРА выполняется по выражению (5).

Интенсивность восстановления элементов ТС:

$$\mu_i = \frac{1}{Z_k^p}, \quad 1/4 \quad (6)$$

Стационарная вероятность рабочего состояния сети:

$$p_0 = \left(1 + \sum_{i=1}^N \frac{\lambda_i}{\mu_i} \right)^{-1} \quad (7)$$

Вероятность состояния сети, соответствующая отказу f-ого элемента:

$$p_f = \frac{\lambda_f}{\mu_f} \cdot p_0 \quad (8)$$

Коэффициент готовности системы к теплоснабжению j-ого потребителя:

$$K_j = p_0 + \sum_{f \notin j} p_f \cdot \frac{\tau_{от} - \tau_{н,j,f}}{\tau_{от}} \quad (9)$$

где $\tau_{от}$ – продолжительность отопительного периода, ч;

$\tau_{н,j,f}$ - продолжительность действия низких температур наружного воздуха $t_{j,f}^H$ (ниже расчетной температуры наружного воздуха t^{HP}) в течение отопительного периода, при которой время восстановления отказавшего f-ого элемента становится равным времени снижения температуры воздуха в здании j-ого потребителя до минимально допустимого значения, ч.

Если температура наружного воздуха ($t_{j,f}^H$) оказывается равной или выше +8 °С (начало отопительного сезона), отказы данного f-ого элемента нарушают расчетный уровень теплоснабжения j-ого потребителя в течение всего отопительного сезона ($\tau_{н,j,f} = \tau_{от}$), то при расчете K_j , коэффициент при p_f равен нулю.

Если $t_{j,f}^H$ оказывается ниже или равной t^{HP} , отказы f-го элемента в течение всего отопительного сезона не влияют на теплоснабжение j-го потребителя ($\tau_{н,j,f} = 0$), то при расчете K_j , коэффициент при p_f равен 1.

Если $t^{HP} < t_{j,f}^H < +8^0\text{C}$ и $0 < \tau_{н,j,f} < \tau_{от}$, то при расчете K_j , коэффициент при p_f равен

$$\frac{\tau_{от} - \tau_{н,j,f}}{\tau_{от}}$$

Т.е. продолжительность действия температур наружного воздуха ($\tau_{н,j,f}$), определяется при выполнении следующих условий (в соответствии с рекомендациями [6]):

$$\tau_{н,j,f} = \begin{cases} 0 & \text{при } t_{j,f}^H \leq t^{HP} \\ 0 < \tau_{н,j,f} < \tau_{от} & \text{при } t^{HP} < t_{j,f}^H < +8^\circ\text{C} \\ \tau_{от} & \text{при } t_{j,f}^H \geq +8^\circ\text{C} \end{cases}$$

где $t_{j,f}^H$ – температура наружного воздуха, $^\circ\text{C}$;

t^{HP} – расчетная температура наружного воздуха, $^\circ\text{C}$.

Численное значение продолжительности действия температур наружного воздуха $\tau_{н,j,f}$ при условии $t^{HP} < t_{j,f}^H < +8^\circ\text{C}$ определяется в соответствии с требованиями СП 131.13330.2011.

Время снижения температуры воздуха в здании потребителя до минимально допустимого значения

Время снижения температуры воздуха в здании j-ого потребителя до минимально допустимого значения определяется при отказах элементов ТС в периоды действия температур наружного воздуха равных и ниже расчетной:

$$z_{j,f} = \beta_j \cdot \ln \left(\frac{t_j^B - t_{j,f}^H - \bar{q}_{j,f} \cdot (t_j^{BP} - t^{HP})}{t_{j,min}^B - t_{j,f}^H - \bar{q}_{j,f} \cdot (t_j^{BP} - t^{HP})} \right), \text{ ч} \quad (10)$$

где β_j , – коэффициент тепловой аккумуляции здания, ч;

t_j^B – температура воздуха в здании j-го потребителя, $^\circ\text{C}$;

$t_{j,min}^B$ – минимально допустимая температура воздуха в здании j-го потребителя, $^\circ\text{C}$;

t_j^{BP} – расчетная температура воздуха в здании j-го потребителя, $^\circ\text{C}$;

$\bar{q}_{j,f} = \frac{q_{j,f}}{q_{j,0}}$ – относительная подача теплоты j-му потребителю при отказе f-го элемента

ТС, отн. ед.;

$q_{j,0}$ – расчетная подача теплоты j-му потребителю при t^{HP} , Гкал/ч.

$q_{j,f}$ – подача теплоты j-му потребителю при отказе f-го элемента ТС:

$$q_{j,f} = g_{j,f} \cdot (\tau_{1p} - \tau_{2p}) \cdot 10^{-3}, \text{ Гкал/ч}; \quad (11)$$

где $g_{j,f}$ – расход теплоносителя j-м потребителем при отказе f-го элемента ТС, т/ч;

τ_{1p} и τ_{2p} – расчетные температуры сетевой воды, $^\circ\text{C}$.

Численные значения коэффициента тепловой аккумуляции здания (β_j) для различных типов зданий принимаются в соответствии с рекомендациями МДС 41-6.2000 [3].

Численные значения расчетной температуры воздуха в зданиях потребителей (t_j^{BP}) принимаются в соответствии с требованиями СанПиН 2.1.2.2645-10 [12].

Численные значения минимально допустимых температур воздуха в зданиях потребителей ($t_{j,min}^B$), принимаются в соответствии с требованиями СНиП 41-02-2003 (п. 4.2) [2].

Вероятность безотказного теплоснабжения j-ого потребителя в течение отопительного периода:

$$P_j = e^{-\left(\sum_f \omega_f \cdot (\tau_{от} - z_{j,f}) \cdot e^{-\left(\frac{z_{j,f}}{z_{k,f}^B} \right)} \right)} \quad (12)$$

Средний суммарный недоотпуск теплоты j-ому потребителю в течение отопительного периода:

$$Q_j^- = \left(g_{0j} - \sum_{f=0} p_f g_{f,j} \right) \cdot (\tau_{1p} - \tau_{2p}) \cdot \frac{t_j^{BP} - t_{ср.от}^H}{t_j^{BP} - t^{HP}} \cdot \tau_{от} \cdot 10^{-3}, \frac{\text{Гкал}}{\text{от. период}} \quad (13)$$

где g_{0j} – расчетный расход теплоносителя j -м потребителем, т/ч;

$t_{\text{ср.от}}^H$ – среднее значение температуры наружного воздуха в отопительном периоде, °С.

3.2. Допущения, принятые в расчете:

Численные значения ПН определяются для отопительной нагрузки потребителей, отнесенных к узлам расчетной схемы ТС.

В расчете принято:

Распределение потока отказов в ТС простое пуассоновское.

Вероятность одновременного возникновения двух отказов не учитывается, так как в действующих ТС вероятность одновременного возникновения двух отказов на три - четыре порядка меньше вероятности возникновения одного отказа.

Исправное состояние ТС и состояние отказа участка ТС описываются графом состояний, в котором переход ТС из исправного состояния в состояние отказа происходит при отказе одного любого элемента ТС. При расчете показателей надежности обратный перевод ТС из состояния отказа в исправное состояние не производится.

При восстановлении отказавшего элемента ТС отказы других элементов ТС не происходят.

При анализе последствий отказов в ТС, считается возможным перевод в состояние отказа любого элемента ТС, путем его отключения.

Надежность тепловой сети оценивается по характеристикам надежности ее элементов. С этой целью вычисляются вероятностные меры возможных состояний ТС с определением количества тепловой энергии, подаваемой каждому потребителю в этих состояниях и учетом временного резерва на восстановление теплоснабжения потребителей.

Функциональным отказом ТС считается снижение температуры воздуха в здании потребителя (t^B), ниже минимально допустимого значения, нормированного СП 131.13330.2011.

Для каждого обобщенного потребителя электронной модели схемы теплоснабжения, коэффициент тепловой аккумуляции устанавливается, с учетом теплоаккумулирующих характеристик и категоричности зданий.

Определение вероятности состояний ТС производится для временного сечения отопительного периода, соответствующего расчетной температуре наружного воздуха (t^{HP}).

За расчетный период принимается продолжительность отопительного периода ($\tau_{от}$).

Среднее значение интенсивности отказов 1 км одного (подающего или обратного) теплотрасса $\lambda_{\text{т}}$, принимается равным $5,7 \cdot 10^{-6}$, 1/(км·ч) или 0,05 1/(км·год). Среднее значение интенсивности отказов одного элемента запорно-регулирующей арматуры (одной задвижки) $\lambda_{\text{зра}}$, принимается равным $2,28 \cdot 10^{-7}$, 1/ч или 0,002 1/год, а распределение потока отказов простым пуассоновским.

