

Ключевые слова: схема теплоснабжения, технико-экономическое обоснование, объект, теплоисточник, тепловые сети, экономическая эффективность

Предисловие

Цели, основные принципы, положения по государственному регулированию и управлению в области технического нормирования и стандартизации установлены Законом Республики Беларусь «О техническом нормировании и стандартизации».

1 РАЗРАБОТАН проектным научно-исследовательским республиканским унитарным предприятием «Белнипиэнергопром» (РУП «Белнипиэнергопром»)

2 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от 4 января 2010 г. № 1

3 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ (с отменой Методических рекомендаций, регламентирующих разработку технико-экономического обоснования по выбору схем теплоснабжения при строительстве жилых домов, утвержденных постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от 23 июля 2007 г. № 26)

Настоящий технический кодекс установившейся практики не может быть воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Министерства энергетики Республики Беларусь

Издан на русском языке

Содержание

1 Область применения.....	1
2 Нормативные ссылки	1
3 Термины и определения	1
4 Общие положения	2
5 Рассмотрение, согласование и утверждение ТЭО.....	3
6 Основные разделы ТЭО и требования, предъявляемые к их разработке.....	9
Приложение А (рекомендуемое) Методика расчета фактических тепловых нагрузок теплоисточников при разработке схемы теплоснабжения населенных пунктов	8
Приложение Б (справочное) Разработка пароводяного баланса на теплоисточнике	10
Приложение В (справочное) Расчет годовых технико-экономических показателей работы теплоисточника	17
Приложение Г (рекомендуемое) Основные рекомендации по выполнению расчетов экономической эффективности вариантов теплоснабжения.....	26
Приложение Д (справочное) Пример выполнения технико-экономического обоснования	29
Библиография.....	45

ТЕХНИЧЕСКИЙ КОДЕКС УСТАНОВИВШЕЙСЯ ПРАКТИКИ

**ПОРЯДОК РАЗРАБОТКИ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОГО ОБОСНОВАНИЯ
ВЫБОРА СХЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ
И РЕКОНСТРУКЦИИ ОБЪЕКТОВ****ПАРАДАК РАСПРАЦОЎКІ ТЭХНІКА-ЭКАНАМІЧНАГА АБГРУНТАВАННЯ
ВЫБАРУ СХЕМ ЦЕПЛАЗАБЕСПЯЧЭННЯ ПРЫ БУДАЎНІЦТВЕ
І РЭКАНСТРУКЦЫІ АБ'ЕКТАЎ**

Procedure for development of feasibility
study of heat supply layout selection at constructing
and reconstructing of objects

Дата введения 2010-01-10

1 Область применения

Настоящий технический кодекс установившейся практики (далее – технический кодекс) устанавливает порядок разработки технико-экономического обоснования выбора схем теплоснабжения при строительстве и реконструкции объектов при их отсутствии в утвержденной схеме теплоснабжения населенного пункта.

2 Нормативные ссылки

В настоящем техническом кодексе использованы ссылки на следующие технические нормативные правовые акты в области технического нормирования и стандартизации (далее – ТНПА):

ТКП 45-1.01-4-2005 (02250) Система технического нормирования и стандартизации Республики Беларусь. Национальный комплекс технических нормативных правовых актов в области архитектуры и строительства. Основные положения

ТКП 45-2.04-43-2006 (02250) Строительная теплотехника. Строительные нормы проектирования

ТКП 45-4.01-52-2007 (02250) Системы внутреннего водоснабжения зданий. Строительные нормы проектирования

ТКП 45-4.02-182-2009 (02250) Тепловые сети. Строительные нормы проектирования

ТКП 45-4.02-183-2009 (02250) Тепловые пункты. Правила проектирования

СНБ 1.02.03-97 Порядок разработки, согласования, утверждения и состав обоснований инвестиций в строительство предприятий, зданий и сооружений

СНБ 1.03.02-96 Состав, порядок разработки и согласования проектной документации в строительстве

СНБ 2.04.02-2000 Строительная климатология

СНБ 4.02.01-03 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха

СНиП II-35-76 Нормы проектирования. Котельные установки

Примечание – При пользовании настоящим техническим кодексом целесообразно проверить действие ТНПА по Перечню технических нормативных правовых актов в области архитектуры и строительства, действующих на территории Республики Беларусь, и каталогу, составленным по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим информационным указателям, опубликованным в текущем году.

Если ссылочные ТНПА заменены (изменены), то при пользовании настоящим техническим кодексом следует руководствоваться замененными (измененными) ТНПА. Если ссылочные ТНПА отменены без замены, то положение, в котором дана ссылка на них, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем техническом кодексе используются термины, установленные в СНиП II-35-76, СНБ 4.02.01, ТКП 45-1.01-4, ТКП 45-4.02-182, ТКП 45-4.02-183, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 блок-станция: Электростанция, работающая в энергетической системе и оперативно управляемая ее диспетчерской службой, но не входящая в число предприятий системы по ведомственной принадлежности.

3.2 зона теплоснабжения: Комплекс тепловых сетей, теплосетевых объектов и систем теплоснабжения, подключенный к теплоисточнику.

3.3 индивидуальные теплогенераторы; ИТГ: Бытовые и промышленные теплогенерирующие агрегаты, аппараты и устройства, служащие для теплоснабжения одного потребителя с тепловой мощностью до 100 кВт.

3.4 конденсационная электростанция; КЭС: Тепловая электрическая станция, электростанция, вырабатывающая один вид энергии – электрическую.

3.5 коэффициент теплофикации: Отношение тепловой мощности электрогенерирующего оборудования к суммарной мощности источников теплоты, действующих совместно в одной зоне теплоснабжения.

3.6 магистральная тепловая сеть: Тепловая сеть от теплоисточника до центрального теплового пункта (до камеры на вводе тепловых сетей в квартал при подключении систем теплоснабжения через индивидуальные тепловые пункты).

3.7 нормируемые тепловые потери: Сумма нормируемых потерь тепловой энергии через изоляцию трубопроводов и с утечкой теплоносителя из тепловой сети, определенных в соответствии с действующими методическими рекомендациями [1].

3.8 объект: Здание, сооружение, на строительство (реконструкцию) которых разрабатывается проектная документация.

3.9 температурный график: Зависимость температуры сетевой воды, подаваемой теплоисточником в тепловую сеть и возвращаемой от потребителей, от температуры наружного воздуха при принятом в системе теплоснабжения методе центрального регулирования отпуска теплоты [1].

3.10 теплоисточник: Теплоэнергетическая система (котельная, теплоэлектроцентраль, энерго-технологическая или утилизационная установка), представляющая собой совокупность технологического и вспомогательного оборудования и строительных сооружений и предназначенная для производства тепловой энергии или нескольких видов продукции, одним из которых является тепловая энергия.

3.11 теплоэлектроцентраль; ТЭЦ: Тепловая электрическая станция, предназначенная для производства электрической энергии и теплоты.

3.12 теплофикация: Централизованное теплоснабжение при производстве электрической энергии и теплоты в едином технологическом цикле.

3.13 тепловая сеть: Совокупность технических устройств, трубопроводов и сооружений на них, предназначенных для передачи (транспорта) тепловой энергии.

3.14 теплосетевой объект: Насосная станция, контрольно-распределительный пункт, устройство защиты тепловых сетей.

3.15 технико-экономическое обоснование; ТЭО: Рассмотрение нескольких вариантов системы теплоснабжения отдельных объектов или локальных районов и обоснование выбора из них наиболее оптимального по результатам сравнения технико-экономических показателей.

4 Общие положения

4.1 Вопросы создания, развития и модернизации систем теплоснабжения регламентируются [2] – [5] или документами, заменяющими их.

4.2 Развитие систем теплоснабжения населенных пунктов, промышленных узлов, предприятий промышленности и сельского хозяйства определяется схемами теплоснабжения.

4.3 Схема теплоснабжения населенного пункта является предпроектным документом, в котором обосновывается хозяйственная необходимость, экономическая целесообразность строительства новых, модернизации и реконструкции существующих энергетических источников, тепловых сетей и систем теплоснабжения, средств их эксплуатации и управления с целью обеспечения энергетической безопасности развития экономики населенного пункта, надежного теплоснабжения потребителей и рационального использования топливно-энергетических ресурсов.

4.4 Внесение любых изменений в утвержденную схему теплоснабжения (строительство новых или реконструкция существующих теплоисточников и магистральных тепловых сетей, создание децентрализованной системы теплоснабжения) осуществляется только при наличии соответствующего технико-экономического обоснования, выполненного и утвержденного в соответствии с настоящим техническим кодексом.

4.5 Функции заказчика при разработке ТЭО по выбору схем теплоснабжения осуществляет организация, финансирующая его выполнение.

4.6 Разработка ТЭО осуществляется на основании технического задания, подготовленного заказчиком и согласованного с местными органами государственного управления.

4.7 Заказчиком ТЭО предоставляются разработчику следующие исходные данные:

- ситуационный план размещения рассматриваемого объекта;
- решение органа государственного управления, на основании которого намечается строительство (реконструкция) объекта и выделяется земельный участок (площадка);
- характеристика строящегося (реконструируемого) объекта (этажность, материал стен, назначение и т. д.);
- по жилым районам – объемы новой жилой и общественной застройки с разбивкой по годам, утвержденные планы детального планирования застраиваемого района;
- по промышленным предприятиям и общественным объектам общегородского назначения – тепловые нагрузки и их прирост по годам строительства;
- данные по фоновому загрязнению атмосферного воздуха в районе нового строительства, предоставляемые организациями, подчиненными Министерству природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь, за деятельность которых уполномочен отвечать Департамент по гидрометеорологии Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь (далее – Департамент по гидрометеорологии).

5 Рассмотрение, согласование и утверждение ТЭО

5.1 Представление ТЭО на рассмотрение и согласование осуществляется разработчиком по поручению заказчика.

5.2 ТЭО подлежат обязательному рассмотрению и согласованию:

- разработчиком схемы теплоснабжения;
- Департаментом по энергоэффективности Государственного комитета по стандартизации Республики Беларусь;
- Министерством энергетики Республики Беларусь в населенных пунктах, где есть теплоисточники, находящиеся в его ведении;
- местными органами государственного управления в населенных пунктах, где отсутствуют теплоисточники Министерства энергетики Республики Беларусь.

В случаях, когда рекомендуемым вариантом предусматривается принципиальное изменение режимов работы ведомственных теплоисточников (подключение, отключение внешних потребителей, изменение мощностей с заменой основного оборудования, изменение топливного режима и т. п.), ТЭО подлежат согласованию в части данного вопроса с министерством (ведомством), в ведении которого находятся эти источники теплоты, тепловые сети.

Перечень дополнительных согласований определяется заданием на разработку ТЭО.

5.3 Срок рассмотрения и согласования устанавливается согласно действующим положениям соответствующих организаций, а при их отсутствии – 30 дней.

5.4 Замечания рассматривающих и согласующих организаций направляются разработчику ТЭО для их устранения в согласованные сроки и в согласованном объеме.

5.5 Согласованное технико-экономическое обоснование утверждается заказчиком или его вышестоящим органом управления в установленном порядке и принимается в качестве изменения действующей схемы теплоснабжения в части теплоснабжения рассмотренного объекта.

6 Основные разделы ТЭО и требования, предъявляемые к их разработке

6.1 Раздел «Общая характеристика объекта»

6.1.1 В разделе должна быть представлена исходная информация по рассматриваемому объекту:

- наименование;
- месторасположение;
- год начала и окончания строительства;
- объемы застройки (приросты тепловой нагрузки) с разбивкой по годам;
- характеристика застройки (этажность, материал стен);
- категорийность по надежности теплоснабжения;
- особые требования по режимам теплоснабжения;

– информация о качестве атмосферного воздуха в районе нового строительства, анализ возможности размещения в этом районе нового теплоисточника и/или реконструкции существующего, а также рекомендации по выбору вида топлива в соответствии с [6].

6.2 Раздел «Характеристика существующей системы централизованного теплоснабжения»

6.2.1 Раздел должен содержать краткую информацию по системе централизованного теплоснабжения (СЦТ), в зоне действия которой располагается (или будет располагаться) рассматриваемый объект:

- источники теплоты (наименование, установленная мощность, состав оборудования и т. д.);
- тепловые сети с указанием номера магистрали (диаметр, протяженность, тип прокладки, состояние, ближайшая тепловая камера и т. д.);
- ситуационный план размещения объекта и ближайшей системы (систем) централизованного теплоснабжения.

6.3 Раздел «Определение структуры и величины существующих и перспективных тепловых нагрузок, режимов теплоснабжения в годовом и суточном разрезе»

6.3.1 Тепловые нагрузки существующих потребителей определяются с учетом их фактического теплоснабжения в соответствии с методикой, приведенной в приложении А.

При отсутствии данных по фактическому теплоснабжению тепловые нагрузки существующих потребителей допускается рассчитывать по укрупненным показателям в соответствии с ТКП 45-4.02-182, ТКП 45-2.04-43, [7], [8] с учетом [9].

6.3.2 Основой для определения перспективных максимальных часовых тепловых нагрузок являются утвержденные документы территориального планирования – генеральные планы населенных пунктов, планы детального проектирования отдельных районов, данные заказчика, подтвержденные местными органами государственного управления.

6.3.3 Расчет перспективных максимальных часовых тепловых нагрузок производится отдельно для жилищно-коммунального и промышленного секторов с разбивкой по видам теплоснабжения и теплоносителя по укрупненным показателям.

6.3.4 Тепловая нагрузка крупных общественных объектов общегородского и республиканского назначения учитывается дополнительно на основании проектов объектов-аналогов или по укрупненным показателям в зависимости от характеристики застройки.

6.3.5 В расчетном максимуме тепловых нагрузок, обеспечиваемых от СЦТ, нагрузка горячего водоснабжения в соответствии с [10] должна приниматься:

- для жилищно-коммунального сектора – по среднечасовому расходу теплоты за отопительный период, определяемому по ТКП 45-4.02-182;
- для технологических и крупных общественных потребителей – по среднечасовому расходу тепловой энергии за смену наибольшего водопотребления;
- для общественных зданий – в соответствии с ТКП 45-4.02-182.

6.3.6 На перспективу необходимо учитывать снижение средней нормы расхода горячей воды на бытовые нужды в сутки на одного человека до 90 л/чел.

6.3.7 Максимальные часовые перспективные тепловые нагрузки существующих промышленных предприятий следует определять на основании их анкетного обследования с учетом данных формы государственной отчетности 11-СН «Отчет о результатах использования топлива, тепла и электрической энергии».

6.3.8 Максимальные часовые тепловые нагрузки новых производственных предприятий и комплексов производственных предприятий следует принимать по данным заказчика с предоставлением обосновывающих материалов, по проекту-аналогу или по укрупненным показателям.

6.3.9 При определении суммарных максимальных часовых тепловых нагрузок на теплоисточнике на перспективу следует учитывать разновременность (несовпадение максимумов) тепловых нагрузок по каждой группе потребителей на технологические цели в паре, а также внедрение энергосберегающих мероприятий и использование вторичных энергоресурсов.

Коэффициент несовпадения максимумов тепловых нагрузок по группе потребителей на технологические цели в паре $K_{оп}$ определяется по формуле

$$K_{оп} = \left(0,7 + \frac{0,3}{\sqrt{n}}\right) \left(1 + 0,001 \left(\frac{D_{\text{тех}}^6}{D_{\text{тех}}^m}\right)^{2/3}\right), \quad (6.1)$$

где n – количество потребителей;

$D_{\text{тех}}^{\text{б}}$ – тепловая нагрузка в паре потребителя с наибольшим потреблением пара, т/ч;

$D_{\text{тех}}^{\text{м}}$ – тепловая нагрузка в паре потребителя с наименьшим потреблением пара, т/ч.

6.3.10 Расчетные температуры для проектирования систем отопления и вентиляции, средние температуры за отопительный период, продолжительность отопительного периода и другие климатические характеристики населенного пункта следует принимать по СНБ 2.04.02.

6.4 Раздел «Варианты обеспечения тепловой энергией рассматриваемого объекта»

6.4.1 Альтернативность рассматриваемых вариантов (не менее двух) обеспечивается за счет:

– обеспечения перспективной тепловой нагрузки от разных источников теплоты, в том числе новых и ИТГ;

– использования разнотипного основного оборудования при реконструкции существующих и строительстве новых источников теплоты;

– реконструкции существующих тепловых сетей и систем теплоснабжения с целью снижения потерь тепловой энергии и повышения эффективности ее использования.

6.4.2 При выборе варианта системы теплоснабжения (централизованной или децентрализованной) необходимо руководствоваться следующими подходами:

а) новые объекты (многоэтажная жилая и общественная застройка, промышленные предприятия) в зоне действия СЦТ преимущественно должны подключаться к централизованным теплоисточникам, осуществляющим комбинированную выработку тепловой и электрической энергии. При отсутствии резерва тепловой мощности на теплоисточнике или пропускной способности тепловых сетей предусматривать их расширение и модернизацию;

б) в случае невозможности выполнения расширения действующего централизованного теплоисточника или тепловой сети, а также при значительной удаленности объекта от зоны централизованного теплоснабжения предусматривать:

– для новых районов и микрорайонов – строительство нового централизованного источника теплоты;

– при строительстве отдельных объектов – систему децентрализованного теплоснабжения;

в) при опережающем вводе отдельных объектов до начала массовой застройки района и подвода инженерных коммуникаций предусматривать их децентрализованное теплоснабжение с установкой современного эффективного отопительного оборудования;

г) при малоэтажной (усадебной) застройке с низкой плотностью размещения тепловых нагрузок должны преимущественно применяться индивидуальные теплогенераторы, предназначенные для работы на местных видах топлива, при коттеджной застройке – комбинированная схема работы индивидуальных газовых теплогенераторов совместно с котлами на местных видах топлива, тепловыми насосами, баками-аккумуляторами и солнечными коллекторами.

При размещении малоэтажной застройки на территории, прилегающей к газифицированному многоэтажному району, преимущественно следует использовать газовые теплогенераторы;

д) при принятии решения о расширении существующего и строительстве нового теплоисточника необходимо учитывать данные по фоновому загрязнению атмосферного воздуха в районе его размещения, представляемые Департаментом по гидрометеорологии.

6.4.3 При выборе вариантов установок основного оборудования на новых и реконструируемых теплоисточниках необходимо учитывать:

а) в соответствии с [11] при строительстве новых и реконструкции действующих производственно-отопительных котельных мощностью 10 Гкал/ч и выше следует предусматривать установку электрогенерирующего оборудования с числом часов использования установленной электрической мощности не менее 5 000 часов в год. Выбор электрической мощности устанавливаемого оборудования должен осуществляться с учетом гарантированного обеспечения его загрузки в течение года;

б) при строительстве ТЭЦ или блок-станции в первую очередь осуществляется строительство водогрейной котельной, которая после ввода в эксплуатацию электрогенерирующей мощности переводится в пиковый режим работы;

в) на новых и реконструируемых теплоисточниках (при замене выбывающего оборудования) при максимальной часовой тепловой нагрузке более 100 Гкал/ч в первую очередь необходимо рассматривать целесообразность установки парогазовых блоков;

г) на новых теплоисточниках следует рассматривать возможность установки оборудования для использования местных видов топлива;

д) при установке газовых турбин необходимо предусматривать утилизацию теплоты уходящих газов для технологических нужд или для получения пара и горячей воды;

е) при равномерной тепловой нагрузке как в суточном, так и в годовом разрезе целесообразно предусматривать установку турбин с противодавлением;

ж) в случае резких суточных и годовых колебаний тепловых нагрузок следует предусматривать установку теплофикационных турбин с конденсатором. Встроенные пучки конденсаторов могут использоваться для подогрева сырой воды, восполняющей потери в цикле станции и в тепловых сетях, и сетевой воды;

и) турбины с регулируемым производственным отбором устанавливаются, как правило, на крупных ТЭЦ при условии наличия стабильной паровой нагрузки;

к) отпуск пара для производственных нужд обеспечивается из производственных отборов турбин, турбин с противодавлением или паровыми котлами среднего давления;

л) обеспечение пиковой паровой нагрузки может осуществляться через РОУ за счет резерва паровой мощности энергетических котлов;

м) на существующих паровых котельных в случае, если требуемое потребителям давление пара ниже, чем давление пара, вырабатываемое котлами, следует рассматривать установку паровых турбин для сбрасывания лишнего перепада давления;

н) в качестве аналога должно рассматриваться наиболее эффективное с точки зрения топливо-использования современное оборудование, обеспечивающее сокращение и (или) предотвращение выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.

6.4.4 Выбор единичной мощности основного оборудования осуществляется на основании пароводяного баланса, разрабатываемого в соответствии с [12] – [14]. На стадии ТЭО допускается использовать упрощенную методику расчета, приведенную в приложении Б.

6.5 Раздел «Основные технические решения по развитию системы теплоснабжения»

6.5.1 Раздел должен содержать основные решения как по источнику теплоты, так и по тепловым сетям для всех рассматриваемых вариантов.

6.5.2 При строительстве нового, реконструкции существующего теплоисточника, как централизованного, так и децентрализованного, необходимо выполнить:

а) выбор вида основного и резервного топлива с учетом данных по фоновому загрязнению атмосферного воздуха в районе его размещения;

б) обоснование предложений по составу основного оборудования теплоисточника, установленной тепловой мощности ИТГ для жилых помещений и мест общего пользования;

в) предложения по срокам ввода оборудования в эксплуатацию;

г) расчет годовых технико-экономических показателей работы теплоисточников, выполненный в соответствии с приложением В;

д) оценку капиталовложений, сроков строительства, периодичности замены ИТГ.

6.5.3 По тепловым сетям требуется выполнить:

а) для новых систем теплоснабжения:

– разработку схемы магистральных тепловых сетей;

– предварительное определение трассировки магистральных тепловых сетей;

– выбор способа их прокладки;

– выбор вида теплоносителя и способа регулирования отпуска тепловой энергии от источника;

– выбор температурного графика отпуска тепловой энергии от теплоисточника в соответствии с ТКП 45-4.02-182;

– расчет гидравлических режимов и определение диаметров магистральных тепловых сетей;

– обоснование необходимости строительства теплосетевых объектов;

– разработку предложений по взаимодействию ТЭЦ и котельных (демонтаж котельных и высвобождение городских земельных ресурсов, вывод котельных в холодный резерв или перевод их в пиковый режим);

– оценку капиталовложений и сроков строительства;

б) для существующих систем теплоснабжения:

– гидравлический расчет магистральных тепловых сетей для оценки возможности присоединения новых тепловых потребителей;

– определение необходимого объема реконструкции и строительства новых тепловых сетей (диаметры, протяженность, теплосетевые объекты);

– обоснование требуемого температурного графика отпуска теплоты;

– обоснование схемы подключения новых потребителей;

– оценку капиталовложений, сроков реконструкции и строительства.

Проектирование новых и реконструкция действующих тепловых сетей осуществляется в соответствии с ТКП 45-4.02-182, гидравлический расчет – в соответствии с [8], [15], [16].

6.5.4 Определение капиталовложений в строительство новых и реконструкцию существующих теплоисточников и тепловых сетей выполняется по проектам-аналогам или на основании статистических данных по удельным капиталовложениям в установленную мощность на аналогичное оборудование.

6.6 Раздел «Оценка эффективности инвестиций в варианты теплоснабжения объекта и выбор из них наиболее экономичного»

6.6.1 Выбор рекомендуемого варианта теплоснабжения объекта должен осуществляться по результатам технико-экономического сравнения.

6.6.2 Сопоставляемые варианты развития систем теплоснабжения должны обеспечивать:

а) одинаковый производственный эффект по всем годам рассматриваемого периода (равное количество отпускаемой продукции);

б) обеспечение качественного и надежного теплоснабжения потребителей;

в) соблюдение требований в области охраны окружающей среды и рациональное использование природных ресурсов.

6.6.3 Расчет экономической эффективности вариантов выполняется в соответствии с [17], [18], с учетом рекомендаций, приведенных в приложении Г. При реконструкции существующей системы теплоснабжения необходимо учитывать экономический эффект за счет внедрения энергосберегающих мероприятий (замена стальных труб на предизолированные, установка регуляторов и т. д.).

6.6.4 Критериями выбора варианта являются:

а) для инвестора:

– достижение максимума чистого дисконтированного дохода;

– минимальный дисконтированный срок окупаемости;

б) для государства:

– минимум приведенных затрат;

– уменьшение объемов закупки импортного топлива;

– увеличение доли использования местных видов топлива;

– экономия топлива за счет снижения потерь тепловой энергии через изоляцию трубопроводов и с утечками, повышения эффективности работы оборудования теплоисточников и тепловых сетей.

6.6.5 При строительстве отдельных объектов в зоне действия крупных источников теплоты в случае отсутствия резерва тепловой мощности на теплоисточнике или пропускной способности ближайшей магистрали допускается принимать решение о децентрализованном теплоснабжении при получении соответствующего решения от местной теплоснабжающей организации.

Приложение А
(рекомендуемое)

**Методика расчета фактических тепловых нагрузок теплоисточников
при разработке схемы теплоснабжения населенных пунктов**

А.1 Суммарные максимальные часовые тепловые нагрузки существующих жилищно-коммунальных и промышленных потребителей Q , Гкал/ч, фиксируются в договорах на теплоснабжение, заключаемых с энергоснабжающей организацией, и определяются по формуле

$$Q = Q_o^{\text{мак}} + Q_B^{\text{мак}} + Q_{ГВ}^{\text{ср}}, \quad (\text{А.1})$$

где $Q_o^{\text{мак}}, Q_B^{\text{мак}}, Q_{ГВ}^{\text{ср}}$ – договорные максимальные часовые нагрузки отопления, вентиляции, средне-часовая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч.

А.2 При разработке ТЭО необходимо учитывать снижение теплотребления существующих зданий за счет их утепления и герметизации при капитальных ремонтах, внедрения систем автоматического регулирования расхода тепловой энергии и счетчиков расхода горячей воды, проведения энергосберегающих мероприятий и ряда других факторов. С этой целью полученные договорные тепловые нагрузки корректируются с учетом фактически сложившегося теплотребления в зоне действия теплоисточника (по возможности каждой магистрали) следующим образом:

а) по фактическим данным энергоснабжающей организации за наиболее холодный месяц отопительного периода определяются средневзвешенный по температуре наружного воздуха часовой отпуск тепловой энергии Q^{Φ} , Гкал/ч, и среднеарифметическая температура наружного воздуха t_o^{Φ} , °С (сутки с температурой наружного воздуха выше 0 °С и ниже минус 15 °С из расчета исключаются);

б) фактическая среднечасовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения в отопительный период $Q_{ГВ}^{\Phi}$, Гкал/ч, определяется на основании фактических данных по формуле

$$Q_{ГВ}^{\Phi} = Q_{ГВ}^{\text{лф}} \frac{55 - t_x}{55 - t_x^{\text{л}}} - Q_{\text{пот}}^{\text{л}}, \quad (\text{А.2})$$

где $Q_{ГВ}^{\text{лф}}$ – фактический среднечасовой отпуск тепловой энергии за недельный период после окончания отопительного сезона и до начала ремонта теплосетей, Гкал/ч;

$Q_{\text{пот}}^{\text{л}}$ – среднечасовые нормируемые тепловые потери через изоляцию трубопроводов и с утечками в рассматриваемый период межотопительного сезона, рассчитанные в соответствии с [19] или документом, ее заменяющим, Гкал/ч;

$t_x, t_x^{\text{л}}$ – соответственно температура холодной (водопроводной) воды в отопительный период (при отсутствии данных принимается равной 5 °С) и в неотопительный период (при отсутствии данных для поверхностных источников принимается равной 15 °С, для подземных – 5 – 7 °С);

в) фактическая нагрузка отопления и вентиляции $Q_{\text{ОВ}}^{\Phi}$, Гкал/ч, определяется по формуле

$$Q_{\text{ОВ}}^{\Phi} = Q^{\Phi} - Q_{ГВ}^{\Phi} - Q_{\text{пот}}, \quad (\text{А.3})$$

где $Q_{\text{пот}}$ – среднечасовые нормируемые тепловые потери в теплосетях за рассматриваемый зимний месяц, определенные в соответствии с [19] или документом, ее заменяющим, Гкал/ч;

г) так как нагрузка вентиляции в жилищно-коммунальном секторе имеет, как правило, отопительный характер, приведение полученной в (А.3) тепловой нагрузки к расчетным для систем отопления условиям $Q_{\text{ОВ}}^{\text{фмак}}$, Гкал/ч, может осуществляться по формуле

$$Q_{\text{ОВ}}^{\text{фмак}} = Q_{\text{ОВ}}^{\Phi} \frac{t_{\text{вн}} - t_o}{t_{\text{вн}} - t_o^{\Phi}}, \quad (\text{А.4})$$

где $t_{\text{вн}}$ – расчетная температура внутри отапливаемых помещений, °С;

t_o – расчетная температура наружного воздуха для систем отопления, °С;

д) суммарная фактическая тепловая нагрузка теплоисточника (магистрала), приведенная к расчетным для систем отопления условиям (фактическая приведенная), $Q_{\text{сум}}^{\text{ф}}$, Гкал/ч, определяется по формуле

$$Q_{\text{сум}}^{\text{ф}} = Q_{\text{об}}^{\text{фмакс}} + Q_{\text{гв}}^{\text{ф}} + Q_{\text{пот}}^{\text{ф}}. \quad (\text{A.5})$$

A.3 Фактическая приведенная тепловая нагрузка крупных общественных объектов общегородского и республиканского назначения $Q_{\text{общ}}^{\text{ф}}$, Гкал/ч, и промышленных предприятий $Q_{\text{пром}}^{\text{ф}}$, Гкал/ч, находящихся в зоне теплоснабжения рассматриваемого источника теплоты, определяется аналогично по формулам (A.2) – (A.5) на основании данных их анкетного обследования.

A.4 Фактическая приведенная тепловая нагрузка жилищно-коммунального сектора $Q_{\text{ЖКС}}^{\text{ф}}$, Гкал/ч, определяется как

$$Q_{\text{ЖКС}}^{\text{ф}} = Q_{\text{сум}}^{\text{ф}} - Q_{\text{пром}}^{\text{ф}} - Q_{\text{общ}}^{\text{ф}}. \quad (\text{A.6})$$

A.5 Для выявления возможных нарушений (ограничений) в подаче тепловой энергии потребителям в зоне действия рассматриваемого теплоисточника (магистрала) необходимо выполнить:

– для жилищно-коммунального сектора – анализ данных диспетчерских служб тепловых сетей о наличии жалоб потребителей на низкую температуру воздуха внутри отапливаемых помещений и (или) горячей воды в местах водоразбора;

– для промышленных и общественных предприятий – анализ соответствия величины фактического теплоснабжения данным формы государственной отчетности 11-СН «Отчет о результатах использования топлива, тепла и электрической энергии».

A.6 В случае выявления регулярных жалоб на некачественное теплоснабжение в зоне действия рассматриваемого теплоисточника (магистрала) фактическая тепловая нагрузка жилищно-коммунального сектора принимается равной договорной величине, определяемой по (A.1), или пересчитывается по укрупненным показателям.

При установлении факта ограничения потребления тепловой энергии промышленными и общественными предприятиями, приводящего к снижению температурного режима в помещениях ниже нормативных величин, ограничению или отключению вентиляции и горячего водоснабжения, ограниченная тепловая нагрузка определяется в соответствии с [9].

A.7 Полученные фактические приведенные тепловые нагрузки промышленного, жилищно-коммунального секторов и крупных общественных объектов, скорректированные в случае необходимости в соответствии с A.5, A.6, принимаются в качестве базовых при определении перспективных тепловых нагрузок соответствующих групп потребителей.

Приложение Б (справочное)

Разработка пароводяного баланса на теплоисточнике

Б.1 Выбор единичной мощности основного оборудования осуществляется на основании разработанного пароводяного баланса теплоисточника, позволяющего определить потребную мощность парогенераторов, проверить целесообразность принятых к установке электрогенерирующих агрегатов, определить необходимую пиковую тепловую мощность, а также загрузку выбранного основного оборудования в характерных режимах.

Б.2 Расчет проводится для шести основных режимов:

1 – максимального зимнего, соответствующего расчетной температуре наружного воздуха для отопления t_0 . Этот режим определяет максимальную выработку пара и горячей воды и, следовательно, суммарную мощность устанавливаемых парогенераторов и пиковых источников теплоты. Для этого режима отопительно-вентиляционные и технологические нагрузки принимаются максимальными часовыми, нагрузка горячего водоснабжения – среднечасовой за неделю;

2 – аварийного, предусматривающего останов одного наиболее мощного оборудования при расчетной температуре наружного воздуха для отопления t_0 . В соответствии с [10] в этом режиме оставшаяся в работе оборудование должно обеспечивать максимальный часовой отпуск теплоты на технологию и отпуск теплоты на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение в размере 70 % от отпуска теплоты на эти цели при расчетной для проектирования систем отопления температуре наружного воздуха;

3 – наиболее холодного месяца при средней температуре наружного воздуха за наиболее холодный месяц года $t_{нх}$. Этот режим так же, как и режим 1, используется при расчете максимальных разовых выбросов вредных веществ от теплоисточника и предусматривает обеспечение максимальной часовой технологической нагрузки, отопительно-вентиляционной нагрузки, соответствующей $t_{нх}$, нагрузки горячего водоснабжения – среднечасовой за неделю;

4 – при средней температуре наружного воздуха за отопительный период $t_{от}$. В этом режиме технологические нагрузки принимаются среднечасовыми за отопительный период, расходы теплоты на отопление и вентиляцию – соответствующими $t_{от}$, нагрузка горячего водоснабжения – среднечасовой за неделю;

5 – летний. Технологическая нагрузка принимается среднечасовой за межотопительный период, горячего водоснабжения – среднечасовой за неделю;

6 – ночной летний. Технологическая нагрузка и нагрузка горячего водоснабжения принимаются минимальными часовыми за сутки. Расчет этого режима позволяет оценить техническую возможность использования энергетического оборудования при минимальных тепловых нагрузках.

Ориентировочно технический минимум загрузки основного оборудования можно принимать:

а) паровые и водогрейные котлы газомазутные – 30 %;

б) блоки ПГУ:

– моноблоки – 50 %;

– дубль-блоки – 25 %;

в) газопоршневые агрегаты – 25 % – 50 %;

г) газовые турбины с утилизаторами теплоты – 30 % – 50 %;

д) твердотопливные блоки – 60 % – 70 %.

Режимы 1, 4, 5 используются для расчета годовых технико-экономических показателей.

Б.3 Расчеты тепловой схемы теплоисточников при выполнении проектов их строительства и реконструкции должны выполняться специализированными проектными организациями по [12] – [14].

При расчете пароводяного баланса теплоисточника на стадии выполнения ТЭО можно руководствоваться следующей методикой.

Б.4 Расчет пароводяного баланса теплоисточника выполняется параллельно для всех режимов и состоит из четырех частей:

- расчет расхода тепловой энергии внешним потребителям (пар, горячая вода);
- расчет расходов тепловой энергии на собственные нужды теплоисточника;
- расчет суммарной потребной выработки тепловой энергии (пар, горячая вода);
- составление пароводяного баланса теплоисточника.

Б.5 Как правило, на теплоисточнике имеются следующие основные коллекторы:

- сетевой воды;
- пара давлением 0,05 – 0,25 МПа (0,5 – 2,5 кгс/см²);
- пара давлением 0,6 – 1,4 МПа (6 – 14 кгс/см²);
- свежего пара (в зависимости от начальных параметров паровой турбины).

Б.6 Расчет отпуска тепловой энергии внешним потребителям

Б.6.1 Среднечасовая технологическая нагрузка рассчитывается через годовую величину с учетом числа часов использования ее максимума:

а) суммарный годовой отпуск пара на технологию (отдельно для каждого давления пара) $D_{тех}^{год}$, тыс. т/год, находится по формуле

$$D_{тех}^{год} = D_{тех} H_{тех} / 1000, \tag{Б.1}$$

горячей воды $Q_{тех}^{год}$, тыс. Гкал/год

$$Q_{тех}^{год} = Q_{тех} H_{тех} / 1000, \tag{Б.2}$$

где $D_{тех}$, $Q_{тех}$ – максимальный часовой отпуск соответственно пара, т/ч, и горячей воды, Гкал/ч, на технологические нужды. Задается в исходных данных;

$H_{тех}$ – число часов использования максимума технологической нагрузки в паре или в горячей воде, ч. Задается в исходных данных по каждому виду технологической нагрузки;

б) часовой отпуск пара $D_{тех}$, т/ч, и теплоты $Q_{тех}$, Гкал/ч, в зависимости от рассматриваемого режима находится по формулам, приведенным в таблице Б.1.

Таблица Б.1 – Определение часового отпуска пара и теплоты на технологию в зависимости от режима

Технологическая нагрузка	Основные режимы				
	1, 3	2	4	5	6
Часовой отпуск пара $D_{тех}$, т/ч (отдельно для каждого давления пара)	$D_{тех}$	$D_{тех}$	$\frac{D_{тех}^{год} - D_{тех} \alpha_{тех}^{лет} (8400 - H_{от}) / 1000}{H_{от} / 1000}$	$D_{тех} \alpha_{тех}^{лет}$	$D_{тех}^5 \alpha_{тех}^{ноч}$
Часовой отпуск теплоты на технологию $Q_{тех}$, Гкал/ч	$Q_{тех}$	$Q_{тех}$	$\frac{Q_{тех}^{год} - Q_{тех} \alpha_{тех}^{лет} (8400 - H_{от}) / 1000}{H_{от} / 1000}$	$Q_{тех} \alpha_{тех}^{лет}$	$Q_{тех}^5 \alpha_{тех}^{ноч}$

В таблице Б.1:

$\alpha_{тех}^{лет}$ – коэффициент, учитывающий снижение максимальной часовой технологической нагрузки в паре или в горячей воде в неотапительный период относительно максимальной часовой величины;

$\alpha_{тех}^{ноч}$ – коэффициент, учитывающий снижение среднечасовой технологической нагрузки в паре или в горячей воде в неотапительный период в ночное время;

$H_{от}$ – продолжительность отопительного периода, ч.

Коэффициенты $\alpha_{тех}^{лет}$ и $\alpha_{тех}^{ноч}$ задаются в исходных данных на основании анализа фактических суточных и годовых режимов отпуска тепловой энергии на технологические нужды предприятия. Для новых предприятий коэффициенты принимаются по данным аналогичных производств.

Б.6.2 Тепловая нагрузка в сетевой воде определяется в зависимости от рассматриваемого режима по формулам, приведенным в таблице Б.2.

Таблица Б.2 – Формулы для определения часового отпуска теплоты в сетевой воде

Тепловая нагрузка в сетевой воде, Гкал/ч	Режим				
	1	2	3, 4	5	6
Тепловая нагрузка отопления и вентиляции $Q_{ов}$	$Q_{ов}$ (задается в исходных данных)	$0,7Q_{ов}$	$Q_{ов} \frac{t_{вн} - t_i}{t_{вн} - t_o}$	0	0

Окончание таблицы Б.2

Тепловая нагрузка в сетевой воде, Гкал/ч	Режим				
	1	2	3, 4	5	6
Среднечасовая нагрузка горячего водоснабжения $Q_{ГВ}$	$\frac{Q_{ОВ} \alpha_{ГВ}}{1 - \alpha_{ГВ}}$ или задается в исходных данных	$0,7Q_{ГВ}$	Как для режима 1	$Q_{ГВ}^1 \frac{55 - t_x^л}{55 - t_x}$ или задается в исходных данных	$Q_{ГВ}^5 \alpha_{ГВ}^{НОЧ}$

В таблице Б.2:

t_o – расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления, °С;

t_i – температура наружного воздуха для рассматриваемого режима, °С;

$\alpha_{ГВ}$ – доля среднечасовой нагрузки горячего водоснабжения от суммарной максимальной часовой нагрузки (задается в исходных данных);

$\alpha_{ГВ}^{НОЧ}$ – доля ночной нагрузки горячего водоснабжения в летний период от среднечасовой величины (задается в исходных данных);

в) потери теплоты с утечкой и через изоляцию трубопроводов $Q_{пот}$, Гкал/ч, определяются в соответствии с [19] или документом, ее заменяющим, и задаются в исходных данных для всех режимов;

г) суммарный отпуск теплоты с сетевой водой в тепловую сеть в каждом режиме $Q_{ТС}$, Гкал/ч, составит

$$Q_{ТС} = Q_{ОВ} + Q_{ГВ} + Q_{тех} + Q_{пот}. \quad (Б.3)$$

Б.7 Расчет коллектора сетевой воды

Б.7.1 На теплоисточниках подготовка подпиточной воды как для подпитки тепловой сети, так и для подпитки парового цикла, как правило, должна включать в себя три ступени подготовки:

- подогрев исходной воды в подогревателе сырой воды перед химводоподготовкой (ХВО);
- подогрев химочищенной воды после ХВО;
- деаэрацию.

На новых теплоисточниках при отсутствии на них паровой нагрузки подогрев подпиточной воды можно предусматривать от коллектора сетевой воды с установкой подогревателя сырой воды и вакуумного деаэратора.

Б.7.2 Расчет подпитки тепловой сети:

а) объем воды в тепловой сети $V_{ТС}$, м³, принимается по фактическим данным, а при их отсутствии находится в соответствии с пунктом 6.2.8 ТКП 45-4.02-182 по формуле

$$V_{ТС} = \frac{v(Q_{ТС}^1 - Q_{пот}^1)}{860} 10^3, \quad (Б.4)$$

где v – удельный объем воды в теплосети на 1 МВт расчетной тепловой нагрузки (для закрытой системы ГВС 65 м³/МВт, при наличии транзитных магистралей 50 м³/МВт);

б) расход воды на подпитку теплосети $G_{подп}^{ТС}$, м³/ч, в отопительный период (режимы 1 – 4) принимается равным 0,4 % от $V_{ТС}$, в межотопительный период (режимы 5, 6) – 0,3 % от $V_{ТС}$;

в) расчет схемы подпитки тепловой сети осуществляется по формулам, приведенным в таблице Б.3, в зависимости от существующей тепловой схемы и греющей среды при $G_{подп} = G_{подп}^{ТС}$.

Таблица Б.3 – Формулы для определения расхода тепловой энергии на подпитку

Элементы тепловой схемы	Потребность в тепловой энергии	
	Гкал/ч	т/ч
Подогреватель сырой воды	$Q_{1ст} = G_{подп} (t_{1ст} - t_x) 1,25 / 1\,000$	$D_{1ст} = Q_{1ст} / q$
Подогреватель химочищенной воды	$Q_{2ст} = G_{подп} (t_{2ст} - (t_{1ст} - 2)) / 1\,000$	$D_{2ст} = Q_{2ст} / q$
Деаэратор	$Q_{3ст} = G_{подп} (t_{3ст} - t_{2ст}) / 1\,000$	$D_{3ст} = Q_{3ст} / q$
Всего	$Q_{подп} = Q_{1ст} + Q_{2ст} + Q_{3ст}$	$D_{подп} = D_{1ст} + D_{2ст} + D_{3ст}$

В таблице Б.3:

1,25 – коэффициент, учитывающий потери воды на химводоподготовке;

$t_{1ст}$ – температура воды после подогревателя сырой воды, °С;

2 – снижение температуры воды на химводоподготовке, °С;
 $t_{2ст}$ – температура подпиточной воды после подогревателя химочищенной воды, °С;
 $t_{3ст}$ – температура подпиточной воды после деаэрата, °С. Принимается 40 °С – 50 °С для вакуумного деаэрата и 104 °С для атмосферного;
 q – разность энтальпий используемого пара и его конденсата, Гкал/т

$$q = (i_p - t_k) / 1\,000, \quad (Б.5)$$

где i_p, t_k – соответственно энтальпия пара, ккал/кг, $i_p = f(P, t)$, и температура насыщения при давлении используемого пара, °С, определяются по [20];

P, t – соответственно давление, МПа (кгс/см²), и температура, °С, используемого пара (задаются в исходных данных).

Температуры подогрева подпиточной воды по ступеням задаются в исходных данных.

г) из полученного расхода теплоты на подпитку теплосети к собственным нуждам теплоисточника относятся только потери теплоты на химводоподготовке:

$$Q_{пот}^{XBO} = 0,25 Q_{1ст} + 2 G_{подп} / 1\,000, \quad (Б.6)$$

где 2 – температура воды, теряемая на XBO, °С;

0,25 – доля потерь воды на XBO;

$G_{подп} = G_{подп}^{TC}$ – расход подпиточной воды, т/ч;

д) оставшая тепловая энергия $Q_{подп}$, Гкал/ч, в качестве подпитки теплосети вносится в обратный коллектор сетевой воды и отпускается потребителям в количестве

$$Q_{подп}^{TC} = Q_{подп} - Q_{пот}^{XBO}. \quad (Б.7)$$

Б.7.3 Тепловая нагрузка, которая должна быть обеспечена от коллектора сетевой воды $Q_{св}$, Гкал/ч, составляет

$$Q_{св} = Q_{тс} + Q_{сн}^{CB}, \quad (Б.8)$$

где $Q_{сн}^{CB}$ – собственные нужды теплоисточника, обеспечиваемые за счет тепла сетевой воды, Гкал/ч

$$Q_{сн}^{CB} = \Sigma Q_{пот}^{XBO} + Q_{ов}^{пл}, \quad (Б.9)$$

$\Sigma Q_{пот}^{XBO}$ – суммарные потери тепловой энергии, Гкал/ч, на химводоподготовке при нагреве воды для подпитки теплосети и цикла паровых котлов сетевой водой.

Если часть подпиточной воды греется паром, в формуле (Б.9) учитывается только та часть, которая нагревается сетевой водой;

$Q_{ов}^{пл}$ – отопление производственной площадки теплоисточника (производственные цеха и цеховая администрация), Гкал/ч. Рассчитывается аналогично, как нагрузка отопления внешних потребителей, по формуле, приведенной в таблице Б.2.

Б.7.4 Распределение тепловой нагрузки $Q_{св}$, Гкал/ч, между установленным на теплоисточнике оборудованием можно осуществлять в следующем порядке:

– загрузка до номинальной величины теплофикационных отборов (Т-отбор) $D_{Т-отб}$, т/ч, сетевых подогревателей турбин $Q_{СП}$, Гкал/ч, встроенных пучков паровых турбин и котлов-утилизаторов $Q_{пуч}$, Гкал/ч, газопоршневых агрегатов (ГПА) $Q_{ГПА}$, Гкал/ч;

– включение пиковых сетевых подогревателей при наличии избытка тепловой мощности производственных отборов турбин (П-отбор) и работающих паровых котлов $Q_{пб}$, Гкал/ч;

– включение водогрейных котлов $Q_{вк}$, Гкал/ч.

Б.8 Определение производительности котельного цеха

Б.8.1 Расчет производительности котельного цеха может осуществляться в сумме для парогенераторов с одинаковыми начальными параметрами. Котлоагрегаты с разными параметрами свежего пара и энергоблоки рассчитываются отдельно. Для расчета производительности котельного цеха необходимо определить загрузку всех паровых коллекторов теплоисточника.

Б.8.2 Загрузка коллекторов может быть определена следующим образом:

а) коллектор свежего пара (питается паром энергетических паровых котлов среднего и высокого давления) $D_{ПК}$, т/ч,

$$D_{ПК} = 1,02 (D_{ТУ} + D_{тех} + D_{РОУ}), \quad (Б.10)$$

где $D_{ТУ}$ – расход пара на турбины, подключенные к коллектору свежего пара, т/ч;
 $D_{тех}$ – отпуск технологического пара от рассматриваемого коллектора, т/ч;
 $D_{РОУ}$ – отпуск пара через РОУ от рассматриваемого коллектора (как правило, используется для обеспечения пиковой тепловой нагрузки в паре), т/ч;
 1,02 – коэффициент, учитывающий неучтенные потери теплоты в цикле теплоисточника, связанные с теплоизлучением трубопроводов в окружающую среду, потерями режимного характера (растопка котлоагрегатов), неучтенными утечками теплоты, периодической продувкой котлов и эксплуатационными отклонениями от расчетных режимов;

б) коллектор пара давлением 0,6 – 1,4 МПа (питается паром производственного отбора или паровых котлов среднего давления) $D_{П-отб}$ ($D_{ПК}$), т/ч

$$D_{П-отб} (D_{ПК}) = 1,02 (D_{ТУ} + D_{тех} + D_{РОУ} + D_{Д6} + D_{мх} + D_{кф} + D_{ПБ}), \quad (Б.11)$$

где $D_{Д6}$ – расход пара на деаэратор 0,6 МПа (6 кгс/см²), т/ч;
 $D_{мх}$ – расход пара на мазутное хозяйство, т/ч;
 $D_{кф}$ – расход пара на калориферы котлов, т/ч;
 $D_{ПБ}$ – расход пара на пиковый подогреватель сетевой воды, т/ч;

Через РОУ пар из этого коллектора обычно используется для подогрева подпиточной воды $D_{подп}$, т/ч, на чисто паровых котельных;

в) коллектор пара давлением 0,05 – 0,25 МПа $D_{Т-отб}$ (питается паром из теплофикационного отбора турбины), т/ч

$$D_{Т-отб} = 1,02 (D_{СП} + D_{подп}), \quad (Б.12)$$

где $D_{СП}$ – расход пара на сетевые подогреватели, т/ч;
 $D_{подп}$ – расход пара на подготовку подпиточной воды (обычно используется на теплоисточниках с паровыми турбоустановками), т/ч

$$D_{подп} = D_{подп}^{ТС} + D_{подп}^{ПК}, \quad (Б.13)$$

$D_{подп}^{ТС}$, $D_{подп}^{ПК}$ – соответственно расход пара на подпитку тепловой сети и цикла паровых котлов, т/ч.

Б.8.3 Расход пара на турбину $D_{ТУ}$, т/ч, определяется по диаграммам режимов, в которых учтены расходы пара на регенеративный подогрев конденсата и питательной воды

$$D_{ТУ} = f(N_э, D_{Т-отб}, D_{П-отб}), \quad (Б.14)$$

где $N_э$ – электрическая мощность турбины, МВт;
 $D_{Т-отб}$, $D_{П-отб}$ – величины соответственно теплофикационного и производственного отборов рассматриваемой турбины, т/ч.

Б.8.4 Расход исходного пара на РОУ определяется по формуле

$$D_{РОУ} = D_{ред} \frac{i'_{ред} - t_{пв}}{i'_{\eta РОУ} - t_{пв}}, \quad (Б.15)$$

где i' , $i'_{ред}$ – энтальпии соответственно исходного и редуцированного пара, определяющиеся по давлению и температуре исходного и редуцированного пара, ккал/кг;
 $t_{пв}$ – температура питательной воды котлов, используемая для охлаждения пара впрыском (принимается на основании фактических данных), °С;
 $\eta_{РОУ}$ – коэффициент, учитывающий потерю теплоты установкой в окружающую среду, обычно принимается равным 0,98;
 $D_{ред}$ – требуемый расход пара после РОУ, т/ч.

Б.8.5 Тепловая нагрузка в паре до 1,4 МПа (14 кгс/см²) распределяется между оборудованием теплоисточника в зависимости от эффективности его использования в следующем порядке:

- загрузка до номинальной величины производственного отбора паровой турбины $D_{П-отб}$, т/ч;
- включение паровых котлов до 1,4 МПа (14 кгс/см²) $D_{ПК}$, т/ч;
- использование паровых котлов высокого давления с отпуском пара через РОУ $D_{РОУ}$, т/ч.

Б.9 Расход теплоты на подпитку цикла паровых котлов можно рассчитывать в сумме для всего теплоисточника. При этом надо учитывать, что расход теплоты на мазутное хозяйство и калориферы котлов обеспечиваются, как правило, от коллектора 0,6 – 1,4 МПа (6 – 14 кгс/см²), а при его отсутствии – от коллектора более высокого давления через РОУ.

Б.9.1 Для расчета расходов пара на подпитку цикла определяется расход сырой воды, требуемый для восполнения потерь воды и пара в цикле теплоисточника, следующим образом:

а) потери воды с непрерывной продувкой всех котлов $G_{пр}$, т/ч, задаются в исходных данных на основании расчета водного режима котлов. При отсутствии фактических данных $G_{пр}$ можно принять на уровне 1 % – 3 % от расхода свежего пара;

б) потери с невозвратом конденсата пара от потребителей $G_{нев}^п$, т/ч

$$G_{нев}^п = D_{тех} (1 - \alpha_B^п), \quad (Б.16)$$

где $\alpha_B^п$ – доля возвращаемого конденсата с производства (задается в исходных данных);

в) потери с невозвратом конденсата с мазутного хозяйства (слив загрязненного конденсата) $G_{нев}^{мх}$, т/ч

$$G_{нев}^{мх} = D_{мх} (1 - \alpha_B^{мх}), \quad (Б.17)$$

где $\alpha_B^{мх}$ – доля возвращаемого конденсата с мазутного хозяйства. При отсутствии данных $\alpha_B^{мх}$ можно принять равным 0,7 (задается в исходных данных);

г) внутростанционные потери пара (принимается 2 % для ТЭЦ высокого давления, 3 % для остальных теплоисточников)

$$G_{стан} = (0,02 - 0,03) D_{ПК}; \quad (Б.18)$$

д) суммарный расход сырой воды на подпитку парового цикла на теплоисточнике, т/ч, составит

$$G_{подп}^{ПК} = G_{прод} + G_{нев}^п + G_{нев}^{мх} + G_{стан}. \quad (Б.19)$$

Б.9.2 Расходы теплоты и пара на подогрев сырой и химочищенной воды для подпитки цикла паровых котлов определяются аналогично, как и для подпитки тепловой сети, по таблице Б.3 при $G_{подп} = G_{подп}^{ПК}$.

При расчете расхода тепла на подпитку цикла котлов надо учесть, что в деаэраторе подпитки парового цикла, кроме подпиточной воды, также деаэрируется конденсат, возвращаемый с мазутного хозяйства и с производства.

В итоге расход теплоты на деаэратор, Гкал/ч, находится по формуле

$$Q_D = (G_{подп}^{ПК} (t_{3ст} - t_{2ст}) + G_B^{мх} (t_{3ст} - t_{мх}) + G_B^п (t_{3ст} - t_{пр})) / 1000, \quad (Б.20)$$

где $t_{мх}$, $t_{пр}$ – температуры возврата конденсата соответственно с мазутного хозяйства и с производства (средняя по всем потокам), °С. Задаются в исходных данных. При отсутствии данных могут быть приняты на уровне 70 °С;

$G_B^{мх}$, $G_B^п$ – возврат конденсата с мазутного хозяйства и с производства соответственно, т/ч, определенный через соответствующие коэффициенты возврата конденсата.

Суммарный расход теплоты на подпитку паровых котлов $Q_{подп}^{ПК}$, Гкал/ч, составит сумму всех имеющихся ступеней подогрева сырой воды и ее деаэрации.

Потери тепловой энергии на химводоподготовке цикла паровых котлов определяются по формуле (Б.6).

Б.9.3 Расход пара на подогрев мазута для сжигания и при его хранении может быть найден по формуле

$$D_{мх} = D_{ПК}^{мх} + D_{ВК}^{мх}, \quad (Б.21)$$

где $D_{ПК}^{мх} = D_{ПК} \cdot d_{ПК}^{мх}$ – расход пара на подогрев мазута для паровых котлов, т/ч;

$D_{ВК}^{мх} = Q_{ВК} \cdot d_{ВК}^{мх}$ – расход пара на подогрев мазута для водогрейных котлов, т/ч;

$d_{ПК}^{мх}$, $d_{ВК}^{мх}$ – удельный расход теплоты на подогрев мазута для паровых и водогрейных котлов соответственно, принимается $d_{ПК}^{мх} = 0,025$ т/т, $d_{ВК}^{мх} = 0,035$ т/Гкал;

$D_{ПК}$, $Q_{ВК}$ – соответственно отпуск пара, т/ч, от всех паровых котлов и отпуск тепловой энергии, