Министерство энергетики Российской Федерации

(Минэнерго России)

МИНИСТЕРСТВО ЮСТИЦИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ЗАРЕГИСТРИРОВАНО
Регистрационный № 55629
от "15" августа 2019 г.

ПРИКАЗ

5 марта 2019 г. № 212

Москва

Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения

В соответствии с пунктом 2 постановления Правительства Российской Федерации от 3 апреля 2018 г. № 405 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2018, № 16 (ч. II), ст. 2364) п р и к а з ы в а ю:

Утвердить прилагаемые Методические указания по разработке схем теплоснабжения.

Министр А.В. Новак

Департамент развития электроэнергетики
Бокарев Антон Валерьевич
(495) 631-97-89

gost.e-ecolog.ru

УТВЕРЖДЕНЫ
приказом Минэнерго России
от «5» марта 2019 г. №212

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
по разработке схем теплоснабжения

I. Общие положения

1. Настоящие Методические указания по разработке схем теплоснабжения (далее – Методические указания) устанавливают единые правила разработки схем (актуализированных схем) теплоснабжения, включая правила разработки обосновывающих материалов к ним уполномоченными органами местного самоуправления поселений, городских округов, уполномоченными органами исполнительной власти городов федерального значения, юридическими лицами (далее – схема теплоснабжения, разработчик схемы теплоснабжения) в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012 г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2012, № 10, ст. 1242; 2014, № 41, ст. 5546; 2016, № 13, ст. 1827, ст. 1845; № 29, ст. 4837; 2018, № 16 (ч. II), ст. 2364) (далее - Требования), в том числе с учетом особенностей, установленных Федеральным законом от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2010, № 31, ст. 4159; 2011, № 23, ст. 3263; № 30 (ч. I), ст. 4590; № 50, ст. 7359; 2012, № 26, ст. 3446; № 53 (ч. I), ст. 7616, 7643; 2013, № 19, ст. 2330; № 27, ст. 3477; 2014, № 6, ст. 561; № 30 (ч. I), ст. 4218; № 42, ст. 5615; № 49 (ч. VI), ст. 6913; 2015, № 1 (ч. I), ст. 38; № 45, ст. 6208; № 48 (ч. I), ст. 6723; 2016, № 18, ст. 2508; № 52 (ч. V), ст. 7507; 2017, № 31 (ч. I), ст. 4822, ст. 4828; 2018, № 30, ст. 4543, ст. 4555; № 31, ст. 4861) (далее – Закон о теплоснабжении), для поселений, городских округов, городов федерального значения, отнесенных к ценовым зонам теплоснабжения (далее – ценовая зона теплоснабжения).

II. Правила разработки главы 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения

2. Глава 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения (далее – глава 1) должна содержать информацию, указанную в пункте 24 Требований.

3. Разработка (актуализация) главы 1 схемы теплоснабжения для поселений, городских округов, городов федерального значения, не отнесенных к ценовым зонам теплоснабжения, должна осуществляться на основании информации, представленной теплоснабжающими, теплосетевыми организациями в соответствии с запросами на представление соответствующей информации, направленными разработчиком схемы теплоснабжения. Если в соответствии с запросом, направленным разработчиком схемы теплоснабжения, теплоснабжающими, теплосетевыми организациями информация не представлена, то описание существующего положения системы теплоснабжения должно основываться на информации, раскрываемой теплоснабжающими, теплосетевыми организациями в соответствии со стандартами раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями и органами регулирования, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 5 июля 2013 г. № 570 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2013, № 28, ст. 3835; 2016, № 26 (ч. II), ст. 4068; № 36, ст. 5421; 2017, № 37, ст. 5521; 2018, № 15 (ч. V), ст. 2156; № 30, ст. 4726) (далее – стандарты раскрытия информации).

4. В главе 1 схемы теплоснабжения должно быть описание в целом для поселения, городского округа, города федерального значения и отдельно по каждой системе теплоснабжения такого поселения, городского округа, города федерального значения в соответствии с пунктом 24 Требований.

5. Описание функциональной структуры теплоснабжения в главе 1 схемы теплоснабжения должно быть выполнено для поселения, городского округа, города

федерального значения в целом и отдельно по каждой системе теплоснабжения такого поселения, городского округа, города федерального значения в соответствии с пунктами 25 - 27 Требований, а также должно включать в себя:

описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций, осуществляющих свою деятельность в границах зон деятельности единой теплоснабжающей организации (далее – ЕТО);

описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими и теплосетевыми организациями, осуществляющими свою деятельность в границах зон деятельности ЕТО;

описание зон действия источников тепловой энергии, не вошедших в зоны деятельности ЕТО;

описание зон действия индивидуального теплоснабжения;

изменения, произошедшие в функциональной структуре теплоснабжения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, по каждой зоне деятельности ЕТО отдельно.

6. Одновременно с описанием (текстовыми материалами) функциональной структуры теплоснабжения в главе 1 схемы теплоснабжения должны быть разработаны графические материалы (бумажные и электронные карты-схемы, которые должны содержать деление систем теплоснабжения на зоны деятельности ЕТО).

7. Описание функциональной структуры теплоснабжения в ценовых зонах теплоснабжения должно выполняться только в отношении описания зон деятельности ЕТО отдельно по каждой системе теплоснабжения.

8. Объекты теплоснабжения, находящиеся в государственной или муниципальной собственности и которые переданы ЕТО на основании договора аренды, договора безвозмездного пользования, договора доверительного управления имуществом, иных договоров, предусматривающих переход прав владения и (или) пользования в отношении государственного или муниципального имущества и (или)

концессионного соглашения, должны быть указаны в зоне деятельности такой ЕТО отдельно.

9. Описание зон деятельности ЕТО должно быть представлено в составе электронной модели системы теплоснабжения в соответствии с приложением № 1 к настоящим Методическим указаниям.

10. Описание источников тепловой энергии для поселений, городских округов, городов федерального значения, не отнесенных к ценовым зонам теплоснабжения, должно включать в себя информацию и сведения, указанные в пункте 28 Требований, а также графические материалы (тепловые схемы источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии (далее – источник комбинированной выработки), и котельных, максимально-часовые и годовые энергетические балансы источников тепловой энергии). Данные для описания источников комбинированной выработки представляются по формам, утвержденным приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 23 июля 2012 г. № 340 «Об утверждении перечня предоставляемой субъектами электроэнергетики информации, форм и порядка ее предоставления» (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 6 сентября 2012 г., регистрационный № 25386), с изменениями, внесенными приказами Министерства энергетики Российской Федерации от 15 июня 2016 г. № 534 «О внесении изменений в перечень информации, предоставляемой субъектами электроэнергетики, и порядок предоставления информации субъектами электроэнергетики, утвержденные приказом Минэнерго России от 23 июля 2012 г. № 340» (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 30 августа 2016 г., регистрационный № 43493), от 26 декабря 2016 г. № 1404 «О внесении изменений в перечень информации, предоставляемой субъектами электроэнергетики, порядок предоставления информации субъектами электроэнергетики и формы предоставления информации субъектами электроэнергетики, утвержденные приказом Минэнерго России от 23 июля 2012 г. № 340» (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 10 апреля 2017 г., регистрационный № 46311), и от 20 декабря 2017 г. № 1194 «О внесении изменений в перечень

информации, предоставляемой субъектами электроэнергетики, порядок предоставления информации субъектами электроэнергетики и формы предоставления информации субъектами электроэнергетики, утвержденные приказом Минэнерго России от 23 июля 2012 г. № 340» (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 13 февраля 2018 г., регистрационный № 50023) (далее – приказ № 340), и официальной статистической отчетностью теплоснабжающей организации.

11. Описание источников тепловой энергии должно быть выполнено отдельно по каждой ЕТО.

12. Описание источников тепловой энергии в ценовых зонах теплоснабжения разрабатывается ЕТО самостоятельно в части систем теплоснабжения, относящихся к зоне ее деятельности, с учетом предложений теплоснабжающих организаций и (или) теплосетевых организаций.

13. Описание источников комбинированной выработки для поселений, городских округов, городов федерального значения, не отнесенных к ценовым зонам теплоснабжения, должно содержать следующую информацию:

описание технического состояния источника комбинированной выработки за четыре предыдущих года перед годом актуализации схемы теплоснабжения (далее – ретроспективный период);

структура, описание состава и технических характеристик основного оборудования в соответствии с приложением № 2 к настоящим Методическим указаниям;

описание установленной и располагаемой тепловой мощности основного оборудования источника комбинированной выработки, ограничений тепловой мощности и показателей располагаемой тепловой мощности нетто теплофикационной установки (далее – ТФУ) источника комбинированной выработки в соответствии с приложением № 3 к настоящим Методическим указаниям;

описание эксплуатационных показателей основного оборудования источника комбинированной выработки, в том числе, год ввода в эксплуатацию, наработка с начала эксплуатации, остаточный ресурс (с учетом мероприятий по его продлению) и

год достижения паркового (индивидуального) ресурса основного оборудования источника комбинированной выработки, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса основного оборудования и мероприятия по продлению ресурса основного оборудования такого источника в соответствии с приложением № 4 к настоящим Методическим указаниям;

указание станционных номеров теплофикационных агрегатов, не прошедших конкурентный отбор мощности, источника комбинированной выработки, типов теплофикационных агрегатов и причин не прохождения конкурентного отбора мощности;

описание схемы выдачи тепловой мощности, структура ТФУ источника комбинированной выработки и суммарная установленная тепловая мощность ТФУ, характеристики сетевых насосов ТФУ в соответствии с приложением № 5 к настоящим Методическим указаниям;

регулирование отпуска тепловой энергии от источника комбинированной выработки, включая цифровую и графическую информацию об изменении температуры теплоносителя на выходе из ТФУ и (или) пиковых водогрейных котлов (в случае их наличия) в зависимости от температуры наружного воздуха с обоснованием выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха, выполняемым в соответствии с приложением № 42 настоящих Методических указаний;

описание среднегодовой загрузки оборудования источника комбинированной выработки (значения коэффициентов использования установленной тепловой и электрической мощности источника комбинированной выработки по годам ретроспективного периода) в соответствии с приложением № 6 к настоящим Методическим указаниям;

описание способов учета тепловой энергии (мощности), теплоносителя, отпущенных в паровые и водяные тепловые сети от источника комбинированной выработки;

описание статистики отказов и восстановлений отпуска тепловой энергии

(мощности), теплоносителя в тепловые сети в соответствии с приложением № 7 к настоящим Методическим указаниям;

указание характеристик водоподготовительных установок, описание схемы водоподготовки и подпиточных устройств на источнике комбинированной выработки;

о предписаниях, выданных контрольно-надзорными органами, запрещающих дальнейшую эксплуатацию оборудования источника комбинированной выработки;

описание проектного и установленного топливного режима источника комбинированной выработки в соответствии с приложением № 8 к настоящим Методическим указаниям;

указание характеристик и состояния золоотвалов (для проектного топливного режима источника комбинированной выработки);

указание на отнесение источника комбинированной выработки к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей (при наличии);

описание изменений в перечисленных характеристиках источника комбинированной выработки за ретроспективный период.

14. Описание эксплуатационных показателей функционирования источника комбинированной выработки для поселений, городских округов, городов федерального значения, не отнесенных к ценовым зонам теплоснабжения, должно содержать следующие сведения, предусмотренные формами предоставления информации субъектами электроэнергетики, утвержденными приказом № 340, а также показатели, предусмотренные приложением № 9 к настоящим Методическим указаниям:

выработка электрической энергии в ретроспективном периоде;

отпуск электрической энергии с шин источника комбинированной выработки;

отпуск тепловой энергии (мощности), теплоносителя с коллекторов источника комбинированной выработки, в том числе из производственных отборов, из теплофикационных отборов, из отборов противодавления и от конденсаторов;

фактическое значение удельного расхода тепловой энергии брутто на

выработку электрической энергии турбоагрегатами, ккал/кВт*ч;

увеличение отпуска тепловой энергии с коллекторов источника комбинированной выработки за счет прироста тепловой нагрузки потребителей, присоединенных к тепловым сетям источника комбинированной выработки, за ретроспективный период, в том числе:

с сетевой водой, с паром;

расход тепловой энергии на выработку электрической энергии;

расход тепловой энергии на собственные нужды источника комбинированной выработки;

расход электрической энергии на собственные нужды источника комбинированной выработки;

технологические потери тепловой энергии, связанные с отпуском тепловой энергии от энергетических котлоагрегатов;

отпуск тепловой энергии за счет нагрева воды в сетевых и перекачивающих насосах;

отпуск тепловой энергии потребителям, в том числе присоединенным к коллекторам источника комбинированной выработки;

удельный расход тепловой энергии нетто на производство электрической энергии группой турбоагрегатов;

отношение отпуска тепловой энергии с отработавшим паром к полному отпуску тепловой энергии от источника комбинированной выработки;

удельная выработка электрической энергии на базе отпуска тепловой энергии в тепловую сеть;

выработка электрической энергии по теплофикационному циклу;

выработка электрической энергии по конденсационному циклу;

удельный расход тепловой энергии брутто на выработку электрической энергии турбоагрегатами по теплофикационному циклу;

удельный расход тепловой энергии нетто на выработку электрической энергии турбоагрегатами по теплофикационному циклу;

удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии, в том

числе отдельно по теплофикационному циклу и отдельно по конденсационному циклу;

удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, в том числе от пиковых водогрейных котлов;

полный расход топлива на источнике комбинированной выработки;

описание и анализ изменений в перечисленных показателях источника комбинированной выработки в ретроспективном периоде.

15. Описание эксплуатационных показателей функционирования котельных в поселениях, городских округах, городах федерального значения, не отнесенных к ценовым зонам теплоснабжения, должно содержать данные теплоснабжающей, теплосетевой организации, представляемые в соответствии с приказом № 340, и основываться на данных официальной статистической отчетности теплоснабжающей, теплосетевой организации.

16. В описание котельных должна включаться следующая информация:

указание структуры и технических характеристик основного оборудования котельных ЕТО в соответствии с таблицей П10.1 приложения № 10 к настоящим Методическим указаниям;

параметры установленной тепловой мощности, ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности котельных в соответствии с таблицей П10.2 приложения № 10 к настоящим Методическим указаниям;

объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто котельных в соответствии с таблицей П10.3 приложения № 10 к настоящим Методическим указаниям;

срок ввода в эксплуатацию и срок службы котлоагрегатов котельных;

способы регулирования отпуска тепловой энергии от котельных;

описание схемы выдачи тепловой мощности котельных;

среднегодовая загрузка оборудования котельных в соответствии с таблицей П10.4 приложения № 10 к настоящим Методическим указаниям;

способы учета тепловой энергии, теплоносителя, отпущенных в паровые и

водяные тепловые сети;

характеристика водоподготовки и подпиточных устройств;

статистика отказов и восстановлений отпуска тепловой энергии, теплоносителя в тепловые сети в соответствии с таблицами П10.5 и П10.6 приложения № 10 к настоящим Методическим указаниям;

сведения о предписаниях, выданных контрольно-надзорными органами, запрещающих дальнейшую эксплуатацию оборудования котельных;

проектный и установленный топливный режим котельной в соответствии с таблицей П10.7 приложения № 10 к настоящим Методическим указаниям;

сведения о резервном топливе котельной;

описание изменений в перечисленных характеристиках котельных в ретроспективном периоде.

17. Описание эксплуатационных показателей функционирования котельных в поселении, городских округах, городах федерального значения, не отнесенных к ценовым зонам теплоснабжения, должно содержать следующие показатели в соответствии с таблицей П10.8 приложения № 10 к настоящим Методическим указаниям:

средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной;

удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии;

собственные нужды;

удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии;

удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов;

удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов;

коэффициент использования установленной тепловой мощности;

доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии, теплоносителя в тепловые сети (от установленной мощности котлоагрегатов котельных);

доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии, теплоносителя в тепловые сети (от общего количества котельных);

указание доли потребителей, присоединенных к тепловым сетям по схеме с разбором теплоносителя на цели горячего водоснабжения из систем отопления (открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения)), в соответствии с таблицей П11.8 приложения № 11 к настоящим Методическим указаниям;

указание типов и оборудования насосных станций в соответствии с таблицей П11.9 приложения № 11 к настоящим Методическим указаниям;

описание изменений, произошедших за ретроспективный период, в части строительства и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них в соответствии с таблицей П11.10 приложения № 11 к настоящим Методическим указаниям;

краткие сведения о паровых сетях;

описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях;

описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов;

описание основных схем присоединения потребителей тепловой энергии к тепловым сетям в соответствии с данными, указанными в электронной модели системы теплоснабжения;

сведения о наличии приборов коммерческого учета тепловой энергии, теплоносителя, отпущенных из тепловых сетей потребителям тепловой энергии;

описание уровня автоматизации насосных станций и тепловых пунктов;

описание устройств защиты тепловых сетей от превышения давления;

описание результатов проведенных испытаний тепловых сетей;

сведения о предписаниях, выданных контрольно-надзорными органами, запрещающих дальнейшую эксплуатацию тепловых сетей;

перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей и обоснование причин выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию (при ее наличии).

19. Описание эксплуатационных показателей тепловых сетей и сооружений на них в поселениях, городских округах, городах федерального значения, не отнесенных к ценовым зонам теплоснабжения, должно включать в себя следующие показатели в соответствии с приложением № 12 к настоящим Методическим указаниям:

доля котельных, оборудованных устройствами водоподготовки (от общего количества котельных);

доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала (от общего количества котельных);

доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с установленной тепловой мощности меньше или равной 10 Гкал/ч;

общая частота прекращения подачи тепловой энергии потребителям от котельных;

средняя продолжительность прекращения подачи тепловой энергии потребителям от котельных;

средний недоотпуск тепловой энергии в тепловые сети на единицу прекращения подачи тепловой энергии.

18. Описание тепловых сетей, сооружений на них должно включать в себя информацию, указанную в пункте 31 Требований, отдельно по каждой ЕТО на основании сведений, содержащихся в электронной модели системы теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения, включая:

описание технологических схем тепловых пунктов;

указание общих характеристик тепловых сетей в соответствии с таблицами П11.1 – П11.5 приложения № 11 к настоящим Методическим указаниям;

описание способов прокладки тепловых сетей в соответствии с таблицей П11.2 приложения № 11 к настоящим Методическим указаниям;

указание годов прокладки и сроков эксплуатации теплопроводов в соответствии с таблицей П11.5 приложения № 11 к настоящим Методическим указаниям;

указание количества и средней тепловой мощности центральных тепловых пунктов (далее – ЦТП) в соответствии с таблицей П11.6 приложения № 11 к настоящим Методическим указаниям;

указание количества и средней тепловой мощности индивидуальных тепловых пунктов (далее – ИТП) в соответствии с таблицей П11.7 приложения № 11 к настоящим Методическим указаниям;

графики регулирования отпуска тепловой энергии, теплоносителя в тепловые сети, фактические температурные режимы отпуска тепловой энергии, теплоносителя, в том числе, нормативная и фактическая разность температур сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах во всем диапазоне температур наружного воздуха (от температуры начала (окончания) отопительного периода до расчетной температуры наружного воздуха) в соответствии с таблицей П12.1 приложения № 12 к настоящим Методическим указаниям;

анализ нормативных и фактических потерь тепловой энергии, теплоносителя в соответствии с таблицей П12.2 и таблицей П12.3 приложения № 12 к настоящим Методическим указаниям;

указание нормативных и фактических (по данным подпитки тепловой сети) потерь теплоносителя;

указание нормативного удельного расхода сетевой воды (теплоносителя) в соответствии с таблицей П12.4 приложения № 12 к настоящим Методическим указаниям;

указание фактического удельного расхода сетевой воды в соответствии с таблицей П12.5 приложения № 12 к настоящим Методическим указаниям;

указание нормативных значений и фактических данных по надежности теплоснабжения потребителей в соответствии с таблицами П12.6 – П12.9 приложения № 12 к настоящим Методическим указаниям;

указание средневзвешенного недоотпуска тепловой энергии, теплоносителя на цели теплоснабжения потребителей в отопительном периоде;

описание изменений эксплуатационных показателей тепловых сетей за ретроспективный период в части строительства и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них.

20. В ценовых зонах теплоснабжения описание тепловых сетей должно быть выполнено в электронной модели системы теплоснабжения. В описательную часть тепловых сетей должно включаться указание только общих характеристик тепловых сетей в соответствии с таблицами П11.1 – П11.5 приложения № 11 к настоящим Методическим указаниям.

21. Описание эксплуатационных показателей тепловых сетей и сооружений на них в системе теплоснабжения, находящихся в зоне деятельности ЕТО, функционирующих в ценовых зонах теплоснабжения, должно включать в себя следующие показатели:

указание базовых (фактических за ретроспективный период) и плановых показателей потерь тепловой энергии при ее передаче по тепловым сетям в соответствии с таблицей П12.10 приложения № 12 к настоящим Методическим указаниям;

указание базовых (фактических за ретроспективный период) и плановых показателей потерь теплоносителя при его передаче по тепловым сетям в соответствии с таблицей П12.11 приложения № 12 к настоящим Методическим указаниям;

указание базовых (фактических за ретроспективный период) и плановых показателей надежности теплоснабжения потребителей в соответствии с таблицей П12.12 приложения № 12 к настоящим Методическим указаниям.

22. Основные данные для описания тепловых сетей в поселениях, городских округах, городах федерального значения, не отнесенных к ценовым зонам теплоснабжения, должны основываться на данных теплоснабжающей, теплосетевой организации, в том числе:

пояснительных записок и обосновывающих материалов по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, разработанных в соответствии с приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 30 декабря 2008 г. № 325 «Об утверждении порядка определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя» (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 16 марта 2009 г., регистрационный № 13513), с изменениями, внесенными приказами Министерства энергетики Российской Федерации от 1 февраля 2010 г. № 36 «О внесении изменений в приказы Минэнерго России от 30.12.2008 № 325 и от 30.12.2008 № 326» (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 27 февраля 2010 г., регистрационный № 16520), и от 10 августа 2012 г. № 377 «О порядке определения

нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя, нормативов удельного расхода топлива при производстве тепловой энергии, нормативов запасов топлива на источниках тепловой энергии (за исключением источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), в том числе в целях государственного регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения» (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 28 ноября 2012 г., регистрационный № 25956) (далее - приказ № 325);

данных о проведенных испытаниях тепловых сетей на прочность и плотность;

данных результатов проведенных испытаний тепловых сетей на потери тепловой энергии;

данных результатов проведенных испытаний на гидравлические потери тепловой энергии, теплоносителя;

данных результатов проведенных испытаний на максимальную температуру теплоносителя;

данных, содержащихся в технических паспортах тепловых сетей;

данных, содержащихся в схемах насосных станций и паспортах на оборудование насосных станций; электронных и (или) бумажных картах (схемах) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии;

данных фактических температурных режимах отпуска тепловой энергии, теплоносителя в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепловой энергии, теплоносителя в тепловые сети во всем диапазоне температур наружного воздуха (от температуры начала (окончания) отопительного периода до расчетной температуры наружного воздуха), а также в летний период;

данных гидравлических режимов тепловых сетей и пьезометрических графиков, данных режимных карт и фактических показателей гидравлических режимов (давление, расход, температура теплоносителя) в контрольных точках тепловой сети;

статистике отказов тепловых сетей (аварийных ситуаций при теплоснабжении)

за последние 5 лет включая, фактическое количество повреждений на тепловых сетях, вызвавших прекращение подачи тепловой энергии потребителю (потребителям), с разбивкой на отопительный и неотопительный периоды отдельно;

данных интенсивности повреждений на участках тепловых сетей;

статистике восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднему времени, затраченному на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет по участкам тепловых сетей.

23. Описание зон действия источников тепловой энергии (систем теплоснабжения) в поселениях, городских округах, городах федерального значения должно осуществляться в соответствии с пунктом 34 Требований и приложением № 13 к настоящим Методическим указаниям.

24. В описание зон действия источников тепловой энергии должна включаться следующая информация:

о размещении источников тепловой энергии с адресной привязкой на карте поселения, городского округа, города федерального значения;

указание зон действия источников тепловой энергии, выделенных на карте поселения, городского округа, города федерального значения контурами, в которых расположены все объекты, потребляющие тепловую энергию, теплоноситель.

25. Границы зон действия источников тепловой энергии должны устанавливаться по конечным потребителям, подключенным к тепловым сетям источника тепловой энергии.

26. Оценка тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии и расчетной тепловой нагрузки систем теплоснабжения в поселениях, городских округах, городах федерального значения, не отнесенных к ценовым зонам теплоснабжения, должна осуществляться в соответствии с пунктом 36 Требований.

27. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии должны быть указаны для каждой зоны действия источников тепловой энергии, а в ценовых зонах теплоснабжения – для каждой системы

теплоснабжения, пропорционально разделению тепловых нагрузок за последние 5 лет в целом по системе теплоснабжения.

28. Расчетная тепловая нагрузка в ретроспективный период должна определяться на основе анализа потребления тепловой энергии по данным приборов учета, а в случае их отсутствия - по данным тепловых нагрузок, указанных в договорах теплоснабжения потребителей.

29. Расчетная тепловая нагрузка в ретроспективный период должна определяться в соответствии с приложением № 14 к настоящим Методическим указаниям.

30. Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки должна определяться в соответствии с пунктом П14.3 приложения № 14 к настоящим Методическим указаниям.

31. Описание существующих балансов тепловой мощности и тепловой нагрузки в системах теплоснабжения должно содержать сведения, указанные в пункте 38 Требований.

32. Описание балансов установленной тепловой мощности, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику комбинированной выработки (для систем теплоснабжения поселений, городских округов, городов федерального значения, не отнесенных к ценовым зонам теплоснабжения), а также резервов и (или) дефицитов тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки должно содержать сведения, указанные в приказе № 325 и таблице П15.1 приложения № 15 к настоящим Методическим указаниям.

33. Описание балансов установленной тепловой мощности, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждой котельной (для систем теплоснабжения поселений, городских округов, городов федерального значения, не отнесенных к ценовым зонам теплоснабжения), а также резервов и (или) дефицитов тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки должно

содержать сведения, указанные в таблице П15.2 приложения № 15 к настоящим Методическим указаниям.

34. Актуализированная схема теплоснабжения поселений, городских округов, городов федерального значения, не отнесенных к ценовым зонам теплоснабжения, должна содержать описание изменений в балансах тепловой мощности и тепловой нагрузки каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции, и технического перевооружения и модернизации источников тепловой энергии, введенных в эксплуатацию за ретроспективный период.

35. Описание балансов теплоносителя для систем теплоснабжения в поселениях, городских округах, городах федерального значения, не отнесенных к ценовым зонам теплоснабжения, должно содержать информацию, указанную в пункте 41 Требований.

36. Ретроспективные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и подпитки тепловых сетей в каждой зоне действия источников тепловой энергии (систем теплоснабжения) должны указываться в соответствии с приложением № 16 к настоящим Методическим указаниям.

37. Сведения о фактической подпитке тепловой сети должны указываться на основании показаний приборов учета тепловой энергии по каждому из выводов тепловой мощности от источника тепловой энергии.

38. Сведения о нормативных затратах теплоносителя должны указываться по данным энергетических характеристик тепловых сетей по показателю «потери сетевой воды» в соответствии с приказом № 325.

39. Актуализированная схема теплоснабжения должна содержать описание изменений в балансах производительности водоподготовительных установок для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции, и технического перевооружения и модернизации этих установок, введенных в эксплуатацию в ретроспективный период.

40. Описание топливных балансов источников тепловой энергии и системы обеспечения топливом должно содержать сведения, указанные в пункте 43 Требований.

41. Описание топливных балансов систем теплоснабжения должно быть выполнено в соответствии с приложением № 17 к настоящим Методическим указаниям.

42. Топливные балансы систем теплоснабжения:

а) поселений, городских округов, городов федерального значения, не отнесенных к ценовым зонам теплоснабжения, должны указываться для каждой системы теплоснабжения в отношении:

источника комбинированной выработки в соответствии с таблицей П17.1 приложения № 17 к настоящим Методическим указаниям;

котельной в соответствии с таблицей П17.2 приложения № 17 к настоящим Методическим указаниям;

ЕТО в соответствии с таблицей П17.3 приложения № 17 к настоящим Методическим указаниям;

б) в ценовой зоне теплоснабжения должны указываться по каждой системе теплоснабжения, а также по поселению, городскому округу, городу федерального значения в целом в соответствии с таблицей П17.4 приложения № 17 к настоящим Методическим указаниям.

43. В топливных балансах систем теплоснабжения должны указываться фактические расходы и запасы топлива в сравнении с проектными расходами и запасами топлива.

44. В описании топливных балансов систем теплоснабжения должны указываться утвержденные уполномоченными органами государственной власти величины неснижаемого нормативного запаса топлива, нормативного эксплуатационного запаса топлива, нормативного запаса вспомогательного топлива и общего нормативного запаса топлива.

45. Актуализированная схема теплоснабжения должна содержать описание изменений в топливных балансах источников тепловой энергии для каждой системы

теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции, и технического перевооружения и модернизации источников тепловой энергии, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в ретроспективный период.

46. Нормативные и фактические запасы топлива на тепловых электростанциях и котельных в ретроспективном периоде должны указываться на основании данных пояснительных записок, разработанных теплоснабжающими организациями в соответствии с приказом № 340 и приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 10 июля 2012 г. № 377 «О порядке определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя, нормативов удельного расхода топлива при производстве тепловой энергии, нормативов запасов топлива на источниках тепловой энергии (за исключением источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), в том числе в целях государственного регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения» (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 28 ноября 2012 г., регистрационный № 25956), с изменениями, внесенными приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 22 августа 2013 г. № 469 «Об утверждении порядка создания и использования тепловыми электростанциями запасов топлива, в том числе в отопительный сезон» (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 16 апреля 2014 г., регистрационный № 31993).

47. Описание надежности теплоснабжения в поселениях, городских округах, городах федерального значения, не отнесенных к ценовым зонам теплоснабжения, должно содержать информацию, указанную в пункте 45 Требований, включая описание показателей, характеризующих надежность теплоснабжения, в соответствии с приложением № 18 к настоящим Методическим указаниям.

48. Описание надежности теплоснабжения в поселениях, городских округах, городах федерального значения, не отнесенных к ценовым зонам теплоснабжения, должно осуществляться разработчиком схемы теплоснабжения на основании предоставляемых ему теплоснабжающими и (или) теплосетевыми организациями

следующих данных о повреждениях объектов теплоснабжения и сооружений на них отдельно:

по источникам тепловой энергии;

по видам тепловых сетей (магистральные, распределительные, горячего водоснабжения);

по отопительному и неотопительному периоду.

49. Описание надежности теплоснабжения в отопительный период должно осуществляться на основании следующей информации:

места повреждения (номер участка, участок между тепловыми камерами);

даты и времени обнаружения повреждения;

количества потребителей, в отношении которых прекращена подача тепловой энергии;

общей тепловой нагрузки потребителей, в отношении которых прекращена подача тепловой энергии, раздельно по нагрузке на отопление, вентиляцию, горячее водоснабжение;

даты и времени начала устранения повреждения;

даты и времени завершения устранения повреждения;

даты и времени восстановления режима потребления потребителями тепловой энергии;

причин (причины) повреждения тепловых сетей по результатам анализа аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора, в соответствии с Правилами расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2015 г. № 1114 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2015, № 43, ст. 5973; 2017, № 4, ст. 676).

50. Описание надежности теплоснабжения в неотопительный период должно осуществляться на основании следующей информации:

места повреждения (номер участка, участок между тепловыми камерами);

даты и времени обнаружения повреждения;

количества потребителей, в отношении которых прекращено или ограничено горячее водоснабжение;

даты и времени начала устранения повреждения;

даты и времени завершения устранения повреждения;

даты и времени восстановления горячего водоснабжения потребителей.

51. При описании надежности систем теплоснабжения должны отражаться следующие интегральные показатели:

общее число повреждений на тепловых сетях и сооружений на них, в течение отопительного периода;

общее число повреждений на тепловых сетях и сооружений на них, при проведении на них испытаний на прочность и плотность и испытаний на максимальную температуру теплоносителя;

среднее время восстановления режима потребления тепловой энергии;

интенсивности повреждений в целом по зоне действия источника тепловой энергии.

52. Определение показателей надежности теплоснабжения потребителей в изолированной системе теплоснабжения осуществляется в порядке, указанном в приложении № 18 к настоящим Методическим указаниям.

53. По результатам расчета показателей надежности теплоснабжения должна быть разработана карта зон с ненормативной надежностью теплоснабжения потребителей (при наличии ненормативной надежности), содержащая анализ причин, приводящих к состоянию ненормативной надежности теплоснабжения потребителей.

54. В ценовых зонах теплоснабжения надежность теплоснабжения должна соответствовать плановыми значениями частоты и длительности допустимых перерывов в теплоснабжении потребителей, устанавливаемых в договорах теплоснабжения и определяющихся соглашением сторон в соответствии с требованиями технических регламентов, иными обязательными требованиями, установленными законодательством Российской Федерации, и требованиями раздела X^1 Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации, утвержденных

постановлением Правительства Российской Федерации от 8 августа 2012 г. № 808 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2012, № 34, ст. 4735; 2016, № 2 (ч. II), ст. 403; № 22, ст. 3228; № 29, ст. 4837; № 49, ст. 6906, ст. 6911; 2017, № 2 (ч. I), ст. 338; № 4, ст. 676; № 8, ст. 1230; 2018, № 16 (ч. II), ст. 2364; № 32 (ч. II), ст. 5337) (далее – Правила организации теплоснабжения в Российской Федерации).

55. Фактические показатели надежности теплоснабжения (частота прекращения подачи тепловой энергии и продолжительность такого прекращения) должны устанавливаться по показаниям приборов учета тепловой энергии и в соответствии с пунктами 124^{8} – 124^{11} Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации и таблицами П18.7 – П18.9 приложения № 18 к настоящим Методическим указаниям.

56. Актуализированная схема теплоснабжения должна содержать описание изменений в надежности теплоснабжения отдельно по каждой системе теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в ретроспективный период.

57. Описание технико-экономических показателей в поселениях, городских округах, городах федерального значения, не отнесенных к ценовым зонам теплоснабжения, для теплоснабжающих и теплосетевых организаций должно содержать сведения, указанные в пункте 47 Требований, и описание результатов хозяйственной деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций, раскрываемых в соответствии со стандартами раскрытия информации.

58. Технико-экономические показатели должны указываться в соответствии с приложением № 19 к настоящим Методическим указаниям.

59. Актуализированная схема теплоснабжения должна содержать описание изменений технико-экономических показателей теплоснабжающих и теплосетевых организаций отдельно по каждой системе теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и

(или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в ретроспективный период.

60. Описание цен (тарифов) в сфере теплоснабжения для поселений, городских округов, городов федерального значения, не отнесенных к ценовым зонам теплоснабжения, должно содержать информацию, указанную в пункте 49 Требований, и описание динамики утвержденных цен (тарифов) организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, устанавливаемых органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, отдельно по каждому из регулируемых видов деятельности в сфере теплоснабжения и по каждой теплоснабжающей и теплосетевой организации в соответствии с приложением № 20 к настоящим Методическим указаниям.

61. Описание цен (тарифов) в сфере теплоснабжения в ценовых зонах теплоснабжения должно содержать описание динамики предельных уровней цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям, утверждаемых в ценовых зонах теплоснабжения, с учетом последних 3 лет, включая описание средневзвешенного уровня цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую ЕТО потребителям в ценовых зонах теплоснабжения, сложившихся за последние 3 года, в соответствии с приложением № 21 к настоящим Методическим указаниям. Регулируемые цены (тарифы) в сфере теплоснабжения, устанавливаемые в ценовых зонах теплоснабжения, указываются в схеме теплоснабжения в соответствии с приложением № 20 к настоящим Методическим указаниям.

62. Актуализированная схема теплоснабжения должна содержать сведения, указанные в пункте 50 Требований.

63. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения должно содержать информацию, указанную в пункте 51 Требований, в соответствии с приложением № 22 к настоящим Методическим указаниям.

64. Актуализированная схема теплоснабжения в части индикаторов развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения должна разрабатываться в соответствии с пунктом 79 Требований.

65. Описание индикаторов развития систем теплоснабжения в ретроспективном периоде в поселениях, городских округах, городах федерального значения, не отнесенных к ценовым зонам теплоснабжения, должно осуществляться отдельно по каждой системе теплоснабжения и по каждой ЕТО в соответствии с приложением № 48 к настоящим Методическим указаниям.

66. В ценовых зонах теплоснабжения ключевые показатели развития систем теплоснабжения в части ретроспективного периода должны содержать ключевые показатели, отражающие результаты внедрения целевой модели рынка тепловой энергии в ценовых зонах теплоснабжения, и целевые значения указанных показателей, утвержденные распоряжением Правительства Российской Федерации от 28 августа 2018 г. № 1801-р (Собрание законодательства Российской Федерации, 2018, № 36, ст. 5706), и указанные в пункте 188 настоящих Методических указаний.

III. Правила разработки главы 2 «Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения

67. Глава 2 «Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения (далее – глава 2) для поселений, городских округов, городов федерального значения, не отнесенных к ценовым зонам теплоснабжения, должна содержать информацию, указанную в пункте 53 Требований, в части сведений о:

данных базового уровня потребления тепловой энергии (мощности), теплоносителя на цели теплоснабжения;

прогнозах приростов площади строительных фондов, сгруппированных по расчетным элементам территориального деления (далее - РЭТД) и по зонам действия источников тепловой энергии с разделением объектов капитального строительства на многоквартирные дома, индивидуальные жилые дома (далее – жилые здания),

общественные здания и строения (далее – общественно-деловые здания), производственные здания промышленных предприятий на каждом этапе;

прогнозах перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, соответствующих требованиям законодательства об энергосбережении и повышении энергетической эффективности;

прогнозах приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя отдельно по каждому виду теплопотребления в каждом РЭТД и в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе;

прогнозах приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя отдельно по каждому виду теплопотребления в РЭТД и в зонах действия индивидуального теплоснабжения на каждом этапе;

прогнозах приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, с учетом возможного изменения производственных зон и их перепрофилирования и приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) производственными объектами отдельно по каждому виду теплопотребления и по видам теплоносителя (горячая вода и пар) в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе.

68. Данные базового уровня (тепловая нагрузка и потребление тепловой энергии в ретроспективном периоде) должны быть указаны с разделением по системам теплоснабжения и ЕТО в соответствии с приложением № 23 к настоящим Методическим указаниям.

69. Показатели существующего и перспективного спроса на тепловую энергию (мощность) и теплоноситель должны рассчитываться для поселения, городского округа, города федерального значения в целом в отношении объектов капитального строительства, для зоны действия каждого источника тепловой энергии (системы теплоснабжения) и для зоны деятельности ЕТО.

70. Учет и распределение жилищного и общественно-делового фондов, объектов капитального строительства промышленных предприятий и прочих объектов капитального строительства, расположенных в границах поселения, городского округа, города федерального значения, должны осуществляться в соответствии с данными утвержденного в установленном законодательством о градостроительной деятельности порядке генерального плана поселения, городского округа, города федерального значения.

71. Показатели о движении строительных фондов, расположенных в границах поселения, городского округа, города федерального значения, в ретроспективном периоде должны основываться на данных официальной статистической отчетности в соответствии с приложением № 24 к настоящим Методическим указаниям.

72. В состав главы 2 схемы теплоснабжения должны быть включены следующие данные из утвержденного в установленном законодательством о градостроительной деятельности порядке генерального плана поселения, городского округа, города федерального значения:

численность постоянного населения, тыс. чел.;

площадь территории поселения, га;

застроенные территории, га, в том числе:

территории жилой застройки, га;

многоквартирной жилой застройки, га;

индивидуальной жилой застройки, га;

территории производственной и коммунально-складской застройки, га;

общая отапливаемая площадь жилых зданий, тыс. $м^2$;

общая отапливаемая площадь общественно-деловых зданий, тыс. $м^2$;

общая отапливаемая площадь производственных зданий, тыс. $м^2$;

структура территориального деления поселения, городского округа, города федерального значения, в соответствии с рекомендуемыми образцами согласно приложениям № 25 и № 26 к настоящим Методическим указаниям.

73. В качестве РЭТД должна использоваться структура территориального деления поселения, городского округа, города федерального значения, содержащаяся в утвержденном в установленном законодательством о градостроительной деятельности порядке генеральном плане поселения, городского округа, города федерального значения.

74. Прирост площади строительных фондов в поселении, городском округе, городе федерального значения должен быть определен по каждому РЭТД.

75. В каждом РЭТД должны учитываться следующие показатели застраиваемой территории поселения, городского округа, города федерального значения:

ввод в эксплуатацию жилых зданий с общей отапливаемой площадью фонда на период разработки или актуализации схемы теплоснабжения, тыс. $м^2$, в соответствии с таблицей П27.1 приложения № 27 к настоящим Методическим указаниям;

ввод в эксплуатацию зданий с общей отапливаемой площадью фонда на период разработки или актуализации схемы теплоснабжения, тыс. $м^2$, в соответствии с таблицей П27.2 приложения № 27 к настоящим Методическим указаниям;

снос (вывод из эксплуатации) жилых зданий с общей отапливаемой площадью фонда на период разработки или актуализации схемы теплоснабжения, тыс. $м^2$, в соответствии с таблицей П27.3 приложения № 27 к настоящим Методическим указаниям.

76. Прогноз прироста площади строительных фондов в поселении, городском округе, городе федерального значения должен подразделяться на среднесрочный прогноз и долгосрочный прогноз.

77. Для целей разработки схемы теплоснабжения среднесрочный прогноз прироста площади строительных фондов в поселении, городском округе, городе федерального значения составляется на 3 - 5 лет и основывается на следующих данных, указанных в утвержденном в установленном законодательством о градостроительной деятельности порядке генеральном плане поселения, городского округа, города федерального значения:

проектов планировки кварталов по жилищной и общественно-деловой

застройке;

выданных технических условий на подключение объектов капитального строительства к тепловым сетям каждой ЕТО;

проектных деклараций застройщиков;

перечня выданных разрешений на строительство объектов капитального строительства.

78. Фактические данные ввода в эксплуатацию строительных фондов для, среднесрочного и долгосрочного прогнозов прироста площади строительных фондов в поселении, городском округе, городе федерального значения должны быть отражены при каждой актуализации схемы теплоснабжения.

79. Обоснование моделирования прогнозов прироста площади строительных фондов в поселении, городском округе, городе федерального значения должно быть выполнено в соответствии приложением № 28 к настоящим Методическим указаниям и отражать динамику изменения площади строительных фондов в поселении, городском округе, городе федерального значения.

80. Удельные укрупненные показатели расхода тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение должны применяться для проектируемых объектов капитального строительства, учитываемых в РЭТД.

81. Удельные укрупненные показатели спроса на тепловую энергию при максимальной расчетной температуре наружного воздуха (расчетная тепловая нагрузка) должны применяться на основании документов в области стандартизации с учетом постановления Правительства Российской Федерации от 25 января 2011 г. № 18 «Об утверждении Правил установления требований энергетической эффективности для зданий, строений, сооружений и требований к правилам определения класса энергетической эффективности многоквартирных домов» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2011, № 5, ст. 742; 2013, № 50, ст. 6596; 2014, № 14, ст. 1627; 2017, № 12, ст. 1719; № 22, ст. 3160).

82. Удельные укрупненные показатели суточного расхода горячей воды для проектируемых жилых и общественно-деловых зданий и строений, для группы

проектируемых зданий и сооружений должны устанавливаться на основании документов в области стандартизации.

83. Для каждого поселения, городского округа, города федерального значения должна составляться таблица прогнозного удельного потребления тепловой энергии, теплоносителя на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение на квадратный метр отапливаемой площади и прогнозного удельного спроса на тепловую мощность (тепловой нагрузки), принимаемого в расчетах на прогнозный период в соответствии с приложением № 29 к настоящим Методическим указаниям.

84. В каждом РЭТД должны учитываться следующие показатели тепловой нагрузки:

прогноз прироста расчетной тепловой нагрузки на отопление и вентиляцию проектируемых жилых зданий по годам прогнозного периода нарастающим итогом, Гкал/ч, в соответствии с таблицей П30.1 приложения № 30 к настоящим Методическим указаниям;

прогноз прироста расчетной тепловой нагрузки на горячее водоснабжение проектируемых жилых зданий по годам прогнозного периода нарастающим итогом, Гкал/ч, в соответствии с таблицей П30.2 приложения № 30 к настоящим Методическим указаниям;

прогноз уменьшения расчетной тепловой нагрузки на отопление и вентиляцию сносимых (выведенных из эксплуатации) жилых зданий по годам прогнозного периода нарастающим итогом, Гкал/ч, в соответствии с таблицей П30.3 приложения № 30 к настоящим Методическим указаниям;

прогноз уменьшения расчетной тепловой нагрузки на горячее водоснабжения сносимых (выведенных из эксплуатации) жилых зданий по годам прогнозного периода нарастающим итогом, Гкал/ч, в соответствии с таблицей П30.4 приложения № 30 к настоящим Методическим указаниям;

прогноз прироста расчетной тепловой нагрузки на отопление и вентиляцию проектируемых общественно-деловых зданий по годам прогнозного периода нарастающим итогом, Гкал/ч, в соответствии с таблицей П30.5 приложения № 30 к настоящим Методическим указаниям;

прогноз прироста расчетной тепловой нагрузки на горячее водоснабжение проектируемых общественно-деловых зданий и строений по годам прогнозного периода нарастающим итогом, Гкал/ч, в соответствии с таблицей П30.6 приложения № 30 к настоящим Методическим указаниям;

прогноз прироста расчетной тепловой нагрузки на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение для проектируемых и сносимых жилых и общественно-деловых зданий и строений по годам прогнозного периода нарастающим итогом, Гкал/ч, в соответствии с таблицей П30.7 приложения № 30 к настоящим Методическим указаниям;

прогноз прироста расчетной тепловой нагрузки на горячее водоснабжение при переходе от открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) к закрытой системе горячего водоснабжения (при ее наличии).

85. Прогноз прироста расчетной тепловой нагрузки на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение для поселения, городского округа, города федерального значения в целом должен определяться на основании значений приростов тепловой нагрузки в соответствии с приложением № 31 к настоящим Методическим указаниям.

86. В каждом РЭТД должны учитываться следующие показатели потребления тепловой энергии:

прогноз прироста потребления тепловой энергии на отопление и вентиляцию проектируемых жилых зданий по годам прогнозного периода, тыс. Гкал, в соответствии с таблицей П32.1 приложения № 32 к настоящим Методическим указаниям;

прогноз прироста потребления тепловой энергии на горячее водоснабжение проектируемых жилых зданий по годам прогнозного периода, тыс. Гкал, в соответствии с таблицей П32.2 приложения № 32 к настоящим Методическим указаниям;

прогноз уменьшения потребления тепловой энергии на отопление и вентиляцию сносимых (выведенных из эксплуатации) жилых зданий по годам прогнозного периода, тыс. Гкал, в соответствии с приложением № 32 к настоящим

Методическим указаниям;

прогноз уменьшения потребления тепловой энергии на горячее водоснабжение сносимых жилых зданий по годам прогнозного периода, тыс. Гкал, в соответствии с таблицей П32.4 приложения № 32 к настоящим Методическим указаниям;

прогноз прироста потребления тепловой энергии на отопление и вентиляцию проектируемых общественно-деловых зданий по годам прогнозного периода, тыс. Гкал/ч, в соответствии с таблицей П32.5 приложения № 32 к настоящим Методическим указаниям;

прогноз прироста потребления тепловой энергии на горячее водоснабжение проектируемых общественно-деловых зданий и строений по годам прогнозного периода, тыс. Гкал, в соответствии с таблицей П32.6 приложения № 32 к настоящим Методическим указаниям;

прогноз прироста потребления тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение для проектируемых и сносимых (выведенных из эксплуатации) жилых и общественно-деловых зданий и строений по годам прогнозного периода, тыс. Гкал в соответствии с таблицей П32.7 приложения № 32 к настоящим Методическим указаниям.

87. Актуализированная схема теплоснабжения в главе 2 должна содержать описание изменений показателей существующего и перспективного потребления тепловой энергии на цели теплоснабжения.

IV. Правила разработки главы 3 «Электронная модель системы теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения

88. Глава 3 «Электронная модель системы теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения (далее - электронная модель системы теплоснабжения) должна содержать информацию, указанную в пункте 55 Требований.

89. Разработка электронной модели системы теплоснабжения осуществляется с целью создания инструмента для:

хранения и актуализации данных о тепловых сетях и сооружениях на них, включая технические паспорта объектов системы теплоснабжения и графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе поселения, городского округа, города федерального значения с полным топологическим описанием связности объектов;

гидравлического расчета тепловых сетей любой степени закольцованности и, в том числе гидравлического расчета при совместной работе нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть;

моделирования всех видов переключений, осуществляемых в тепловых сетях, в том числе переключений тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии;

расчета энергетических характеристик тепловых сетей по показателю «потери тепловой энергии» и «потери сетевой воды»;

группового изменения характеристик объектов (участков тепловых сетей, потребителей) по заданным критериям с целью моделирования перспективных вариантов схем теплоснабжения;

расчета и сравнения пьезометрических графиков для разработки и анализа сценариев перспективного развития тепловых сетей;

автоматизированного формирования пути движения теплоносителя до произвольно выбранного потребителя с целью расчета вероятности безотказной работы (надежности) системы теплоснабжения относительно этого потребителя;

автоматизированного расчета отключенных от теплоснабжения потребителей при повреждении произвольного (любого) участка тепловой сети;

определения существования пути/путей движения теплоносителя до выбранного потребителя при повреждении произвольного участка тепловой сети;

использования исходных данных и средств моделирования для определения эффективного радиуса теплоснабжения в зонах действия систем теплоснабжения в соответствии с приложением № 40 к настоящим Методическим указаниям.

90. В электронную модель системы теплоснабжения должно включаться описание всех зон действия существующих источников тепловой энергии и систем теплоснабжения, кроме производственных зон с особым статусом.

91. Электронная модель системы теплоснабжения должна разрабатываться на основании актуальной электронной модели системы теплоснабжения или актуальных электронных моделей отдельных систем теплоснабжения, а в случае их отсутствия, следующей информации:

технических паспортов участков тепловых сетей с тепловыми камерами и павильонами, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надежных участков;

данных о подключенной тепловой нагрузке по видам потребления, определенной по показаниям приборов учета, а в случае их отсутствия, фактической подключенной тепловой нагрузке;

данных о результатах технических обследований тепловых сетей;

схем насосных станций и технических паспортов на оборудование насосных станций;

технических паспортов на устройства защиты от превышения допустимого давления и самопроизвольного опорожнения тепловых сетей;

электронных и (или) бумажных планшетов тепловых сетей;

графиков регулирования отпуска тепловой энергии, теплоносителя в тепловые сети;

данных режимных карт по расходам и давления теплоносителя в контрольных точках тепловой сети;

описаний типов и схем присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям с выделением наиболее распространенных, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии, теплоносителя потребителям, для модели второго уровня - описание типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям отдельно по каждому потребителю.

92. Тепловую нагрузку перспективных потребителей, для которых в генеральном плане поселения, городского округа, города федерального значения не разработаны конкретные планировки территорий строительства, требуется задавать с

использованием инструмента моделирования обобщенных потребителей, в котором обобщенные потребители должны разделяться по типам присоединения теплопотребляющих установок в их системах отопления, вентиляции и горячего водоснабжения, а также должны содержаться потери тепловой мощности по распределительным тепловым сетям и потери теплоносителя.

93. Разработка электронной модели системы теплоснабжения должна завершаться калибровкой, результаты которой указываются в соответствии с таблицей П33.3 приложения № 33 к настоящим Методическим указаниям, обеспечивающей адекватность фактических и расчетных (по результатам расчетов с использованием разработанной модели системы теплоснабжения) гидравлических режимов циркуляции теплоносителя в тепловых сетях. Калибровка разработанной электронной модели должна осуществляться по данным измерений расходов и давлений в контрольных точках тепловой сети, предоставляемых теплоснабжающей и (или) теплосетевой организацией. Расхождения фактических и расчетных данных не должны превышать 5 %.

94. В состав электронной модели системы теплоснабжения должны входить:

наименование разработчика электронной модели системы теплоснабжения и ее основные параметры;

модельная база данных с уникальным наименованием, характеризующая существующее состояние всех систем теплоснабжения в поселении, городском округе, городе федерального значения;

актуализированная модельная база существующего состояния систем теплоснабжения, содержащая всех потребителей, присоединенных к существующим тепловым сетям систем теплоснабжения в ретроспективном периоде, все новые введенные в эксплуатацию источники тепловой энергии, тепловые сети, ЦТП, насосные станции для повышения давления теплоносителя в подающем и (или) обратном теплопроводе, в том числе групповые, контрольно-регулировочные, а также подстанции, указанные в соответствии с таблицами П33.1 и П33.2 приложения № 33 к настоящим Методическим указаниям;

модельные базы перспективного состояния систем теплоснабжения отдельно

по каждому году из первых 5 лет перспективного периода и далее через каждые 5 лет;

ссылки на инструкцию пользователя электронной модели системы теплоснабжения и прочие документы электронной модели системы теплоснабжения.

95. Результаты калибровки электронной модели системы теплоснабжения должны содержаться в главе 3 «Электронная модель системы теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения и подтверждать адекватность используемой электронной модели системы теплоснабжения.

V. Правила разработки главы 4 «Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения

96. Глава 4 «Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения должна содержать информацию, указанную в пункте 57 Требований.

97. Описание перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки должно осуществляться для определения дефицита тепловой мощности и пропускной способности существующих тепловых сетей при существующих в ретроспективном периоде установленных и располагаемых значениях тепловой мощности источников тепловой энергии и определения зон с перспективной тепловой нагрузкой, не обеспеченной источниками тепловой энергии.

98. Разработка перспективных балансов тепловой мощности и тепловой нагрузки должна выполняться в следующем порядке:

в существующих системах теплоснабжения (зонах действия источников тепловой энергии) должны быть установлены перспективные тепловые нагрузки в соответствии с данными, указанными в главе III настоящих Методических указаний;

должны быть составлены балансы существующей установленной и располагаемой тепловой мощности нетто и перспективной тепловой нагрузки в

существующих зонах действия источников тепловой энергии за каждый год на каждом этапе прогнозируемого периода в соответствии с приложением № 15 к настоящим Методическим указаниям;

должны быть определены дефициты (резервы) установленной тепловой мощности нетто на конец прогнозируемого периода в соответствии с таблицами П34.1 и П34.2 приложения № 34 к настоящим Методическим указаниям;

должны быть установлены зоны развития территории поселения, городского округа, города федерального значения с перспективной тепловой нагрузкой, не обеспеченной источниками тепловой энергии;

на основании откалиброванной электронной модели системы теплоснабжения и существующих зон действия с перспективной тепловой нагрузкой должно быть выполнено моделирование присоединения тепловой нагрузки к тепловым сетям в каждом кадастровом квартале в соответствии с приложением № 34 к настоящим Методическим указаниям;

должен быть выполнен расчет гидравлического режима передачи тепловой энергии по всем смоделированным путям подключения перспективной тепловой нагрузки (по всем потребителям) и определены зоны с недостаточными располагаемыми напорами у потребителей в соответствии с приложением № 34 к настоящим Методическим указаниям.

VI. Правила разработки главы 5 «Мастер-план развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения

99. В главе 5 «Мастер-план развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения должна содержаться информация, указанная в пункте 59 Требований.

100. Описание основных направлений для разработки предложений по строительству, реконструкции, модернизации и техническому перевооружению источников тепловой энергии и предложений по строительству, реконструкции и

модернизации тепловых сетей должно разрабатываться в форме мастер-плана, который должен содержать:

описание вариантов (не менее двух) перспективного развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения (в случае их изменения относительно ранее принятого варианта развития систем теплоснабжения в утвержденной схеме теплоснабжения) с учетом предложений заинтересованных сторон;

технико-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения в соответствии с приложениями № 37 - 39 к настоящим Методическим указаниям;

обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения на основе анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей, а в ценовых зонах теплоснабжения – на основе анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей, возникших при осуществлении регулируемых видов деятельности в сфере теплоснабжения, и индикаторов развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения в соответствии с главой XIII настоящих Методических указаний.

101. Мастер-план схемы теплоснабжения должен разрабатываться с учетом:

решений по строительству генерирующих объектов с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии, указанных в утвержденных в региональных схемах и программах перспективного развития электроэнергетики, разработанных в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 г. № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2009, № 43, ст. 5073; 2013, № 33, ст. 4392; 2014, № 9, ст. 907; 2015, № 5, ст. 827; № 8, ст. 1175; 2018, № 34, ст. 5483);

решений о теплофикационных турбоагрегатах, не прошедших конкурентный отбор мощности на оптовом рынке электрической энергии и мощности в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике;

решений по строительству, реконструкции и (или) модернизации генерирующих объектов с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии, указанных в договорах поставки мощности;

принятых региональных программ газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций;

предложений по передаче тепловой нагрузки от котельных на источники комбинированной выработки, при наличии резерва тепловых мощностей установленных турбоагрегатов;

предложений по строительству, реконструкции и (или) модернизации магистральных теплопроводов для обеспечения возможности регулирования загрузки существующих и перспективных источников комбинированной выработки.

VII. Правила разработки главы 6 «Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения

102. Глава 6 «Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения должна содержать информацию, указанную в пункте 61 Требований.

103. Для поселений, городских округов, городов федерального значения, не отнесенных к ценовым зонам теплоснабжения, расчет технически обоснованных нормативов потерь теплоносителя в тепловых сетях во всех зонах действия источников тепловой энергии (системах теплоснабжения) должен выполняться в соответствии с приказом № 325 и в следующем порядке:

с разбивкой по годам, начиная с ретроспективного периода, с учетом перспективных планов строительства (реконструкции) тепловых сетей и планируемого присоединения к ним потребителей в соответствии с приложением № 35 к настоящим Методическим указаниям;

должен быть выполнен сравнительный анализ нормативных и фактических

потерь теплоносителя за последний отчетный период во всех зонах действия источников тепловой энергии. В случае выявления сверхнормативных потерь теплоносителя (сетевой воды) должны быть указаны мероприятия по их снижению до нормативных;

при определении перспективных расходов потерь теплоносителя должны быть учтены прогнозные сроки мероприятий по переводу систем горячего водоснабжения с открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) на закрытую систему горячего водоснабжения и связанные с этим изменения расходов теплоносителя (сетевой воды) на нужды горячего водоснабжения. Для оценки соответствия фактических расходов сетевой воды на горячее водоснабжение договорным расходам теплоносителя при открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения) должна использоваться следующая информация:

сведения об организации коммерческого учета у потребителей, в том числе в части горячего водоснабжения за последний отчетный период;

сведения по годам о перспективных сроках установки приборов учета горячей воды у потребителей, у которых он отсутствует.

104. В ценовых зонах теплоснабжения должна быть указана расчетная величина плановых потерь теплоносителя в тепловых сетях для каждой системы теплоснабжения в соответствии с приложением № 35 к настоящим Методическим указаниям.

105. Расчеты гидравлических режимов и наладочных мероприятий циркуляции теплоносителя по тепловым сетям должны быть выполнены после определения перспективных расходов сетевой воды, циркулирующей в тепловых сетях, в зависимости от планируемых тепловых нагрузок, принятых температурных графиков и перспективных планов по строительству (реконструкции) тепловых сетей и подкачивающих насосных стаций.

106. Предложения по реконструкции или модернизации водоподготовительных установок должны быть разработаны на основании перспективных балансов производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя.

107. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя в поселениях, городских округах, городах федерального значения, не отнесенных к ценовым зонам теплоснабжения, должны определяться на основании расчета, с учетом перспективных планов развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения и затрат теплоносителя на собственные нужды источников тепловой энергии.

108. Производительность водоподготовительных установок для тепловых сетей должна быть рассчитана в соответствии с документами в области стандартизации.

109. Актуализированная схема теплоснабжения в главе 6 «Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах» должна содержать:

описание изменений в существующих и перспективных балансах производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплоиспользующими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах, в ретроспективном периоде;

сравнительный анализ расчетных и фактических потерь теплоносителя по всем зонам действия источников тепловой энергии в ретроспективном периоде.

VIII. Правила разработки главы 7 «Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения

110. Глава 7 «Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения (далее – глава 7) должна содержать информацию, указанную в пункте 63 Требований.

111. Разработка предложений по строительству, реконструкции и техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии в поселениях, городских округах, городах федерального значения, не отнесенных к

ценовой зоне теплоснабжения, должна осуществляться с учетом оценки финансовых потребностей (капитальных затрат), необходимых для реализации соответствующего предложения.

112. Глава 7 должна содержать:

описание текущей ситуации, связанной с ранее принятыми в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике решениями об отнесении генерирующих объектов к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей;

анализ надежности и качества теплоснабжения для случаев отнесения генерирующего объекта к объектам, вывод которых из эксплуатации может привести к нарушению надежности теплоснабжения (при отнесении такого генерирующего объекта к объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, в соответствующем году долгосрочного конкурентного отбора мощности на оптовом рынке электрической энергии (мощности) на соответствующий период);

предложения по строительству источников комбинированной выработки для обеспечения перспективных тепловых нагрузок в районах новой застройки, не имеющих источников покрытия спроса на тепловую энергию (мощность) или при отсутствии возможности присоединения новых потребителей от существующих источников тепловой энергии;

предложения по реконструкции действующих источников комбинированной выработки для повышения надежности и эффективности их функционирования и обеспечения перспективных тепловых нагрузок;

предложения по переоборудованию котельных в источники комбинированной выработки с выработкой электрической энергии на собственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источника тепловой энергии, на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок;

предложения по реконструкции и (или) модернизации котельных с увеличением зоны их действия путем включения в ее состав зон действия

существующих источников тепловой энергии;

предложения по переводу в пиковый режим работы котельных по отношению к источнику комбинированной выработки;

предложения по расширению зон действия действующих источников комбинированной выработки;

предложения по выводу в резерв и (или) выводу из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии;

предложения по вводу новых и реконструкции и (или) модернизации существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива;

предложения для организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения, городского округа, города федерального значения малоэтажными жилыми зданиями;

предложения по организации теплоснабжения в производственных зонах, расположенных на территории поселения, городского округа, города федерального значения;

результаты определения радиуса эффективного теплоснабжения.

113. Анализ надежности и качества теплоснабжения для случаев отнесения генерирующего объекта к объектам, вывод которых из эксплуатации может привести к нарушению надежности теплоснабжения (при отнесении такого генерирующего объекта к объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, в соответствующем году долгосрочного конкурентного отбора мощности на оптовом рынке электрической энергии (мощности) на соответствующий период), должен выполняться в соответствии с приложением № 36 к настоящим Методическим указаниям.

114. Предложения по строительству источников комбинированной выработки для обеспечения перспективных тепловых нагрузок в поселениях, городских округах, городах федерального значения, не отнесенных к ценовым зонам теплоснабжения, а также в отношении товаров (услуг), реализация которых осуществляется по ценам (тарифам) в сфере теплоснабжения, подлежащим в соответствии с Законом о

теплоснабжении государственному регулированию в ценовых зонах теплоснабжения, должны разрабатываться на основании технико-экономического обоснования в соответствии с приложением № 37 к настоящим Методическим указаниям.

115. Предложения по реконструкции и (или) модернизации действующих источников комбинированной выработки для повышения надежности и эффективности их функционирования и обеспечения перспективных тепловых нагрузок должны разрабатываться в соответствии с программами модернизации тепловых электростанций и содержаться в схемах теплоснабжения.

116. Предложения по переоборудованию котельных в источник комбинированной выработки с выработкой электрической энергии на собственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источника тепловой энергии, на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок должны разрабатываться на основании технико-экономического обоснования в соответствии с приложением № 38 к настоящим Методическим указаниям.

117. Предложения по реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в ее состав зон действия существующих источников тепловой энергии должны разрабатываться в соответствии с приложением № 39 к настоящим Методическим указаниям.

118. Предложения по расширению зон действия существующих котельных за счет подключения новых потребителей должны разрабатываться с использованием радиуса эффективного теплоснабжения, определяемого в соответствии с приложением № 40 к настоящим Методическим указаниям.

119. Предложения по организации теплоснабжения в производственных зонах должны разрабатываться в случае участия источника тепловой энергии, расположенного на территории производственной зоны, в теплоснабжении жилищного фонда.

120. Оценка финансовых потребностей для реконструкции и нового строительства источников тепловой энергии должна выполняться по укрупненным показателям базисной стоимости строительства (далее - УПБС), укрупненным

показателям сметной стоимости (далее - УПСС), укрупненным показателям базисной стоимости по видам работ (далее - УПБС ВР) в части строительства котельных, использующих в качестве основного вида топлива природный газ, и оформляться в соответствии с приложением № 43 к настоящим Методическим указаниям.

121. Актуализированная схема теплоснабжения в главе 7 должна содержать описание изменений в предложениях по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии в ретроспективный период, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию новых, реконструированных и прошедших техническое перевооружение и (или) модернизацию источников тепловой энергии.

IX. Правила разработки главы 8 «Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения

122. Глава 8 «Предложения по строительству. реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения должна содержать информацию, указанную в пункте 66 Требований, и разрабатываться в следующем порядке:

в электронной модели системы теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения должны создаваться новые модельные базы, которые должны отражать предложения по строительству, реконструкции источников тепловой энергии, разработанные в соответствии с главой VIII настоящих Методических указаний;

в электронную модель системы теплоснабжения должны быть внесены изменения, отражающие предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению, модернизации, выводу из эксплуатации источников тепловой энергии, в том числе с расширением (изменением) зон действия источников тепловой энергии;

в электронной модели системы теплоснабжения должны быть разработаны трассировки тепловых сетей, обеспечивающих передачу тепловой энергии от

проектируемых, существующих, реконструированных и (или) модернизированных источников тепловой энергии, в том числе трассировки, обеспечивающие объединение зон действия от нескольких источников тепловой энергии (перемычки или строительство тепловых сетей, обеспечивающих работу источников тепловой энергии на единую тепловую сеть);

в каждой системе теплоснабжения (для каждой зоны действия источников тепловой энергии) должен быть обоснован и выбран способ регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети с коллекторов источников тепловой энергии (качественный по отопительно-вентиляционной тепловой нагрузке, качественный по совмещенной тепловой нагрузке отопления и горячего водоснабжения, качественно-количественный или количественный), который предлагается к утверждению в рамках схемы теплоснабжения;

утверждаемые параметры теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха должны быть разработаны в соответствии с приложением № 42 к настоящим Методическим указаниям;

должны быть выполнены расчеты гидравлических режимов передачи теплоносителя по тепловым сетям с перспективной (на последний год перспективного периода) тепловой нагрузкой в каждой существующей и (или) проектируемой зоне действия источников тепловой энергии;

должны быть определены участки тепловых сетей, ограничивающие пропускную способность тепловых сетей;

должны быть разработаны предложения по реконструкции тепловых сетей с увеличением их диаметра и (или) предложения по новому строительству или реконструкции насосных станций для каждого из выбранных графиков регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети;

должны быть выполнены поверочные расчеты гидравлических режимов тепловых сетей с учетом разработанных предложений по реконструкции тепловых сетей для выбранных графиков регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети;

должны быть определены финансовые потребности, необходимые для

реализации предложений по реконструкции тепловых сетей с целью установления устойчивого гидравлического режима циркуляции теплоносителя с перспективными тепловыми нагрузками для выбранных графиков регулирования отпуска тепловой энергии, теплоносителя в тепловые сети;

должны быть разработаны предложения по реконструкции тепловых сетей с уменьшением их диаметра в случаях, когда скорость движения теплоносителя по тепловым сетям с учетом перспективной тепловой нагрузки, меньше 0,3 м/с;

должны быть разработаны предложения по выводу из эксплуатации тепловых сетей с незначительной тепловой нагрузкой (с относительными потерями тепловой энергии при передаче тепловой энергии по тепловым сетям более 75% от тепловой энергии, отпущенной в рассматриваемые тепловые сети) и предложения по переключению существующей и перспективной тепловой нагрузки на близлежащие тепловые сети;

должны быть обоснованы предложения по реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения.

123. Оценка финансовых потребностей для строительства и реконструкции тепловых сетей выполнятся по укрупненным нормативам цены строительства в соответствии с приложениями № 43 и № 44 к настоящим Методическим указаниям.

124. В описание предложений по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них должны быть включены мероприятия по переводу потребителей с открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) на закрытую систему горячего водоснабжения.

125. Изменение циркуляции теплоносителя по мере реализации разработанных мероприятий в тепловых сетях должны быть учтены при расчете гидравлических режимов тепловых сетей и выборе диаметра теплопроводов.

126. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них должны формироваться в составе подгрупп проектов, реализация которых направлена на обеспечение теплоснабжения новых потребителей по существующим и вновь создаваемым тепловым сетям и сохранение теплоснабжения существующих потребителей при условии соблюдения расчетных

гидравлических режимов и надежности систем теплоснабжения и содержаться в главе 8 «Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей» обосновывающих материалов схемы теплоснабжения в следующем составе:

реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса, а также для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения потребителей;

строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки;

реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки;

реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения существующих расчетных гидравлических режимов;

строительство тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения за счет ликвидации котельных;

строительство и реконструкция насосных станций;

реконструкция тепловых сетей с восстановлением циркуляции горячего водоснабжения для многоквартирных домов.

127. Актуализированная схема теплоснабжения в главе 8 «Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей» должна содержать описание изменений в предложениях по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей в ретроспективном периоде, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию новых и реконструированных тепловых сетей и сооружений на них.

X. Правила разработки главы 9 «Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения

128. Глава 9 «Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения»

обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения должна содержать информацию, указанную в пункте 69 Требований.

129. Перевод существующих открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) должен быть выполнен на основании анализа возможностей строительства ИТП на абонентском вводе каждого потребителя, присоединенного к тепловым сетям по схеме с непосредственным разбором теплоносителя на цели горячего водоснабжения из систем отопления.

130. Расчет дополнительного количества тепловой энергии, компенсирующей потери от недорекуперации в теплообменниках горячего водоснабжения и выбор схем ИТП должен выполняться с установкой теплообменников горячего водоснабжения в соответствии документами в области стандартизации.

131. Дополнительное количество тепловой энергии должно быть учтено в перспективном балансе присоединенной тепловой нагрузки в системе теплоснабжения, для которой осуществляется переход от открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) к закрытой системе горячего водоснабжения.

132. Перевод от открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) к закрытой системе горячего водоснабжения должен быть выполнен по элементам групп подключенных жилых и административных зданий, которые должны быть разделены на группы.

133. К первой группе должны быть отнесены жилые здания, при переводе которых на закрытую систему горячего водоснабжения, не требуется реконструкция и (или) модернизация внутридомовых систем горячего водоснабжения.

134. Ко второй группе должны быть отнесены жилые и административные здания, у которых отсутствует система горячего водоснабжения, а теплоноситель для целей горячего водоснабжения разбирается из отопительных приборов или стояков отопительной системы такого жилого или административного здания. Реализация проектов второй группы должна быть совмещена с капитальным ремонтом таких зданий и осуществляться за счет средств фонда капитального ремонта общего имущества в многоквартирном доме и (или) иных источников финансирования.

135. Прирост тепловой нагрузки на ИТП за счет перевода системы теплоснабжения от открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) к закрытой системе горячего водоснабжения должен быть учтен в перспективных гидравлических режимах тепловых сетей с разработкой предложений по их реконструкции с увеличением диаметра (при необходимости проведения таких мероприятий).

136. При переводе открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) на закрытую систему горячего водоснабжения должны быть установлены базовые показатели качества горячего водоснабжения.

137. К показателям качества горячего водоснабжения должны относиться:

показатели, указанные в пункте 4 СанПиН 2.1.4.1074-01 «Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества. Гигиенические требования к обеспечению безопасности систем горячего водоснабжения», утвержденных постановлением Главного государственного санитарного врача Российской Федерации от 26 сентября 2001 г. № 24 (зарегистрировано Министерством юстиции Российской Федерации 31 октября 2001 г., регистрационный № 3011), с изменениями, внесенными постановлениями Главного государственного санитарного врача Российской Федерации от 7 апреля 2009 г. № 20 (зарегистрировано Министерством юстиции Российской Федерации 5 мая 2009 г., регистрационный № 13891), от 25 февраля 2010 г. № 10 (зарегистрировано Министерством юстиции Российской Федерации 22 марта 2010 г., регистрационный № 16679) и от 28 июня 2010 г. № 74 (зарегистрировано Министерством юстиции Российской Федерации 30 июля 2010 г., регистрационный № 18009);

температура горячей воды в отопительный период;

число часов обеспеченности потребителей горячей водой в течение года.

138. Расчет потребности в инвестициях, показателях качества теплоснабжения и источниках финансирования проектов должен осуществляться в соответствии с приложением № 44 к настоящим Методическим указаниям.

139. Актуализированная схема теплоснабжения в главе 9 «Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения» должна содержать описание изменений в предложениях по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения в ретроспективном периоде, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию переоборудованных ЦТП и ИТП.

XI. Правила разработки главы 10 «Перспективные топливные балансы» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения

140. Глава 10 «Перспективные топливные балансы» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения должна содержать информацию, указанную в пункте 70 Требований.

141. Разработка перспективных топливных балансов для поселений, городских округов, городов федерального значения, не отнесенных к ценовым зонам теплоснабжения, должна выполняться в следующем порядке:

для каждого из принятых в мастер-плане вариантов развития системы теплоснабжения должен быть указан по данным, предоставленным теплоснабжающей организацией, перспективный отпуск электрической энергии с шин источника комбинированной выработки в соответствии с приложением № 45 к настоящим Методическим указаниям;

должна быть установлена перспективная тепловая нагрузка на коллекторах каждого источника тепловой энергии;

должна быть рассчитана перспективная выработка тепловой энергии на регулируемых отборах теплофикационных турбоагрегатов, нерегулируемых отборов конденсационных турбоагрегатов (при необходимости);

должен быть рассчитан перспективный средневзвешенный за год удельный расход условного топлива (далее – УРУТ) на выработку электрической энергии по сохраняемым, модернизируемым и веденным в эксплуатацию новым турбоагрегатам, принимая для новых и модернизируемых турбоагрегатов УРУТ по проектным

энергетическим характеристикам;

должен быть рассчитан перспективный средневзвешенный за год УРУТ на выработку электрической энергии раздельно в теплофикационном и конденсационном режиме работы теплофикационных турбоагрегатов паротурбинного цикла;

должен быть рассчитан перспективный средневзвешенный УРУТ на выработку электрической энергии для газотурбинных агрегатов;

должен быть рассчитан перспективный средневзвешенный за год УРУТ на отпуск электрической энергии с шин источников комбинированной выработки;

должен быть рассчитан перспективный средневзвешенный за год расход условного топлива на выработку тепловой энергии на котельных, приняв для реконструированных и проектируемых котельных номинальные (паспортные) значения УРУТ на выработку тепловой энергии;

должен быть рассчитан перспективный за год расход условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов котельной;

должен быть рассчитан перспективный за год расход условного топлива на выработку тепловой энергии во всех зонах действия источников тепловой энергии;

все расчеты должны быть выполнены отдельно для каждого из вариантов развития теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения, установленных в мастер-плане развития системы теплоснабжения;

должны быть рассчитаны перспективные среднегодовые запасы аварийного и резервного топлива в соответствии с приложением № 45 к настоящим Методическим указаниям.

142. Описание видов топлива (в случае, если топливом является уголь должен быть указан вид ископаемого угля в соответствии с таблицей 2 раздела 5 ГОСТ 25543-2013 «Межгосударственный стандарт. Угли бурые, каменные и антрациты. Классификация по генетическим и технологическим параметрам», утвержденным приказом Росстандарта от 22 ноября 2013 г. № 2012-ст (Стандартинформ, 2014)), их доли и значения низшей теплоты сгорания топлива, используемых для производства тепловой энергии, должно быть выполнено отдельно по каждой системе

теплоснабжения в соответствии с таблицей П45.11 приложения № 45 к настоящим Методическим указаниям.

143. Должен быть рассчитан перспективный для поселения, городского округа, города федерального значения вид топлива, который определяется по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем поселении, городском округе, городе федерального значения, результаты расчета которого должны быть указаны в соответствии с таблицей П45.12 приложения № 45 к настоящим Методическим указаниям.

144. Должно быть указано приоритетное направление развития топливного баланса поселения, городского округа, города федерального значения.

145. Перспективные топливные балансы при наличии в планируемом периоде использования природного газа в качестве основного вида топлива, потребляемого источниками тепловой энергии, должны быть указаны в соответствии с утвержденной программой газификации поселения, городского округа, города федерального значения.

146. Актуализированная схема теплоснабжения в главе 10 «Перспективные топливные балансы» должна содержать описание изменений в перспективных топливных балансах в ретроспективном периоде, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию построенных и реконструированных источников тепловой энергии.

XII. Правила разработки главы 11 «Оценка надежности теплоснабжения» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения

147. Глава 11 «Оценка надежности теплоснабжения» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения должна содержать информацию, указанную в пункте 73 Требований.

148. Оценка надежности теплоснабжения с целью разработки предложений по реконструкции тепловых сетей, не обеспечивающих нормативную надежность теплоснабжения, должна выполняться в следующем порядке:

должна быть рассчитана вероятность безотказной работы (далее - ВБР) каждых нерезервированных теплопроводов относительно каждой тепловой камеры,

входящей в состав теплопроводов, на конец планируемого периода по разработке схемы теплоснабжения в соответствии с приложением № 18 к настоящим Методическим указаниям;

для расчета должны быть учтены все предложения по реконструкции и (или) модернизации теплопроводов с увеличением их диаметра, указанные в главе 8 «Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения;

по результатам расчета ВБР тепловых сетей должны быть установлены тепловые камеры, для которых ВБР будет ниже нормативного значения, указанного в документах в области стандартизации;

для каждого нерезервированного теплопровода, значение надежности которого ниже нормативного, должны быть разработаны предложения по реконструкции тепловых сетей без увеличения их диаметра и позволяющие обеспечить нормативные показатели безотказной работы теплопровода относительно всех тепловых камер, входящих в ее состав;

должны быть предложены мероприятия по реконструкции выявленного участка с уменьшением диаметра и выполнен гидравлический расчет по теплопроводу на конец периода разработки схемы теплоснабжения с учетом перспективной тепловой нагрузки, присоединяемой к выделенному теплопроводу, в целях подтверждения возможности передачи тепловой энергии по нему до конечного потребителя с нормативными гидравлическими параметрами у каждого потребителя;

должны быть разработаны предложения по резервированию участков теплопроводов, позволяющие обеспечить нормативную надежность теплоснабжения во всех точках сброса тепловой нагрузки во внутриквартальные тепловые сети;

должны быть выполнены поверочные гидравлические расчеты циркуляции теплоносителя с учетом резервирования участков теплопроводов.

149. Оценка надежности теплоснабжения в аварийных режимах теплоснабжения должна выполняться на основании результатов анализа расчетов возможности обеспечения нормативных показателей надежности теплоснабжения с перспективной тепловой нагрузкой (на конец периода разработки схемы

теплоснабжения) при отказе головного участка теплопровода на одном (с наибольшим диаметром) из выводов тепловой мощности от источника тепловой энергии, которые должны быть выполнены в следующем порядке:

в электронной модели системы теплоснабжения должен быть разработан перечень необходимых переключений существующей запорно-регулирующей арматуры, обеспечивающей циркуляцию теплоносителя в нижних (после головного участка) участках тепловой сети;

должен быть рассчитан гидравлический режим циркуляции теплоносителя в аварийном режиме и установлены места нарушения требований нормативного теплоснабжения;

если по результатам организации нового распределения потоков теплоносителя не удается достичь нормативных показателей надежности теплоснабжения, должны быть разработаны предложения по мероприятиям, направленным на их достижение.

150. В качестве базовых предложений должны быть рассмотрены:

резервирование головного участка на коллекторах источника тепловой энергии;

резервирование головного участка за счет строительства только подающего теплопровода;

строительство резервных нагруженных связок между теплопроводами;

организация резервных нагруженных связок между источниками тепловой энергии;

изменение «уставок» в системе регулирования производительности насосных агрегатов, насосных станций с целью обеспечения режимов циркуляции теплоносителя в аварийных ситуациях;

изменение конфигурации включения агрегатов на насосных станциях;

строительство контрольно-распределительных пунктов на ответвлениях.

151. Оценка надежности теплоснабжения для систем с несколькими источниками тепловой энергии, работающими на единую тепловую сеть в режиме плавающей точки водораздела (без выделенных зон действия), должна быть выполнена в следующем порядке:

должен быть рассчитан гидравлический режим работы тепловой сети с полным отключением сетевых насосов на одном из источников тепловой энергии, принимая работу оставшихся в эксплуатации сетевых насосов источников тепловой энергии с максимально возможным перепадом давлений;

если большинство из теплопотребляющих установок потребителей присоединено к тепловым сетям по зависимой схеме, в аварийном гидравлическом режиме должна быть установлена область циркуляции теплоносителя не обеспечивающая необходимых располагаемых напоров теплоносителя на абонентских вводах потребителей;

должны быть разработаны предложения для обеспечения располагаемого напора теплоносителя.

152. Результаты расчетов ВБР теплоснабжения должны указываться в схеме теплоснабжения в соответствии с приложением № 46 к настоящим Методическим указаниям.

XIII. Правила разработки главы 12 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения

153. Глава 12 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения должна содержать информацию, указанную в пункте 76 Требований.

154. Потребности в инвестициях в строительство, реконструкцию, техническое перевооружения и (или) модернизацию объектов систем теплоснабжения в поселения, городских округах, городах федерального значения, не отнесенных к ценовым зонам теплоснабжения, должны быть определены на основании расчетов потребности в инвестициях, указанных в главах IIIX - X настоящих Методических указаний.

155. Структура необходимых инвестиций должна состоять из сформированных уникальных номеров мероприятий (проектов) по каждой

теплоснабжающей, теплосетевой организации, функционирующей в зоне деятельности ЕТО, в следующем порядке:

номер мероприятий (проектов) «XXX.XX.XX.XXX», в котором:

первые три значащих цифры (XXX.) отражают номер ЕТО;

вторые две значащих цифры (.XX.) отражают номер группы проектов в составе ЕТО;

третьи значащие цифры (.XX.) отражают номер подгруппы проектов в составе ЕТО;

четвертые значащие цифры (.XXX.) отражают номер проекта в составе ЕТО.

156. Под номером группы проектов (.XX.) в составе ЕТО должны учитываться следующие показатели:

«.01» - группа проектов на источниках тепловой энергии;

«.02» - группа проектов на тепловых сетях и сооружениях на них.

157. Под номером подгруппы проектов (.XX.) в составе ЕТО должны указываться следующие показатели:

«.01» - подгруппа проектов строительства новых источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки;

«.02» - подгруппа проектов реконструкции источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки;

«.03» -подгруппа проектов технического перевооружения источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки;

«.04» - подгруппа проектов модернизации источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки;

«.01» - подгруппа проектов строительства новых тепловых сетей для обеспечения перспективной тепловой нагрузки;

«.02» - подгруппа проектов строительства новых тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения за счет ликвидации котельных;

«.03» - подгруппа проектов реконструкции тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей, в том числе в связи с исчерпанием

эксплуатационного ресурса;

«.04» - подгруппа проектов реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра теплопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки;

«.05» - подгруппа проектов реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра теплопроводов для обеспечения расчетных гидравлических режимов;

«.06» - подгруппа проектов строительства новых насосных станций;

«.07» - подгруппа проектов реконструкции насосных станций;

«.08» - подгруппа проектов строительства и реконструкции ЦТП, в том числе с увеличением тепловой мощности, в целях подключения новых потребителей.

158. Номер проекта 002.02.06.012 – отражает следующее: проект № 12 (012) строительства насосной станции (06) на обратном теплопроводе с целью повышения пропускной способности тепловой сети (02) в зоне деятельности ЕТО № 2 (002).

159. Нумерация проектов главы 12 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение и (или) модернизацию» должна осуществляться в произвольном порядке в рамках ЕТО.

160. Структура потребности в инвестициях должна составляться в соответствии с таблицей П47.1 приложения № 47 к настоящим Методическим указаниям.

161. Базовыми принципами оценки эффективности инвестиций в системы теплоснабжения независимо от их технических, технологических, финансовых, отраслевых или региональных особенностей, должны являться:

сопоставимость условий сравнения разных проектов (прежде всего энергетическая сопоставимость);

рассмотрение проекта на протяжении всего жизненного цикла (расчетного периода);

моделирование финансирования проектов, включающее все связанные с осуществлением проекта денежные поступления и их расход за расчетный период;

принцип положительности и максимизации инвестиционного эффекта;

учет фактора времени.

162. Оценка эффективности инвестиций должна осуществляться:

для отдельных проектов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников комбинированной выработки с установленной электрической мощностью до 5 МВт;

для отдельных проектов строительства, технического перевооружения и (или) модернизации котельных, в том числе связанных с переводом на местные виды топлива и использование возобновляемых ресурсов;

для отдельных проектов технического перевооружения и (или) модернизации источников комбинированной выработки с установленной электрической мощностью более 5 МВт, если проекты не отобраны в рамках реализации программы модернизации тепловых электростанций;

для отдельных проектов строительства и реконструкции транзитных и магистральных теплопроводов при реализации проектов дальнего теплоснабжения;

в остальных случаях для ЕТО в составе структуры проектов мастер-плана для источников тепловой энергии и тепловых сетей раздельно.

163. Для оценки эффективности инвестиций должна быть разработана тарифно-балансовая модель ЕТО в соответствии с таблицей П47.2 приложения № 47 к настоящим Методическим указаниям.

164. Тарифно-балансовая модель должна быть сформирована исходя из следующих показателей, отражающих их изменение по годам реализации схемы теплоснабжения:

индексы-дефляторы предусмотренные в утвержденном (одобренном) прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации, разработанном в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 14 ноября 2015 г. № 1234 «О порядке разработки, корректировки, осуществления мониторинга и контроля реализации прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на среднесрочный период и признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2015, № 47, ст. 6598; 2017, № 38, ст. 5627; 2018, № 19, ст. 2737; № 50, ст. 7755) (далее - индексы-дефляторы, прогноз

социально-экономического развития Российской Федерации);

баланс тепловой мощности;

баланс тепловой энергии;

топливный баланс;

баланс теплоносителей;

балансы электрической энергии;

балансы холодной воды питьевого качества;

тарифы на покупные энергоносители и воду;

производственные расходы товарного отпуска;

производственная деятельность;

инвестиционная деятельность;

финансовая деятельность;

проекты по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей.

165. Для разработки тарифно-балансовой модели должен использоваться прогноз социально-экономического развития Российской Федерации.

166. В показателе «Балансы тепловой мощности» должны быть учтены перспективные балансы тепловой мощности в каждой системе теплоснабжения по каждой теплоснабжающей и теплосетевой организации, функционирующей в зоне деятельности ЕТО, и отдельно для ЕТО в целом на основании главы V настоящих Методических указаний.

167. В показателе «Балансы тепловой энергии» должны быть отражены перспективные балансы тепловой энергии в каждой системе теплоснабжения по каждой теплоснабжающей и теплосетевой организации, функционирующей в зоне деятельности ЕТО, и отдельно для ЕТО в целом.

168. В показателе «Топливный баланс» должна быть отражена перспективная потребность в топливе в каждой системе теплоснабжения по каждой теплоснабжающей и теплосетевой организации, функционирующей в зоне деятельности ЕТО, и отдельно для ЕТО в целом на основании главы XI настоящих Методических указаний.

169. В показателе «Балансы теплоносителей» должна быть отражена перспективная потребность в теплоносителе для передачи тепловой энергии от источника тепловой энергии к теплопотребляющим установкам потребителей в каждой системе теплоснабжения по каждой теплоснабжающей и теплосетевой организации, функционирующей в зоне деятельности ЕТО, и отдельно для ЕТО в целом.

170. В показателе «Балансы электрической энергии» должна быть отражена перспективная потребность в электрической энергии для обеспечения функционирования технологического оборудования котельных, насосных станций тепловых сетей, ЦТП, контрольно-распределительных пунктов и другого оборудования на тепловых сетях и источниках их обеспечения в каждой системе теплоснабжения по каждой теплоснабжающей и теплосетевой организации, функционирующей в зоне деятельности ЕТО, и отдельно для ЕТО.

171. В показателе «Балансы холодной воды питьевого качества» должна быть отражена перспективная потребность в холодной воде питьевого качества, производимой или покупаемой теплоснабжающей организацией для технологических целей функционирования источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки, котельных, тепловых сетей, ЦТП.

172. В показателе «Тарифы на покупные энергоносители и воду» должны быть отражены перспективные цены на покупаемые теплоснабжающей организацией первичные энергоресурсы и воду. Для формирования целевых показателей роста тарифов необходимо использовать прогнозные индексы-дефляторы.

173. Показатель «Производственные расходы товарного отпуска» должен устанавливаться по материалам тарифных дел в периоды регулирования и с учетом индексов-дефляторов в перспективные периоды, а так же с учетом изменения балансов тепловой мощности и тепловой энергии.

174. Показатели «Производственная деятельность», «Инвестиционная деятельность» и «Финансовая деятельность» должны отражать формирование потоков денежных средств, обеспечивающих безубыточное функционирование теплоснабжающей организации с учетом реализации проектов по строительству,

реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, указанных в схеме теплоснабжения, и источников покрытия финансовых потребностей для их реализации.

175. Актуализированная схема теплоснабжения в главе 12 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение и (или) модернизацию» должна содержать описание изменений в обосновании инвестиций (оценке финансовых потребностей, предложениях по источникам инвестиций) в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию источников тепловой энергии и тепловых сетей с учетом фактически осуществленных инвестиций и показателей их фактической эффективности в ретроспективном периоде.

176. В ценовых зонах теплоснабжения пункты 163 - 175 настоящих Методических указаний должны применяться в отношении инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию, необходимых для осуществления регулируемых видов деятельности в сфере теплоснабжения.

XIV. Правила разработки главы 13 «Индикаторы развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения

177. Глава 13 «Индикаторы развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения должна содержать информацию, указанную в пункте 79 Требований.

178. Для поселений, городских округов, городов федерального значения развитие системы теплоснабжения должно оцениваться по индикаторам, применяемым раздельно:

к системам теплоснабжения;

к ЕТО;

к поселению, городскому округу, городу федерального значения в целом.

179. К индикаторам, характеризующим развитие существующей системы теплоснабжения, должны относиться:

индикаторы, характеризующие динамику изменения спроса на тепловую мощность (тепловую нагрузку) в зоне действия системы теплоснабжения, с учетом перспективного изменения этой зоны за счет ее расширения (сокращения);

индикаторы, характеризующие функционирование источников тепловой энергии в изолированной системе теплоснабжения;

индикаторы, характеризующие динамику изменения показателей тепловых сетей, обеспечивающих передачу тепловой энергии, теплоносителя от источника тепловой энергии к потребителям, присоединенным к тепловым сетям изолированной системы теплоснабжения;

индикаторы, характеризующие реализацию инвестиционных планов развития изолированных систем теплоснабжения.

180. К индикаторам, характеризующим развитие существующих систем теплоснабжения, входящих в зону деятельности ЕТО, должны относиться:

индикаторы, характеризующие динамику изменения спроса на тепловую мощность (тепловую нагрузку) в зоне деятельности ЕТО, с учетом перспективного изменения этой зоны за счет ее расширения (сокращения);

индикаторы, характеризующие функционирование источников тепловой энергии ЕТО в системах теплоснабжения;

индикаторы, характеризующие динамику изменения показателей тепловых сетей ЕТО;

индикаторы, характеризующие реализацию инвестиционных планов ЕТО в части развития систем теплоснабжения.

181. К индикаторам, характеризующим развитие системы теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения, должны относиться:

индикаторы, характеризующие динамику изменения спроса на тепловую мощность (тепловую нагрузку) в поселении, городском округе, городе федерального значения;

индикаторы, характеризующие функционирование источников тепловой

энергии в поселениях, городских округах, городах федерального значения;

индикаторы, характеризующие динамику изменения показателей тепловых сетей в поселении, городском округе, городе федерального значения;

индикаторы, характеризующие реализацию инвестиционных планов ЕТО в части развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения.

182. К индикаторам, характеризующим динамику изменения спроса на тепловую мощность (тепловую нагрузку) в зоне действия системы теплоснабжения, с учетом перспективного изменения этой зоны, за счет ее расширения (сокращения) по годам расчетного периода схемы теплоснабжения должны относиться:

общая отапливаемая площадь жилых зданий;

общая отапливаемая площадь общественно-деловых зданий;

тепловая нагрузка всего, в том числе:

в жилищном фонде, в том числе, для целей отопления и вентиляции, для целей горячего водоснабжения;

в общественно-деловом фонде, в том числе, для целей отопления и вентиляции; для целей горячего водоснабжения.

расход тепловой энергии, всего, в том числе:

в жилищном фонде для целей отопления и вентиляции, для целей горячего водоснабжения;

в общественно-деловом фонде том числе для целей отопления и вентиляции, для целей горячего водоснабжения;

удельная тепловая нагрузка в жилищном фонде;

удельное потребление тепловой энергии на отопление в жилищном фонде;

градус-сутки отопительного периода;

удельное приведенное потребление тепловой энергии на отопление в жилищном фонде;

удельная тепловая нагрузка в общественно-деловом фонде;

удельное приведенное потребление тепловой энергии в общественно-деловом фонде;

средняя плотность тепловой нагрузки;

средняя плотность расхода тепловой энергии на отопление в жилищном фонде;

средняя тепловая нагрузка на отопление на одного жителя;

средний расход тепловой энергии на отопление на одного жителя.

183. К индикаторам, характеризующим функционирование источников тепловой энергии в системе теплоснабжения, образованной на базе источника (источников) комбинированной выработки, по годам расчетного периода схемы теплоснабжения должны относиться:

установленная электрическая мощность источника комбинированной выработки;

установленная тепловая мощность источника комбинированной выработки, в том числе, базовая (турбоагрегатов) и пиковая;

присоединенная тепловая нагрузка на коллекторах;

доля резерва тепловой мощности источника комбинированной выработки;

отпуск тепловой энергии с коллекторов, в том числе из отборов турбоагрегатов;

доля тепловой энергии, отпущенной из отборов турбоагрегатов к общему количеству тепловой энергии отпущенной с коллекторов источника комбинированной выработки;

удельный расход условного топлива на электрическую энергию, отпущенную с шин источника комбинированной выработки;

удельный расход условного топлива на электрическую энергию, выработанную на базе теплового потребления;

коэффициент полезного использования теплоты топлива на источнике комбинированной выработки;

число часов использования установленной тепловой мощности источника комбинированной выработки;

число часов использования установленной тепловой мощности турбоагрегатов источника комбинированной выработки;

удельная установленная тепловая мощность источника комбинированной выработки на одного жителя;

частота отказов с прекращением подачи тепловой энергии от источника комбинированной выработки;

относительный средневзвешенный остаточный парковый ресурс турбоагрегатов.

184. К индикаторам, характеризующим функционирование источников тепловой энергии в системе теплоснабжения, образованной на базе котельной (котельных), должны относиться:

установленная тепловая мощность котельной;

присоединенная тепловая нагрузка на коллекторах;

доля резерва тепловой мощности котельной;

отпуск тепловой энергии с коллекторов, в том числе на цели отопления и вентиляции, на цели горячего водоснабжения;

удельный расход условного топлива на тепловую энергию, отпущенную с коллекторов котельной;

коэффициент полезного использования теплоты топлива;

число часов использования установленной тепловой мощности;

удельная установленная тепловая мощность котельной на одного жителя;

частота отказов с прекращением подачи тепловой энергии от котельной;

относительный средневзвешенный остаточный парковый ресурс котлоагрегатов котельной;

доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с установленной тепловой мощностью меньше, либо равной 10 Гкал/ч;

доля котельных, оборудованных приборами учета.

185. К индикаторам, характеризующим динамику изменения показателей тепловых сетей, обеспечивающих передачу тепловой энергии, теплоносителя от источника тепловой энергии к потребителям, присоединенным к тепловым сетям системы теплоснабжения, по годам расчетного периода схемы теплоснабжения должны относиться:

протяженность тепловых сетей, в том числе, магистральных и распределительных;

материальная характеристика тепловых сетей, в том числе магистральных и распределительных;

средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей, в том числе магистральных и распределительных;

удельная материальная характеристика тепловых сетей на одного жителя, теплопотребляющая установка которого подключена к системе теплоснабжения;

присоединенная тепловая нагрузка;

относительная материальная характеристика;

нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях магистральных, распределительных;

относительные нормативные потери в тепловых сетях;

линейная плотность передачи тепловой энергии по тепловым сетям;

количество повреждений (отказов) в тепловых сетях, приводящих к прекращению подачи тепловой энергии потребителям;

удельная повреждаемость тепловых сетей магистральных, распределительных;

тепловая нагрузка потребителей, присоединенных к тепловым сетям по схеме с непосредственным разбором теплоносителя на цели горячего водоснабжения из систем отопления (открытая система теплоснабжения (горячего водоснабжения);

доля потребителей присоединенных по открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения);

расчетный расход теплоносителя (в соответствии с утвержденным графиком отпуска тепловой энергии в тепловые сети);

фактический расход теплоносителя;

удельный расход теплоносителя на передачу тепловой энергии в горячей воде;

нормативная подпитка тепловой сети;

фактическая подпитка тепловой сети;

расход электрической энергии на передачу тепловой энергии и теплоносителя;

удельный расход электрической энергии на передачу тепловой энергии.

186. К индикаторам, характеризующим реализацию инвестиционных планов развития системы теплоснабжения по годам расчетного периода схемы теплоснабжения, должны относиться:

плановая потребность в инвестициях в источники тепловой энергии;

освоение инвестиций, в процентах от плана;

плановая потребность в инвестициях в тепловые сети;

освоение инвестиций в тепловые сети, в процентах от плана;

план инвестиций на переход к закрытой системе горячего водоснабжения;

всего инвестиций накопленным итогом;

освоение инвестиций в переход к закрытой системе горячего водоснабжения;

всего плановая потребность в инвестициях;

всего плановая потребность в инвестициях накопленным итогом;

источники инвестиций, в том числе собственные средства; средства за счет присоединения потребителей; средства бюджетов бюджетной системы Российской Федерации;

тариф на производство тепловой энергии;

тариф на передачу тепловой энергии;

тариф на теплоноситель;

конечный тариф на тепловую энергию для потребителя (без НДС);

тариф на горячую воду в открытых системах теплоснабжения (горячего водоснабжения);

индикатор изменения конечного тарифа на тепловую энергию для потребителя.

187. Расчет индикаторов, характеризующих развитие существующей изолированной системы теплоснабжения, должен быть выполнен в соответствии с приложением № 48 к настоящим Методическим указаниям.

188. В ценовых зонах теплоснабжения глава 13 «Индикаторы развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения» должна содержать, в том числе, целевые значения ключевых показателей, отражающих результаты внедрения целевой модели рынка тепловой энергии, в том числе:

долю выполненных мероприятий по строительству, реконструкции и (или) модернизации объектов теплоснабжения, необходимых для развития, повышения надежности и энергетической эффективности системы теплоснабжения в соответствии с перечнем и сроками, указанными в схеме теплоснабжения;

количество аварийных ситуаций при теплоснабжении на источниках тепловой энергии и тепловых сетях;

продолжительность планового перерыва в горячем водоснабжении в связи с производством ежегодных ремонтных и профилактических работ в централизованных сетях горячего водоснабжения в межотопительный период;

коэффициент использования установленной тепловой мощности источников тепловой энергии;

долю бесхозяйных тепловых сетей, находящихся на учете бесхозяйных недвижимых вещей более 1 года, в ценовой зоне теплоснабжения;

удовлетворенность потребителей качеством теплоснабжения;

отсутствие зафиксированных фактов нарушения антимонопольного законодательства Российской Федерации (выданных предупреждений, предписаний), а также отсутствия применения санкций, предусмотренных законодательством об административных правонарушениях, за нарушение законодательства Российской Федерации в сфере теплоснабжения, антимонопольного законодательства Российской Федерации, законодательства Российской Федерации о естественных монополиях;

снижение потерь тепловой энергии в тепловых сетях.

189. Существующие и перспективные значения целевых показателей развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения, подлежащие достижению каждой ЕТО, функционирующей на территории ценовой зоны теплоснабжения, должны содержать:

количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях на 1 км тепловых сетей в однотрубном исчислении сверх предела разрешенных отклонений;

количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате

технологических нарушений на источниках тепловой энергии на 1 Гкал/час установленной мощности сверх предела разрешенных отклонений.

190. Актуализированная схема теплоснабжения в главе 13 «Индикаторы развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения» должна содержать описание изменений (фактических данных) в оценке значений индикаторов развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения, а в ценовых зонах теплоснабжения также изменений (фактических данных) в достижении ключевых показателей, отражающих результаты внедрения целевой модели рынка тепловой энергии, целевых показателей реализации схемы теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения с учетом реализации проектов схемы теплоснабжения в ретроспективном периоде.

XV. Правила разработки главы 14 «Ценовые (тарифные) последствия» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения

191. Глава 14 «Ценовые (тарифные) последствия» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения должна содержать информацию, указанную в пункте 82 Требований.

192. Тарифно-балансовая модель должна разрабатываться для поселений, городских округов, городов федерального значения, не отнесенных к ценовым зонам теплоснабжения, и включать показатели, перечисленные в приложении № 47 к настоящим Методическим указаниям.

193. Тарифно-балансовая модель должна быть представлена в форме файла табличного редактора, являться приложением к схеме теплоснабжения и должна включать в себя:

тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой системе теплоснабжения;

тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой ЕТО;

результаты оценки ценовых (тарифных) последствий реализации проектов

схемы теплоснабжения на основании разработанных тарифно-балансовых моделей.

XVI. Правила разработки главы 15 «Реестр единых теплоснабжающих организаций» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения

194. Глава 15 «Реестр единых теплоснабжающих организаций» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения должна содержать информацию, указанную в пункте 83 Требований.

195. Реестр ЕТО должен содержать:

перечень систем теплоснабжения, расположенных в границах поселения, городского округа, города федерального значения;

перечень ЕТО и перечень входящих в границы зон их деятельности систем теплоснабжения;

основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающей или теплосетевой организации присвоен статус ЕТО в отношении каждой системы теплоснабжения;

заявки теплоснабжающих и теплосетевых организаций на присвоение статуса ЕТО, поданные в рамках разработки проекта схемы теплоснабжения (при их наличии);

описание границ зон деятельности ЕТО и систем теплоснабжения.

196. Структура реестра ЕТО поселения, городского округа, города федерального значения должна быть представлена в соответствии с приложением № 49 к настоящим Методическим указаниям.

197. Актуализированная схема теплоснабжения в главе 15 «Реестр единых теплоснабжающих организаций» должна содержать описание изменений в зонах деятельности ЕТО, произошедших в ретроспективном периоде, и актуализированные сведения для внесения изменений в реестр ЕТО (в случае необходимости) с описанием оснований для их внесения.

XVII. Правила разработки главы 16 «Реестр мероприятий схемы теплоснабжения» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения

198. Глава 16 «Реестр мероприятий схемы теплоснабжения» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения должна содержать информацию, указанную в пункте 85 Требований.

199. Реестр мероприятий схемы теплоснабжения должен содержать:

перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии;

перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них;

перечень мероприятий, обеспечивающих переход от открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) на закрытые системы горячего водоснабжения.

200. Перечни мероприятий должны содержать следующие сведения:

уникальный номер мероприятия в составе всех мероприятий в схеме теплоснабжения;

краткое описание мероприятия;

срок реализации (начало, окончание нового строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации);

объем планируемых инвестиций на реализацию мероприятия в целом и по каждому году его реализации;

источник инвестиций.

201. Структура реестра мероприятий схемы теплоснабжения должна быть представлена в соответствии с приложением № 50 к настоящим Методическим указаниям.

202. В ценовых зонах теплоснабжения пункты 199 - 201 настоящих Методических указаний должны применяться в отношении инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию, необходимых для осуществления регулируемых видов деятельности в сфере теплоснабжения.

XVIII. Правила разработки главы 17 «Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения

203. Глава 17 «Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения должна содержать информацию, указанную в пункте 87 Требований, а также:

перечень всех замечаний и предложений, поступивших при разработке, утверждении и актуализации схемы теплоснабжения;

ответы разработчиков схемы теплоснабжения на поступившие замечания и предложения;

перечень учтенных замечаний и предложений, а также всех изменений, внесенных в разделы схемы теплоснабжения и главы обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения.

204. Структура замечаний, предложений и ответов на них разработчиков схемы теплоснабжения должна быть представлена в соответствии с приложением № 51 к настоящим Методическим указаниям.

XIX. Правила разработки главы 18 «Сводный том изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения

205. Глава 18 «Сводный том изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения должна содержать перечень изменений, внесенных в доработанную и (или) актуализированную схему теплоснабжения, а также сведения о том, какие мероприятия из утвержденной схемы теплоснабжения были выполнены в ретроспективном периоде.

206. Перечень изменений, внесенных в доработанную и (или) актуализированную схему теплоснабжения должен содержать обоснование каждого изменения, внесенного в текст доработанной и (или) актуализированной схемы теплоснабжения.

XX. Заключительные положения

207. В состав обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения с численность населения 100 тыс. человек и более должны быть включены:

Книга 1. «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения»;

Книга 2. «Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения»;

Книга 3 «Электронная модель системы теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения»;

Книга 4 «Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей»;

Книга 5 «Мастер-план развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения»;

Книга 6 «Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах»;

Книга 7 «Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии»;

Книга 8 «Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей»;

Книга 9 «Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения»;

Книга 10 «Перспективные топливные балансы»;

Книга 11 «Оценка надежности теплоснабжения»;

Книга 12 «Обоснование инвестиций в строительство, техническое перевооружение и (или) модернизацию»;

Книга 13 «Индикаторы развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения»;

Книга 14 «Ценовые (тарифные) последствия»;

Книга 15 «Реестр единых теплоснабжающих организаций»;

Книга 16 «Реестр мероприятий схемы теплоснабжения»;

Книга 17 «Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения»;

Книга 18 «Сводный том изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения».

208. Содержащиеся в настоящих Методических указаниях и приложениях к ним термины и определения, значения которых не установлены иными нормативными правовыми актами, используются исключительно для разработки схем теплоснабжения (актуализированных схем теплоснабжения).

Приложение № 1
к Методическим указаниям
по разработке схем теплоснабжения

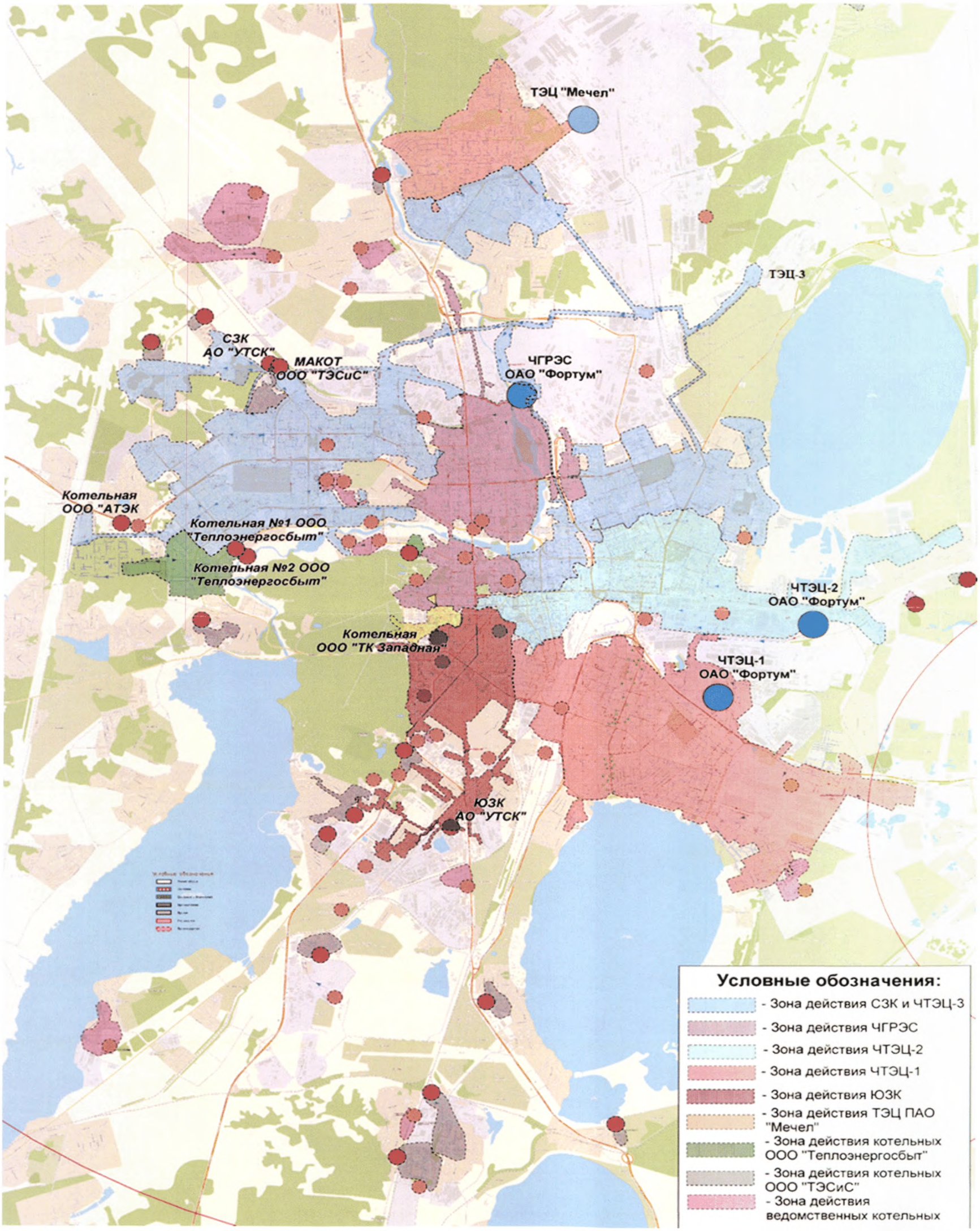

Рисунок П1.1. Зоны деятельности единой теплоснабжающей организации

Приложение № 2
к Методическим указаниям
по разработке схем теплоснабжения

Таблица П2.1. Технические характеристики теплофикационных турбоагрегатов источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, на А-тый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Турбоагрегат	Ст. №	Завод изготовитель	Год ввода	УЭМ, МВт	УТМ, Гкал/ч			Давление острого пара, кгс/см^2	Температура острого пара, град. ^{0}C
					УТМ всего, Гкал/час	Отопительных отборов	Промышленных отборов		
ПТ-60-120/13	5	ЛМЗ	1962	60	139	54	85	120	535
ПР-60-120/13/1,2	6	ЛМЗ	1963	60	139	54	85	120	535
Р-25-130-13	7	ЛМЗ	1967	25	123		123	130	565
Т-65-130-2М	8	УТЗ	2014	65	103	103		130	555
Т-65-130-2М	9	УТЗ	2014	65	103	103		130	555
Итого:				275	607	314	293		

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П2.2. Технические характеристики энергетических котлоагрегатов источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, на А-тый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Марка котла	Ст. №	Год ввода	Производитель ность, т/ч	Параметры острого пара		Вид сжигаемого топлива	
				давление, кгс/см^2	температура, ^{0}С	основное	резервное
БКЗ-210-140Ф	6	1961	210	130	540	уголь	нет*
БКЗ-210-140Ф	7	1962	210	130	540	уголь	нет*
БКЗ-210-140Ф	9	1964	210	130	540	газ	нет*
БКЗ-220-140Ф	10	1967	220	130	540	уголь	нет*
БКЗ-250-140Ф	11	1967	250	130	540	уголь	нет*
БКЗ-250-140Ф	12	1968	250	130	540	уголь	нет*
БКЗ-210-140Ф-4	13	1969	210	130	540	уголь	нет*
БКЗ-210-140Ф-4	14	1970	210	130	540	уголь	нет*
БКЗ-210-140Ф-4	15	1971	210	130	540	уголь	нет*
БКЗ-210-140Ф-4	16	1971	210	130	540	уголь	нет*
БКЗ-210-140-2	17	1972	210	130	540	уголь	нет*
БКЗ-210-140-2	18	1973	210	130	540	уголь	нет*
ИТОГО	12 шт.	-	2 610	-	-	-	-

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П2.3. Технические характеристики пиковых водогрейных котлоагрегатов источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, на А-тый год разработки (актуализации) схемы

Марка котла	Ст. №	Год ввода	Производительность, Гкал/ч	Номинальная температура теплоносителя, °С, на входе в КА	Номинальная температура теплоносителя, °С, на выходе из КА	Вид сжигаемого топлива	
						основное	резервное
ИТОГО							

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П2.4. Технические характеристики редукционно-охладительной установки (далее – РОУ) источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, на А-тый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Тип	Производительность, т/ч	Год ввода в эксплуатацию
РОУ 140/100	230	1960
РРОУ 140/1,2	150	1962
РОУ 140/13 №1	150	1966
БРОУ 140/13	150	1966
РОУ 140/9 №2	250	1968
РОУ 140/9 №3	250	1968
РОУ 8/1,2 №1	160	1993

Тип	Производительность, т/ч	Год ввода в эксплуатацию
РОУ 8/1,2 №2	160	2012
РОУ-13/1,2	150	2014
РУ 13/8 №1	200	1970
РУ 13/8 №2	200	2005

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Приложение № 3
к Методическим указаниям
по разработке схем теплоснабжения

Таблица П3.1. Установленная и располагаемая тепловая мощность источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, (ретроспективный период)

Год	Электрическая мощность, МВт		Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	
	установленная	располагаемая на конец года	общая	теплофикационных отборов турбин
А-4	335	309	1274	896
А-3	255	255	976	682
А-2	200	236,6	881	496
А-1	275	275	1094	607
А	275	275	1094	607

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П3.2. Установленная, располагаемая тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, потребление тепловой мощности на собственные нужды, тепловая мощность нетто

Год	Установленная мощность, Гкал/ч			Ограничения установленной тепловой мощности, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Расчетное потребление тепловой мощности на собственные нужды, Гкал/ч	Тепловая мощность нетто, Гкал
	турбоагрегатов	прочее	всего				
А-4							
А-3							
А-2	496	385	881	0	881	39,4	841,6
А-1	607	487	1094	0	1094	37,2	1056,8
А	607	487	1094	0	1094	32,0	1062,0

Приложение № 4
к Методическим указаниям
по разработке схем теплоснабжения

Таблица П4.1. Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса энергетических котлов источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в А-том году

Ст. №	Тип котлоагрегата	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Наработка На конец года А час.	Год достижения паркового ресурса	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
6	БКЗ-210-140Ф	1961	250 000	238 336	2013	253 418	1	2019
7	БКЗ-210-140Ф	1962	250 000	241 011	2006	250 000	1	2019
9	БКЗ-210-140Ф	1964	300 000	246 680	2030	-	-	-
10	БКЗ-220-140Ф	1967	250 000	240920	2017	-	-	-
11	БКЗ-250-140Ф	1967	300 000	214650	2030	-	-	-
....								
N+1	БКЗ-250-140Ф	1968	300 000	202659	2041	-	-	-

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П4.2. Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса паровых турбин источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в А-том году

Ст. №	Тип турбоагрегата	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Наработка на 01.01.16, час.	Год достижения паркового ресурса	Нормативное количество пусков	Количество пусков	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
1										
…										
5	ПТ-60-120/13	1962	220 000	338 031	1998	600	283	190 000	1	2028
6	ПР-60-120/13/1,2	1963	220 000	278 076	2004	600	232	190 000	1	2046
7	Р-25-130-1	1967	220 000	226 564	2012	600	186	267 000	1	2024
8	Т-65-130-2М	2014	220 000	7 332	2068	600	31	-	-	-
9	Т-65-130-2М	2014	220 000	7 196	2047	600	21	-	-	-

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Приложение № 5
к Методическим указаниям
по разработке схем теплоснабжения

Таблица П5.1.Состав и состояние оборудования теплофикационных установок источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в А-том году

№ п/п	Станционный номер	Тип	Завод-изготовитель	Год ввода в эксплуатацию
1	ОБ-1А	ПСВ-500-3-23	ОАО «Сарэнергомаш»	2012
2	ОБ-1Б	ПСВ-500-3-23	ОАО «Сарэнергомаш»	2012
3	ПБ-1	ПСВ-500-14-23	ОАО «Сарэнергомаш»	2012
4	ОБ-2А	БО-350	Саратов, Машстрой	1957
5	ОБ-2Б	БО-350	Москва, Комега	1957
29	ПБ-10Б	ПСВ-500-14-23	Саратов, Энергомаш	1991

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П5.2. Характеристики теплообменников теплофикационной установки источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, за А-тый год

Тип	Мощность, Гкал/ч (МВт)	Расход сетевой воды, т/ч (кг/с)
Основные бойлеры		
БО-350	22,7 (26,4)	1 032 (287)
БО-550	35,0 (40,7)	1 206 (338)
ПСВ-315-3	19,5* (22,7)	1 000 (278)

Тип	Мощность, Гкал/ч (МВт)	Расход сетевой воды, т/ч (кг/с)
ПСВ-500-3	31,8* (37,0)	1 200 (333)
ПСГ-1+ПСГ-2	87,5 (109)	3 500 (972)
Пиковые бойлеры		
БП-300	37,2 (43,3)	1032 (287)
БП-500	45,0 (52,3)	1 216 (338)
ПСВ-315-14	39,5 (45,9)	1 130 (314)
ПСВ-500-14	61 (78)	1 800 (500)

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П5.3.Характеристики сетевых насосов теплофикационной установки источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, за А-тый год

Наименование механизма, установки	Тип	Производительность, м³/ч	Напор, м в. ст.	Установленная мощность электродвигателя, кВт	Количество механизмов
Сетевой насос 1-7	20Д6 (Д2000х100)	1950	100	800	7
Сетевой насос 10	СЦН1250-140	1250	140	630	1
Сетевой насос 11-12	СЦН1250-140	1250	140	500	2
Сетевой насос 13-14	350-LNNV-750	160		1120	2
Подпорный сетевой насос	300-LNNV-475	2500		450	2

Наименование механизма, установки	Тип	Производительность, м³/ч	Напор, м в. ст.	Установленная мощность электродвигателя, кВт	Количество механизмов
Основной сетевой насос	350-LNNV-725	2500		1120	2
Подпорный сетевой насос	300-LNNV-475	2500		450	2
Основной сетевой насос	350-LNNV-725	2500		1120	2

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Приложение № 6
к Методическим указаниям
по разработке схем теплоснабжения

Таблица П6.1. Коэффициенты использования установленной электрической мощности и установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № …

Годы (ретроспективный период)	**КИУ тепловой мощности, %**	**КИУ электрической мощности, %**
А-4	19	28
А-3	22	30
А-2	29	33
А-1	35	40
А	32	44

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Приложение № 7
к Методическим указаниям
по разработке схем теплоснабжения

Таблица П7.1. Статистика отказов отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии № …, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № … за А-тый год

№ п.п.	Прекращение теплоснабжения	Восстановление теплоснабжения	Причина прекращения	Режим теплоснабжения	Недоотпуск тепла, тыс. Гкал
1	12.11.2015_15.45	13.11.2015_18.17	Разрыв трубопровода вывода № 4	Отопительный период	
N					
	Всего событий				

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П7.2. Динамика изменения прекращения подачи тепловой энергии от источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии № …, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № …

Год	Количество прекращений	Среднее время восстановления, ч	Средний недоотпуск тепла на одно прекращение теплоснабжения, Гкал/ед.
А-4			
А-3			
А-2			
А-1			
А			

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Приложение № 8
к Методическим указаниям
по разработке схем теплоснабжения

Таблица П8.1. Характеристики и расход твердого топлива, сжигаемого на источнике тепловой энергии, функционирующем в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № …

Год	Уголь						
	Марка угля	Калорийность, $Q_{ир}$, ккал/кг	Зольность, $A_р$, %	Влажность, $W_р$, %	Приход, т	Расход, т	Остаток, т
А-4	Изыхский, Д	4816					
	Хакасский, Д						
А-3	Изыхский, Д	4898					
	Хакасский, Д						
А-2	Изыхский, Д	4921					
	Хакасский, Д						
А-1	Изыхский, Д	4777					
	Хакасский, Д						
А	Изыхский, Д	4646					
	Хакасский, Д						

Таблица П8.2.Характеристики и расход природного газа, сжигаемого на источнике тепловой энергии, функционирующем в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № …

Год	Природный газ			
	Калорийность, средняя за год $Q_{нр}$, ккал/м^3	**Приход, тыс. м^3**	**Расход на производство, тыс. м^3**	**Расход на сторону, тыс. м^3**
А-4	8 157	78 406	78 406	0
А-3	8 165	29 528	29 528	0
А-2	8 372	90	90	0
А-1	8 239	1 469	1 469	0
А	8 367	99	99	0

Таблица П8.3.Характеристики и расход жидкого топлива, сжигаемого на источнике тепловой энергии, функционирующем в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № …

Год	Мазут				
	Калорийность средняя за год, $Q_{нр}$, ккал/кг	**Влажность, средняя за год, $W_р$, %**	**Приход, т**	**Расход, т**	**Остаток, т**
А-4	9 461	3,4	4738	5808	1913
А-3	9 490	2,8	2590	3412	1091
А-2	9 338	9,1	2640	1425	2306
А-1	9 294	6,0	1099	1781	1624
А	9 536	3,4	910	1401	1133

Приложение № 9
к Методическим указаниям
по разработке схем теплоснабжения

Таблица П9.1. Эксплуатационные показатели источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № …

Наименование показателя	**Ед. изм.**	**А-4**	**А-3**	**А-2**	**А-1**	**А**
Выработка электрической энергии	млн кВт-ч					
Расход электрической энергии на собственные нужды, в том числе	млн кВт-ч					
расход электрической энергии на ТФУ	млн кВт-ч					
отпуск электрической энергии с шин ТЭЦ	млн кВт-ч					
Отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ, в том числе:	тыс. Гкал					
из производственных отборов;	тыс. Гкал					
из теплофикационных отборов	тыс. Гкал					
из отборов противодавления	тыс. Гкал					
из конденсаторов	тыс. Гкал					
из ПВК	тыс. Гкал					
из РОУ	тыс. Гкал					
Фактическое значение удельного расхода тепловой энергии брутто на выработку электрической энергии турбоагрегатами	ккал/кВт-ч					
Увеличение отпуска тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ за счет прироста тепловой нагрузки потребителей, присоединенных к тепловым сетям ТЭЦ, за актуализируемый период, в том числе:	тыс. Гкал					

Наименование показателя	Ед. изм.	А-4	А-3	А-2	А-1	А
с сетевой водой	тыс. Гкал					
с паром	тыс. Гкал					
Расход тепла на выработку электрической энергии	тыс. Гкал					
Расход тепловой энергии на собственные нужды	тыс. Гкал					
Удельный расход тепловой энергии нетто на производство электрической энергии группой турбоагрегатов;	ккал/кВт-ч					
Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии;	г/кВт-ч					
Отношение отпуска тепловой энергии с отработавшим паром к полному отпуску тепловой энергии от ТЭЦ;	%					
Удельная теплофикационная выработка, в том числе:	кВт-ч/Гкал					
с паром производственных отборов;	кВт-ч/Гкал					
с паром теплофикационных отборов	кВт-ч/Гкал					
Выработка электрической энергии по теплофикационному циклу;	млн кВт-ч					
Выработка электрической энергии по конденсационному циклу	млн кВт-ч					
Удельный расход тепла брутто на выработку электрической энергии турбоагрегатами по теплофикационному циклу	ккал/кВт-ч					
Удельный расход тепловой энергии нетто на выработку электрической энергии турбоагрегатами по	ккал/кВт-ч					

Наименование показателя	Ед. изм.	А-4	А-3	А-2	А-1	А
теплофикационному циклу						
Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии, в том числе	г/кВт-ч					
по теплофикационному циклу;	г/кВт-ч					
по конденсационному циклу	г/кВт-ч					
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал					
Полный расход топлива на ТЭЦ	тыс. тут					

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Приложение № 10
к Методическим указаниям
по разработке схем теплоснабжения

Таблица П10.1. Состав и технические характеристики основного оборудования котельных в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № … в А-том году актуализации схемы теплоснабжения

№ п/п	Адрес котельной	Тип котла	Кол-во котлов	Год установки котла	Мощность котла, Гкал/ч	Мощность котельной, Гкал/ч	УРУТ по котлам, кг у.т./ Гкал	КПД котлов, %	УРУТ по котельной, кг у.т./Гкал	Дата обследования котлов
	Основное топливо – уголь									
1	Аванесова , 44	КВШ	1	2001	0,2270	0,7370	337,10	42,38	294,7	29.01.2015
		КВШ	1	2001	0,2410		312,70	45,69		29.01.2015
		КВ - 0,3	1	2010	0,2690		234,20	61,00		12.11.2015
		КВШ	1	2000	0,1970		304,50	46,92		07.03.2014
		КВШ	1	2000	0,2040		312,60	45,70		26.01.2015
	Основное топливо – природный газ									
20	Аванесова, 32	Buderus	1	2011	0,3410	0,6850	154,30	92,58	154,6	03.03.2015
		Buderus	1	2015	0,3440		154,90	92,23		14.10.2013
	Основное топливо – мазут									
	Котлы на разных видах топлива									
31	Коммунаров, 57 а	ParamatSim	1	2001	0,1230	0,1648	151,30	94,42	151,3 -газ	28.01.2016
		КТС 40	1	2015	0,0418		186,80		186,8 -уголь	09.10.2015

№ п/п	Адрес котельной	Тип котла	Кол-во котлов	Год установки котла	Мощность котла, Гкал/ч	Мощность котельной, Гкал/ч	УРУТ по котлам, кг у.т./ Гкал	КПД котлов, %	УРУТ по котельной, кг у.т./Гкал	Дата обследования котлов
		КВ - 1,61	1	1984	1,380		0,00			К выводу из эксплуатации
39	Змеиногорский тракт.,112а	ДКВР 10/13	1	1970	4,0100	18,5800	220,50	64,79	202,8 уголь 153,7-газ	30.03.2014
		КЕ 10/14	1	2002	5,8800		185,10	77,18		29.04.2014
		КВ-Г 10-150	1	2002	8,6900		153,70	92,95		18.11.2013
ВСЕГО :			122		262,2854	262,2854				

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П10.2.Установленная тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, располагаемая тепловая мощность котельных в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № в А-том году актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/ч

№ п/п	Адрес или наименование котельной	Тепловая мощность котлов установленная	Ограничения установленной тепловой мощности	Тепловая мощность котлов располагаемая	Затраты тепловой мощности на собственные нужды	Тепловая мощность котельной нетто
1	Аванесова, 256					
2						
3	Пролетарская ул. Строение 45	4,800	3,200	1,600		
N						
ИТОГО		142,95	118,04	24,91		

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П10.3. Выработка, отпуск тепловой энергии расход условного топлива по котельным в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №.... за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения

№ п/п	Адрес или наименование котельной	Выработка тепловой энергии котлоагрега-тами, Гкал	Затраты тепловой энергии на собственные нужды, Гкал	Отпуск тепловой энергии с коллекторов котельной, Гкал	Вид топлива	Расход топлива, т.у.т
1	Аванесова, 256					
2						
3	Пролетарская ул. Строение 45	4,800	3,200	1,600		
N						
ИТОГО		142,95	118,04	24,91		

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П10.4. Среднегодовая загрузка оборудования котельных в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения

№ кот.	Наименование котельной, адрес	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	А-тый год	
			Выработка тепла, Гкал	Число часов использования УТМ, час.
1	ул. Аванесова, 44	0,737	184,8	251
....				
N				
N+1	ул. Пушкина, 30	7,790	21666,67	2 781
	ИТОГО:	262,3	400 809,9	1 528

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П10.5. Статистика отказов отпуска тепловой энергии с коллекторов котельной № в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения

№ п.п	Номер вывода тепловой мощности (наименование теплопровода)	Прекращение теплоснабжения	Восстановление теплоснабжения	Причина прекращения	Режим теплоснабжения	Недоотпуск тепловой энергии, тыс. Гкал
1	3	10.12.2015_19.34	10.12.2015_22.56	Потеря электропитания котельной	Отопительный период	
N						
		Всего событий	10			234,3

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П10.6.Динамика теплоснабжения котельных в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № ….. (изменение количества прекращений подачи тепловой энергии потребителям)

Год	Количество прекращений	Среднее время восстановления, ч	Средний недоотпуск тепла на одно прекращение подачи тепловой энергии, Гкал/ед
А-4			
А-3			
А-2			
А-1			
А			

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П10.7. Установленный топливный режим котельных в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №….. за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения

№ котельной	Наименование котельной	Вид топлива	Средняя теплотворная способность топлива за А-тый год, ккал/кг	Расход условного топлива, т у.т. за А-тый год
1	Аванесова, 44	уголь		54
…..				
N				
N+1	Лесной тракт, 75/новая котельная Мусоргского	уголь		21 915
	Всего природный газ	газ		51 096
	Всего уголь	газ		13 504
	Всего сжиженный углеводородный газ	газ		27
	Итого			64 627

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П10.8. Динамика изменения эксплуатационных показателей котельных в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №

Наименование показателя	Ед. изм.	А-4	А-3	А-2	А-1	А
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет					
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг/Гкал					
Собственные нужды	%					
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал					
Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал					
Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	$м^3$/Гкал					
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%					
Доля котельных оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от установленной мощности)	%					
Доля котельных оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от общего количества котельных)	%					
Доля котельных оборудованных устройствами водоподготовки (от общего количества котельных)	%					
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала (от общего количества котельных)	%					
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10 Гкал/ч	%					
Общая частота прекращений теплоснабжения от котельных	1/год					
Средняя продолжительность прекращения теплоснабжения от котельных	час					
Средний недоотпуск тепловой энергии в тепловые сети на единицу прекращения теплоснабжения	тыс. Гкал					
Вид резервного топлива						
Расход резервного топлива	т.у.т					

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Приложение № 11
к Методическим указаниям
по разработке схем теплоснабжения

Таблица П11.1.Общая характеристика магистральных тепловых сетей теплосетевой организации … в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № … за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения

Условный диаметр, мм	**Протяженность трубопроводов в однотрубном исчислении, м**	**Материальная характеристика, м^2**
350	26	10
400	113	48
500	12 479	6 614
600	13 930	8 776
700	26 931	19 390
800	64 191	52 637
900	1 334	1 227
1 000	62 491	63 741
Всего	181 495	152 443

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П11.2. Способы прокладки магистральных тепловых сетей теплосетевой организации … в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № … за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения

Способ прокладки	**Протяженность трубопроводов в однотрубном исчислении, м**	**Материальная характеристика, м^2**
Надземная		
Канальная	149 101	121 783
непроходной канал		
проходной канал		
дюкер	32 394	30 660
Безканальная		
Всего	181 495	152 443

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П11.3.Общая характеристика распределительных тепловых сетей теплосетевой организации … в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № … за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения

Условный диаметр, мм	**Протяженность трубопроводов в однотрубном исчислении, м**	**Материальная характеристика, м^2**
25		
32		
40		
50		
65		
80		
100		
125		
150		
200		
250		
Всего		

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П11.4.Общая характеристика распределительных сетей горячего водоснабжения теплосетевой организации … в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № … за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения

Условный диаметр, мм	**Протяженность трубопроводов в однотрубном исчислении, м**	**Материальная характеристика, м^2**
25		
32		
40		
50		
65		
80		
100		
125		
150		
200		
250		
Всего		

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П11.5. Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей по годам прокладки теплосетевой организации … в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № … за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения

Год прокладки	**Протяженность трубопроводов в однотрубном исчислении, м**	**Материальная характеристика, м^2**
До 1990	133 462	119 426
С 1991 по 1998	18 559	12 979
С 1999 по 2003	-	-
С 2004	29 474	20 038
Всего	181 495	152 443

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П11.6. Центральные тепловые пункты (далее – ЦТП) теплосетевой организации … в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № … за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения

Год актуализации (разработки)	**Количество ЦТП**	**Средняя тепловая мощность ЦТП, Гкал/ч**
А-4		
А-3		
А-2		
А-1		
А		
Всего		

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П11.7. Индивидуальные тепловые пункты (далее – ИТП) теплосетевой организации … в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № … за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения

Год актуализации (разработки)	**Количество ИТП**	**Средняя тепловая мощность ИТП, Гкал/ч**	**Доля потребителей, присоединенных к тепловым сетям через ИТП (от общей тепловой нагрузки ЕТО)**	**Динамика изменения доли присоединенных к тепловым сетям потребителей через ИТП**
А-4				
А-3				
А-2				
А-1				
А				

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П11.8. Доля потребителей, присоединенных к тепловым сетям по схеме с отбором теплоносителя для целей горячего водоснабжения из систем отопления (открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) теплосетевой организации единой теплоснабжающей организации № … за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения

Год актуализации (разработки)	**Доля абонентских пунктов от общего числа абонентских пунктов**	**Доля тепловой нагрузки к общей тепловой нагрузке горячего водоснабжения, %**	**Динамика изменения доли тепловой нагрузки горячего водоснабжения присоединенной по открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения) к доле (А-4) года**
А-4			
А-3			
А-2			
А-1			
А			

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П11.9.Характеристика оборудования насосных станций теплосетевой организации … в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № … в А-том году актуализации схемы теплоснабжения

Насосная станция	**Адрес**	**Марка насосов**	**Кол-во насосов, шт**	**Расход, $м^3$/час**	**Давление на входе, ати**	**Давление на выходе, ати**	**Схема присоединения насосов к магистральным трубопроводам**	**Состояние каждого насоса**
ПНС-1	ул. Северо-Западная, 22а	300 Д 70	3	1080	3,1	7,0	Параллельно	В работе 2 насоса
ПНС-9	ул. Энтузиастов, 22	СЭ 1250-70	3	1250	-	-	Параллельно	В резерве
ПНС-N-1	ул. Г. Исакова, 175а	8Н ДВ	2	500	-	-	Параллельно	В резерве
ПНС М-25	на территории ТЭЦ	1Д1 250-63	2	1250	1,6	6,0	Параллельно	В работе 1 насос

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П11.10. Динамика изменения материальной характеристики тепловых сетей теплосетевой организации … в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № … за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения

Год актуализации (разработки)	Строительство магистральных тепловых сетей, м2	Реконструкция магистральных тепловых сетей, м2	Строительство распределительных (внутриквартальных) тепловых сетей, м2	Реконструкция распределительных тепловых сетей, м2	Доля строительства тепловых сетей, %	Доля реконструкции тепловых сетей, %
А-4						
А-3						
А-2						
А-1						
А						

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Приложение № 12
к Методическим указаниям
по разработке схем теплоснабжения

Таблица П12.1. Нормативные температуры теплоносителя в тепловых сетях и на входе в отапливаемый объект при центральном качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети по отопительной нагрузке

Температура наружного воздуха, °С	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в подающем теплопроводе, °С	Нормативная температура теплоносителя на входе в ТФУ в обратном теплопроводе, °С	Температура теплоносителя после смесительного устройства системы отопления потребителя, °С	Температура теплоносителя на выходе из ТФУ с учетом скорости ветра, °С	
				7 м/с	12 м/с
8	70,0	47,7	54,7	70,0	70,0
7	70,0	47,0	54,2	70,0	70,0
6	70,0	46,4	53,7	70,0	70,0
5	70,0	45,7	53,3	70,0	70,0
4	70,0	45,0	52,8	70,0	70,0
3	70,0	44,4	52,4	70,0	70,0
2	70,0	43,7	51,9	70,0	70,2
1	70,0	43,0	51,5	70,2	72,7
0,66	70,0	42,4	51,0	71,0	73,5
0	71,5	43,0	51,9	72,6	75,1
-1	73,8	43,8	53,2	74,1	77,6
-2	76,1	44,7	54,5	77,2	80
-3	78,4	45,5	55,8	79,6	82,5
-4	80,7	46,4	57,1	81,8	84,9
-5	82,9	47,2	58,4	84,2	87,3
-6	85,2	48,0	59,6	86,5	89,7
-7	87,4	48,8	60,9	88,8	92,1
-8	89,7	49,7	62,2	91,0	94,5
-9	91,9	50,5	63,4	93,3	96,9
-10	94,1	51,2	64,6	95,6	99,3
-11	96,3	52	65,7	97,8	101,7
-12	98,5	52,8	67,1	100,1	104,0
-13	100,7	53,6	68,3	102,3	106,4

Температура наружного воздуха, °С	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в подающем теплопроводе, °С	Нормативная температура теплоносителя на входе в ТФУ в обратном теплопроводе, °С	Температура теплоносителя после смесительного устройства системы отопления потребителя, °С	Температура теплоносителя на выходе из ТФУ с учетом скорости ветра, °С	
				7 м/с	12 м/с
-14	102,9	54,3	69,5	104,6	108,7
-15	105,1	55,1	70,7	106,8	111,1
-16	107,3	55,9	71,9	109,0	113,4
-17	109,5	56,6	73,1	111,3	115,7
-18	111,6	57,4	74,3	113,5	118,1
-19	113,8	58,1	75,5	115,7	120,4
-20	116,0	58,8	76,7	117,9	122,7
-21	118,1	59,6	77,9	120,1	125,0
-22	120,3	60,3	79	122,3	127,3
-23	122,4	61	80,2	124,5	129,6
-24	124,6	61,7	81,4	126,7	130,0
-25	126,7	62,4	82,5	128,8	130,0
-26	128,9	63,1	83,7	130,0	130,0
-27	130,0	63,1	84	130,0	130,0
-28	130,0	62,7	83,7	130,0	130,0
-29	130,0	62,2	83,4	130,0	130,0
-30	130,0	61,8	83,1	130,0	130,0
-31	130,0	61,4	82,8	130,0	130,0
-32	130,0	60,9	82,5	130,0	130,0
-33	130,0	60,5	82,2	130,0	130,0
-34	130,0	60,1	81,9	130,0	130,0
-35	130,0	59,6	81,6	130,0	130,0
-36	130,0	59,2	81,3	130,0	130,0

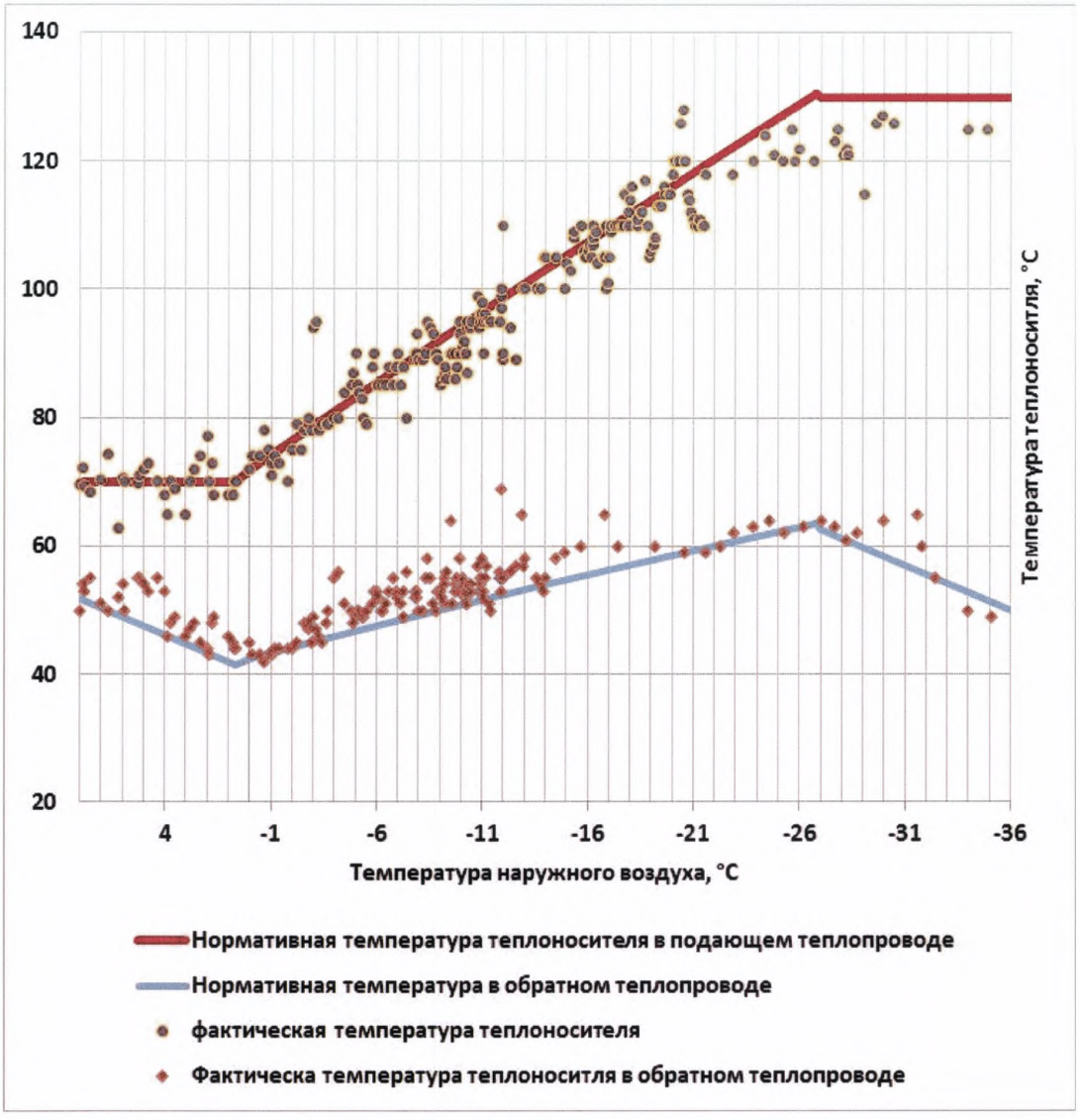

Рис. П12.1. Нормативные и фактические температуры теплоносителя после теплофикационной установки при качественном методе регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети (система теплоснабжения № … в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № …) в А-том году актуализации
где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П12.2. Динамика изменения нормативных и фактических потерь тепловой энергии тепловых сетей зоны действия источника тепловой энергии № … в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № … за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения, тыс. Гкал

Год актуализации (разработки)	Магистральные тепловые сети	Распределительные тепловые сети	Всего	Фактические потери тепловой энергии	Всего в % от отпущенной тепловой энергии в тепловые сети
А-4					
А-3					
А-2					
А-1					
А					

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П12.3. Динамика изменения нормативных и фактических потерь тепловой энергии тепловых сетей в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № … за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения, тыс. Гкал

Год актуализации (разработки)	Магистральные тепловые сети	Распределительные тепловые сети	Всего	Фактические потери тепловой энергии	Всего в % от отпущенной тепловой энергии в тепловые сети
А-4					
А-3					
А-2					
А-1					
А					

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П12.4. Динамика изменения нормативных показателей функционирования тепловых сетей в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № … за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения

Год актуализации (разработки)	Удельный расход сетевой воды на передачу тепловой энергии, т/ Гкал	Удельный расход электроэнергии на передачу тепловой энергии, кВт-ч/Гкал	Удельное (отнесенное к материальной характеристике количество прекращения теплоснабжения в отопительный период, 1/м^2/год
А-4			
А-3			
А-2			
А-1			
А			

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П12.5. Динамика изменения фактических показателей функционирования тепловых сетей в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № … за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения

Год актуализации (разработки)	Удельный расход сетевой воды на передачу тепловой энергии, т/ Гкал	Удельный расход электроэнергии на передачу тепловой энергии, кВт-ч/Гкал	Удельное (отнесенное к материальной характеристике) количество прекращения теплоснабжения в отопительный период, 1/м^2/год	Количество отказов в период испытаний тепловых сетей, 1/м^2/год
А-4				
А-3				
А-2				
А-1				
А				

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П12.6. Динамика изменения отказов и восстановлений магистральных тепловых сетей зоны действия источника тепловой энергии № …. в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № … за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения

Год актуализации (разработки)	Количество отказов в тепловых сетях в отопительный период, 1/км/год	Среднее время восстановления теплоснабжения, час	Удельное (отнесенное к протяженности тепловых сетей) количество отказов в тепловых сетях в период испытаний, 1/км/год	Средний недоотпуск тепловой энергии, Гкал/отказ
А-4				
А-3				
А-2				
А-1				
А				

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П12.7. Динамика изменения отказов и восстановлений магистральных тепловых сетей в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № … за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения

Год актуализации (разработки)	Удельное (отнесенное к протяженности тепловых сетей) количество отказов в тепловых сетях в отопительный период, 1/км/год	Среднее время восстановления теплоснабжения, час	Удельное (отнесенное к протяжённости тепловых сетей) количество отказов в тепловых сетях в период испытаний, 1/км/год	Средний недоотпуск тепловой энергии, Гкал/отказ
А-4				
А-3				
А-2				
А-1				
А				

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П12.8. Динамика изменения отказов и восстановлений в распределительных тепловых сетях зоны действия источника тепловой энергии № … в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № … за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения

Год актуализации (разработки)	Удельное (отнесенное к протяженности тепловых сетей) количество отказов в тепловых сетях в отопительный период, 1/км/год	Среднее время восстановления теплоснабжения, час	Удельное (отнесенное к протяженности тепловых сетей) количество отказов в тепловых сетях в период испытаний, 1/км/год	Средний недоотпуск тепловой энергии, Гкал/отказ
А-4				
А-3				
А-2				
А-1				
А				

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П12.9. Динамика изменения отказов и восстановлений в распределительных тепловых сетях в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № … за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения

Год актуализации (разработки)	Удельное (отнесенное к протяженности тепловых сетей) количество отказов в тепловых сетях в отопительный период, 1/км/год	Среднее время восстановления теплоснабжения, час	Удельное (отнесенное к протяженности тепловых сетей) количество отказов в тепловых сетях в период испытаний, 1/км/год	Средний недоотпуск тепловой энергии, Гкал/отказ
А-4				
А-3				
А-2				
А-1				
А				

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П12.10. Динамика изменения плановых показателей потерь тепловой энергии в тепловых сетях системы теплоснабжения № … в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № … за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения, тыс. Гкал (для ценовых зон теплоснабжения)

Год актуализации (разработки)	Магистральные тепловые сети	Распределительные тепловые сети	Всего	Всего в % от отпущенной тепловой энергии в тепловые сети, %
А-4				
А-3				
А-2				
А-1				
А				

Таблица П12.11. Динамика изменения плановых показателей потерь теплоносителя в тепловых сетях системы теплоснабжения № ... в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № … за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения, тыс. тонн (для ценовых зон теплоснабжения)

Год актуализации (разработки)	Магистральные тепловые сети	Распределительные тепловые сети	Всего	Всего в % от отпущенной тепловой энергии в тепловые сети, %
А-4				
А-3				
А-2				
А-1				
А				

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П12.12. Динамика изменения показателей надежности теплоснабжения в системе теплоснабжения № … в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № … за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения, тыс. Гкал (для ценовых зон теплоснабжения)

Год актуализации (разработки)	Количество отказов в тепловых сетях в отопительный период, 1/км/год	Среднее время восстановления теплоснабжения, час	Количество отказов в тепловых сетях в период испытаний, 1/км/год	Средний недоотпуск тепловой энергии, Гкал/отказ
А-4				
А-3				
А-2				
А-1				
А				

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Приложение № 13
к Методическим указаниям
по разработке схем теплоснабжения

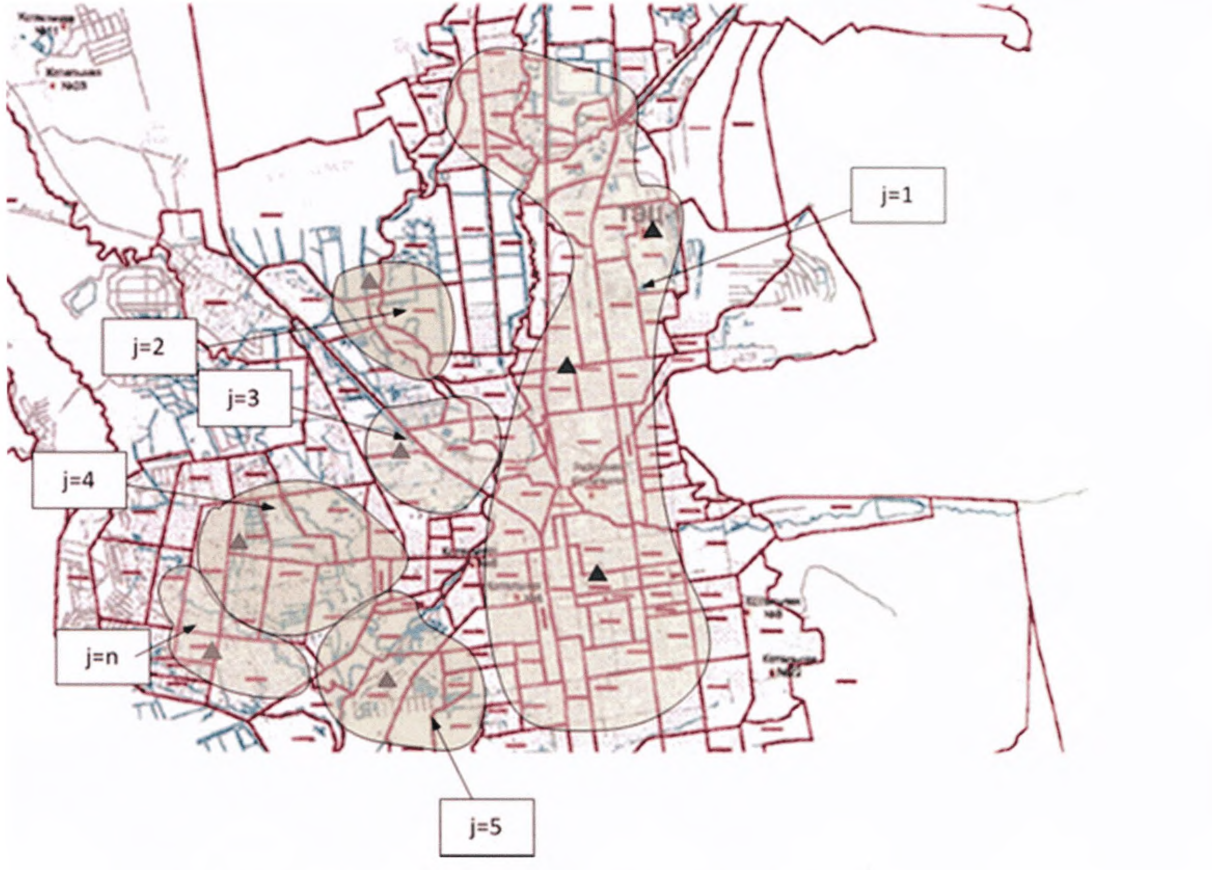

Рисунок П13.1. Зоны действия источников тепловой энергии

Приложение № 14
к Методическим указаниям
по разработке схем теплоснабжения

П14.1. Определение расчетной тепловой нагрузки

П14.1.1. Для определения расчетной тепловой нагрузки должны учитываться индексы аналогичные, указанным на рисунке П13.1 приложения № 13 к Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения. В поселении, городском округе, городе федерального значения действуют множество J источников тепловой энергии с зонами действия J, установленными по конечным точкам тепловых сетей, обеспечивающих циркуляцию теплоносителя для передачи тепловой энергии от источника тепловой энергии к потребителю.

П14.1.2. Все РЭДТ в поселении, городском округе, городе федерального значения должны быть пронумерованы с индексом I.

П14.1.3. В каждой зоне действия J-того источника тепловой энергии должны быть пронумерованы РЭДТ с индексом I_j. Для каждой зоны действия J-того источника тепловой энергии должно быть выполнено условие, $I_j < I$.

П14.1.4. В каждом РЭДТ с индексом I_j должны быть пронумерованы объекты теплопотребления с индексами: K_j - для жилых зданий, M_j - для общественно-деловых зданий; L_j - для производственных объектов.

П14.1.5. Расчет тепловой нагрузки в зоне действия J-того источника тепловой энергии, системы теплоснабжения должен быть выполнен в соответствии со следующей формулой (П14.1):

$$Q^{\text{р}}_{\text{j},A} = \sum_{k=1}^{k=K_j} \left(Q^{\text{р}}\right)^{\text{жф}}_{k,A} + \sum_{m=1}^{m=M_j} \left(Q^{\text{р}}\right)^{\text{одф}}_{m,A} + \sum_{l=1}^{l=L_j} \left(Q^{\text{р}}\right)^{\text{пп}}_{l,A}, \text{ Гкал/ч,} \qquad \text{(П14.1)}$$

где,

$Q^{\text{р}}_{j,A}$ – суммарная расчетная тепловая нагрузка в зоне действия j-того источника тепловой энергии в ретроспективный период Гкал/ч;

$\left(Q^{\text{р}}\right)^{\text{жф}}_{k,A}$ –суммарная расчетная тепловая нагрузка (отопление, вентиляция, горячее водоснабжение) k - того жилого здания в зоне действия j-того источника тепловой энергии в ретроспективный период (A), Гкал/ч;

$\left(Q^{р}\right)_{m,A}^{одф}$ –суммарная расчетная тепловая нагрузка (отопление, вентиляция, холодоснабжение, горячее водоснабжение) m -ного общественно-делового здания в зоне действия j -того источника тепловой энергии в ретроспективный период, Гкал/ч;

$\left(Q^{р}\right)_{m,A}^{пп}$ –суммарная расчетная тепловая нагрузка (отопление, вентиляция, горячее водоснабжение, производственная) l -ного производственного объекта в зоне действия j -того источника тепловой энергии в ретроспективный период, Гкал/ч;

K_j – общее количество жилых зданий в зоне действия j -того источника тепловой энергии в ретроспективный период;

M_j – общее количество общественно-деловых зданий в зоне действия j -того источника тепловой энергии в ретроспективный период;

L_j – общее количество производственных объектов в зоне действия j -того источника тепловой энергии в ретроспективный период.

П14.2. Определение расчетной тепловой нагрузки с использованием данных приборов учета

П14.2.1. В целях определения расчетной тепловой нагрузки должны быть представлены следующие данные, зарегистрированные прибором учета:

расход тепловой энергии за сутки, Гкал/сутки;

температура наружного воздуха средняя за те же сутки, °С.

П14.2.2. Данные с приборов учета тепловой энергии, по которым устанавливается расчетная тепловая нагрузка, не удовлетворяющих требованиям к приборам учета тепловой энергии, не должны рассматриваться.

П14.2.3. Данные с приборов учета, отражающие «спрямления» и «срезки» температурного графика в диапазонах температур наружного воздуха $t_{н}^{ср.сут} > +8$°С и $t_{н}^{ср.сут} < t_{н}^{срезки}$ °С, не должны рассматриваться.

П14.2.4. Обработанные данные должны отражаться в прямоугольной системе координат: по оси абсцисс - средняя за сутки температура наружного воздуха, °С, $t_{н}^{ср.сут}$, по оси ординат -

среднее за сутки часовое потребление тепловой энергии на цели отопления, вентиляции и горячего водоснабжения $Q^{p}_{сумм}$;

П14.2.5. По отображенным данным должна находиться приближенная функциональная линейная зависимость (простая линейная регрессия, позволяющая найти прямую линию, максимально приближенную к точкам данных с приборов учета тепловой энергии) в виде:

$$Q^{р}_{сумм}=b_0+b_1\times t^{ср.сут}_{н}, \text{ Гкал/ч,} \qquad (П14.2)$$

где,

b_0 –сдвиг линейной функции относительно начала координат;

b_1–наклон прямой;

$t^{ср.сут}_{н}$ –температура наружного воздуха средняя за сутки, °С.

П14.2.6. Для вычисления коэффициентов линейной регрессии применяются любые табличные процессоры.

П14.2.7. Расчетная тепловая нагрузка должна быть определена при температуре наружного воздуха, принимаемой для проектирования систем отопления, например $t^{ср.сут}_{н}$ = минус 36 °С (рисунок П14.1).

П14.2.8. Расчетная тепловая нагрузка, вычисленная подобным образом, должна включать тепловую нагрузку потребителей, присоединенных к тепловым сетям, образующим зону действия источника тепловой энергии, потери тепловой мощности в тепловых сетях при передаче тепловой энергии, расход тепловой мощности на хозяйственные нужды в тепловых сетях.

П14.2.9. Распределение полученной оценки расчетной тепловой нагрузки по видам тепловой нагрузки (отопление, вентиляция, горячее водоснабжение, технология, потери в тепловых сетях и расход мощности на хозяйственные нужды) должно быть основано на пропорциональном методе оценки договорных тепловых нагрузок.

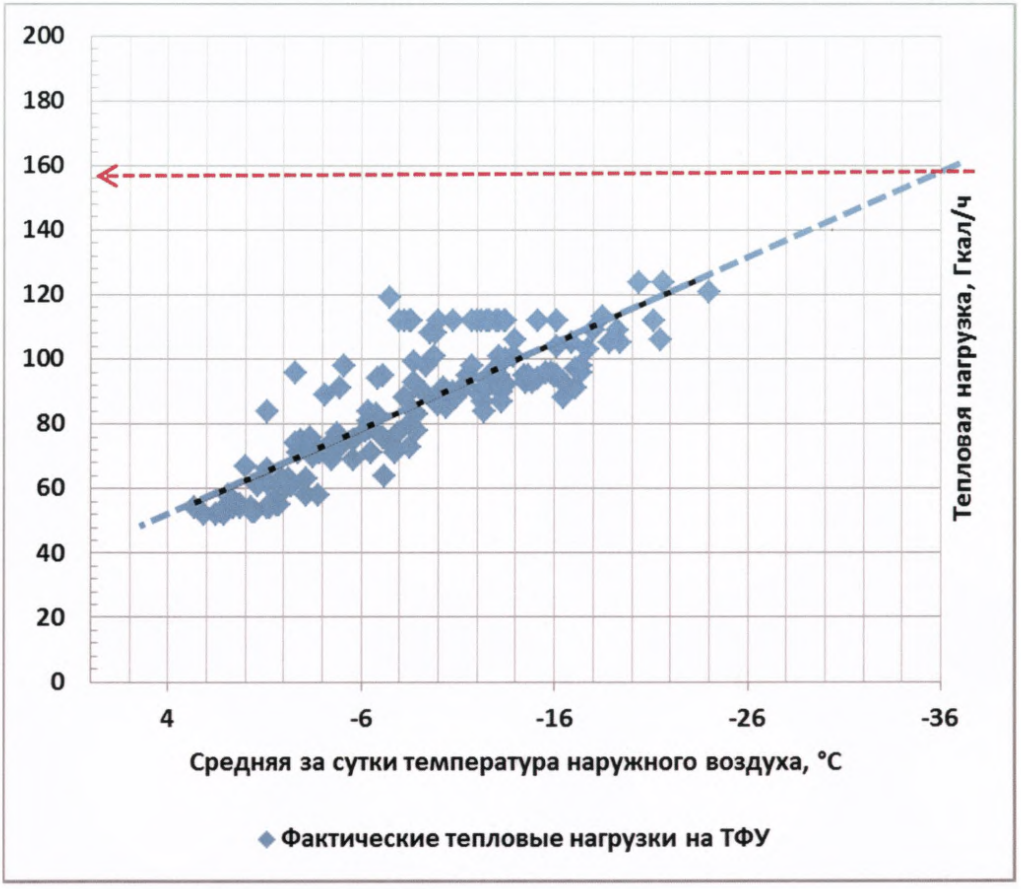

Рисунок П14.1. Определение расчетной тепловой нагрузки

П14.3. Определение средневзвешенной плотности тепловой нагрузки

П14.3.1. Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки должна определяться как частное от деления расчетной тепловой нагрузки потребителей, присоединенных к тепловым сетям системы теплоснабжения, на площадь зоны действия системы теплоснабжения по формуле:

$$q_{j,A} = \frac{Q^{\text{р}}_{j,A}}{F_{j,A}}, \text{ Гкал/ч/га,} \qquad \text{(П14.3)}$$

где,

$Q^{\text{р}}_{j,A}$ – суммарная тепловая нагрузка в зоне действия j-того источника тепловой энергии (системы теплоснабжения) в ретроспективный период, Гкал/ч;

$F_{j,A}$ – площадь зоны действия j -того источника тепловой энергии, установленной по конечным точкам тепловых сетей, обеспечивающих циркуляцию теплоносителя для передачи тепловой энергии от источника к потребителю, га;

A - год актуализации схемы теплоснабжения.

П14.3.2. Площадь зоны действия системы теплоснабжения должна определяться по данным электронной модели системы теплоснабжения, как площадь (в гектарах), ограниченная контуром, построенным по конечным точкам подключения объектов теплопотребления к тепловым сетям системы теплоснабжения.

П14.3.3. Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки по поселению, городскому округу, городу федерального значения должна определяться как частное от деления расчетной тепловой нагрузки потребителей, присоединенных к тепловым сетям всех систем теплоснабжения, действующих в поселении, городском округе, городе федерального значения, на площадь застроенной территории (по данным утвержденного генерального плана поселения, городского округа, города федерального значения).

Приложение № 15
к Методическим указаниям
по разработке схем теплоснабжения

П15.1. Определение установленной тепловой мощности источников тепловой энергии

П15.1.1 Установленная тепловая мощность электростанции в ретроспективном периоде должна основываться на данных, представляемых теплоснабжающими организациями для утверждения нормативов удельного расхода топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию от тепловых электрических станций и котельных в соответствии с приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 30 декабря 2008 г. № 323 «Об утверждении порядка определения нормативов удельного расхода топлива при производстве электрической и тепловой энергии» (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 16 марта 2009 г., регистрационный № 13512) с изменениями, внесенными приказами Министерства энергетики Российской Федерации от 10 августа 2012 г. № 377 «О порядке определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя, нормативов удельного расхода топлива при производстве тепловой энергии, нормативов запасов топлива на источниках тепловой энергии (за исключением источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), в том числе в целях государственного регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения» (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 28 ноября 2012 г., регистрационный № 25956), от 23 июля 2015 г. № 494 «О внесении изменений в порядок определения нормативов удельного расхода топлива при производстве электрической и тепловой энергии, утвержденный приказом Минэнерго России от 30 декабря 2008 г. № 323» (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 17 августа 2015 г., регистрационный № 38557) и от 30 ноября 2015 г. № 904 «О внесении изменений в порядок определения нормативов удельного расхода топлива при производстве электрической и тепловой энергии, утвержденный приказом Минэнерго России от 30 декабря 2008 г. № 323» (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 31 декабря 2015 г., регистрационный № 40433) (далее – приказ № 323), с учетом официальной статистической отчетности теплоснабжающих организаций. Для целей разработки схем теплоснабжения (актуализированных схем теплоснабжения) установленная тепловая мощность электростанции должна представлять собой сумму номинальных тепловых мощностей всего принятого по акту ввода в эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии внешним потребителям и на собственные нужды с паром и горячей водой. Установленная тепловая мощность электростанции должна соответствовать номинальной мощности турбоагрегатов с

регулируемыми отборами пара, противодавлением, тепловой мощности конденсатора («ухудшенный вакуум»), используемого для подогрева сетевой или сырой воды, восполняющей потери в тепловой сети или в пароводяном цикле электростанции, конденсационных турбоагрегатов, отпускающих тепло из нерегулируемых отборов, отдельных энергетических котлов, частично отпускающих пар потребителям тепловой энергии, прочего оборудования для отпуска тепловой энергии внешним потребителям - теплофикационных водяных экономайзеров энергетических котлов, теплофикационных котлов, турбоприводов насосов и воздуходувок, котлов-утилизаторов, редукционно-охладительных установок (за исключением резервных), теплофикационных установок газовых турбин. Установленная тепловая мощность оборудования электростанции должна приниматься по данным технического паспорта или акта перемаркировки оборудования, а также по результатам режимно-наладочных испытаний.

П15.1.2 При отсутствии данных по установленной тепловой мощности для теплофикационных турбоагрегатов ее значение ($Q_{\text{у}}^{\text{т}}$) в Гкал/ч (ГДж/ч) должно определяться по формуле:

$$Q_{\text{у}}^{\text{т}} = \left[\begin{array}{l} D_{\text{по}}^{\text{н}} \left(h_{\text{по}} - h_{\text{к.по}} \right) + D_{\text{то}}^{\text{н}} \left(h_{\text{то}} - h_{\text{к.то}} \right) + D_{\text{пр}}^{\text{н}} \left(h_{\text{пр}} - h_{\text{к.пр}} \right) + \\ + D_{\text{но}}^{\text{н}} \left(h_{\text{но}} - h_{\text{к.по}} \right) + D_{\text{кр}} \left(h_{\text{кр}} - h_{\text{к.кр}} \right) \end{array} \right] \times 10^{-3}, \text{ Гкал/ч} \qquad \text{(П15.1)}$$

где,

$D_{\text{по}}^{\text{н}}$ – номинальный расход пара производственного регулируемого отбора, установленный заводом-изготовителем или проектом реконструкции, т/ч;

$D_{\text{то}}^{\text{н}}$ – номинальный расход пара теплофикационного регулируемого отбора, установленный заводом-изготовителем или проектом реконструкции, т/ч;

$D_{\text{пр}}^{\text{н}}$ – номинальный расход пара противодавления, установленный заводом-изготовителем или проектом реконструкции, т/ч;

$D_{\text{но}}^{\text{н}}$ – номинальный расход пара нерегулируемого отбора (сверх нужд регенеративных отборов), установленный заводом-изготовителем или проектом реконструкции, т/ч;

$D_{\text{кр}}$ – номинальный расход пара в конденсатор турбоагрегата, соответствующий номинальному расходу свежего и номинальным расходам пара в регулируемые (нерегулируемые, сверх нужд регенерации) отборы, при условии использования конденсатора для подогрева сетевой или сырой воды, восполняющей потери в тепловой сети или в пароводяном цикле электростанции, т/ч;

$h_{\text{по}}, h_{\text{то}}, h_{\text{пр}}$ – энтальпия пара регулируемых отборов (соответственно производственного, теплофикационного и противодавления) при номинальных значениях давления пара в

соответствующем отборе и расхода свежего пара на турбоагрегат, ккал/кг ;

$h_{к.по}, h_{к.то}, h_{к.пр}$ – энтальпия конденсата пара регулируемых отборов (соответственно производственного, теплофикационного и противодавления), соответствующая температуре, с которой такой пар при номинальном режиме возвращается в тепловую схему турбоагрегата, ккал/кг;

$h_{но}$ – энтальпия пара нерегулируемого отбора, соответствующая параметрам пара в отборе при номинальном расходе свежего пара на турбоагрегат и его номинальных параметрах, ккал/кг;

$h_{к.но}$ – энтальпия конденсата пара нерегулируемого отбора, соответствующая температуре, с которой такой пар при номинальном режиме возвращается в тепловую схему турбоагрегата, ккал/кг (кДж/кг).

Установленная тепловая мощность нерегулируемых отборов конденсационных турбоагрегатов должна определяться по номинальной тепло-производительности подключенных к ним теплофикационных установок или по максимальному (но не больше, чем разрешен заводом-изготовителем) значению отпуска пара внешним потребителям.

П15.1.3 Установленная тепловая мощность пиковых водогрейных котлов должна приниматься по данным технического паспорта, по данным акта перемаркировки или режимно-наладочным испытаниям.

П15.1.4 Установленная тепловая мощность энергетических котлов должна рассчитываться только электростанциями, отпускающими свежий пар внешним потребителям непосредственно от котлов, и определяться по формуле:

$$Q_{у}^{сп}=\left[\bar{D}_{сп}\left(h_{пе}-h_{к}\right)\right]\times 10^{-3}, \text{ Гкал/ч} \qquad (П15.2)$$

где,

$\bar{D}_{сп}$ – максимальное количество свежего пара (т/ч), отпускаемого внешнему потребителю;

$h_{пе}$ – энтальпия свежего пара, ккал/кг;

$h_{к}$ – средняя энтальпия конденсата, возвращаемого от потребителей пара, ккал/кг.

На электростанциях с энергетическими котлами разных давлений пара величина $Q_{у}^{сп}$ определяется для каждого давления свежего пара в отдельности.

П15.1.5 Установленная тепловая мощность прочего оборудования для отпуска тепловой энергии внешним потребителям – в том числе теплофикационных водяных экономайзеров

энергетических котлов, теплофикационных котлов, турбоприводов насосов и воздуходувок, котлов-утилизаторов, редукционно-охладительных установок (за исключением резервных), теплофикационных установок газовых турбин при отсутствии данных по тепловой мощности должна определяться по максимально возможному отпуску тепловой энергии от них потребителям.

П15.2. Определение располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии

П15.2.1 При определении значений тепловой мощности источников тепловой энергии в ретроспективном периоде должны быть учтены все существующие ограничения на установленную тепловую мощность, в том числе:

ограничения на тепловую мощность отопительных и производственных регулируемых отборов турбоагрегатов, связанные с особенностями выдачи тепловой мощности на основные, пиковые подогреватели сетевой воды;

ограничения на тепловую мощность встроенных конденсационных пучков в режиме ухудшенного вакуума в период максимума тепловой нагрузки;

ограничения на тепловую мощность основных, пиковых подогревателей сетевой воды и пиковых водогрейных котлоагрегатов, связанные с особенностями циркуляции теплоносителя;

ограничения, связанные с поставкой топлива в режиме максимума тепловой нагрузки и сжиганием непроектных видов топлива.

П15.2.2 Ограничения на тепловую мощность должны вычисляться по формуле:

$$\Delta Q_{m.\text{огр}}^{\text{A-1/A}} = \sum_{i=1}^{I} \Delta Q_{\text{то.огр},i} + \sum_{j=1}^{J} \Delta Q_{\text{по.огр},j} + \sum_{k=1}^{K} \Delta Q_{\text{пр.огр},k} + \sum_{l=1}^{L} \Delta Q_{\text{конд.,огр},l}\text{, Гкал/ч} \qquad \text{(П15.3)}$$

где,

$\sum_{i=1}^{I} \Delta Q_{\text{то.огр},i}$ – ограничения тепловой мощности регулируемых отопительных отборов теплофикационных турбин типа Т и ПТ, учитываемые в период достигнутого максимума тепловой нагрузки, Гкал/ч;

$\sum_{j=1}^{J} \Delta Q_{\text{по.огр},j}$ – ограничения тепловой мощности регулируемых производственных отборов теплофикационных отборов турбин типа ПТ, учитываемые в период достигнутого максимума тепловой нагрузки, Гкал/ч;

$\sum_{k=1}^{K} \Delta Q_{\text{пр.огр},k}$ – ограничения тепловой мощности противодавления турбин типа Р,

учитываемые в период достигнутого максимума тепловой нагрузки, Гкал/ч;

$\sum_{l=1}^{L} \Delta Q_{\text{конд.,огр},l}$ – ограничения тепловой мощности конденсаторов турбин с «ухудшенным вакуумом», учитываемые в период достигнутого максимума тепловой нагрузки, Гкал/ч.

П15.2.3 Ограничения на установленную тепловую мощность пиковых источников тепловой энергии в период достигнутого максимума тепловой нагрузки должны включать в себя все ограничения тепловой мощности пиковых водогрейных котлоагрегатов редукционно-охладительной установки (далее – РОУ), обеспечивающих повышение энтальпии теплоносителя до установленного значения при расчетной температуре наружного воздуха и определяться по формуле:

$$\Delta Q_{\text{пист.огр}} = \sum_{i=1}^{I} \Delta Q_{\text{пвк.огр},i} + \sum_{j=1}^{J} \Delta Q_{\text{роу.огр},j}, \text{ Гкал/ч} \qquad \text{(П15.4)}$$

где,

$\sum_{i=1}^{I} \Delta Q_{\text{пвк.огр},i}$ – ограничения тепловой мощности регулируемых отопительных отборов теплофикационных турбин типа Т и ПТ, учитываемые в период достигнутого максимума тепловой нагрузки, Гкал/ч;

$\sum_{j=1}^{J} \Delta Q_{\text{роу.огр},j}$ – номинальная тепловая мощность РОУ, учитываемая в период достигнутого максимума тепловой нагрузки на ТФУ источника комбинированной выработки, Гкал/ч.

П15.3. Определение тепловой нагрузки внешних потребителей в горячей воде коллекторах или на ТФУ источника

Тепловая нагрузка теплопотребляющих установок внешних потребителей в горячей воде должна быть определена в соответствии с пунктом 29 Методических указаний по разработке схем теплоснабжения.

П15.4. Определение расчетной тепловой нагрузки внешних потребителей

П15.4.1 Расчетная тепловая нагрузка внешних потребителей в паре и горячей воде на коллекторах источников тепловой энергии и тепловая нагрузка в паре и горячей воде собственных нужд источников тепловой энергии должна приниматься по фактическим данным отпуска тепловой энергии в тепловые сети (на коллекторах ТЭЦ), зафиксированным в период минимальных температур наружного воздуха, представляемых теплоснабжающими организациями для утверждения нормативов удельного расхода топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию от тепловых электрических станций и котельных в соответствии с приказом № 323.

П15.4.2 Для расчета достигнутого максимума присоединенной тепловой нагрузки на источники тепловой энергии должна применяться таблица П15.1, в которой приводятся данные фактических тепловых нагрузок (расходов тепла) по каждому календарному месяцу года, и определяются средние часовые нагрузки за истекший календарный месяц, которые должны приниматься в качестве базовых для расчета фактической присоединенной тепловой нагрузки.

П15.4.3 Для составления теплового баланса системы теплоснабжения на базе источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии должна применяться таблица П15.2.

П15.4.4 Для составления теплового баланса системы теплоснабжения на базе котельной должна применяться таблица П15.3.

Таблица П15.1. Данные обеспеченности достигнутого максимума тепловой нагрузки на источнике тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № ...

Показатель	Значение показателя (тыс. Гкал) по месяцам											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Тепловые нагрузки внешних потребителей и нагрузки потребителей собственных нужд												
ВСЕГО												
внешних потребителей всего, в том числе:												
в паре производственных параметров пара всего, в том числе:												
в паре производственных отборов (противодавления) турбин												
в редуцированном паре (за исключением РОУ, резервирующих отборы ТА)												

Показатель	Значение показателя (тыс. Гкал) по месяцам											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
в «остром паре»												
в горячей воде, в том числе:												
в паре теплофикационных параметров с горячей водой от основных бойлеров												
от встроенных пучков конденсаторов												
от пиковых бойлеров												
от пиковой водогрейной котельной												
потребителей собственных нужд всего, в том числе:												
в паре производственных показателей всего, в том числе:												
в паре производственных отборов (противодавления)												
в редуцированном паре												
в «остром паре»												
в горячей воде, в том числе:												
в паре теплофикационных показателей с горячей водой от основных бойлеров												
в паре теплофикационных показателей на деаэрацию, в том числе:												
от встроенных пучков конденсаторов												
от пиковых бойлеров												
от пиковой водогрейной котельной												

Таблица П15.2. Тепловой баланс системы теплоснабжения на базе источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии № … общего пользования в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № … за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/ч

Наименование показателя	А-4	А-3	А-2	А-1	А
Установленная тепловая мощность, в том числе:	1087,00				
отборы паровых турбин, в том числе:	607,00				
производственных показателей (с учетом противодавления)	293,00				
теплофикационных показателей (с учетом противодавления)	314,00				
РОУ	480,00				
ПВК	0				
Располагаемая тепловая мощность станции	1087,00				
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	12,00				
Затраты тепла на собственные нужды станции в паре	20,00				
Потери в тепловых сетях в горячей воде, в том числе по выводам тепловой мощности:	91,20				
1	36,10				
2	21,24				
3	16,49				
4	16,17				
5	0,52				
6	0,68				
Потери в паропроводах	0,61				
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды ТЭЦ	48,12				
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	887,06				
Присоединенная непосредственно к коллекторам станции, в том числе по выводам тепловой мощности ТЭЦ	1,07				
отопление и вентиляция	1,07				
горячее водоснабжение	0,00				
1	358,50				
отопление и вентиляция	332,70				
горячее водоснабжение	25,80				
2	168,95				
отопление и вентиляция	151,58				
горячее водоснабжение	17,37				
3	220,95				
отопление и вентиляция	207,77				
горячее водоснабжение	13,18				
4	112,42				
отопление и вентиляция	97,25				
горячее водоснабжение	15,17				
5	18,48				

Наименование показателя	А-4	А-3	А-2	А-1	А
отопление и вентиляция	18,19				
горячее водоснабжение	0,30				
6	6,69				
отопление и вентиляция	6,69				
горячее водоснабжение	0,00				
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе по выводам тепловой мощности ТЭЦ:	720,55				
1	285,21				
отопление и вентиляция	239,74				
горячее водоснабжение	45,47				
2	167,83				
отопление и вентиляция	138,20				
горячее водоснабжение	29,63				
3	130,26				
отопление и вентиляция	100,51				
горячее водоснабжение	29,75				
4	127,79				
отопление и вентиляция	106,26				
горячее водоснабжение	21,54				
5	4,10				
отопление и вентиляция	4,10				
горячее водоснабжение	0,00				
6	5,36				
отопление и вентиляция	5,36				
горячее водоснабжение	0,00				
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	0,35				
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в паре	0,00				
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	27,66				
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	286,33				
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	916,00				
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	687,90				
Зона действия источника тепловой мощности, га					
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га					

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П15.3. Тепловой баланс системы теплоснабжения на базе котельной № … в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № … за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/ч

Наименование показателя	**А-4**	**А-3**	**А-2**	**А-1**	**А**
Установленная тепловая мощность, в том числе:					
Располагаемая тепловая мощность станции					
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде					
Потери в тепловых сетях в горячей воде					
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды					
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде					
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:					
отопление					
вентиляция					
горячее водоснабжение					
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)					
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)					
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла					
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата					
Зона действия источника тепловой мощности, га					
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га					

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Приложение № 16
к Методическим указаниям
по разработке схем теплоснабжения

Таблица П16.1. Годовой расход теплоносителя источника тепловой энергии № … в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № … за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения, тыс. м^3

Наименование показателя	А-4	А-3	А-2	А-1	А
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	1 479,9				
нормативные утечки теплоносителя в сетях	1 533,6				
сверхнормативный расход воды	-53,3				
Расход воды на ГВС	0				

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П16.2. Баланс производительности водоподготовительных установок (далее – ВПУ) в системе теплоснабжения на базе источника тепловой энергии № … в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № … за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения

Параметр	Единицы измерения	А-4	А-3	А-2	А-1	А
Производительность ВПУ	т/ч	830				
Срок службы	лет	3				
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2				
Общая емкость баков-аккумуляторов	м^3	1500				
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	201,2				
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	168,9				
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	175,0				
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-6,10				
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0				
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	1341,2				
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	628,83				
Доля резерва	%	75,76				

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Приложение № 17
к Методическим указаниям
по разработке схем теплоснабжения

Таблица П17.1.Топливный баланс системы теплоснабжения, образованной на базе источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии № ... в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № … , за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения

Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т. натурального топлива, тыс. $м^3$	Приход топлива за год, т. натурального топлива, тыс. $м^3$	Израсходовано топлива за год			Остаток топлива, т. натурального топлива, тыс. $м^3$	Низшая теплота сгорания, ккал/кг (ккал/$нм^3$)
			Всего, т. натурального топлива, тыс. $м^3$	в том числе. на отпуск электрической и тепловой энергии			
				натурального	условного.		
А							
Уголь, в том числе	54 213	986 184	703 338	703 338	483 933	247 059	4 816
- Кузнецкий СС	28 213	783 498	600 135	600 125		211 576	
- Хакасский (Черногорский) Д	26 000	98 602	103 203	103 203		21 399	
- Кузнецкий Д+Г		14 084				14 084	
Газ		78 406	78 406	78 406	91 367		8 157
Нефтетопливо, в том числе	2 983		5 808	4 711	6 367	1 913	9 461
- мазут	2 922	4 617	5 671	4 586	6 367	1 868	9 718
Итого					581 667		
А-1							
Итого							
А-2							
Итого							
А-3							
Итого							
А-4							
Итого							

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П17.2. Топливный баланс системы теплоснабжения, образованной на базе котельной № … в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № … , за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения

Баланс топлива за год	**Остаток топлива на начало года, т. натурального топлива, тыс. м^3**	**Приход топлива за год, т. натурального топлива, тыс. м^3**	**Израсходовано топлива**		**Остаток топлива, т. натурального топлива, тыс. м^3**	**Низшая теплота сгорания, ккал/кг (ккал/нм^3)**
			Всего, т. натурального топлива, тыс. м^3	**Всего, в т. условного топлива**		
А						
Уголь, в том числе	54 213	986 184			247 059	4 816
- Кузнецкий СС	28 213	783 498			211 576	
- Хакасский (Черногорский) Д	26 000	98 602			21 399	
- Кузнецкий Д+Г		14 084			14 084	
Газ		78 406				8 157
Нефтетопливо, в том числе	2 983				1 913	9 461
- мазут	2 922	4 617			1 868	9 718
Итого						
А-1						
…….						
Итого						

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П17.3. Топливный баланс в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № … за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения

Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т. натурального топлива, тыс. $м^3$	Приход топлива за год, т. натурального топлива, тыс. $м^3$	Израсходовано топлива за календарный год, т. условного топлива			Остаток топлива, т. натурального топлива, тыс. $м^3$	Низшая теплота сгорания, ккал/кг (ккал/$нм^3$)
			На котельных на отпуск тепловой энергии	На ТЭЦ			
				На отпуск тепловой энергии	На отпуск электрической энергии		
Уголь, в том числе							
- Кузнецкий СС							
- Хакасский (Черногорский) Д							
- Кузнецкий Д+Г							
Газ природный							
Сжиженный углеводородный газ							
Сжиженный природный газ							
Нефтетопливо, в том числе							
- мазут							
-дизельное топливо							
Электрическая энергия							
Местные энергоресурсы, в том числе							
торф							
щепа, пеллеты							
Возобновляемые энергоресурсы, в том числе:							

Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т. натурального топлива, тыс. $м^3$	Приход топлива за год, т. натурального топлива, тыс. $м^3$	Израсходовано топлива за календарный год, т. условного топлива			Остаток топлива, т. натурального топлива, тыс. $м^3$	Низшая теплота сгорания, ккал/кг (ккал/$нм^3$)
			На котельных на отпуск тепловой энергии	На ТЭЦ			
				На отпуск тепловой энергии	На отпуск электрической энергии		
Итого							
А-1							
……..							
Итого							
А-2							
…….							
Итого							
А-3							
….							
Итого							
А-4							
…….							
Итого							

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П17.4. Топливный баланс систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения

Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т. натурального топлива, тыс. $м^3$	Приход топлива за год, т. натурального топлива, тыс. $м^3$	Израсходовано топлива за календарный год, т. условного топлива			Остаток топлива, т. натурального топлива, тыс. $м^3$	Низшая теплота сгорания, ккал/кг (ккал/$нм^3$)
			На котельных на отпуск тепловой энергии	На ТЭЦ			
				На отпуск тепловой энергии	На отпуск электрической энергии		
Уголь, в том числе							
- Кузнецкий СС							
- Хакасский (Черногорский) Д							
- Кузнецкий Д+Г							
Газ природный							
Сжиженный углеводородный газ							
Сжиженный природный газ							
Нефтетопливо, в том числе							
- мазут							
-дизельное топливо							
Электрическая энергия							
Местные энергоресурсы, в том числе							
-торф							
щепа, пеллеты							
Возобновляемые энергоресурсы, в том							

Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т. натурального топлива, тыс. $м^3$	Приход топлива за год, т. натурального топлива, тыс. $м^3$	Израсходовано топлива за календарный год, т. условного топлива			Остаток топлива, т. натурального топлива, тыс. $м^3$	Низшая теплота сгорания, ккал/кг (ккал/$нм^3$)
			На котельных на отпуск тепловой энергии	На ТЭЦ			
				На отпуск тепловой энергии	На отпуск электрической энергии		
числе:							
Итого							
А-1							
……..							
Итого							
А-2							
…….							
Итого							
А-3							
….							
Итого							
А-4							
…….							
Итого							

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Приложение № 18
к Методическим указаниям
по разработке схем теплоснабжения

П18.1. Интегральные показатели надежности систем теплоснабжения

Таблица П18.1. Показатели повреждаемости системы теплоснабжения № ... в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № ... за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения

Наименование показателя	А-4	А-3	А-2	А-1	А
Повреждения в магистральных тепловых сетях, 1/км/год в том числе:					
в отопительный период, 1/км/оп					
в период испытаний на плотность и прочность, 1/км/год					
Повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, 1/км/год, в том числе:					
в отопительный период, 1/км/оп					
в период испытаний на плотность и прочность, 1/км/год					
Повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), 1/км/год					
Всего повреждения в тепловых сетях, 1/км/год					

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П18.2. Показатели повреждаемости систем теплоснабжения № ... в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № ... за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения

Наименование показателя	А-4	А-3	А-2	А-1	А
Повреждения в магистральных тепловых сетях, 1/км/год в том числе:					
в отопительный период, 1/км/оп					
в период испытаний на плотность и прочность, 1/км/год					
Повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, 1/км/год, в том числе:					
в отопительный период, 1/км/оп					
в период испытаний на плотность и прочность, 1/км/год					
Повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), 1/км/год					
Всего повреждения в тепловых сетях, 1/км/год					

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П18.3. Показатели восстановления в системе теплоснабжения № … в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № … за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения

Наименование показателя	А-4	А-3	А-2	А-1	А
Среднее время восстановления теплоснабжения после повреждения в магистральных тепловых сетях в отопительный период, час					
Среднее время восстановления отопления после повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, час:					
Среднее время восстановления горячего водоснабжения поле повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), час					
Всего среднее время восстановления отопления после повреждения в магистральных и распределительных тепловых сетях, час					

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П18.4. Средний недоотпуск тепловой энергии на отопление потребителей в системе теплоснабжения № … в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № … за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения

Наименование показателя	А-4	А-3	А-2	А-1	А
Средний недоотпуск тепловой энергии на отопление в системе теплоснабжения					

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П18.5. Средний недоотпуск тепловой энергии на отопление потребителей в системах теплоснабжения в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № … за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения

Наименование показателя	А-4	А-3	А-2	А-1	А
Средний недоотпуск тепловой энергии на отопление в системах теплоснабжения ЕТО					

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

П18.2. Определение показателей надежности теплоснабжения потребителя, присоединенного к тепловой сети системы теплоснабжения

П18.2.1. В целях оценки показателей надежности теплоснабжения потребителя должны рассматриваться два уровня теплоснабжения потребителей – расчетный и пониженный (аварийный), характеризующийся подачей потребителям аварийной нормы тепловой энергии во время ликвидации отказов в резервируемой части тепловых сетей.

П18.2.2. Отказ функционирования тепловых сетей характеризуется переходом тепловых сетей от более высокого на более низкий уровень функционирования и сопровождается

снижением температуры воздуха внутри отапливаемых помещений потребителя ниже нормированного, минимально допустимого, который должен соответствовать расчетной температуре воздуха в здании (постановление Главного государственного санитарного врача Российской Федерации от 10 июня 2010 г. № 64 «Об утверждении СанПиН 2.1.2.2645-10» (зарегистрировано Министерством юстиции Российской Федерации 15 июля 2010 г., регистрационный № 17833), с изменениями, внесенными постановлением Главного государственного санитарного врача Российской Федерации от 27 декабря 2010 г. № 175 «Об утверждении СанПиН 2.1.2.2801-10 «Изменения и дополнения № 1 к СанПиН 2.1.2.2645-10 «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям проживания в жилых зданиях и помещениях» (зарегистрировано Министерством юстиции Российской Федерации 28 февраля 2011 г., регистрационный № 19948) (далее - СанПиН 2.1.2.2645-10).

П18.2.3. Надежность теплоснабжения должна оцениваться двумя вероятностными и одним детерминированным узловыми показателями, определяемыми за отопительный период для узлов расчетной схемы, к которым подключены потребители тепловой энергии.

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

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

Под детерминированными показателями в Методических указаниях по разработке схем теплоснабжения понимается норма подачи тепловой энергии потребителям при аварийных ситуациях $\varphi_k^{ав}$.

П18.2.4. Интенсивности отказов i - того участка тепловых сетей должны определяться в соответствии с формулой П18.1.

$$\lambda_i = \lambda_{нач}\left(0{,}1\tau_i^{эксп}\right)^{\alpha_i - 1}, \text{ 1/км/год (1/км/ч)} \qquad (П18.1)$$

где,

i – номер участка тепловой сети;

λ_i – интенсивность отказов i-того участка тепловой сети, 1/км/год;

$\lambda_{нач}$ – интенсивность отказов теплопровода, соответствующая начальному периоду эксплуатации, 1/км/год;

$\tau_i^{эксп}$ – продолжительность эксплуатации участка, лет;

α_i – коэффициент, учитывающий продолжительность эксплуатации i-того участка теплопровода.

П18.2.2. Значение начальной интенсивности отказов теплопровода $\lambda_{нач}$ должно приниматься равным $5{,}7\times10^{-6}$ 1/км/ч (0,05 1/км/год). Начальная интенсивность отказов должна соответствовать периоду нормальной эксплуатации нового теплопровода после периода приработки.

П18.2.3. Коэффициент, учитывающий продолжительность эксплуатации i-того участка теплопровода α_i, должен определяться по формуле (П18.2):

$$\alpha_i = \begin{cases} 0{,}8 - при \cdot 0 < \tau_i^{эксп} \le 3 \\ 1{,}0 - при \cdot 3 < \tau_i^{эксп} \le 17 \\ 0{,}5\exp\left(\tau_i^{эксп}/20\right) - при \cdot \tau_i^{эксп} > 17 \end{cases} \qquad (П18.2)$$

П18.2.4. Интенсивность отказов запорно-регулирующей арматуры (далее - ЗРА) должна приниматься $\lambda_{зра} = 2{,}28\times10^{-7}$ 1/час на единицу ЗРА.

П18.2.5. Параметр потока отказов участка тепловой сети должен определяться по формуле П18.3

$$\omega_i = \lambda_i L_i, \text{ 1/год} \qquad (П18.3)$$

где,

L_i – протяженность i-того участка тепловой сети, км.

П18.2.6. Значение параметра потока отказов ЗРА следует принимать равным $\omega_{зра} = \lambda_i =$ $2{,}28\times10^{-7}$, 1/ч.

П18.2.7. Среднее время до восстановления i-того участка теплопровода, содержащего ЗРА должно вычисляться по формуле 18.4:

$$z_i^{в} = a \times \left[1 + \left(b + cL_{сз}\right) d_i^{1,2}\right], \text{ ч} \qquad (П18.4)$$

где,

$L_{сз}$ – расстояние между секционирующими задвижками, км;

d_i – диаметр i -того участка тепловой сети, м.

П.18.2.8. Значения коэффициентов формулы П18.4, указанные в таблице П18.6, получены на основе численных значений времени восстановления теплопроводов в зависимости от их диаметров.

Таблица П18.6. Значения коэффициентов в формуле П18.4

Коэффициент	**a**	**b**	**c**
Значение	2.91	20.89	-1.88

П18.2.9. Интенсивность восстановления i-того участка теплопровода, содержащего ЗРА должна вычисляться по формуле П18.5

$$\mu_i = 1/z^{в}, \text{ 1/ч.} \qquad \text{(П18.5)}$$

П18.2.10. Стационарная вероятность рабочего состояния тепловой сети, состоящей из N участков, должна вычисляться по формуле П18.6

$$p_0 = \left(1 + \sum_{i=1}^{N} \frac{\omega_i}{\mu_i}\right). \qquad \text{(П18.6)}$$

П18.2.11. Вероятность состояния тепловой сети, соответствующая отказу f-того участка, должна вычисляться по формуле П18.7

$$p_f = \frac{\omega_i}{\mu_i} \times p_0. \qquad \text{(П18.7)}$$

П18.2.12. Температура воздуха в отапливаемом здании j - того потребителя в конце периода восстановления f-того участка тепловой сети, должна вычисляться по формуле П18.8

$$t^{в}_{j,f} = t^{н.в} + \frac{t^{в.р} - t^{н.р} - \overline{q}_{j,f}\left(t^{в.р} - t^{н.р}\right)}{exp\left(\frac{z^{в}_f}{\beta_j}\right)} + \overline{q}_{j,f}\left(t^{в.р} - t^{н.р}\right), ^{\circ}C \qquad \text{(П18.8)}$$

где,

$t^{в.р}_j$ – расчетная температура внутри отапливаемого здания, °С;

$t^{н.р}$ – расчетная температура наружного воздуха для проектирования систем отопления, °С;

$t^{н.в}$ – текущая фактическая температура наружного воздуха, °С;

$z_f^{в}$ – время восстановления f-го участка тепловой сети, ч;

β_j – коэффициент тепловой аккумуляции здания j-го отапливаемого здания, ч;

$\overline{q}_{j,f}$ – относительный часовой расход теплоты для отопления j -го потребителя при отказе f-го участка тепловой сети при температуре наружного воздуха $t^{н.в}$.

П18.2.13. Относительный часовой расход тепловой энергии для отопления j -го потребителя при отказе f-го участка тепловой сети при температуре наружного воздуха $t^{н.в}$ должен определяться по формуле П18.9

$$\overline{q}_{j,f} = \frac{q_{j,f}}{q_{j,f}^{p}}, \qquad (П18.9)$$

где,

$q_{j,f}$ – часовой расход тепловой энергии для отопления j -го потребителя при отказе f-го участка тепловой сети при температуре наружного воздуха $t^{н.в}$, Гкал/ч;

$q_{j,f}^{p}$ – расчетная часовая нагрузка j -го потребителя при $t^{н.р}$, Гкал/ч.

П18.2.13. Коэффициент готовности к обеспечению расчетного теплоснабжения j-го потребителя должен определяться по формуле П18.10:

$$K_j = p_0 + \sum_{f \in F_j} p_f, \qquad (П18.10)$$

где,

F_j – множество участков тепловой сети, выход которых в аварию не нарушает расчетный уровень теплоснабжения j-го потребителя;

П18.2.14. Вероятность безотказного теплоснабжения j -го потребителя или вероятность обеспечения в течение отопительного периода температуры внутри отапливаемого помещения j-го потребителя не ниже минимально допустимого значения должна определяться по формуле П18.11

$$P_j = \exp\left(-\left[p_0 \sum_f \left(\omega_f \tau_{j,f}^{\text{рав}}\right)\right]\right), \qquad \text{(П18.11)}$$

где,

$\tau_{j,f}^{\text{рав}}$ – повторяемость температуры наружного воздуха $t^{\text{н.в}}$ ниже $t_{j,f}^{\text{рав}}$, ч;

$t_{j,f}^{\text{рав}}$ – температура наружного воздуха при которой время восстановления f-го участка $z_f^{\text{в}}$ равно временному резерву j-го потребителя, т.е. врем снижения температуры воздуха внутри отапливаемого помещения j-го потребителя до минимально допустимого значения $t_{j,\min}^{\text{в}}$.

С помощью установления значений величин $t_{j,f}^{\text{рав}}$ и $\tau_{j,f}^{\text{рав}}$ выделяется доля отопительного периода, в течении которого выход в аварию f-го участка тепловой сети влияет на величину P_j (вероятности безотказного теплоснабжения j-го потребителя).

П18.2.15. При $\overline{q}_{j,f}$=0 (j-тый потребитель при аварии на f-том участке тепловой сети не получает тепловую энергию) $t_{j,f}^{\text{рав}}$ следует определять по формуле П18.12:

$$t_{j,f}^{\text{рав}} = \frac{t_j^{\text{в.р}} - t_{j,\min}^{\text{в}} \times \exp\left(\frac{z_f^{\text{в}}}{\beta_j}\right)}{1 - \exp\left(\frac{z_f^{\text{в}}}{\beta_j}\right)}. \qquad \text{(П18.12)}$$

П18.2.16. При $\overline{q}_{j,f}$>0 (j-тый потребитель при аварии на f-том участке тепловой сети получает тепловую энергию) $t_{j,f}^{\text{рав}}$ должна определяться по формуле П18.13

$$t_{j,f}^{\text{рав}} = \frac{t_j^{\text{в.р}} - \overline{q}_{j,f} \times \left(t_j^{\text{в.р}} - t^{\text{н.р}}\right) - \left(t_{j,\min}^{\text{в}} - \overline{q}_{j,f} \times \left(t_j^{\text{в.р}} - t^{\text{н.р}}\right)\right) \times \exp\left(\frac{z_f^{\text{в}}}{\beta_j}\right)}{1 - \exp\left(\frac{z_f^{\text{в}}}{\beta_j}\right)}, \qquad \text{(П18.13)}$$

П18.2.17. Численные значения коэффициентов тепловой аккумуляции зданий различных типов β_j, ч, должны основываться на данных теплоснабжающих организаций.

П18.2.18. Численные значения расчетной температуры воздуха внутри отапливаемых помещений жилых, общественных и производственных зданий $t_j^{\text{в.р}}$, °С, должны соответствовать требованиями СанПиН 2.1.2.2645-10.

П18.2.19. Численные значения расчетной температуры воздуха внутри отапливаемых помещений жилых и общественных $t_{j,\min}^{в}$, °С, должны основываться на данных теплоснабжающих организаций.

П18.2.20. Повторяемость температуры наружного воздуха $\tau_{j,f}^{\text{рав}}$ со значениями ниже $t_{j,f}^{\text{рав}}$ должна определяться следующим образом:

если $t_{j,f}^{\text{рав}}$ оказывается равной или выше +8 °С (начало отопительного периода), это означает, что отказ f-того участка тепловой сети нарушает пониженный уровень теплоснабжения j-того потребителя при любой температуре наружного воздуха и в формуле П18.11 величина $\tau_{j,f}^{\text{рав}}$ должна приниматься равной продолжительности отопительного периода;

если $t_{j,f}^{\text{рав}}$ оказывается равной $t^{\text{н.р}}$, отказ f-того участка тепловой сети влияет на теплоснабжение j-того потребителя только при температурах ниже расчетных и $\tau_{j,f}^{\text{рав}}$ в формуле П18.11 должна приниматься равной $t^{\min}$ - повторяемости температуры наружного воздуха ниже $t^{\text{н.р}}$;

если $t_{j,f}^{\text{рав}} < t^{\min}$ (минимальная температура наружного воздуха), отказ f-того участка тепловой сети не влияет на теплоснабжение j-того потребителя и в формуле П18.11 $\tau_{j,f}^{\text{рав}}$ должна приниматься равной нулю;

если $t^{\min} < t_{j,f}^{\text{рав}}$, то $\tau_{j,f}^{\text{рав}}$ должна определяться по формуле $\tau_{j,f}^{\text{рав}} = \dfrac{t^{\text{н.р}} - t_{j,f}^{\text{рав}}}{t^{\text{н.р}} - t^{\min}} \times \tau^{\min}$;

если $t^{\text{н.р}} < t_{j,f}^{\text{рав}} < +8$°С, то $0 < \tau_{j,f}^{\text{рав}} < \tau^{\text{от}}$, значение $\tau_{j,f}^{\text{рав}}$ должно определяться по повторяемости температур наружного воздуха, используемого в графике продолжительности тепловой нагрузки, или по формуле П18.14.

$$t_{j,f}^{\text{рав}} = \tau^{\text{хол}} + \left(\tau^{\text{от}} - \tau^{\text{хол}}\right) \times \left(\frac{t_{j,f}^{\text{рав}} - t^{\text{н.р}}}{8 - t^{\text{н.р}}}\right)^{\frac{t^{\text{н.ср}} - t^{\text{н.р}}}{8 - t^{\text{н.р}}}}, \qquad \text{(П18.14)}$$

где,

$\tau^{\text{хол}}$ – повторяемость температуры наружного воздуха ниже расчетной

температуры наружного воздуха, ч;

$\tau^{от}$ – продолжительность отопительного периода, ч;

$t^{н.ср}$ – средняя за отопительный период температура наружного воздуха, °С;

П18.2.21. Средний суммарный недоотпуск тепловой энергии j-тому потребителю в течение отопительного периода должен определяться по формуле П18.15

$$\overline{Q}_j = \left(\vartheta_j^{р} - \sum_{f=0} p_f \vartheta_{i,j} \right) \times \left(\tau_1^{р} - \tau_2^{р} \right) \times \frac{t_j^{в.р} - t^{н.ср}}{t_j^{в.р} - t^{н.р}} \tau^{от}, \text{ Гкал} \qquad (П18.15)$$

где,

$\vartheta_j^{р}$ – расчетный при $t^{н.р}$ часовой расход теплоносителя у j-того потребителя, т/ч;

$\vartheta_{i,j}$ – часовой расход теплоносителя у j-того потребителя при отказе f-того участка тепловой сети , т/ч;

$\tau_1^{р}$ – расчетная температура теплоносителя при температуре наружного воздуха равной $t^{н.р}$ в подающем теплопроводе тепловой сети, °С;

$\tau_2^{р}$ – расчетная температура теплоносителя при температуре наружного воздуха равной $t^{н.р}$ в обратном теплопроводе тепловой сети, °С.

П18.3. Алгоритм расчета показателей надежности теплоснабжения потребителя, присоединенного к тепловой сети системы теплоснабжения

Расчет показателей и оценка надежности теплоснабжения потребителей должен выполняться в следующем порядке.

П18.3.1. В первую очередь должны быть определены показатели надежности участков тепловой сети по статистическим данным об отказах элементов.

Если интенсивности отказов участков тепловой сети существенно выше значений, характерных для начального периода эксплуатации $\lambda_i >> \lambda_{нач}$, то на данном этапе должны быть разработаны и включены в схему теплоснабжения предложения по замене (капитальному ремонту) таких участков.

Если время восстановления участков теплопроводов μ_i не соответствует нормативным требованиям, то на данном этапе должны быть разработаны и включены в схему теплоснабжения предложения по сокращению времени восстановления теплопроводов.

При отсутствии статистических данных расчет интенсивностей отказов теплопроводов со сроком службы до 25 лет должен производиться в соответствии с формулой П18.1;

Участки тепловой сети, выработавшие эксплуатационный ресурс (работающие 25 лет и более), должны выделяться в отдельную группу как потенциально ненадежные. После дополнительного анализа их состояния должны выбираться участки тепловых сетей, рекомендуемые к замене. Для оставшихся участков этой группы (не рекомендованных к замене), интенсивности отказов должны приниматься как для теплопроводов, имеющих срок службы 25 лет.

При отсутствии статистических данных о времени восстановления участков тепловых сетей, значения времени восстановления должны основываться на данных теплоснабжающих организаций по формуле П18.5.

В последующих расчетах показатели надежности участков и ЗРА должны приниматься с учетом разработанных предложений в целях недопущения компенсирования предельного технического состояния участков тепловой сети их резервированием. Для участков сети, рекомендованных к замене, интенсивности отказов в дальнейших расчетах должны приниматься как для новых теплопроводов в период их основной эксплуатации (то есть 0,05 $(км \cdot год)^{-1}$);

П18.3.2. По формулам П18.3 и П18.2 должны определяться параметры потоков отказов участков тепловой сети.

П18.3.3. По формуле П18.5 должна рассчитываться интенсивности восстановления элементов (участков и задвижек) тепловой сети.

П18.3.4. По формулам П18.6 и П18.7 должны рассчитываться вероятности рабочего состояния тепловой сети p_0 и вероятности состояний тепловой сети с отказом одного из элементов p_f.

П18.3.5. По вычисленным значениям вероятностей состояний сети должны рассчитываться показатели надежности теплоснабжения потребителей, сопоставленным с количеством тепловой энергии, подаваемой в соответствующих состояниях каждому потребителю.

В случае, если тепловая сеть тупиковая (не имеет кольцевой части), то при выходе из строя одного ее из элементов полностью прекращается теплоснабжение потребителей, расположенных за этим элементом, при этом теплоснабжение остальных потребителей не нарушается.

В тепловых сетях, имеющих кольцевую часть, каждому состоянию сети с выходом из строя элемента кольцевой части должен соответствовать свой уровень подачи тепловой энергии потребителям, для определения которого производится моделирование отказов элементов и расчет соответствующих им послеаварийных гидравлических режимов. На основании

результатов таких расчетов должны составляться матрицы относительных (по отношению к расчетному) расходов тепловой энергии в этих режимах у каждого из потребителей.

Моделирование послеаварийных ситуаций должно производиться путем автоматического поочередного исключения элементов из расчетной схемы. Расчеты послеаварийных гидравлических режимов должны выполняться с помощью математических моделей распределения потоков теплоносителя, реализованных в соответствующих электронных моделях системы теплоснабжения для двухлинейной расчетной схемы тепловой сети.

П18.3.6. На основании данных, полученных в результате моделирования отказов элементов тепловой сети, по зависимости П18.8 должны определяться температуры воздуха в зданиях потребителей в конце периода восстановления теплоснабжения $t^{в}_{j,f}$.

П18.3.7 По значениям температуры воздуха в зданиях потребителей в конце периода восстановления теплоснабжения $t^{в}_{j,f}$ должны определяться участки тепловой сети, отказы которых нарушают расчетный уровень теплоснабжения потребителей, и формироваться множества F_j для расчета коэффициентов готовности к обеспечению расчетного теплоснабжения потребителей K_j с использованием зависимости П18.10.

П18.3.8. Временной резерв потребителей должен учитываться при определении P_j через повторяемость $\tau^{рав}_{j,f}$ температур наружного воздуха $t^{рав}_{j,f}$, при которых время восстановления элемента $z^{в}_{f}$ равно временному резерву потребителя.

П18.3.9. Для учета временного резерва потребителей (при определении P_j) и доли отопительного периода, в течение которой отказ каждого элемента нарушает теплоснабжение каждого потребителя, должны определяться:

температуры равенства времени восстановления элемента и временного резерва потребителя $t^{рав}_{j,f}$ П18.12 и П18.13;

повторяемость этих температур в течение отопительного периода $\tau^{рав}_{j,f}$ по зависимости П18.14 и правилам, указанным в пункте П18.2.20 настоящего приложения.

П18.3.10. По зависимостям П18.10 и П18.11 должны рассчитываться коэффициенты готовности тепловой сети к обеспечению расчетного теплоснабжения потребителей K_j и вероятности обеспечения пониженного уровня теплоснабжения потребителей P_j.

П18.3.11. После расчета показателей надежности K_j и P_j должна быть выполнена проверка выполнения требований к надежности теплоснабжения потребителей, указанных в пунктах П18.2.1 – П18.2.3 настоящего приложения.

П18.4. Порядок разработки мероприятий по обеспечению надежного теплоснабжения потребителей.

Для целей разработки схем теплоснабжения (актуализированных схем теплоснабжения) мероприятия по обеспечению надежного теплоснабжения потребителей должны содержать обоснование конкретных технических решений, обеспечивающих выполнение требований к надежности теплоснабжения потребителей.

В ходе разработки мероприятий по обеспечению надежного теплоснабжения потребителей должно быть проверено выполнение условий, указанных в пункте П18.2.1 настоящего приложения. Если такие не выполняются, то должны быть выявлены участки тепловой сети с высокими значениями параметра потока отказов, и разработаны предложения по замене (перекладке) этих участков. При несоответствии значений времени восстановления теплопроводов нормативным требованиям должны разрабатываться предложения по его снижению путем повышения технической оснащенности аварийно-восстановительной службы, увеличения численности ремонтного персонала..

П18.5. Указанный в пунктах П18.2 – П18.4 настоящего приложения расчет надежности теплоснабжения потребителей должен применяться только для оценки надежности теплоснабжения потребителей в зоне действия системы теплоснабжения.

П18.6. Определение показателей надежности теплоснабжения не распространяется на оценку надежности теплоснабжения организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения.

П18.7. Определение плановых и расчет фактических значений показателей надежности объектов теплоснабжения и их достижение организацией, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, должно осуществляться в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 16 мая 2014 г. № 452 «Об утверждении Правил определения плановых и расчета фактических значений показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения, а также определения достижения организацией, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, указанных плановых значений и о внесении изменения в постановление Правительства Российской Федерации от 15 мая 2010 г. № 340» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2014, № 21,ст. 2705).

П18.8. В ценовых зонах теплоснабжения надежность теплоснабжения должна задаваться плановыми значениями частоты и длительности допустимых перерывов в теплоснабжении

потребителя, устанавливаемых в договоре теплоснабжения и определенных соглашением сторон в соответствии с требованиями технических регламентов, иным обязательным требованиям, установленным законодательством Российской Федерации, и требованиями раздела X[1] Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 8 августа 2012 г. № 808 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2012, № 34, ст. 4735; 2016, № 2 (ч. II), ст. 403; № 22, ст. 3228; № 29, ст. 4837; № 49, ст. 6906, ст. 6911; 2017, № 2 (ч. I), ст. 338; № 4, ст. 676; № 8, ст. 1230; 2018, № 16 (ч. II), ст. 2364; № 32 (ч. II),ст. 5337) (далее – Правила организации теплоснабжения в Российской Федерации). Плановые значения показателей надежности теплоснабжения должны соответствовать фактическим показателям надежности теплоснабжения.

П18.9. Фактические показатели надежности теплоснабжения (частота прекращения подачи тепловой энергии и продолжительность прекращения подачи тепловой энергии) должны устанавливаться по данным показаний приборов учета тепловой энергии, в соответствии с пунктами 124[8] - 124[11] Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации и таблицей П18.7.

Таблица П18.7. Фактические показатели частоты повреждаемости системы теплоснабжения № … в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № … за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения

Наименование показателя	**А-4**	**А-3**	**А-2**	**А-1**	**А**
Повреждения в магистральных тепловых сетях, 1/км/год в том числе:					
отопительный период, 1/км/оп					
в период испытаний на плотность и прочность, 1/км/год					
Повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, 1/км/год, в том числе:					
отопительный период, 1/км/оп					
в период испытаний на плотность и прочность, 1/км/год					
Повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), 1/км/год					
Всего повреждения в тепловых сетях, 1/км/год					

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П18.8. Фактические показатели восстановления в системе теплоснабжения № … в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № … за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения

Наименование показателя	**А-4**	**А-3**	**А-2**	**А-1**	**А**
Среднее время восстановления					

Наименование показателя	А-4	А-3	А-2	А-1	А
теплоснабжения после повреждения в магистральных тепловых сетях в отопительный период, час					
Среднее время восстановления отопления после повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, час:					
Среднее время восстановления горячего водоснабжения поле повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), час					
Всего среднее время восстановления отопления после повреждения в магистральных и распределительных тепловых сетях, час					

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П18.9. Средний недоотпуск тепловой энергии на отопление потребителей в системе теплоснабжения № … в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № … за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения

Наименование показателя	А-4	А-3	А-2	А-1	А
Средний недоотпуск тепловой энергии на отопление в системе теплоснабжения					

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Приложение № 19
к Методическим указаниям
по разработке схем теплоснабжения

Таблица П19.1. Технико-экономические показатели источника тепловой энергии № .... в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № … за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения (с НДС)

Наименование показателя	А-4	А-3	А-2	А-1	А
Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источника тепловой энергии, тыс. Гкал, всего, в том числе:					
С коллекторов источника непосредственно потребителям, тыс. Гкал					
в паре, тыс. Гкал					
в горячей воде, тыс. Гкал					
С коллекторов источника в тепловые сети, тыс. Гкал					
в паре, тыс. Гкал					
в горячей воде, тыс. Гкал					
Операционные (подконтрольные) расходы, тыс. руб.					
Неподконтрольные расходы, тыс. руб.					
Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя, тыс. руб.					
Прибыль, тыс. руб.					
ИТОГО необходимая валовая выручка, тыс. руб.					

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П19.2. Технико-экономические показатели покупки и передачи тепловой энергии, теплоносителя в системе теплоснабжения № … в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № … за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения (с НДС)

Наименование показателя	Един. изм.	А-4	А-3	А-2	А-1	А
Покупка тепловой энергии, всего, в том числе:	тыс. Гкал					
С коллекторов источника в тепловые сети:	тыс. Гкал					
в паре	тыс. Гкал					
в горячей воде	тыс. Гкал					
Из тепловых сетей смежных систем теплоснабжения, в том числе:	тыс. Гкал					
в паре	тыс. Гкал					
в горячей воде	тыс. Гкал					
Отпуск тепловой энергии в сети смежных систем теплоснабжения:	тыс. Гкал					
в паре	тыс. Гкал					
в горячей воде	тыс. Гкал					
Потери тепловой энергии в тепловой сети (нормативные)	тыс. Гкал					
то же в %	%					
Отпуск (полезный отпуск) из тепловой сети	тыс. Гкал					
Операционные (подконтрольные) расходы	тыс. руб.					

Наименование показателя	Един. изм.	А-4	А-3	А-2	А-1	А
Неподконтрольные расходы	тыс. руб.					
Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс. руб.					
Прибыль	тыс. руб.					
ИТОГО необходимая валовая выручка	тыс. руб.					

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П19.3. Технико-экономические показатели передачи тепловой энергии и теплоносителя в системе теплоснабжения № … в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № … за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения (с НДС)

Наименование показателя	Един. изм.	А-4	А-3	А-2	А-1	А
Покупка тепловой энергии на компенсацию потерь тепловой энергии при передаче, всего, в том числе:	тыс. Гкал					
Покупка теплоносителя на компенсацию потерь теплоносителя при передаче, всего, в том числе:	тыс. тонн					
Потери тепловой энергии в тепловой сети (нормативные)	тыс. Гкал					
то же в %	%					
Потери теплоносителя в тепловой сети (нормативные)	тыс. тонн					
то же в %						
Отпуск тепловой энергии из тепловой сети	тыс. Гкал					
Отпуск теплоносителя из тепловой сети	тыс. тонн					
Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг)	тыс. руб.					
Внереализационные расходы	тыс. руб.					
Расходы, не учитываемые в целях налогообложения (в том числе затраты на социальные нужды, прочие расходы из прибыли)	тыс. руб.					
Налог на прибыль	тыс. руб.					
Необходимая валовая выручка без предпринимательской прибыли	тыс. руб.					
Предпринимательская прибыль	тыс. руб.					
ИТОГО необходимая валовая выручка	тыс. руб.					

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П19.4. Технико-экономические показатели в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № … за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения (с НДС)

№	Наименование показателя	Един. изм.	А-4	А-3	А-2	А-1	А
1	Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источников тепловой энергии, всего	тыс. Гкал					
2	в том числе источников комбинированной выработки с установленной электрической мощностью 25 МВт и более	тыс. Гкал					

№	Наименование показателя	Един. изм.	А-4	А-3	А-2	А-1	А
3	Покупная тепловая энергия	тыс. Гкал					
4	Расход тепловой энергии на хозяйственные нужды	тыс. Гкал					
5	Отпуск тепловой энергии из тепловых сетей	тыс. Гкал					
6	Потери тепловой энергии в сети (нормативные)	тыс. Гкал					
	то же в %	%					
7	Отпуск тепловой энергии из тепловой сети (полезный отпуск)	тыс. Гкал					
8	Операционные (подконтрольные) расходы	тыс. руб.					
9	Неподконтрольные расходы	тыс. руб.					
10	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс. руб.					
11	Прибыль	тыс. руб.					
12	ИТОГО необходимая валовая выручка	тыс. руб.					

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Приложение № 20
к Методическим указаниям
по разработке схем теплоснабжения

Таблица П20.1. Средние тарифы на отпущенную тепловую энергию в зонах деятельности единой теплоснабжающей организации № … за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения (без НДС), руб./Гкал

№ ЕТО	Наименование ЕТО	А-4	А-3	А-2	А-1	А
1						
2						
3						
4						
……	.....					
М						

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П20.2. Количество отпущенной тепловой энергии в зонах деятельности единой теплоснабжающей организации № … за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения, тыс. Гкал

№ ЕТО	Наименование ЕТО	А-4	А-3	А-2	А-1	А
1						
2						
3						
4						
……	.....					
М						

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П20.3. Средневзвешенный тариф на отпущенную тепловую энергию в зонах деятельности единой теплоснабжающей организации № … .за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения (без НДС), руб./Гкал

Наименование поселения, городского округа, города федерального значения	А-4	А-3	А-2	А-1	А

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

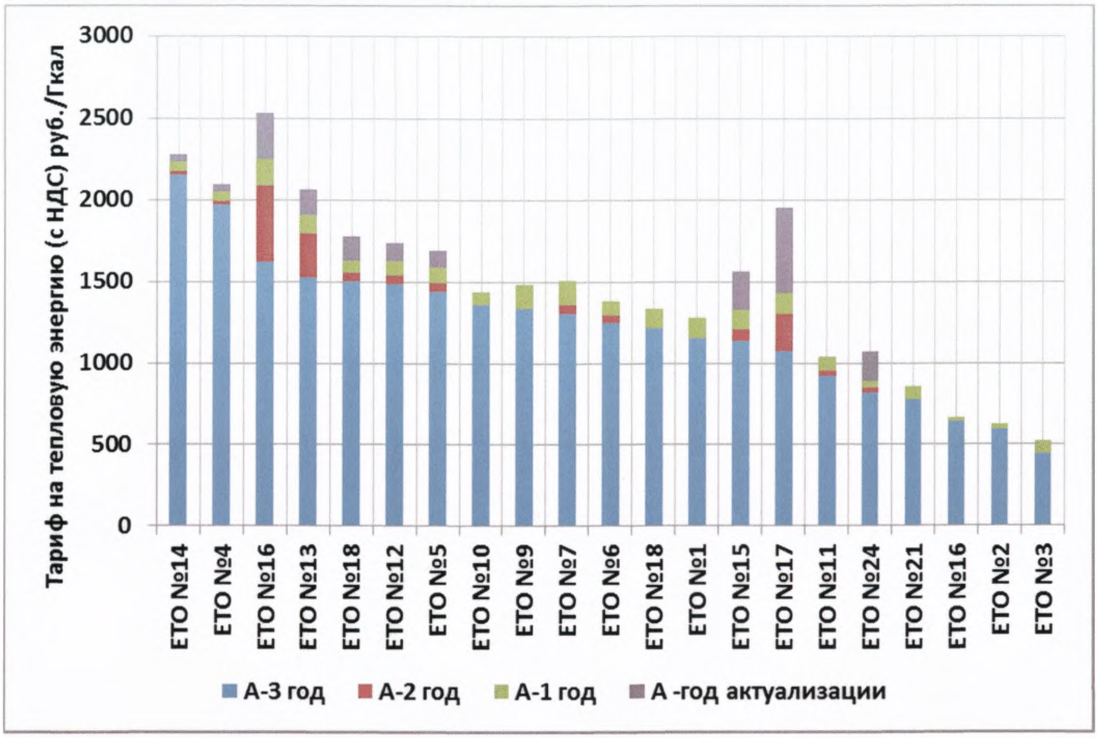

Рисунок П20.1 Тарифы на тепловую энергию (с НДС) в поселении N

Средневзвешенный тариф на тепловую энергию в поселении N за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения должен определяться в соответствии с формулой 20.1:

$$\overline{T}_{N,A} = \frac{\sum_{i=1}^{i=M} \left(Q_i \times T_i \right)_A}{\sum_{i=1}^{i=M} Q_{i,A}}, \text{ руб./Гкал} \qquad (20.1)$$

где,

Q_i – количество тепла, отпущенного потребителям в А-тый год актуализации схемы i-тым единой теплоснабжающей организацией, утвержденной в поселении N, тыс. Гкал;

T_i – тариф (с НДС) на тепловую энергию, отпущенную потребителю в i-том единой теплоснабжающей организацией, утвержденной в поселении N в А-тый год актуализации схемы теплоснабжения руб./Гкал, т/ч;

M – количество единых теплоснабжающих организаций, утвержденных в поселении N в А-тый год актуализации схемы.

Таблица П20.4. Тарифы на теплоноситель в виде горячей воды для потребителей в зонах деятельности единой теплоснабжающей организации № … за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения (без НДС), руб./м^3

№ ЕТО	Наименование ЕТО	А-4	А-3	А-2	А-1	А
1						
2						
3						
4						
……	……					
М						

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П20.5. Тарифы на услуги по передаче тепловой энергии, теплоносителя в зонах деятельности единой теплоснабжающей организации № … за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения (без НДС), руб./Гкал

№ ЕТО	Наименование ЕТО	А-4	А-3	А-2	А-1	А
1						
2						
3						
4						
……	……					
М						

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П20.6. Тарифы на горячую воду для потребителей в открытых системах теплоснабжения (горячего водоснабжения) в зонах деятельности единой теплоснабжающей организации № … за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения (с НДС), руб./м^3

№ ЕТО	Наименование ЕТО	А-4	А-3	А-2	А-1	А
1						
2						
3						
4						
……	……					
М						

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П20.7. Тарифы на подключение потребителей с тепловой мощностью от 0,1 до 1,5 Гкал/ч в зонах деятельности единой теплоснабжающей организации № … за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения (с НДС), руб./Гкал/ч

№ ЕТО	Наименование ЕТО	А-4	А-3	А-2	А-1	А
1						
2						
3						
4						
……	……					
М						

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П20.8. Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности в том числе для социально-значимых потребителей в зонах деятельности единой теплоснабжающей организации № … за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения (с НДС), руб./Гкал/ч

№ ЕТО	Наименование ЕТО	А-4	А-3	А-2	А-1	А
1						
2						
3						
4						
……	……..					
М						

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Приложение № 21
к Методическим указаниям
по разработке схем теплоснабжения

Таблица П21.1. Предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность), утвержденный в ценовых зонах теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения, руб./Гкал

Наименование ценовой зоны	**А-4**	**А-3**	**А-2**	**А-1**	**А**

Таблица П21.2. Фактическая цена на тепловую энергию в ценовой зоне теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения, руб./Гкал

№ ЕТО	**Наименование ЕТО**	**А-4**	**А-3**	**А-2**	**А-1**	**А**
1						
2						
3						
4						
……	.....					
M						

Таблица П21.3. Средневзвешенная цена на тепловую энергию, отпущенную потребителям из систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения в ценовых зонах теплоснабжения

Наименование ЕТО	**А-4**	**А-3**	**А-2**	**А-1**	**А**

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Регулируемые цены (тарифы), устанавливаемые в ценовых зонах теплоснабжения в соответствии с законодательством Российской Федерации в сфере теплоснабжения, указываются в схеме теплоснабжения в соответствии с приложением № 20 к Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения.

Приложение № 22
к Методическим указаниям
по разработке схем теплоснабжения

Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения

П22.1. В описании существующих проблем организации качественного теплоснабжения в соответствии с разработанной картой зон систем теплоснабжения с ненормативной надежностью теплоснабжения потребителей должны быть установлены:

причины, приводящие к ненормативному состоянию надежности теплоснабжения потребителей;

причины, приводящие к ненормативному состоянию качества теплоснабжения потребителей;

причины, препятствующие дальнейшему развитию систем теплоснабжения при росте или переключении тепловых нагрузок;

причины, препятствующие обеспечению нормативной надежности функционирования источников тепловой энергии при отсутствии запасов резервного или аварийного топлива на источниках тепловой энергии;

причины, препятствующие обеспечению нормативной надежности функционирования источников тепловой энергии при отсутствии резервных вводов электроснабжения.

П.22.2 Установленные причины, приводящие к ненормативному состоянию надежности теплоснабжения потребителей, должны включать:

анализ балансов установленной тепловой мощности источников тепловой энергии по каждому выводу тепловой мощности в нормативном расчетном режиме теплоснабжения;

анализ нормативных (требуемых) и фактических перепадов давления теплоносителя на абонентских установках потребителей, полученных по результатам расчетов пьезометрических графиков передачи теплоносителя по тепловым сетям.

П.22.3 Установленные причины, приводящие к ненормативному состоянию качества теплоснабжения потребителей, должны включать:

анализ энергетической эффективности функционирования источников тепловой энергии и их соответствия нормативному состоянию;

анализ энергетической эффективности функционирования тепловых сетей и их соответствия нормативному состоянию.

Приложение № 23
к Методическим указаниям
по разработке схем теплоснабжения

Таблица П23.1. Тепловая нагрузка в поселении, городском округе, городе федерального значения за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения

№ зоны	Наименование ЕТО	Расчетные тепловые нагрузки, Гкал/ч						Всего суммарная нагрузка
		население			прочие			
		отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	суммарная нагрузка	отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	суммарная нагрузка	
1	ЕТО-1	905,1	159,5	1064,7	772,1	44,1	816,2	1880,9
2	ЕТО-2	64,3	8,289	72,645	59,548	3,287	62,835	135,480
N-2	ЕТО-(N-2)	.....	.....	.....	.....	.....	.....	.....
4	ЕТО-4	0,0	0,0	0,0	2,7	0,4	3,1	3,1
N-4	ЕТО-(N-4)	1,046	0,0	1,046	0,154	0,0	0,154	1,200
N-M	ЕТО-(N-M)	.....	.....	.....	.....	.....	.....	.....
M	ЕТО-M	2,325	0,477	2,802	1,043	0,018	1,061	3,863
ИТОГО		986,4	170,2	1156,6	864,1	49,4	913,5	2070,1

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П23.2. Потребление тепловой энергии потребителями систем теплоснабжения в поселении, городском округе, городе федерального значения за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения

№ зоны	Наименование ЕТО	Потребление тепловой энергии, тыс. Гкал						Всего сумм. потр.
		население			прочие			
		Отопление и вентиляция	Горячее водоснабжение	Суммарное потребление	Отопление и вентиляция	Горячее водоснабжение	суммарное потребление	
1	ЕТО-1	1364,7	584,9	1949,6	1345,0	149,5	1494,5	3444,1
2	ЕТО-2	104,7	44,9	149,5	116,4	12,9	129,3	278,9
N-2	ЕТО-(N-2)	.....	.....	.....	.....	.....	.....	.....
4	ЕТО-4	0,00	0,00	0,00	19,0	2,1	21,1	21,1
N-4	ЕТО-(N-4)	2,4	0,0	2,4	0,4	0,0	0,4	2,7
N-M	ЕТО-(N-M)	.....	.....	.....	.....	.....	.....	.....
M	ЕТО-M	2,3	0,5	2,8	1,0	0,02	1,06	1,9
ИТОГО		1498,9	640,7	2139,6	1576,6	175,9	1752,6	3892,1

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Приложение № 24
к Методическим указаниям
по разработке схем теплоснабжения

Таблица П24.1.Сведения о движении строительных фондов в поселении, городском округе, городе федерального значения, тыс.м^2

Годы	А-4	А-3	А-2	А-1	А
Общая отапливаемая площадь строительных фондов на начало года	14096	14435	14874	15214	15661
Прибыло общей отапливаемой площади, в том числе:	338,8	439	340	447	428
новое строительство, в том числе:	339	440	341	449	429
многоквартирные жилые здания	323	412	312	413	395
общественно-деловая застройка	15	26	27	33	31
индивидуальная жилищная застройка	1	2	2	3	3
Выбыло общей отапливаемой площади	0,2	1	1	2	1
Общая отапливая площадь на конец года	14435	14874	15214	15661	16089

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Приложение № 25
к Методическим указаниям
по разработке схем теплоснабжения
(рекомендуемый образец)

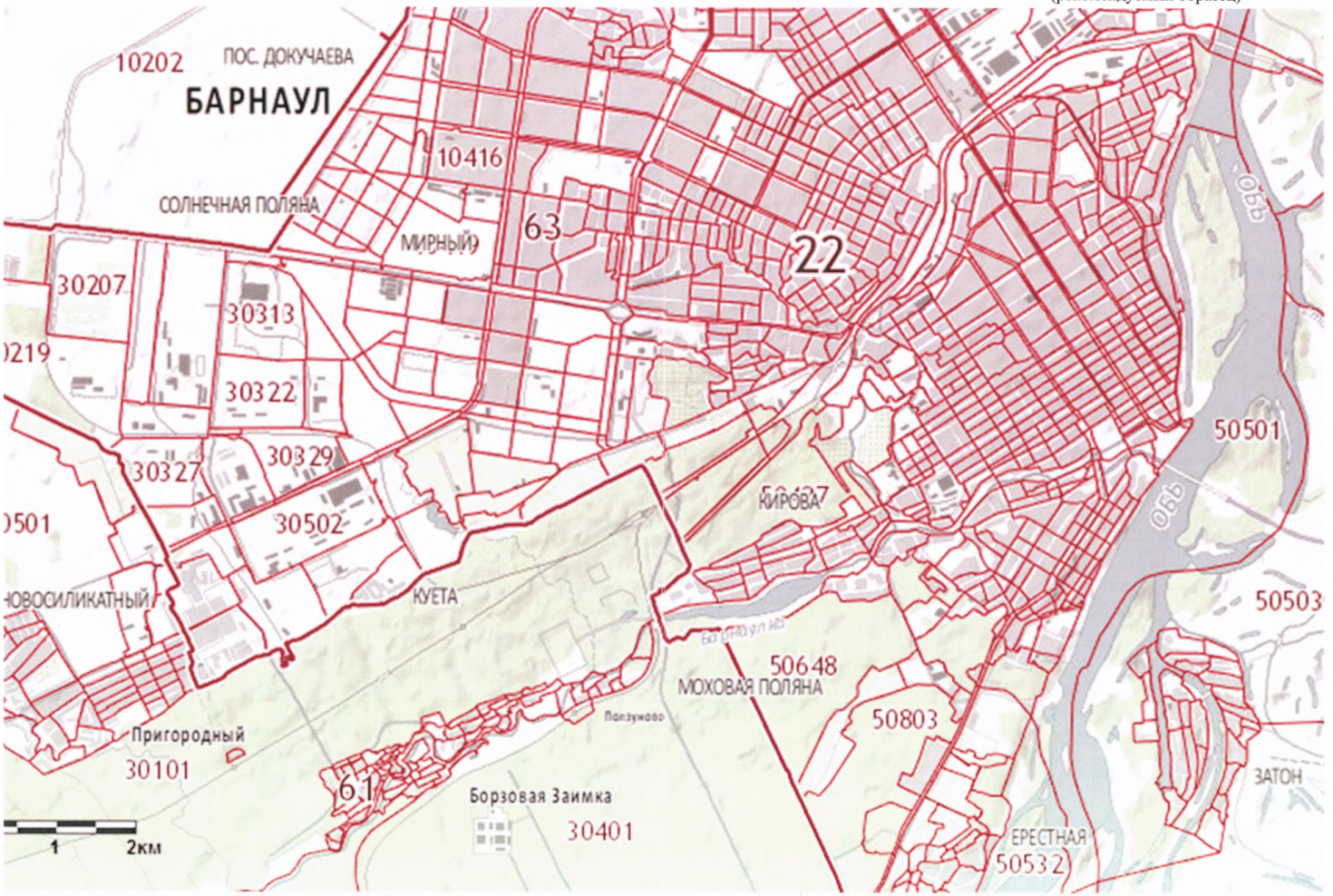

Рисунок П25.1. Деление территории в генеральном плане городского округа с использованием кадастровых элементов

Приложение № 26
к Методическим указаниям
по разработке схем теплоснабжения
(рекомендуемый образец)



Рисунок П26.1 Деление территории в генеральном плане поселения с использованием планировочных элементов

Приложение № 27
к Методическим указаниям
по разработке схем теплоснабжения

Таблица П27.1. Ввод в эксплуатацию жилых зданий с общей площадью жилищного фонда на период разработки или актуализации схемы теплоснабжения

Наименование показателей	**А-4**	**А-3**	.	**А-1**	**А**	.	.	**2020**	.	.	.	.	**2025**	.	.	.	.	**2030**	.
Прирост жилищного фонда, в том числе:																			
накопительным итогом:																			
Многоэтажный жилищный фонд																			
Средне- и малоэтажный жилищный фонд																			
Всего по поселению, в том числе:																			
Многоэтажный жилищный фонд, в том числе. по кадастровым кварталам:																			
22:61:010202																			
.....																			
22:63:010603	0,0	10,8						38,1					38,1					0,0	

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П27.2. Ввод в эксплуатацию общественно-деловых зданий с общей площадью фонда на период разработки или актуализации схемы теплоснабжения, тыс. м^2

Наименование показателей	**А-4**	**А-3**	.	**А-1**	**А**	.	.	**2020**	.	.	.	.	**2025**	.	.	.	.	**2030**	.
Прирост общественно-делового фонда, в том числе:																			
Накопительным итогом	154,7	348,5						928,5					1854,5					2499,1	
Всего по поселению, в том числе:	154,7	348,5						928,5					1854,5					2499,1	
22:61:010202	0,0	0,0						396,6					96,6					963,2	
.....																			
22:63:010603	0,0	10,8						38,1											

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П27.3. Снос (вывод из эксплуатации) жилых зданий с общей площадью фонда на период разработки или актуализации схемы теплоснабжения

Наименование показателей	**А-4**	**А-3**	.	**А-1**	**А**	.	.	**2020**	.	.	.	.	**2025**	.	.	.	.	**2030**	.
Снос жилищного фонда, в том числе:	6,7	19,3						63,1					129,2					170,1	
накопительным итогом																			
Всего по поселению, в том числе:	6,7	19,3						63,1					129,2					170,1	
Малоэтажный жилищный фонд, в том числе:	6,7	19,3						63,1					129,2					170,1	
22:61:010202	0,0	0,0						0,4					0,4					0,4	
.....																			
22:63:010603	0,0	0,0						0,0					0,0					0,0	

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Приложение № 28
к Методическим указаниям
по разработке схем теплоснабжения

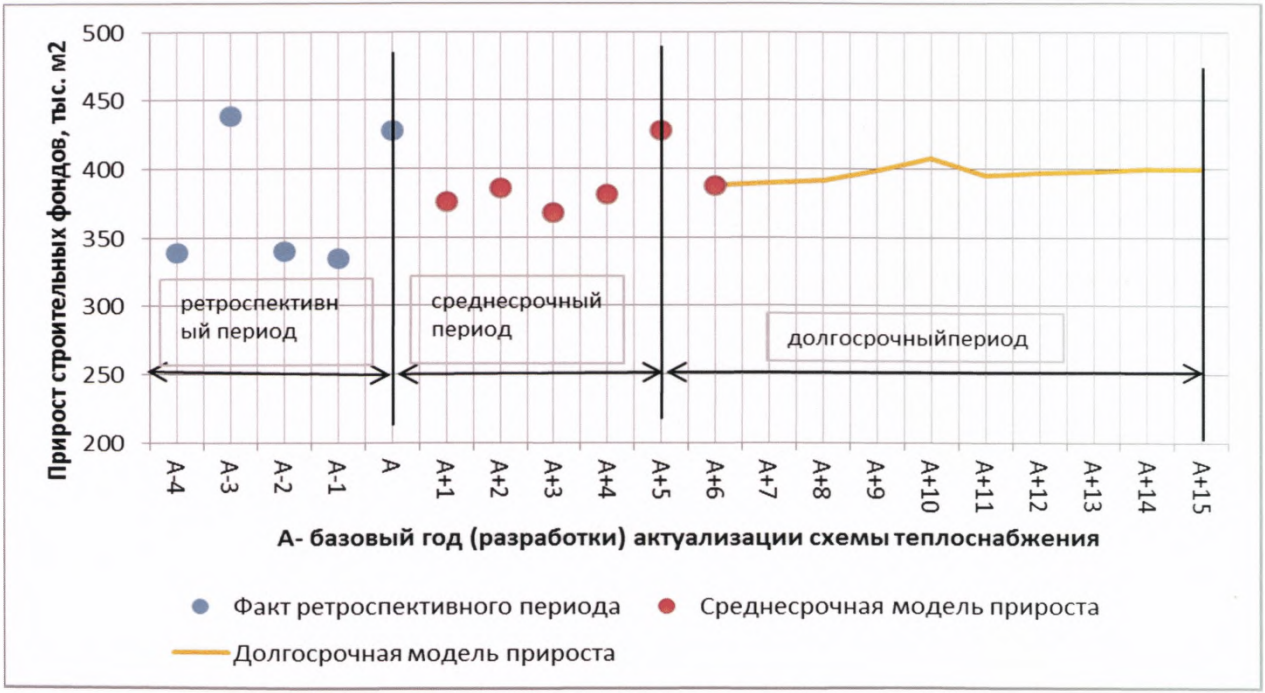

Рисунок П28.1. Модели годовых приростов строительных фондов

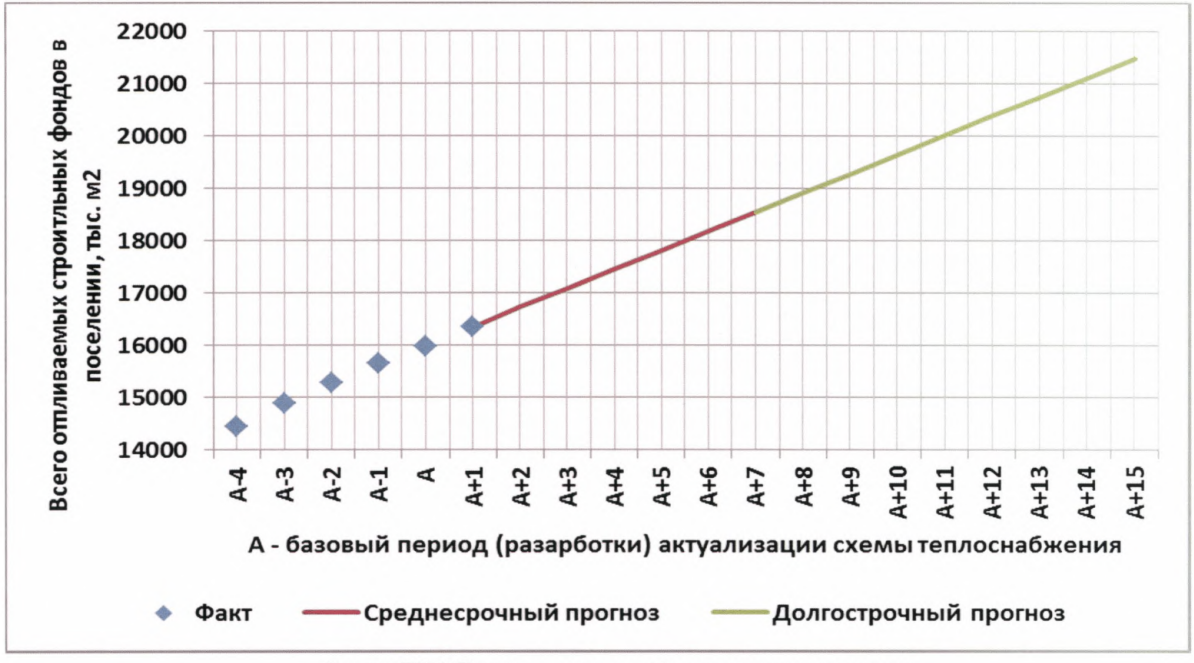

Рисунок П28.2. Прирост строительных фондов накопительным итогом

Приложение № 29
к Методическим указаниям
по разработке схем теплоснабжения

Таблица П29.1. Удельное теплопотребление и удельная тепловая нагрузка для вновь строящихся зданий в границах поселения, городского округа, города федерального значения

Год постройки	Тип застройки	Удельное теплопотребление, Гкал/м^2/год				Удельная тепловая нагрузка, ккал/(ч·м^2)			
		Отопление	Вентиляция	ГВС	Сумма	Отопление	Вентиляция	ГВС	Сумма
2016 ÷ 2020 г.г.	Жилая многоэтажная	0,084	0,000	0,069	0,153	40,9	0,0	8,2	49,0
	Жилая средне- и малоэтажная	0,110	0,000	0,069	0,179	51,0	0,0	8,2	59,1
	Жилая индивидуальная	0,131	0,000	0,069	0,200	59,1	0,0	8,2	67,2
	Общественно-деловая и промышленная	0,062	0,064	0,044	0,170	43,8	46,5	4,9	95,3
2021 ÷ 2032 г.г.	Жилая многоэтажная	0,072	0,000	0,067	0,139	36,3	0,0	7,4	43,6
	Жилая средне- и малоэтажная	0,086	0,000	0,067	0,153	41,5	0,0	7,4	48,8
	Жилая индивидуальная	0,113	0,000	0,067	0,180	51,8	0,0	7,4	59,2
	Общественно-деловая и промышленная	0,056	0,052	0,043	0,151	42,7	37,7	4,5	84,8

Приложение № 30
к Методическим указаниям
по разработке схем теплоснабжения

Таблица П30.1. Прирост тепловой нагрузки на отопление и вентиляцию в проектируемых жилых зданиях на период разработки или актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/ч

Наименование показателей	**А-4**	**А-3**	.	**А-1**	**А**	.	.	**А+5**	.	.	.	.	**А+10**	.	.	.	.	**А+15**	...
Прирост тепловой нагрузки отопления и вентиляции жилищного фонда,	15,7	13,2						18,4					26,1					28,3	
то же накопительным итогом, в том числе:																			
Многоэтажный жилищный фонд	15,4	28,9						105,4					203,0					286,2	
Средне- и малоэтажный жилищный фонд	0,3	0,6						1,5					2,0					2,0	
Всего по поселению, в том числе:	15,7	29,5						106,9					205,0					288,2	
Многоэтажный жилищный фонд, в том числе по кадастровым кварталам:	15,4	28,9						105,4					203,0					286,2	
22:61:010202	0,0	0,0						0,0					15,9					86,3	
.....																			
22:63:010603	0,0	10,8						0,0					0,0					0,0	

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П30.2. Прирост тепловой нагрузки на горячее водоснабжение в проектируемых жилых зданиях на период разработки или актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/ч

Наименование показателей	**А-4**	**А-3**	**.**	**А-1**	**А**	**.**	**.**	**А+5**	**.**	**.**	**.**	**.**	**А+10**	**.**	**.**	**.**	**.**	**А+15**	**...**
Прирост тепловой нагрузки горячего водоснабжения																			
то же накопительным итогом, в том числе:																			
Многоэтажный жилищный фонд																			
Средне- и малоэтажный жилищный фонд																			
Всего по поселению, в том числе:																			
Многоэтажный жилищный фонд, в том числе по кадастровым кварталам:																			
22:61:010202																			
.....																			
22:63:010603																			

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П30.3. Снижение тепловой нагрузки на отопление и вентиляцию в сносимых жилых зданиях на период разработки или актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/ч

Наименование показателей	**А-4**	**А-3**	**.**	**А-1**	**А**	**.**	**.**	**А+5**	**.**	**.**	**.**	**.**	**А+10**	**.**	**.**	**.**	**.**	**А+15**	**...**
Снижение тепловой нагрузки отопления и вентиляции жилищного фонда																			
то же накопительным итогом, в том числе:																			
Многоэтажный жилищный фонд																			

Наименование показателей	А-4	А-3	.	А-1	А	.	.	А+5	.	.	.	.	А+10	.	.	.	.	А+15	...
Средне- и малоэтажный жилищный фонд																			
Всего по поселению, в том числе:																			
Многоэтажный жилищный фонд, в том числе по кадастровым кварталам:																			
22:61:010202																			
.....																			
22:63:010603																			

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П30.4. Снижение тепловой нагрузки горячего водоснабжения в сносимых жилых зданиях на период разработки или актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/ч

Наименование показателей	А-4	А-3	.	А-1	А	.	.	А+5	.	.	.	.	А+10	.	.	.	.	А+15	...
Снижение тепловой нагрузки горячего водоснабжения в сносимых зданиях																			
то же накопительным итогом, в т.ом числе:																			
Многоэтажный жилищный фонд																			
Средне- и малоэтажный жилищный фонд																			
Всего по поселению, в том числе:																			
Многоэтажный жилищный фонд, в том числе по кадастровым кварталам:																			
22:61:010202																			

Наименование показателей	А-4	А-3	.	А-1	А	.	.	А+5	.	.	.	.	А+10	.	.	.	.	А+15	…
……																			
22:63:010603																			

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П30.5. Прирост тепловой нагрузки на отопление и вентиляцию в проектируемых зданиях общественно-делового фонда на период разработки или актуализации схемы теплоснабжения

Наименование показателей	А-4	А-3	.	А-1	А	.	.	А+5	.	.	.	.	А+10	.	.	.	.	А+15	…
Прирост тепловой нагрузки отопления и вентиляции																			
то же накопительным итогом, в том числе:																			
Всего по поселению, в том числе по кадастровым кварталам:																			
22:61:010202																			
……																			
22:63:010603																			

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П30.6. Прирост тепловой нагрузки на горячее водоснабжение в проектируемых зданиях общественно-делового фонда на период разработки или актуализации схемы теплоснабжения

Наименование показателей	А-4	А-3	.	А-1	А	.	.	А+5	.	.	.	.	А+10	.	.	.	.	А+15	…
Прирост тепловой нагрузки горячего водоснабжения фонда, Гкал/ч^2,																			
то же накопительным итогом, в том числе по кадастровым кварталам:																			

Наименование показателей	А-4	А-3	.	А-1	А	.	.	А+5	.	.	.	.	А+10	.	.	.	.	А+15	…
22:61:010202																			
……																			
22:63:010603																			

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П30.7. Общий прирост тепловой нагрузки на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение в проектируемых и сносимых жилых и общественно-деловых зданиях и строениях на период разработки или актуализации схемы теплоснабжения

Наименование показателей	А-4	А-3	.	А-1	А	.	.	А+5	.	.	.	.	А+10	.	.	.	.	А+15	…
Прирост тепловой нагрузки отопления, вентиляции и горячего водоснабжения Гкал/ч																			
то же накопительным итогом, в том числе:																			
отопление																			
вентиляция																			
горячее водоснабжение																			
Многоэтажный жилищный фонд																			
Средне- и малоэтажный жилищный фонд																			
Всего по поселению, в том числе:																			
Многоэтажный жилищный фонд, в том числе по кадастровым кварталам:																			
22:61:010202																			
……																			

Наименование показателей	**А-4**	**А-3**	**.**	**А-1**	**А**	**.**	**.**	**А+5**	**.**	**.**	**.**	**.**	**А+10**	**.**	**.**	**.**	**.**	**А+15**	**...**
22:63:010603																			

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Приложение № 31
к Методическим указаниям
по разработке схем теплоснабжения

П31.1. Прогноз прироста тепловой нагрузки отопления, вентиляции и горячего водоснабжения

Прогноз прироста тепловой нагрузки отопления, вентиляции и горячего водоснабжения для поселения, городского округа, города федерального значения в целом должен определяться на основании значений приростов тепловой нагрузки, рассчитанных в соответствии с приложением № 32 к Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения, в соответствии с формулой:

$$\Delta Q^{\text{р}}_{A+i} = \sum_{j=1}^{j=J}\left(F_i^{\text{п}} q_i^{\text{о,в}} + n_i g_i^{\text{гв}} q_i^{\text{гв,ж}} - A_i^{\text{с}} q_0 - Q_i^{\text{гв}}\right)_j^{\text{жз}} + \sum_{j=1}^{j=J}\left(F_i^{\text{п}} q_i^{\text{о,в}} + Q_i^{\text{гв}}\right)_j^{\text{абз}}, \text{ Гкал/ч} \quad \text{(П31.1)}$$

где,

$F_{i,j}^{\text{п,жз}}$ – проектируемая отапливаемая площадь жилого здания, м^2, в i-й год прогнозного периода, для j - того расчетного элемента территориального деления;

$n_{i,j}$ – номинальное количество жителей проектируемого жилого здания, чел, в i-й год прогнозного периода, для j - того расчетного элемента территориального деления;

$A_{i,j}^{\text{с,жз}}$ – сносимая отапливаемая площадь жилого здания, м^2, в i-й год прогнозного периода, для j - того расчетного элемента территориального деления;

$m_{i,j}$ – количество жителей, на которое рассчитано сносимое жилое здания, чел, в i-й год прогнозного периода, для j - того расчетного элемента территориального деления;

$F_{i,j}^{\text{п,абз}}$ – проектируемая отапливаемая площадь административно-бытового здания, м^2, в i-й год прогнозного периода, для j - того расчетного элемента территориального деления;

$Q_{i.j}^{\text{гв,абз}}$ – тепловая мощность системы горячего водоснабжения проектируемого административно-бытового здания, Гкал/ч, в i-й год прогнозного периода, для j - того расчетного элемента территориального деления;

$q_{i,j}^{\text{о,в,жз}}$ – удельная тепловая мощность системы отопления проектируемого жилого здания ккал/ч/м^2, в i-й год прогнозного периода, для j - того расчетного элемента территориального деления, определяемая в соответствии с пунктом 81 Методических указаний по разработке схем теплоснабжения;

$g_{i.j}^{гв,жз}$ – удельный максимально-часовой расход горячей воды в проектируемом жилом здании м^3/ч/чел, в i -й год прогнозного периода, для j - того расчетного элемента территориального деления, определяемый в соответствии с пунктом 82 Методических указаний по разработке схем теплоснабжения;

$q_{i.j}^{гв,жз}$ – удельный расход тепловой энергии на подогрев холодной максимально-часового расхода холодной воды в проектируемом жилом здании ккал/м^3, в i -й год прогнозного периода, для j -того расчетного элемента территориального деления, определяемый в соответствии с пунктом 82 Методических указаний по разработке схем теплоснабжения;

$q_{0,j}^{жз}$ – удельная тепловая мощность системы отопления сносимого жилого здания ккал/ч/м^2, в i -й год прогнозного периода, для j -того расчетного элемента территориального деления, определяемая по данным программы сноса и параметрам сносимого здания;

$Q_{i.j}^{гв,жз}$ – тепловая мощность системы горячего водоснабжения сносимого жилого здания, Гкал/ч, в i -й год прогнозного периода, для j -того расчетного элемента территориального деления.

П31.2. Долгосрочный прогноз прироста строительных фондов

П31.2.1 Долгосрочный прогноз прироста строительных фондов при актуализации схемы теплоснабжения должен основываться на расчете ввода в эксплуатацию строительных фондов как скользящего среднего за 5 лет ретроспективного периода в соответствии с формулой:

$$\Delta\overline{F}_{i+1} = \frac{\sum_{i=1}^{i=n}\Delta F_i}{n}, \qquad (П31.2)$$

где,

ΔF_i –прирост строительных фондов за i -тый год;

n – количество усредняемых периодов, n =5.

П31.2.2 Прогноз прироста тепловой энергии для обеспечения проектируемых жилых и общественно-деловых зданий и сооружений должен рассчитываться с учетом:

числа часов максимума тепловой нагрузки на отопление;

числа часов максимума тепловой нагрузки на вентиляцию;

числа часов функционирования горячего водоснабжения в год.

П31.2.3 Под числом часов максимума тепловой нагрузки на отопление должно пониматься отношение количества тепловой энергии, необходимой на отопление и вентиляцию

жилого или общественного здания в течение отопительного периода, к величине максимального количества тепловой энергии, необходимой на те же цели при расчетной температуре наружного воздуха с обеспеченностью 0,92 и должно определяться в соответствии с формулой:

$$n_{\text{мтн}} = \frac{\left(t_{\text{вн}}^{\text{р}} - t_{\text{н}}^{\text{ср.о}}\right)}{\left(t_{\text{вн}}^{\text{р}} - t_{\text{н}}^{\text{р}}\right)} \times n_{\text{оп}} \times m_{\text{о,в}}, \text{ ч}, \qquad \text{(П31.3)}$$

где,

$n_{\text{мтн}}$ – число часов максимума тепловой нагрузки отопления и вентиляции жилого здания, ч;

$t_{\text{вн}}^{\text{р}}$ – температура внутри отапливаемого помещения расчетная для проектирования системы отопления и вентиляции в жилом (общественном) здании, ºС;

$t_{\text{н}}^{\text{ср.о}}$ – температура наружного воздуха средняя за отопительный период, ºС;

$t_{\text{н}}^{\text{р}}$ – температура наружного расчетная за наиболее холодную пятидневку, наблюдаемую за последние 50 лет с коэффициентом обеспеченности 0,92, ºС;

$n_{\text{оп}}$ – число суток отопительного периода в поселении при средней за сутки температуре наружного воздуха меньшей или равной +8 ºС, сут.;

$m_{\text{о,в}}$ – число часов работы системы отопления и вентиляции в жилом здании за сутки, час.

П31.2.4 В прогнозных расчетах средняя температура внутри отапливаемых помещений здания должна приниматься $t_{\text{вн}}^{\text{р}} = 21$ ºС.

П31.2.5 Температура наружного воздуха средняя за отопительный период $t_{\text{н}}^{\text{ср.о}}$ должна приниматься по данным метеостанций для соответствующего поселения, городского округа, города федерального значения при всем множестве среднесуточных температур $t_{\text{н}}^{\text{ср.о}} \leq 8$ ºС.

П31.2.6 Температура наружного воздуха расчетная $t_{\text{н}}^{\text{р}}$ за наиболее холодную пятидневку, наблюдаемую за последние 50 лет с коэффициентом обеспеченности 0,92 ºС, должна приниматься по данным климатологических справочников или данным метеостанций для соответствующего поселения, городского округа, города федерального значения. Для жилых зданий, кроме специальных, установленных проектом, коэффициент обеспеченности должен приниматься равным 0,92,который устанавливает, что вероятность того, что средняя за пятидневку температура наружного воздуха будет ≤ 8% в течение будущих 50 лет, а обеспеченность всех остальных событий 1-0,08=0,92. При этом расчет проектных показателей жилого здания должен основываться на температурных условиях, повторяющихся в 92 случаях

их 100 за 50 лет наблюдения.

П31.2.7 Число суток отопительного периода $n_{оп}$ в поселении, городском округе, городе федерального значения при средней за сутки температуре наружного воздуха меньшей или равной +8 °С, сут, должно приниматься по данным метеостанций для каждого поселения, городского округа, города федерального значения индивидуально.

П31.2.8 Число часов работы системы отопления и вентиляции в жилом здании за сутки $m_{о,в}$, должно приниматься равным 24 часам, если в проекте такого здания не установлены другие правила работы этих систем.

П31.2.9 В таблице П31.1 установлены данные о числе часов максимума тепловой нагрузки на отопление и вентиляцию для жилых зданий, расположенных в различных климатических (температурных) зонах.

Таблица П31.1. Число часов максимума тепловой нагрузки (спроса на тепловую мощность) отопления и вентиляции жилых зданий

Поселение, городской округ	Продолжительность отопительного периода, сут.	Расчетная температура наружного воздуха средняя за самую холодную пятидневку с обеспеченностью 0,92, °С	Средняя температура отопительного периода, °С	Число часов максимума тепловой нагрузки отопления и вентиляции жилых зданий, ч
Майкоп	148	-19	2,3	1661
Барнаул	213	-36	-7,5	2556
Рубцовск*	206	-35	-7,9	2551
Амурская область				
Белогорск	223	-37	-11,9	3036
Благовещенск*	210	-33	-10,7	2959
Тында	258	-42	-14,7	3509
Экимчан*	249	-42	-14,4	3358
Архангельская область				
Архангельск*	250	-33	-4,5	2833
Онега*	243	-32	-4	2751
Астраханская область				
Астрахань*	164	-21	-0,8	2043
Верхний Баскунчак*	174	-24	-2,5	2181
Республика Башкортостан				
Белорецк	231	-34	-6,5	2772
Уфа*	209	-33	-6	2508
Янаул*	218	-34	-6,1	2578
Белгородская область				
Белгород	191	-23	-1,9	2386
Брянская область				
Брянск*	199	-24	-2	2441

Поселение, городской округ	Продолжительность отопительного периода, сут.	Расчетная температура наружного воздуха средняя за самую холодную пятидневку с обеспеченностью 0,92, °С	Средняя температура отопительного периода, °С	Число часов максимума тепловой нагрузки отопления и вентиляции жилых зданий, ч
Архангельская область				
Архангельск*	250	-33	-4,5	2833
Борковская	277	-42	-6,6	2912
Республика Бурятия				
Нижнеангарск*	255	-32	-9,6	3533
Сосново- Озерское*	258	-36	-10,5	3422
Улан-Удэ*	230	-35	-10,3	3085
Владимирская область				
Владимир	213	-28	-3,5	2556
Муром	214	-30	-4	2518
Волгоградская область				
Волгоград*	176	-22	-2,3	2289
Камышин	188	-26	-4,1	2410
Эльтон*	177	-25	-3,2	2235
Вологодская область				
Вологда*	228	-32	-4	2581
Тотьма*	232	-32	-4,5	2679
Воронежская область				
Воронеж*	190	-24	-2,5	2381
Республика Дагестан				
Дербент *	138	-9	3,7	1910
Махачкала*	144	-13	2,7	1860
Ивановская область				
Иваново	219	-30	-3,9	2566
Кинешма	221	-31	-4,1	2560
Иркутская область				
Бодайбо*	253	-46	-14,1	3181
Братск	249	-43	-8,6	2764
Илимск	255	-45	-11	2967
Иркутск*	232	-33	-7,7	2959
Саянск	234	-39	-9,1	2817
Тайшет*	237	-39	-8,1	2759
Иркутская область				
Тулун*	241	-39	-8,6	2853
Кабардино-Балкарская Республика				
Нальчик	168	-18	0,6	2109
Калининградская область				
Калининград*	188	-19	1,2	2233
Республика Калмыкия				
Элиста*	169	-23	-1	2028

Поселение, городской округ	Продолжительность отопительного периода, сут.	Расчетная температура наружного воздуха средняя за самую холодную пятидневку с обеспеченностью 0,92, °С	Средняя температура отопительного периода, °С	Число часов максимума тепловой нагрузки отопления и вентиляции жилых зданий, ч
Калужская область				
Калуга	210	-27	-2,9	2510
Камчатская область				
Козыревск	256	-37	-7,3	2998
Мильково	256	-38	-8,3	3051
Петропавловск-Камчатский*	250	-18	-1,7	3492
Усть-Камчатск	277	-28	-4	3392
Карачаево-Черкесская Республика				
Черкесск	169	-18	0,6	2122
Республика Карелия				
Кемь*	255	-28	-3,5	3060
Олонец	233	-29	-3,2	2707
Петрозаводск*	235	-28	-3,2	2785
Сортавала*	232	-29	-2,5	2617
Кемеровская область				
Кемерово*	227	-39	-8	2633
Кондома	236	-40	-7,8	2674
Мариинск	235	-40	-7,7	2654
Кировская область				
Кировск	231	-33	-5,4	2710
Нагорское	239	-34	-5,8	2795
Республика Коми				
Воркута	306	-41	-9,1	3565
Объячево	239	-34	-5,3	2743
Сыктывкар*	243	-36	-5,6	2722
Ухта	261	-39	-6,4	2861
Костромская область				
Кострома	222	-31	-3,9	2551
Шарья	228	-32	-4,7	2653
Краснодарский край				
Красная Поляна	155	-9	3	2232
Краснодар*	145	-14	2,5	1839
Сочи*	94	-2	6,6	1412
Красноярский край				
Ачинск*	232	-36	-7	2735
Боготол	239	-39	-7,6	2734
Богучаны*	244	-45	-10,7	2813
Вельмо	264	-49	-12,5	3032
Дудинка* - Таймырский	296	-46	-15,2	3838

Поселение, городской округ	Продолжительность отопительного периода, сут.	Расчетная температура наружного воздуха средняя за самую холодную пятидневку с обеспеченностью 0,92, °С	Средняя температура отопительного периода, °С	Число часов максимума тепловой нагрузки отопления и вентиляции жилых зданий, ч
АО				
Енисейск	245	-46	-9,6	2685
Игарка*	292	-49	-16,7	3774
Кежма	252	-48	-12,3	2919
Красноярск*	233	-37	-6,7	2671
Минусинск*	221	-40	-7,9	2513
Туруханск*	274	-49	-13,3	3222
Хатанга*-Таймырский АО	304	-36	-18	4992
Курганская область				
Курган*	212	-36	-7,6	2553
Курская область				
Курск*	194	-24	-2,3	2411
Липецкая область				
Липецк	202	-27	-3,4	2464
Ленинградская область				
Санкт-Петербург*	213	-24	-1,3	2533
Тихвин*	223	-29	-2,7	2537
Магаданская область				
Аркагала	289	-51	-19	3853
Магадан (Нагаева, бухта)*	279	-29	-7,5	3817
Омсукчан	286	-50	-17,2	3693
Сусуман*	274	-54	-20,8	3665
Республика Марий Эл				
Йошкар-Ола*	215	-33	-4,9	2475
Республика Мордовия				
Саранск	209	-30	-4,5	2508
Московская область				
Дмитров	216	-28	-3,1	2550
Кашира	212	-27	-3,4	2586
Москва*	205	-25	-2,2	2481
Мурманская область				
Кандалакша*	265	-30	-4,6	3192
Мурманск*	275	-30	-3,4	3158
Нижегородская область				
Арзамас	216	-32	-4,7	2514
Нижний Новгород	215	-31	-4,1	2491
Новгородская область				
Боровичи	220	-29	-2,8	2513
Великий Новгород	221	-27	-2,3	2575
Новосибирская область				
Барабинск*	230	-39	-9	2760

Поселение, городской округ	Продолжительность отопительного периода, сут.	Расчетная температура наружного воздуха средняя за самую холодную пятидневку с обеспеченностью 0,92, °С	Средняя температура отопительного периода, °С	Число часов максимума тепловой нагрузки отопления и вентиляции жилых зданий, ч
Новосибирск*	221	-37	-8,1	2661
Омская область				
Омск*	216	-37	-8,1	2601
Тара*	229	-38	-8,2	2720
Оренбургская область				
Оренбург*	195	-32	-6,1	2393
Орловская область				0
Орел*	199	-25	-2,4	2430
Пензенская область				0
Пенза*	200	-27	-4,1	2510
Пермская область				
Пермь*	225	-35	-5,5	2555
Чердынь	245	-37	-6,7	2808
Приморский край				
Владивосток*	198	-23	-4,3	2732
Дальнереченск*	199	-29	-8,7	2837
Псковская область				
Великие Луки*	208	-27	-1,5	2340
Псков*	208	-26	-1,3	2369
Ростовская область				
Миллерово*	179	-21	-1,7	2322
Ростов-на-Дону*	166	-19	-0,1	2102
Таганрог*	165	-18	0	2132
Рязанская область				
Рязань	208	-27	-3,5	2548
Самарская область				
Самара	203	-30	-5,2	2503
Саратовская область				
Балашов	199	-29	-4,2	2407
Саратов*	188	-25	-3,5	2403
Сахалинская область				
Александровск-Сахалинский*	237	-27	-6,4	3247
Корсаков	232	-20	-2,7	3219
Курильск*	223	-15	-0,4	3181
Оха	266	-29	-7,3	3613
Южно- Курильск*	225	-13	0	3335
Южно- Сахалинск*	227	-22	-4,4	3218
Свердловская область				
Екатеринбург*	221	-32	-5,4	2642
Каменск-Уральский	222	-35	-6,9	2654

Поселение, городской округ	Продолжительность отопительного периода, сут.	Расчетная температура наружного воздуха средняя за самую холодную пятидневку с обеспеченностью 0,92, °С	Средняя температура отопительного периода, °С	Число часов максимума тепловой нагрузки отопления и вентиляции жилых зданий, ч
Туринск	226	-35	-7,7	2780
Республика Северная Осетия-Алания				
Владикавказ*	169	-13	0,7	2422
Смоленская область				
Вязьма	217	-27	-2,8	2582
Смоленск*	209	-25	-2	2508
Ставропольский край				
Кисловодск	179	-16	0,4	2392
Пятигорск	175	-20	0,2	2131
Ставрополь*	168	-18	0,5	2119
Тамбовская область				
Тамбов	201	-28	-3,7	2432
Республика Татарстан				
Елабуга*	209	-32	-5,2	2480
Казань*	208	-31	-4,8	2477
Тверская область				
Ржев	217	-28	-2,7	2519
Тверь	218	-29	-3	2511
Томская область				
Томск*	233	-39	-7,9	2693
Усть-Озерное*	249	-43	-9,3	2829
Республика Тыва				
Кызыл*	225	-47	-15	2859
Тульская область				
Тула	207	-27	-3	2484
Тюменская область				
Надым*	278	-45	-11,5	3285
Салехард*	285	-43	-11,5	3473
Тобольск*	232	-39	-7,9	2682
Тюмень*	223	-35	-6,9	2666
Ханты-Мансийск	247	-40	-8,8	2896
Удмуртская Республика				
Глазов	231	-35	-6	2673
Ижевск*	219	-33	-5,6	2589
Сарапул*	215	-33	-5,6	2542
Ульяновская область				
Ульяновск	212	-31	-5,4	2583
Хабаровский край				
Биробиджан	219	-32	-10,4	3114
Комсомольск-на-Амуре	223	-35	-10,8	3039

Поселение, городской округ	Продолжительность отопительного периода, сут.	Расчетная температура наружного воздуха средняя за самую холодную пятидневку с обеспеченностью 0,92, °С	Средняя температура отопительного периода, °С	Число часов максимума тепловой нагрузки отопления и вентиляции жилых зданий, ч
Охотск*	274	-32	-9,6	3797
Советская Гавань*	234	-24	-6	3370
Хабаровск*	204	-29	-9,5	2987
Энкэн	281	-28	-7,7	3950
Республика Хакассия				
Абакан*	223	-37	-7,9	2667
Шира	236	-38	-7,7	2755
Челябинская область				
Верхнеуральск	221	-34	-7,5	2748
Челябинск	218	-34	-6,5	2616
Чеченская Республика				
Грозный*	159	-17	0,9	2018
Читинская область				
Чита*	238	-38	-11,3	3127
Чувашская Республика				
Чебоксары	217	-32	-4,9	2545
Чукотский АО				
Анадырь*	299	-38	-11,3	3929
Республика Саха (Якутия)				
Алдан*	263	-41	-13,6	3523
Верхоянск*	272	-58	-25	3801
Вилюйск*	259	-51	-18,8	3436
Ленск*	258	-50	-14,3	3079
Оймякон*	277	-59	-25,4	3856
Эйк	284	-52	-18,5	3688
Якутск*	252	-52	-20,9	3471
Ненецкий АО				
Нарьян-Мар*	289	-39	-7,5	3295
Ярославская область				
Ярославль	221	-31	-4	2550

Приложение № 32
к Методическим указаниям
по разработке схем теплоснабжения

Таблица П32.1. Прирост потребления тепловой энергии на отопление и вентиляцию в проектируемых жилых зданиях на период разработки (актуализации) схемы теплоснабжения, тыс. Гкал

Наименование показателей	**А-4**	**А-3**	**.**	**А-1**	**А**	**.**	**.**	**А+5**	**.**	**.**	**.**	**.**	**А+10**	**.**	**.**	**.**	**.**	**А+15**	**...**
Прирост потребления тепловой энергии на отопление и вентиляцию																			
то же накопительным итогом, в том числе:																			
Многоэтажный жилищный фонд																			
Средне- и малоэтажный жилищный фонд																			
Всего по поселению, в том числе:																			
Многоэтажный жилищный фонд, в том числе по кадастровым кварталам:																			
22:61:010202																			
.....																			
22:63:010603																			

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П32.2. Прирост потребления тепловой энергии на горячее водоснабжение в проектируемых жилых зданиях на период разработки (актуализации) схемы теплоснабжения, тыс. Гкал

Наименование показателей	**А-4**	**А-3**	**.**	**А-1**	**А**	**.**	**.**	**А+5**	**.**	**.**	**.**	**.**	**А+10**	**.**	**.**	**.**	**.**	**А+15**	**...**
Прирост потребления тепловой энергии на горячее водоснабжение																			
то же накопительным итогом, в том числе:																			
Многоэтажный жилищный фонд																			
Средне- и малоэтажный жилищный фонд																			
Всего по поселению, в том числе:																			
Многоэтажный жилищный фонд, в том числе по кадастровым кварталам:																			
22:61:010202																			
.....																			
22:63:010603																			

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П32.3. Снижение потребления тепловой энергии на отопление и вентиляцию в сносимых жилых зданиях на период разработки (актуализации) схемы теплоснабжения, тыс. Гкал

Наименование показателей	**А-4**	**А-3**	**.**	**А-1**	**А**	**.**	**.**	**А+5**	**.**	**.**	**.**	**.**	**А+10**	**.**	**.**	**.**	**.**	**А+15**	**…**
Снижение потребления тепловой энергии на отопление и вентиляцию																			
то же накопительным итогом, в том числе:																			
Многоэтажный жилищный фонд																			
Средне- и малоэтажный жилищный фонд																			
Всего по поселению, в том числе:																			
Многоэтажный жилищный фонд, в том числе по кадастровым кварталам:																			
22:61:010202																			
……																			
22:63:010603																			

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П32.4. Снижение потребления тепловой энергии на горячее водоснабжение в сносимых жилых зданиях на период разработки (актуализации) схемы теплоснабжения, тыс. Гкал

Наименование показателей	**А-4**	**А-3**	**.**	**А-1**	**А**	**.**	**.**	**А+5**	**.**	**.**	**.**	**.**	**А+10**	**.**	**.**	**.**	**.**	**А+15**	**…**
Снижение тепловой энергии на горячее водоснабжение в сносимых зданиях																			
то же накопительным итогом, в том числе:																			
Многоэтажный жилищный фонд																			
Средне- и малоэтажный жилищный фонд																			
Всего по поселению, в том числе:																			
Многоэтажный жилищный фонд, в том числе по кадастровым кварталам:																			
22:61:010202																			
……																			
22:63:010603																			

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П32.5. Прирост потребления тепловой энергии на отопление и вентиляцию в проектируемых зданиях общественно-делового фонда на период разработки (актуализации) схемы теплоснабжения, тыс. Гкал

Наименование показателей	**А-4**	**А-3**	**.**	**А-1**	**А**	**.**	**.**	**А+5**	**.**	**.**	**.**	**.**	**А+10**	**.**	**.**	**.**	**.**	**А+15**	**...**
Прирост потребления тепловой энергии на отопление и вентиляцию																			
то же накопительным итогом, в том числе: по кадастровым кварталам																			
22:61:010202																			
.....																			
22:63:010603																			

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П32.6. Прирост потребления тепловой энергии на горячее водоснабжение в проектируемых зданиях общественно-делового фонда на период разработки (актуализации) схемы теплоснабжения, тыс. Гкал

Наименование показателей	**А-4**	**А-3**	**.**	**А-1**	**А**	**.**	**.**	**А+5**	**.**	**.**	**.**	**.**	**А+10**	**.**	**.**	**.**	**.**	**А+15**	**...**
Прирост тепловой энергии на горячее водоснабжение																			
то же накопительным итогом, в том числе по кадастровым кварталам																			
22:61:010202																			
.....																			
22:63:010603																			

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П32.7.Общий прирост потребления тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение в проектируемых и сносимых жилых и общественно-деловых зданиях и строениях на период разработки (актуализации) схемы теплоснабжения, тыс. Гкал

Наименование показателей	**А-4**	**А-3**	**.**	**А-1**	**А**	**.**	**.**	**А+5**	**.**	**.**	**.**	**.**	**А+10**	**.**	**.**	**.**	**.**	**А+15**	**…**
Прирост потребления тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение																			
то же накопительным итогом, в том числе:																			
отопление																			
вентиляция																			
горячее водоснабжение																			
Многоэтажный жилищный фонд																			
Средне- и малоэтажный жилищный фонд																			
Всего по поселению, в том числе:																			
Многоэтажный жилищный фонд, в том числе по кадастровым кварталам:																			
22:61:010202																			
……																			
22:63:010603																			

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Приложение № 33
к Методическим указаниям
по разработке схем теплоснабжения

Таблица П33.1. Перечень потребителей тепловой энергии, подключенных к существующим тепловым сетям за период актуализации

Уникальный номер абонента в электронной модели	Адресная привязка	№ кадастрового квартала	Источник тепловой энергии	Номер тепловой камеры	Дата акта включения	Подключенная тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/час	Подключенная среднечасовая тепловая нагрузка ГВС, Гкал/час	Подключенная суммарная тепловая нагрузка Гкал/час
Всего за период актуализации								

Таблица П33.2. Перечень потребителей тепловой энергии, планируемых к подключению в следующую пятилетку

Уникальный номер абонента в электронной модели	Адресная привязка	№ кадастрового квартала	Источник тепловой энергии	Год планируемого подключения	Подключенная тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/час	Подключенная среднечасовая тепловая нагрузка ГВС, Гкал/час	Подключенная суммарная тепловая нагрузка Гкал/час

Таблица П33.3.Результаты калибровки электронной модели системы теплоснабжения на актуализируемый период

Источник тепловой энергии, магистральный вывод	Параметры гидравлических режимов работы				Потрешность м/д расходом, полученным в эл. модели, и фактическим расходом теплоносителя в трубопроводе (%)
	по данным фактического режима работы в отопительный период А/А+1 гг.		по результатам выполненной калибровки электронной модели системы теплоснабжения		
	Давление в подающем/обратном трубопроводах, (м вод. ст. / м вод. ст.)	Расход теплоносителя в подающем / обратном трубопроводах, ($м^3$/ч / $м^3$/ч)	Давление в подающем/обратном трубопроводах, (м вод. ст. / м вод. ст.)	Расход теплоносителя в подающем / обратном трубопроводах, ($м^3$/ч / $м^3$/ч)	
АО «.....генерация»					
ТЭЦ-2					
ТЭЦ-3					
МУП «.....»					
Котельная №42, Лесной тракт, 75					
Котельная №41, Чкалова ул., 247а					
Котельная №40, 6-я Нагорная ул., 11г					
Котельная №36, Пушкина ул., 58					
Котельная №35, Водников ул., 12					
Котельная №38, Змеиногорский тракт, 120п					
Котельная №37, Опытная Станция ул., 46					

Приложение № 34
к Методическим указаниям
по разработке схем теплоснабжения

Таблица П34.1. Балансы тепловой мощности источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, системы теплоснабжения № …, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №…, Гкал/ч

Наименование показателя	**А-4**	**…**	**…**	**…**	**А**	**А+1**	**А+2**	**А+3**	**А+4**	**А+5**	**…**	**А+10**	**…**	**А+15**	**…**
Установленная тепловая мощность, в том числе															
отборы паровых турбин, в том числе															
производственных показателей															
теплофикационные															
РОУ															
ПВК															
Располагаемая тепловая мощность станции															
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде															
Затраты тепла на собственные нужды станции в паре															
Потери в тепловых сетях в горячей воде, в том числе															
М-1															
М-2															
…….															
Потери в паропроводах															
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды ТЭЦ															
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе															
Присоединенная															

Наименование показателя	**А-4**	**…**	**…**	**…**	**А**	**А+1**	**А+2**	**А+3**	**А+4**	**А+5**	**…**	**А+10**	**…**	**А+15**	**…**
непосредственно к коллекторам станции															
отопление и вентиляция															
горячее водоснабжение															
М-1															
отопление и вентиляция															
горячее водоснабжение															
М-2															
отопление и вентиляция															
горячее водоснабжение															
……															
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе															
М-1															
отопление и вентиляция															
горячее водоснабжение															
М-2															
отопление и вентиляция															
горячее водоснабжение															
…….															
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре															
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в паре (на коллекторах станции)															
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)															
Резерв/дефицит тепловой															

Наименование показателя	**А-4**	**…**	**…**	**…**	**А**	**А+1**	**А+2**	**А+3**	**А+4**	**А+5**	**…**	**А+10**	**…**	**А+15**	**…**
мощности (по фактической нагрузке)															
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла															
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата															

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П34.2. Баланс тепловой мощности котельной в системе теплоснабжения № …, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №…, Гкал/ч

Наименование показателя	**А-4**	**…**	**…**	**…**	**А**	**А+1**	**А+2**	**А+3**	**А+4**	**А+5**	**…**	**А+10**	**…**	**А+15**	**…**
Установленная тепловая мощность, в том числе															
Располагаемая тепловая мощность станции															
Затраты тепла на собственные нужды															
Потери в тепловых сетях															
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды															
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе															
отопление и вентиляция															
горячее водоснабжение															
Резерв/дефицит тепловой мощности															
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла															
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла															

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

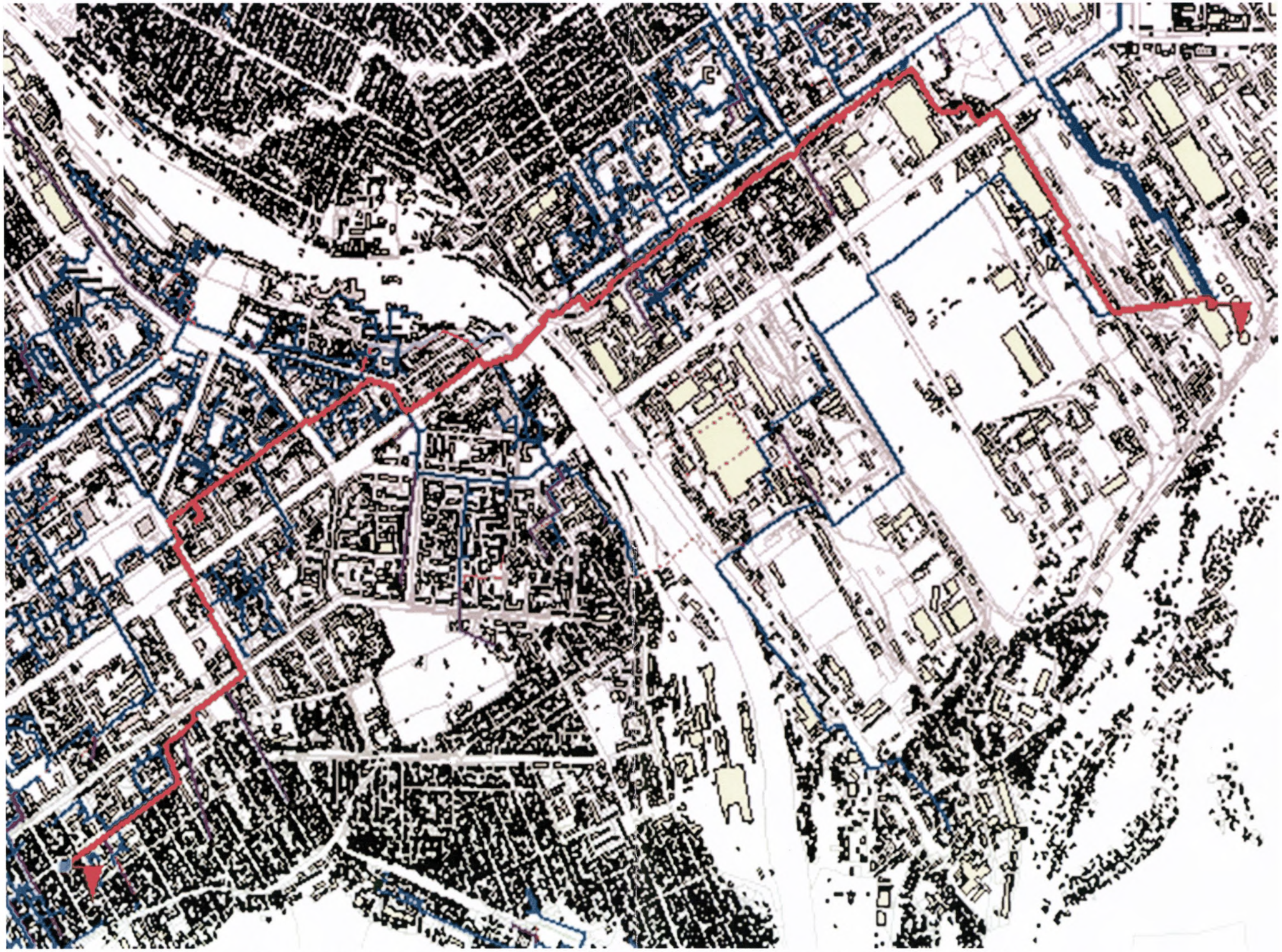

Рисунок П34.1. Путь теплоносителя от источника тепловой энергии до перспективного потребителя ООП-2-39

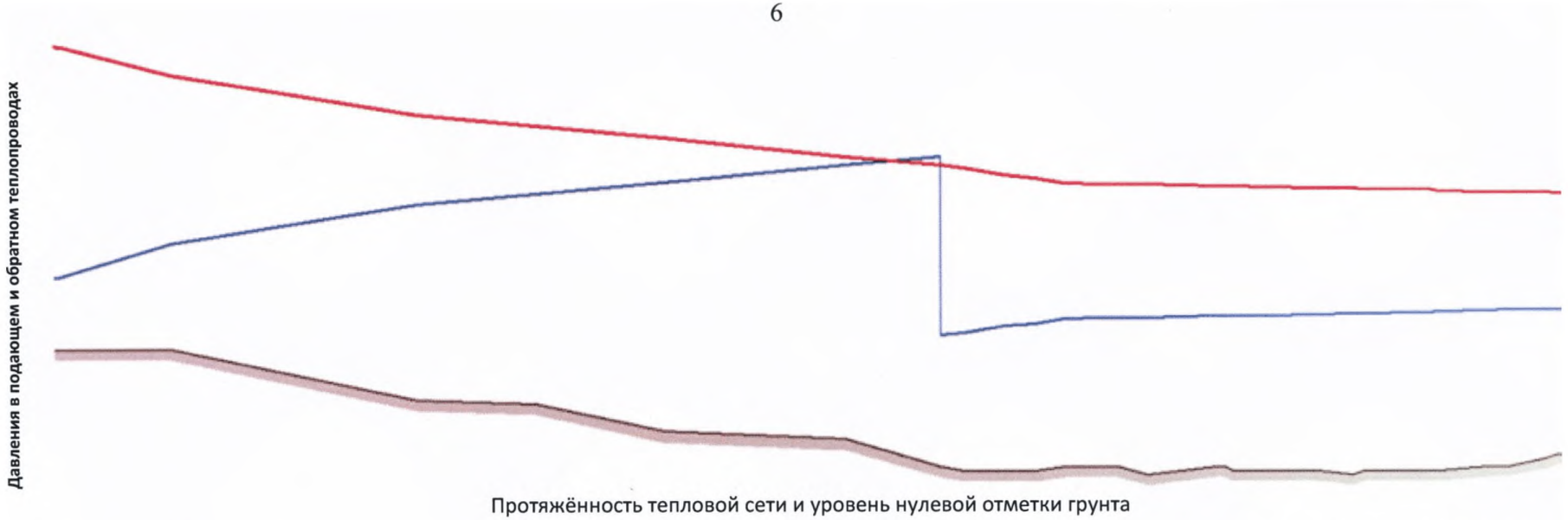

Рисунок П34.2. Пьезометрический график по выделенному пути движения теплоносителя до перспективного потребителя ООП-2-39

Приложение № 35
к Методическим указаниям
по разработке схем теплоснабжения

Таблица П35.1. Перспективный расход воды на компенсацию потерь и затрат теплоносителя при передаче тепловой энергии в зоне действия источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № …, тыс. м^3

Наименование показателя	**А-4**	**…**	**…**	**…**	**А**	**А+1**	**А+2**	**А+3**	**А+4**	**А+5**	**…**	**А+10**	**…**	**А+15**	**…**
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:															
нормативные утечки теплоносителя															
сверхнормативные утечки теплоносителя и отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС															

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П35.2. Перспективный расход воды на компенсацию потерь и затрат теплоносителя при передаче тепловой энергии в зоне действия котельной в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № …, тыс. м^3

Наименование показателя	**А-4**	**…**	**…**	**…**	**А**	**А+1**	**А+2**	**А+3**	**А+4**	**А+5**	**…**	**А+10**	**…**	**А+15**	**…**
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:															
нормативные утечки теплоносителя															
сверхнормативные утечки теплоносителя и отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС															

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П35.3. Перспективный расход воды на компенсацию потерь и затрат теплоносителя при передаче тепловой энергии в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № …, тыс. м^3

Наименование показателя	**А-4**	**…**	**…**	**…**	**А**	**А+1**	**А+2**	**А+3**	**А+4**	**А+5**	**…**	**А+10**	**…**	**А+15**	**…**
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:															
нормативные утечки теплоносителя															
сверхнормативные утечки теплоносителя и отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС															

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П35.4. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок (далее – ВПУ) и подпитки тепловой сети источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № …, тыс. м^3

Параметр	Ед. изм.	А-4	…	…	…	А	А+1	А+2	А+3	А+4	А+5	…	А+10	…	А+15	…
Производительность ВПУ	т/ч															
Срок службы	лет															
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.															
Общая емкость баков-аккумуляторов	м^3															
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч															
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч															
нормативные утечки теплоносителя	т/ч															
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч															
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч															
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч															
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч															
Доля резерва	%															

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П35.5.Перспективные балансы производительности ВПУ и подпитки тепловой сети котельной в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № …, тыс. $м^3$

Параметр	Ед. изм.	А-4	…	…	…	А	А+1	А+2	А+3	А+4	А+5	…	А+10	…	А+15	…
Производительность ВПУ	т/ч															
Срок службы	лет															
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.															
Общая емкость баков-аккумуляторов	$м^3$															
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч															
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч															
нормативные утечки теплоносителя	т/ч															
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч															
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч															
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч															
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч															
Доля резерва	%															

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П35.6.Плановые расходы воды на компенсацию потерь и затрат теплоносителя при передаче тепловой энергии в зоне действия источника тепловой энергии системы теплоснабжения № … в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № …, (для ценовых зон теплоснабжения), тыс. $м^3$

Наименование показателя	**А-4**	**…**	**…**	**…**	**А**	**А+1**	**А+2**	**А+3**	**А+4**	**А+5**	**…**	**А+10**	**…**	**А+15**	**…**
Всего плановая подпитка тепловой сети, в том числе:															
участков тепловых сетей															
сооружений на тепловых сетях															
При инцидентах и аварийных событиях на тепловых сетях															

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Приложение № 36
к Методическим указаниям
по разработке схем теплоснабжения

Анализ надежности и качества теплоснабжения для случаев отнесения генерирующего объекта к объектам, вывод которых из эксплуатации может привести к нарушению надежности теплоснабжения

П36.1 Анализ надежности и качества теплоснабжения для случаев отнесения генерирующего объекта к объектам, вывод которых из эксплуатации может привести к нарушению надежности теплоснабжения, должен выполняться на основе анализа установленной тепловой мощности на генерирующем объекте и присоединенной тепловой нагрузки. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки должны быть представлены в виде таблицы П36.1.

П36.2 Наличие резерва (или дефицита) располагаемой тепловой мощности должно устанавливать возможность или ее отсутствие вывода из эксплуатации турбоагрегата. Надежность теплоснабжения потребителей, в соответствующем году долгосрочного конкурентного отбора мощности должно проверяться по условию N-1 самого крупного котлоагрегата (*или*) турбоагрегата в период расчетной температуры наружного воздуха (для тепловой нагрузки в сетевой (горячей) воде) и расчетной повторяемости расхода отборного пара для потребителей пара.

Таблица П36.1. Перспективные балансы источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии , в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № …, Гкал/ч

Ст. №	Оборудование/статьи баланса	Давления отборного пара, МПа					По ТЭЦ
		отоп. параметры	0,8	1,6	3,5	14,0	
Установленная тепловая мощность отборов паровых турбин							
1	ПТ-50-130/7	40,0	70,0				110,0
2	Т-50-130	100,0					100,0
3	Р-40-130/13		188,0				188,0
4	Р-40-130/13			188,0			188,0
6	ПТ-135/165-130/15	115,0		153,0	46,0		314,0
7	ПТ-135/165-130/15			268,0	46,0		314,0
8	SST5-5000	197,8					197,8
	СУММА по турбинам	452,8	258,0	609,00	92,0		1 411,8
	ВВТО ПГУ-410Т	9,50					9,5
Потребная тепловая мощность на собственные нужды станции							

Ст. №	Оборудование/статьи баланса	Давления отборного пара, МПа					По ТЭЦ
		отоп. параметры	0,8	1,6	3,5	14,0	
Собственные нужды всего, в том числе		106,21	95,00	10,00			211,2
в паре		99,00	95,00	10,00			204,0
в сетевой (отопительной) воде		7,21					7,21
Баланс тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки по турбоагрегатам							
	Мощность НЕТТО по турбоагрегатам	346,6	163,0	599,0	92,0		1 200,6
	Максимальная фактическая нагрузка 2017 года	108,3	131,0	540,0	63,0	70,0	912,3
	Резерв/дефицит мощности теплофикационных отборов по максимальной расчетной нагрузке за 2017 год	238,3	32,0	59,0	29,0		358,3
Установленная тепловая мощность ПВК							
Установленная тепловая мощность РОУ							
	Тепловая мощность прочее всего, в том числе					940,5	940,5
	Мощность редуцирующих устройств		173,0	536,6	76,8		786,3
2	РОУ-16/8		41,5				
3	РОУ-16/8		41,5				
1	БРОУ-140/8		173,0				173,0
2	БРОУ-140/16			178,9			178,9
3	БРОУ-140/16			178,9			178,9
4	БРОУ-140/16			178,9			178,9
5	БРОУ-140/35				76,76		76,8
Баланс тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в целом по станции							
	Установленная тепловая мощность станции						2 352,3
	Располагаемая тепловая мощность станции						2 352,3
	Расход тепловой мощности на собственные нужды						211,2
	Мощность станции НЕТТО						2 141,1
	Максимальная тепловая нагрузка фактическая за год А						912,36
	Резерв дефицит станции по фактической тепловой нагрузке за год А						1228,8

Приложение № 37
к Методическим указаниям
по разработке схем теплоснабжения

Технико-экономическое обоснование строительства источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии

П37.1 Технико-экономическое обоснование строительства источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных тепловых нагрузок на вновь осваиваемых территориях поселений, городских округов, городов федерального значения должно выполняться в случае отсутствия возможности обеспечения теплоснабжения потребителей от существующих источников тепловой энергии.

П37.2 Технико-экономическое обоснование строительства источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, должно выполняться в случае отсутствия объекта строительства в утвержденной схеме и программе развития Единой энергетической системы России, а для источников тепловой энергии, сооружаемых в технологически изолированной территориальной энергетической системе, в соответствии с утвержденной схемой и программой развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации.

П37.3 В случае наличия объекта строительства в утвержденной схеме и программе развития Единой энергетической системы России в схеме теплоснабжения должны учитываться только тарифные последствия функционирования источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии (далее – ТЭЦ), в части тарифных последствий на отпуск тепловой энергии с коллекторов проектируемого источника тепловой энергии.

П37.4 Технико-экономическое обоснование должно выполняться для определения оптимального варианта развития системы теплоснабжения выделенного городского района (узла) путем сопоставления ряда возможных вариантов обеспечения теплоснабжения потребителей, путем сопоставления экономичности комбинированной (обеспечение потребителей тепловой и электрической энергии от ТЭЦ) и раздельной (получение такого же количества тепловой энергии от котельных и соответственного количества электрической энергии из энергосистемы) схем энергоснабжения узла.

П37.5 Показатель экономичности при выборе схемы энергоснабжения вновь застраиваемого узла должен определяться по формуле:

$$\Delta НВВ = НВВ_{разд} - НВВ_{комб}, \text{ тыс. руб.,} \quad (П37.1)$$

где,

$\Delta НВВ$ – экономия необходимой валовой выручки при сравнении вариантов схем энергоснабжения узла, тыс. руб.;

$НВВ_{разд}$ – валовая выручка, необходимая организации для осуществления выработки тепловой энергии и покупки электрической энергии из энергосистемы при раздельной схеме энергоснабжения вновь проектируемого узла, тыс. руб.;

$НВВ_{комб}$ – валовая выручка, необходимая организации для осуществления выработки тепловой энергии и выработки электроэнергии на ТЭЦ при комбинированной выработке тепловой и электрической энергии, тыс. руб.

П37.6 Необходимая валовая выручка для раздельного способа энергоснабжения узла должна определяться по формуле:

$$НВВ_{разд} = Ц_{т.к} Q_{по.к} + Ц_{э.сист} Э_{зам}, \text{ ч,} \quad (П37.2)$$

где,

$Ц_{т.к}$ –цена на тепловую энергию от котельной, руб./Гкал;

$Q_{по.к}$ –объем полезного отпуска тепловой энергии для обеспечения потребителей проектируемого узла теплоснабжения, тыс. Гкал;

$Ц_{э.сист}$ – средневзвешенная цена электрической энергии, поставляемой из энергосистемы, вместо электрической энергии, которая могла быть отпущена с шин проектируемой ТЭЦ, руб./МВт-ч;

$Э_{зам}$ –количество электрической энергии, поставляемой из энергосистемы, которая замещает электрическую энергию, отпущенную с шин проектируемой ТЭЦ, тыс. МВт-ч.

П37.7 Необходимая валовая выручка для комбинированного способа производства тепловой и электрической энергии узла должна определяться по формуле:

$$НВВ_{комб} = Ц_{т.тэц} Q_{по} + Ц_{э.тэц} Э_{тэц}, \text{ ч,} \quad (П37.3)$$

где,

$Ц_{т.тэц}$ –предельная цена на тепловую энергию от ТЭЦ, руб./Гкал;

$Q_{по.тэц}$ –объем полезного отпуска тепловой энергии для обеспечения потребителей проектируемого узла теплоснабжения, тыс. Гкал;

$Ц_{э.тэц}$ –средневзвешенная цена электрической энергии, отпускаемой с шин ТЭЦ, руб./МВт-ч;

$Э_{тэц}$–количество электрической энергии, отпущенной с шин проектируемой ТЭЦ, тыс. МВт-ч.

П37.8 С учетом приведения сравниваемых вариантов энергоснабжения узла к энергетической сопоставимости, заключающейся в равенстве $Э_{тэц} = Э_{зам}$ и $Q_{по.к} = Q_{по.тэц}$ экономия ΔHBB, должна определяться по формуле:

$$\Delta HBB = \left(Ц_{т.к} - Ц_{т.тэц}\right) \times Q_{по.к} + \left(Ц_{э.сист} - Ц_{э.тэц}\right) \times Э_{тэц}, \text{ тыс. руб.} \qquad (П37.4)$$

Если ΔHBB >0, то для дальнейшей разработки должен приниматься вариант строительства источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки тепловой и электрической энергии. Если $\Delta HBB \leq 0$ – то должен пониматься раздельный вариант энергоснабжения проектируемого узла теплоснабжения.

П37.9 Выбор комбинированного или раздельного варианта должен определяться средневзвешенной ценой на электрическую энергию, поставляемой в узел теплоснабжения из энергосистемы или производимой на проектируемой ТЭЦ, по формуле:

$$\Delta HBB = \left(Ц_{э.сист} - Ц_{э.тэц}\right) \times Э_{тэц}, \text{тыс. руб.} \qquad (П37.5)$$

П37.10 В поселениях, городских округах, городах федерального значения, не отнесенных к ценовой зоне теплоснабжения, $Ц_{т.к}$ и $Ц_{т.тэц}$ должны определяться в соответствии с приказом Федеральной службы по тарифам от 13 июня 2013 г. № 760-э «Об утверждении Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения» (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 16 июля 2013 г., регистрационный № 29078), с изменениями, внесенными приказом Федеральной службы по тарифам России от 27 мая 2015 г. № 1080-э «О внесении изменений в Методические указания по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденные приказом ФСТ России от 13.06.2013 № 760-э и в Методические указания по расчету регулируемых тарифов в сфере водоснабжения и водоотведения, утвержденные приказом ФСТ России от 27.12.2013 № 1746-э» (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 10 июля 2015 г., регистрационный № 37985), приказами Федеральной антимонопольной службы от 4 июля2016 г. № 888/16 «О внесении изменений и дополнений в Методические указания по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденные приказом ФСТ России от 13 июня 2013 года № 760-э» (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 29 июля 2016 г.,

регистрационный № 43031), от 30 июня 2017 г. № 868/17 «О внесении изменений в Методические указания по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденные приказом ФСТ России от 13.06.2013 № 760-э, и Методические указания по расчету регулируемых тарифов в сфере водоснабжения и водоотведения, утвержденные приказом ФСТ России от 27.12.2013 № 1746-э» (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 26 июля 2017 г., регистрационный № 47530), от 4 октября 2017 г. № 1292/17 «О внесении изменений в Методические указания по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденные приказом ФСТ России от 13.06.2013 № 760-э» (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 18 октября 2017 г., регистрационный № 48588) и от 18 июля 2018 г. № 1005/18 «О внесении изменений в Методические указания по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденные приказом ФСТ России от 13.06.2013 № 760-э» (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 14 сентября 2018 г. № 52155).

Приложение № 38
к Методическим указаниям
по разработке схем теплоснабжения

Технико-экономическое обоснование предложений по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии

П38.1 Технико-экономическое обоснование предложений по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, с выработкой электрической энергии на собственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источника тепловой энергии, на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок в ценовых зонах теплоснабжения должно осуществляться на основании сравнения предельного уровня цены котельной, потребляющей электрическую энергию из энергосистемы и котельной, с установкой комбинированной выработки тепловой энергии и электрической энергии в соответствии с формулой:

$$Ц_{к} \geq Ц_{к.комб}, \text{ руб./Гкал.} \qquad (П38.1)$$

П38.2 Расчет должен выполняться в соответствии с Правилами определения в ценовых зонах теплоснабжения предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), включая правила индексации предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 15 декабря 2017 г. № 1562 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2018, № 1 (ч. II), ст. 339; № 31, ст. 5007) (далее - Правила).

П38.3 Изменения в расчетные зависимости для котельной с установкой с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии для собственных нужд предприятия с целью определения предельного уровня цены должны быть внесены в следующие условия расчетов:

П38.3.1. Строительство котельной с установкой для комбинированной выработки электрической и тепловой энергии осуществляется на природном газе.

П38.3.2 Общее количество полезно отпущенной тепловой энергии и Q^{no} остается неизменным для каждого из вариантов.

П38.3.3 При оборудовании котельной установкой с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии общее количество тепла разделятся на два потока:

$Q^{по} = Q^{по}_{от} + Q^{по}_{гвс}$ - полезно отпущенная тепловая энергия для целей отопления и полезно отпущенная тепловая энергия для целей горячего водоснабжения.

П38.3.4 Мощность установки с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии выбирается по количеству полезно отпущенной тепловой энергии для целей горячего водоснабжения

П38.3.5 Установленная тепловая мощность котельной выбирается по количеству полезно отпущенной тепловой энергии для целей отопления в соответствии с формулой:

$$P_к = \frac{Q^{по}_{от}}{ГР_к \times КИУМ_к \times 10^{-3}}, \text{Гкал/ч} \qquad (П38.2)$$

П38.3.6. Установленная электрическая мощность установки с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии должна выбираться по количеству полезно отпущенной тепловой энергии для целей горячего водоснабжения в соответствии с формулой:

$$N = \frac{Q^{по}_{гвс}}{ГР_{комб} \times КИУМ_{комб} \times 10^{-3}} \times \beta, \text{МВт} \qquad (П38.3)$$

где,

$ГР_к$ – продолжительность годовой работы котлоагрегатов котельной с учетом коэффициента готовности, учитывающего продолжительность годовой работы оборудования (часов);

$ГР_{комб}$ – продолжительность годовой работы установки с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии (часов);

$КИУМ_к$ – коэффициент использования установленной тепловой мощности котлоагрегатов котельной, установленный технико-экономическими параметрами работы котельных и тепловых сетей;

$КИУМ_{комб}$ – коэффициент использования установленной электрической мощности установки с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии;

β –коэффициент выработки электрической мощности на тепловом потреблении, кВт/Гкал/ч.

П38.3.7. Составляющая предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), обеспечивающая возврат капитальных затрат на строительство котельной и тепловых сетей (руб./Гкал), должна определяться по формуле:

$$КР_{к.комб} = \frac{\left(КЗ^{кот}_г + КЗ^{у.комб.}_г + КЗ^{сети} + ТП_г + З_г\right)}{Q^{по}} \times \frac{НД}{1-(1+НД)^{-СВК}} \qquad (П38.4)$$

где,

$КЗ_г^{кот}$ – величина капитальных затрат на строительство котельной с использованием газа, определяемая в соответствии с пунктом 19 Правил (тыс. рублей);

$КЗ_г^{у.комб.}$ – величина капитальных затрат на установки с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии (тыс. рублей);

$КЗ^{сети}$ – величина капитальных затрат на строительство тепловых сетей в период регулирования, определяемая в соответствии с пунктом 21 Правил (тыс. рублей);

$ТП_г$ – затраты на подключение (технологическое присоединение) котельной с установкой комбинированной выработки электрической и тепловой энергии с использованием газа к электрическим сетям, к централизованной системе водоснабжения и водоотведения (для котельной с использованием газа также к газораспределительным сетям), определяемые в соответствии с пунктом 22 Правил (тыс. рублей);

$З_г$ – стоимость земельного участка для размещения котельной с установкой с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии, определяемая в соответствии с пунктом 23 Правил (тыс. рублей);

$Q^{по}$ – объем полезного отпуска тепловой энергии котельной, определяемый в соответствии с пунктом 17 Правил;

$НД$ – норма доходности инвестированного капитала, определяемая в соответствии с пунктом 26 Правил;

$СВК$ – срок возврата инвестированного капитала, установленный технико-экономическими параметрами работы котельных и тепловых сетей (годов).

П38.3.8. Также должны быть учтены изменения:

в пункте 12 Правил для определения составляющей предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) для целей теплоснабжения и для целей горячего водоснабжения (формула 3 Правил);

в пункте 22 Правил для определения платы за технологическое присоединение к сетям газоснабжения и электроснабжения (формула 10 Правил);

в пункте 33 Правил для определения прочих расходов при производстве тепловой энергии (формула 19 Правил) в части расходов на электрическую энергию на собственные нужды котельной, которые обеспечиваются за счет функционирования установки с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии;

в пункте 34 Правил для определения расходов на техническое обслуживание и ремонт основных средств с учетом расходов на техническое обслуживание и ремонт установки для

комбинированной выработки тепловой и электрической энергии.

Приложение № 39
к Методическим указаниям
по разработке схем теплоснабжения

Технико-экономическое обоснование реконструкции и (или) модернизации котельных с увеличением зоны их действия

П39.1 Технико-экономическое обоснование реконструкции и (или) модернизации котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии в ценовых зонах теплоснабжения должно осуществляться на основании сравнения цены на тепловую энергию реконструированной котельной и определения в ценовых зонах теплоснабжения предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность).

П39.2 Предложения должны быть обоснованы в случае если цена на тепловую энергию котельной, предлагаемой к выводу из эксплуатации, выше предельного уровня цены на тепловую энергию, утвержденную в ценовой зоне.

П39.3 Предложение должно считаться экономически обоснованным, если цена на тепловую энергию в объединенной системе теплоснабжения на базе реконструируемой котельной будет ниже или равна предельному уроню цены на тепловую энергию, утвержденную в ценовой зоне.

П39.4 В поселениях, городских округах, городах федерального значения, не отнесенных к ценовым зонам теплоснабжения, технико-экономическое обоснование расширения зоны действия реконструируемой котельной с передачей на нее тепловой нагрузки котельных выводимых из эксплуатации должно осуществляться на основании сравнения средневзвешенной цены на тепловую энергию в необъединенных системах теплоснабжения со средневзвешенной ценой на тепловую энергию объединенной системы теплоснабжения с учетом реконструкции доминирующей котельной.

Приложение № 40
к Методическим указаниям
по разработке схем теплоснабжения

Определение радиуса эффективного теплоснабжения

П40.1 Для определения радиуса эффективного теплоснабжения должно быть рассчитано максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение (технологическое присоединение) теплопотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения.

П40.2 В системе теплоснабжения стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям, должна рассчитываться как сумма следующих составляющих:

а) стоимости единицы тепловой энергии (мощности) в горячей воде;

б) удельной стоимости оказываемых услуг по передаче единицы тепловой энергии в горячей воде.

П40.3 Стоимость единицы тепловой энергии (мощности) в горячей воде, отпущенной от единственного источника в системе теплоснабжения, должна вычисляться по формуле:

$$T_i^{отэ} = \frac{HBB_i^{отэ}}{Q_i}, \text{ руб./Гкал,} \qquad (П40.1)$$

где:

$HBB_i^{отэ}$ – необходимая валовая выручка источника тепловой энергии на отпуск тепловой энергии в виде горячей воды с коллекторов источника тепловой энергии на i-й расчетный период регулирования, тыс. руб.;

Q_i – объем отпуска тепловой энергии в виде горячей воды с коллекторов источника тепловой энергии в i-м расчетном периоде регулирования, тыс. Гкал;

П40.4 Удельная стоимость оказываемых услуг по передаче единицы тепловой энергии в горячей воде в системе теплоснабжения должна рассчитываться по формуле:

$$T_i^{пер} = \frac{HBB_i^{пер}}{Q_i^c}, \text{ руб./Гкал,} \qquad (П40.2)$$

где:

$HBB_i^{пр}$ – необходимая валовая выручка по передаче тепловой энергии в виде горячей воды на i-й расчетный период регулирования, тыс. руб.;

Q_i^c – объем отпуска тепловой энергии в виде горячей воды из тепловых сетей системы

теплоснабжения на i-й расчетный период регулирования, тыс. Гкал.

П40.5 Стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения, должна рассчитываться по формуле:

$$T_i^{кп} = T_i^{отэ} + T_i^{пер} = \frac{НВВ_i^{отэ}}{Q_i} + \frac{НВВ_i^{пер}}{Q_i^c}, \text{ руб./Гкал;} \qquad (П40.3)$$

П40.6 При подключении нового объекта заявителя к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения, должна рассчитываться по формуле:

$$T_i^{кп,нп} = \frac{НВВ_i^{отэ} + \Delta НВВ_i^{отэ}}{Q_i + \Delta Q_i^{нп}} + \frac{НВВ_i^{пер} + \Delta НВВ_i^{пер}}{Q_i^c + \Delta Q_i^{снп}}, \text{ руб./Гкал;} \qquad (П40.4)$$

$\Delta НВВ_i^{отэ}$ – дополнительная необходимая валовая выручка источника тепловой энергии на отпуск тепловой энергии в виде горячей воды с коллекторов источника тепловой энергии на i-й расчетный период регулирования, которая должна определяться дополнительными расходами на отпуск тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии для обеспечения теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя, тыс. руб.;

$\Delta Q_i^{нп}$ – объем отпуска тепловой энергии в виде горячей воды с коллекторов источника тепловой энергии для теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя, на i-й расчетный период регулирования, тыс. Гкал.

$\Delta НВВ_i^{пер}$ – дополнительная необходимая валовая выручка по передаче тепловой энергии в виде горячей воды в системе теплоснабжения, которая должна определяться дополнительными расходами на передачу тепловой энергии по тепловым сетям исполнителя для обеспечения теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя на i-й расчетный период регулирования, тыс. руб.;

$\Delta Q_i^{снп}$ – объем отпуска тепловой энергии в виде горячей воды из тепловых сетей системы теплоснабжения исполнителя для теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя, на i-й расчетный период регулирования, тыс. Гкал.

П40.7 Если по результатам расчетов стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения исполнителя с учетом присоединения тепловой мощности заявителя к тепловым сетям системы теплоснабжения $T_i^{кп,нп}$, больше чем стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе

теплоснабжения до присоединения потребителя к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя $T_i^{кп}$, то присоединение объекта заявителя к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя должно считаться нецелесообразным. Если по результатам расчетов стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения исполнителя с учетом присоединения тепловой мощности заявителя к тепловым сетям системы теплоснабжения $T_i^{кп,нп}$ меньше или равна стоимости тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения до присоединения потребителя к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя $T_i^{кп}$, то присоединение объекта заявителя к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя – целесообразно.

П40.8 Если, при тепловой нагрузке заявителя $Q_{сумм}^{м.ч}$ <0,1 Гкал/ч, дисконтированный срок окупаемости капитальных затрат в строительство тепловой сети, необходимой для подключения объекта капитального строительства заявителя к существующим тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя, превышает полезный срок службы тепловой сети, определенный в соответствии с Общероссийским классификатором основных фондов (ОК 013-94), то подключение объекта является нецелесообразным и объект заявителя находится за пределами радиуса эффективного теплоснабжения.

П40.9. Дисконтированный срок окупаемости капитальных затрат в строительство тепловой сети, необходимой для подключения объекта капитального строительства заявителя к существующим тепловым сетям исполнителя, должен определяться в соответствии с формулой:

$$\sum_{t=1}^{n} \frac{ПДС_t}{\left(1+\frac{1}{(1+НД)}\right)^t} \geq K_{mc}, \text{ лет,} \qquad (П40.5)$$

где:

$ПДС_0$ – приток денежных средств от операционной деятельности исполнителя по теплоснабжению объекта заявителя, подключенного к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя (без НДС), тыс. руб.;

$НД$ – норма доходности инвестированного капитала, устанавливаемая в соответствии с пунктом 6 Правил установления долгосрочных параметров регулирования деятельности организаций в отнесенной законодательством Российской Федерации к сферам деятельности субъектов естественных монополий сфере теплоснабжения и (или) цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, которые подлежат регулированию в соответствии с перечнем определенным статьей 8 Федерального закона «О теплоснабжении», утвержденных постановлением

Правительства Российской Федерации от 22 октября 2012 г. № 1075 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2012, № 44, ст. 6022; 2014, № 14, ст. 1627; № 23, ст. 2996; 2017, № 18, ст. 2780);

K_{mc} – величина капитальных затрат в строительство тепловой сети от точки подключения к тепловым сетям системы теплоснабжения (без НДС).

П40.10. Для определения капитальных затрат в строительство тепловой сети от точки присоединения к тепловой сети исполнителя до объекта заявителя должны быть выполнены следующие действия:

П40.10.1. В электронной модели системы теплоснабжения исполнителя должна быть установлена адресная привязка объекта заявителя, выходящая за существующую зону действия системы теплоснабжения заявителя и увеличивающая радиус теплоснабжения (рисунок П40.1).

П40.10.2. На топооснове поселения, городского округа, города федерального значения должна быть осуществлена привязка объекта заявителя к точке подключение тепловой сети (формируется объект – тепловая камера для подключения и рассчитываются протяженность и диаметр теплопровода, соединяющего объект заявителя с тепловой камерой тепловой сети).

П40.10.3. В электронной модели системы теплоснабжения должен быть сформирован путь теплоносителя от источника тепловой энергии до абонентского ввода в теплопотребляющую установку объекта заявителя (рисунок П40.1 – красная пунктирная линия).

П40.10.4. В электронной модели системы теплоснабжения должен быть рассчитан пьезометрический график (график давлений и расходов) по пути движения теплоносителя (рисунок П40.2).

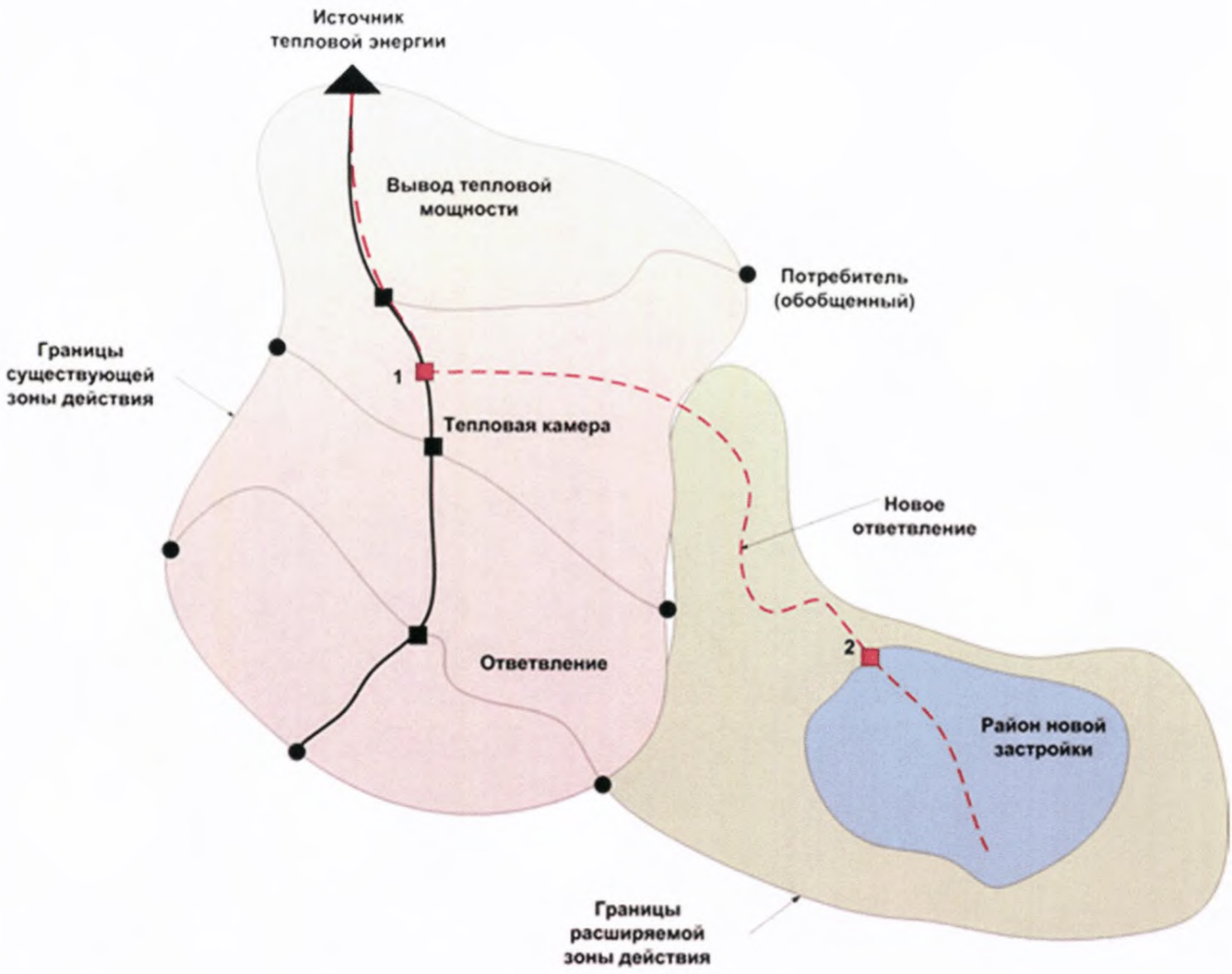

Рисунок П40.1. Расширение зоны действия существующего источника тепловой энергии

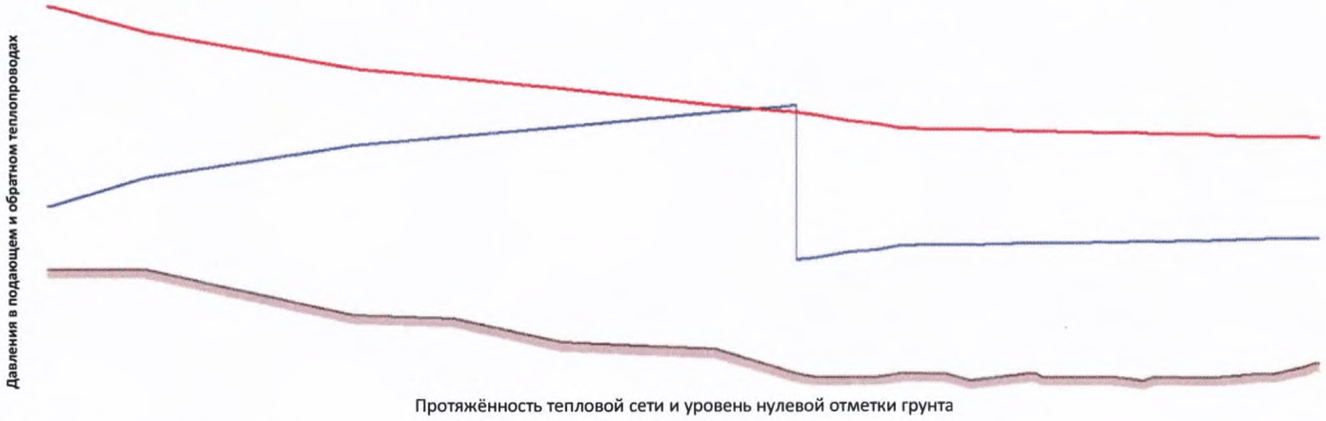

Рисунок П40.2. Пьезометрический график пути движения теплоносителя

П40.10.5. Если в результате анализа пьезометрического графика, установлено, что условие технической возможности подключения объекта заявителя по причине отсутствия резерва пропускной способности тепловых сетей исполнителя не выполняется (то есть в точке подключения к внутридомовым системам отопления заявителя не может быть достигнуто расчетного расхода теплоносителя), то теплоснабжающей организацией должны быть

предложены мероприятия капитального характера (реконструкция участков тепловой сети с увеличением диаметра, строительство насосной подстанции), позволяющие обеспечить эту пропускную способность.

П40.10.6. Капитальные затраты в строительство тепловой сети $K_{тс}$ (без НДС) должны рассчитываться по формуле:

$$K_{mc,t} = \left(\sum_{i=1}^{i=N} \left(l \times k_{\text{Dy}} \right)_i + \sum_{j=1}^{j=M} \left(l \times k_{\text{Dy}} \right)_j \right) \times ИЦП_t - ПЗП_t \times \left(1 - НДС_t \right), \text{ тыс. руб.,} \qquad (П40.6)$$

где:

l_i – протяженность i - того участка проектируемой тепловой сети от объекта заявителя до точки подключения к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя с условным диаметром Dy_i (мм), необходимой для теплоснабжения объекта заявителя, км;

l_j – протяженность j - того участка реконструируемой тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя с увеличением диаметра Dy_j (мм), необходимой для обеспечения пропускной способности тепловой сети исполнителя в точке подключения к ней объекта заявителя, км;

$k_{\text{Dy,i}}$, $k_{\text{Dy,j}}$, – нормативы цены строительства тепловой сети с условным диаметром $Dy_i (Dy_j)$ (мм), определяемые на основании укрупненных нормативов цены строительства для объектов капитального строительства непроизводственного назначения (далее – НЦС), тыс. руб./км. В случае отсутствия в НЦС необходимых сведений (например, при отсутствии удельных показателей для необходимого диаметра трубопровода) стоимость строительства принимается путем линейной интерполяции на основе данных, приведенных в соответствующих разделах НЦС либо по проектам-аналогам. При определении нормативной цены строительства учитываются также затраты на восстановление благоустройства и озеленения и дорожного покрытия;

N – число участков проектируемой тепловой сети с различными условными диаметрами (Dy_i);

M – число участков реконструируемой тепловой сети исполнителя с увеличением диаметра участков тепловой сети до Dy_j (мм) для обеспечения пропускной способности, выявленными в результате гидравлических расчетов;

$ИЦП_t$ – прогнозный индекс цен производителей промышленной продукции в t-м расчетном периоде, который должен определяться в соответствии с пунктом П40.6 настоящей методики;

$ПЗП_t$ – плата за подключение объекта заявителя с тепловой нагрузкой $Q_{сумм}^{м.ч}$<0,1 Гкал/ч к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя, устанавливается в соответствии с подпунктом 1 пункта 163 Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденных приказом Федеральной службы по тарифам от 13 июня 2013 г. № 760-э «Об утверждении Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения» (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 16 июля 2013 г., регистрационный № 29078), с изменениями, внесенными приказом Федеральной службы по тарифам от 27 мая 2015 г. № 1080-э «О внесении изменений в Методические указания по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденные приказом ФСТ России от 13.06.2013 № 760-э и в Методические указания по расчету регулируемых тарифов в сфере водоснабжения и водоотведения, утвержденные приказом ФСТ России от 27.12.2013 № 1746-э» (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 10 июля 2015 г., регистрационный № 37985), приказами Федеральной антимонопольной службы от 4 июля 2016 г. № 888/16 «О внесении изменений и дополнений в Методические указания по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденные приказом ФСТ России от 13 июня 2013 года № 760-э» (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 29 июля 2016 г., регистрационный № 43031), от 30 июня 2017 г. № 868/17 «О внесении изменений в Методические указания по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденные приказом ФСТ России от 13.06.2013 № 760-э, и Методические указания по расчету регулируемых тарифов в сфере водоснабжения и водоотведения, утвержденные приказом ФСТ России от 27.12.2013 № 1746-э» (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 26 июля 2017 г., регистрационный № 47530), от 4 октября 2017 г. № 1292/17 «О внесении изменений в Методические указания по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденные приказом ФСТ России от 13.06.2013 № 760-э» (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 18 октября 2017 г., регистрационный № 48588) и от 18 июля 2018 г. № 1005/18 «О внесении изменений в Методические указания по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденные приказом ФСТ России от 13.06.2013 № 760-э» (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 14 сентября 2018 г., регистрационный № 5215), в размере 550 рублей (с НДС);

$НДС_t$ – ставка налога на добавленную стоимость в t-м расчетном периоде.

П40.11. Прогнозный индекс цен производителей промышленной продукции в t -м расчетном периоде ($ИЦП_t$) должен определяться по формуле:

$$ИЦП_t = \left(1 + ИЦП^{п}_{б+1}\right) \times \left(1 + ИЦП^{п}_{б+2}\right) \times \text{K} \times \left(1 + ИЦП^{п}_{t}\right), \qquad (П40.7)$$

где $ИЦП^{п}_{б+1}$, $ИЦП^{п}_{б+2}$, ... , $ИЦП^{п}_{t}$ - индексы цен производителей промышленной продукции (в среднем за год к предыдущему году) в (2017+1)-й, (2017+2)-й,... t -й расчетные периоды, указанные на соответствующие годы в прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации, разработанном в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 14 ноября 2015 г. № 1234 «О порядке разработки, корректировки, осуществления мониторинга и контроля реализации прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на среднесрочный период и признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2015, № 47, ст. 6598; 2017, № 38, ст. 5627; 2018, № 19, ст. 2737; № 50, ст. 7755) (далее – прогноз социально-экономического развития Российской Федерации), на t -й расчетный период регулирования (базовый вариант).

П40.12. Приток денежных средств от операционной деятельности, полученный исполнителем в период времени t , за счет продажи тепловой энергии заявителю на цели теплоснабжения, присоединенному к тепловой сети исполнителя должен определяться по формуле:

$$ПДС_t = B_t - З_t, \text{ тыс. руб./год,} \qquad (П40.8)$$

где:

B_t – выручка, полученная исполнителем за счет продажи тепловой энергии заявителю, подключенному к тепловой сети исполнителя, за период t , тыс. руб. в год,;

$З_t$ – затраты, понесенные исполнителем на выработку тепловой энергии и ее передачу по тепловым сетям исполнителя до объекта заявителя, за период t , тыс. руб. в год.

П40.13. Выручка, полученная исполнителем за счет продажи заявителю, подключенному к тепловой сети исполнителя через индивидуальный тепловой пункт, тепловой энергии, необходимой для теплоснабжения потребителя, должна рассчитываться по формуле:

$$B_t = Q^{пл}_{з} \times Ц_{тэ,t} \times ИСПГ_t = Q^{м.ч}_{сумм} \times ЧЧМ_{ср.} \times Ц_{тэ,t} \times ИСПГ_t \times 10^{-3}, \text{ тыс. руб./год,} \qquad (П40.9)$$

где:

$Q^{пл}_{з}$ – прогнозируемое количество тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей исполнителя для теплоснабжения заявителя, тыс. Гкал/год;

$Q_{о,з}^{мч}$ – максимальная часовая тепловая нагрузка, указанная в условиях подключения, выданных исполнителем вместе с проектом договора о подключении (технологическом присоединении), в соответствии с пунктом 35 Правил подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения, включая правила недискриминационного доступа к услугам по подключению (технологическому присоединению) к системам теплоснабжения, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 5 июля 2018 г. № 787 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2018, № 29, ст. 4432), Гкал/ч;

$ЧЧМ_{ср}$ – средневзвешенное по видам тепловой нагрузки число часов максимума тепловой нагрузки, час./год;

$Ц_{тэ,t}$ – цена на тепловую энергию для теплоснабжения заявителя в t -м расчетном периоде.

$ИСПГ_t$ – индекс совокупного платежа граждан за коммунальные услуги, устанавливаемый в соответствии с Основами формирования индексов изменения размера платы граждан за коммунальные услуги в Российской Федерации, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 30 апреля 2014 г. № 400 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2014, № 19, ст. 2434; № 40 (ч. III), ст. 5425; № 45, ст. 6237; 2015, № 12, ст. 1753; № 37, ст. 5153; 2016, № 1 (ч. II), ст. 233; № 45 (ч. II), ст. 6263; 2017, № 11, ст. 1557; № 38, ст. 5633) t -м расчетном периоде.

П40.14. Затраты, понесенные исполнителем на выработку тепловой энергии для теплоснабжения потребителя, и ее передачу по тепловым сетям исполнителя до объекта заявителя, должны рассчитываться по формуле:

$$З_t = \left(З_т + З_{пер}\right)_t, \text{ тыс. руб./год,} \qquad (П40.10)$$

где:

$З_{т,t}$ – затраты, обеспечивающие компенсацию расходов на топливо, затраченного исполнителем на отпуск тепловой энергии, необходимой для теплоснабжения объекта заявителя, в t -м расчетном периоде, тыс. руб./год;

$З_{пер,t}$ – затраты, обеспечивающие компенсацию расходов на передачу тепловой энергии по тепловым сетям исполнителя (с учетом затрат на покупку тепловой энергии для компенсации тепловых потерь), необходимой для теплоснабжения объекта заявителя в t -м расчетном периоде, тыс. руб./год

П40.15. Затраты исполнителя, обеспечивающие компенсацию расходов на топливо,

затраченного исполнителем для отпуска тепловой энергии, необходимой для теплоснабжения заявителя, должны рассчитываться по формуле:

$$З_{т,t} = Q_з^{пл} \times b_{ф,t} \times Ц_{т,t} \times \left(1 + I_t^п\right) \times 10^{-3}, \text{ тыс. руб./год,} \qquad (П40.11)$$

где:

$Q_з^{пл}$ – прогнозируемое количество тепловой энергии, отпущенное из тепловых сетей исполнителя для теплоснабжения объекта заявителя, тыс. Гкал/год;

$b_{ф,t}$ – удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии, фактически сложившийся в системе теплоснабжения исполнителя, в t-м расчетном периоде, кг/Гкал;

$Ц_{т,t}$ – цена топлива, фактически сложившаяся в системе теплоснабжения исполнителя, в t-м расчетном периоде в соответствии с требованиями к раскрытию информации, руб./т. условного топлива;

$I_t^п$ – прогнозный индекс роста цены на k-й вид топлива в t-м расчетном периоде, в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации (базовый вариант).

П40.16. Затраты на передачу дополнительного количества тепловой энергии от источника тепловой энергии в системе теплоснабжения заявителя до объекта исполнителя по существующим и вновь построенным тепловым сетям должны определяться аналоговым методом, исходя из фактического уровня затрат в данной системе теплоснабжения в перерасчете на единицу материальной характеристики тепловой сети в соответствии с формулой:

$$З_{пер,t} = \gamma_{ст} \times M_{нтс} = \gamma_{ст} \times \sum_{i=1}^{i=N} \left(l \times Dy\right)_i, \text{ тыс. руб./год,} \qquad (П40.12)$$

где, $\gamma_{ст}$ – удельная стоимость передачи тепловой энергии, сложившаяся в системе теплоснабжения исполнителя, к тепловым сетям которой присоединяются объект заявителя, руб./м^2;

$M_{нтс}$ – материальная характеристика вновь построенной тепловой сети для подключения объекта заявителя, м^2;

$L_{нтс,i}$ – протяженность i-того участка вновь построенной тепловой сети с условным диаметром $D_{у,нтс,i}$, м;

$D_{у,нтс,i}$ – условный диаметр i-того участка вновь построенной тепловой сети, м.

Приложение № 41
к Методическим указаниям
по разработке схем теплоснабжения

Таблица П41.1. Капитальные вложения в реализацию мероприятий по реконструкции котельной в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № ..., тыс. руб.

Стоимость проектов	**А**	**А+1**	**А+2**	**А+3**	**А+4**	**А+5**	**…**	**А+10**	**…**	**А+15**
ПИР и ПСД	0	0	601	0	0	0	740	0	0	0
Оборудование	0	0	6006	0	0	0	7402	0	0	0
Строительно-монтажные и пуско-наладочные работы	0	0	4805	0	0	0	5921	0	0	0
Всего капитальные затраты	0	0	11412	0	0	0	14063	0	0	0
Непредвиденные расходы	0	0	1141	0	0	0	1406	0	0	0
НДС	0	0	2054	0	0	0	2531	0	0	0
Всего стоимость проекта	0	0	14 607	0	0	0	18 000	0	0	0

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Приложение № 42
к Методическим указаниям
по разработке схем теплоснабжения

П42.1 Утверждаемые параметры температуры и расхода теплоносителя для источника тепловой энергии в системе теплоснабжения № … в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № … с целью регулирования отпуска тепловой энергии потребителям на цели отопления, вентиляции в зависимости от температуры наружного воздуха и потребления тепла на горячее водоснабжения и технологические нужды устанавливаются в соответствии с таблицей П42.1.

Таблица П42.1. Утверждаемые параметры регулирования отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии

Температура наружного воздуха, °С	**Параметры теплоносителя на коллекторах источника тепловой энергии**			
	Температура теплоносителя в подающем теплопроводе, °С	**Температура теплоносителя в обратном теплопроводе, °С**	**Расход теплоносителя в подающем теплопроводе, тонн/ч**	**Расход теплоносителя в обратном теплопроводе, тонн/ч**
Расчетная температура наружного воздуха для проектирования систем отопления $t_{нв}^{р}$				
$t_{нв}^{р}+1$				
$t_{нв}^{р}+2$				
….				
….				
….				
+8				

П42.2 Утверждаемые параметры температуры и расхода теплоносителя в точке измерения расхода тепловой энергии для функционирования теплопотребляющих установок потребителя тепловой энергии устанавливаются в соответствии с таблицей П42.2.

Таблица П42.2. Утверждаемые параметры регулирования отпуска тепловой энергии в точке измерения тепловой энергии, отпущенной потребителю тепловой энергии

Температура наружного воздуха, °С	**Параметры теплоносителя в точке измерения показателей теплоносителя**					
	Температура теплоносителя на вводе в систему отопления, °С	**Температура теплоносителя на выходе из системы отопления, °С**	**Температура теплоносителя на вводе в систему ГВС, °С**	**Температура теплоносителя на выходе из системы ГВС, °С**	**Расход теплоносителя на вводе в ИТП, °С тонн/ч**	**Подпитка внутридомовых системы отопления, тонн/ч**
Расчетная температура наружного воздуха для проектирования систем отопления $t^{р}_{нв}$						
$t^{р}_{нв}+1$						
$t^{р}_{нв}+2$						
….						
….						
….						
+8						

Приложение № 43
к Методическим указаниям
по разработке схем теплоснабжения

Таблица П43.1. Объемы нового строительства тепловых сетей в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № … для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки (присоединения новых потребителей тепловой энергии)

Источник	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Перспективный потребитель	Протяженность участка, м	Год строительства/ реконструкции	Условный диаметр, мм	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляционный материал	Затраты с НДС, тыс.руб.
ТЭЦ-3	ТП-2А	ОПП-3-7		332	2016	300	Подземная канальная	Минвата	24 705
ТЭЦ-3	М 314 ТК-143/2	ОПП-3-17	ПП_124; ПП_125	250	2017	150	Подземная бесканальная	ППУ	8 131
ТЭЦ-3	ТК-24	ПП_333	ПП_333	84	2019	125	Подземная бесканальная	ППУ	2 760
ТЭЦ-3	ТП-4	ОПП-3-50	ПП_403	60	2018	80	Подземная бесканальная	ППУ	1 836
ТЭЦ-3	ТК-153	ОПП-3-20	ПП_72; ПП_376	852	2017	125	Подземная бесканальная	ППУ	28 377
ТЭЦ-3	М31ТК12	ОПП-3-29	ПП_87; ПП_311; ПП_327; ПП_329; ПП_452; ПП_853	227	2016	150	Подземная бесканальная	ППУ	7 910
ТЭЦ-3	ТК-66/7	ОПП-3-64	ПП_640; ПП_643; ПП_644; ПП_645	632	2023	125	Подземная бесканальная	ППУ	28 514
….									
								Итого:	

Таблица П43.2. Объемы реконструкции тепловых сетей в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № … для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки (подключения новых потребителей тепловой энергии), в том числе с увеличением диаметров трубопроводов

Источник	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Год строительства/ реконструкции	Существующий условный диаметр, мм	Перспективный условный диаметр, мм	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляционный материал	Затраты с НДС, тыс.руб.
ТЭЦ-2	ТП-1с	ТК-32/1	165	2020	700	800	Подземная канальная	Минвата	35 817
								Итого:	

Таблица П43.3. Объемы строительства насосных станций на тепловых сетях в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № …

Наименование насосной станции, место установки	Год строительства/реконструкции	Необходимый напор, создаваемый насосной станцией, м	Производительность насоса, $м^3$/час	Затраты с НДС, тыс. руб.
ПНС-18 (М32) на обратной линии	2019	60	3900	137 860
…..				
			Итого:	

Таблица П43.4. Объемы строительства тепловых сетей в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № … для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения

Источник	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Год строительства/ реконструкции	Условный диаметр, мм	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляционный материал	Затраты с НДС, тыс. руб.
ТЭЦ-3*	ТК-2/1		270	2016	100	Подземная бесканальная	ППУ	8 098
ТЭЦ-3	т.2в		1100	2017	300	Подземная канальная	Минвата	88 886
ТЭЦ-3	ТК-62960		40	2017-2018	600	Подземная канальная	Минвата	16 792
							Итого:	

Таблица П43.5 Капитальные вложения в реализацию мероприятий по новому строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № …, тыс. руб.

Наименование показателя	А	А+1	А+2	А+3	А+4	А+5	…..	А+10	……
Группа проектов 1-2. «Тепловые сети и сооружения на них»									
Всего капитальные затраты, без НДС									
Непредвиденные расходы									
НДС									
Всего стоимость группы проектов									
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом									
Подгруппа проектов 1-2.1 «Реконструкция тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей, в том числе в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса»									

Наименование показателя	**А**	**А+1**	**А+2**	**А+3**	**А+4**	**А+5**	**…..**	**А+10**	**……**
Всего капитальные затраты, без НДС									
Непредвиденные расходы									
НДС									
Всего стоимость подгруппы проектов									
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом									
Подгруппа проектов 1-2.2 «Новое строительство тепловых сетей для обеспечения перспективной тепловой нагрузки»									
Всего капитальные затраты, без НДС									
Непредвиденные расходы									
НДС									
Всего стоимость подгруппы проектов									
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом									
Проект 1-2.2.1 «Новое строительство тепловых сетей для обеспечения перспективной тепловой нагрузки в зоне действия ТЭЦ-2»									
Всего капитальные затраты, без НДС									
Непредвиденные расходы									
НДС									
Всего стоимость проекта									
Всего стоимость проекта накопленным итогом									
Проект 1-2.2.2 «Новое строительство тепловых сетей для обеспечения перспективной тепловой нагрузки в зоне действия ТЭЦ»									
Всего капитальные затраты, без НДС									
Непредвиденные расходы									

Наименование показателя	**А**	**А+1**	**А+2**	**А+3**	**А+4**	**А+5**	**…..**	**А+10**	**……**
НДС									
Всего стоимость проекта									
Всего стоимость проекта накопленным итогом									

Приложение № 44
к Методическим указаниям
по разработке схем теплоснабжения

Таблица П44.1. Оценка потребности в инвестициях при переходе с открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) на закрытую систему горячего водоснабжения в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № …

Реестровый номер здания	Источник тепловой энергии	Тепловая нагрузка отопления, Гкал/ч	Среднечасовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч	Максимально-часовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч	Капитальные затраты в строительство ИТП, тыс. руб.	Год реализации мероприятия
Итого:						

Таблица П44.2. Показатели качества горячего водоснабжения в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № …

Показатели качества ГВС	**А**	**А+1**	**А+2**	**А+3**	**А+4**	**А+5**	**…**	**А+10**	**…**	**А+15**
Число часов работы в год										
Число часов работы в год с температурой превышающей 65 °С										
Число часов работы в год с температурой ниже 45 °С										
Количество проб с неудовлетворительными показателями «мутность и цветность»										
Количество жалоб на качество горячего водоснабжения										
Относительное количество жалоб на качество горячего водоснабжения (определяется как количество жалоб к количеству обслуживаемых жителей)										

Таблица П44.3. Источники финансирования в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № …

Реестровый номер здания	**Номер проекта**	**Потребность в инвестициях, тыс. руб.**	**Средства на кап. ремонт здания, тыс. руб.**	**Целевые средства бюджета, тыс. руб.**
Итого:				

Приложение № 45
к Методическим указаниям
по разработке схем теплоснабжения

Таблица П45.1. Топливно-энергетический баланс источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № …

Показатель	Един. изм.	А	А+1	А+2	А+3	А+4	А+5	…	А+10	…	А+15
Отпуск тепловой энергии, в том числе	тыс. Гкал										
хозяйственные нужды	тыс. Гкал										
Выработка электрической энергии всего, в том числе	тыс. МВт-ч										
на тепловом потреблении	тыс. МВт-ч										
в конденсационном режиме	тыс. МВт-ч										
Затрачено условного топлива всего, в том числе	тыс. т условного топлива										
на выработку электрической энергии	тыс. т условного топлива										
на выработку тепловой энергии	тыс. т условного топлива										
УРУТ на выработку электрической энергии	г/кВт-ч										
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг/Гкал										
УРУТ на отпуск электрической энергии	г/кВт-ч										
УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал										

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П45.2.Максимальный часовой расход топлива на выработку тепловой и электрической энергии на источнике тепловой энергии, функционирующем в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № …, тыс. тонн натурального топлива

Показатель	А	А+1	А+2	А+3	А+4	А+5	…	А+10	…	А+15
Максимальный часовой расход угля при расчетной температуре наружного воздуха										
Максимальный часовой расход угля в летний период										

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П45.3. Нормативные запасы резервного топлива на источнике тепловой энергии, функционирующем в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № …, тыс. тонн натурального топлива

Показатель		А	А+1	А+2	А+3	А+4	А+5	…	А+10	…	А+15
ННЗТ	уголь										
	мазут										
НЗВТ	уголь										
	мазут										
НЭЗТ	уголь										
	мазут										
ОНЗТ	уголь										
	мазут										

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П45.4. Прогнозные значения выработки тепловой энергии источниками тепловой энергии (котельными) в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № …, Гкал

№ котельной	Наименование котельной	Вид топлива	Выработка тепловой энергии									
			А	А+1	А+2	А+3	А+4	А+5	…	А+10	…	А+15
1		уголь										
2		уголь/газ										
3		уголь										

4		уголь										
5		уголь										
6		уголь										
7		уголь										
Всего природный газ		газ										
Всего уголь												
Всего СУГ												
Итого												

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П45.5. Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии источниками тепловой энергии (котельными) в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № …, кг условного топлива/Гкал

№ котельной	**Наименование котельной**	**Вид топлива**	**Удельный расход условного топлива**									
			А	**А+1**	**А+2**	**А+3**	**А+4**	**А+5**	**…**	**А+10**	**…**	**А+15**
1		уголь										
2		уголь/газ										
3		уголь										
4		уголь										
5		уголь										
6		уголь										
7		уголь										
Всего природный газ												
Всего уголь												
Всего СУГ												
Итого												

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П45.6. Прогнозные значения расходов условного топлива на выработку тепловой энергии источниками тепловой энергии (котельными) в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № …, тонн условного топлива

№ котельной	Наименование котельной	Вид топлива	Расход условного топлива									
			А	А+1	А+2	А+3	А+4	А+5	…	А+10	…	А+15
1		уголь										
2		уголь/газ										
3		уголь										
4		уголь										
5		уголь										
6		уголь										
7		уголь										
8		уголь										
9		уголь										
Всего природный газ												
Всего уголь												
Всего СУГ												
Итого												

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П45.7. Прогнозные значения расходов натурального топлива на выработку тепловой энергии источниками тепловой энергии (котельными) в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № …, тыс.м^3/т. натурального топлива

№ котельной	Наименование котельной	Вид топлива	Расход натурального топлива, тыс. м^3/т натурального топлива									
			А	А+1	А+2	А+3	А+4	А+5	…	А+10	…	А+15
1		уголь										
2		уголь/газ										
3		уголь										
4		уголь										
5		уголь										
6		уголь										

7		уголь										
Всего природный газ		газ										
Всего уголь												
Всего СУГ												
Итого												

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П45.8. Максимальный часовой расход натурального топлива на выработку тепловой энергии на источниках тепловой энергии в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № … (зимний период), тыс. $м^3$/т натурального топлива

№ котельной	Наименование котельной	Вид топлива	Максимальный часовой расход натурального топлива									
			А	А+1	А+2	А+3	А+4	А+5	…	А+10	…	А+15
1		уголь										
2		уголь/газ										
3		уголь										
4		уголь										
Всего природный газ												
Всего уголь												
Всего СУГ												
Итого												

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П45.9. Максимальный часовой расход натурального топлива на выработку тепловой энергии на источниках тепловой энергии в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № … (летний период), тыс. $м^3$/тонн натурального топлива

№ котельной	Наименование котельной	Вид топлива	Максимальный часовой расход натурального топлива									
			А	А+1	А+2	А+3	А+4	А+5	…	А+10	…	А+15
1		уголь										
2		уголь/газ										

3		уголь										
4		уголь										
5		уголь										
Всего природный газ												
Всего уголь												
Всего СУГ												
Итого												

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П45.10. Нормативные запасы топлива на котельных в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № …

Вид топлива	**Максимальный часовой расход натурального топлива**									
	А	**А+1**	**А+2**	**А+3**	**А+4**	**А+5**	**…**	**А+10**	**…**	**А+15**
ННЗТ уголь, тонн натурального топлива										
ННЗТ сжиженный газ, тонн натурального топлива										
НЭЗТ уголь, тонн натурального топлива										
НЭЗТ сжиженный газ, тонн натурального топлива										
ОНЗТ уголь, тонн натурального топлива										
ОНЗТ сжиженный газ, тонн натурального топлива										
ННЗТ уголь, тонн натурального топлива.										
ННЗТ сжиженный газ, тонн натурального топлива										
НЭЗТ уголь, тонн										

натурального топлива										
НЭЗТ сжиженный газ, тонн натурального топлива										

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П45.11. Прогнозные значения расходов натурального топлива на выработку тепловой и электрической энергии в поселении, городском округе, городе федерального значения, тыс.м^3/тонн натурального топлива

№ ЕТО	Вид топлива	Расход натурального топлива, тыс. м^3/тонн натурального топлива									
		А	**А+1**	**А+2**	**А+3**	**А+4**	**А+5**	**…**	**А+10**	**…**	**А+15**
1	Уголь, в том числе:										
	каменный										
	бурый										
	……..										
	Природный газ										
	Сжиженный природный газ										
	Сжиженный углеводородный газ										
	Нефтетопливо, в том числе										
	мазут										
	сырая нефть										
	Местные виды топлива, в том числе										
	торф										
	дрова										
N											
Всего в поселении	Уголь, в том числе:										
	каменный										

№ ЕТО	Вид топлива	Расход натурального топлива, тыс. м^3/тонн натурального топлива									
		А	**А+1**	**А+2**	**А+3**	**А+4**	**А+5**	**…**	**А+10**	**…**	**А+15**
	бурый										
	……..										
	Природный газ										
	Сжиженный природный газ										
	Сжиженный углеводородный газ										
	Нефтетопливо, в том числе:										
	мазут										
	сырая нефть										
	Местные виды топлива, в том числе										
	торф										
	дрова										

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П45.12. Прогнозные значения расходов условного топлива на отпуск тепловой и электрической энергии в поселении, городском округе, городе федерального значения, тыс.м^3/тонн натурального топлива

№ ЕТО	Вид топлива	Расход натурального топлива, тыс. м^3/тонн натурального топлива									
		А	А+1	А+2	А+3	А+4	А+5	…	А+10	…	А+15
1	Уголь, в том числе:										
	каменный										
	бурый										
	……..										
	Природный газ										
	Сжиженный природный газ										
	Сжиженный углеводородный газ										
	Нефтетопливо, в том числе:										
	мазут										
	сырая нефть										
	Местные виды топлива, в том числе										
	торф										
	дрова										
N											
Всего в поселении	Уголь, в том числе:										
	каменный										
	бурый										
	……..										
	Природный газ										
	Сжиженный природный газ										
	Сжиженный углеводородный газ										
	Нефтетопливо, в том числе:										

№ ЕТО	Вид топлива	Расход натурального топлива, тыс. м^3/тонн натурального топлива									
		А	А+1	А+2	А+3	А+4	А+5	…	А+10	…	А+15
	мазут										
	сырая нефть										
	Местные виды топлива, в том числе										
	торф										
	дрова										

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Приложение № 46
к Методическим указаниям
по разработке схем теплоснабжения



Рисунок П46.1 Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя

Таблица П46.1. Результаты расчета вероятности безотказной работы (далее – ВБР) теплопроводов зоны котельной единой теплоснабжающей организации № … (расчетный путь 20-1) при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до А+15 года (в соответствии с приложением № 18 к Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения)

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1 - надземная; 2 - подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/ч	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/ч	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	Котельная ФКУ ИК-3 УФСИН России по АК	УЗВ-59363	0,15	0,2051	2022	2	10	2,05E-06	6,3	0,000132	0,000132	0,999868
2	УЗВ-59363	НС №27б Насосная средняя	0,15	0,085	2022	2	10	8,50E-07	6,3	0,000055	0,000187	0,999813
3	НС №27б Насосная средняя	узел	0,15	0,0005	2022	2	10	5,00E-09	6,3	0,000000	0,000187	0,999813
4	узел	ТК-59422	0,1	0,1675	2022	2	10	1,68E-06	5,6	0,000037	0,000224	0,999776
15	УЗВ-59437	ТК-9б	0,032	0,1118	2022	2	10	1,12E-06	4,8	0,000004	0,000350	0,999650
16	ТК-9б	Куета ул., 21	0,032	0,0335	2022	2	10	3,35E-07	4,8	0,000001	0,000351	0,999649

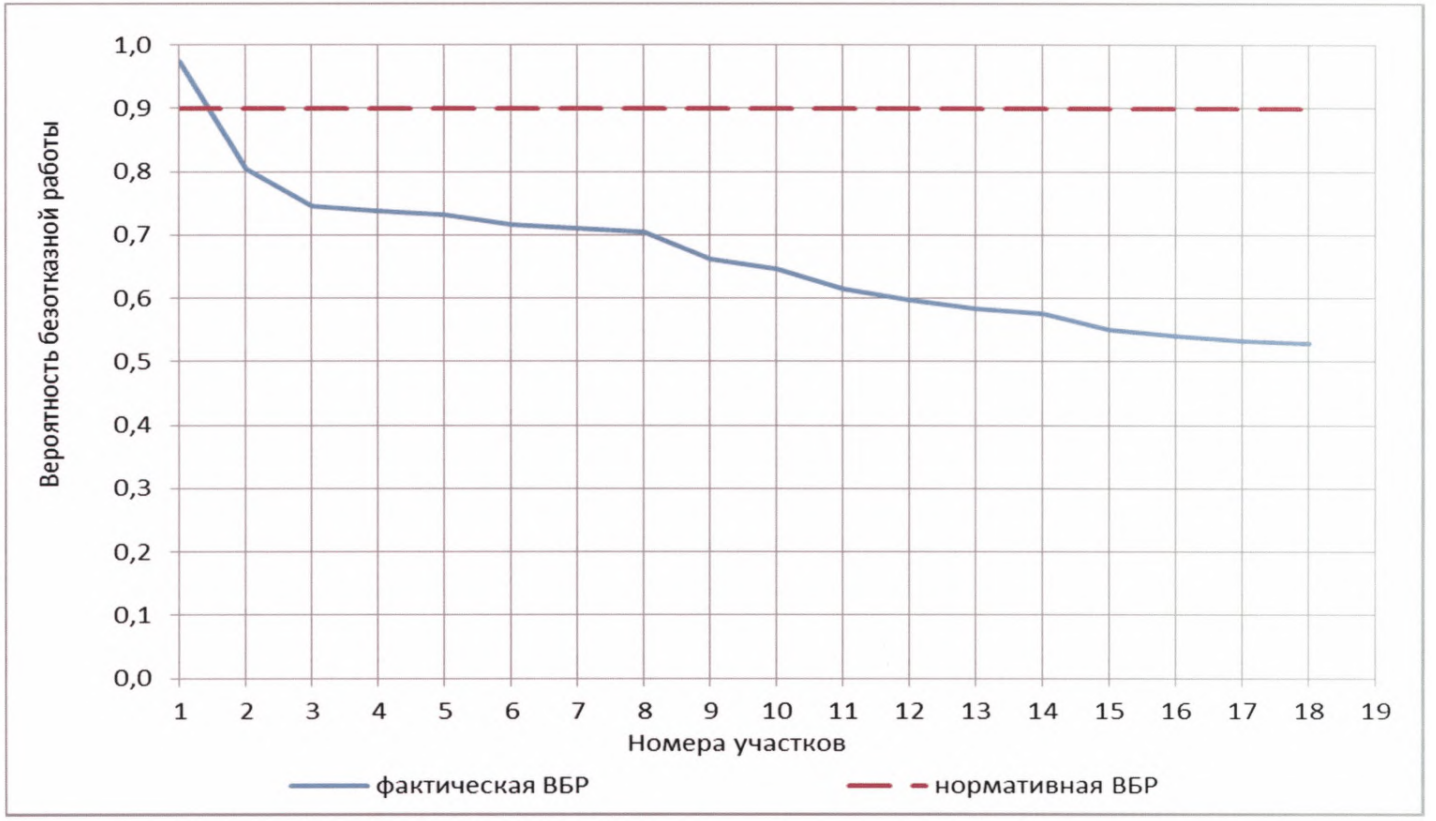

Рисунок П46.2. Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя

Приложение № 47
к Методическим указаниям
по разработке схем теплоснабжения

Таблица П47.1. Планируемые капитальные вложения в реализацию мероприятий по новому строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № …, тыс. руб.

Стоимость проектов	**А**	**А+1**	**А+2**	**А+3**	**А+4**	**А+5**	**……**	**А+10**	**……**	**А+15**
Проекты ЕТО № 002										
Всего стоимость проектов										
Всего смета проектов накопленным итогом										
Группа проектов 002.01.00.000 «Источники теплоснабжения»										
Всего стоимость группы проектов										
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом										
Подгруппа проектов 002.01.02.000 «Реконструкция источников теплоснабжения»										
Всего стоимость группы проектов										
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом										
Подгруппа проектов 002.01.02.001. «Экспертиза промышленной безопасности паровой турбины ПТ 80/100-130/13 ст.№1»										
Всего стоимость группы проектов										
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом										
Подгруппа проектов 002.01.02.017. «Замена паровой турбины ПТ 80/100-130/13 ст.№1 на модернизированный образец»										
Всего стоимость группы проектов										
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом										
Подгруппа проектов 002.02.00.000. «Тепловые сети и сооружения на них »										
Всего стоимость группы проектов										
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом										

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Таблица П47.2. Тарифно-балансовая модель источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № … с учетом предложений по техническому перевооружению.

Показатели	Ед. изм.	А-3	А-2	А-1	А	А+1	А+2	А+3	А+4	А+5	…	А+10	…	А+15
Электрическая мощность	МВт													
Установленная электрическая мощность, в том числе:	МВт													
Располагаемая электрическая мощность	МВт													
Число часов использования УЭМ, в том числе:	час/год													
Электрическая энергия	тыс. МВт-ч													
Выработка электрической энергии всего, в том числе:	тыс. МВт-ч													
по теплофикационному циклу	тыс. МВт-ч													
Отпуск электрической энергии с шин	тыс. МВт-ч													
Собственные нужды, всего, в том числе:	тыс. МВт-ч													
то же, %	%													
на производство электрической энергии	тыс. МВт-ч													
то же, %	%													
на отпуск тепловой энергии	тыс. МВт-ч													
УРУТ на отпущенную электрическую энергию														
Расход топлива на отпущенную электрическую энергию	тыс. т.у.т													
Удельный расход условного топлива на отпущенную электрическую энергию, в том числе:	кг у.т/кВт-ч													
Тепловая мощность и тепловая нагрузка														
Установленная тепловая мощность, в том числе:	Гкал/ч													
базовая (теплофикационная турбоагрегатов)	Гкал/ч													
пиковая, в том числе.:	Гкал/ч													

Показатели	Ед. изм.	А-3	А-2	А-1	А	А+1	А+2	А+3	А+4	А+5	...	А+10	...	А+15
ПВК	Гкал/ч													
РОУ	Гкал/ч													
прочие (пусковые)	Гкал/ч													
Установленная тепловая мощность в том числе:	Гкал/ч													
в паре	Гкал/ч													
в горячей воде	Гкал/ч													
Расчетная тепловая нагрузка на коллекторах	Гкал/ч													
в паре	Гкал/ч													
в горячей воде	Гкал/ч													
Расчетная тепловая нагрузка собственных нужд	Гкал/ч													
в паре	Гкал/ч													
в горячей воде	Гкал/ч													
Резерв(+)/Дефицит(-) УТМ	Гкал/ч													
Число часов использования УТМ турбоагрегатов, в том числе :	час/год													
Число часов максимума тепловой нагрузки	час/год													
Тепловая энергия														
Отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ , всего, в том числе:	тыс. Гкал													
Из отборов теплофикационных ТА	тыс. Гкал													
Пиковыми источниками, в том числе	тыс. Гкал													
Расход тепловой энергии на собственные нужды	тыс. Гкал													
то же, %	%													
УРУТ на выработанную тепловую энергию	кг у.т/Гкал													
УРУТ отпущенную тепловую энергию	кг у.т/Гкал													

Показатели	Ед. изм.	А-3	А-2	А-1	А	А+1	А+2	А+3	А+4	А+5	...	А+10	...	А+15
Потребность в топливе	тыс. т у.т.													
Расход топлива, всего, в том числе	тыс. т у.т.													
на отпущенную электрическую энергию	тыс. т у.т.													
угля	тыс. т у.т.													
природного газа	тыс. т у.т.													
мазута	тыс. т у.т.													
на отпущенную тепловую энергию	тыс. т у.т.													
угля	тыс. т у.т.													
природного газа	тыс. т у.т.													
мазута	тыс. т у.т.													
По видам топлива	тыс. т у.т.													
угля	тыс. т у.т.													
природного газа	тыс. т у.т.													
мазута	тыс. т у.т.													
Цены на топливо														
Средневзвешенная среднегодовая цена на топливо	руб./т у.т.													
среднегодовая цена - мазут	руб./т у.т.													
среднегодовая цена - уголь	руб./т у.т.													
среднегодовая цена - природный газ	руб./т у.т.													
Расчет НВВ														
На отпуск тепловой энергии (без НДС)	тыс. руб.													
Материальные затраты	тыс. руб.													
Услуги сторонних организаций	тыс. руб.													
услуги по водоснабжению	тыс. руб.													
услуги по подрядному ремонту	тыс. руб.													
услуги по пуско-наладке	тыс. руб.													
расходы по испытаниям и опытам	тыс. руб.													
Вспомогательные материалы, всего, в том числе:	тыс. руб.													
ремонты	тыс. руб.													

Показатели	Ед. изм.	А-3	А-2	А-1	А	А+1	А+2	А+3	А+4	А+5	…	А+10	…	А+15
эксплуатация	тыс. руб.													
вода на технологические цели	тыс. руб.													
плата за пользование водными объектами	тыс. руб.													
Энергия всех видов со стороны	тыс. руб.													
энергия на хозяйственные нужды	тыс. руб.													
энергия на производственные нужды	тыс. руб.													
Топливо	тыс. руб.													
Расходы на оплату труда	тыс. руб.													
Страховые взносы	тыс. руб.													
Амортизация основных фондов, в том числе:	тыс. руб.													
от основных фондов новых проектов	тыс. руб.													
Прочие расходы, не распределяемые по элементам	тыс. руб.													
ИТОГО затраты на производство	тыс. руб.													
Себестоимость всей товарной продукции	тыс. руб.													
Прибыль	тыс. руб.													
на капитальные вложения	тыс. руб.													
прочие расходы	тыс. руб.													
НВВ	тыс. руб.													
тариф (в ценах соответствующих лет)	руб./Гкал													
НВВ с инвестиционной составляющей	тыс. руб.													
Тариф с инвестиционной составляющей (в ценах соответствующих лет)	руб./Гкал													
Источники финансирования														
Потребности в инвестициях	тыс. руб.													
То же накопленным итогом	тыс. руб.													
Собственные источник финансирования	тыс. руб.													
амортизация объектов строительства,	тыс. руб.													

Показатели	Ед. изм.	А-3	А-2	А-1	А	А+1	А+2	А+3	А+4	А+5	...	А+10	...	А+15
реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации														
капиталовложения из прибыли	тыс. руб.													
плата за технологическое присоединение	тыс. руб.													
возвратный НДС	тыс. руб.													
Дефицит собственных средств	тыс. руб.													
Привлеченные средства	тыс. руб.													
кредиты	тыс. руб.													
бюджетное финансирование	тыс. руб.													
Кредиты коммерческих банков	тыс. руб.													
Долговые обязательства накопленным итогом	тыс. руб.													
Выплаты по кредиту в части процентов	тыс. руб.													
из прибыли	тыс. руб.													
из амортизации по проекту	тыс. руб.													
средства возвратного НДС	тыс. руб.													
Начисленные проценты	тыс. руб.													
Выплаты из тарифа	тыс. руб.													
Всего выплаты кредита и процентов	тыс. руб.													

Таблица П47.3.Тарифно-балансовая модель котельной в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № … с учетом предложений по техническому перевооружению.

Показатели	Ед. изм.	А-3	А-2	А-1	А	А+1	А+2	А+3	А+4	А+5	…	А+10	…	А+15
Установленная тепловая мощность котельной	Гкал/ч													
Ввод мощности	Гкал/ч													
Вывод мощности	Гкал/ч													
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов	лет													
Располагаемая мощность оборудования	Гкал/ч													
Собственные нужды	Гкал/ч													
Потери мощности в тепловой сети	Гкал/ч													
Хозяйственные нужды	Гкал/ч													
Расчетная присоединенная тепловая нагрузка, в том числе:	Гкал/ч													
Отопление	Гкал/ч													
Вентиляция	Гкал/ч													
ГВС	Гкал/ч													
Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности	Гкал/ч													
Доля резерва (от установленной мощности)														
Резерв с N-1	Гкал/ч													
Тепловая энергия														
Выработано тепловой энергии	тыс. Гкал													
Собственные нужды котельной	тыс. Гкал													
Отпущено с коллекторов	тыс. Гкал													
Потери при передаче по тепловым сетям	тыс. Гкал													
То же в %	%													
Полезный отпуск тепловой энергии	тыс. Гкал													

Показатели	Ед. изм.	А-3	А-2	А-1	А	А+1	А+2	А+3	А+4	А+5	...	А+10	...	А+15
Затрачено топлива на выработку тепловой энергии	тыс. т у.т.													
Средневзвешенный НУР	кг у.т/Гкал													
Средневзвешенный КПД котлоагрегатов	%													
Тепловой эквивалент затраченного топлива	тыс. Гкал													
Средневзвешенный КИТТ выработки	%													
Средневзвешенный КИТТ выработки и передачи	%													
Затраты на выработку тепловой энергии														
Сырье, основные материалы	тыс. руб.													
Вспомогательные материалы, в том числе:	тыс. руб.													
материалы на эксплуатацию, в том числе:	тыс. руб.													
материалы на ремонт	тыс. руб.													
вода на технологические цели	тыс. руб.													
плата за пользование водными объектами	тыс. руб.													
Работы и услуги производственного характера	тыс. руб.													
в том числе услуги по подрядному ремонту	тыс. тут													
услуги транспорта	тыс. руб.													
услуги водоснабжения	тыс. руб.													
услуги по пуско-наладке	тыс. руб.													
расходы по испытаниям и опытам	тыс. руб.													
Топливо на технологические цели	тыс. руб.													
Покупная энергия всего, в том	тыс. руб.													

Показатели	Ед. изм.	А-3	А-2	А-1	А	А+1	А+2	А+3	А+4	А+5	...	А+10	...	А+15
числе:														
покупная электрическая энергия на технологические цели	тыс. руб.													
покупная тепловая энергия от ведомственных котельных	тыс. руб.													
энергия на хозяйственные нужды	тыс. руб.													
Затраты на оплату труда	тыс. руб.													
Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.													
Амортизация основных средств	тыс. руб.													
Прочие затраты всего, в том числе:	тыс. руб.													
целевые средства на НИОКР	тыс. руб.													
средства на страхование	тыс. руб.													
плата за предельно допустимые выбросы (сбросы)	тыс. руб.													
отчисления в ремонтный фонд (в случае его формирования)	тыс. руб.													
водный налог (ГЭС)	тыс. руб.													
непроизводственные расходы (налоги и другие обязательные платежи и сборы)	тыс. руб.													
налог на землю	тыс. руб.													
налог на имущество	тыс. руб.													
транспортный налог	тыс. руб.													
другие затраты, относимые на себестоимость продукции, всего, в том числе:	тыс. руб.													
арендная плата	тыс. руб.													
Итого расходов	тыс. руб.													
Расчетные расходы по производству продукции (услуг)	тыс. руб.													
Прибыль всего, в том числе:	тыс. руб.													

Показатели	Ед. изм.	А-3	А-2	А-1	А	А+1	А+2	А+3	А+4	А+5	...	А+10	...	А+15
капитальные вложения	тыс. руб.													
дивиденды по акциям	тыс. руб.													
прибыль на прочие цели, в том числе:	тыс. руб.													
% за пользование кредитом	тыс. руб.													
услуги банка	тыс. руб.													
расходы на демонтаж основных фондов	тыс. руб.													
затраты на обучение и подготовку персонала	тыс. руб.													
прибыль, облагаемая налогом	тыс. руб.													
Налоги, сборы, платежи, всего, в том числе:	тыс. руб.													
на прибыль	тыс. руб.													
плата за выбросы загрязняющих веществ	тыс. руб.													
другие налоги и обязательные сборы и платежи	тыс. руб.													
Выпадающие расходы по факту предыдущего года	тыс. руб.													
Необходимая валовая выручка	тыс. руб.													
Тариф на производство тепловой энергии	руб./Гкал													

Таблица П47.4.Тарифно-балансовая модель объекта генерации в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № … с учетом предложений по техническому перевооружению.

Показатели	Ед. изм.	А-3	А-2	А-1	А	А+1	А+2	А+3	А+4	А+5	…	А+10	…	А+15
1. Отпуск тепловой энергии	тыс.Гкал													
1.1 ТЭС, всего	тыс.Гкал													
ТЭЦ-1	тыс.Гкал													
ТЭЦ-2	тыс.Гкал													
ТЭЦ-3	тыс.Гкал													
……	тыс.Гкал													
ТЭЦ-…	тыс.Гкал													
1.2 Котельные, всего	тыс.Гкал													
в том числе электробойлерные	тыс.Гкал													
2.Расход тепловой энергии на потери	тыс.Гкал													
2.1. ТЭС	тыс.Гкал													
2.2. Котельные	тыс.Гкал													
3.Расход тепловой энергии и хозяйственные нужды	тыс.Гкал													
3.1. ТЭС	тыс.Гкал													
3.2. Котельные	тыс.Гкал													
4. Полезный отпуск тепловой энергии	тыс.Гкал													
4.1 ТЭС	тыс.Гкал													
ТЭЦ-1	тыс.Гкал													
ТЭЦ-2	тыс.Гкал													
ТЭЦ-3	тыс.Гкал													
……	тыс.Гкал													
ТЭЦ-…	тыс.Гкал													
4.2. Локальные котельные	тыс.Гкал													
в том числе электробойлерные	тыс.Гкал													
5. НВВ (без инвестиций в генерацию)	тыс. руб.													

Показатели	Ед. изм.	А-3	А-2	А-1	А	А+1	А+2	А+3	А+4	А+5	…	А+10	…	А+15
5.1. ТЭС	тыс. руб.													
ТЭЦ-1	тыс. руб.													
ТЭЦ-2	тыс. руб.													
ТЭЦ-3	тыс. руб.													
……	тыс. руб.													
ТЭЦ-…	тыс. руб.													
5.2. Котельные	тыс. руб.													
6. Тариф без инвестиционной составляющей	руб./Гкал													
6.1. ТЭЦ	руб./Гкал													
ТЭЦ-1	руб./Гкал													
ТЭЦ-2	руб./Гкал													
ТЭЦ-3	руб./Гкал													
……	руб./Гкал													
ТЭЦ-…	руб./Гкал													
6.2. Котельные	руб./Гкал													
7. НВВ (с инвестициями в генерацию)	тыс. руб.													
7.1. ТЭС	тыс. руб.													
ТЭЦ-1	тыс. руб.													
ТЭЦ-2	тыс. руб.													
ТЭЦ-3	тыс. руб.													
……	тыс. руб.													
ТЭЦ-…	тыс. руб.													
7.2. Котельные	тыс. руб.													
8. Тариф с инвестиционной составляющей	руб./Гкал													
8.1. ТЭЦ	руб./Гкал													
ТЭЦ-1	руб./Гкал													
ТЭЦ-2	руб./Гкал													
ТЭЦ-3	руб./Гкал													

Показатели	Ед. изм.	А-3	А-2	А-1	А	А+1	А+2	А+3	А+4	А+5	…	А+10	…	А+15
……	руб./Гкал													
ТЭЦ-…	руб./Гкал													
8.2. Котельные	руб./Гкал													

Таблица П47.5. Тарифно-балансовая модель передачи тепловой энергии в системе теплоснабжения № … в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № … с учетом предложений по техническому перевооружению.

Показатели	Ед. изм.	А-3	А-2	А-1	А	А+1	А+2	А+3	А+4	А+5	…	А+10	…	А+15
Передача тепловой энергии														
Принято тепловой энергии с коллекторов источников	тыс.Гкал													
Приобретено тепловой энергии на компенсацию технологических потерь	тыс.Гкал													
Полезно отпущено потребителям	тыс.Гкал													
Потери при передаче по тепловым сетям	тыс.Гкал													
Тоже в %	%													
Доля потребителей (по тепловой нагрузке) с приборами учета	%													
Расходы по содержанию теплосетевого хозяйства	тыс. руб.													
Вспомогательные материалы, в том числе:	тыс. руб.													
Расходы на приобретение материалов для эксплуатации и текущего ремонта оборудования	тыс. руб.													
Расходы на покупку сетевой воды	тыс. руб.													
Потери холодной воды на нужды ГВС	тыс. руб.													
Услуги производственного характера	тыс. руб.													
В том числе капитальный ремонт (нормативный)	тыс. руб.													
Услуги водоснабжения	тыс. руб.													
Покупная энергия	тыс. руб.													

Показатели	Ед. изм.	А-3	А-2	А-1	А	А+1	А+2	А+3	А+4	А+5	…	А+10	…	А+15
В том числе: на технологические цели, в том числе:	тыс. руб.													
электрическая энергия на производственные нужды	тыс. руб.													
Тепловая энергия на технологические нужды (потери)	тыс. руб.													
Энергия на хозяйственные нужды, всего, в том числе:	тыс. руб.													
Тепловая энергия на хозяйственные нужды	тыс. руб.													
Вода на хозяйственные нужды	тыс. руб.													
Затраты на оплату труда	тыс. руб.													
Страховые взносы	тыс. руб.													
Амортизация, в том числе:	тыс. руб.													
Проекты инвестиционной программы	тыс. руб.													
Прочие расходы, в том числе:	тыс. руб.													
аренда	тыс. руб.													
Расходы на покупку технологического расхода (потерь) тепловой энергии	тыс. руб.													
Прибыль, всего	тыс. руб.													
Расходы из прибыли в составе тарифа, в том числе	тыс. руб.													
Капитальные вложения ИП по строительству тепловых сетей	тыс. руб.													
Процент за пользование кредитом	тыс. руб.													
налоги	тыс. руб.													
На прочие цели	тыс. руб.													
Избыток (недостаток) средств, выявленный по результатам анализа итогов ПХД за предшествующий период	тыс. руб.													

Показатели	Ед. изм.	А-3	А-2	А-1	А	А+1	А+2	А+3	А+4	А+5	…	А+10	…	А+15
регулирования														
Необходимая валовая выручка (НВВ) от осуществления деятельности по оказанию услуг по передаче тепловой энергии, в том числе:	тыс. руб.													
На содержание объектов теплосетевого хозяйства	тыс. руб.													
На оплату технологического расхода тепловой энергии (тепловые потери)	тыс. руб.													
Инвестиционная составляющая	тыс. руб.													
НВВ с инвестиционной составляющей	тыс. руб.													
Одноставочный тариф на услуги по передаче тепловой энергии	руб./Гкал													
Одноставочный тариф на услуги по передаче тепловой энергии с инвестиционной составляющей	руб./Гкал													

Таблица П47.6. Тарифно-балансовая модель конечного тарифа в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № … с учетом предложений по техническому перевооружению, руб./Гкал (без НДС)

Показатели	А-3	А-2	А-1	А	А+1	А+2	А+3	А+4	А+5	…	А+10	…	А+15
Тариф на генерацию													
Тариф на услугу по передаче													
Тариф на сбыт													
Всего													

Приложение № 48
к Методическим указаниям
по разработке схем теплоснабжения

Индикаторы развития систем теплоснабжения

П48.1. Расчет индикаторов, характеризующих динамику изменения спроса на тепловую мощность (тепловой нагрузки) в зоне действия системы теплоснабжения, должен осуществляться с учетом перспективного изменения этой зоны, за счет ее расширения (сокращения).

П48.1.1. Изменение тепловой нагрузки в изолированной системе теплоснабжения в части ретроспективных периодов должно приниматься по данным приложения № 14 к Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения, а в части перспективных тепловых нагрузок по данным приложения № 34 к Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения.

П48.1.2. Изменение удельной тепловой нагрузки в жилищном фонде, теплоснабжение которого осуществляется из системы теплоснабжения, образованной на базе источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, или котельной, должно рассчитываться в соответствии с формулой:

$$q_{j,A+1}^{\text{р.о.жф}} = \frac{Q_{j,A+1}^{\text{р.о.жф}}}{F_{j,A+1}^{\text{ж.ф}}} = \frac{Q_{j,A}^{\text{р.о.жф}} + \Delta Q_{j,A+1}^{\text{р.о.жф}}}{F_{j,A+1}^{\text{ж.ф}}}, \text{ Гкал/ч/м}^2, \qquad \text{(П48.1)}$$

где:

$Q_{j,A}^{\text{р.о.жф}}$ – расчетная тепловая нагрузка отопления жилищного фонда (МКД) в j - той системе теплоснабжения, в базовом периоде A актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/ч;

$F_{j,A}^{\text{ж.ф}}$ – площадь отапливаемого жилищного фонда (МКД) в j - той системе теплоснабжения, в базовом периоде A актуализации схемы теплоснабжения, м^2;

$\Delta Q_{j,A+1}^{\text{р.о.жф}}$ – прирост расчетной тепловой нагрузки отопления жилищного фонда в j - той системе теплоснабжения за $A+1$ период (на конец периода) актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/ч.

П48.1.3. Изменение удельного приведенного спроса на тепловую энергию для целей отопления в жилищном фонде, теплоснабжение которого осуществляется из системы теплоснабжения, образованной на базе источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, или котельной, должно вычисляться по формуле:

$$q_{j,A+1}^{\text{о.жф}} = \frac{Q_{j,A+1}^{\text{о.жф}}}{F_{j,A+1}^{\text{ж.ф}}} = \frac{Q_{j,A}^{\text{о.жф}} + \Delta Q_{j,A+1}^{\text{о.жф}}}{F_{j,A+1}^{\text{ж.ф}}}, \text{ Гкал/м}^2\text{/год,} \qquad \text{(П48.2)}$$

где:

$Q_{j,A}^{\text{о.жф}}$ – количество тепловой энергии, отпущенное на отопление жилищного фонда (МКД) в j - той системе теплоснабжения, в базовом периоде A актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/год;

$\Delta Q_{j,A+1}^{\text{р.о.жф}}$ – прирост тепловой энергии на отопление жилищного фонда в j - той системе теплоснабжения за $A+1$ период (на конец периода) актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/год;

П48.1.4. Изменение удельного приведенного потребления тепловой энергии в жилищном фонде для целей его отопления, теплоснабжение которого осуществляется из системы теплоснабжения, образованной на базе источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, или котельной, должно вычисляться в соответствии с формулой:

$$\overline{q}_{j,A+1}^{\text{о.жф}} = \frac{q_{j,A+1}^{\text{о.жф}}}{ГСОП_{A+1}}, \text{ Гкал/м}^2\text{/(°С×сут.),} \qquad \text{(П48.3)}$$

где,

$ГСОП_{A+1}$ – градус-сутки отопительного периода в поселении, городском округе, городе федерального значения, в $A+1$ год актуализации схемы теплоснабжения;

$$ГСОП_{A+1} = \left(t_{\text{в.р}} - t_{A+1}^{\text{ср.оп}}\right) \times n_{A+1}^{\text{оп}}, \text{ °С×сут,} \qquad \text{(П48.4)}$$

где:

$t_{в.р}$ – средняя нормативная температура внутри отапливаемого жилого помещения, °С, заданная в соответствии с СанПиН 2.1.2.2645-10 «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям проживания в жилых зданиях и помещениях», утвержденными постановлением Главного государственного санитарного врача Российской Федерации от 10.06.2010 № 64 (зарегистрировано Министерством юстиции Российской Федерации 15.07.2010, регистрационный № 17833), с изменениями, внесенными постановлением Главного государственного санитарного врача Российской Федерации от 27.12.2010 № 175 (зарегистрировано Министерством юстиции Российской Федерации 28.02.2011, регистрационный № 19948);

$t_{A+1}^{\text{ср.оп}}$ – средняя температура наружного воздуха в поселении, городском округе, городе федерального значения в $A+1$ год актуализации схемы теплоснабжения, принимаемая по данным климатологического прогноза, °С;

$n_{A+1}^{\text{оп}}$ – прогнозное значение продолжительности отопительного периода, сут., в поселении, городском округе, городе федерального значения в $A+1$ год актуализации схемы теплоснабжения.

П48.1.5. Изменение удельного приведенного спроса на тепловую энергию для целей отопления в общественно-деловом фонде, теплоснабжение которого осуществляется из системы теплоснабжения, образованной на базе источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, или котельной, должно вычисляться в соответствии с формулой:

$$q_{j,A+1}^{\text{о.одф}} = \frac{Q_{j,A+1}^{\text{о.одф}}}{F_{j,A+1}^{\text{одф}}} = \frac{Q_{j,A}^{\text{о.одф}} + \Delta Q_{j,A+1}^{\text{о.одф}}}{F_{j,A+1}^{\text{одф}}}, \text{ Гкал/м}^2\text{/год}, \qquad \text{(П48.5)}$$

где:

$Q_{j,A}^{\text{о.одф}}$ – количество тепловой энергии, отпущенное на отопление общественно-делового фонда в j - той системе теплоснабжения, в базовом периоде A актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/год;

$\Delta Q_{j,A+1}^{\text{о.одф}}$ – прирост тепловой энергии на отопление общественно-делового фонда в j - той системе теплоснабжения за $A+1$ период (на конец периода) актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/год;

$F_{j,A+1}^{\text{одф}}$ – отапливаемая площадь общественно-делового фонда в j - той системе теплоснабжения, в базовом периоде $A+1$ актуализации схемы теплоснабжения, м^2.

П48.1.6. Изменение удельного приведенного потребления тепловой энергии в жилищном фонде для целей его отопления, теплоснабжение которого осуществляется из системы теплоснабжения, образованной на базе источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, или котельной, должно вычисляться в соответствии с формулой:

$$\overline{q}_{j,A+1}^{\text{одф}} = \frac{q_{j,A+1}^{\text{одф}}}{ГСОП_{A+1}}, \text{ Гкал/м}^2\text{/(°С×сут.)}, \qquad \text{(П48.6)}$$

П48.1.7. Изменение средней плотности тепловой нагрузки в зоне действия j-той системы теплоснабжения должно вычисляться в соответствии с формулой:

$$\rho_{j,A+1} = \frac{Q_{j,A+1}^{\text{р.сумм}}}{S_{j,A+1}}, \text{ Гкал/ч/га,} \qquad \text{(П48.7)}$$

где,

$Q_{j,A+1}^{\text{р.сумм}}$ – расчетная тепловая нагрузка потребителей в j - той системе теплоснабжения, в $A+1$ актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/ч;

$S_{j,A+1}$ – площадь зоны действия j - той системы теплоснабжения в $A+1$ период (на конец периода) актуализации схемы теплоснабжения, га.

Площадь зоны действия j - той системы теплоснабжения ($S_{j,A+1}$) должна определяться средствами электронной модели системы теплоснабжения (рисунок П48.1) по границам зон действия систем теплоснабжения.

П48.1.9. Изменение средней тепловой нагрузки на одного жителя на отопление в жилищном фонде в зоне действия j-той системы теплоснабжения должно вычисляться по следующей формуле:

$$\rho_{j,A+1}^{\text{р.о.жф}} = \frac{Q_{j,A+1}^{\text{р.о.жф}}}{N_{j,A+1}^{\text{жф}}}, \text{ Гкал/ч/чел,} \qquad \text{(П48.9)}$$

где:

$Q_{j,A+1}^{\text{р.о.жф}}$ – расчетная тепловая нагрузка отопления в жилищном фонде в j - той системе теплоснабжения в $A+1$ период актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/ч;

$N_{j,A+1}^{\text{жф}}$ – число жителей, проживающих в жилищном фонде в зоне действия j - той системы теплоснабжения в $A+1$ период (на конец периода) актуализации схемы теплоснабжения, чел.

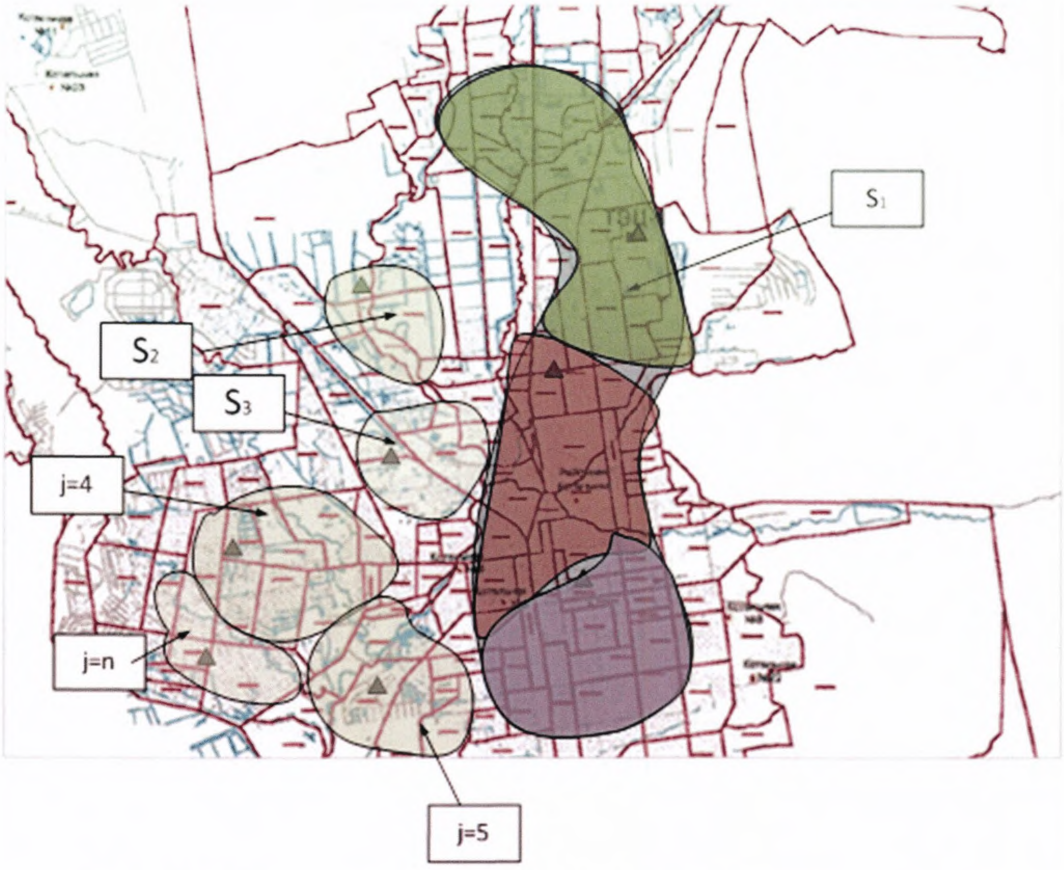

Рисунок П48.1. Границы зон действия систем теплоснабжения

П48.1.10. Изменение среднего количества тепловой энергии на отопление на одного жителя в жилищном фонде в зоне действия j -той системы теплоснабжения должно рассчитываться по формуле:

$$\overline{\rho}^{\text{о.жф}}_{j,A+1} = \frac{Q^{\text{о.жф}}_{j,A+1}}{N^{\text{жф}}_{j,A+1}}, \text{ Гкал/год/чел,} \qquad \text{(П48.10)}$$

где:

$Q^{\text{р.о.жф}}_{j,A+1}$ – количество тепловой энергии на отопление за год в жилищном фонде в j - той системе теплоснабжения в $A+1$ период актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/год.

П48.1.11. Индикаторы, характеризующие динамику изменения спроса на тепловую мощность (тепловую нагрузку) в зоне действия системы теплоснабжения, с учетом перспективного изменения этой зоны, за счет ее расширения (сокращения), должны быть указаны в виде следующей таблицы:

Таблица П48.1. Индикаторы, характеризующие спрос на тепловую энергию и тепловую мощность в j-той системе теплоснабжения в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № …

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение показателя	Единицы измерения	А-4	…	А	…	А+5	….	А+10	…	А+15
1.	Общая отапливаемая площадь жилых зданий, в том числе:	$F_j^{\text{жф}}$	тыс. м^2									
2.	Общая отапливаемая площадь общественно-деловых зданий	$F_j^{\text{одф}}$	тыс. м^2									
3.	Тепловая нагрузка всего, в том числе:	$Q_j^{\text{р.сумм}}$	Гкал/ч									
3.1.	в жилищном фонде, в том числе:	$Q_j^{\text{р.жф}}$	Гкал/ч									
3.1.1	для целей отопления и вентиляции	$Q_j^{\text{о.р.жф}}$	Гкал/ч									
3.1.2	для целей горячего водоснабжения	$Q_j^{\text{р.гвс.жф}}$	Гкал/ч									
3.2	в общественно-деловом фонде в том числе:	$Q_j^{\text{р.одф}}$	Гкал/ч									
3.2.1	для целей отопления и вентиляции	$Q_j^{\text{р.о.одф}}$	Гкал/ч									
3.2.2	для целей горячего водоснабжения	$Q_j^{\text{р.гвс.одф}}$	Гкал/ч									
4.	Расход тепловой энергии, всего, в том числе:	$Q_j^{\text{сумм}}$	тыс. Гкал									
4.1	в жилищном фонде	$Q_j^{\text{жф}}$	тыс. Гкал									
4.1.1.	для целей отопления и вентиляции	$Q_j^{\text{о.жф}}$	тыс. Гкал									
4.1.2	для целей горячего водоснабжения	$Q_j^{\text{гвс.жф}}$	тыс. Гкал									
4.2	в общественно-деловом фонде в том числе:	$Q_j^{\text{одф}}$	тыс. Гкал									
4.2.1	для целей отопления и вентиляции	$Q_j^{\text{о.одф}}$	тыс. Гкал									
4.2.2	для целей горячего водоснабжения	$Q_j^{\text{гвс.одф}}$	тыс. Гкал									
5.	Удельная тепловая нагрузка в жилищном фонде	$q_j^{\text{р.о.жф}}$	Гкал/ч/м^2									
6.	Удельное потребление тепловой энергии на отопление в жилищном фонде	$q_j^{\text{о.жф}}$	Гкал/м^2/год									
7.	Градус-сутки отопительного периода	ГСОП	°С×сут									

8.	Удельное приведенное потребление тепловой энергии на отопление в жилищном фонде	$\overline{q}_j^{\text{о.жф}}$	Гкал/м^2/(°С×сут)									
9.	Удельная тепловая нагрузка в общественно-деловом фонде	$q_j^{\text{р.ов.одф}}$	Гкал/ч/м^2									
10.	Удельное приведенное потребление тепловой энергии в общественно-деловом фонде	$\overline{q}_j^{\text{р.ов.одф}}$	Гкал/м^2/(°С×сут)									
11.	Средняя плотность тепловой нагрузки	ρ_j	Гкал/ч/га									
12.	Средняя плотность расхода тепловой энергии на отопление в жилищном фонде	$\rho_j^{\text{о.жф}}$	Гкал/га									
13.	Средняя тепловая нагрузка на отопление на одного жителя	$\overline{\rho}_{j,A+1}^{\text{р.о.жф}}$	Гкал/ч/чел.									
14.	Средний расход тепловой энергии на отопление на одного жителя	$\overline{\rho}_{j,A+1}^{\text{о.жф}}$	Гкал/чел/год									

П48.2. Расчет индикаторов, характеризующих динамику функционирования источников тепловой энергии в системе теплоснабжения, образованной на базе источника (источников), функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии (далее – ТЭЦ).

П48.2.1. Изменение установленной электрической мощности ТЭЦ в ретроспективном периоде должно соответствовать данным приложения № 3 к Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения.

П48.2.2. Изменение установленной электрической мощности ТЭЦ в перспективном периоде должно соответствовать предложениям по строительству, реконструкции, техническому перевооружения и (или) модернизации, обоснованным в соответствии с главой VIII Методических указаний по разработке схем теплоснабжения.

П48.2.3. Изменение установленной тепловой мощности ТЭЦ в ретроспективном периоде должно соответствовать данным приложения № 3 к Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения.

П48.2.4. Изменение установленной тепловой мощности ТЭЦ в перспективном периоде должно соответствовать предложениям по строительству, реконструкции, техническому перевооружения и (или) модернизации, обоснованным в соответствии с главой VIII Методических указаний по разработке схем теплоснабжения.

П48.2.5. Изменение доли установленной тепловой мощности теплофикационных турбоагрегатов в общей установленной тепловой мощности ТЭЦ в ретроспективном периоде должно соответствовать данным приложения № 9 к Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения.

П48.2.6. Изменение доли установленной тепловой мощности теплофикационных турбоагрегатов в общей установленной тепловой мощности ТЭЦ в перспективном периоде должно соответствовать предложениям по строительству, реконструкции, техническому перевооружения и (или) модернизации, обоснованным в соответствии с главой VIII Методических указаний по разработке схем теплоснабжения.

П48.2.7. Изменение доли тепловой энергии, отпущенной из отборов турбоагрегатов, к общему количеству тепловой энергии отпущенной с коллекторов ТЭЦ, в том числе, в паре в ретроспективном периоде должно соответствовать данным приложения № 9 к Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения.

П48.2.8. Изменение доли тепловой энергии, отпущенной из отборов турбоагрегатов к общему количеству тепловой энергии отпущенной с коллекторов ТЭЦ, в том числе, в паре в перспективном периоде должно соответствовать предложениям по строительству, реконструкции, техническому перевооружения и (или) модернизации, обоснованным в соответствии с главой VIII Методических указаний по разработке схем теплоснабжения.

П48.2.9. Изменение доли электрической энергии, выработанной на базе внешнего теплового потребления (с учетом собственных нужд) к общему количеству электрической энергии, отпущенному с шин ТЭЦ, в ретроспективном периоде должно соответствовать данным, приложения № 9 к Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения.

П48.2.10. Изменение доли электрической энергии, выработанной на базе внешнего теплового потребления (с учетом собственных нужд) к общему количеству электрической энергии, отпущенной с шин ТЭЦ, в перспективном периоде должно соответствовать предложениям по строительству, реконструкции, техническому перевооружения и (или) модернизации, обоснованным в соответствии с главами VIII и XI Методических указаний по разработке схем теплоснабжения.

П48.2.11. Изменение доли резерва тепловой мощности ТЭЦ, должно соответствовать предложениям по строительству, реконструкции, техническому перевооружения и (или) модернизации, обоснованным в соответствии с главой VIII Методических указаний по разработке схем теплоснабжения.

П48.2.12 Изменение удельного расхода топлива на производство электрической энергии, отпущенной с шин ТЭЦ должно соответствовать:

в ретроспективном периоде данным приложения № 9 к Методическим указаниям по

разработке схем теплоснабжения;

в перспективном периоде данным приложения № 45 к Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения.

П48.2.13 Изменение коэффициента полезного использования теплоты топлива на ТЭЦ должно соответствовать:

в ретроспективном периоде данным приложения № 9 к Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения;

в перспективном периоде данным приложения № 45 к Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения.

П48.2.14. Изменение числа часов использования установленной тепловой мощности ТЭЦ должно соответствовать:

в ретроспективном периоде данным приложения № 9 к Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения;

в перспективном периоде данным приложения № 45 к Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения.

П48.2.15 Изменение числа часов использования установленной тепловой мощности турбоагрегатов ТЭЦ должно соответствовать:

в ретроспективном периоде данным приложения № 9 к Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения;

в перспективном периоде данным приложения № 45 к Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения

П48.2.16. Изменение удельной установленной электрической мощности на одного жителя, обслуживаемого из системы теплоснабжения, образованной на базе ТЭЦ, должно определяться по формуле:

$$w_{j,A+1} = \frac{W_{j,A+1}^{\text{э.тэц}}}{N_{j,A+1}}, \text{ МВт/чел,} \qquad \text{(П48.11)}$$

где,

$W_{j,A+1}^{\text{э.тэц}}$ – установленная электрическая мощность ТЭЦ в j - той системе теплоснабжения за $A+1$ период (на конец периода) актуализации схемы теплоснабжения, МВт;

$N_{j,A+1}$ – число жителей, проживающих в зоне действия j - той системы теплоснабжения в $A+1$ период (на конец периода) актуализации схемы теплоснабжения, чел.

П48.2.17. Изменение удельной установленной тепловой мощности ТЭЦ на одного жителя, обслуживаемого из системы теплоснабжения, образованной на базе ТЭЦ, должно определяться по формуле:

$$q_{j,A+1} = \frac{Q^{\text{у.т.тэц}}_{j,A+1}}{N_{j,A+1}}, \text{ Гкал/ч/чел,} \qquad \text{(П48.12)}$$

где:

$Q^{\text{у.т.тэц}}_{j,A+1}$ – установленная тепловая мощность ТЭЦ в j - той системе теплоснабжения за $A+1$ период (на конец периода) актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/ч.

П48.2.18 Изменение количества отказов с прекращением теплоснабжения от ТЭЦ, связанных с прекращением функционирования агрегатов ТЭЦ, обеспечивающих теплоснабжение, должно соответствовать:

в ретроспективном периоде данным приложения № 7 к Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения;

в перспективном периоде данным оцениваемым в зависимости от предложений по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации ТЭЦ в соответствии с главой VIII Методических указаний по разработке схем теплоснабжения;

П48.2.19 Изменение относительного средневзвешенного остаточного паркового ресурса турбоагрегатов должно определяться по формуле:

$$r_{j,A+1} = \frac{\sum_{i=1}^{I}\left(W_{i,j}R^{\text{нр}}_{i,j}\right) - \sum_{i=1}^{I-K+L}\left(W_{i,j,A+1}R^{\text{тр}}_{i,j,A+1}\right)}{\sum_{i=1}^{I-K+L} W_{i,j,A+1}}, \text{ час,} \qquad \text{(П48.13)}$$

где:

$W_{i,j}$ – установленная электрическая мощность i-того турбоагрегата j- той ТЭЦ (МВт) в период ввода в эксплуатацию турбоагрегата;

$R^{\text{нр}}_{i,j}$ – назначенный ресурс i -того турбоагрегата j - той ТЭЦ при вводе его в эксплуатацию, час;

$W_{i,j,A+1}$ – установленная электрическая мощность i -того турбоагрегата j - той ТЭЦ системе теплоснабжения в $A+1$ период (на конец периода) актуализации схемы теплоснабжения, МВт;

$R^{\text{тр}}_{i,j,A+1}$ – отработанный ресурс i -того турбоагрегата j - той ТЭЦ в системе теплоснабжения в $A+1$период (на конец периода) актуализации схемы теплоснабжения, час;

I – количество турбоагрегатов, введенных в действие в начальный период эксплуатации ТЭЦ, единиц;

K – количество турбоагрегатов выведенных из эксплуатации за период с начала эксплуатации до $A+1$, единиц;

L – количество турбоагрегатов введенных в эксплуатацию за период с начала эксплуатации до $A+1$, единиц.

П48.2.20. Индикаторы, характеризующие динамику функционирования источников тепловой энергии в системе теплоснабжения, образованной на базе ТЭЦ, должны быть представлены в виде следующей таблицы:

Таблица П48.2. Индикаторы, характеризующие динамику функционирования источников тепловой энергии в j-той системе теплоснабжения зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № …

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение показателя	Единицы измерения	A-4	…	A	…	A+5	….	A+10	…	A+15
1.	Установленная электрическая мощность ТЭЦ	$W_j^{\text{тэц}}$	МВт									
2.	Установленная тепловая мощность ТЭЦ, в том числе:	$Q_j^{\text{тэц}}$	Гкал/ч									
2.1.	базовая (турбоагрегатов)	$Q_j^{\text{та,тэц}}$	Гкал/ч									
2.2.	пиковая	$Q_j^{\text{п.тэц}}$	Гкал/ч									
4.	Присоединенная тепловая нагрузка на коллекторах	$Q_j^{\text{р,тэц}}$	Гкал/ч									
5.	Доля резерва тепловой мощности ТЭЦ	$R_{\text{общ},j}$	%									
6.	Отпуск тепловой энергии с коллекторов, в том числе:	$Q_j^{\text{год.тэц}}$	тыс. Гкал									
6.1	из отборов турбоагрегатов	$Q_j^{\text{год.та.тэц}}$	тыс. Гкал									
7	Доля тепловой энергии, отпущенной из отборов турбоагрегатов к общему количеству тепловой энергии отпущенной с коллекторов ТЭЦ	$\alpha_j^{\text{год.тэц}}$	б/р									
8.	Удельный расхода условного топлива на электроэнергию, отпущенную с шин ТЭЦ	$b_j^{\text{э.тэц}}$	г/кВт-ч									

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение показателя	Единицы измерения	А-4	…	А	…	А+5	….	А+10	…	А+15
9.	Удельный расхода условного топлива на электроэнергию, выработанную на базе теплового потребления	$b_j^{эт.тэц}$	г/кВт-ч									
10.	Коэффициент полезного использования теплоты топлива на ТЭЦ	КИТТ	%									
11.	Число часов использования установленной тепловой мощности ТЭЦ	ЧЧИТМ	час/год									
12.	Число часов использования установленной тепловой мощности турбоагрегатов ТЭЦ	ЧЧИТМ	час/год									
13.	Удельная установленная тепловая мощность ТЭЦ на одного жителя	$w_j^{тэц}$	МВт/тыс. чел.									
14.	Частота отказов с прекращением теплоснабжения от ТЭЦ	$\lambda_j^{тэц}$	1/год									
15.	Относительный средневзвешенный остаточный парковый ресурс турбоагрегатов	r_j	час									

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

П48.3. Расчет индикаторов, характеризующих динамику функционирования источников тепловой энергии в системе теплоснабжения, образованной на базе котельной.

П48.3.1. Изменение установленной тепловой мощности котельной должно соответствовать:

в ретроспективном периоде данным приложения № 10 к Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения;

в перспективном периоде данным приложения № 45 к Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения.

П48.3.2. Изменение доли резерва тепловой мощности котельной должно соответствовать:

в ретроспективном и перспективном периодах данным приложения № 34 к

Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения.

П48.3.3. Изменение удельного расхода топлива на тепловую энергию, отпущенную с коллекторов котельной, должно соответствовать:

в ретроспективном периоде данным приложения № 10 к Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения;

в перспективном периоде данным приложения № 34 к Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения.

П48.3.4. Изменение коэффициент полезного использования теплоты топлива;

в ретроспективном периоде данным приложения № 10 к Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения;

в перспективном периоде данным приложения № 47 к Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения.

П48.3.5. Число часов использования установленной тепловой мощности котлоагрегатов;

в ретроспективном периоде данным приложения № 10 к Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения;

в перспективном периоде данным приложения № 47 к Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения.

П48.3.6. Изменение удельной установленной тепловой мощности котельной на одного жителя, обслуживаемого из системы теплоснабжения, образованной на базе котельной должно рассчитываться в соответствии со следующей формулой:

$$q_{j,A+1} = \frac{Q_{j,A+1}^{\text{у.т. кот}}}{N_{j,A+1}}, \text{ Гкал/ч/чел,} \qquad \text{(П48.14)}$$

где:

$Q_{j,A+1}^{\text{у.т. кот}}$ – установленная тепловая мощность котельной в j - той системе теплоснабжения за $A+1$ период (на конец периода) актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/ч.

П48.3.7. Изменение количества отказов с прекращением теплоснабжения от котельной, связанных с прекращением функционирования агрегатов котельной;

в ретроспективном периоде данным приложения № 10 к Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения;

в перспективном периоде данным приложения № 47 к Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения.

П48.3.8. Изменение относительного средневзвешенного остаточного ресурса котлоагрегатов котельной.

в ретроспективном периоде данным приложения № 10 к Методическим указаниям по

разработке схем теплоснабжения;

в перспективном периоде данным приложения № 47 к Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения.

П48.3.9. Индикаторы, характеризующие динамику функционирования источников тепловой энергии в системе теплоснабжения, образованной на базе котельной, должны быть представлены в виде следующей таблицы П48.3:

Таблица П48.3. Индикаторы, характеризующие динамику функционирования источников тепловой энергии в j-той системе теплоснабжения зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № …

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение показателя	Единицы измерения	А-4	…	А	…	А+5	….	А+10	…	А+15
1	Установленная тепловая мощность котельной:	$Q_{i,j}^{\text{кот}}$	Гкал/ч									
2.	Присоединенная тепловая нагрузка на коллекторах	$Q_{i,j}^{\text{р,кот}}$	Гкал/ч									
3.	Доля резерва тепловой мощности котельной	$R_{i,j}$	%									
4.	Отпуск тепловой энергии с коллекторов	$Q_{i,j}^{\text{год.кот}}$	тыс. Гкал									
5.	Удельный расхода условного топлива на тепловую энергию, отпущенную с коллекторов котельной	$b_{i,j}^{\text{кот}}$	кг/Гкал									
6.	Коэффициент полезного использования теплоты топлива	КИТТ	%									
7.	Число часов использования установленной тепловой мощности	ЧЧИТМ	час/год									
8.	Удельная установленная тепловая мощность котельной на одного жителя	$q_j^{\text{кот}}$	МВт/тыс. чел									
9.	Частота отказов с прекращением теплоснабжения от котельной	$\lambda_j^{\text{кот}}$	1/год									
10.	Относительный средневзвешенный остаточный парковый ресурс котлоагрегатов котельной	r_j	час									

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение показателя	Единицы измерения	А-4	…	А	…	А+5	….	А+10	…	А+15
11.	Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10 Гкал/	a_j	%									
12.	Доля котельных оборудованных приборами учета	u_j	%									

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

П48.4. Расчет индикаторов, характеризующих динамику изменения показателей тепловых сетей, обеспечивающих передачу тепловой энергии, теплоносителя от источника тепловой энергии к потребителям, присоединенным к тепловым сетям системы теплоснабжения.

П48.4.1. Изменение протяженности магистральных тепловых сетей должно соответствовать:

в ретроспективном периоде данным приложения № 11 к Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения;

в перспективном периоде в соответствии с главой IX Методических указаний по разработке схем теплоснабжения.

П48.4.2. Изменение протяженности распределительных тепловых сетей должно соответствовать:

в ретроспективном периоде данным приложения № 11 к Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения;

в перспективном периоде в соответствии с главой IX Методических указаний по разработке схем теплоснабжения.

П48.4.3. Изменение материальной характеристики тепловых сетей должно соответствовать:

в ретроспективном периоде данным приложения № 11 к Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения;

в перспективном периоде в соответствии с главой IX Методических указаний по разработке схем теплоснабжения.

П48.4.4. Средний срок эксплуатации тепловых сетей должен определяться по формуле:

$$Э_j = \frac{\sum_{i=1}^{i=I}\left(\sum_{k=1}^{k=K}\left(L_k \times D_k \times Э_k\right)\right)_{i,j}}{\sum_{i=1}^{i=I}\left(\sum_{k=1}^{k=K}\left(L_k \times D_k\right)\right)_{i,j}}, \text{ лет,} \qquad (П48.15)$$

где:

$L_{k,i,j}$ – протяженность k-того участка тепловой сети в i-той изолированной системе теплоснабжения, эксплуатируемой на праве собственности или ином законном основании, j - тым ЕТО в A- тый год актуализации схемы теплоснабжения, м;

$D_{k,i,j}$ – условный диаметр k-того участка тепловой сети в i-той изолированной системе теплоснабжения, эксплуатируемой на праве собственности или ином законном основании, j - тым единой теплоснабжающей организацией в A - тый год актуализации схемы теплоснабжения, м;

$Э_{k,i,j}$ – срок эксплуатации k-того участка тепловой сети в i-той изолированной системе теплоснабжения, эксплуатируемой на праве собственности или ином законном основании, j - тым единой теплоснабжающей организацией в A- тый год актуализации схемы теплоснабжения, лет.

П48.4.5. Средний срок эксплуатации магистральных тепловых сетей должен определяться в соответствии с формулой:

$$Э_j^{маг} = \frac{\sum_{i=1}^{i=I}\left(\sum_{k=1}^{k=K}\left(L_k^{маг} \times D_k^{маг} \times Э_k^{маг}\right)\right)_{i,j}}{\sum_{i=1}^{i=I}\left(\sum_{k=1}^{k=K}\left(L_k^{маг} \times D_k^{маг}\right)\right)_{i,j}}, \text{ лет,} \qquad (П48.16)$$

где:

$L_{k,i,j}^{маг}$ – протяженность k-того участка тепловой сети в i-той изолированной системе теплоснабжения, эксплуатируемой на праве собственности или ином законном основании, j - тым единой теплоснабжающей организацией в A - тый год актуализации схемы теплоснабжения, м.

$D_{k,i,j}^{маг}$ – условный диаметр k-того участка тепловой сети в i-той изолированной системе теплоснабжения, эксплуатируемой на праве собственности или ином законном основании,

j - тым единой теплоснабжающей организацией в A - тый год актуализации схемы теплоснабжения, м.;

$Э^{маг}_{k,i,j}$ – срок эксплуатации k-того участка тепловой сети в i-той изолированной системе теплоснабжения, эксплуатируемой на праве собственности или ином законном основании, j - тым единой теплоснабжающей организацией в A - тый год актуализации схемы теплоснабжения, лет.

П48.4.6. Удельная материальная характеристика тепловых сетей на одного жителя, обслуживаемого из системы теплоснабжения, должна определяться по формуле:

$$m_{j,A+1} = \frac{M_{j,A+1}}{N_{j,A+1}}, \text{ лет}, \qquad (П48.17)$$

где:

$M_{j,A+1}$ – материальная характеристика тепловых сетей j -той изолированной системы теплоснабжения в $A+1$ год актуализации схемы теплоснабжения, м^2.

П48.4.5. Изменение относительной материальной характеристики тепловых сетей должно соответствовать:

в ретроспективном периоде данным приложения № 11 к Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения;

в перспективном периоде в соответствии с главой IX Методических указаний по разработке схем теплоснабжения и быть рассчитано по формуле:

$$\mu_{j,A+1} = \frac{M_{j,A+1}}{Q^{p}_{j,A+1}}, \text{ лет}, \qquad (П48.18)$$

где:

$Q^{p}_{j,A+1}$ – расчетная тепловая нагрузка потребителей, присоединенных к тепловым сетям j -той изолированной системы теплоснабжения, в $A+1$ год актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/ч.

П48.4.6. Изменение нормативных потерь тепловой энергии в магистральных тепловых сетях должно соответствовать:

в ретроспективном периоде данным приложения № 12 к Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения;

в перспективном периоде в соответствии с главой IX Методических указаний по разработке схем теплоснабжения.

П48.4.7. Изменение нормативных потерь тепловой энергии в распределительных

тепловых сетях должно соответствовать:

в ретроспективном периоде данным приложения № 12 к Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения;

в перспективном периоде в соответствии с главой IX Методических указаний по разработке схем теплоснабжения.

П48.4.8. Изменение относительных потерь тепловой энергии в тепловых сетях всего должно соответствовать:

в ретроспективном периоде данным приложения № 12 к Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения;

в перспективном периоде в соответствии с главой IX Методических указаний по разработке схем теплоснабжения.

П48.4.9. Изменение удельной плотности передачи тепловой энергии в изолированной системе теплоснабжения должно определяться по следующей формуле:

$$\rho^{лин}_{j,A+1} = \frac{Q^{год}_{j,A+1}}{L_{j,A+1}}, \text{ Гкал/м,} \qquad (П48.19)$$

где:

$Q^{год}_{j,A+1}$ – количество тепловой энергии полезно отпущенной потребителям, присоединенным к тепловым сетям j -той изолированной системы теплоснабжения, в $A+1$ год актуализации схемы теплоснабжения, Гкал.

П48.4.10. Доля потребителей, присоединенных к тепловым сетям по схеме с непосредственным разбором теплоносителя на цели горячего водоснабжения из систем отопления, должна соответствовать:

в ретроспективном периоде данным приложения № 11 к Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения;

в перспективном периоде в соответствии с главой XI Методических указаний по разработке схем теплоснабжения в соответствии с формулой:

$$\rho^{лин}_{j,A+1} = \frac{Q^{год}_{j,A+1}}{L_{j,A+1}}, \text{ Гкал/м,} \qquad (П48.20)$$

где:

$Q^{год}_{j,A+1}$ – количество тепловой энергии полезно отпущенной потребителям, присоединенным к тепловым сетям j -той изолированной системы теплоснабжения, в $A+1$ год актуализации схемы теплоснабжения, Гкал.

П48.4.11. Изменение удельной повреждаемости магистральных тепловых сетей должно

соответствовать:

в ретроспективном периоде данным приложения № 12 к Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения;

в перспективном периоде данным приложения № 18 к Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения.

П48.4.12. Изменение удельной повреждаемости распределительных тепловых сетей должно соответствовать:

в ретроспективном периоде данным приложения № 12 к Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения;

в перспективном периоде данным приложения № 18 к Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения.

П48.4.13. Изменение удельной повреждаемости сетей горячего водоснабжения (в случае их наличия) должно соответствовать:

в ретроспективном периоде данным приложения № 12 к Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения;

в перспективном периоде данным приложения № 18 к Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения.

П48.4.14. Изменение общей удельной повреждаемости тепловых сетей должно соответствовать:

в ретроспективном периоде данным приложения № 12 к Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения;

в перспективном периоде данным приложения № 18 к Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения.

П48.4.15. Изменение удельного расхода электрической энергии на передачу тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям должно соответствовать:

в ретроспективном периоде данным приложения № 12 к Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения;

в перспективном периоде в соответствии с главой IX Методических указаний по разработке схем теплоснабжения.

П48.4.16. Изменение удельного расхода теплоносителя на передачу тепловой энергии по тепловым сетям должно соответствовать:

в ретроспективном периоде данным приложения № 12 к Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения;

в перспективном периоде в соответствии с главой IX Методических указаний по разработке схем теплоснабжения.

П48.4.17. Индикаторы, характеризующие динамику изменения показателей тепловых сетей, обеспечивающих передачу тепловой энергии, теплоносителя от источника тепловой энергии к потребителям, присоединенным к тепловым сетям изолированной системы теплоснабжения, должны быть представлены в виде таблицы П48.4.

Таблица П48.4. Индикаторы, характеризующие динамику изменения показателей тепловых сетей в j-той системе теплоснабжения зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № …

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение показателя	Единицы измерения	А-4	…	А	…	А+5	….	А+10	…	А+15
1.	Протяженность тепловых сетей, в том числе:	L_j	км									
1.1.	магистральных	$L_j^{маг}$	км									
1.2	распределительных	$L_j^{расп}$	км									
2.	Материальная характеристика тепловых сетей, в том числе:	M_j	тыс. м^2									
2.1	магистральных	$M_j^{маг}$	тыс. м^2									
2.2.	распределительных	$M_j^{расп}$	тыс. м^2									
3.	Средний срок эксплуатации тепловых сетей	$Э_j$	лет									
3.1.	магистральных	$Э_j^{маг}$	лет									
3.2	распределительных	$Э_j^{расп}$	лет									
4.	Удельная материальная характеристика тепловых сетей на одного жителя, обслуживаемого из системы теплоснабжения	m_j	м^2/чел									
5.	Присоединенная тепловая нагрузка	Q_j^p	Гкал/ч									
6.	Относительная материальная характеристика	μ_j	м^2/Гкал/ч									
7.	Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях	$\Delta Q_j^н$	тыс. Гкал									
7.1.	магистральных	$\Delta Q_j^{н.маг}$	тыс. Гкал									
7.2.	распределительных	$\Delta Q_j^{н.расп}$	тыс. Гкал									

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение показателя	Единицы измерения	А-4	…	А	…	А+5	….	А+10	…	А+15
8.	Относительные нормативные потери в тепловых сетях	$\Delta q_j^{н}$	%									
9.	Линейная плотность передачи тепловой энергии в тепловых сетях	$\rho_j^{лин}$	Гкал/м									
10.	Количество повреждений (отказов) в тепловых сетях, приводящих к прекращению теплоснабжения потребителей	$\Lambda_j^{тс}$	ед./год									
11.	Удельная повреждаемость тепловых сетей	$\lambda_j^{тс}$	ед./м/год									
11.1.	магистральных	$\lambda_j^{маг}$	ед./м/год									
11.2	распределительных	$\lambda_j^{расп}$	ед./м/год									
12.	Тепловая нагрузка потребителей присоединенных к тепловым сетям по схеме с непосредственным разбором теплоносителя на цели горячего водоснабжения из систем отопления (открытая схема)	$Q_j^{р.откр}$	Гкал/ч									
13.	Доля потребителей присоединенных по открытой схеме	$\beta_j^{р.откр}$	%									
14.	Расчетный расход теплоносителя (в соответствии с утвержденным графиком отпуска тепла в тепловые сети)	$G_j^{р}$	тонн/ч									
15.	Фактический расход теплоносителя	$G_j^{ф}$	тонн/ч									
16.	Удельный расход теплоносителя на передачу тепловой энергии в горячей воде	$g_j^{ф}$	тонн/Гкал									
17.	Нормативная подпитка тепловой сети	$\Delta G_j^{н}$	тонн/ч									

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение показателя	Единицы измерения	А-4	…	А	…	А+5	….	А+10	…	А+15
18.	Фактическая подпитка тепловой сети	ΔG_j^{ϕ}	тонн/ч									
19.	Расход электрической энергии на передачу тепловой энергии и теплоносителя	E_j^{ϕ}	млн. кВт-ч									
20.	Удельный расход электрической энергии на передачу тепловой энергии	$e_{\text{тн},j}^{\phi}$	кВт-ч/Гкал									

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

П48.5. Расчет индикаторов, характеризующих реализацию инвестиционных планов развития системы теплоснабжения, по годам расчетного периода схемы теплоснабжения, должен содержать:

плановую потребность в инвестициях в источники тепловой энергии;

освоение инвестиций, в том числе в процентах от плана;

плановую потребность в инвестициях в тепловые сети;

освоение инвестиций в тепловые сети;

плановую потребность в инвестициях на переход к закрытой системе горячего водоснабжения;

освоение инвестиций в переход к закрытой системе горячего водоснабжения;

всего плановую потребность в инвестициях;

всего плановую потребность в инвестициях накопленным итогом;

источники инвестиций, в том числе собственные средства, средства за счет присоединения потребителей к тепловым сетям, средства бюджетов бюджетной системы Российской Федерации;

тариф на производство тепловой энергии;

тариф на передачу тепловой энергии;

конечный тариф на тепловую энергию для потребителя (без НДС);

конечный тариф на тепловую энергию для потребителя (с НДС);

индикатор изменения конечного тарифа для потребителей.

Таблица П48.5. Индикаторы, характеризующие динамику изменения показателей тепловых сетей в j-той системе теплоснабжения зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № …

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение показателя	Единицы измерения	А-4	…	А	…	А+5	….	А+10	…	А+15
1.	Плановая потребность в инвестициях в источники тепловой мощности	$И_{j}^{план,ист}$	млн. руб.									
2.	Освоение инвестиций	$И_{i,j}^{факт.,ист}$	млн. руб.									
3	В процентах от плана	$И_{i,j}^{ист}$	%									
4.	Плановая потребность в инвестициях в тепловые сети	$И_{i,j}^{план,тс}$	млн. руб.									
5.	Освоение инвестиций в тепловые сети	$И_{i,j}^{факт,тс}$	млн. руб.									
6.	План инвестиций на переход к закрытой системе теплоснабжения	$И_{i,j}^{план,пзс}$	млн. руб.									
7.	Всего накопленным итогом	$И_{i,j}^{план,пзс}$	млн. руб.									
8	Освоение инвестиций в переход к закрытой схеме горячего водоснабжения	$И_{i,j}^{пзс}$	%									
9	Всего плановая потребность в инвестициях	$И_{j}^{план}$	млн. руб.									
10	Всего плановая потребность в инвестициях накопленным итогом	$И_{j}^{план}$	млн. руб.									
11.	Источники инвестиций											
11.1	Собственные средства	$И_{j}^{с.с}$	млн. руб.									
11.2.	Средства за счет присоединения потребителей	$И_{j}^{пр.}$	млн. руб.									
11.3	Средства бюджетов	$И_{j}^{бюдж.}$	млн. руб.									
12.	Тариф на производство тепловой энергии	$Т_{j}^{произв}$	руб./Гкал.									
13.	Тариф на передачу тепловой энергии	$Т_{j}^{пер}$	руб./Гкал									
14.	Конечный тариф на тепловую энергию для потребителя (без НДС)	$Т_{j}^{кон.}$	руб./Гкал									

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение показателя	Единицы измерения	А-4	…	А	…	А+5	….	А+10	…	А+15
15.	Конечный тариф на тепловую энергию для потребителя (с НДС)	$T_j^{\text{кон.с ндс}}$	руб./Гкал									
16.	Индикатор изменения конечного тарифа для потребителя	*ИРТ*	%									

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Приложение № 49
к Методическим указаниям
по разработке схем теплоснабжения

Таблица П49.1. Утвержденные единые теплоснабжающие организации (далее – ЕТО) в системах теплоснабжения на территории поселения, городского округа, города федерального значения

№ системы теплоснабжения	Наименования источников тепловой энергии в системе теплоснабжения	Теплоснабжающие (теплосетевые) организации в границах системы теплоснабжения	Объекты систем теплоснабжения в обслуживании теплоснабжающей (теплосетевой) организации	№ зоны деятельности	Утвержденная ЕТО	Основание для присвоения статуса ЕТО

Таблица П49.2. Анализ изменений в границах систем теплоснабжения и утвержденных зон деятельности ЕТО в поселении, городском округе, городе федерального значения

№ системы теплоснабжения	Наименования источников тепловой энергии в системе теплоснабжения	Теплоснабжающие (теплосетевые) организации в границах системы теплоснабжения	Объекты систем теплоснабжения в обслуживании теплоснабжающей (теплосетевой) организации	№ зоны деятельности	Утвержденная ЕТО	Изменения в границах системы теплоснабжения	Необходимая корректировка в рамках актуализации схемы теплоснабжения

Таблица П49.3. Сравнительный анализ критериев определения ЕТО в системах теплоснабжения на территории поселения, городского округа, города федерального значения

№ системы теплоснабжения	Наименования источников тепловой энергии в системе теплоснабжения	Располагаемая тепловая мощность источника, Гкал/ч	Теплоснабжающие (теплосетевые) организации в границах системы теплоснабжения	Размер собственного капитала теплоснабжающей (теплосетевой) организации, тыс. руб.	Объекты систем теплоснабжения в обслуживании теплоснабжающей (теплосетевой) организации	Вид имущественного права	Емкость тепловых сетей, м³	Информация о подаче заявки на присвоение статуса ЕТО	№ зоны деятельности	Утвержденная ЕТО	Основание для присвоения статуса ЕТО

Приложение № 50
к Методическим указаниям
по разработке схем теплоснабжения

Таблица П50.1. Планируемые капитальные вложения в реализацию мероприятий по новому строительству, реконструкции, техническому перевооружению и или модернизации в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации (далее – ЕТО) № … тыс. руб. (с НДС)

Стоимость проектов	**А**	**А+1**	**А+2**	**А+3**	**А+4**	**А+5**	**……**	**А+10**	**……**	**А+15**
Проекты ЕТО № 002										
Всего стоимость проектов										
Всего стоимость проектов накопленным итогом										
Источники инвестиций, в том числе:										
Собственные средства, в том числе:										
Амортизация										
Средства из прибыли										
Средства за присоединение потребителей										
Бюджетные средства										
Группа проектов 002.01.00.000 «Источники теплоснабжения»										
Всего стоимость группы проектов										
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом										
Источники инвестиций, в том числе:										
Собственные средства, в том числе:										
Амортизация										
Средства из прибыли										
Средства за присоединение потребителей										
Бюджетные средства										
Подгруппа проектов 002.01.02.000 «Реконструкция источников теплоснабжения»										
Всего стоимость группы проектов										

Всего стоимость группы проектов накопленным итогом										
Подгруппа проектов 002.01.02.001. «Экспертиза промышленной безопасности паровой турбины ПТ 80/100-130/13 ст.№1»										
Всего стоимость группы проектов										
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом										
Подгруппа проектов 002.01.02.017. «Замена паровой турбины ПТ 80/100-130/13 ст.№1 на модернизированный образец»										
Всего стоимость группы проектов										
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом										
Подгруппа проектов 002.02.00.000. «Тепловые сети и сооружения на них»										
Всего стоимость группы проектов										
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом										

где А- базовый год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Приложение № 51
к Методическим указаниям
по разработке схем теплоснабжения

Таблица П51.1. Таблица поступивших замечаний (предложений) и ответов на замечания (предложения) к проекту схемы теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения по письму … (наименование организации) от … № …

№ п/п	№ книги, страницы	Существующий текст	Предложения новой редакции	Принятое решение
1				
2				
3				
4				

gost.e-ecolog.ru