Для расчета времени восстановления оборудования ТС используется зависимость (5), принятая по данным [10].

Распределение потока отказов участка ТС подчиняется закону Вейбула. Расчет интенсивности отказов участков ТС, имеющих продолжительность эксплуатации до 25 лет, производится по формуле (1). Участки сети с продолжительностью эксплуатации более 25 лет выделяются в отдельную группу как потенциально ненадежные. На основе дополнительного анализа их состояния выбираются участки, требующие первоочередной перекладки. Для дальнейших расчетов интенсивность отказов этих участков принимается равной интенсивности отказов новых участков, а не перекладываемых участков – максимальной (т.е. равной интенсивности отказов участков, имеющих продолжительность эксплуатации 25 лет).

Расстояние между СЗ в электронной модели схемы теплоснабжения проверяется с помощью топологического анализа их расположения на участках ТС. В ходе анализа прове-

ряется выполнение следующих условий:

- на участках ТС одного диаметра и отсутствии ответвлений, расстояние между СЗ должно быть не более того значения, которое указано в таблице 3.2.1;

- на участках ТС с теплопроводами одного диаметра и наличии ответвлений, СЗ условно располагаются непосредственно за каждым ответвлением. При этом, расстояние до ближайшей СЗ должно быть не более того значения, которое указано в таблице 3.2.1;

- на участках ТС с разными диаметрами теплопроводов и отсутствии ответвлений, СЗ условно располагаются непосредственно за местом изменения диаметра теплопровода. При этом, расстояние до ближайшей СЗ должно быть не более того значения, которое соответствует расстоянию между СЗ меньшего диаметра (таблица 3.2.1);

- на участках ТС с разными диаметрами теплопроводов и наличии ответвлений, СЗ условно располагаются непосредственно за каждым ответвлением на теплопроводе меньшего диаметра. При этом, расстояние до ближайшей СЗ должно быть не более того значения, которое соответствует расстоянию между СЗ меньшего диаметра (таблица 3.2.1).

Таблица 3.2.1 Расстояние между СЗ и место их расположения

Диаметр теплопровода	Расстояние между СЗ на участке ТС и место их расположения			
	диаметр теплопровода не изменяется		диаметр теплопровода изменяется	
	ответвлений нет	ответвления есть	ответвлений нет	ответвления есть
м	м	м	м	м
до 0,4	1000	Непосредственно за ответвлением, расстояние до ближайшей СЗ не более 1000 м	непосредственно за местом изменения диаметра, расстояние до ближайшей СЗ не более 1000 м	Непосредственно за ответвлением, на теплопроводе меньшего диаметра, расстояние до ближайшей СЗ не более 1000 м
от 0,4 до 0,6	1500	Непосредственно за ответвлением, расстояние до ближайшей СЗ не более 1500 м	непосредственно за местом изменения диаметра, расстояние до ближайшей СЗ не более 1000 м	Непосредственно за ответвлением, на теплопроводе меньшего диаметра, расстояние до ближайшей СЗ не более 1000 м
от 0,6 до 0,9	3000	Непосредственно за ответвлением, расстояние до ближайшей СЗ не более 3000 м	непосредственно за местом изменения диаметра, расстояние до ближайшей СЗ в соответствии с меньшим диаметром (не более 1000 м, 1500 м)	Непосредственно за ответвлением, на теплопроводе меньшего диаметра, расстояние до ближайшей СЗ в соответствии с меньшим диаметром (не более 1000 м, 1500 м)
более 0,9	5000	Непосредственно за ответвлением, расстояние до ближайшей СЗ не более 5000 м	непосредственно за местом изменения диаметра, расстояние до ближайшей СЗ в соответствии с меньшим диаметром (не более 1000 м, 1500 м, 3000 м)	Непосредственно за ответвлением, на теплопроводе меньшего диаметра, расстояние до ближайшей СЗ в соответствии с меньшим диаметром (не более 1000 м, 1500 м, 3000 м)

Если в результате анализа выявляется несоответствие принятым условиям, то в расчете среднего времени восстановления количество СЗ и расстояние между ними условно принимается равным такому, при котором обеспечивается выполнение этих условий.

Раздел 4. Результаты оценки вероятности отказа (аварийной ситуации) и безотказной (безаварийной) работы системы теплоснабжения по отношению к потребителям, присоединенным к магистральным и распределительным теплопроводам

Согласно СП 124.13330.2012 вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя должна быть больше или равной 0,9. Ввиду чего на некоторых участках тепловых сетей необходимо произвести капитальный ремонт.

4.1. Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения потребителей Медногорской ТЭЦ

Тепловые сети Медногорской ТЭЦ представлены на рис. 4.1.1



Рис. 4.1.1. Тепловые сети Медногорской ТЭЦ

Согласно Мастер-плану развития систем теплоснабжения муниципального образования «город Медногорск» на период до 2039 года, целевой сценарий предполагает закрытие МТЭЦ (с 2023 года) с переводом нагрузки на три новых БМК, вывод из эксплуатации сетей крупного диаметра. Ввиду чего необходимость в реконструкции тепловых сетей крупного диаметра от МТЭЦ отсутствует.

На рис. 4.1.2 представлены тепловые сети перспективных зон действия БМК № 1, БМК № 2 и БМК № 3 взамен Медногорской ТЭЦ (красными кругами выделены потребители которые будут переведены на индивидуальный источник).

Вероятность безотказной работы потребителей новых БМК представлена в табл. 4.1.1

Таблица 4.1.1 Вероятность безотказной работы потребителей Медногорской ТЭЦ

Год	Минимальная	Максимальная	Средневзвешенная
БМК № 1			
2021 год	0,00000	0,99989	0,62465
2039 год	0,99499	0,99992	0,99907
БМК № 2			
2021 год	0,99637	0,99993	0,99946
2039 год	0,99738	0,99992	0,99901
БМК № 3			
2021 год	0,00000	0,99990	0,73797
2039 год	0,90323	0,99995	0,99611

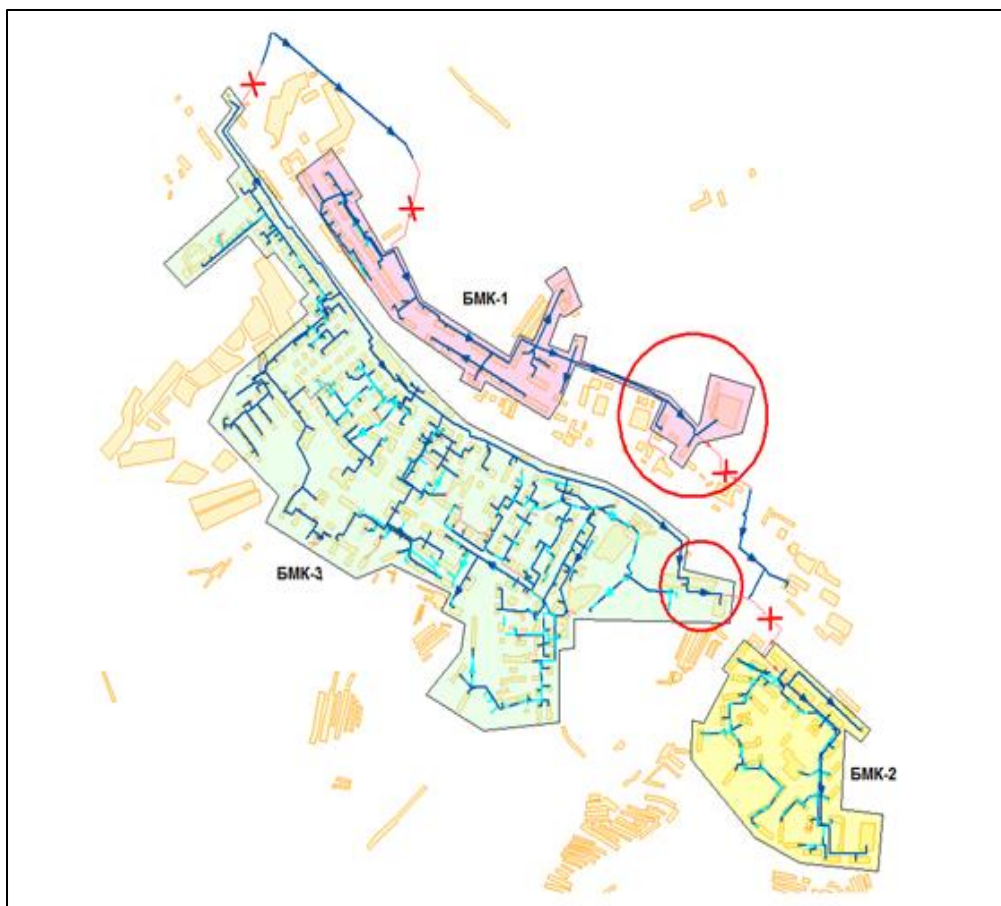


Рис. 4.1.2. Тепловые сети БМК № 1, № 2, № 3

В таблице 4.1.2 представлен результаты расчета вероятности безотказной работы участков тепловой сети новых БМК на существующее положение и на 2039 год с указанием диаметров, длин и способа прокладки этих участков.

