

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ
К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА
НА ПЕРИОД С 2012 ГОДА ДО 2027 ГОДА**

**Глава 9
Оценка надежности теплоснабжения**

**Муниципальный контракт
от 19 декабря 2011 г. № 13**

Разработчик: ОАО «Газпром промгаз»

Москва 2012



СОСТАВ РАБОТЫ

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

Часть 1 Функциональная структура теплоснабжения.

Часть 2 Источники тепловой энергии.

Книга 1 ТЭЦ, мини-ТЭЦ.

Книга 2 Котельные.

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

Часть 4 Зоны действия источников тепловой энергии.

Часть 5 Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии.

Часть 6 Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии.

Часть 7 Балансы теплоносителя.

Часть 8 Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом.

Часть 9 Надежность теплоснабжения.

Часть 10 Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций.

Часть 11 Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения.

Часть 12 Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения городского округа.

Глава 2 Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения.

Глава 3 Электронная модель системы теплоснабжения города.

Глава 4 Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки.

Глава 5 Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах.

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

Глава 7 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и со-

оружений на них.

Глава 8 Перспективные топливные балансы.

Глава 9 Оценка надежности теплоснабжения.

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

Глава 11 Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации.

РЕФЕРАТ

Отчет – 93 с., 16 рис., 25 табл., 7 источников.

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИЕ ОРГАНИЗАЦИИ, ЕДИНАЯ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ, ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ, ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, КОТЕЛЬНЫЕ, ТЭЦ, ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ

Объект исследования: системы теплоснабжения Городского округа Нижний Новгород в границах, определенных Генеральным планом развития до 2030 г., потребители тепловой энергии.

Цель работы: удовлетворение спроса на тепловую энергию (мощность), теплоноситель и обеспечение надежного теплоснабжения наиболее экономичным способом (с соблюдением принципа минимизации расходов) при минимальном воздействии на окружающую среду, экономического стимулирования развития систем теплоснабжения и внедрении энергосберегающих технологий.

Метод работы: анализ и обобщение представленных исходных данных и документов по развитию города (Генеральный план города Нижнего Новгорода, утвержденный Постановлением Городской Думы города Нижнего Новгорода от 17.03.2011 № 22, Правила землепользования и застройки в г. Н. Новгороде, утвержденные постановлением Городской Думы города Нижнего Новгорода от 15.11.2005 № 89 с последующими изменениями, Схема теплоснабжения Нижнего Новгорода на 2005 г. с учетом перспективы до 2010 г. и др.), разработка на их основе глав и разделов обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения, в том числе, формирование электронной модели существующих и перспективных систем теплоснабжения города.

Новизна работы: схема теплоснабжения города на перспективу до 2027 г. с разработкой электронной модели разрабатывается впервые, в соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ от 22 февраля 2012 г. № 154.

Результат работы: обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения.

Практическое использование: обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения предназначены для формирования проекта схемы теплоснабжения, подлежащего утверждению, и использования администрацией и другими структурными подразделениями города Нижнего Новгорода при осуществлении регулируемой деятельности в сфере теплоснабжения.

Значимость работы: оптимальное развитие решений в части теплоснабжения, заложенных в Генеральном плане города, на основе требований Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении» и Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 N 154 "О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения", повышение за счет этого качества снабжения потребителей тепловой энергией, улучшение информационной поддержки принятия решений за счет использования электронной модели.

Прогнозные предположения о развитии объекта исследования: эффективное функционирование системы теплоснабжения, ее развитие на базе ежегодной актуализации, с учетом правового регулирования в области энергоснабжения и повышения энергетической эффективности.

СОДЕРЖАНИЕ

ОПРЕДЕЛЕНИЯ	5
ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ	6
ВВЕДЕНИЕ.....	8
1 Обоснование перспективных показателей надежности	10
1.1 Перспективные показатели надежности, определяемые числом нарушений в подаче тепловой энергии.....	14
1.2 Перспективные показатели надежности, определяемые приведенной продолжительностью прекращений подачи тепловой энергии	23
1.3 Перспективные показатели надежности, определяемые приведенным объемом недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии.....	37
1.4 Перспективные показатели, определяемые средневзвешенной величиной отклонений температуры теплоносителя в результате нарушений в подаче тепловой энергии.....	51
2 Предложения, обеспечивающие надежность систем теплоснабжения	55
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	89
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	91

ОПРЕДЕЛЕНИЯ

В настоящей работе в соответствии с проектом приказа Министра регионального развития РФ «Об утверждении Методических указаний по расчету уровня надёжности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии» используются следующие термины и определения [3].

Термины	Определения
Показатель, определяемый числом нарушений в подаче тепловой энергии	Показатель уровня надёжности, определяемый числом нарушений в подаче тепловой энергии за отопительный период в расчете на единицу объема тепловой мощности и длины тепловой сети регулируемой организации
Показатель, определяемый приведенной продолжительностью прекращения подачи тепловой энергии	Показатель уровня надёжности, определяемый суммарной приведенной продолжительностью прекращения подачи тепловой энергии в отопительном периоде
Показатель, определяемый приведенным объемом недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии	Показатель уровня надёжности, определяемый суммарным приведенным объемом недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии в отопительном периоде
Показатель, определяемый средневзвешенной величиной отклонений температуры теплоносителя, соответствующих отклонениям параметров теплоносителя в результате нарушений в подаче тепловой энергии	Показатель уровня надёжности, определяемый средневзвешенной величиной отклонений температуры воды в подающем трубопроводе в отопительном периоде

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

В настоящей работе используются следующие обозначения:

$R_{\text{ч}}$ - показатель, определяемый числом нарушений в подаче тепловой энергии в отопительный период, отн. ед.;

$R_{\text{чм}}$ - показатель, определяемый числом нарушений в подаче тепловой энергии в межотопительный период, отн. ед.;

$R_{\text{п}}$ - показатель, определяемый приведенной продолжительностью прекращений подачи тепловой энергии в отопительный период, отн. ед.;

$R_{\text{пм}}$ - показатель, определяемый приведенной продолжительностью прекращений подачи тепловой энергии в межотопительный период, отн. ед.;

$R_{\text{п}}(1)$ - показатель, определяемый приведенной продолжительностью прекращений подачи тепловой энергии потребителям первой категории надежности, отн. ед.;

$R_{\text{о}}$ - показатель, определяемый приведенным объемом недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии в отопительный период, отн. ед.;

$R_{\text{ом}}$ - показатель, определяемый приведенным объемом недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии в межотопительный период, отн. ед.;

$R_{\text{в}}$ - показатель уровня надежности, определяемый среднезвешенной величиной отклонений температуры воды в подающем трубопроводе в отопительный период, отн. ед.;

$R_{\text{вм}}$ - показатель уровня надежности, определяемый отклонениями температуры воды в подающем трубопроводе в межотопительный период, отн. ед.;

$R_{\text{п}}$ - показатель уровня надежности, определяемый отклонениями температуры пара в подающем трубопроводе за расчетный период регулирования, отн. ед.;

t - расчетный период регулирования (отопительный период), год;

d - долгосрочный период регулирования, лет;

n – число расчетных периодов регулирования в пределах долгосрочного периода регулирования, лет;

p – коэффициент улучшения показателей надежности, отн. ед.;

c – величина допустимого отклонения, отн. ед.;

$\Pi_{\text{т}}^{\Phi}$ – фактические значения показателей надежности за расчетный период регулирования, отн. ед.;

$P_t^{пл}$ – устанавливаемое регулирующим органом плановое значение показателя надежности, отн. ед.;

$P_{t+1}^к$ – скорректированное плановое значение показателя надежности на расчетный период регулирования $t+1$, отн. ед.

В настоящей работе используются следующие сокращения:

ГВС – горячее водоснабжение;

ЖКХ – жилищно-коммунальное хозяйство;

НВВ – необходимая валовая выручка;

ОАО – открытое акционерное общество;

ООО – общество с ограниченной ответственностью;

ПН – показатель надежности;

ТС – тепловые сети;

ТЭК – топливно-энергетический комплекс;

РТС – район теплосетевой;

ЦДДС – центральная дежурно-диспетчерская служба.

ВВЕДЕНИЕ

Используемая для оценки надежности теплоснабжения система показателей уровня надежности состоит из показателей, характеризующих надежность производства и передачи тепловой энергии, соответствия термодинамических параметров теплоносителя установленным нормативам, а также показателей, характеризующих своевременность и качество выполнения подключения к тепловым сетям регулируемой организации, качество обслуживания потребителей тепловой энергии.

Обеспечение соответствия уровня тарифов регулируемой организации (деятельность которой относится к сфере электро- и теплоснабжения) уровню надёжности поставляемой тепловой энергии и оказываемых услуг осуществляется в соответствии с методическими указаниями по расчету и применению понижающих (повышающих) коэффициентов, утверждаемыми Федеральной службой по тарифам.

Регулируемые организации подготавливают предложения по плановым значениям показателей надежности в формате, приведенном в Приложении № 2 к проекту приказа Министра регионального развития РФ «Об утверждении Методических указаний по расчету уровня надёжности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии» (далее «Методические указания») [3].

Учет данных первичной информации, используемой при определении фактических значений показателей надежности, производится путем заполнения регулируемой организацией форм, приведенных в Приложениях № 3, 4, 5 к [3].

Плановые значения для показателей: число нарушений в межотопительный период ($P_{\text{чм}}$), продолжительность и объем нарушений в подаче тепловой энергии в отопительный период ($P_{\text{п}}$, $P_{\text{о}}$) задаются начиная с 2013 года. Корректировка цен (тарифов), установленных на долгосрочный период регулирования, связанная с отклонением фактических значений от плановых по указанным показателям, первоначально осуществляется по результатам 2013 года.

Плановые значения для показателей: продолжительность и объем нарушений в подаче тепловой энергии в межотопительный период ($P_{\text{пм}}$, $P_{\text{ом}}$), продолжительность нарушений в подаче тепловой энергии для потребителей 1-ой категории надежности ($P_{\text{п}}(1)$), уровень отклонений термодинамических параметров теплоносителя от договорных значений в части температуры теплоносителя в подающем трубопроводе ($R_{\text{п}}$, $R_{\text{в}}$, $R_{\text{вм}}$) задаются начиная с 2014 года. Корректировка цен (тарифов),

установленных на долгосрочный период регулирования, связанная с отклонением фактических значений от плановых по указанным показателям, первоначально осуществляется по результатам 2014 года.

1 Обоснование перспективных показателей надежности

Перспективные (плановые) значения, определенные в пунктах 2.6, 3.3 и 3.4 «Методических указаний» [3], показателей надежности ($\Pi_t^{пл}$) устанавливаются регулирующими органами на каждый расчетный период регулирования t в пределах долгосрочного периода регулирования начиная с:

- первого периода – для показателей (Π), соответствующих $R_ч$;
- второго периода, но не ранее 2013 года – для показателей (Π), соответствующих $R_{чм}$, $R_{п}$ и $R_{о}$;
- третьего периода, но не ранее 2014 года – для показателей (Π), соответствующих $R_{пм}$, $R_{п(1)}$, $R_{ом}$, $R_{в}$, $R_{вм}$ и $R_{п}$ (здесь и далее Π обозначает R_s или R_s с индексами s , соответствующими введенным показателям уровня надежности).

Плановые значения показателей надежности определяются для каждой регулируемой организации, исходя из:

- средних фактических значений показателей надежности за те расчетные периоды регулирования в пределах долгосрочного периода регулирования (расчетные периоды – для плановых значений на первый долгосрочный период регулирования), по которым имеются отчетные данные на момент определения плановых значений на следующий долгосрочный период регулирования;
- динамики улучшения значений показателей (начиная с 2013 года);
- корректировки в текущем расчетном периоде регулирования (t) плановых значений показателей, установленных на следующий расчетный период регулирования ($t+1$), с учетом фактических значений показателей за предшествующий расчетный период регулирования ($t-1$).

Плановые значения показателей надежности на каждый расчетный период регулирования в пределах долгосрочного периода регулирования (с учетом пункта 4.1 «Методических указаний» [3] для первого долгосрочного периода регулирования и за исключением 2011 и 2012 годов, когда множитель $(1-p)$ не применяется, определяются по формуле:

$$\Pi_t^{пл} = \Pi_d^{пл} \cdot (1 - p)^{t-d}, \quad (1)$$

где $\Pi_t^{пл}$ – устанавливаемое регулирующим органом плановое значение по каждому показателю надежности на расчетный период регулирования t в рамках долгосрочного периода регулирования, начинающегося в году d ;

$$\Pi_d^{пл} = \sum_{j=1}^n \Pi_{t-j-1}^{\phi} \cdot (1-p)^j \cdot \frac{1}{n}, \quad (2)$$

где Π_t^{ϕ} – фактические значения показателей надежности, рассчитанные по формулам (1)-(11) «Методических указаний» [3] для каждого расчетного периода регулирования t кроме последнего в пределах предшествующего долгосрочного периода регулирования (для одного или двух предшествующих расчетных периодов и без применения сомножителя $(1-p)$ для первого долгосрочного периода регулирования);

n – число расчетных периодов регулирования в пределах предшествующего долгосрочного периода регулирования, по которым имеются отчетные данные на момент установления плановых значений на долгосрочный период регулирования, начинающийся в году d (для первого долгосрочного периода регулирования n равно 1 или 2 в зависимости от наличия фактических данных за предшествующие расчетные периоды). В случае отсутствия фактических данных у регулируемой организации для первого расчетного периода регулирования, на который устанавливаются плановые значения в рамках первого долгосрочного периода регулирования, плановое значение соответствующего показателя устанавливается по имеющимся фактическим данным за неполный расчетный период, предшествующий первому расчетному периоду регулирования, с приведением указанных данных до значений за полный период. При определении плановых значений на последующие расчетные периоды регулирования применяются фактические отчетные данные за полный соответствующий расчетный период;

p – коэффициент улучшения показателей надежности, определяющий (с 2013 года) плановую динамику улучшения¹ значений показателей, задается в соответствии с таблицей 1.

Таблица 1 - Определение коэффициента улучшения для групп показателей надежности

Группа показателей	Коэффициент улучшения для регулируемых организаций	
	Производители тепловой энергии (без собственных теплосетей)	Теплосетевые организации (возможно с собственными источниками тепла)
Показатели уровня надежности	0,02	0,015

¹ не применяется в случае достижения неулучшаемых значений показателей

Корректировка плановых значений показателей, установленных на каждый расчетный период регулирования ($t+1$), осуществляется по формуле:

$$\Pi_{t+1}^k = \begin{cases} \Pi_{t+1}^{пл}, \text{ если } \Pi_{t-1}^\phi \leq \Pi_{t-1}^k \text{ и нет корректировки НВВ;} \\ \max\{\Pi_{t-1}^\phi \cdot (1-p), \Pi_t^k\} \cdot (1-p), \text{ если } \Pi_{t-1}^k < \Pi_{t-1}^\phi < \Pi_{t-2}^{пл}; \\ \max\{\Pi_t^k, \Pi_{t-1}^{пл}\}, \text{ если } \max\{\Pi_{t-1}^k, \Pi_{t-2}^{пл}\} \leq \Pi_{t-1}^\phi; \\ \min\{\Pi_{t+1}^{пл}, \Pi_{t-1}^\phi \cdot (1-p)^2\} \text{ при достижении плановых значений по всем} \\ \text{показателям со значительным улучшением в году } t-1 \text{ и} \\ \text{соответствующей корректировке НВВ на год } t+1; \end{cases} \quad (3)$$

где Π_{t+1}^k – скорректированное плановое значение по каждому показателю надежности на расчетный период регулирования $t+1$;

Π_{t-1}^ϕ – фактические значения показателей надежности, рассчитанные по формулам (1)-(11) «Методических указаний...» [3], по отчетным данным предыдущего расчетного периода регулирования ($t-1$).

Регулируемые организации подготавливают предложения по плановым значениям показателей надежности на каждый расчетный период регулирования в пределах долгосрочного периода регулирования по форме 1.1 Приложения № 2 к [3].

Плановое значение показателя уровня надежности считается достигнутым регулируемой организацией по результатам расчетного периода регулирования (t), если фактическое значение показателя соответствует скорректированному плановому значению этого показателя с коэффициентом $(1+c)$, где c – величина допустимого отклонения:

$$P_s^\phi \leq P_s^k \cdot (1+c), \quad (4)$$

$$R_s^\phi \leq R_s^k \cdot (1+c), \quad (5)$$

где индексы s соответствуют введенным в пунктах 2.4 и 3.3, 3.4 «Методических указаний» показателям из числа учитываемых в рассматриваемом расчетном периоде регулирования (согласно п. 4.1) [3].

Величина допустимого отклонения (c) устанавливается равной:

- 0,5 на 2011 - 2013 годы и 0,25 с 2014 года – для показателей уровня надежности, учитываемых в 2011 году;

- 0,4 на 2012 – 2015 годы, 0,25 на 2016 – 2020 годы и 0,2 с 2021 года – для ос-

тальных показателей уровня надежности.

Плановые значения показателей уровня надежности считаются достигнутыми регулируемой организацией со значительным улучшением, если фактическое значение показателя улучшает скорректированное плановое значение этого показателя с коэффициентом $(1-c)$, где c – величина допустимого отклонения:

$$P_s^\phi \leq P_s^k \cdot (1 - c), \quad (6)$$

$$R_s^\phi \leq R_s^k \cdot (1 - c), \quad (7)$$

где индексы s соответствуют введенным в пунктах 2.4 и 3.3, 3.4 «Методических указаний» показателям из числа учитываемых в рассматриваемом расчетном периоде регулирования (согласно п. 4.1) [3].

По результатам достижения, недостижения или достижения со значительным улучшением планового значения каждого показателя (П) присваивается значение 0, -1 или 1 соответствующего индикатора $K(П)$.

1.1 Перспективные показатели надежности, определяемые числом нарушений в подаче тепловой энергии

Численные значения перспективных (плановых) показателей надежности, определяемых числом нарушений в подаче тепловой энергии (P_q), для ОАО «Теплоэнерго» (без учета корректировки НВВ) приведены в таблице 2. В таблице 3 приведены фактические значения количества технологических нарушений в отопительных периодах 2008÷2012 гг. и результаты расчета перспективных (плановых) значений числа технологических нарушений в очередном (2012÷2016 гг.) долгосрочном периоде, которые соответствуют перспективным значениям показателей P_q таблицы 2.

Из представленных данных следует, что ОАО «Теплоэнерго» как регулируемая организация в очередном долгосрочном периоде (2012÷2016 гг.) для повышения надежности поставок тепловой энергии потребителям Нижнего Новгорода не должно допустить превышения количества технологических нарушений в соответствующих расчетных периодах: более 55 в 2013 году, более 54 в 2014 и т.д. («Критически допустимое значение количества технологических нарушений в отопительном периоде» таблица 3).

Таблица 2 - Значения перспективных (плановых) показателей P_q для ОАО «Теплоэнерго» на период 2012÷2016 гг.

Предыдущий долгосрочный период, (год)	Фактическое значение показателя	Очередной долгосрочный период, (год)				
	P_q					
2008	0.00001261					
2009	0.00000128					
2010	0.00000086					
2011	0.00000126					
Среднее значение показателя за предыдущий долгосрочный период (Γ_d^{nn})	0.000004	2012	2013	2014	2015	2016
Плановое значение (Γ_t^{nn})		0.000004	0.0000039	0.0000039	0.0000038	0.0000038
Скорректированное плановое значение (Γ_{t+1}^k)		0.0000039	0.0000039	0.0000038	0.0000038	0.0000037
Считается достигнутым ($P_s^k \cdot (1 + c)$)		0.0000055	0.0000054	0.0000054	0.0000053	0.0000052
Считается достигнутым со значительным улучшением ($P_s^k \cdot (1 - c)$)		0.0000024	0.0000023	0.0000023	0.0000023	0.0000022

Таблица 3 - Число технологических нарушений в предыдущем (2008÷2012 гг.) долгосрочном периоде и перспективные (плановые) значения числа технологических нарушений в очередном (2012÷2016 гг.) долгосрочном периоде, соответствующие перспективным численным значениям показателя $P_{\text{ч}}$ ОАО «Теплоэнерго»

Число технологических нарушений в отопительном периоде	Предыдущий долгосрочный период, (год)				Очередной долгосрочный период, (год)				
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Фактическое значение количества технологических нарушений в отопительном периоде	128	13	8	13	13				
Среднее фактическое значение количества технологических нарушений в отопительных периодах 2008 ÷ 2012 г.	40	40	40	40	40				
Критически допустимое значение количества технологических нарушений в отопительном периоде					55	55	54	53	52
Плановое (скорректированное) значение количества технологических нарушений в отопительном периоде					40	39	38	38	37
Целевое значение количества технологических нарушений в отопительном периоде					24	23	23	23	22

Скорректированные плановые значения количества технологических нарушений по отопительным периодам рассчитаны по средним фактическим значениям за предыдущий долгосрочный период регулирования (2008÷2012 гг.) и могут быть использованы ОАО «Теплоэнерго» для подготовки предложений регулирующей организации по определению плановых значений показателя надежности $P_{\text{ч}}$.

ОАО «Теплоэнерго» значительно улучшит надежность поставок тепловой энергии, если не допустит превышения количества технологических нарушений в соответствующих расчетных периодах: в 2013 году - более 24, в 2014 - более 23 и т.д. («Целевое значение количества технологических нарушений в отопительном периоде» таблица 3).

Графические зависимости результатов расчета численных значений перспективных (плановых) значений показателя надежности $P_{\text{ч}}$ ОАО «Теплоэнерго» на период 2012÷2016 гг. и соответствующих им фактических, средних, перспективных критически допустимых и скорректированных плановых значений количества технологических нарушений в отопительных периодах очередного долгосрочного периода представлены на рисунке 1.

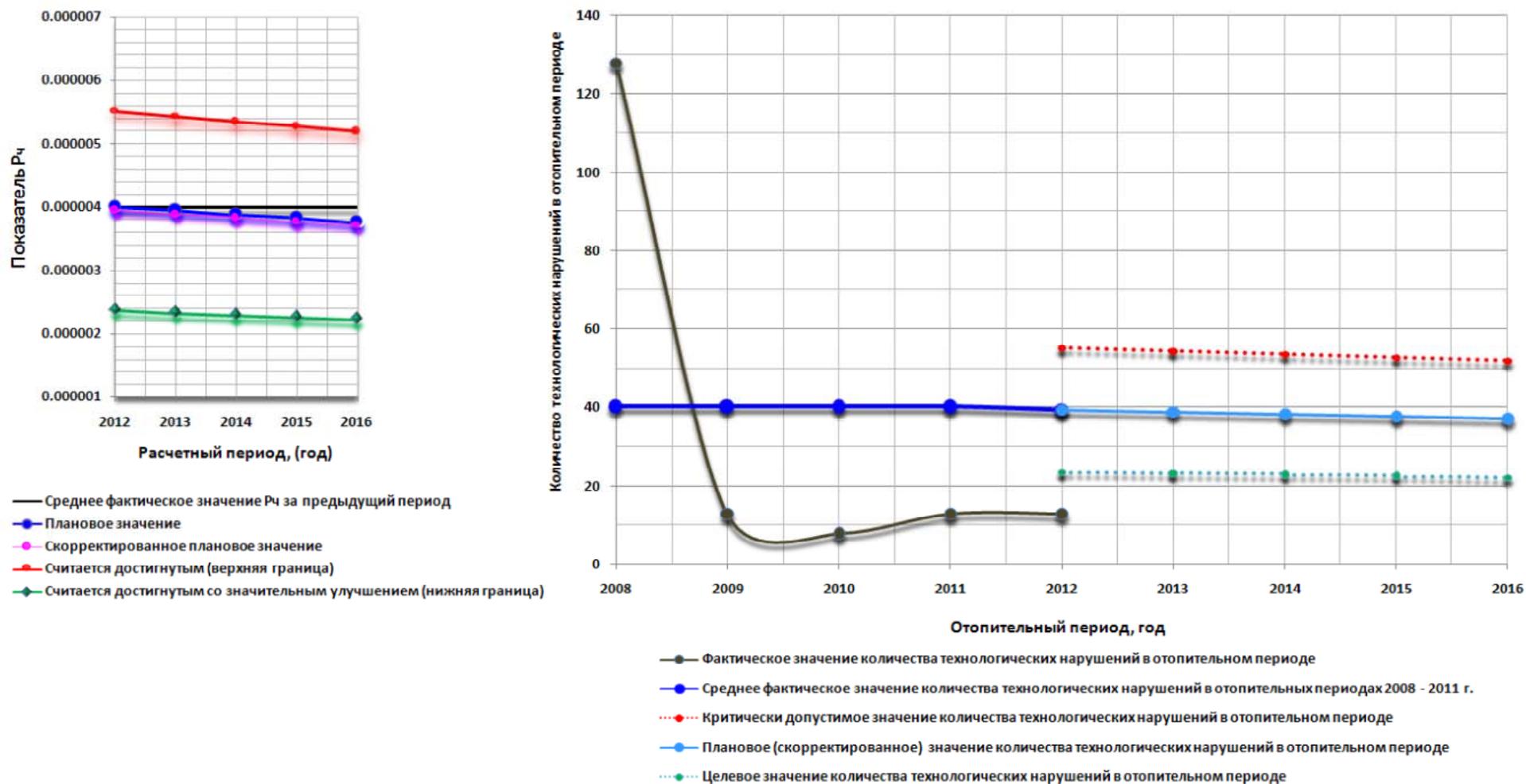


Рисунок 1 - Перспективные (плановые) значения показателя надежности P_q ОАО «Теплоэнерго» на период 2012÷2016 гг. и соответствующие им фактические, средние, перспективные критически допустимые и скорректированные плановые значения количества технологических нарушений в отопительных периодах очередного долгосрочного периода

Однако, ретроспективные статистические данные по фактическим значениям количества технологических нарушений за период с 2009 г. по 2012 г. на принадлежащем организации оборудовании свидетельствуют о достаточно стабильном значении частоты возникновения нарушений на уровне 13 случаев за отопительный период, что существенно ниже расчетного, приводящего к значительному улучшению надежности поставок тепловой энергии. В связи с этим, разработчиком «Схемы теплоснабжения...» рекомендуется в качестве перспективных значений показателя надежности $P_{\text{ч}}$ принять значения, рассчитанные не по средним фактическим значениям за предыдущий долгосрочный период регулирования, а по фактическому значению количества технологических нарушений за 2011 год (т.е. 13 технологических нарушений). Результаты расчета рекомендуемых ОАО «Теплоэнерго» для представления регулирующей организации численных значений перспективных (плановых) показателей надежности, определяемых числом нарушений в подаче тепловой энергии ($P_{\text{ч}}$) (без учета корректировки НВВ), приведены в таблице 4. В таблице 5 приведены фактические значения количества технологических нарушений в отопительных периодах 2008÷2012 гг. и результаты расчета рекомендуемых перспективных (плановых) значений числа технологических нарушений в очередном (2012÷2016 гг.) долгосрочном периоде, которые соответствуют перспективным значениям показателей $P_{\text{ч}}$ таблицы 4.