Таблица 4.1.2 Результаты расчета вероятности безотказной работы участков теплосети новых БМК

№	Участок	Дата последней замены	Условный диаметр трубы, м	Длина трубы, м в д. и.	способ прокладки	Среднее время восстановления участка, час	Вероятность безотказной работы участка	
							2019 г.	2039 г.
БМК № 1 путь 1								
1	котельная -т.	2021	0,400	9,0	надземный	21,35	0,99989	0,99992
2	т.- СК-20	1972	0,400	124,6	надземный	21,35	0,50803	0,99891
3	СК-20 - СК-19	1972	0,400	192,7	надземный	21,35	0,35081	0,99831
4	СК-19 - СК-18	1972	0,400	168,0	надземный	21,35	0,40120	0,99853
5	СК-18 - ВК-51а	1972	0,400	41,2	надземный	21,35	0,79930	0,99968
6	ВК-51а - СК-17	1972	0,400	59,1	надземный	21,35	0,72502	0,99955
7	Ск-17 - ВК-51	1972	0,400	28,4	надземный	21,35	0,85701	0,99978
8	ВК-51 - Вр. -3.2	1972	0,400	8,9	надземный	21,35	0,95302	0,99993
9	Вр. -3.2 - К-50	1972	0,400	131,8	надземный	21,35	0,48844	0,99899
10	К-50 - Вр. -3.1	1972	0,400	23,1	надземный	21,35	0,88206	0,99982
11	Вр. -3.1 -т.	1972	0,150	300,0	надземный	8,59	0,19570	0,99771
12	т. -ЦТП-10	1972	0,150	20,0	надземный	8,59	0,89696	0,99985
13	Цтп-10 т.	1972	0,150	11,9	надземный	8,59	0,93724	0,99991
14	т. Вр. -10.1	2000	0,200	21,8	надземный	10,94	0,99980	0,99490
15	Вр. - 10.1 - ТК-10/2	1963	0,080	32,0	надземный	5,58	0,00000	0,99972
16	ТК-10/2 - ТК-10/3	1963	0,000	37,0	надземный	2,91	0,00000	0,99968
БМК № 2 путь 1								
1	Котельная - ЦТП	2021	0,400	300	в канале	21,35	0,99637	0,99738
1	ЦТП - ТК-8/4	1976	0,250	10	в канале	13,40	0,99678	0,99992
2	ТК-8/4 - т.1	2009	0,200	15	в канале	10,94	0,99993	0,99968
3	т.1 -Т.2	2009	0,200	60	в канале	10,94	0,99973	0,99895
4	т.2 -т.3	2009	0,200	50	в канале	10,94	0,99978	0,99912

№	Участок	Дата последней замены	Условный диаметр трубы, м	Длина трубы, м в д. и.	способ прокладки	Среднее время восстановления участка, час	Вероятность безотказной работы участка	
							2019 г.	2039 г.
5	т.3 - ШП-8/11	2009	0,200	16	в канале	10,94	0,99993	0,99972
6	ШП-8/11 - ВК-56	2009	0,200	50	в канале	10,94	0,99978	0,99912
7	ВК-56 - ТК-8/1	2009	0,200	35,0	в канале	10,94	0,99984	0,99938
8	ТК-8/1 - Вр. -8.4	2006	0,150	100,0	в канале	8,59	0,99967	0,99695
9	Вр. -8.4 - ВК-56/2	2006	0,150	35,0	в канале	8,59	0,99989	0,99922
10	ВК-56/2 - Вр. -8.5	2006	0,150	60,0	в канале	8,59	0,99980	0,99867
11	Вр. -8.5 - Вр. -8.6	2006	0,150	80,0	в канале	8,59	0,99974	0,99822
12	Вр. -8.6 - ВК-57	2006	0,150	45,0	в канале	8,59	0,99985	0,99900
13	ВК-57 - Вр. -8.9	2006	0,150	25,0	в канале	8,59	0,99992	0,99944
14	Вр. -8.9 - ВК-57/1	2006	0,150	35,0	в канале	8,59	0,99989	0,99922
15	ВК-57/1 - Вр. -8.7	2006	0,150	12,0	в канале	8,59	0,99996	0,99973
16	Вр. -8.7 - Вр. -8.8	2006	0,150	58,0	в канале	8,59	0,99981	0,99871
17	Вр. -8.8 - ж.д.	1985	0,080	55,0	в канале	5,58	0,99963	0,99982
БМК № 3 путь 1								
1	Котельная - т.	2021	0,200	30,72	надземный	10,94	0,99978	0,99973
1	т. - т. 2	1999	0,200	19,63	надземный	10,94	0,99990	0,99372
2	т. 2 - СК-12-1	1999	0,200	440,81	надземный	10,94	0,99773	0,90323
3	СК-12-1 - СК-12а	1969	0,250	37,8	в канале	13,40	0,78139	0,99981
4	СК-12а - К-39	1969	0,300	68,98	в канале	15,96	0,59482	0,99964
5	К-39 - СК-12	1969	0,300	51,32	в канале	15,96	0,67943	0,99974
6	СК-12 - К-38	1969	0,300	22,29	в канале	15,96	0,84547	0,99989
7	К-38 - СК-11а	1969	0,300	36,6	в канале	15,96	0,75892	0,99981
8	СК-11а - К-37	1969	0,300	69,0	в канале	15,96	0,59487	0,99965
9	К-37 - СК-11	1969	0,300	29,3	в канале	15,96	0,80229	0,99989
10	СК-11 - К-36	1969	0,300	15,1	в канале	15,96	0,89271	0,99994
11	К-36 - СК-10	1969	0,300	89,5	в канале	15,96	0,50961	0,99966
12	СК-10 - К-35	1969	0,300	33,6	в канале	15,96	0,77626	0,99987
13	К-35 - СК-9	1969	0,300	36,2	в канале	15,96	0,76132	0,99986
14	СК-9 - ЦТП	1969	0,250	75,0	в канале	13,40	0,61297	0,99972
15	ЦТП - ТК-2/1а	2008	0,200	53,0	в канале	10,94	0,99976	0,99919
16	ТК-2/1а - ТК-2/7	2008	0,200	126,0	в канале	10,94	0,99943	0,99808
17	ТК-2/7 - ТК-2/13	2008	0,200	68,0	в канале	10,94	0,99969	0,99897
18	ТК-2/13 - ТК-2/19	2008	0,200	41,0	в канале	10,94	0,99982	0,99938
19	ТК-2/19 - ТК-2/20	2008	0,200	62,0	в канале	10,94	0,99972	0,99906
20	ТК-2/20 - ТК-2/22	2008	0,200	50,0	в канале	10,94	0,99978	0,99924
21	ТК-2/22 - т.	1961	0,200	40,0	в канале	10,94	0,00000	0,99985
22	т. - ТК-2/23	1961	0,200	35,0	в канале	10,94	0,00000	0,99987
23	ТК-2/23 - т.	1961	0,150	12,0	в канале	8,59	0,00005	0,99995
24	т. - т.1	1961	0,150	40,0	в канале	8,59	0,00000	0,99985
25	т.1 - ТК-2/24	1970	0,150	36,0	в канале	8,59	0,91947	0,99988
26	ТК-2/24 - т.	1970	0,100	74,0	в канале	6,40	0,90761	0,99976
27	т. - ТК-2/25	1970	0,080	20,0	в канале	5,58	0,98296	0,99993
28	ТК-2/25 - ул. Советская, 29	1970	0,080	17,0	в канале	5,58	0,98549	0,99994

4.2. Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения потребителей котельной № 1 «Больничная»

Тепловые сети котельной № 1 «Больничная» представлены на рис. 4.2.1.

Вероятность безотказной работы трубопроводов котельной № 1 «Больничная» (путь 1) представлена в табл. 4.2.1.

Таблица 4.2.1 Вероятность безотказной работы трубопроводов котельной № 1 «Больничная»

Год	Минимальная	Максимальная	Средневзвешенная
2021 год	0,00000	0,00000	0,00000
2039 год	0,99975	0,99998	0,99989

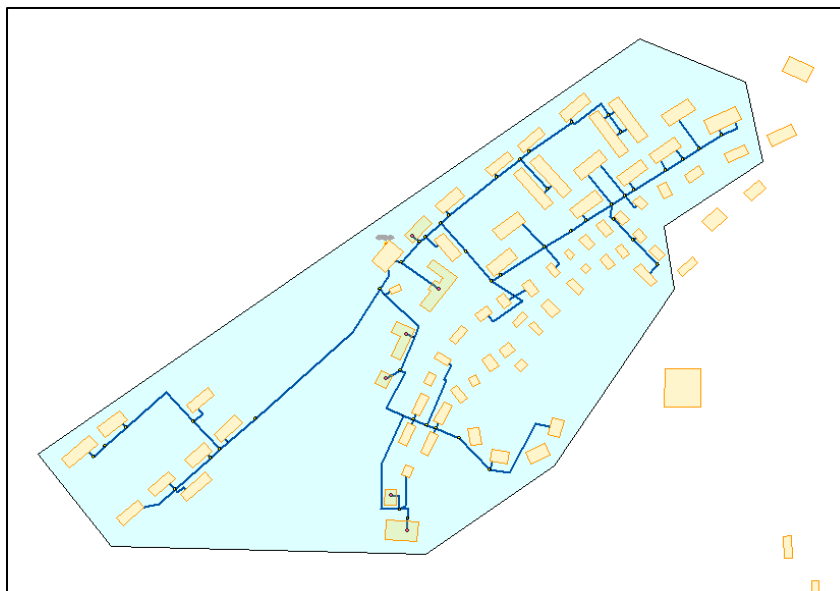


Рис. 4.2.1. Тепловые сети котельной № 1 «Больничная»

В табл. 4.2.2 представлен результаты расчета вероятности безотказной работы участков тепловой сети котельной № 1 «Больничная» на существующее положение и на 2039 год с указанием диаметров, длин и способа прокладки этих участков, а также годом их предполагаемой замены. В графе «Дата последней замены» год реконструкции / капитального ремонта выделен синим цветом.

Таблица 4.2.2 Результаты расчета вероятности безотказной работы участков теплосети котельной № 1 «Больничная»

№	Участок	Дата последней замены	Условный диаметр трубы, м	Длина трубы, м в д. и.	способ прокладки	Среднее время восстановления участка, час	Вероятность безотказной работы участка	
							2019 г.	2039 г.
Котельная "Больничная" путь 1								
1	Котельная ТК 20	1959	0,200	22,5	в канале	10,94	0,00000	0,99988
2	ТК 20-ТК 21	1959	0,200	39,6	в канале	10,94	0,00000	0,99980
3	ТК 21-ТК 22	1959	0,200	12,2	в канале	10,94	0,00000	0,99994
4	ТК 22-ТК 23	1959	0,150	29,7	в канале	8,59	0,00000	0,99989
5	ТК 23-ТК 32	1959	0,150	56,1	в канале	8,59	0,00000	0,99979
6	ТК 32-ТК 33	1959	0,150	57,4	в канале	8,59	0,00000	0,99978
7	ТК 33-ТК 34	1959	0,150	15,0	в канале	8,59	0,00000	0,99995
8	ТК 34-ТК 35	1959	0,150	75,3	в канале	8,59	0,00000	0,99975
9	ТК 35-ТК 36	1959	0,150	44,6	в канале	8,59	0,00000	0,99985
10	ТК 36-ТК 37	1959	0,150	26,8	в канале	8,59	0,00000	0,99991
11	ТК 37-ТК 38	1959	0,150	43,6	в канале	8,59	0,00000	0,99986
12	ТК 38-ТК 44	1959	0,100	22,7	в канале	6,40	0,00000	0,99996
13	ТК 44-ТК 45	1959	0,100	15,5	в канале	6,40	0,00000	0,99997
14	ТК 45-ТК 47	1959	0,100	55,2	в канале	6,40	0,00000	0,99990
15	ТК 47-ТК 48	1959	0,100	28,9	в канале	6,40	0,00000	0,99995
16	ТК 48-ТК 49	1959	0,080	27,8	в канале	5,58	0,00000	0,99997
17	ТК 48-ж.д.	1959	0,050	60,9	в канале	4,43	0,00000	0,99998

4.3. Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения потребителей котельной № 3 «Моторная»

Тепловые сети котельной № 3 «Моторная» представлены на рис. 4.3.1.

Вероятность безотказной работы трубопроводов котельной № 3 «Моторная» представлена в табл. 4.3.1.

Таблица 4.3.1 Вероятность безотказной работы трубопроводов котельной № 3 «Моторная»

Год	Минимальная	Максимальная	Средневзвешенная
2021 год	0,99995	0,99995	0,99995
2039 год	0,99997	0,99997	0,99997

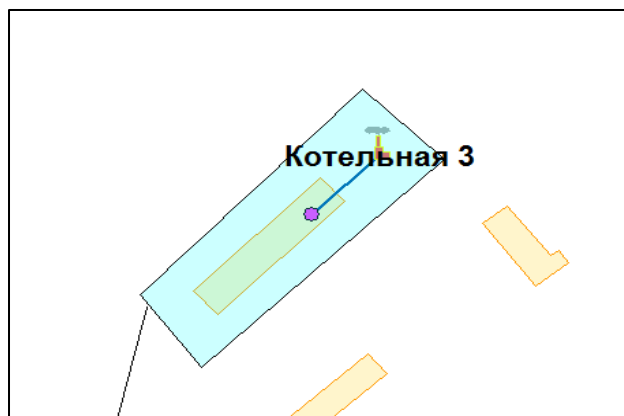


Рис. 4.3.1. Тепловые сети котельной № 3 «Моторная»

В табл. 4.3.2 представлен перечень трубопроводов котельной № 3 «Моторная» на существующее положение и на 2039 год с указанием диаметров, длин и способа прокладки этих участков, а также годом их предполагаемой замены. В графе «Дата последней замены» год реконструкции / капитального ремонта выделен синим цветом, зеленым цветом выделены участки, реконструируемые в 2021 году.

Таблица 4.3.2 Перечень трубопроводов котельной № 3 «Моторная»

№	Участок	Дата последней замены	Условный диаметр трубы, м	Длина трубы, м в д. и.	способ прокладки	Среднее время восстановления участка, час	Вероятность безотказной работы участка	
							2019 г.	2039 г.
Котельная "Моторная"								
1	кот. - моторная, 11	2006	0,1	25,0	подземная	6,4	0,99995	0,99997

4.4. Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения потребителей котельной № 4 «Тульская»

Тепловые сети котельной № 4 «Никитино» представлены на рис. 4.4.1.

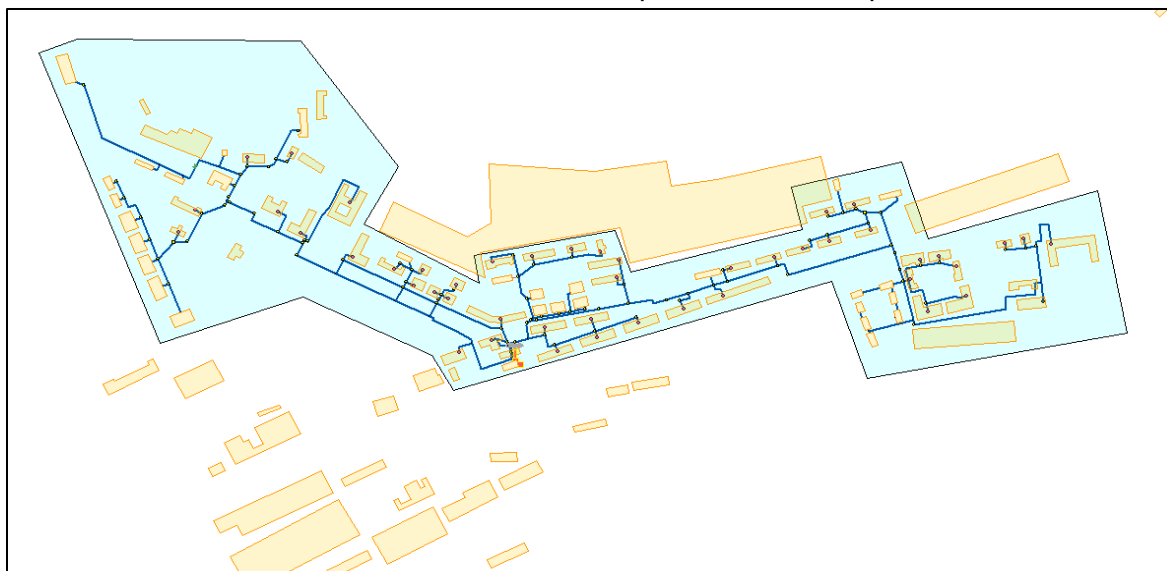


Рис. 4.4.1. Тепловые сети котельной № 4 «Никитино»

Вероятность безотказной работы трубопроводов котельной № 4 «Никитино» представлена в табл. 4.4.1

Таблица 4.4.1 Вероятность безотказной работы трубопроводов котельной № 4 «Никитино»

Год	Минимальная	Максимальная	Средневзвешенная
2019 год	0,14753	0,99988	0,86817
2039 год	0,99628	0,99999	0,99913

В табл. 4.4.2 представлен результаты расчета вероятности безотказной работы участков тепловой сети котельной № 4 «Никитино» на существующее положение и на 2039 год с

указанием диаметров, длин и способа прокладки этих участков, а также годом их предполагаемой замены. В графе «Дата последней замены» год реконструкции / капитального ремонта выделен синим цветом.

Таблица 4.4.2 Результаты расчета вероятности безотказной работы участков теплосети котельной № 4 «Никитино»

№	Участок	Дата последней замены	Условный диаметр трубы, м	Длина трубы, м в д. и.	способ прокладки	Среднее время восстановления участка, час	Вероятность безотказной работы участка	
							2019 г.	2039 г.
Котельная Никитино" путь 1								
1	Котельная - ЦТП 11	1969	0,200	28,67	в канале	10,94	0,85839	0,99985
2	ЦТП 11 - т.1	1969	0,200	8,94	в канале	10,94	0,95350	0,99995
3	т.1 - ВК 2	2000	0,200	30,33	в канале	10,94	0,99986	0,99583
4	ВК 2 - Вр. - 11.11	2000	0,200	25,71	в канале	10,94	0,99988	0,99646
5	Вр. - 11.11 - ТК 11/32	1965	0,200	33,49	в канале	10,94	0,14753	0,99983
6	ТК 11/32 - ТК 11/33	1969	0,200	9,08	в канале	10,94	0,95279	0,99996
7	ТК 11/33 - ТК 11/34	1969	0,200	10,9	в канале	10,94	0,94345	0,99995
8	ТК 11/34 - ТК 11/35	1969	0,200	12,3	в канале	10,94	0,93649	0,99994
9	ТК 11/35 - ТК 11/36	1969	0,200	33,6	в канале	10,94	0,83614	0,99985
10	ТК 11/36 - ТК 11/37	1969	0,200	21,2	в канале	10,94	0,89323	0,99990
11	ТК 11/37 - ТК 11/38	1969	0,200	37,1	в канале	10,94	0,82070	0,99983
12	ТК 11/38 - ТК 11/48	1969	0,200	82,8	в канале	10,94	0,64336	0,99963
13	ТК 11/48 - К-1	1969	0,200	82,9	в канале	10,94	0,64312	0,99963
14	К-1 - ТК-11/51	1969	0,200	44,1	в канале	10,94	0,79079	0,99980
15	ТК-11/51 - ТК-11/52	1969	0,200	53,0	в канале	10,94	0,75410	0,99976
16	ТК-11/52 - ТК-11/53	1969	0,200	23,0	в канале	10,94	0,88485	0,99990
17	ТК-11/53 - ТК-11/55	2006	0,200	107,5	в канале	10,94	0,99952	0,99673
18	ТК-11/55 - ТК-11/56	2006	0,200	38,7	в канале	10,94	0,99983	0,99882
19	ТК-11/56 - ТК	2006	0,200	122,3	в канале	10,94	0,99945	0,99628
20	ТК - ТК-11/65	2006	0,200	86,5	в канале	10,94	0,99961	0,99736
21	ТК-11/65 - ТК-11/72	1969	0,050	383,7	в канале	4,43	0,85347	0,99985
22	ТК-11/72 - ТК-11/71	1969	0,050	21,2	в канале	4,43	0,99127	0,99999
23	ТК-11/71 - ТК-11/70	1969	0,050	39,1	в канале	4,43	0,98397	0,99999
24	ТК-11/70 - ж.д.	1969	0,150	13,0	в канале	8,59	0,95068	0,99996

Раздел 5. Результаты оценки коэффициентов готовности теплопроводов к несению тепловой нагрузки

Согласно СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» коэффициент готовности K_g (качества) системы: вероятность работоспособного состояния системы в произвольный момент времени поддерживать в отапливаемых помещениях расчетную внутреннюю температуру, кроме периодов снижения температуры, допускаемых нормативами.

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

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

Показатели коэффициентов готовности источников тепловой энергии г. Медногорск приведены в табл. 5.1.1.

Таблица 5.1.1 Коэффициенты готовности источников тепловой энергии г. Медногорск

Источник	K_g
Медногорская ТЭЦ	0,916035
Котельная № 1 «Больничная»	0,905129
Котельная № 3 «Моторная»	0,999987
Котельная № 4 «Никитино»	0,988893

Раздел 6. Результаты оценки недоотпуска тепловой энергии по причине отказов (аварийных ситуаций) и простоев тепловых сетей и источников тепловой энергии

Оценку недоотпуска тепловой энергии потребителям рекомендуется вычислять в соответствии с формулой:

$$\Delta Q_n = \overline{Q_{пр}} \times T_{оп} \times q_{тп}, \text{ Гкал}$$

где:

$\overline{Q_{пр}}$ - средняя за отопительный период тепловая мощность теплопотребляющих установок потребителя (либо, по-другому, тепловая нагрузка потребителя), Гкал/ч;

$T_{оп}$ - продолжительность отопительного периода, ч;

$q_{тп}$ - вероятность отказа трубопровода.

Показатели объемов недоотпуска тепловой энергии в результате нарушений в подаче тепловой энергии тепловыми сетями от источников тепловой энергии г. Медногорск отсутствуют.

Раздел 7. Выводы о состоянии надежности систем теплоснабжения г. Медногорск

Результаты расчета показывают, что средневзвешенное значение вероятности безотказной работы участков тепловых сетей к 2039 году, с учетом мероприятий по тепловым сетям (Глава 8 «Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей»), выше нормативной величины, требуемой в СП 124.13330.2012 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя должна быть больше или равной 0,9).

Раздел 8. Состав изменений, выполненных при актуализации схемы теплоснабжения на 2021 год

Результаты расчетов актуализированы по состоянию на 2022 год.

Раздел 9. Анализ аварийных режимов работы тепловых сетей

9.1. Расчет предельного времени устранения аварий

С использованием данных о теплоаккумулирующей способности объектов теплопотребления (зданий) определяют время, за которое температура внутри отапливаемого помещения снизится до температуры, установленной в критериях отказа теплоснабжения. Отказ теплоснабжения потребителя – событие, приводящее к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий ниже +12 °С, в промышленных зданиях ниже +8 °С (СП 124.13330.2012 Тепловые сети).

Для расчета времени снижения температуры в жилом здании используют формулу:

$$t_b = t_n + \frac{Q_o}{q_o V} + \frac{t'_b - t_n - \frac{Q_o}{q_o V}}{\exp(z/\beta)}$$

где t_b - внутренняя температура, которая устанавливается в помещении через время z в часах, после наступления исходного события, °С; z - время отсчитываемое после начала исходного события, ч; t'_b - температура в отапливаемом помещении, которая была в момент начала исходного события, °С; t_n - температура наружного воздуха, усредненная на периоде времени z , °С; Q_o - подача теплоты в помещение, Дж/ч; $q_o V$ - удельные расчетные тепловые потери здания, Дж/(ч×°С); β - коэффициент аккумуляции помещения (здания), ч.

Для расчета времени снижения температуры в жилом здании до +12 °С при внезапном прекращении теплоснабжения эта формула при $\frac{Q_o}{q_o V} = 0$ имеет следующий вид:

$$z = \beta \times \ln \frac{(t_b - t_n)}{(t_{b,a} - t_n)}$$

где $t_{b,a}$ – внутренняя температура, которая устанавливается критерием отказа теплоснабжения (+12 °С для жилых зданий).

Расчет проводится для каждой градации повторяемости температуры наружного воздуха. Расчет времени снижения температуры внутри отапливаемого помещения для г. Медногорска при коэффициенте аккумуляции жилого здания $\beta=60$ часов приведён в табл. 8.1.1.

Таблица 8.1.1

Температура наружного воздуха, °С	Время снижения температуры воздуха внутри отапливаемого помещения до +12 °С
8	54,97
3	30,65
-2	21,4
-7	16,47
-12	13,39
-17	11,28
-22	9,75
-27	8,59
-30	8,01

Для анализа аварийных режимов работы тепловых сетей от источников теплоснабжения г. Медногорска в электронной модели были смоделированы случаи прекращения подачи тепловой энергии по основным тепловым магистралям от крупных источников теплоснабжения, к которым относятся Медногорская ТЭЦ и котельная № 4 «Никитино».

9.2. Медногорская ТЭЦ

9.2.1. Моделирование аварии на магистральном тепловом выводе

Для моделирования аварийной ситуации на тепловой сети от Медногорской ТЭЦ был выбран участок магистральной тепловой сети от СК-12 до СК-12а, приведенный на рис. 9.2.1. После отключения данного участка был выполнен гидравлический расчет тепловой сети рассматриваемого источника теплоснабжения в откалиброванной электронной модели в ПК ZuluThermo. По итогам расчета было установлено, что ввиду наличия резервирующей тепловой магистрали (рис. 9.2.2) теплоснабжение потребителей за тепловой камерой СК-12а сохранится, но качество теплоснабжения ухудшится. Температура внутреннего воздуха у отдаленных потребителей уменьшится до $+10 - +15$ °С. Схема расположения данных потребителей приведена на рис. 9.2.3.

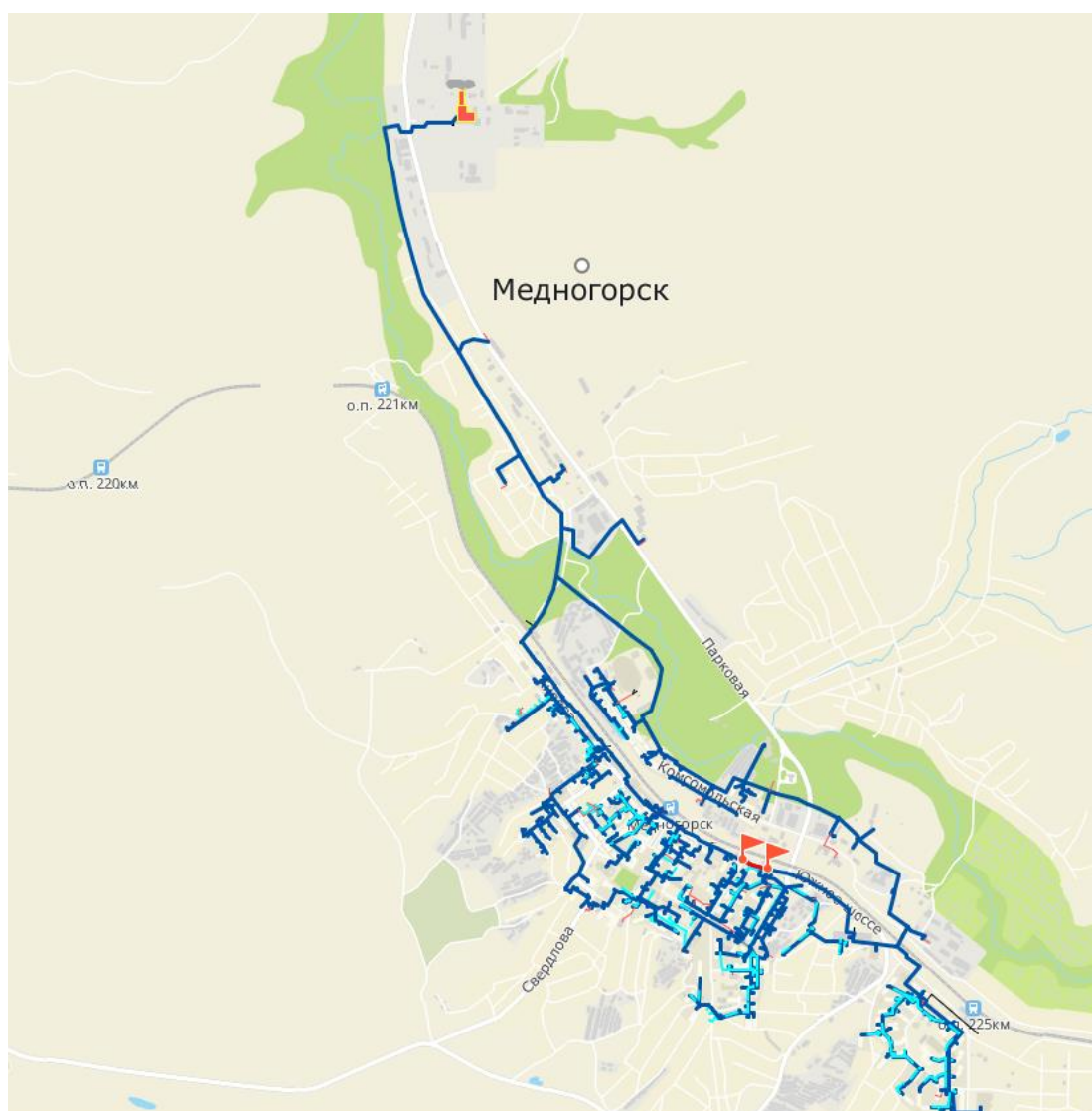


Рис. 9.2.1. Отключаемый участок магистральной тепловой сети

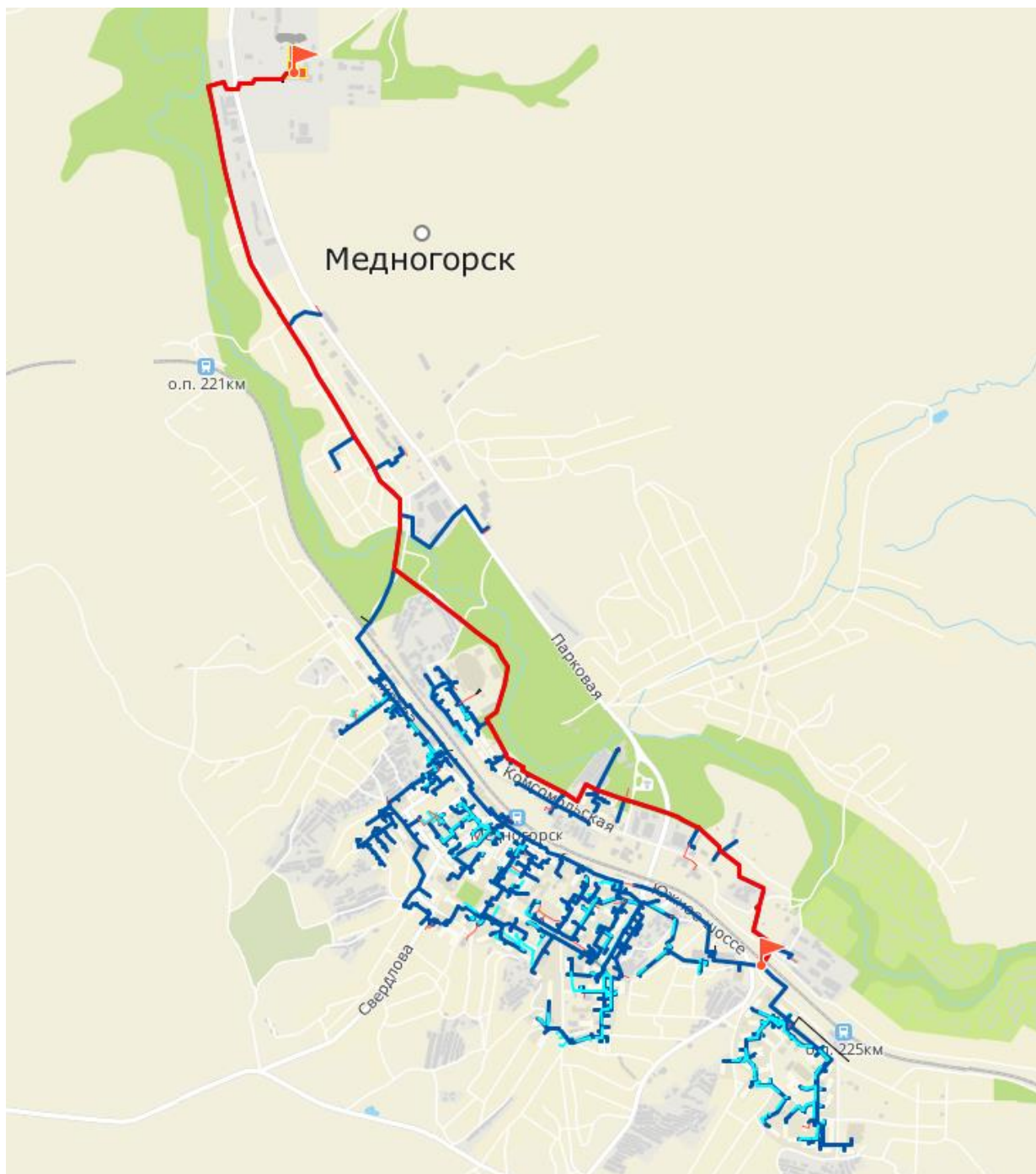


Рис. 9.2.2. Схема трассировки резервирующей тепловой магистрали от МТЭЦ до СК-23

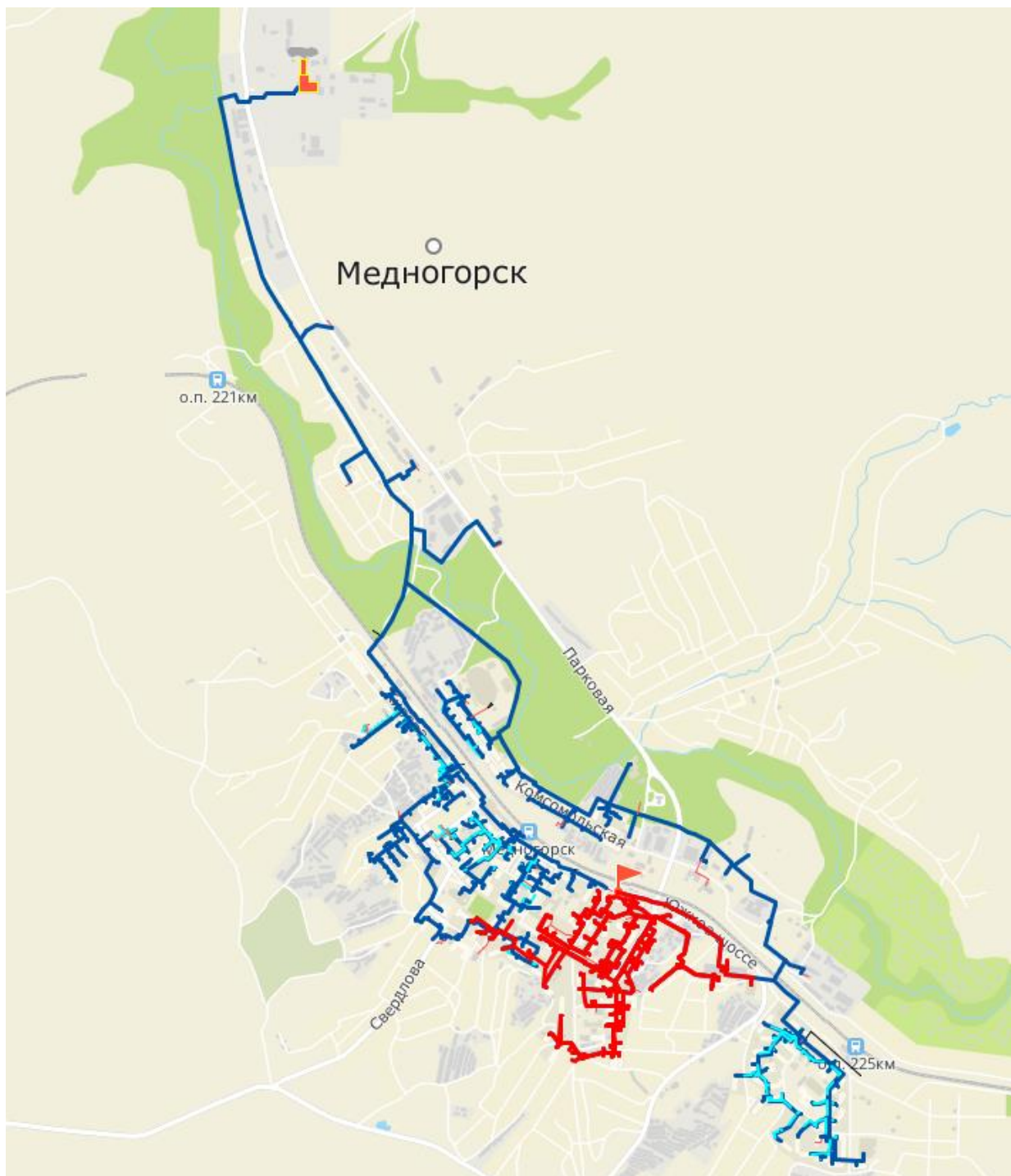


Рис. 9.2.3. Зона ухудшения теплоснабжения потребителей при моделировании аварийного отключения на участке тепловой сети от СК-12 до СК-12а

9.2.2. Моделирование аварии на Медногорской ТЭЦ

9.2.2.1. Переключение тепловой нагрузки Медногорской ТЭЦ на другие источники теплоснабжения г. Медногорск

При отключении Медногорской ТЭЦ- отсутствует возможность переключения нагрузок теплоснабжения на другие источники г. Медногорска.

9.2.2.2. Расчет допустимого времени устранения аварий на Медногорской ТЭЦ

Расчеты допустимого времени устранения аварий и восстановления теплоснабжения производятся по методике, приведенной в Указаниях по повышению надежности систем коммунального теплоснабжения, разработанных АКХ им. К. Д. Памфилова и утвержденных ОАО «Роскоммунэнерго» 26.06.89, и в рекомендациях СНиП 41-02-2003.

Замораживание трубопроводов в подвалах, лестничных клетках и на чердаках зданий может произойти в случае прекращения подачи тепла при снижении температуры воздуха внутри жилых помещений до 8 °С. Примерный темп падения температуры в отапливаемых помещениях (°С/ч) при полном отключении подачи тепла приведен в табл. 8.1.2.

Таблица 8.1.2

Коэффициент аккумуляции	Темп падения температуры, °С/ч при температуре наружного воздуха			
	+/-0	-10	-20	-30
20	0,8	1,4	1,8	2,4
40	0,5	0,8	1,1	1,5
60	0,4	0,6	0,8	1,0
80	0,3	0,4	0,6	0,8
100	0,2	0,3	0,4	0,7

На основании приведенных данных можно оценить время, имеющееся для ликвидации аварии или принятия мер по предотвращению лавинообразного развития аварий, т.е. замерзания теплоносителя в системах отопления зданий, в которые прекращена подача тепла.

Итоговый расчет допустимого времени устранения аварий и инцидентов в системах отопления жилых домов приведен в табл. 8.1.3.

Таблица 8.1.3

Тнв	Допустимое время на устранение аварий и инцидентов, часов (время снижения температуры в квартирах с 18°С до 8°С) в зависимости от коэффициента аккумуляции				
	20	40	60	80	100
0	12,5	10	30	33,3	50
-10	7,1	12,5	20	25	33,3
-20	5,5	9	15	16,6	25
-30	4,2	6,6	12	12,5	14,3

На основе данных, приведенных в табл. 8.1.3, при коэффициенте аккумуляции 60 % и минимальной температуре наружного воздуха -30 °С, допустимое время на

устранение аварий и инцидентов составляет **12 часов**.

За это время, в зависимости от вида аварий, для предотвращения разморозки системы должны быть выполнены следующие операции.

Нарушение топливоснабжения

Для предотвращения аварии с полным сбросом нагрузки, с потерей питания с.н. из-за снижения давления газа оперативный персонал действует в соответствии с «Инструкцией по переводу станции с одного вида топлива на другое».

При срыве работы мазутных насосов из-за малого запаса мазута на электростанции, приведшем к останову котлов из-за понижения давления мазута следует:

- сосредоточить остатки мазута в одной из рабочих емкостей;
- включить мазутные насосы и приступить к растопке одного из котлов (если растопка на мазуте не удастся, необходимо перейти на растопку котла на газе);

При разрыве магистрального мазутопровода с обильным выходом мазута и опасностью его возгорания, сопровождающемся резким снижением давления и отключением котлов защитой при снижении давления мазута, оперативный персонал принимает меры к надежному отключению поврежденного мазутопровода задвижками со стороны котельной и мазутонасосной, вплоть до останова мазутонасосной, если это необходимо, и организует уборку пролитого мазута. В зоне разлива мазута немедленно прекращаются все виды огневых работ. Одновременно с выполнением неотложных работ вызывают пожарную команду (не дожидаясь возможного возгорания мазута). Техника пожаротушения разворачивается и находится в готовности к ликвидации возгорания до полной уборки пролитого мазута.

Растопка котла от второго магистрального мазутопровода начинается после отключения поврежденного мазутопровода и принятия мер по предупреждению вытекания мазута и его загорания.

Растопка котлов на газе разрешается с соблюдением всех мер безопасности в случае невозможности быстрой подачи мазута к котлам от второго резервного мазутопровода или вывода в ремонт на длительное время обоих магистральных мазутопроводов.

При повреждении магистрального мазутопровода, в результате чего произошло снижение давления мазута без отключения котлов, оперативный персонал:

- немедленно отключает поврежденный участок мазутопровода и принимает меры по предотвращению растекания и возгорания пролитого мазута;
- переводит газомазутные котлы на сжигание природного газа.
- сообщает начальнику смены электростанции о случившемся.

При разрыве мазутопровода в пределах котла (на участке мазутного кольца)

оперативный персонал:

- немедленно отключает поврежденный участок мазутопровода задвижками, аварийно останавливает котел;
- приступает к уборке пролитого мазута, не допуская его растекания;
- вызывает пожарную команду, не дожидаясь загорания мазута и организовывает тушение при загорании до прибытия пожарной команды;
- ограждает опасное место, не допуская посторонних лиц к месту повреждения;
- отключает на аварийном котле газопроводы, электродвигатели и кабели, оказавшиеся в зоне пожара.

Повреждение трубопроводов в пределах котлов

Котел должен быть немедленно остановлен при появлении разрыва труб пароводяного тракта или обнаружения трещин, выпучин в основных элементах котла (барабанах, коллекторах, выносных циклонах, паро-и водоперепускных, а также водопускных трубах), в паропроводах, питательных трубопроводах и пароводяной арматуре. Требуется немедленно принять меры к переводу максимально возможной нагрузки на другие котлы;

Повреждение трубопроводов питательной воды и главных паропроводов

Аварии, связанные с повреждениями трубопроводов питательной воды (свищи, пробой прокладок, трещины, разрывы), относятся к разряду наиболее тяжелых аварий на электростанциях. Они могут привести к повреждениям основного и вспомогательного оборудования струей воды, поверхностей нагрева котла из-за прекращения или снижения расхода воды на котел, а также создать серьезную угрозу безопасности эксплуатационного персонала. Поэтому при ликвидации аварий на трубопроводах питательной воды эксплуатационный персонал проявляет особую оперативность и осторожность.

В случае дальнейшего развития повреждения и невозможности отключения поврежденного участка соответствующее оборудование (питательный насос, котел, турбина) останавливается.

При разрыве трубопроводов питательной воды на энергоблоке:

- останавливается котел;
- отключаются турбина и генератор;
- останавливается питательный насос;
- выводятся люди из помещения, где произошел разрыв;
- принимаются меры для обеспечения безопасности персонала и защиты оборудования от попадания на него струй воды;
- снижается давление в котле до нуля.

В случае невозможности проведения ликвидации аварии согласно инструкции по предупреждению и ликвидации аварий в тепловой части Медногорской ТЭЦ из-за превышения допустимого времени устранения аварий и инцидентов, произвести дренирование внутренней системы отопления жилых домов.

9.3. Котельная № 4 «Никитино»

Для моделирования аварийной ситуации на тепловой сети от котельной № 4 был выбран участок магистральной тепловой сети от ТК-11/38 до ТК-11/48, приведенный на рис. 9.3.1. После отключения данного участка был выполнен гидравлический расчет тепловой сети рассматриваемого источника теплоснабжения в ПК ZuluThermo. По итогам расчета было установлено, что ввиду отсутствия резервирующих тепловых магистралей теплоснабжение потребителей за тепловой камерой ТК-11/48 не может быть выполнено (рис. 9.3.2). Для остальных потребителей теплоснабжение нарушено не будет.

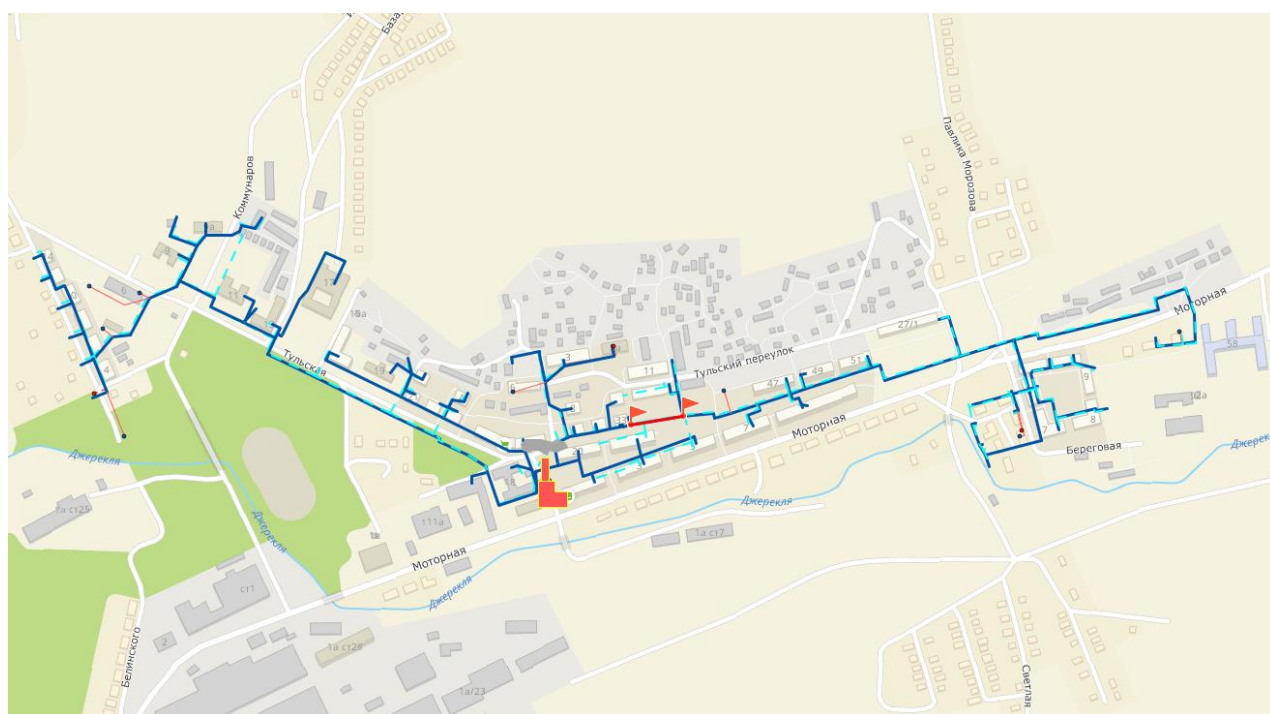


Рис. 9.3.1. Отключаемый участок магистральной тепловой сети

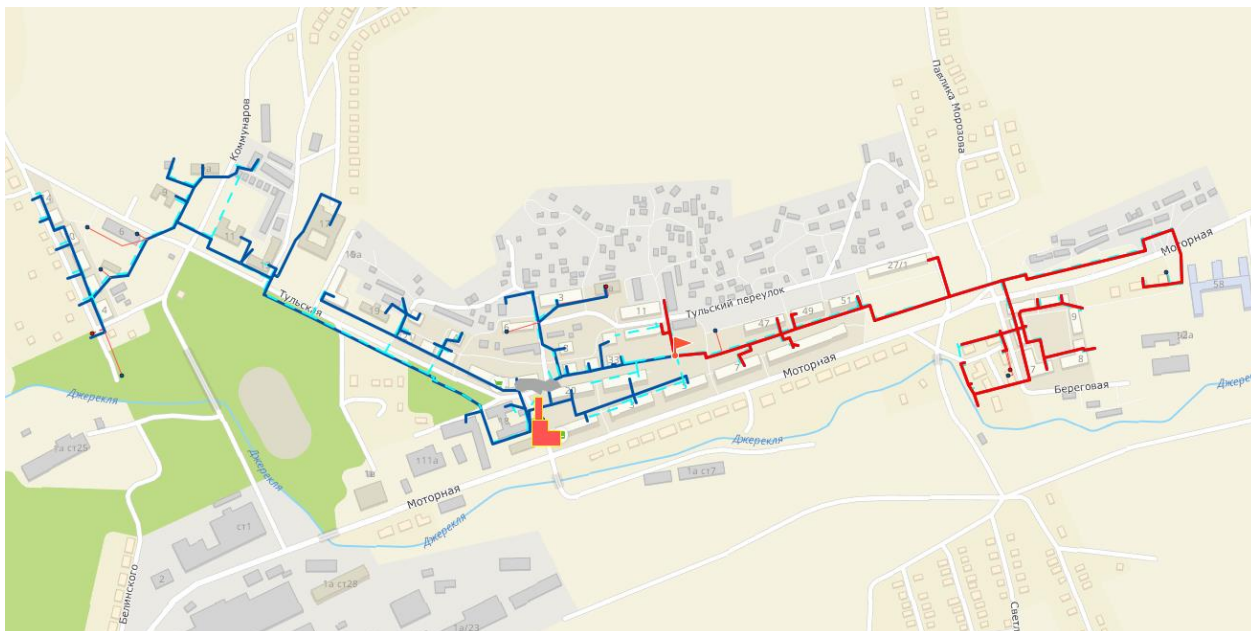


Рис. 9.3.2. Зона ухудшения теплоснабжения потребителей при моделировании аварийного отключения на участке тепловой сети от ТК-11/38 до ТК-11/48