Таблица 4 - Предлагаемые значения перспективных (плановых) показателей $P_{\text{ч}}$ для ОАО «Теплоэнерго» на период 2012÷2016 гг.

Предыдущий долгосрочный период, (год)	Фактическое значение показателя	Очередной долгосрочный период, (год)				
	$P_{\text{ч}}$					
2008	0.00001261					
2009	0.00000128					
2010	0.00000086					
2011	0.00000126					
Среднее значение показателя за предыдущий долгосрочный период ($\Gamma_d^{\text{пл}}$)	0.00000126	2012	2013	2014	2015	2016
Плановое значение ($\Gamma_t^{\text{пл}}$)		$1,263 \cdot 10^{-6}$	$1,24 \cdot 10^{-6}$	$1,22 \cdot 10^{-6}$	$1,21 \cdot 10^{-6}$	$1,19 \cdot 10^{-6}$
Скорректированное плановое значение ($\Gamma_{t+1}^{\text{к}}$)		$1,24 \cdot 10^{-6}$	$1,24 \cdot 10^{-6}$	$1,23 \cdot 10^{-6}$	$1,21 \cdot 10^{-6}$	$1,19 \cdot 10^{-6}$
Считается достигнутым ($P_s^{\text{к}} \cdot (1 + c)$)		$1,74 \cdot 10^{-6}$	$1,74 \cdot 10^{-6}$	$1,72 \cdot 10^{-6}$	$1,69 \cdot 10^{-6}$	$1,66 \cdot 10^{-6}$
Считается достигнутым со значительным улучшением ($P_s^{\text{к}} \cdot (1 - c)$)		$7,5 \cdot 10^{-7}$	$7,5 \cdot 10^{-7}$	$7,4 \cdot 10^{-7}$	$7,2 \cdot 10^{-7}$	$7,1 \cdot 10^{-7}$

Таблица 5 - Число технологических нарушений в предыдущем (2008÷2012 гг.) долгосрочном периоде и перспективные (плановые) значения числа технологических нарушений в очередном (2012÷2016 гг.) долгосрочном периоде, соответствующие предлагаемым перспективным численным значениям показателя $R_{\text{ч}}$ ОАО «Теплоэнерго»

Число технологических нарушений в отопительном периоде	Предыдущий долгосрочный период, (год)				Очередной долгосрочный период, (год)				
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Фактическое значение количества технологических нарушений в отопительном периоде	128	13	8	13	13				
Среднее фактическое значение количества технологических нарушений в отопительном периоде 2011 г.				13	13				
Критически допустимое значение количества технологических нарушений в отопительном периоде					17	17	17	17	17
Плановое (скорректированное) значение количества технологических нарушений в отопительном периоде					12	12	12	12	12
Целевое значение количества технологических нарушений в отопительном периоде					7	7	7	7	7

Графические зависимости результатов расчета рекомендуемых в качестве перспективных (плановых) значений показателя надежности $R_{\text{ч}}$ ОАО «Теплоэнерго» на период 2012÷2016 гг. и соответствующих им фактических, средних, перспективных критически допустимых и скорректированных плановых значений количества технологических нарушений в отопительных периодах очередного долгосрочного периода представлены на рисунке 2.

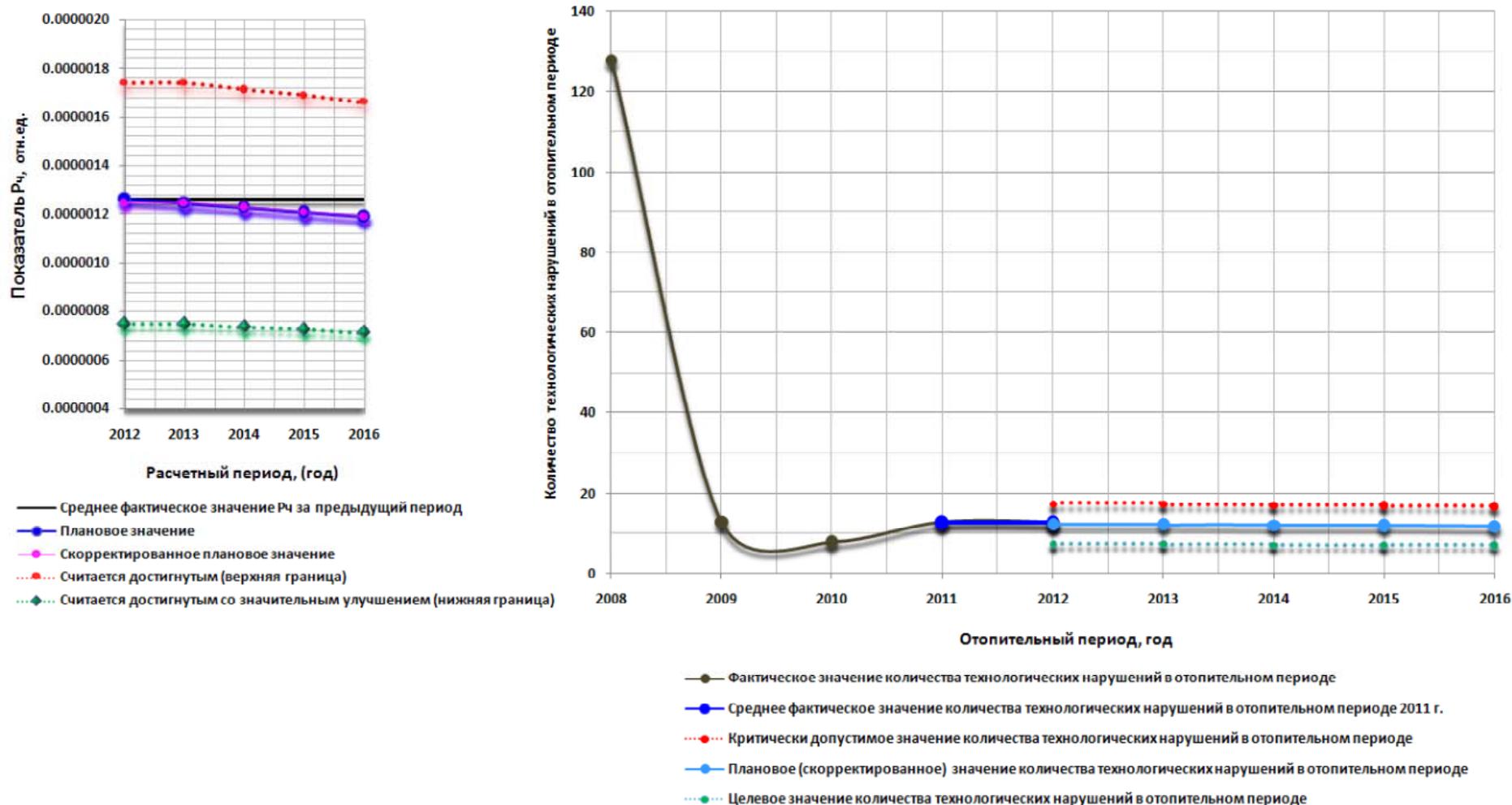


Рисунок 2 - Предлагаемые перспективные (плановые) значения показателя надежности R_{ch} ОАО «Теплоэнерго» на период 2012÷2016 гг. и соответствующие им фактические, средние, перспективные критически допустимые и скорректированные плановые значения количества технологических нарушений в отопительных периодах очередного долгосрочного периода

Полученные результаты показывают, что ОАО «Теплоэнерго» в очередном долгосрочном периоде (2012÷2016 гг.) для повышения надежности поставок тепловой энергии потребителям Нижнего Новгорода не должно допустить превышения количества технологических нарушений более 17 во всех расчетных периодах («Критически допустимое значение количества технологических нарушений в отопительном периоде» таблица 5). Скорректированное плановое значение количества технологических нарушений для всех расчетных периодов очередного долгосрочного периода равно 12 и должно быть предложено ОАО «Теплоэнерго» регулирующей организации для определения планового значения показателя надежности $P_{\text{ч}}$.

ОАО «Теплоэнерго» значительно улучшит надежность поставок тепловой энергии, если не допустит превышения количества технологических нарушений во всех расчетных периодах очередного долгосрочного периода более 7 («Целевое значение количества технологических нарушений в отопительном периоде» таблица 5). Численные значения перспективных (плановых) показателей надежности, определяемых числом нарушений в подаче тепловой энергии ($P_{\text{ч}}$) для ООО «Энергосети» (без учета корректировки НВВ), приведены в таблице 6.

Таблица 6 - Значения перспективных (плановых) показателей $P_{\text{ч}}$ для ООО «Энергосети» на период 2012÷2016 гг.

Предыдущий долгосрочный период, (год)	Фактическое значение показателя	Очередной долгосрочный период, (год)				
	$P_{\text{ч}}$					
2008	0.00001280					
2009	0.00001636					
2010	0.00000711					
2011	0.00005475					
Среднее значение показателя за предыдущий долгосрочный период ($\Gamma_{\text{д}}^{\text{пн}}$)	0.00002276	2012	2013	2014	2015	2016
Плановое значение ($\Gamma_{\text{т}}^{\text{пн}}$)		0.00002276	0.0000224	0.0000221	0.0000217	0.0000214
Скорректированное плановое значение ($\Gamma_{\text{т}+1}^{\text{к}}$)		0.00002276	0.0000224	0.0000221	0.0000217	0.0000214
Считается достигнутым ($P_{\text{с}}^{\text{к}} \cdot (1 + c)$)		0.00003186	0.0000314	0.0000309	0.0000304	0.00002999
Считается достигнутым со значительным улучшением ($P_{\text{с}}^{\text{к}} \cdot (1 - c)$)		0.00001365	0.0000135	0.0000133	0.0000131	0.00001285

В таблице 7 приведены фактические значения количества технологических нарушений в отопительных периодах 2008÷2012 гг. и результаты расчета перспективных (плановых) значений числа технологических нарушений в очередном (2012÷2016 гг.) долгосрочном периоде, которые соответствуют перспективным значениям показателей $P_{\text{ч}}$ таблицы 6.

Таблица 7 - Число технологических нарушений в предыдущем (2008÷2012 гг.) долгосрочном периоде и перспективные (плановые) значения числа технологических нарушений в очередном (2012÷2016 гг.) долгосрочном периоде, соответствующие перспективным численным значениям показателя $P_{\text{ч}}$ ООО «Энергосети»

Число технологических нарушений в отопительном периоде	Предыдущий долгосрочный период, (год)				Очередной долгосрочный период, (год)				
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Фактическое значение количества технологических нарушений в отопительном периоде	18	23	10	77	36				
Среднее фактическое значение количества технологических нарушений в отопительном периоде 2011 г.	32	32	32	32	32				
Критически допустимое значение количества технологических нарушений в отопительном периоде					45	44	43	43	42
Плановое (скорректированное) значение количества технологических нарушений в отопительном периоде					32	32	31	31	30
Целевое значение количества технологических нарушений в отопительном периоде					19	19	19	18	18

Из представленных данных следует, что ООО «Энергосети», как регулируемая организация, в очередном долгосрочном периоде (2012÷2016 гг.) для повышения надежности поставок тепловой энергии потребителям Нижнего Новгорода не должно допустить превышения количества технологических нарушений в соответствующих расчетных периодах: более 44 - в 2013 году, более 43 - в 2014 и т.д. («Критически допустимое значение количества технологических нарушений в отопительном периоде» таблица 7). Скорректированные плановые значения количества технологических нарушений по отопительным периодам рассчитаны по средним фактическим значениям за предыдущий долгосрочный период регулирования (2008÷2012 гг.) и рекомендуются в качестве предложения ООО «Энергосети» регулирующей организации для определения плановых значений показателя надежности $P_{\text{ч}}$.

ООО «Энергосети» значительно улучшит надежность поставок тепловой энергии, если не допустит превышения количества технологических нарушений более 19 в расчетных периодах 2013, 2014 годов и более 18 - в расчетных периодах 2015, 2016 годов («Целевое значение количества технологических нарушений в отопительном периоде» таблица 7). Графические зависимости результатов расчета численных значений перспективных (плановых) значений показателя надежности $P_{\text{ч}}$ ООО «Энергосети» на период 2012÷2016 гг. и соответствующих им фактических, средних, перспективных критически допустимых и скорректированных плановых значений количества технологических нарушений в отопительных периодах очередного долгосрочного периода представлены на рисунке 3.

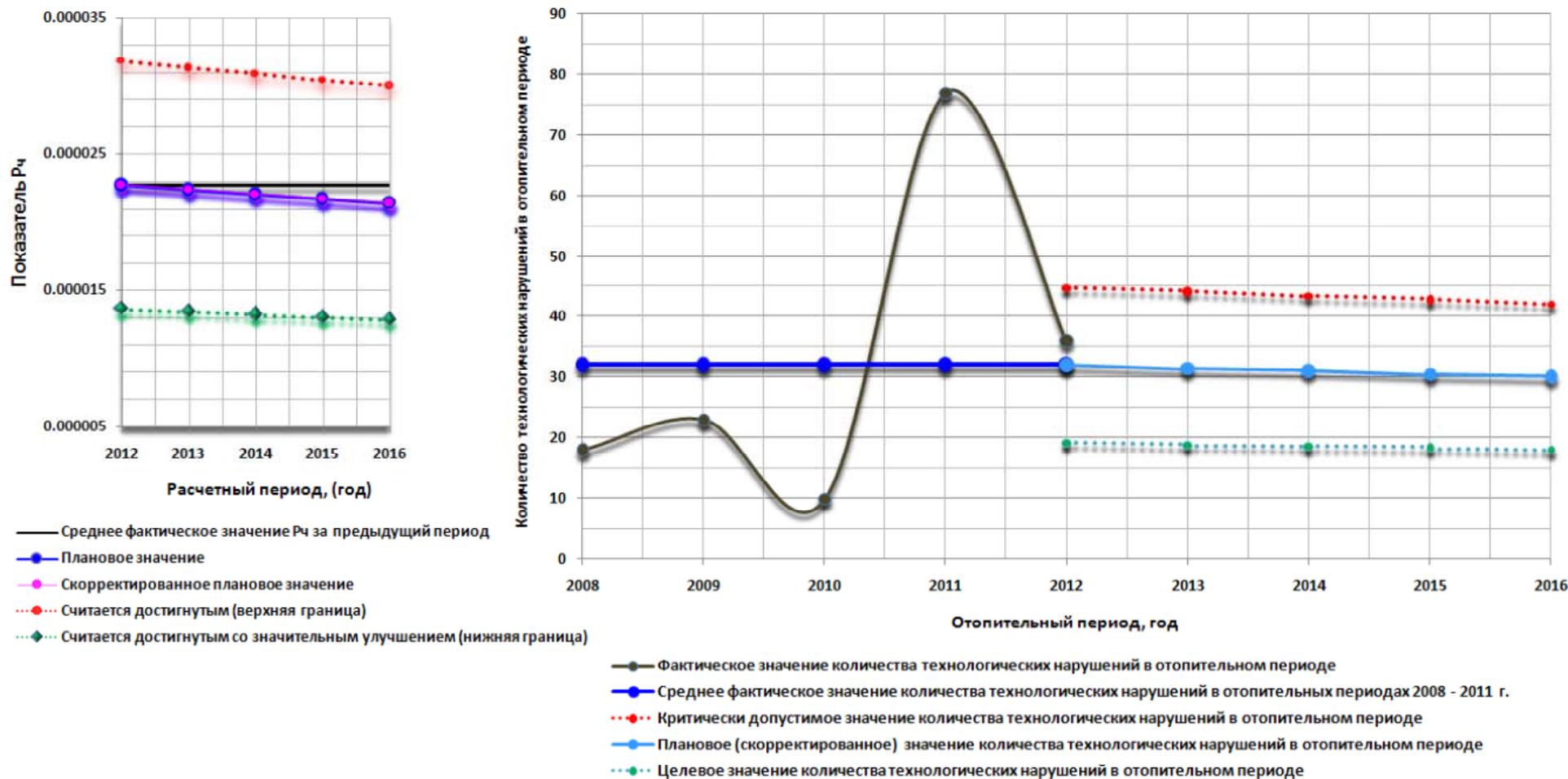


Рисунок 3 - Перспективные (плановые) значения показателя надежности $R_{ч}$ ООО «Энергосети» на период 2012 ÷ 2016 гг. и соответствующие им фактические, средние, перспективные критически допустимые и скорректированные плановые значения количества технологических нарушений в отопительных периодах очередного долгосрочного периода

1.2 Перспективные показатели надежности, определяемые приведенной продолжительностью прекращения подачи тепловой энергии

Численные значения перспективных (плановых) показателей надежности, определяемых приведенной продолжительностью прекращения подачи тепловой энергии (P_n) для ОАО «Теплоэнерго» (без учета корректировки НВВ), приведены в таблице 8.

Таблица 8 - Значения перспективных (плановых) показателей P_n для ОАО «Теплоэнерго» на период 2012÷2016 гг.

Предыдущий долгосрочный период, (год)	Фактическое значение показателя	Очередной долгосрочный период, (год)				
	P_n					
2008	0.000125					
2009	0.000006					
2010	0.000002					
2011	0.000007					
Среднее значение показателя за предыдущий долгосрочный период (Γ_d^{nn})	0.000035	2012	2013	2014	2015	2016
Плановое значение (Γ_t^{nn})		0.000035	0.0000347	0.0000341	0.0000336	0.0000331
Скорректированное плановое значение (Γ_{t+1}^k)		0.0000347	0.0000341	0.0000336	0.0000331	0.0000326
Считается достигнутым ($P_s^k \cdot (1 + c)$)		0.0000485	0.0000478	0.0000471	0.0000464	0.0000457
Считается достигнутым со значительным улучшением ($P_s^k \cdot (1 - c)$)		0.0000208	0.0000205	0.0000202	0.0000199	0.0000196

В таблице 9 приведены фактические значения суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в отопительных периодах 2008÷2012 гг. и результаты расчета перспективных (плановых) значений суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в отопительных периодах очередного (2012÷2016 гг.) долгосрочного периода, которые соответствуют перспективным значениям показателей P_n таблицы 8.

Полученные результаты показывают, что для повышения надежности поставок тепловой энергии потребителям Нижнего Новгорода в очередном долгосрочном периоде регулирования ОАО «Теплоэнерго» не должно допустить превышения суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в соответствующих расчетных периодах: более 480 часов – в 2013 году, более 473 часов – в 2014 и т.д. («Критически допустимое значение количества технологических нарушений в

отопительном периоде» таблица 9). Скорректированные плановые значения суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии по отопительным периодам рассчитаны по средним фактическим значениям за предыдущий долгосрочный период регулирования (2008÷2012 гг.) и могут рассматриваться в качестве предложения ОАО «Теплоэнерго» регулирующей организации для определения плановых значений показателя надежности P_n .

Таблица 9 - Суммарная продолжительность прекращения подачи тепловой энергии в отопительном периоде в предыдущем (2008÷2012 гг.) долгосрочном периоде и перспективные (плановые) значения суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в отопительном периоде в очередном (2012÷2016 гг.) долгосрочном периоде, соответствующие перспективным численным значениям показателя P_n ОАО «Теплоэнерго»

Суммарная продолжительность прекращения подачи тепловой энергии в отопительном периоде	Предыдущий долгосрочный период, (год)				Очередной долгосрочный период, (год)				
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Фактическое значение суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в отопительном периоде, ч	1272	62	21	73	79				
Среднее фактическое значение суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в отопительных периодах 2008 - 2011 г., ч	353	353	353	353	353				
Критически допустимое значение суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в отопительном периоде, ч					487	480	473	466	459
Плановое (скорректированное) значение суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в отопительном периоде, ч					348	343	338	333	328
Целевое значение суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в отопительном периоде, ч					209	206	203	200	197

ОАО «Теплоэнерго» значительно улучшит надежность поставок тепловой энергии, если не допустит превышения суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в соответствующих расчетных периодах: в 2013 году - более 206 часов, в 2014 - более 203 часов и т.д. («Целевое значение количества технологических нарушений в отопительном периоде» таблица 9).

Графические зависимости результатов расчета численных значений перспективных (плановых) значений показателя надежности P_n ОАО «Теплоэнерго» на период 2012÷2016 гг. и соответствующих им фактических, средних, перспективных критически допустимых и скорректированных плановых значений суммарной продолжи-

тельности прекращения подачи тепловой энергии в отопительных периодах очередного долгосрочного периода представлены на рисунке 4.

Ретроспективные данные о фактических значениях суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в отопительных периодах 2009÷2012 гг., свидетельствуют о достаточно стабильной суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии ОАО «Теплоэнерго» в каждом отопительном периоде на уровне 73 часов, что почти в пять раз меньше среднего фактического значения за предыдущий долгосрочный период регулирования. В связи с этим, разработчиком «Схемы теплоснабжения...» рекомендуется в качестве перспективных значений показателя надежности P_n принять значения, рассчитанные не по средним фактическим значениям за предыдущий долгосрочный период регулирования, а по фактическому значению суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии за 2011 год (т.е. на уровне 73 часов).

Результаты расчета рекомендуемых ОАО «Теплоэнерго» для представления регулирующей организации численных значений перспективных (плановых) показателей надежности, определяемых суммарной продолжительностью прекращения подачи тепловой энергии в отопительном периоде (P_n) (без учета корректировки НВВ) приведены в таблице 10. В таблице 11 приведены фактические значения суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в отопительных периодах 2008÷2012 гг. и результаты расчета рекомендуемых перспективных (плановых) значений суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в отопительных периодах очередного (2012÷2016 гг.) долгосрочного периода, которые соответствуют перспективным значениям показателей P_n таблицы 10.

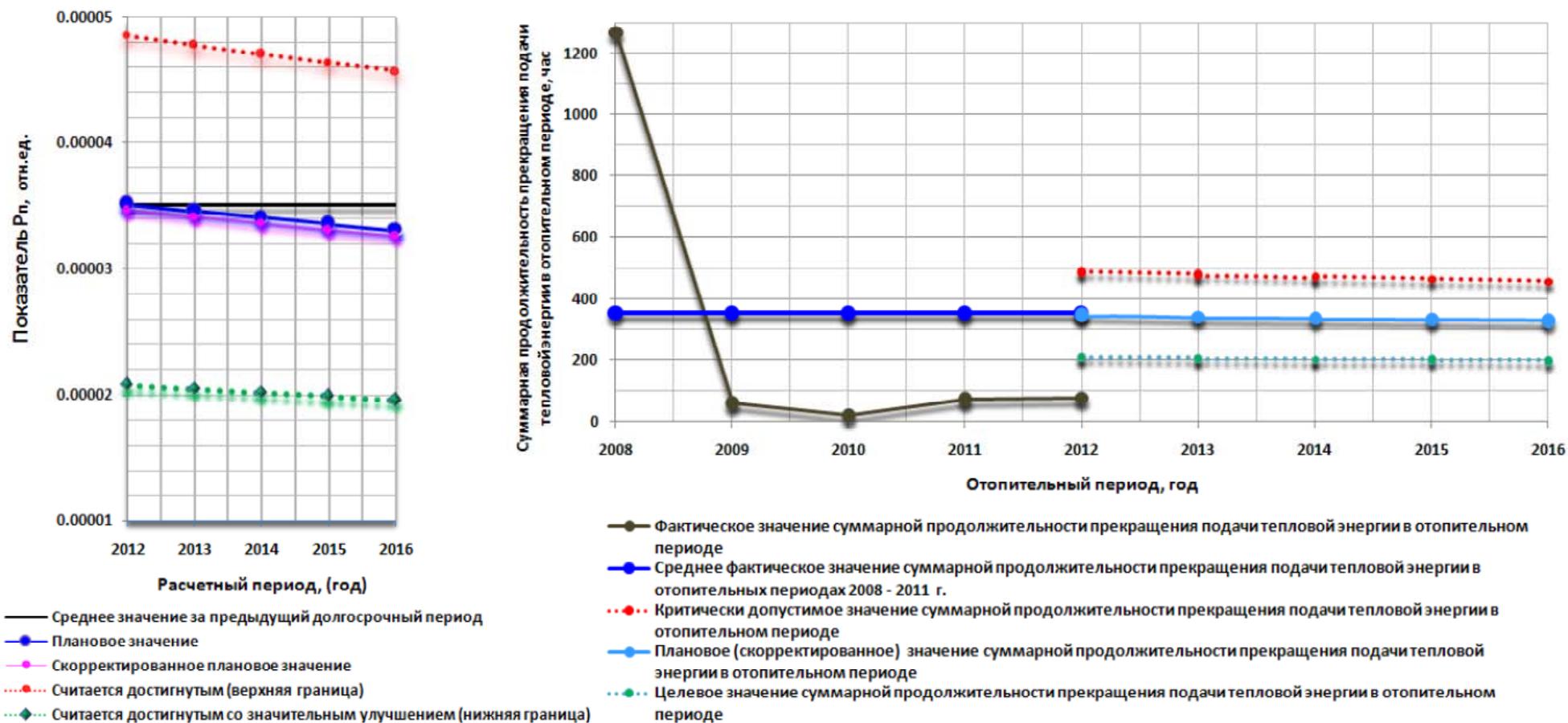


Рисунок 4 - Перспективные (плановые) значения показателя надежности P_n ОАО «Теплоэнерго» на период 2012 ÷ 2016 гг. и соответствующие им фактические, средние, перспективные критически допустимые и скорректированные плановые значения суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в отопительных периодах очередного долгосрочного периода

Таблица 10 - Предлагаемые значения перспективных (плановых) показателей P_n для ОАО «Теплоэнерго» на период 2012÷2016 гг.

Предыдущий долгосрочный период, (год)	Фактическое значение показателя	Очередной долгосрочный период, (год)				
	P_n					
2008	0.000125					
2009	0.000006					
2010	0.000002					
2011	0.000007					
Среднее значение показателя за предыдущий долгосрочный период (Γ_a^{nn})	0.000007	2012	2013	2014	2015	2016
Плановое значение (Γ_t^{nn})		0.000007	0.0000069	0.0000068	0.0000067	0.0000066
Скорректированное плановое значение (Γ_{t+1}^k)		0.0000069	0.0000069	0.0000068	0.0000067	0.0000066
Считается достигнутым ($P_s^k \cdot (1 + c)$)		0.0000097	0.0000097	0.0000096	0.0000094	0.0000093
Считается достигнутым со значительным улучшением ($P_s^k \cdot (1 - c)$)		0.0000042	0.0000042	0.0000041	0.0000040	0.0000040

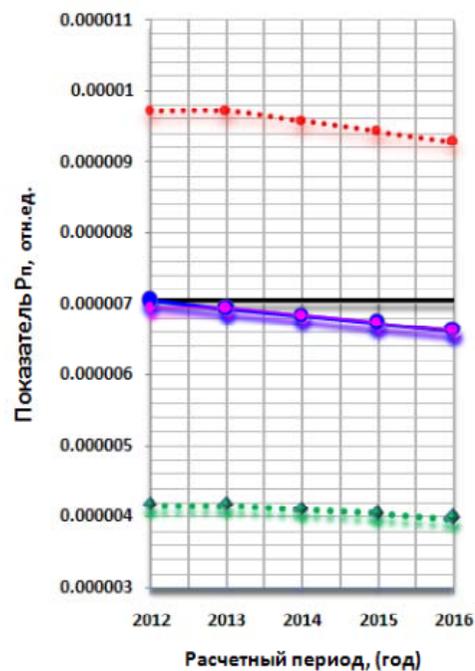
Таблица 11 - Суммарная продолжительность прекращения подачи тепловой энергии в отопительном периоде в предыдущем (2008÷2012 гг.) долгосрочном периоде и перспективные (плановые) значения суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в отопительном периоде в очередном (2012÷2016 гг.) долгосрочном периоде, соответствующие предлагаемым перспективным численным значениям показателя P_n ОАО «Теплоэнерго»

Суммарная продолжительность прекращения подачи тепловой энергии в отопительном периоде	Предыдущий долгосрочный период, (год)				Очередной долгосрочный период, (год)				
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Фактическое значение суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в отопительном периоде, ч	1272	62	21	73	79				
Среднее фактическое значение суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в отопительном периоде 2011 г., ч				73	73				
Критически допустимое значение суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в отопительном периоде, ч					98	98	96	95	93
Плановое (скорректированное) значение суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в отопительном периоде, ч					70	70	69	68	67
Целевое значение суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в отопительном периоде, ч					42	42	41	41	40

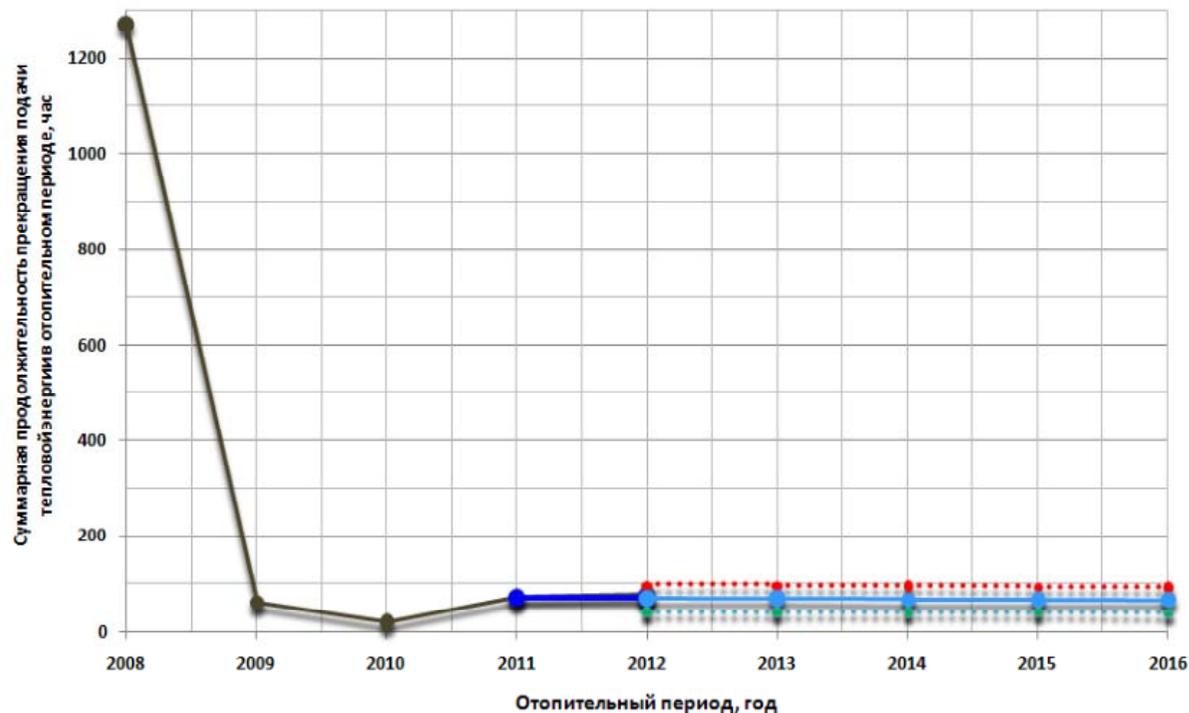
Графические зависимости результатов расчета рекомендуемых в качестве перспективных (плановых) значений показателя надежности P_n ОАО «Теплоэнерго» на период 2012÷2016 гг. и соответствующих им фактических, средних, пер-

спективных критически допустимых и скорректированных плановых значений суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии очередного долгосрочного периода представлены на рисунке 5.

Полученные результаты показывают, что ОАО «Теплоэнерго» в очередном долгосрочном периоде (2012÷2016 гг.) для повышения надежности поставок тепловой энергии потребителям Нижнего Новгорода не должно допустить превышения суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в отопительном периоде более 98 часов – в 2013 году, 96 часов – в 2014 и т.д. («Критически допустимое значение суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в отопительном периоде» - таблица 11). Скорректированное плановое значение суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в очередном долгосрочном периоде регулирования равно 70 часов – в 2013 году, 69 часов – в 2014 и т.д. и должно быть предложено ОАО «Теплоэнерго» регулирующей организации для определения планового значения показателя надежности P_n .



- Среднее значение за предыдущий долгосрочный период
- Плановое значение
- Скорректированное плановое значение
- ...●... Считается достигнутым (верхняя граница)
- ...◆... Считается достигнутым со значительным улучшением (нижняя граница)



- Фактическое значение суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в отопительном периоде
- Фактическое значение суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в отопительном периоде 2011 г.
- ...●... Критически допустимое значение суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в отопительном периоде
- Плановое (скорректированное) значение суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в отопительном периоде
- ...◆... Целевое значение суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в отопительном периоде

Рисунок 5 - Предлагаемые перспективные (плановые) значения показателя надежности P_n ОАО «Теплоэнерго» на период 2012÷2016 гг. и соответствующие им фактические, средние, перспективные критически допустимые и скорректированные плановые значения суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в отопительных периодах очередного долгосрочного периода

В этом варианте оценки ОАО «Теплоэнерго» значительно улучшит надежность поставок тепловой энергии, если не допустит превышения суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в расчетных периодах очередного долгосрочного периода более: 42 часов – в 2013 году, 41 часа – в 2014 году и т.д. («Целевое значение суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в отопительном периоде» таблица 11).

Численные значения перспективных (плановых) показателей надежности, определяемых приведенной продолжительностью прекращений подачи тепловой энергии (P_n) для ООО «Энергосети» (без учета корректировки НВВ), приведены в таблице 12.

Таблица 12 - Значения перспективных (плановых) показателей P_n для ООО «Энергосети» на период 2012÷2016 гг.

Предыдущий долгосрочный период, (год)	Фактическое значение показателя	Очередной долгосрочный период, (год)				
	P_n					
2008	0.000094					
2009	0.000118					
2010	0.000107					
2011	0.000381					
Среднее значение показателя за предыдущий долгосрочный период ($\Pi_q^{пл}$)	0.000175	2012	2013	2014	2015	2016
Плановое значение ($\Pi_t^{пл}$)		0.000175	0.000173	0.000170	0.000167	0.000165
Скорректированное плановое значение (Π_{t+1}^k)		0.000175	0.000173	0.000170	0.000167	0.000165
Считается достигнутым ($P_s^k \cdot (1 + c)$)		0.000245	0.000242	0.000238	0.000234	0.000231
Считается достигнутым со значительным улучшением ($P_s^k \cdot (1 - c)$)		0.000105	0.000104	0.000102	0.000100	0.000099

В таблице 13 приведены фактические значения суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в отопительных периодах 2008÷2012 гг. и результаты расчета перспективных (плановых) значений суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в отопительных периодах очередного (2012÷2016 гг.) долгосрочного периода, которые соответствуют перспективным значениям показателей P_n таблицы 12.

Полученные результаты показывают, что для повышения надежности поставок тепловой энергии потребителям Нижнего Новгорода в очередном долгосрочном периоде регулирования ООО «Энергосети» не должно допустить превышения суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в соответствующий

щих расчетных периодах: более 340 часов – в 2013 году, более 335 часов – в 2014 и т.д. («Критически допустимое значение количества технологических нарушений в отопительном периоде» - таблица 13).

Таблица 13 - Суммарная продолжительность прекращения подачи тепловой энергии в отопительном периоде в предыдущем (2008÷2012 гг.) долгосрочном периоде и перспективные (плановые) значения суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в отопительном периоде в очередном (2012÷2016 гг.) долгосрочном периоде, соответствующие перспективным численным значениям показателя P_n ООО «Энергосети»

Суммарная продолжительность прекращения подачи тепловой энергии в отопительном периоде	Предыдущий долгосрочный период, (год)				Очередной долгосрочный период, (год)				
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Фактическое значение суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в отопительном периоде, ч	133	166	150	536	200				
Среднее фактическое значение суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в отопительных периодах 2008 - 2011 г., ч	246	246	246	246	246				
Критически допустимое значение суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в отопительном периоде, ч					345	340	335	330	325
Плановое (скорректированное) значение суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в отопительном периоде, ч					246	243	239	235	232
Целевое значение суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в отопительном периоде, ч					148	146	143	141	139

Скорректированные плановые значения суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии по отопительным периодам рассчитаны по средним фактическим значениям за предыдущий долгосрочный период регулирования (2008÷2012 гг.) и могут рассматриваться в качестве предложения ООО «Энергосети» регулирующей организации для определения плановых значений показателя надежности P_n .

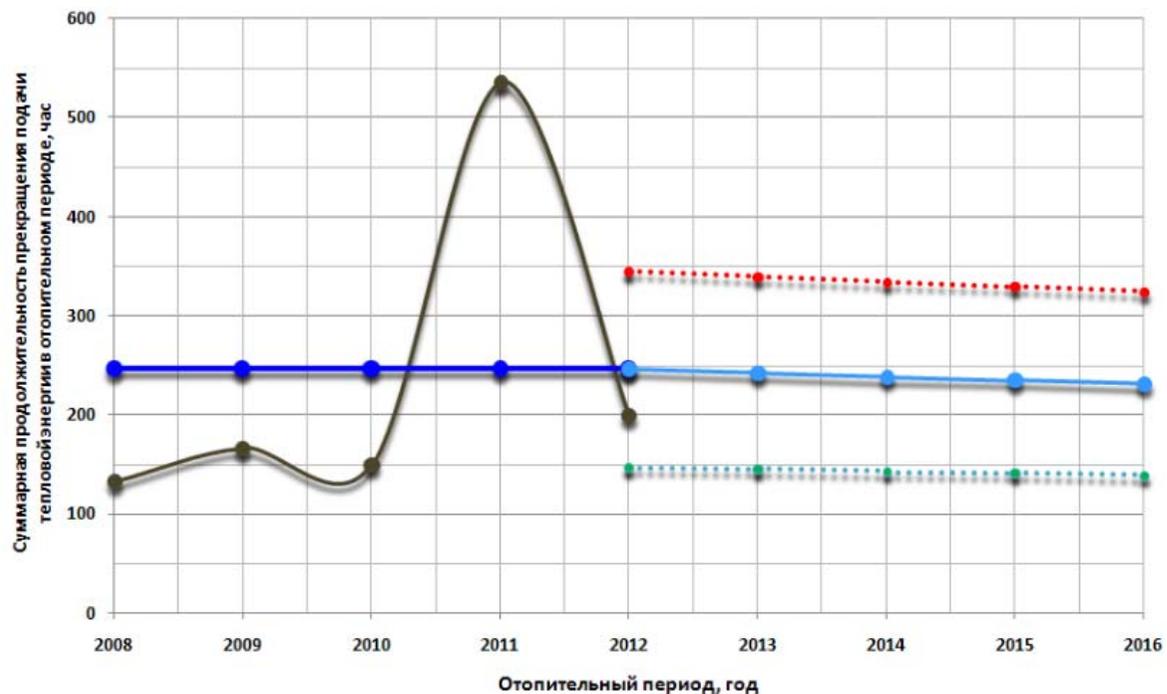
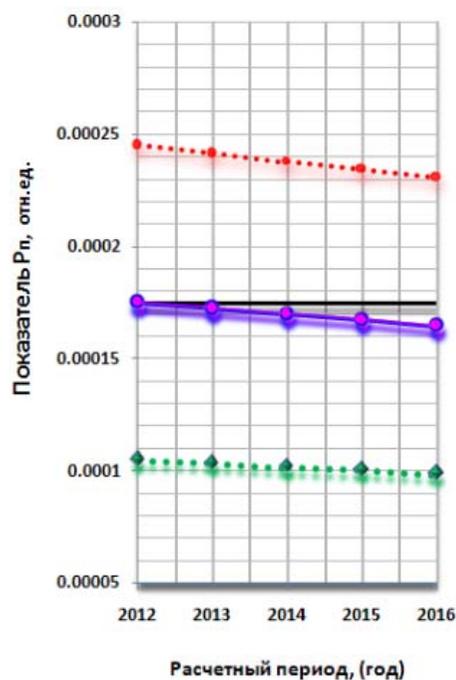
ООО «Энергосети» значительно улучшит надежность поставок тепловой энергии, если не допустит превышения суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в соответствующих расчетных периодах: в 2013 году - более 146 часов, в 2014 - более 143 часов и т.д. («Целевое значение количества технологических нарушений в отопительном периоде» таблица 13).

Графические зависимости результатов расчета численных значений перспективных (плановых) значений показателя надежности P_n ООО «Энергосети» на пери-

од 2012÷2016 гг. и соответствующих им фактических, средних, перспективных критически допустимых и скорректированных плановых значений суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в отопительных периодах очередного долгосрочного периода представлены на рисунке 6.

Ретроспективные данные о фактических значениях суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в отопительных периодах 2008 ÷ 2010 гг. свидетельствуют о достаточно стабильной суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии ООО «Энергосети» в каждом отопительном периоде на уровне 150 часов, что почти в два раза меньше среднего фактического значения за предыдущий долгосрочный период регулирования. В связи с этим, разработчиком «Схемы теплоснабжения...» рекомендуется в качестве перспективных значений показателя надежности P_n принять значения, рассчитанные не по средним фактическим значениям за предыдущий долгосрочный период регулирования, а по фактическому значению суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии за 2012 год (т.е. на уровне 200 часов).

Результаты расчета рекомендуемых ООО «Энергосети» для представления регулирующей организации численных значений перспективных (плановых) показателей надежности, определяемых суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в отопительном периоде (P_n) (без учета корректировки НВВ), приведены в таблице 14. В таблице 15 приведены фактические значения суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в отопительных периодах 2008÷2012 гг. и результаты расчета рекомендуемых перспективных (плановых) значений суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в отопительных периодах очередного (2012÷2016 гг.) долгосрочного периода, которые соответствуют перспективным значениям показателей P_n таблицы 14.



- Среднее значение за предыдущий долгосрочный период
- Плановое значение
- Скорректированное плановое значение
- ... Считается достигнутым (верхняя граница)
- ... Считается достигнутым со значительным улучшением (нижняя граница)

- Фактическое значение суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в отопительном периоде
- Среднее фактическое значение суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в отопительных периодах 2008 - 2011 г.
- ... Критически допустимое значение суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в отопительном периоде
- Плановое (скорректированное) значение суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в отопительном периоде
- ... Целевое значение суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в отопительном периоде

Рисунок 6 - Перспективные (плановые) значения показателя надежности P_n ООО «Энергосети» на период 2012÷2016 гг. и соответствующие им фактические, средние, перспективные критически допустимые и скорректированные плановые значения суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в отопительных периодах очередного долгосрочного периода

да

Таблица 14 - Предлагаемые значения перспективных (плановых) показателей P_n для ООО «Энергосети» на период 2012÷2016 гг.

Предыдущий долгосрочный период, (год)	Фактическое значение показателя	Очередной долгосрочный период, (год)				
	P_n					
2008	0.000094					
2009	0.000118					
2010	0.000107					
2011	0.000381					
Среднее значение показателя за предыдущий долгосрочный период ($P_d^{пл}$)	0.000142	2012	2013	2014	2015	2016
Плановое значение ($P_t^{пл}$)		0.000142	0.000140	0.000138	0.000136	0.000134
Скорректированное плановое значение (P_{t+1}^k)		0.000142	0.000140	0.000138	0.000136	0.000134
Считается достигнутым ($P_s^k \cdot (1 + c)$)		0.000199	0.000196	0.000193	0.000190	0.000188
Считается достигнутым со значительным улучшением ($P_s^k \cdot (1 - c)$)		0.000085	0.000084	0.000083	0.000082	0.000080

Таблица 15 - Суммарная продолжительность прекращения подачи тепловой энергии в отопительном периоде в предыдущем (2008÷2012 гг.) долгосрочном периоде и перспективные (плановые) значения суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в отопительном периоде в очередном (2012÷2016 гг.) долгосрочном периоде, соответствующие предлагаемым перспективным численным значениям показателя P_n ООО «Энергосети»

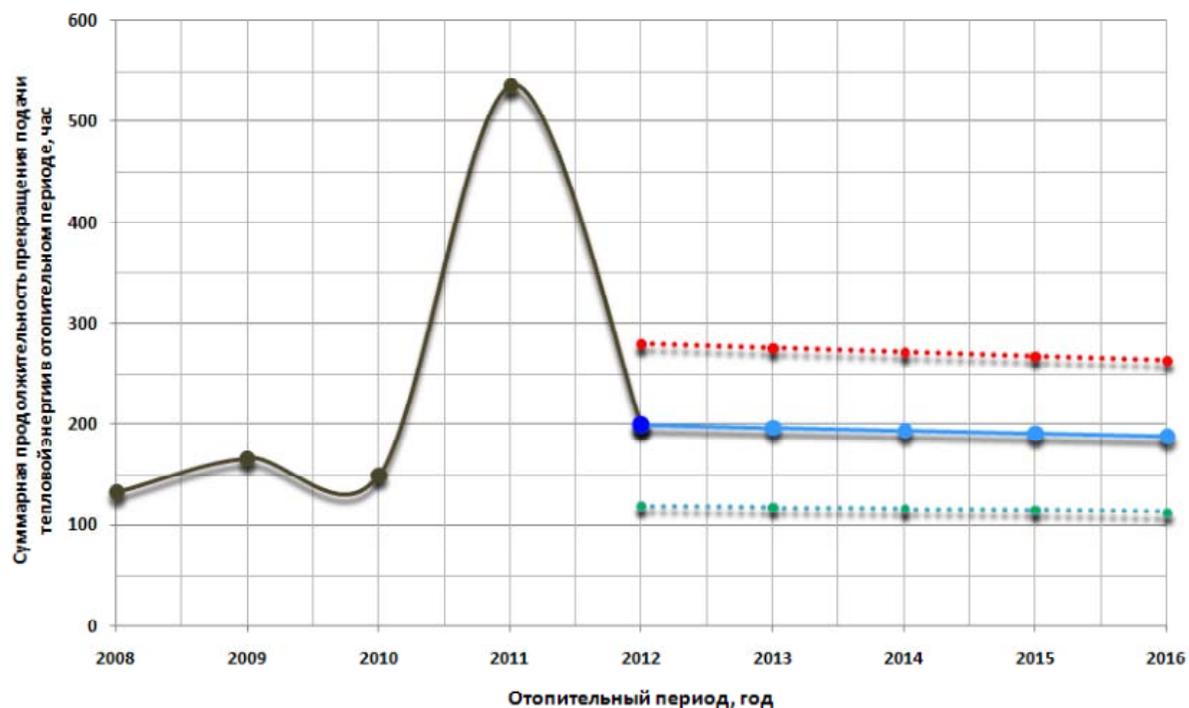
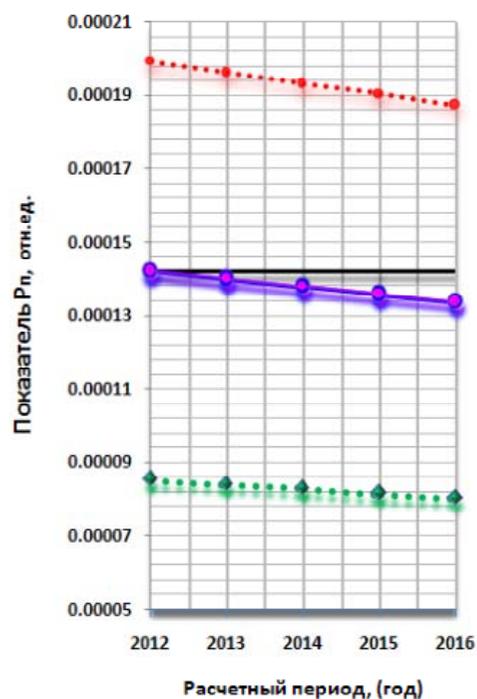
Суммарная продолжительность прекращения подачи тепловой энергии в отопительном периоде	Предыдущий долгосрочный период, (год)				Очередной долгосрочный период, (год)				
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Фактическое значение суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в отопительном периоде, ч	133	166	150	536	200				
Среднее фактическое значение суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в отопительном периоде 2012 г., ч					200				
Критически допустимое значение суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в отопительном периоде, ч					280	276	272	268	264
Плановое (скорректированное) значение суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в отопительном периоде, ч					200	197	194	191	188
Целевое значение суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в отопительном периоде, ч					120	118	117	115	113

Графические зависимости результатов расчета рекомендуемых в качестве

перспективных (плановых) значений показателя надежности P_n ООО «Энергосети» на период 2012÷2016 гг. и соответствующих им фактических, средних, перспективных критически допустимых и скорректированных плановых значений суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии очередного долгосрочного периода представлены на рисунке 7.

Полученные результаты показывают, что ООО «Энергосети» в очередном долгосрочном периоде (2012÷2016 гг.) для повышения надежности поставок тепловой энергии потребителям Нижнего Новгорода не должно допустить превышения суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в отопительном периоде более: 276 часов – в 2013 году, 272 часа – в 2014 и т.д. («Критически допустимое значение суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в отопительном периоде» - таблица 15). Скорректированное плановое значение суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в очередном долгосрочном периоде регулирования составляет 197 часов – в 2013 году, 194 часа - в 2014 и т.д. и должно быть предложено ООО «Энергосети» регулирующей организации для определения планового значения показателя надежности P_n .

В этом варианте оценки ООО «Энергосети» значительно улучшит надежность поставок тепловой энергии, если не допустит превышения суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в расчетных периодах очередного долгосрочного периода более: 118 часов – в 2013 году, 117 часов – в 2014 году и т.д. («Целевое значение суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в отопительном периоде» - таблица 15).



- Среднее значение за предыдущий долгосрочный период
- Плановое значение
- Скорректированное плановое значение
- ... Считается достигнутым (верхняя граница)
- ... Считается достигнутым со значительным улучшением (нижняя граница)

- Фактическое значение суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в отопительном периоде
- Фактическое значение суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в отопительном периоде 2012 г.
- ... Критически допустимое значение суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в отопительном периоде
- Плановое (скорректированное) значение суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в отопительном периоде
- ... Целевое значение суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в отопительном периоде

Рисунок 7 - Предлагаемые перспективные (плановые) значения показателя надежности P_n ООО «Энергосети» на период 2012÷2016 гг. и соответствующие им фактические, средние, перспективные критически допустимые и скорректированные плановые значения суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в отопительных периодах очередного долгосрочного периода

1.3 Перспективные показатели надежности, определяемые приведенным объемом недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии

Численные значения перспективных (плановых) показателей надежности, определяемых приведенным объемом недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии (P_o) для ОАО «Теплоэнерго» (без учета корректировки НВВ), приведены в таблице 16.

Таблица 16 - Значения перспективных (плановых) показателей P_o для ОАО «Теплоэнерго» на период 2012÷2016 гг.

Предыдущий долгосрочный период, (год)	Фактическое значение показателя	Очередной долгосрочный период, (год)				
	P_o					
2008	0.0436					
2009	0.0007					
2010	0.0001					
2011	0.0003					
Среднее значение показателя за предыдущий долгосрочный период ($\Pi_{\bar{a}}^{пл}$)	0.0112	2012	2013	2014	2015	2016
Плановое значение показателя ($\Pi_t^{пл}$)		0.0112	0.0110	0.0108	0.0107	0.0105
Скорректированное плановое значение ($\Pi_{t+1}^к$)		0.0110	0.0108	0.0107	0.0105	0.0104
Считается достигнутым ($P_s^к \cdot (1 + c)$)		0.0154	0.0152	0.0149	0.0147	0.0145
Считается достигнутым со значительным улучшением ($P_s^к \cdot (1 - c)$)		0.0066	0.0065	0.0064	0.0063	0.0062

В таблице 17 приведены фактические значения объема недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии в отопительных периодах 2008÷2012 гг. и результаты расчета перспективных (плановых) значений объема недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии в отопительных периодах очередного (2012÷2016 гг.) долгосрочного периода регулирования, которые соответствуют перспективным значениям показателей P_o таблицы 16.

Графические зависимости результатов расчета численных значений перспективных (плановых) значений показателя надежности P_o ОАО «Теплоэнерго» на период 2012÷2016 гг. и соответствующих им фактических, средних, перспективных критически допустимых и скорректированных плановых значений объема недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии в отопительных периодах

очередного долгосрочного периода представлены на рисунке 8.

Таблица 17 - Приведенный объем недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии за отопительный период в предыдущем (2008÷2012 гг.) долгосрочном периоде и перспективные (плановые) значения приведенного объема недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии за отопительный период в очередном (2012÷2016 гг.) долгосрочном периоде, соответствующие перспективным численным значениям показателя P_0 ОАО «Теплоэнерго»

Приведенный объем недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии за отопительный период	Предыдущий долгосрочный период, (год)				Очередной долгосрочный период, (год)				
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Фактическое значение приведенного объема недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии за отопительный период, тыс. Гкал	443	6,85	0,554	3,02	3,41				
Среднее фактическое значение приведенного объема недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии в отопительных периодах 2008 - 2011 г., тыс. Гкал	112,1	112,1	112,1	112,1	112,1				
Критически допустимое значение приведенного объема недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии в отопительном периоде, тыс. Гкал					154,56	152,24	150	147,7	145,5
Плановое (скорректированное) значение приведенного объема недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии в отопительном периоде, тыс. Гкал					110,4	108,75	107,1	105,5	103,9
Целевое значение приведенного объема недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии в отопительном периоде, тыс. Гкал					66,24	65,25	64,27	63,3	62,36

Полученные результаты показывают, что для повышения надежности поставок тепловой энергии потребителям Нижнего Новгорода в очередном долгосрочном периоде регулирования ОАО «Теплоэнерго» не должно допустить превышения объема недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии в соответствующих расчетных периодах: более 152,24 тыс. Гкал – в 2013 году, более 150 тыс. Гкал – в 2014 и т.д. («Критически допустимое значение количества технологических нарушений в отопительном периоде» - таблица 17). Скорректированные плановые значения объема недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии по отопительным периодам рассчитаны по средним фактическим значениям за предыдущий долгосрочный период регулирования (2008÷2012 гг.) и могут рассматриваться в качестве предложения ОАО «Теплоэнерго» регулирующей организации для определения плановых значений показателя надежности P_0 .

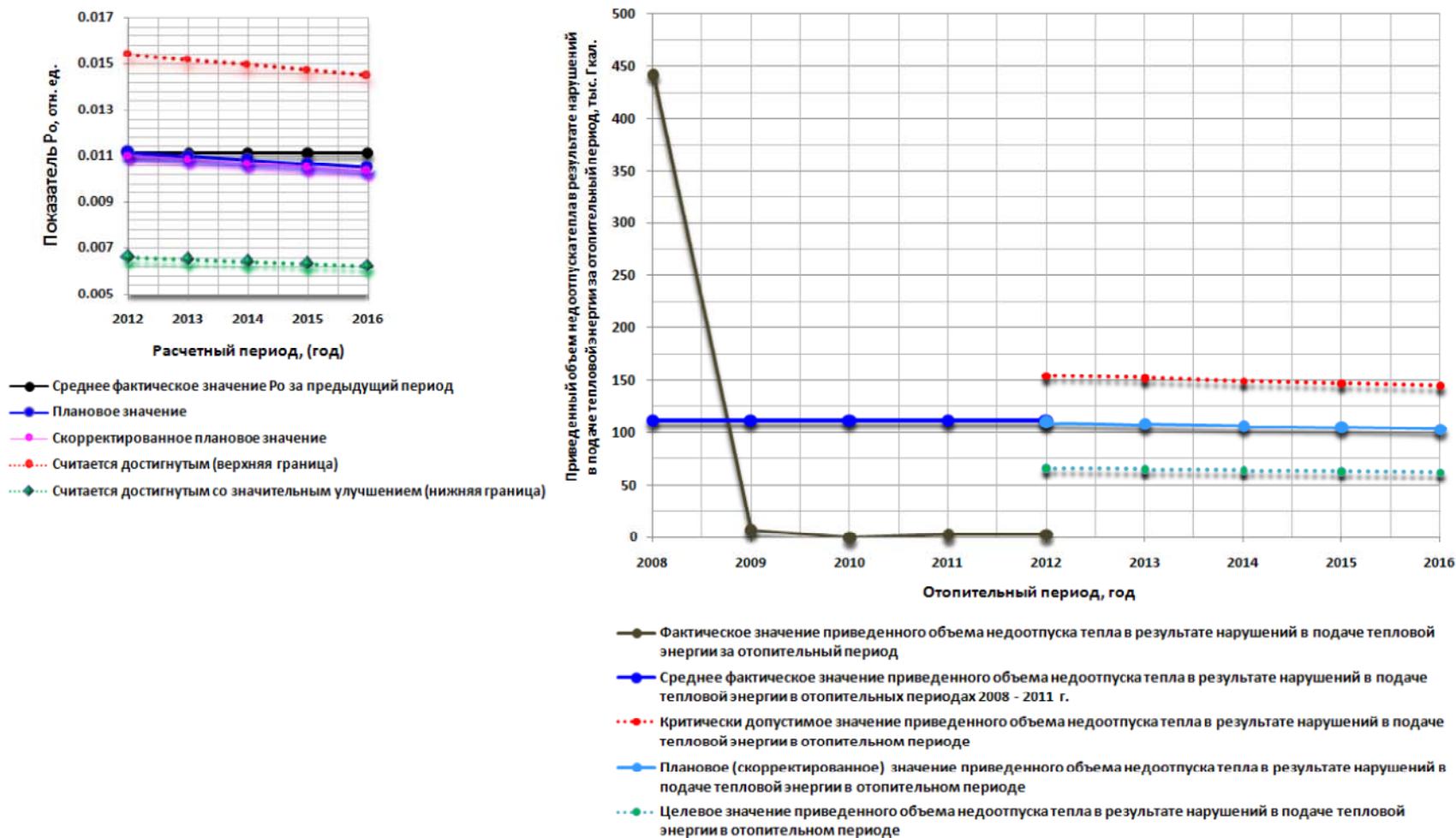


Рисунок 8 - Перспективные (плановые) значения показателя надежности P_0 ОАО «Теплоэнерго» на период 2012÷2016 гг. и соответствующие им фактические, средние, перспективные критически допустимые и скорректированные плановые значения приведенного объема недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии в отопительных периодах очередного долгосрочного периода

ОАО «Теплоэнерго» значительно улучшит надежность поставок тепловой энергии, если не допустит превышения объема недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии в соответствующих расчетных периодах: в 2013 году - более 65,25 тыс. Гкал, в 2014 - более 64,27 тыс. Гкал и т.д. («Целевое значение количества технологических нарушений в отопительном периоде» - таблица 17).

Ретроспективные данные о фактических значениях объема недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии в отопительных периодах 2009÷2012 гг., свидетельствуют о достаточно стабильном значении объема недоотпуска тепловой энергии ОАО «Теплоэнерго» в каждом отопительном периоде на уровне 3 тыс. Гкал, что почти в сорок раз меньше среднего фактического значения за предыдущий долгосрочный период регулирования. В связи с этим разработчиком «Схемы теплоснабжения...» рекомендуется в качестве перспективных значений показателя надежности P_o принять значения, рассчитанные не по средним фактическим значениям за предыдущий долгосрочный период регулирования, а по фактическому значению объема недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии за 2011 год (т.е. на уровне 3 тыс. Гкал).

Результаты расчета рекомендуемых ОАО «Теплоэнерго» для представления регулирующей организации численных значений перспективных (плановых) показателей надежности, определяемых приведенным объемом недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии в отопительном периоде (P_o) (без учета корректировки НВВ), приведены в таблице 18.

В таблице 19 приведены фактические значения объемов недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии в отопительных периодах 2008÷2012 гг. и результаты расчета рекомендуемых перспективных (плановых) значений объемом недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии в отопительных периодах очередного (2012÷2016 гг.) долгосрочного периода, которые соответствуют перспективным значениям показателей P_o таблицы 18.

Таблица 18 - Предлагаемые значения перспективных (плановых) показателей P_o для ОАО «Теплоэнерго» на период 2012÷2016 гг.

Предыдущий долгосрочный период, (год)	Фактическое значение показателя	Очередной долгосрочный период, (год)				
	P_o					
2008	0.0436					
2009	0.0007					
2010	0.0001					
2011	0.0003					
Среднее значение показателя за предыдущий долгосрочный период ($P_d^{пл}$)	0.0003	2012	2013	2014	2015	2016
Плановое значение показателя ($P_t^{пл}$)		0.000293	0.000289	0.000284	0.000280	0.000276
Скорректированное плановое значение (P_{t+1}^k)		0.000289	0.000284	0.000280	0.000276	0.000272
Считается достигнутым ($P_s^k \cdot (1 + c)$)		0.000404	0.000398	0.000392	0.000386	0.000380
Считается достигнутым со значительным улучшением ($P_s^k \cdot (1 - c)$)		0.000173	0.000171	0.000168	0.000166	0.000163

Таблица 19 - Приведенный объем недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии за отопительный период в предыдущем (2008÷2012 гг.) долгосрочном периоде и перспективные (плановые) значения приведенного объема недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии за отопительный период в очередном (2012÷2016 гг.) долгосрочном периоде, соответствующие предлагаемым перспективным численным значениям показателя P_o ОАО «Теплоэнерго»

Приведенный объем недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии за отопительный период	Предыдущий долгосрочный период, (год)				Очередной долгосрочный период, (год)				
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Фактическое значение приведенного объема недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии за отопительный период, тыс. Гкал	443	6,85	0,554	3,02	3,41				
Фактическое значение приведенного объема недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии в отопительном периоде 2011 г., тыс. Гкал				3,02	3,02				
Критически допустимое значение приведенного объема недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии в отопительном периоде, тыс. Гкал					4,06	4	3,94	3,88	3,82
Плановое (скорректированное) значение приведенного объема недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии в отопительном периоде, тыс. Гкал					2,9	2,85	2,81	2,77	2,73
Целевое значение приведенного объема недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии в отопительном периоде, тыс. Гкал					1,74	1,71	1,67	1,66	1,64

Графические зависимости результатов расчета рекомендуемых в качестве перспективных (плановых) значений показателя надежности P_o ОАО «Теплоэнерго» на период 2012÷2016 гг. и соответствующих им фактических, средних, перспективных критически допустимых и скорректированных плановых значений объема недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии очередного долгосрочного периода представлены на рисунке 9.

Полученные результаты показывают, что ОАО «Теплоэнерго» в очередном долгосрочном периоде (2012÷2016 гг.) для повышения надежности поставок тепловой энергии потребителям Нижнего Новгорода не должно допустить превышения объема недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии в соответствующем отопительном периоде более: 4 тыс. Гкал – в 2013 году, 3,94 тыс. Гкал – в 2014 и т.д. («Критически допустимое значение суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в отопительном периоде» - таблица 19).

Скорректированное плановое значение объема недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии в очередном долгосрочном периоде регулирования составляет 2,85 тыс. Гкал – в 2013 году, 2,81 тыс. Гкал - в 2014 и т.д. и должно быть предложено ОАО «Теплоэнерго» регулирующей организации для определения планового значения показателя надежности P_o . В этом варианте оценки ОАО «Теплоэнерго» значительно улучшит надежность поставок тепловой энергии, если не допустит превышения объема недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии в расчетных периодах очередного долгосрочного периода более: 1,71 тыс. Гкал – в 2013 году, 1,67 тыс. Гкал - в 2014 году и т.д. («Целевое значение суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в отопительном периоде» таблица 19).

Численные значения перспективных (плановых) показателей надежности, определяемых приведенным значением объемом недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии (P_o) для ООО «Энергосети» (без учета корректировки НВВ) приведены в таблице 20.

В таблице 21 приведены фактические значения объема недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии в отопительных периодах 2008÷2012 гг. и результаты расчета перспективных (плановых) значений объема недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии в отопительных периодах очередного (2012÷2016 гг.) долгосрочного периода регулирования, которые соответствуют перспективным значениям показателей P_o таблицы 20.

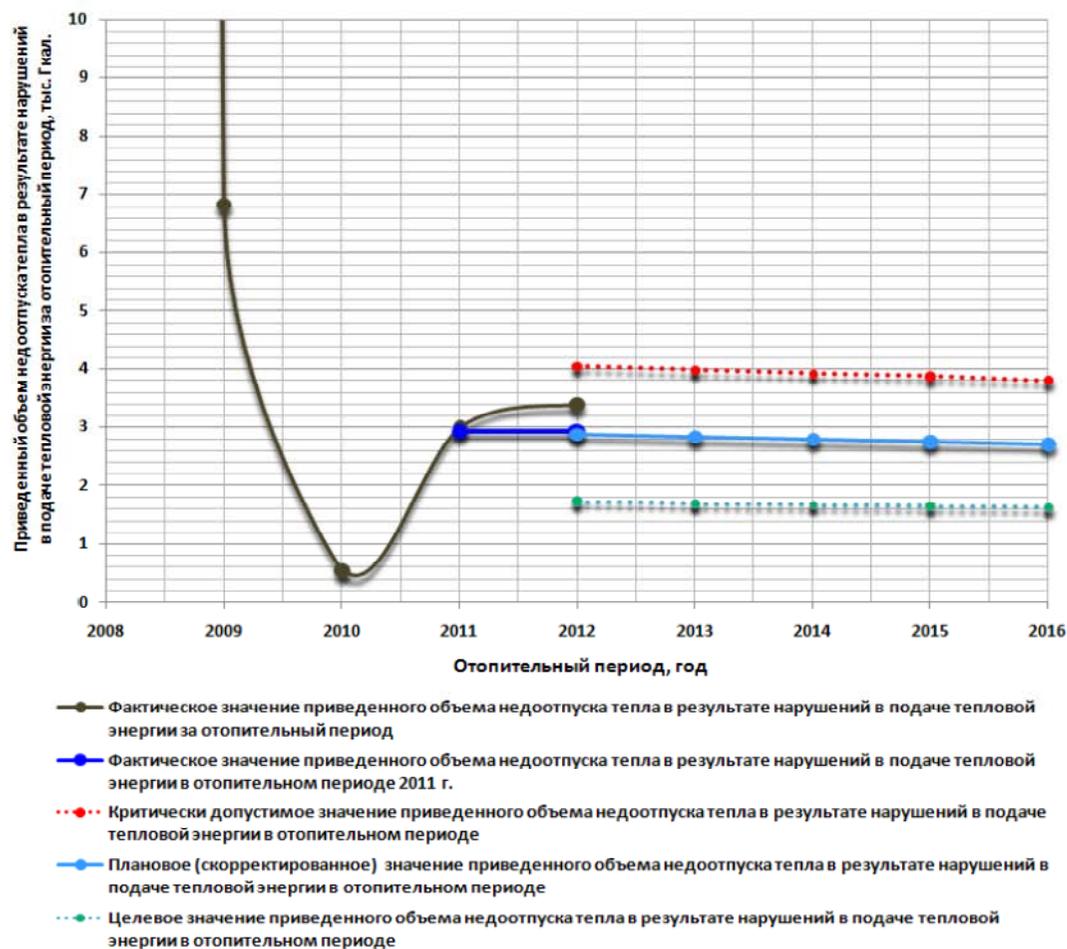
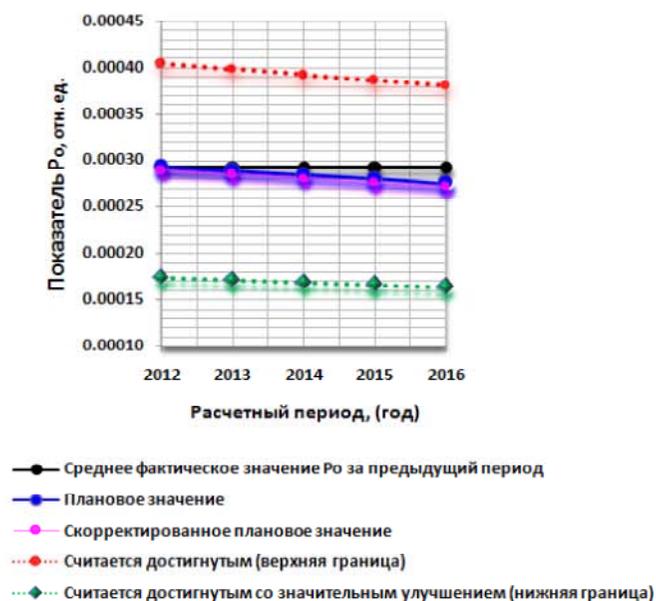


Рисунок 9 - Предлагаемые перспективные (плановые) значения показателя надежности P_0 ОАО «Теплоэнерго» на период 2012÷2016 гг. и соответствующие им фактические, средние, перспективные критически допустимые и скорректированные плановые значения приведенного объема недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии в отопительных периодах очередного долгосрочного периода

Таблица 20 - Значения перспективных (плановых) показателей P_0 для ООО «Энергосети» на период 2012÷2016 гг.

Предыдущий долгосрочный период, (год)	Фактическое значение показателя	Очередной долгосрочный период, (год)				
	P_0					
2008	0.010					
2009	0.013					
2010	0.006					
2011	0.050					
Среднее значение показателя за предыдущий долгосрочный период ($\Pi_{\bar{d}}^{пл}$)	0.020	2012	2013	2014	2015	2016
Плановое значение показателя ($\Pi_{\bar{t}}^{пл}$)		0.020	0.0195	0.0192	0.0189	0.0186
Скорректированное плановое значение ($\Pi_{\bar{t}+1}^k$)		0.020	0.0195	0.0192	0.0189	0.0186
Считается достигнутым ($P_s^k \cdot (1 + c)$)		0.0277	0.0273	0.0269	0.0265	0.0261
Считается достигнутым со значительным улучшением ($P_s^k \cdot (1 - c)$)		0.0119	0.0117	0.0115	0.0114	0.0112

Таблица 21 - Приведенный объем недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии за отопительный период в предыдущем (2008÷2012 гг.) долгосрочном периоде и перспективные (плановые) значения приведенного объема недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии за отопительный период в очередном (2012÷2016 гг.) долгосрочном периоде, соответствующие перспективным численным значениям показателя P_0 ООО «Энергосети»

Приведенный объем недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии за отопительный период	Предыдущий долгосрочный период, (год)				Очередной долгосрочный период, (год)				
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Фактическое значение приведенного объема недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии за отопительный период, тыс. Гкал	14,63	17,78	8,57	70,41	18,81				
Среднее фактическое значение приведенного объема недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии в отопительных периодах 2008 - 2011 г., тыс. Гкал	27,85	27,85	27,85	27,85	27,85				
Критически допустимое значение приведенного объема недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии в отопительном периоде, тыс. Гкал					38,99	38,4	37,83	37,26	36,7
Плановое (скорректированное) значение приведенного объема недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии в отопительном периоде, тыс. Гкал					27,85	27,43	27	26,6	26,2
Целевое значение приведенного объема недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии в отопительном периоде, тыс. Гкал					16,71	16,46	16,21	15,97	15,73

Графические зависимости результатов расчета численных значений перспек-

тивных (плановых) значений показателя надежности P_0 ООО «Энергосети» на период 2012÷2016 гг. и соответствующих им фактических, средних, перспективных критически допустимых и скорректированных плановых значений объема недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии в отопительных периодах очередного долгосрочного периода представлены на рисунке 10.

Полученные результаты показывают, что для повышения надежности поставок тепловой энергии потребителям Нижнего Новгорода в очередном долгосрочном периоде регулирования ООО «Энергосети» не должно допустить превышения объема недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии в соответствующих расчетных периодах: более 38,4 тыс. Гкал - в 2013 году, более 37,83 тыс. Гкал - в 2014 и т.д. («Критически допустимое значение количества технологических нарушений в отопительном периоде» - таблица 21). Скорректированные плановые значения объема недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии по отопительным периодам рассчитаны по средним фактическим значениям за предыдущий долгосрочный период регулирования (2008÷2012 гг.) и могут рассматриваться в качестве предложения ООО «Энергосети» регулирующей организации для определения плановых значений показателя надежности P_0 .

ООО «Энергосети» значительно улучшит надежность поставок тепловой энергии, если не допустит превышения объема недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии в соответствующих расчетных периодах: в 2013 году - более 16,46 тыс. Гкал, в 2014 - более 16,21 тыс. Гкал и т.д. («Целевое значение количества технологических нарушений в отопительном периоде» таблица 21).

Ретроспективные данные о фактических значениях объема недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии в отопительных периодах 2008÷2010 гг. свидетельствуют о достаточно стабильном значении объема недоотпуска тепловой энергии ООО «Энергосети» в каждом отопительном периоде на уровне 17 тыс. Гкал, что почти в два раза меньше среднего фактического значения за предыдущий долгосрочный период регулирования. В связи с этим разработчиком «Схемы теплоснабжения...» рекомендуется в качестве перспективных значений показателя надежности P_0 принять значения, рассчитанные не по средним фактическим значениям за предыдущий долгосрочный период регулирования, а по фактическому значению объема недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии за 2012 год (т.е. на уровне 18 тыс. Гкал).

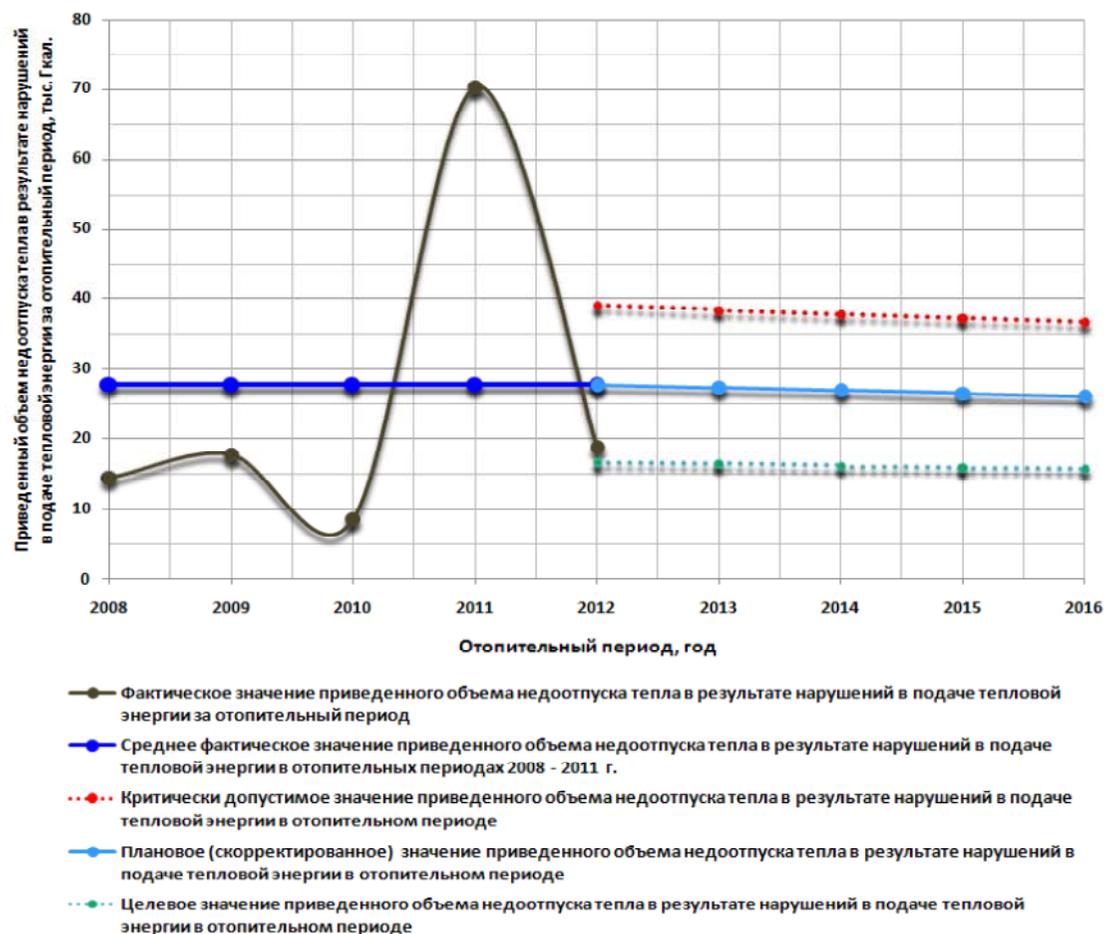
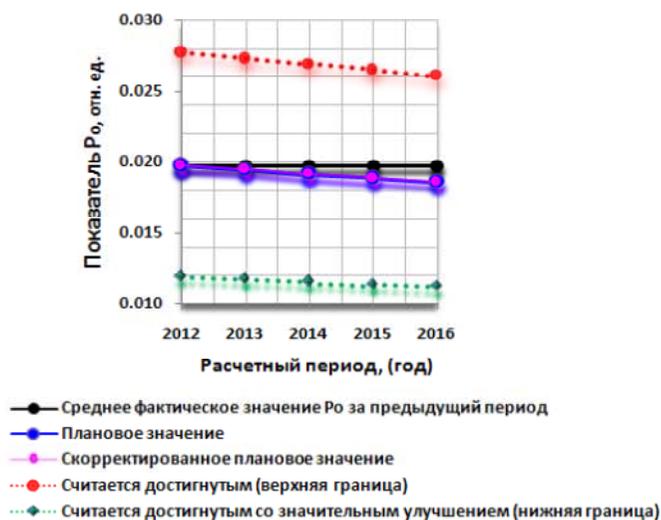


Рисунок 10 - Перспективные (плановые) значения показателя надежности P_0 ООО «Энергосети» на период 2012÷2016 гг. и соответствующие им фактические, средние, перспективные критически допустимые и скорректированные плановые значения приведенного объема недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии в отопительных периодах очередного долгосрочного периода

Результаты расчета рекомендуемых ООО «Энергосети» для представления регулирующей организации численных значений перспективных (плановых) показателей надежности, определяемых приведенным объемом недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии в отопительном периоде (P_o) (без учета корректировки НВВ), приведены в таблице 22.

Таблица 22 - Предлагаемые значения перспективных (плановых) показателей P_o для ООО «Энергосети» на период 2012÷2016 гг.

Предыдущий долгосрочный период, (год)	Фактическое значение показателя	Очередной долгосрочный период, (год)				
	P_o					
2008	0.010					
2009	0.013					
2010	0.006					
2011	0.050					
Среднее значение показателя за предыдущий долгосрочный период ($\Pi_d^{пл}$)	0.013	2012	2013	2014	2015	2016
Плановое значение показателя ($\Pi_t^{пл}$)		0.013	0.0132	0.0130	0.0128	0.0126
Скорректированное плановое значение ($\Pi_{t+1}^к$)		0.013	0.0132	0.0130	0.0128	0.0126
Считается достигнутым ($P_s^к \cdot (1 + c)$)		0.0187	0.0184	0.0182	0.0179	0.0176
Считается достигнутым со значительным улучшением ($P_s^к \cdot (1 - c)$)		0.0080	0.0079	0.0078	0.0077	0.0076

В таблице 23 приведены фактические значения объемом недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии в отопительных периодах 2008÷2012 гг. и результаты расчета рекомендуемых перспективных (плановых) значений объемом недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии в отопительных периодах очередного (2012÷2016 гг.) долгосрочного периода, которые соответствуют перспективным значениям показателей P_o таблицы 22.

Таблица 23 - Приведенный объем недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии за отопительный период в предыдущем (2008÷2012 гг.) долгосрочном периоде и перспективные (плановые) значения приведенного объема недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии за отопительный период в очередном (2012÷2016 гг.) долгосрочном периоде, соответствующие предлагаемым перспективным численным значениям показателя P_0 ООО «Энергосети»

Приведенный объем недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии за отопительный период	Предыдущий долгосрочный период, (год)				Очередной долгосрочный период, (год)				
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Фактическое значение приведенного объема недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии за отопительный период, тыс. Гкал	14,63	17,78	8,57	70,41	18,81				
Фактическое значение приведенного объема недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии в отопительном периоде 2012 г., тыс. Гкал					18,81				
Критически допустимое значение приведенного объема недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии в отопительном периоде, тыс. Гкал					26,34	25,94	25,55	25,7	24,8
Плановое (скорректированное) значение приведенного объема недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии в отопительном периоде, тыс. Гкал					18,81	18,53	18,25	17,98	17,71
Целевое значение приведенного объема недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии в отопительном периоде, тыс. Гкал					11,29	11,11	10,95	10,79	10,62

Графические зависимости результатов расчета рекомендуемых в качестве перспективных (плановых) значений показателя надежности P_0 ООО «Энергосети» на период 2012÷2016 гг. и соответствующих им фактических, средних, перспективных критически допустимых и скорректированных плановых значений объема недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии очередного долгосрочного периода представлены на рисунке 11.

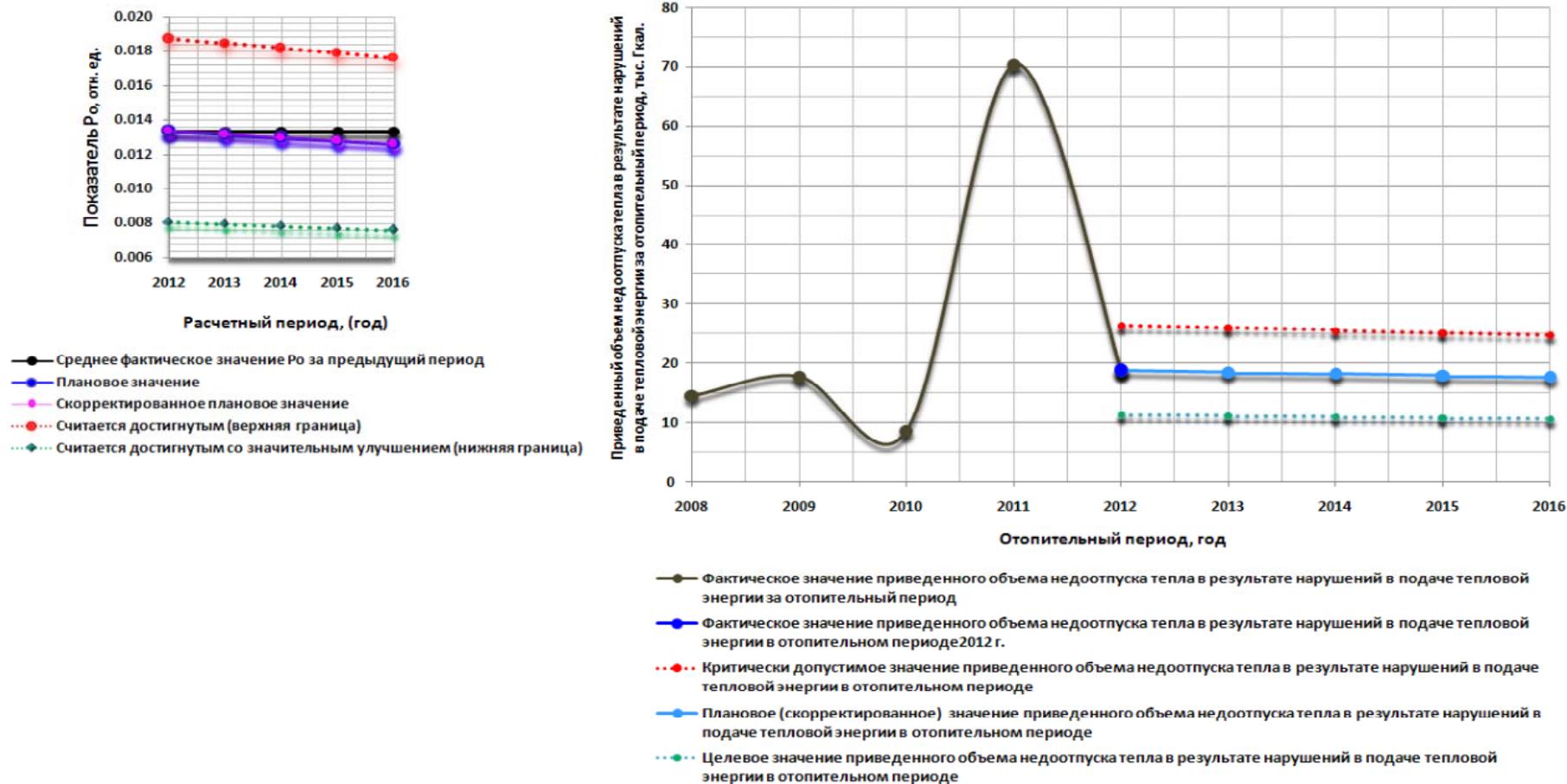


Рисунок 11 - Предлагаемые перспективные (плановые) значения показателя надежности P_0 ООО «Энергосети» на период 2012÷2016 гг. и соответствующие им фактические, средние, перспективные критически допустимые и скорректированные плановые значения приведенного объема недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии в отопительных периодах очередного долгосрочного периода

Полученные результаты показывают, что ООО «Энергосети» в очередном долгосрочном периоде (2012÷2016 гг.) для повышения надежности поставок тепловой энергии потребителям Нижнего Новгорода не должно допустить превышения объема недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии в соответствующем отопительном периоде более: 25,94 тыс. Гкал – в 2013 году, 25,55 тыс. Гкал – в 2014 и т.д. («Критически допустимое значение суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в отопительном периоде» - таблица 22).

Скорректированное плановое значение объема недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии в очередном долгосрочном периоде регулирования составляет 18,53 тыс. Гкал – в 2013 году, 18,25 тыс. Гкал - в 2014 и т.д. и должно быть предложено ООО «Энергосети» регулирующей организации для определения планового значения показателя надежности P_0 . В этом варианте оценки ООО «Энергосети» значительно улучшит надежность поставок тепловой энергии, если не допустит превышения объема недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии в расчетных периодах очередного долгосрочного периода более: 11,11 тыс. Гкал – в 2013 году, 10,95 тыс. Гкал – в 2014 году и т.д. («Целевое значение суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии в отопительном периоде» - таблица 22).

1.4 Перспективные показатели, определяемые средневзвешенной величиной отклонений температуры теплоносителя в результате нарушений в подаче тепловой энергии

В соответствии с п. 4.1 «Методических указаний» перспективные показатели, определяемые средневзвешенной величиной отклонений температуры теплоносителя в результате нарушений в подаче тепловой энергии, вычисляются по фактическим значениям этих показателей в предыдущих расчетных периодах, но не ранее 2014 года [3].

Таким образом, оценка надежности теплоснабжения потребителей Нижнего Новгорода, выполненная в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012 г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» [2], а также проектом приказа Министра регионального развития РФ «Об утверждении Методических указаний по расчету уровня надёжности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии», позволяет сделать следующие выводы.

Исходя из основных положений «Методических указаний» [3], предлагаемые для оценки надежности теплоснабжения потребителей Нижнего Новгорода все расчетные зависимости по определению численных значений показателей уровня надежности поставок тепловой энергии прямо пропорционально связаны с количеством технологических нарушений, происходящих на оборудовании производителей и поставщиков тепловой энергии в течение расчетного периода регулирования. Каждое анализируемое технологическое нарушение влечет за собой отключение потребителей на определенный промежуток времени с соответствующей недопоставкой определенного объема тепловой энергии. При этом суммарная продолжительность прекращения подачи тепловой энергии и объем недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии в отопительном периоде как факторы расчетных зависимостей технологически и функционально связаны между собой и с количеством технологических нарушений. Поэтому предотвращение технологических нарушений естественно уменьшит значения всех рассчитываемых показателей и позволит регулируемым организациям повысить уровень надежности поставок тепловой энергии до плановых значений.

Так как в системах теплоснабжения Нижнего Новгорода более 80% технологи-

ческих нарушений возникает в тепловых сетях, то очевидным выводом является вывод о необходимости концентрации усилий теплоснабжающих организаций на обеспечении качественной организации:

- замены теплопроводов, срок эксплуатации которых превышает 25 лет; использования при этих заменах теплопроводов, изготовленных из новых материалов по современным технологиям. Темп перекладки теплопроводов должен соответствовать темпу их старения, а в случае недоремонта, превышать его;

- эксплуатации теплопроводов, связанной с внедрением современных методов контроля и диагностики технического состояния теплопроводов, проведения их технического обслуживания, ремонтов и испытаний. При этом особое внимание должно уделяться строгому соответствию установленного регламента на проведение тех или иных операций по обслуживанию фактической их реализации, а также автоматизации технологических процессов эксплуатации, включая защиту теплопроводов от блуждающих токов;

- аварийно-восстановительной службы, ее оснащения и использования. При этом особое внимание должно уделяться внедрению современных методов и технологий замены теплопроводов, повышению квалификации персонала аварийно-восстановительной службы;

- использования аварийного и резервного оборудования, в том числе на источниках теплоты, тепловых сетях и у потребителей. Отдельное внимание при этом должно уделяться решению вопросов резервирования по направлениям топливо-, электро- и водоснабжения.

Более подробно общие положения по обеспечению надежности систем теплоснабжения изложены в п. 2 настоящей главы.

По имеющимся статистическим данным ЦДДС Министерства ЖКХ и ТЭК Нижнего Новгорода о технологических нарушениях в системах теплоснабжения объектов ЖКХ за период с 2008 по 2012 год разработчиком «Схемы теплоснабжения...» выполнена оценка фактических и перспективных значений показателей уровня надежности поставок тепловой энергии, на основании которых в очередном долгосрочном периоде рекомендуется следующее.

ОАО «Теплоэнерго» для формирования предложений регулирующей организации по определению плановых (перспективных) значений всех показателей уровня надежности поставок тепловой энергии в качестве фактических значений использовать не средние фактические значения за предыдущий долгосрочный период регу-

лирования, а фактические значения за отопительный период 2011 года как наиболее показательного в предыдущем долгосрочном периоде регулирования.

Для достижения установленных регулирующей организацией плановых (перспективных) значений всех показателей уровня надежности поставок тепловой энергии ОАО «Теплоэнерго» не должно допускать более 17 технологических нарушений за расчетный период суммарной продолжительности прекращения подачи тепловой энергии не более: 98 часов в 2013 году, 96 часов - в 2014, 95 часов - в 2015 и 93 часа - в 2016 годах. Объем недоотпуска тепла должен составлять не более: 4 тыс. Гкал – в 2013 году, 3,94 тыс. Гкал - в 2014, 3,88 тыс. Гкал - в 2015 и 3,82 тыс. Гкал - в 2016 годах. Скорректированные плановые значения количества технологических нарушений во всех расчетных периодах при этом будут соответствовать 12 случаям с суммарной продолжительностью прекращения подачи тепловой энергии, равной 70 часов – в 2013 году, 69 часов - в 2014, 68 часов - в 2015 и 67 часов - в 2016 годах и объемом недоотпуска тепла 2,85 тыс. Гкал – в 2013 году, 2,81 тыс. Гкал - в 2014, 2,77 тыс. Гкал - в 2015 и 2,73 тыс. Гкал - в 2016 годах. ОАО «Теплоэнерго» значительно улучшит надежность поставок тепловой энергии, если количество технологических нарушений во всех расчетных периодах при этом будет соответствовать 7 случаям с суммарной продолжительностью прекращения подачи тепловой энергии 42 часа в 2013 году, 41 час - в 2014 и в 2015 и 40 часов - в 2016 годах и объемом недоотпуска тепла 1,71 тыс. Гкал в 2013 году, 1,67 тыс. Гкал - в 2014 году 1,66 тыс. Гкал - в 2015 и 1,64 тыс. Гкал - в 2016 году.

Основное внимание в очередном долгосрочном периоде регулирования ОАО «Теплоэнерго» следует сосредоточить на организации ремонтов с заменой теплопроводов сетей отопления Канавинского административного района и сетей ГВС Нижегородского и Советского административных районов.

ООО «Энергосети» для формирования предложений регулирующей организации по определению плановых (перспективных) значений всех показателей уровня надежности поставок тепловой энергии рекомендуется в качестве фактических значений использовать не средние фактические значения за предыдущий долгосрочный период регулирования, а фактические значения за отопительный период 2012 года как наиболее показательного в предыдущем долгосрочном периоде регулирования.

Для достижения установленных регулирующей организацией плановых (перспективных) значений всех показателей уровня надежности поставок тепловой энер-

гии ООО «Энергосети» не должно допускать более 44 технологических нарушений в отопительном периоде 2013 года, 43 - в 2014 и 2015 годах, 42 - в 2016 году. При этом суммарная продолжительность прекращения подачи тепловой энергии должна быть не более 276 часов в 2013 году, 272 часа - в 2014, 268 часов - в 2015 и 264 часа - в 2016 годах с объемом недоотпуска тепла не более 25,94 тыс. Гкал в 2013 году, 25,55 тыс. Гкал - в 2014, 25,7 тыс. Гкал - в 2015 и 24,8 тыс. Гкал - в 2016 годах. Скорректированные плановые значения количества технологических нарушений во всех расчетных периодах при этом будет соответствовать 32 случаям в 2013 году, 31 случаю - в 2014 и 2015 годах и 30 случаям - в 2016 году с суммарной продолжительностью прекращения подачи тепловой энергии 197 часов - в 2013 году, 194 часа - в 2014, 191 час - в 2015 и 188 часов - в 2016 годах. Объемом недоотпуска тепла будет составлять 18,53 тыс. Гкал - в 2013 году, 18,25 тыс. Гкал - в 2014, 17,98 тыс. Гкал - в 2015 и 17,71 тыс. Гкал - в 2016 годах. ООО «Энергосети» значительно улучшит надежность поставок тепловой энергии, если количество технологических нарушений во всех расчетных периодах при этом будет соответствовать 19 случаям в 2013 и 2014 годах, 18 - в 2015 и 2016 годах с суммарной продолжительностью прекращения подачи тепловой энергии 118 часов - в 2013, 117 часов - в 2014, 115 часов - в 2015 и 113 часов - в 2016 году и объемом недоотпуска тепла 11,11 тыс. Гкал в 2013 году, 10,95 тыс. Гкал - в 2014 году, 10,79 тыс. Гкал - в 2015 и 10,62 тыс. Гкал - в 2016 году.

Основное внимание в очередном долгосрочном периоде регулирования ООО «Энергосети» следует сосредоточить на организации ремонтов с заменой теплопроводов сетей отопления и ГВС Автозаводского административного района.

2 Предложения, обеспечивающие надежность систем теплоснабжения

Как известно [10], надежность систем теплоснабжения городов, в том числе и Нижнего Новгорода определяется:

- качеством элементов систем теплоснабжения;
- структурным, временным, нагрузочным и функциональным резервированием в системах теплоснабжения;
- уровнем автоматизации управления технологическими процессами производства, транспортировки, распределения и потребления тепловой энергии;
- качеством выполнения строительно-монтажных, эксплуатационных и ремонтных работ.

Качество элементов систем теплоснабжения

Статистические данные о причинах технологических нарушений в системах теплоснабжения объектов ЖКХ Нижнего Новгорода свидетельствуют о низком качестве элементов систем и, прежде всего, элементов тепловых сетей: металла труб, тепловой изоляции, запорной арматуры, конструкций теплопроводов и каналов, защиты теплопроводов от внутренней и наружной коррозии.

Защита труб от внутренней коррозии, как известно, выполняется путем повышения pH в пределах рекомендаций ПТЭ, уменьшения содержания кислорода в сетевой воде, покрытия внутренней поверхности стальных труб антикоррозионными составами или применения коррозионностойких сталей, применения безреагентного электрохимического способа обработки воды, применения водоподготовки и деаэрации подпиточной воды, применения ингибиторов коррозии. Для контроля за внутренней коррозией на подающих и обратных трубопроводах водяных тепловых сетей на выводах с источника теплоты и в наиболее характерных местах предусматривается установка индикаторов коррозии. Многофакторность коррозионных процессов, в том числе для различных теплоснабжающих организаций Нижнего Новгорода, не позволяет сформировать единые рекомендации. Конкретные мероприятия определяются на основе аудита систем с выявлением причин интенсивной коррозии и способов их предотвращения.

При защите труб от наружной коррозии предусматриваются конструктивные

решения в соответствии с требованиями РД 153-34.0-20.518 [11]. Так, для конструкций теплопроводов в пенополиуретановой теплоизоляции с герметичной наружной оболочкой нанесение антикоррозионного покрытия на стальные трубы не требуется, но обязательно устанавливается устройство системы оперативного дистанционного контроля, сигнализирующее о проникновении влаги в теплоизоляционный слой. При использовании труб из ВЧШГ, теплопроводов в пенополимерминеральной теплоизоляции независимо от способов прокладки защита от наружной коррозии металла труб не требуется. Для конструкций теплопроводов с другими теплоизоляционными материалами независимо от способов прокладки применяются антикоррозионные покрытия, наносимые непосредственно на наружную поверхность стальной трубы. Неизолированные в заводских условиях концы трубных секций, отводов, тройников и других металлоконструкций покрываются антикоррозионным слоем.

На транзитных участках тепловых сетей, а также в камерах с ответвлениями труб устанавливаются поперечные токопроводящие перемычки. На сальниковых компенсаторах токопроводящие перемычки выполняются из многожильного медного провода, кабеля, стального троса. В остальных случаях применяется прутковая или полосовая сталь. Сечение перемычек определяется расчетным путем и принимается не менее 50 мм^2 (по меди). Длина перемычек определяется с учетом максимального теплового удлинения трубопровода. Стальные перемычки обеспечиваются защитным покрытием от коррозии.

В ходе эксплуатации многочисленных тепловых сетей установлено, что при температуре $70\text{-}80 \text{ }^\circ\text{C}$ протекает интенсивный процесс наружной коррозии, имеющий язвенный характер, приводящий к значительному коррозионному повреждению металлических поверхностей, контактирующих с увлажненной тепловой изоляцией. Одним из возможных способов снижения отказов тепловой сети в результате коррозионных повреждений теплопроводов с канальной и бесканальной прокладкой может стать ввод режима работы тепловой сети при повышенной температуре в подающем трубопроводе в летний период. Так, по результатам проведенных исследований и наблюдений в эксплуатационных условиях Москвы установлено, что повышение температуры теплоносителя в летний период до $100 \text{ }^\circ\text{C}$ приводит к подсушиванию тепловой изоляции и снижению интенсивности коррозии и повреждаемости в 2-2,5 раза. В этом случае обеспечение работы тепловой сети по повышенному температурному графику в летний период требует обязательного оснащения всех подключенных к тепловой сети систем горячего водоснабжения средствами автомати-

зации. Целесообразность мероприятия требует технико-экономического обоснования для конкретных условий.

При выборе способа защиты стальных труб тепловых сетей от внутренней коррозии и схем подготовки подпиточной воды обязательно учитываются параметры сетевой воды: жесткость, водородный показатель pH, содержание в воде кислорода и свободной угольной кислоты, содержание сульфатов и хлоридов, содержание в воде органических примесей (окисляемость воды). Качество исходной воды для открытых и закрытых систем теплоснабжения должно отвечать требованиям СанПиН 2.1.4.1074 и правилам технической эксплуатации электрических станций и тепловых сетей, утвержденным Минэнерго России. Для закрытых систем теплоснабжения при наличии термической деаэрации допускается использовать техническую воду.

Резервирование в системах теплоснабжения

В соответствии со СНиП 41-02-2003 "Тепловые сети" в системах теплоснабжения используются следующие способы резервирования [4]:

- на источниках теплоты применяются рациональные тепловые схем, обеспечивающие заданный уровень готовности энергетического оборудования;
- на источниках теплоты устанавливается необходимое резервное оборудование;
- организуется совместная работа нескольких источников теплоты в единой системе транспортирования теплоты;
- прокладываются резервные трубопроводные связи, как в тепловых сетях одного района теплоснабжения, так и смежных теплосетевых районов города;
- устанавливаются резервные насосы и насосные станции;
- устанавливаются баки-аккумуляторы.

Применение рациональных тепловых схем, обеспечивающих заданный уровень готовности энергетического оборудования источников теплоты, выполняется на этапе их проектирования. При этом топливо-, электро- и водоснабжение источников теплоты, обеспечивающих теплоснабжение потребителей первой категории, предусматривается по двум независимым вводам от разных источников, а также использование запасов резервного топлива. Источники теплоты, обеспечивающие теплоснабжение потребителей второй и третьей категории, обеспечиваются электро- и водоснабжением по двум независимым вводам от разных источников и запасами ре-

зервного топлива. Кроме того, для теплоснабжения потребителей первой категории устанавливаются местные резервные (аварийные) источники теплоты (стационарные или передвижные). При этом допускается резервирование, обеспечивающее в аварийных ситуациях 100%-ную подачу теплоты от других тепловых сетей. При резервировании теплоснабжения промышленных предприятий, как правило, используются местные резервные (аварийные) источники теплоты.

При реализации плана ликвидации мелких котельных, замене их крупными источниками теплоты мелкие котельные, находящиеся в технически исправном состоянии, как правило, оставляются в резерве.

Повышение надежности систем теплоснабжения может быть достигнуто путем использования передвижных котельных, которые при аварии на тепловой сети должны применяться в качестве резервных (аварийных) источников теплоты, обеспечивая подачу тепла как целым кварталам (через центральные тепловые пункты), так и отдельным зданиям, в первую очередь потребителям первой категории. Для целей аварийного теплоснабжения каждая теплоснабжающая организация должна иметь как минимум одну передвижную котельную. Подключение передвижной котельной к центральному тепловому пункту или тепловому пункту здания (потребителя первой категории) осуществляется через специальные вводы с фланцами, выведенными за пределы здания и отключаемыми от основной системы теплоснабжения задвижками, установленными внутри здания.

Кроме этого, указанные объекты оборудуются вводами для подключения передвижных котельных к источнику электроэнергии мощностью 10-50 кВт (в зависимости от типа котельной).

При авариях в системе электроснабжения надежность теплоснабжения потребителей значительно повышается при использовании в качестве резервных и аварийных источников передвижных электрических станций. Электрическая мощность станций соответствует мощности электрооборудования, включенного для обеспечения рабочего режима котельной и тепловой сети.

Основным преимуществом передвижных котельных при ликвидации аварий является быстрота ввода установок в работу, что в зимний период является решающим фактором. Время присоединения передвижной котельной к системе отопления и топливно-энергетическим коммуникациям бригадой из 4 человек (два слесаря, электрик, сварщик) составляет примерно 4-8 ч.

Необходимую теплопроизводительность мобильной котельной, применяемой

для поддержания в помещениях минимально допустимой температуры воздуха, можно определить из выражений:

$$Q = \bar{Q} \cdot Q_p \quad (8)$$

или

$$Q = G_p \cdot c \cdot \rho \cdot (t_1^p - t_2^p) \cdot \bar{Q} \cdot 10^{-6}, \text{ Гкал/ч}, \quad (9)$$

где G_p – расчетный расход теплоносителя в системе отопления, м³;

c – теплоемкость воды, ккал/(ч·°С);

ρ – плотность воды, кг/м³;

\bar{Q} – относительный расход тепла, необходимый для поддержания минимально допустимой температуры воздуха в помещениях;

t_1^p, t_2^p – расчетные температуры воды в подающем и обратном трубопроводах системы отопления ($t_1^p = 95$ °С; $t_2^p = 70$ °С).

Q_p – расчетный (максимальный) расход тепла в системе отопления, Гкал/ч.

Гидродинамические давления, создаваемые насосами мобильных котельных, не должны превышать допустимых значений давлений в системе отопления (не более 0,6 МПа по условиям сохранности отопительных приборов).

Мобильную котельную целесообразно подключать непосредственно к системе отопления здания (к патрубкам подающего и обратного трубопроводов после элеватора или подогревателя).

Для обеспечения требуемых температурных условий в зданиях при недостаточной подаче тепла от внешней сети либо при перерывах в подаче, вызванных аварийными ситуациями или плановой остановкой сети на профилактический ремонт, в тепловых пунктах могут устанавливаться пиковые теплоисточники. Используются следующие способы их подключения:

- подключение в тепловых пунктах зданий пиковых газовых котлов, догревающих воду, подаваемую в систему отопления;

- установка в тепловых пунктах зданий пиковых электрических емкостных (теплоаккумулирующих) водоподогревателей, потребляющих электроэнергию в ночные часы (при сниженном тарифе на электроэнергию). Тепловая энергия, накапливаемая в аккумуляторе, выдается в систему отопления в нужное время, обеспечивая дополнительный нагрев теплоносителя. Такое включение способствует выравниванию суточного режима электропотребления;

- установка непосредственно в отапливаемых помещениях электрических теп-

лоинерционных доводчиков, потребляющих электроэнергию в ночные часы (при сниженном тарифе на электроэнергию);

- установка в тепловых пунктах тепловых насосов, повышающие температуру подаваемого теплоносителя за счет охлаждения теплоносителя, возвращаемого из абонентской установки.

Схемы таких тепловых пунктов применительно к независимому подключению систем отопления представлены на рисунках 12, 13, 14, 15, 16. Данные схемные решения имеют ряд ограничений. Область применения определяется конкретными местными условиями и требует технико-экономического обоснования.

Схема с использованием пиковых газовых котлов позволяет адекватно, без повышенного расхода топлива реагировать на любое изменение параметров теплоносителя в тепловой сети.

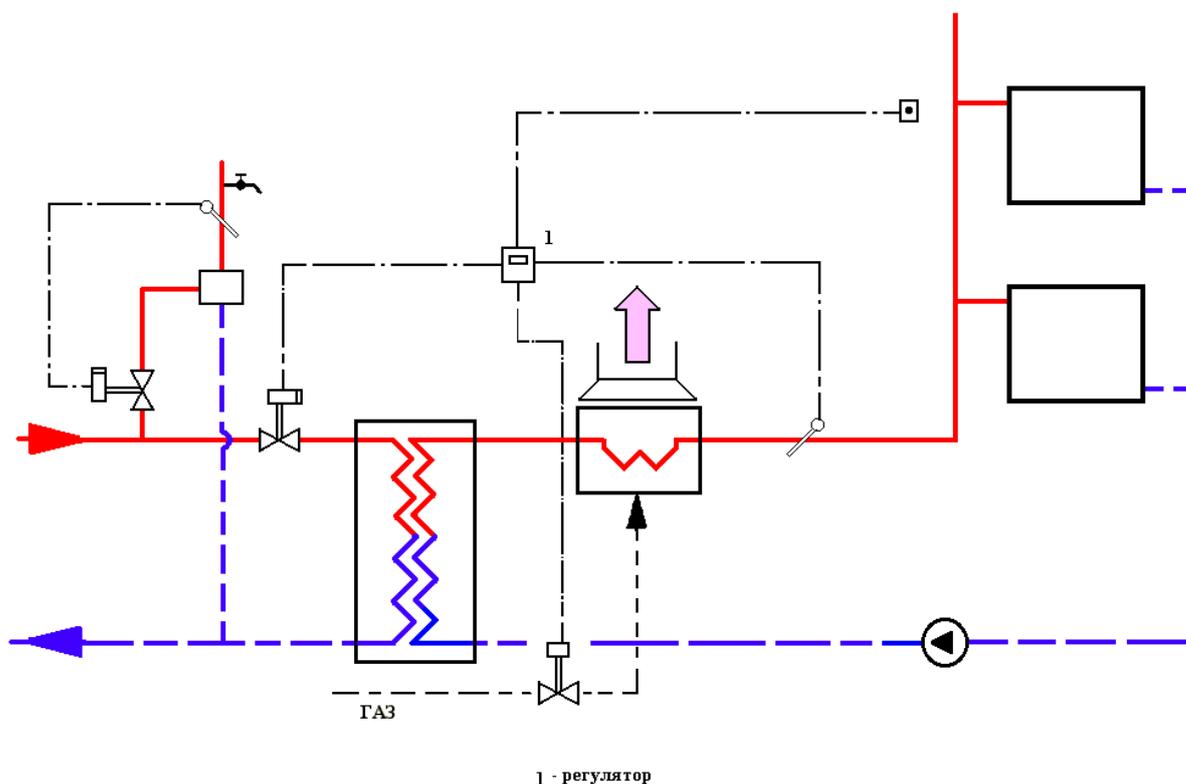


Рисунок 12 - Схема теплового пункта с пиковым газовым котлом

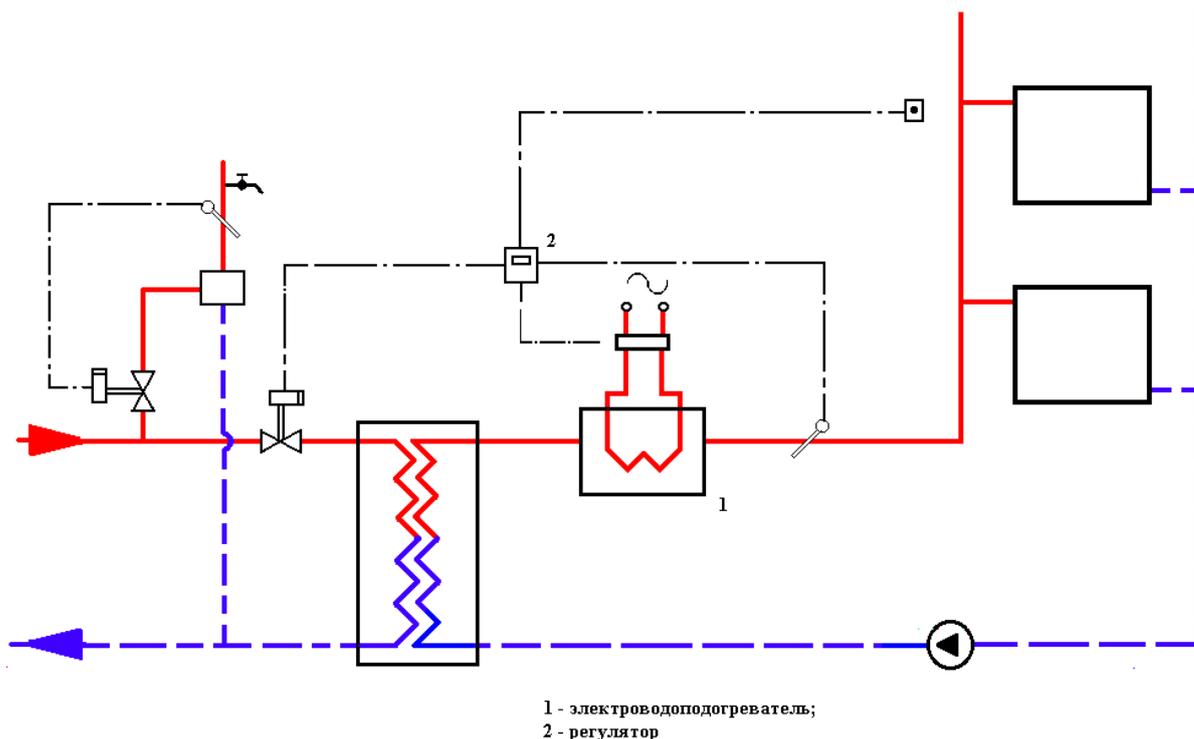


Рисунок 13 - Схема теплового пункта с электродогревателем

Однако, возникают сложности с размещением газовых котлов в существующих зданиях. Наиболее приемлемый вариант технического решения – крышные котельные, меняющие архитектурный облик здания. Массовое внедрение данной схемы ограничивается лимитом пропускной возможности газовых сетей.

Использование проточных водоподогревательных установок сдерживается отсутствием резервных мощностей электроэнергии. Применение емкостных электродогревателей влечет за собой увеличение потребления электроэнергии на 5-10 % за счёт увеличения теплотерь. Также резервы аккумулирования тепла ограничены размерами самого аккумулятора. Режим работы такого подогревателя, суточные режимы подачи тепла и соответствующие температурные режимы в жилых и общественных зданиях показаны на графиках (рисунок 14). Применение схем с тепловыми насосами (по сравнению с прямым электродогревом) снижает потребление электроэнергии, но в этом случае наступает ограничение по теплосъёму (температуре обратной воды тепловой сети) и по режимам работы тепловых насосов.

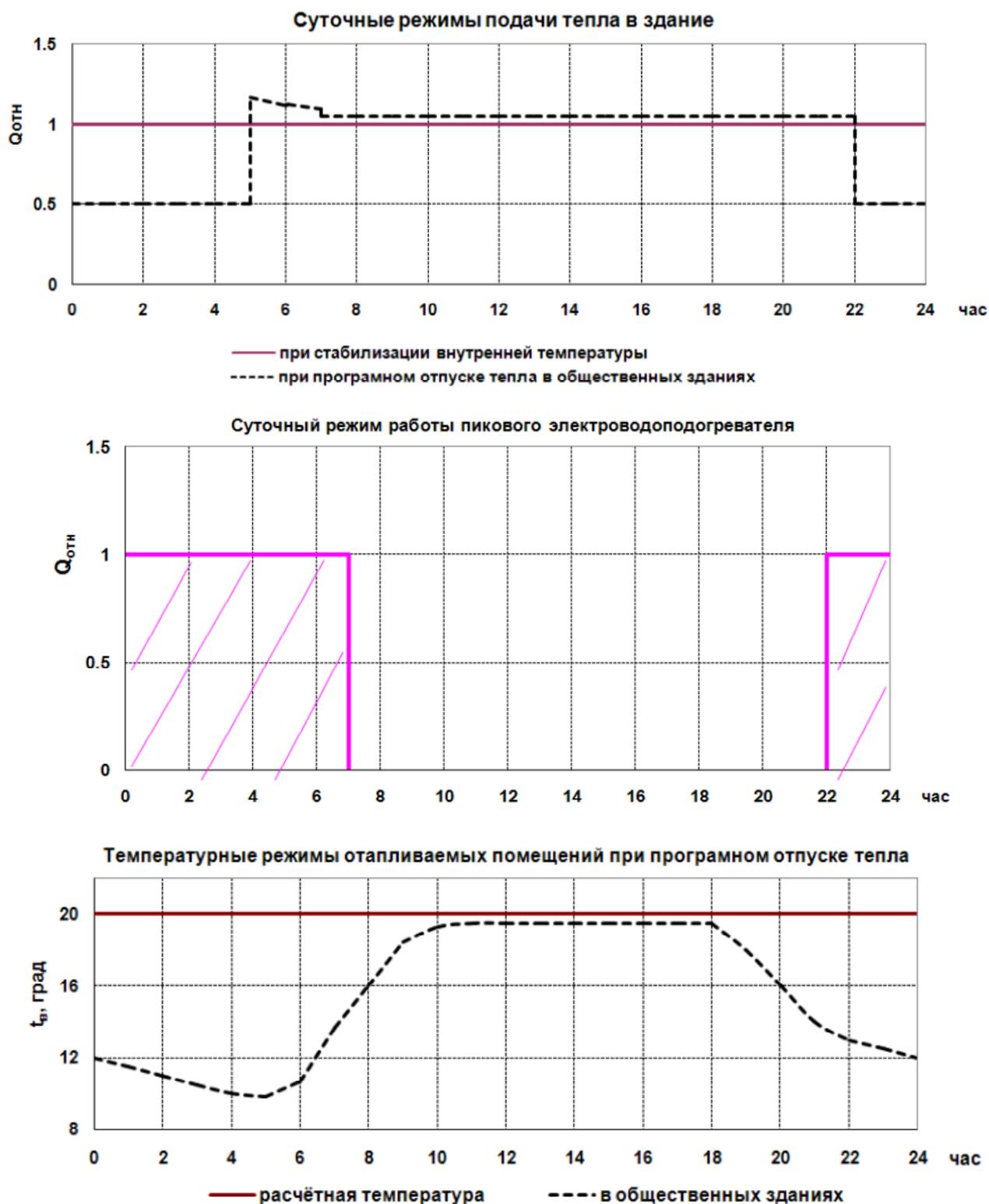


Рисунок 14 - Суточные режимы подачи тепла и соответствующие температурные режимы в жилых и общественных зданиях

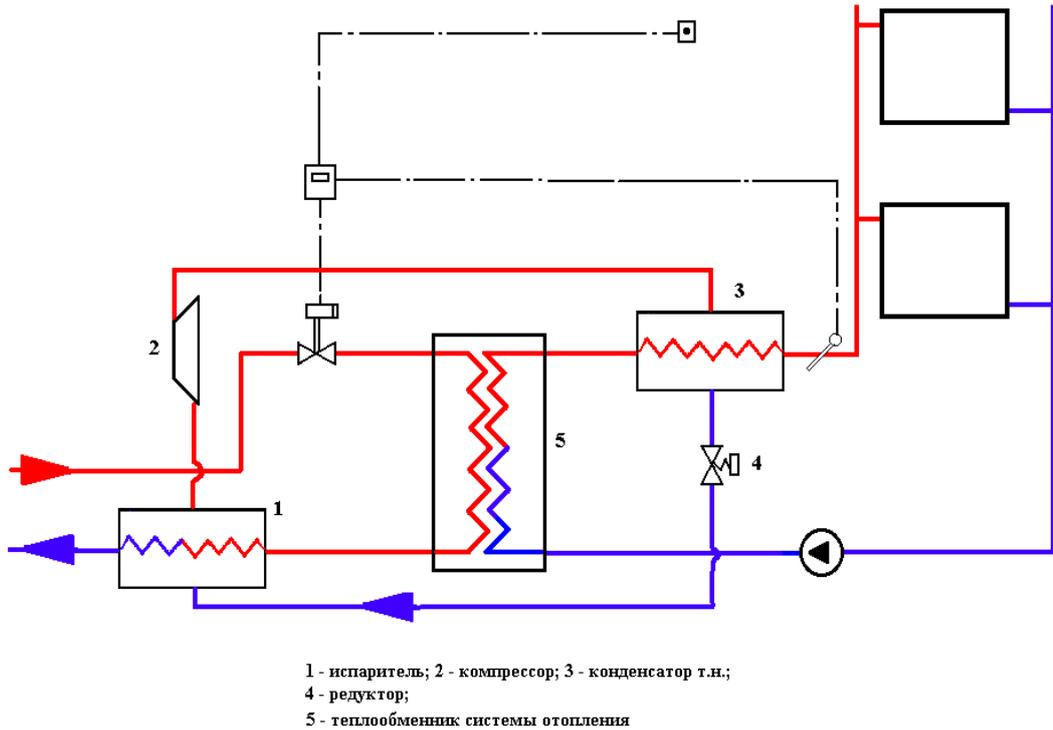


Рисунок15 - Схема теплового пункта с тепловым насосом с конденсатором на по-
дающем трубопроводе системы отопления

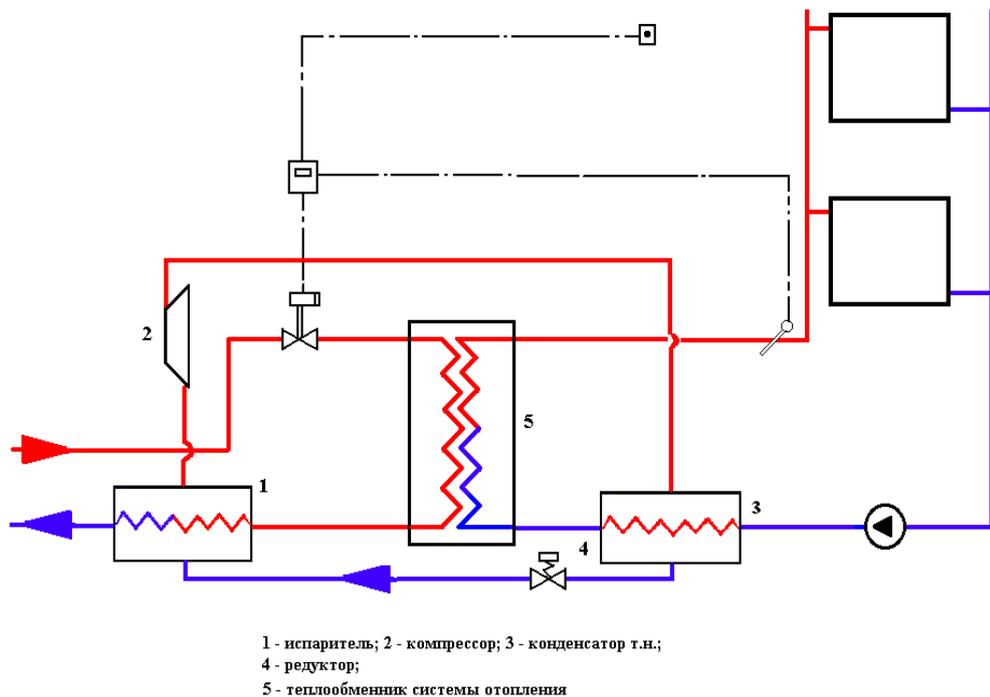


Рисунок16 - Схема теплового пункта с тепловым насосом с конденсатором на обрат-
ном трубопроводе системы отопления

Нарушения в снабжении энергоносителями или нарушение работоспособности технологического оборудования приводят, как правило, только к частичным отка-

зам источников теплоты, которые проявляются в виде снижения температуры или расхода теплоносителя. В случае снижения температуры теплоносителя гидравлические режимы тепловых сетей не изменяются (при условии отсутствия управляющих воздействий со стороны обслуживающего персонала и отсутствии внешних возмущающих воздействий на систему со стороны населения). При этом пропорционально недоотпуску тепла снижается температура в отапливаемых помещениях всех потребителей. Уменьшение же расхода теплоносителя приводит к разрегулировке тепловой сети.

Для предотвращения разрегулировки тепловой сети в аварийных ситуациях устанавливается лимитированная подача теплоносителя всем взаимно резервируемым потребителям. Лимиты подачи теплоносителя определяются по результатам сопоставления трех параметров: времени остывания представительного помещения здания до допустимой температуры, величины допустимого снижения температуры и длительности ремонта головного элемента тепловой сети – теплопровода, поскольку он имеет наибольшую длительность восстановления. При отказе элемента магистральной сети на всех ЦТП, гидравлически связанных с аварийным участком, автоматические регуляторы расхода, установленные на входных тепломагистралях, перестраивают подачу теплоносителя в сеть на лимитированную. Кроме того, для предотвращения гидравлической разрегулировки распределительных тепловых сетей и систем отопления на ЦТП включаются подмешивающие насосы, которые при снижении температуры теплоносителя доводят его расход в этих сетях до расчетного значения. В этот период отключение нагрузки горячего водоснабжения в ЦТП может поддерживать температуру теплоносителя на расчетном или близком к нему уровне. Для потребителей первой категории предусматривается индивидуальная регулировка в их местных тепловых пунктах.

Организация совместной работы нескольких источников теплоты на единую тепловую сеть позволяет в случае аварии на одном из источников частично обеспечивать единые тепловые нагрузки за счет других источников теплоты. Расчет тепловых и гидравлических аварийных режимов тепловой сети выполняется разработчиком Схемы теплоснабжения, а их реализация - теплоснабжающими организациями.

Прокладка резервных трубопроводных связей как в тепловых сетях одного района теплоснабжения, так и смежных теплосетевых районов города обеспечивает непрерывное теплоснабжение потребителей со значительным снижением недоот-

пуска теплоты во время аварий. Количество и диаметры перемычек определяются, исходя из нормальных и в аварийных режимов работы сети, с учетом снижения расхода теплоносителя в соответствии с данными, представленными в таблице 24. Места размещения резервных трубопроводных соединений между смежными теплопроводами и их количество определяется расчетным путем с использованием в качестве критерия такого показателя надежности как вероятность безотказной работы [4].

Таблица 24 - Допустимое снижение подачи теплоты в аварийных режимах

Показатель	Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления (t_0), °C				
	- 10	- 20	- 30	- 40	- 50
Допустимое снижение подачи теплоты, %, до	78	84	87	89	91

Примечание - Таблица соответствует температуре наружного воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92.

При обеспечении безотказности тепловых сетей определяются:

- предельно допустимые длины нерезервированных участков теплопроводов (тупиковых, радиальных, транзитных) до каждого потребителя или теплового пункта;
- места размещения резервных трубопроводных связей между радиальными теплопроводами;
- достаточность диаметров, выбираемых при проектировании новых или реконструируемых существующих теплопроводов, для обеспечения резервной подачи теплоты потребителям при отказах.

Наличие автоматизированных тепловых пунктов, подключенных к тепловой сети по независимой схеме или с помощью смесительных насосов, позволяет почти в течение всего отопительного сезона компенсировать снижение расхода в тепловой сети повышением температуры сетевой воды, обеспечивая необходимую подачу тепла. В системах теплоснабжения от крупных источников теплоты (мощностью 300 Гкал/ч и более) устраиваются узлы распределения с двухсторонним присоединением к тепловой сети, обеспечивающим в случае аварии подачу тепла через перемычки между магистралями, а в идеальном случае - путем подключения к двум магистралям. Наличие в тепловой сети узлов распределения позволяет получить управляемую систему теплоснабжения, т.е. обеспечить возможность точного распределения циркулирующей воды в нормальном и аварийном режимах, а при совместной работе теплоисточников - возможность изменения режима работы сети в широких

пределах. Подключение центральных тепловых пунктов к распределительным тепловым сетям может выполняться аналогичным образом, то есть с двухсторонним подключением ЦТП и устройством соответствующих перемычек.

Структурное резервирование разветвленных тупиковых тепловых сетей осуществляется делением последовательно соединенных участков теплопроводов секционирующими задвижками. К полному отказу тупиковой тепловой сети приводят лишь отказы головного участка и головной задвижки теплосети. Отказы других элементов основного ствола и головных элементов основных ответвлений теплосети приводят к существенным нарушениям ее работы, но при этом остальная часть потребителей получает тепло в необходимых количествах. Отказы на участках небольших ответвлений приводят только к незначительным нарушениям теплоснабжения, и отражается на обеспечении теплом небольшого количества потребителей. Возможность подачи тепла неотключенным потребителям в аварийных ситуациях обеспечивается использованием секционирующих задвижек. Задвижки устанавливаются по ходу теплоносителя в начале участка после ответвления к потребителю. Такое расположение позволяет подавать теплоноситель потребителю по этому ответвлению при отказе последующего участка теплопровода.

Установка баков аккумуляторов горячей воды

Повышению надежности функционирования систем теплоснабжения в определенной мере способствует применение теплогидроаккумулирующих установок, наличие которых позволяет оптимизировать тепловые и гидравлические режимы тепловых сетей, а также использовать аккумулярующие свойства отапливаемых зданий. Теплоинерционные свойства зданий учитываются МДС 41-6.2000 «Организационно-методические рекомендации по подготовке к проведению отопительного периода и повышению надежности систем коммунального теплоснабжения в городах и населенных пунктах РФ» при определении расчетных расходов на горячее водоснабжение при проектировании систем теплоснабжения из условий темпов остывания зданий при авариях [5].

Размещение баков-аккумуляторов горячей воды возможно как на источнике теплоты, так и в районах теплопотребления. При этом на источнике теплоты предусматриваются баки-аккумуляторы вместимостью не менее 25 % общей расчетной вместимости системы. Внутренняя поверхность баков защищается от коррозии, а

вода в них - от аэрации, при этом предусматривается непрерывное обновление воды в баках.

Для открытых систем теплоснабжения, а также при отдельных тепловых сетях на горячее водоснабжение предусматриваются баки-аккумуляторы химически обработанной и деаэрированной подпиточной воды расчетной вместимостью, равной десятикратной величине среднечасового расхода воды на горячее водоснабжение.

В закрытых системах теплоснабжения на источниках теплоты мощностью 100 МВт и более предусматривается установка баков запаса химически обработанной и деаэрированной подпиточной воды вместимостью 3 % объема воды в системе теплоснабжения, при этом обеспечивается обновление воды в баках.

Число баков независимо от системы теплоснабжения принимается не менее двух по 50 % рабочего объема.

В системах центрального теплоснабжения (СЦТ) с теплопроводами любой протяженности от источника теплоты до районов теплopotребления допускается использование теплопроводов в качестве аккумулирующих емкостей.

Таким образом, структура систем теплоснабжения должна соответствовать их масштабности и сложности. Если надежность небольших систем обеспечивается при радиальных схемах тепловых сетей, не имеющих резервирования и узлов управления, то тепловые сети крупных систем теплоснабжения должны быть резервированными, а в местах сопряжения резервируемой и нерезервируемой частей тепловых сетей должны иметь автоматизированные узлы управления. Это позволяет преодолеть противоречие между "ненадежной" структурой тепловых сетей и требованиями к их надежности и обеспечить управляемость системы в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах, а также подачу потребителям необходимых количеств тепловой энергии во время аварийных ситуаций.

Уровень автоматизации управления технологическими процессами производства, транспортировки, распределения и потребления тепловой энергии

Структура систем автоматического управления обеспечивает реализацию многоступенчатого регулирования отпуска тепловой энергии, необходимость которого определяется особенностями системы, а также автоматическое обнаружение мест отказов в тепловых сетях и их локализацию, переход от нормального режима к послеаварийному и затем опять к нормальному, защиту от повышения давления и гидравлического удара. Выполнение этих функций возможно лишь при ликвидации характерного для современных систем теплоснабжения недостатка в средствах автоматического регулирования, который становится особенно ощутимым с ростом единичных мощностей источников теплоты и систем. Наибольшая эффективность может быть достигнута в условиях комплексной автоматизации в рамках АСУ ТП и реализации АСДУ.

Основной задачей автоматизации регулирования отпуска теплоты на отопление и горячее водоснабжение в тепловых пунктах зданий (ЦТП, ИТП) является обеспечение комфортных условий в отапливаемых помещениях при существенной экономии теплоты и, соответственно, топлива. Одновременно с решением главной задачи автоматизация тепловых пунктов повышает надежность систем теплоснабжения и позволяет:

- улучшить состояние изоляции трубопроводов и снизить коррозионную повреждаемость тепловых сетей;
- обеспечить подачу теплоты потребителям в требуемом количестве (соответствующем температуре наружного воздуха) при ликвидации аварий в сетях с резервированием;
- обеспечить устойчивость гидравлических режимов работы систем отопления зданий при снижении температуры сетевой воды относительно требуемой по графику;
- обеспечить автономную циркуляцию в местных системах отопления при аварийном падении давления в тепловых сетях, позволяющую снизить вероятность повреждений систем отопления потребителей.

Улучшение состояния изоляции трубопроводов и улучшение условий работы компенсаторных устройств обеспечивается осуществлением центрального регули-

рования отпуска теплоты на источнике теплоты по ступенчатому температурному графику регулирования при постоянной температуре.

Наличие автоматизации отпуска теплоты в тепловых пунктах тепловых сетей с резервированием (путем устройства перемычек между тепловыми сетями смежных районов) позволяет осуществить широкое маневрирование температурой сетевой воды.

При ликвидации аварий на отдельных участках сети можно, повысив температуру теплоносителя, подать всем потребителям теплоту на отопление в полном объеме (соответствующую температуре наружного воздуха) при сниженном расходе сетевой воды на отопление. Значение этого расхода определяется расчетом для каждой конкретной сети с учетом имеющихся перемычек и места аварии.

Гидравлический режим работы автоматизированных систем отопления здания ухудшается при снижении температуры теплоносителя относительно графика температуры сетевой воды, в том числе при аварии на источнике теплоты. При этом регулирующие клапаны авторегуляторов отпуска теплоты на отопление полностью открываются, и возможна разрегулировка тепловой сети, так как головные потребители отберут из сети больший расход, чем концевые потребители. Чем ниже гидравлическая устойчивость сети, тем больше величина указанной разрегулировки и тем больше снижается надежность теплоснабжения. Устранить этот недостаток возможно путем установки дополнительных регуляторов давления (перепада давления). Однако, это приводит, во-первых, к усложнению работы средств автоматизации в тепловых пунктах из-за взаимного влияния авторегуляторов отпуска теплоты и гидравлического режима, а во-вторых, к удорожанию системы автоматизации.

Снизить вероятность повреждений систем отопления зданий от замораживания при аварийном прекращении подачи теплоносителя из сети (например, в результате падения давления в тепловой сети) позволяет организация автономной циркуляции воды в местных системах отопления. При наличии циркуляции воды, кроме того, увеличивается временной диапазон для выполнения необходимого слива воды из систем отопления. В получивших наибольшее распространение ЦТП с корректирующими насосами смешения указанная циркуляция обеспечивается установкой на подающем трубопроводе на входе в ЦТП электроконтактных манометров (ЭКМ), которые приводят в действие насос смешения (или оба насоса, если подача каждого составляет 50 % от расчетного расхода воды на отопление).

Совершенствование эксплуатации системы теплоснабжения

Надежность системы теплоснабжения в значительной степени определяется организацией эксплуатации системы, взаимодействия поставщиков тепловой энергии и их потребителями, своевременным проведением ремонтов, заменой изношенного оборудования, наличием аварийно-восстановительной службы и организацией аварийных ремонтов. Последнее является особенно важным при наличии значительной доли ветхих теплопроводов и их высокой повреждаемости.

Организация аварийно-восстановительной службы, ее численности и технической оснащенности в каждом конкретном случае решается на основе технико-экономического обоснования с учетом оптимального сочетания структурного резерва системы теплоснабжения и временного резерва путем использования аккумулирующей способности зданий. Процесс восстановления отказавших теплопроводов совершенствуется нормированием продолжительности ликвидации аварий и определением оптимального состава аварийно-восстановительной службы.

Классификация повреждений в системах теплоснабжения регламентируется МДК 4-01.2001 «Методические рекомендации по техническому расследованию и учету технологических нарушений в системах коммунального энергоснабжения и работе энергетических организаций жилищно-коммунального комплекса» (утверждены приказом Госстроя России от 20.08.01 № 191) [6]. Нормы времени на восстановление должны определяться с учетом требований данного документа и местных условий.

Для качественного выполнения ремонтных работ в составе СЦТ предусматриваются:

- аварийно-восстановительные службы (АВС), численность персонала и техническая оснащенность которых обеспечивает полное восстановление теплоснабжения при отказах на тепловых сетях в сроки, указанные в таблице 7;
- собственные ремонтно-эксплуатационные базы (РЭБ) - для районов тепловых сетей с объемом эксплуатации 1000 условных единиц и более. Численность персонала и техническая оснащенность РЭБ определяются с учетом состава оборудования, применяемых конструкций теплопроводов, тепловой изоляции и т.д.;
- механические мастерские - для участков (цехов) тепловых сетей с объемом эксплуатации менее 1000 условных единиц;
- единые ремонтно-эксплуатационные базы - для тепловых сетей, которые

входят в состав подразделений тепловых электростанций, районных котельных или промышленных предприятий.

При подземной прокладке тепловых сетей в непроходных каналах и бесканальной прокладке величина подачи теплоты (%) для обеспечения внутренней температуры воздуха в отапливаемых помещениях не ниже 12 °С в течение ремонтно-восстановительного периода после отказов принимается в соответствии с таблицей 25 [4].

Таблица 25 - Допускаемое снижение подачи теплоты в зависимости от диаметра теплопроводов и расчетной температуры наружного воздуха

Диаметр труб тепловых сетей, мм	Время восстановления теплоснабжения, ч	Расчетная температура наружного воздуха t_0 , °С				
		минус 10	минус 20	минус 30	минус 40	минус 50
		Допускаемое снижение подачи теплоты, %, до				
300	15	32	50	60	59	64
400	18	41	56	65	63	68
500	22	49	63	70	69	73
600	26	52	68	75	73	77
700	29	59	70	76	75	78
800-1000	40	66	75	80	79	82
1200-1400	До 54	71	79	83	82	85

Время ликвидации аварий в значительной мере зависит от наличия запасных частей и материалов, необходимых для этого. Поэтому особое внимание уделяется поддержанию необходимого запаса материалов, деталей, узлов и оборудования.

Основой надежной, бесперебойной и экономичной работы систем теплоснабжения является выполнение правил эксплуатации, а также своевременное и качественное проведение профилактических ремонтов.

Подготовка системы теплоснабжения к отопительному сезону проводится в соответствии с [5]. Выполнение в полном объеме перечня работ по подготовке источников, тепловых сетей и потребителей к отопительному сезону в значительной степени обеспечит надежное и качественное теплоснабжение потребителей.

С целью определения состояния строительно-изоляционных конструкций, тепловой изоляции и трубопроводов производятся шурфовки, которые в настоящее время являются наиболее достоверным способом оценки состояния элементов подземных прокладок тепловых сетей. Для проведения шурфовок ежегодно составляются планы. Количество проводимых шурфовок устанавливается предприятием тепловых сетей и зависит от протяженности тепловой сети, ее состояния, вида изоляционных конструкций. Результаты шурфовок учитываются при составлении плана

ремонтов тепловых сетей.

Тепловые сети от источника теплоснабжения до тепловых пунктов, включая магистральные, разводящие трубопроводы и абонентские ответвления, подвергаются испытаниям на расчетную температуру теплоносителя не реже одного раза в год. Целью испытаний водяных тепловых сетей на расчетную температуру теплоносителя является проверка тепловой сети на прочность в условиях температурных деформаций, вызванных повышением температуры до расчетных значений, а также проверка в этих условиях компенсирующей способности элементов тепловой сети.

Тепловые сети, находящиеся в эксплуатации, подвергаются испытаниям на гидравлическую плотность ежегодно после окончания отопительного периода для выявления дефектов, подлежащих устранению при капитальном ремонте и после окончания ремонта перед включением сетей в эксплуатацию. Испытания проводятся по отдельным, отходящим от источника тепла магистралям при отключенных водоподогревательных установках, системах теплоснабжения и открытых воздушниках у потребителей. При испытании на гидравлическую плотность давление в самых высоких точках сети доводится до пробного (1,25 рабочего), но не ниже 1,6 МПа (16 кгс/см²). Температура воды в трубопроводах при испытаниях не превышает 45 °С.

Для дистанционного обнаружения мест повреждения трубопроводов тепловых сетей канальной и бесканальной прокладки под слоем грунта на глубине до 3 - 4 м в зависимости от типа грунта и вида дефекта используются течеискатели.

В процессе эксплуатации особое внимание уделяется выполнению всех требований нормативных документов, что существенно уменьшает число отказов в период отопительного сезона.

В целях обеспечения потребностей жилищного и промышленного строительства, повышения надежности и качества поставляемых потребителям города товаров и оказываемых услуг, улучшения экологической ситуации в Нижнем Новгороде, администрацией города разработан и Городской Думой утвержден целый ряд документов, так или иначе решающих задачу обеспечения надежности поставок тепловой энергии.

Так, 14 декабря 2005 года Городская Дума постановлением № 94 (в ред. постановлений Городской Думы г. Н.Новгорода от 28.01.2009 № 1, от 25.11.2009 № 125) приняла «Программу комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры города Нижнего Новгорода на 2006-2012 годы», которая стала основой для подго-

товки инвестиционных программ развития и модернизации систем коммунальной инфраструктуры [12].

31 января 2007 года Городская Дума постановлением № 8 утвердила «Инвестиционную программу открытого акционерного общества "Теплоэнерго" по развитию теплоэнергетического комплекса на 2007 - 2011 годы» [13]. Для решения вопроса теплоснабжения перспективных потребителей, улучшения качества и повышения надежности теплоснабжения существующих потребителей тепловой энергии в этой программе предусматривалась реализация следующих мероприятий:

- увеличение мощности действующих котельных путем их модернизации;
- строительство новых источников тепловой энергии, магистральных теплотрасс и центральных тепловых пунктов;
- монтаж перемычек между магистральными тепловыми сетями крупных источников тепловой энергии с целью перераспределения тепловых потоков;
- реконструкция магистральных участков теплотрасс с целью увеличения их пропускной способности для нормализации гидравлических режимов работы тепловых сетей;
- модернизация действующих тепловых пунктов.

Программой предусматривалось строительство 20 новых теплоэнергетических объектов и модернизация 59 существующих теплоэнергетических объектов. Потребность в финансировании программы составила 7554,7 млн. руб.

1 ноября 2008 года Правительство Нижегородской области приняло постановление № 514 «Об утверждении концепции областной целевой программы "Энергетическая безопасность Нижегородской области на 2009 - 2012 годы" [14]. В рамках этого постановления для повышения гарантированности и надежности энергообеспечения экономики и населения Нижегородской области в полном объеме в обычных условиях и в минимально необходимом объеме при угрозе возникновения чрезвычайных ситуаций различного характера в Нижнем Новгороде концептуально было предусмотрено:

- строительство новых подстанций напряжением 110 кВ с суммарной установленной проектной мощностью 1282 МВА;
- прокладка воздушных и кабельных линий электропередачи напряжением 110 кВ протяженностью 185 км;
- модернизация и реконструкция действующих подстанций напряжением 110 кВ с приростом установленной мощности на 424,5 МВА и линий электропередачи

напряжением 110 кВ протяженностью 19,1 км;

- строительство распределительных пунктов с кабельными линиями напряжением 6 (10) кВ;
- установка систем компенсации реактивной мощности проектной мощностью 10 МВАр;
- реконструкция Сормовской ТЭЦ с вводом генерирующей электрической и тепловой мощности 10 МВт и 240 Гкал/ч соответственно;
- доведение схем электроснабжения до нормативного уровня требований по категориям надежности.

11 сентября 2009 года Правительство Нижегородской области приняло постановление № 667 «Об утверждении Концепции регионального стратегического развития систем теплоснабжения Нижегородской области в 2009-2013 годах» (с изменениями на 17 августа 2011 года), в котором определены основные направления модернизации теплоэнергетического оборудования в области и Нижнем Новгороде в частности [15]. В постановлении отмечено, что: «...Тепловые сети муниципальных образований проектировались из соображения экономии средств, как правило, типовыми. Резервные связи между участками тепловых сетей, позволяющие организовать теплоснабжение части потребителей при повреждении (выводе из работы) участка, отсутствовали. Не предусматривалась в ряде случаев возможность работы тепловых сетей от нескольких источников».

Основными направлениями модернизации теплоэнергетического оборудования являются: экономичность оборудования, надежность его эксплуатации, удобство и безопасность обслуживания. Учитывая состояние теплоэнергетических активов муниципальных образований, целесообразно внедрение следующих основных направлений инновационных ресурсосберегающих технологий, которые позволят сократить расходы при эксплуатации теплоэнергетических объектов:

- внедрение трубопроводов из сшитого полиэтилена (СПЭ) и стальных труб в пенополиуретановой изоляции (ППУ) в тепловых сетях;
- реконструкция и модернизация котельных с установкой современных водогрейных и паровых котлов с высоким КПД, автоматизацией, диспетчеризацией, а также реконструкция котельных с переводом нагрузок потребителей на близлежащие котельные (ликвидация неэкономичных котельных);
- строительство блочно-модульных котельных;
- внедрение узлов учета тепловой энергии (УУТЭ);

- внедрение частотно-регулируемых электроприводов (ЧРП) насосов теплоснабжения;
- диспетчеризация центральных тепловых пунктов;
- автоматизация котельных и центральных тепловых пунктов;
- комплексная автоматизация систем теплоснабжения;
- внедрение когенерационных установок;
- использование возобновляемых источников энергии;
- поэтапное создание единой системы учета потребления энергоресурсов (АСКУЭПР) там, где это технически целесообразно.

28 января 2009 года Городская Дума города Нижнего Новгорода приняла постановление № 2 «О внесении изменений в постановление городской Думы города Нижнего Новгорода от 31.01.2007 № 8 "Об утверждении инвестиционной программы открытого акционерного общества "Теплоэнерго" по развитию теплоэнергетического комплекса на 2007-2011 годы"» [15].

24 июня 2009 года Городская Дума города Нижнего Новгорода приняла постановление № 72 «Об утверждении инвестиционной программы открытого акционерного общества "Территориальная генерирующая компания № 6" Нижегородского филиала по развитию системы теплоснабжения Нижнего Новгорода от источника теплоснабжения Сормовская ТЭЦ на 2009-2011 годы"» [16].

25 ноября 2009 года Городская Дума города Нижнего Новгорода приняла постановление № 126 «Об утверждении инвестиционной программы развития теплоснабжения Автозаводского и Ленинского районов ООО "Энергосети" на 2010 - 2012 годы» [17].

11 сентября 2009 года Правительство Нижегородской области приняло постановление № 667 «Об утверждении Концепции регионального стратегического развития систем теплоснабжения Нижегородской области в 2009-2013 годах» (с изменениями на 17 августа 2011 года) [18].

29 июня 2010 года администрация города Нижнего Новгорода приняла постановление № 3494 «Об утверждении Плана реализации генерального плана города Нижнего Новгорода» (в редакции постановления администрации города Нижнего Новгорода от 16.06.2011 № 2310), в котором актуализированы порядок разработки проектной документации и сроки строительства объектов капитального строительства местного значения.

31 августа 2010 года Правительство Нижегородской области приняло поста-

новление № 560 «Об утверждении областной целевой программы "Энергосбережение и повышение энергетической эффективности Нижегородской области на 2010-2014 годы и на перспективу до 2020 года"», целью которой является повышение уровня благосостояния населения и достижение высоких стандартов качества жизни за счет создания условий для развития эффективной, динамично растущей и сбалансированной экономики Нижегородской области при ежегодном снижении энергоёмкости региональной экономики не ниже чем на 3 % в год за счет внедрения энергосберегающего оборудования, технологий, материалов, оптимизации режимов производства и потребления энергетических ресурсов; повышение надежности функционирования объектов тепло- и электрогенерации, сетевого хозяйства и коммунальной инфраструктуры; экономия топливно-энергетических ресурсов, переход на оплату за фактически потребленные энергетические ресурсы по показаниям приборов учета [20].

Программа реализуется решением целевых задач, обеспечивающих в том числе и повышение надежности теплоснабжения Нижнего Новгорода:

Задача 1. Обеспечение с 2010 года снижения в сопоставимых условиях объема потребленных организациями с участием государства воды, дизельного и иного топлива, мазута, природного газа, тепловой энергии, электрической энергии, угля в течение пяти лет не менее чем на 15% от фактического объема в 2009 году каждого из указанных ресурсов с ежегодным снижением такого объема не менее чем на 3%.

Задача 2. Стимулирование энергосбережения и повышение энергетической эффективности, в том числе, переход к регулированию цен (тарифов) на основе долгосрочных параметров регулирования, введение социальной нормы потребления энергетических ресурсов и дифференцированных цен (тарифов) на энергетические ресурсы в пределах и свыше социальной нормы потребления, введение цен (тарифов), дифференцированных по времени суток, выходным и рабочим дням; содействие заключению и реализации энергосервисных договоров бюджетными учреждениями; содействие разработке и установке автоматизированных систем коммерческого учета электроэнергии. Стимулирование потребителей и теплоснабжающих организаций к снижению температуры возвращаемого теплоносителя.

Задача 3. Энергосбережение и повышение энергетической эффективности жилищного фонда.

Задача 4. Энергосбережение и повышение энергетической эффективности организаций, осуществляющих нерегулируемые виды деятельности на период с 2010

до 2014 года с перспективой до 2020 года.

Задача 5. Достижение значения целевых показателей производства и потребления электрической энергии с использованием возобновляемых источников энергии (кроме гидроэлектростанций установленной мощностью более 25 МВт):

- в 2010 году - 1,5 %;
- в 2015 году - 2,5 %;
- в 2020 году - 4,5 %.

Задача 6. Обеспечение с 2010 года снижения в сопоставимых условиях объема потребленных организациями с участием муниципального образования воды, дизельного и иного топлива, мазута, природного газа, тепловой энергии, электрической энергии, угля в течение пяти лет не менее чем на 15% от фактического объема в 2009 году каждого из указанных ресурсов с ежегодным снижением такого объема не менее чем на 3%.

Задача 7. Замещение природным газом бензина, используемого транспортными средствами в качестве моторного топлива, услуги по перевозке на которых подлежат тарифному регулированию.

Задача 8. Создание типовых проектов энергетической эффективности для демонстрации совокупного эффекта применения передовых технологий и оборудования по энергосбережению воды, дизельного и иного топлива, мазута, природного газа, тепловой и электрической энергии.

13 ноября 2010 года Правительство Нижегородской области постановлением № 6441 одобрило «Прогноз социально-экономического развития города Нижнего Новгорода на 2011-2013 годы» [21]. В соответствии с этим документом определены ближайшие перспективы, цели и задачи развития энергоснабжающих организаций города, обеспечивающих развитие энергетики Нижнего Новгорода в целом:

- основными целями филиала «Нижновэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья» являются обеспечение надежного и бесперебойного энергоснабжения потребителей Нижегородского региона и осуществление технологического присоединения в рамках имеющихся мощностей. Важной стратегической задачей филиала на ближайшие годы является реконструкция и строительство электросетевых объектов 6-10-110 кВ в целях обеспечения дальнейшего развития Нижегородской области и повышения надежности электроснабжения потребителей. Темпы развития предприятия во многом определяются решениями органов исполнительной власти региона в рамках государственного регулирования тарифов на электроэнергию. Установли-

ваемый уровень тарифов учитывает необходимые финансовые затраты предприятия для осуществления надежной и бесперебойной текущей деятельности, а также его дальнейшего развития. Одной из важных задач для филиала «Нижновэнерго» является переход с 1 января 2011 года на новую систему тарифного регулирования с применением метода доходности инвестированного капитала - Rab-регулирование (в соответствии со ст. 4 Федерального закона от 14.04.1995 № 41-ФЗ и распоряжением Правительства РФ от 19.01.2010 № 30-р). Объективная потребность перехода на новый метод регулирования, позволяющий привлекать в сетевую инфраструктуру долгосрочный капитал, стимулируя при этом эффективность инвестиций и снижение операционных затрат, обусловлена ростом энергопотребления и необходимостью обновления существующих фондов распределительного сетевого комплекса (износ основных фондов на 01.01.2010 года составляет 68%). Объем долгосрочной инвестиционной программы на период 2011-2015 гг. составляет 26 773,17 млн. руб. Предполагаемый объем инвестиций в основной капитал за счет всех источников финансирования в 2011-2013 гг. составляет 12 588,6 млн. руб.;

- ключевыми задачами ОАО «Нижегородская сбытовая компания» (НСК) в 2011-2013 гг. являются сохранение и расширение клиентской базы, обеспечение надежного энергоснабжения потребителей региона, недопущение необоснованного роста тарифов на электроэнергию, существенное улучшение качества обслуживания абонентов;

- основными целями деятельности ЗАО «Волгаэнергосбыт» является повышение качества и конкурентоспособности энергосбытовых услуг, наиболее полное удовлетворение потребностей клиентов-потребителей энергоресурсов при достижении максимальной экономической эффективности и прибыльности компании. Основные приоритеты деятельности ЗАО «Волгаэнергосбыт» на 2011-2013 гг. - совершенствование текущей деятельности и упрочения положения компании на оптовом рынке энергии. Основными задачами компании являются:

1. Создание системы хеджирования рисков на ОРЭМ (оптовый рынок электроэнергии и мощности).

2. Реинжиниринг бизнес-процессов по сбыту теплоты в целях приведения их в соответствие с требованиями закона «О теплоснабжении».

3. Повышение уровня удовлетворенности потребителей:

- проведение регулярного мониторинга качества обслуживания и удовлетворенности потребителей энергоресурсов и принятие мер по результатам исследова-

ния;

- стандартизация основных процессов обслуживания потребителей, модернизация сайта компании (обеспечение удаленного доступа к услугам компании, расширение возможностей интерактивного общения потребителей и сокращение очных контактов, предоставление потребителям возможности оплаты банковскими картами через интернет), разработка и исполнение мероприятий по исполнению и соответствию требованиям национального стандарта РФ по обслуживанию потребителей электрической и тепловой энергии ГОСТ Р 53368-2009 от 01.07.2010.

4. Снижение уровня просроченной дебиторской задолженности физических лиц.

5. Поддержание и улучшение достигнутых результатов энергосбытовой деятельности по объему полезного отпуска, клиентской базы, уровню собираемости платежей, рентабельности продаж.

Предполагаемый объем инвестиций в основной капитал за счет всех источников финансирования в 2011-2013 гг. составит более 26,3 млн. руб.

Нижегородский филиал ОАО «ТГК-6». Деятельность предприятия направлена на повышение конкурентоспособности и улучшение технико-экономических показателей производства путем модернизации существующего оборудования и строительства новых энергоблоков, снижения эксплуатационных расходов и удельного расхода топлива, повышение надежности и безопасности, снижение воздействия на окружающую среду. В состав Нижегородского филиала ОАО «ТГК-6» входят Нижегородская ГРЭС, Сормовская ТЭЦ, Новогорьковская ТЭЦ и Кстовские магистральные тепловые сети. В рамках проекта расширения Новогорьковской ТЭЦ в 2013 году предусматривается ввод энергоблока мощностью 300 МВт. Новый энергоблок будет оснащен современными отечественными газотурбинными установками.

ООО «Энергосети». Основная задача - ежедневно и бесперебойно обеспечивать теплом, электроэнергией и горячей водой более 400 тысяч нижегородцев и более 300 объектов социальной инфраструктуры. Основная проблема предприятия – значительный (более 60%) износ электрических и тепловых сетей. Приоритетной задачей ООО «Энергосети» на 2011-2013 гг. является модернизация электрических и тепловых сетей Автозаводского района за счет проведения капитальных ремонтов с использованием современных материалов и новых технологий. Финансирование данных работ предусмотрено в тарифе на транспортировку тепловой и электрической энергии для ООО «Энергосети» и в инвестиционной программе по электро-

снабжению Автозаводского района. Кроме того, планируется произвести модернизацию насосного оборудования на тепловых насосных станциях с установкой частотного регулирования мощности электродвигателей на десяти из них. Предполагаемый объем инвестиций в основной капитал за счет всех источников финансирования в 2011-2013 гг. составит около 30 млн. руб.

ООО «Волгоэлектросеть». Задачи и приоритеты на 2011-2013 гг.:

- строительство новых и реконструкция действующих электроэнергетических объектов, техническое обслуживание электросетевого комплекса г. Нижнего Новгорода и области;

- приобретение высокотехнологичного оборудования и специализированного транспорта;

- постоянное повышение уровня квалификации персонала;

- активное участие в решении проблем Нижнего Новгорода и Нижегородской области в сфере энергосбережения и энергоэффективности, развития электроэнергетики;

- содействие повышению темпов жилищного и промышленного строительства.

Предполагаемый объем инвестиций в основной капитал за счет всех источников финансирования в 2011-2013 гг. составит около 75 млн. руб.

ОАО «Нижноватомэнергосбыт» Нижегородский филиал. Основной целью деятельности филиала является надёжное и качественное энергоснабжение потребителей. Основные задачи и приоритеты предприятия на 2011-2013 гг.:

- разработка и проведение мероприятий по энергосбережению и снижению затрат на электроэнергию;

- сотрудничество с федеральными и региональными службами (ФАС и РСТ) в сфере энергорегулирования, увеличение объёма реализации электроэнергии (мощности).

Приоритетной задачей филиала в переходный период реформирования электроэнергетики остаётся устойчивая и стабильная работа на рынке энергоснабжения, сохранение безубыточной и рентабельной деятельности. Предполагаемый объем инвестиций в основной капитал за счет всех источников финансирования в 2011-2013 гг. составит около 7,5 млн. руб.

ООО «Специнвестпроект». Основные задачи и приоритетные направления на 2011-2013 гг.:

- реконструкция и модернизация объектов электрических сетей (трансформа-

торных подстанций, распределительных пунктов, подстанций, кабельных и воздушных линий электропередач);

- строительство новых сетей - выполнение плана капитального строительства;
- эксплуатация существующих сетей в соответствии с нормативно-технической документацией;
- транспортировка и учет транспортируемой электроэнергии по распределительным сетям;
- технологическое присоединение новых потребителей электроэнергии;
- выполнение мероприятий по повышению надежности электроснабжения (снижение потерь электроэнергии, повышение энергетической и экономической эффективности системы электроснабжения).

Предполагаемый объем инвестиций в основной капитал за счет всех источников финансирования в 2011-2013 гг. составит порядка 1 152,6 млн. руб.

ОАО «Теплоэнерго». Основными приоритетами в области повышения эффективности работы предприятия являются:

- реконструкция и новое строительство тепловых сетей и теплоэнергетического оборудования для обеспечения возможности подключения перспективных потребителей,
- снижение эксплуатационных затрат;
- снижение энергозатрат за счет внедрения более энергоэффективного оборудования;
- оптимизация взаиморасчётов за природный газ и электрическую энергию с ресурсоснабжающими организациями;
- совершенствование системы корпоративного управления, внедрение информационных технологий.

Наиболее значимые направления работ в 2010 - 2013 гг.: строительство автоматизированных блочно-модульных котельных, ликвидация мазутных и угольных котельных с переключением потребителей на другие источники, ликвидация устаревших нерентабельных котельных с переключением потребителей на другие источники, реконструкция котельных с увеличением мощности, автоматизация и диспетчеризация тепловых пунктов от НТЦ, Всего будет автоматизировано 57 ЦТП и 38 ИТП, входящих в систему теплоснабжения Нагорной теплоцентрали. При автоматизации предусматривается замена насосного и теплообменного оборудования на тепловых пунктах, монтаж узлов учёта энергоресурсов (холодной воды, тепловой энергии,

электроэнергии). Все тепловые пункты будут объединены в единую информационную систему для обеспечения контроля параметров теплоносителя, выявления возможных нештатных ситуаций и обеспечения учёта потребляемых и отпускаемых потребителям энергоресурсов. перевод потребителей от СТЭЦ на закрытую схему горячего водоснабжения, организация новых тепловых пунктов, техническое перевооружение НТЦ и РСТ-1, переключение потребителей от ведомственных котельных, проведение комплекса мер по снижению дебиторской задолженности потребителей.

Предполагаемый объем инвестиций в основной капитал за счет всех источников финансирования в 2011-2013 гг. составит около 1 688,7 млн. руб.

ООО «Нижегородтеплоэнерго» создано с целью обеспечения стабильной работы тепло- и электроэнергетических комплексов как Нижнего Новгорода, так и Нижегородской области и является генеральным подрядчиком ОАО «Теплоэнерго». Основным видом деятельности ООО «Нижегородтеплоэнерго» является производство и реализация услуг по проектированию, обслуживанию, ремонту и монтажу тепло- и электроэнергетического оборудования. Основные задачи, приоритеты и направления деятельности предприятия на период с 2011 по 2013 год:

- повышение эффективности производства;
- внедрение инновационных технологий;
- организация финансирования инвестиционных программ с направлением инвестиционных ресурсов на приоритетные проекты;
- количественное и качественное расширение предлагаемых услуг, внедрение современных методов корпоративного управления, профессиональная подготовка и обучение кадров, активная социальная политика;
- увеличение прибыли за счет оптимизации финансово-хозяйственной деятельности;
- выполнение инвестиционной программы по модернизации действующих объектов и созданию новых тепло- и электроэнергетических мощностей в Нижегородском регионе;
- предоставление качественных конкурентоспособных услуг в рамках своей компетенции;
- продолжение работ по реконструкции существующего электро- и теплоэнергетического оборудования, а также по монтажу и вводу в эксплуатацию современного оборудования и технологических комплексов на объектах ЖКХ города и области;
- внедрение системы КРМ (компенсации реактивной мощности) с целью сни-

жения платежей за потребленную электроэнергию и снижения капитальных и эксплуатационных затрат в распределительных электрических сетях обслуживаемых предприятий на 40 котельных города Нижнего Новгорода;

- увеличение объема работ по реконструкции, существующего электро- и теплоэнергетического оборудования, а также по монтажу и вводу в эксплуатацию современного оборудования и технологических комплексов на объектах ЖКХ города и области;

- расширение деятельности в сфере предоставления услуг по экспертной оценке в области нормирования технологических потерь ТЭР для предприятий города и области;

- развитие новых направлений деятельности, внедрение нового высокотехнологичного оборудования;

- обеспечение стабильного роста компании в сфере ЖКХ за счет внедрения новых мощностей и предоставления новых рабочих мест.

В 2011-2013 гг. предполагается ввод в действие новых основных фондов стоимостью более 2,2 млн. руб.

ООО «Автозаводская ТЭЦ». Основной стратегической задачей предприятия является замена физически и морально устаревшего оборудования, а также замена оборудования с целью снижения текущих производственных затрат. Основными проектами, реализуемыми ООО «Автозаводская ТЭЦ» в период 2010-2013 гг., являются следующие.

«Автоматизация ТЭЦ» - с созданием информационно-вычислительной системы (ИВС), предназначенной для получения оперативных данных о состоянии различных параметров и режимов работы котлов и турбогенераторов, что дает возможность планомерно наращивать объем автоматизации как по контролю параметров, так и по системам авторегулирования, снижая затраты на ремонтно-эксплуатационные нужды и повышая качество и надёжность работы оборудования.

«Строительство ГРП» - завершение работ и ввод в эксплуатацию с целью приведения газового оборудования в соответствие с требованиями «Правил безопасности систем газораспределения и газопотребления» оборудования и трубопроводов ГРП.

«Монтаж системы обратного водоснабжения маслоохладителей ТЭЦ-4». Мероприятия по внедрению обратной системы охлаждения маслоохладителей турбоагрегатов и подшипников насосов ТЭЦ-4 включены в план мероприятий по поэтап-

ному достижению предельно-допустимого сброса веществ со сточными водами от ООО «Автозаводская ТЭЦ» в р. Оку проекта нормативов ПДС, утверждённого МТУ Ростехнадзора по ПФО.

«Система АСКУТЭ» - продолжение работ, создание системы АСКУТЭ котельной «Северная» для организации автоматизированного технического и коммерческого учёта энергоносителей, диспетчерского контроля технологического процесса производства сетевой воды, горячего водоснабжения, пара, создания условий и возможности снижения потерь, непроизводственных затрат и себестоимости поставки энергоресурсов за счет повышения точности, оперативности и достоверности информации по производству и отпуску ресурсов потребителям, оперативности принятия решений, снижения вероятности возможных нарушений технологических регламентов и возникновения нештатных ситуаций.

«Система вибромониторинга» - продолжение работ по оснащению турбоагрегатов мощностью 50 МВт и более системой вибромониторинга для приведения мониторинга вибрации турбоагрегатов к требованиям ПТЭЭСиС РФ.

«Система телеуправления» - для обеспечения управления удаленным объектом - БНС, обеспечения связью и доступом к вычислительной сети подразделений и оборудования ТЭЦ, находящихся за пределами головной технологической зоны, организации охранной видеосвязи.

«Создание системы оперативной связи ТЭЦ» - создание системы диспетчерской и оперативной связи с возможностью гибкого наращивания мощности и наличием системы учета соединений и тарификации.

«Создание системы телеметрии РДУ» - организация передачи данных в Нижегородское РДУ в соответствии с требованиями системного оператора и ПТЭЭСС РФ.

«Реконструкция Автозаводской ТЭЦ» - проект предлагается в связи со следующими причинами и факторами:

- износ оборудования II и III очередей;
- ввод в состав Автозаводской ТЭЦ дополнительных котельных после последнего проекта реконструкции;
- изменение требуемых электрической и тепловой мощностей, отпускаемой энергии в ближайшей перспективе;
- появление достоверных статистических данных по надежности и экономичности современных технологий (ПГУ, ГТУ);
- появление новых модификаций основного энергетического оборудования

и новых предложений от заводов-изготовителей по модернизации установленного оборудования.

Срок реализации проекта - 2014 год.

Предполагаемый объем инвестиций в основной капитал за счет всех источников финансирования в 2011-2013 гг. составит около 10 887,6 млн. руб.

ОАО «Нижегородоблгаз». Основные задачи развития предприятия в 2011-2013 гг.:

- определение основных направлений и эффективных путей решения проблем в обеспечении промышленной безопасности при эксплуатации систем газоснабжения;

- разработка мероприятий по механизации трудоемких процессов при строительстве и эксплуатации систем газораспределения;

- внедрение энергосберегающих технологий, высокоэффективного газоиспользующего оборудования и аппаратов, средств телемеханизации для контроля за технологическим процессом и управления им;

- рассмотрение проектов развития газификации и программ реконструкции системы газораспределения Нижегородской области, подготовка предложений по дальнейшему развитию газификации территории в плане обеспечения государственной программы.

ОАО «Нижегородский водоканал». Основной задачей предприятия на 2011-2013 гг. является реализация следующих программ:

- производственной программы в сфере водоснабжения и водоотведения и очистки сточных вод,

- инвестиционной программы ОАО «Нижегородский водоканал» по развитию систем водоснабжения и водоотведения и очистки сточных вод,

- программы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности,

- адресной программы «Установки коллективных (общедомовых) приборов учета потребления холодной воды в многоквартирных домах на территории города Нижнего Новгорода».

Предполагаемый объем инвестиций в основной капитал за счет всех источников финансирования в 2010 году составит около 389 млн. рублей.

ООО «Заводские сети». Основными задачами и направлениями деятельности ООО «Заводские сети» на период 2011-2013 гг. являются:

- обеспечение стабильного процесса в области производства и передачи энергоносителей для нужд промышленных предприятий и жителей региона, реконструкция, выпуск новой продукции;
- увеличение объема и темпа приобретения оборудования взамен изношенного;
- расширение спектра предоставляемых услуг (2-3 позиции ежегодно);
- изменение договорной схемы по транспортировке и реализации потребителям тепловой энергии.

29 апреля 2011 года приказом № 16/1 Министерства жилищно-коммунального хозяйства и топливно-энергетического комплекса Нижегородской области утверждена «Программа развития электроэнергетики Нижегородской области на 2011 - 2015 годы» [22]. В соответствии с этой программой основными задачами развития топливно-энергетического комплекса Нижегородской области определены:

- повышение энергетической безопасности и надежности энергообеспечения потребителей области;
- модернизация технологической базы энергетического комплекса Нижегородской области и обеспечение воспроизводства его вырабатываемой ресурсной базы, техническое перевооружение и реконструкция существующих производственных мощностей;
- создание новых генерирующих мощностей и линейных объектов, усиление внутрисистемных и межсистемных высоковольтных линий электропередачи;
- повышение энергетической эффективности экономики области.

В главе 6 «Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии» (п. 4 «Электроснабжение города Нижний Новгород», п/п. 4.3 «Обоснование трендов и темпов развития электроэнергетики г. Нижнего Новгорода на перспективу до 2030 года») представлены результаты анализа тенденций развития электро- и теплоэнергетики Нижнего Новгорода.

В 2011 году ООО «Нижновтеплоэнерго» приняло «Программу комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры», разработанную с целью модернизации, повышения эффективности систем коммунальной инфраструктуры и снятия технических ограничений, позволяющих обеспечить техническую возможность подключения объектов капитального строительства к тепловым сетям ООО «Нижновтеплоэнерго» [23]. Программа предусматривает достижение цели путем реализации мероприятий по увеличению мощности источников теплоснабжения и пропускной

способности тепловых сетей, модернизации сетей и оборудования. Планируемый срок реализации программы – 2012-2016 год. Программа содержит семь конкретных технических мероприятий:

1. Перекладка магистральной теплотрассы между котельной по ул. Деловая, 14 и КСПК на участке от ТК-2 до ТК-103 с Ду 400 мм на Ду 600 мм для синхронизации работы источников теплоснабжения. Решение задачи позволит снять дефицит мощности для существующих потребителей тепловой энергии и объектов капитального строительства от КСПК путем включения в параллельную работу котельной СПК и котельной по ул. Деловая, 14 за счет перспективного увеличения мощности котельной по ул. Деловая, 14 и снимет технические ограничения по обеспечению технической возможности подключения к системе теплоснабжения.

2. Проектные и строительно-монтажные работы по установке двух котлов КВ-ГМ-20-150 на КСПК. Задача обусловлена необходимостью увеличения мощности источника теплоснабжения в соответствии с балансом нагрузок. Выбор марки котлов ограничен габаритными размерами котельного зала и маркой существующих котлов (КВ-ГМ-30-150) (увеличение мощности котельной возможно только после проведения проектных и строительно-монтажных работ котлов). Решение задачи снимет существующий дефицит мощности источника теплоснабжения КСПК путем строительства и введения в эксплуатацию двух котлов КВ-ГМ-20-150, увеличивающих мощность источника на 40 Гкал/ч.

3. Пуско-наладочные работы (ПНР) котла КВ-ГМ-30-150, ст. №1 на котельной по ул. Деловая, 14. Задача обусловлена необходимостью увеличения мощности источника теплоснабжения в соответствии с балансом нагрузок, при наличии существующего, но не введенного в эксплуатацию водогрейного котла КВ-ГМ-30-150, паспортной мощностью 30 Гкал/ч. Решение задачи снимет существующий дефицит мощности источника теплоснабжения.

4. Установка дополнительного (четвертого) насоса марки 1Д630-125 на котельной по ул. Деловая, 14. Задача обусловлена необходимостью обеспечения требуемого уровня надежности поставок тепловой энергии потребителям путем установки резервного сетевого насоса на источнике теплоснабжения. Для проведения плановых и аварийных ремонтов на существующих сетевых насосах при работе основного и вспомогательного котельного оборудования необходима установка резервного насоса котла КВ-ГМ-30-150 ст. № 1 для бесперебойной подачи теплоносителя потребителям.

5. Перекладка магистральной теплотрассы от котельной по ул. Деловая, 14 на участке от ТК-200 до УТ-210 с Ду 500 мм на Ду 600 мм. Необходимость обеспечения гидравлического режима тепловых сетей, расчетного расхода теплоносителя существующими потребителями тепловой энергии и объектов капитального строительства, обусловлена невозможностью (по результатам гидравлического расчета) поддержания нормативной пропускной способности при подключении новых объектов капитального строительства. Решение задачи снимет технические ограничения и позволит обеспечить подключение к системе теплоснабжения новых потребителей.

6. Монтаж независимой схемы теплоснабжения на ЦТП-128, ЦТП-129 от котельной по ул. Деловая, 14. Задача обусловлена необходимостью обеспечения качественного теплоснабжения потребителям и объектам капитального строительства от ЦТП-128, ЦТП-129 сетей теплоснабжения в условиях сложного рельефа местности (наличие большого перепада высот). Решение задачи снижает вероятность возникновения гидравлических ударов в квартальных тепловых сетях через магистральную тепловую сеть. Переход от качественного регулирования на количественно-качественное позволит увеличить пропускную способности тепловых сетей регулированием мощности котельной и расхода теплоносителя со снижением потерь в тепловых сетях (с учетом установки дополнительного 4-го насоса и котла КВ-ГМ-30-150).

7. Проектные и строительно-монтажные работы по установке 4-го котла КВ-ГМ-30-150 на котельной по ул. Деловая, 14. Задача обусловлена необходимостью повышения мощности источника теплоснабжения в соответствии с балансом нагрузок. Выбор марки котла ограничен габаритными размерами котельного зала и габаритами существующих котлов. Решение задачи позволит снять существующий дефицит мощности путем установки на источнике теплоснабжения котла КВ-ГМ-30-150 мощностью 30 Гкал/ч.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 в результате оценки фактических значений показателей надежности теплоснабжения потребителей Нижнего Новгорода (часть 9 «Надёжность теплоснабжения» главы 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения» этапа 2 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения»), обоснованы численные значения перспективных показателей надежности, определяемых числом нарушений в подаче тепловой энергии, определяемых приведенной продолжительностью прекращений подачи тепловой энергии, а также определяемых приведенным объемом недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии. Разработаны конкретные рекомендации теплоснабжающим организациям Нижнего Новгорода по достижению перспективных значений показателей надежности, а также разработаны предложения регулирующей организации по определению плановых значений всех показателей уровня надежности поставок тепловой энергии.

Выполнен анализ основных направлений повышения надежности теплоснабжения потребителей Нижнего Новгорода путем реализации технических мероприятий, перечень которых определен нормативно – правовыми документами администрации города Нижнего Новгорода и Городской Думы, а также Правительства Нижегородской области. По результатам анализа установлено, что в период с 2007 по 2012 год администрация города, Городская Дума, Правительство Нижегородской области, а также теплоснабжающие организации города реализовали ряд программ, повышающих надежность теплоснабжения потребителей Нижнего Новгорода.

Однако, основным направлением проводимых в Нижнем Новгороде технических мероприятий по обеспечению надежного теплоснабжения является замена (модернизация) отработавшего ресурс оборудования, увеличение агрегатной мощности котельных установок, использование современных материалов и технологий производства, транспорта и потребления тепла.

Выполненный в соответствии с рекомендациями СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» расчет показателей надежности тепловых сетей и систем теплоснабжения Нижнего Новгорода показывает достаточно высокую эффективность проводимых мероприятий. По результатам расчета установлено, что в Нагорном и Сормовском

РТС наиболее удаленные от основного источника потребители обеспечиваются тепловой энергией надежно и входят в зоны надежного теплоснабжения (приложение Б части 9 «Надёжность теплоснабжения» главы 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения» этапа 2 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения»).

Разработанное методическое и программное обеспечение по оценке показателей надежности теплоснабжения потребителей включено в состав электронной модели схемы теплоснабжения Нижнего Новгорода. Его использование при выполнении предпроектных работ по строительству новых тепломагистралей в перспективных районах строительства позволяет получить не только обобщенные оценки показателей надежности, но и распределенные вероятностные характеристики для решения задач оптимизации структуры перспективных схем теплоснабжения города.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Федеральный закон от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении».
2. Постановление Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012 г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».
3. Проект приказа Министра регионального развития РФ «Об утверждении Методических указаний по расчету уровня надёжности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии».
4. СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети».
5. МДС 41-6.2000 «Организационно-методические рекомендации по подготовке к проведению отопительного периода и повышению надёжности систем коммунального теплоснабжения в городах и населенных пунктах РФ», разработанные РАО «Роскоммунэнерго».
6. МДК 4-01.2001 «Методические рекомендации по техническому расследованию и учету технологических нарушений в системах коммунального энергоснабжения и работе энергетических организаций жилищно-коммунального комплекса» (Утверждены приказом Госстроя России от 20.08.01 № 191).
7. «Методические рекомендации по определению технического состояния систем теплоснабжения, горячего водоснабжения, холодного водоснабжения и водоотведения», утвержденные заместителем Министра регионального развития РФ 25.04.2012 г.
8. РД 10 ВЭП – 2006 «Методические основы разработки схем теплоснабжения поселений и промышленных узлов РФ», разработанные ОАО «Объединением ВНИПИЭнергопром» (в развитие СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети»).
9. Проект приказа Минэнерго России «Об утверждении методических рекомендаций по разработке схем теплоснабжения». <http://minenergo.gov.ru/documents/razrabotka/12537.html>
10. Надёжность систем энергетики и их оборудования: Справочное издание в 4 т. Т. 4 Надёжность систем теплоснабжения / Е.В. Сеннова, А.В. Смирнов, А.А. Ионин и др. – Новосибирск: Наука, 2000. – 351 с.
11. РД 153-34.0-20.518-2003 «Типовая инструкция по защите трубопроводов

тепловых сетей от наружной коррозии».

12. Постановление Городской Думы № 94 от 14 декабря 2005 года «Программа комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры города Нижнего Новгорода на 2006 - 2012 годы» (в ред. постановлений Городской Думы г. Н.Новгорода от 28.01.2009 № 1, от 25.11.2009 № 125).

13. Постановление Городской Думы города Нижнего Новгорода № 8 от 31.01.2007 «Об утверждении инвестиционной программы открытого акционерного общества "Теплоэнерго" по развитию теплоэнергетического комплекса на 2007-2011годы». <http://www.admgor.nnov.ru/upload/getODA/document414.html>

14. Постановление Правительства Нижегородской области № 514 от 1 ноября 2008 года «Об утверждении концепции областной целевой программы "Энергетическая безопасность нижегородской области на 2009 - 2012 годы"».

15. Постановление Городской Думы города Нижнего Новгорода № 2 от 28.01.2009 «О внесении изменений в постановление городской Думы города Нижнего Новгорода от 31.01.2007 № 8 "Об утверждении инвестиционной программы открытого акционерного общества "Теплоэнерго" по развитию теплоэнергетического комплекса на 2007-2011 годы"». <http://www.admgor.nnov.ru/upload/getODA/document1966.html>

16. Постановление Городской Думы города Нижнего Новгорода № 72 от 24.06.2009 «Об утверждении инвестиционной программы открытого акционерного общества "Территориальная генерирующая компания № 6" Нижегородского филиала по развитию системы теплоснабжения Нижнего Новгорода от источника теплоснабжения Сормовская ТЭЦ на 2009-2011 годы"». <http://www.admgor.nnov.ru/upload/getODA/document2482.html>

17. Постановление Городской Думы города Нижнего Новгорода № 126 от 25.11.2009 «Об утверждении инвестиционной программы развития теплоснабжения Автозаводского и Ленинского районов ООО "Энергосети" на 2010 - 2012 годы». <http://www.admgor.nnov.ru/upload/getODA/document3056.html>

18. Постановление Правительства Нижегородской области № 667 от 11 сентября 2009 года «Об утверждении Концепции регионального стратегического развития систем теплоснабжения Нижегородской области в 2009-2013 годах» (с изменениями на 17 августа 2011 года).

19. Постановление администрации города Нижнего Новгорода № 3494 от 29 июня 2010 года «Об утверждении Плана реализации генерального плана города

Нижегородского» (в редакции постановления администрации города Нижнего Новгорода от 16.06.2011 № 2310).

20. Постановление Правительства Нижегородской области № 560 от 31 августа 2010 года «Об утверждении областной целевой программы "Энергосбережение и повышение энергетической эффективности Нижегородской области на 2010-2014 годы и на перспективу до 2020 года"».

21. Постановление Правительства Нижегородской области № 6441 от 13 ноября 2010 года «Прогноз социально – экономического развития города Нижнего Новгорода на 2011-2013 годы».

22. Приказ министерства жилищно-коммунального хозяйства и топливно-энергетического комплекса Нижегородской области № 16/1 от 29 апреля 2011 года «Программа развития электроэнергетики Нижегородской области на 2011 - 2015 годы».

23. «Программа комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры» ООО «Нижновтеплоэнерго». 2011 год.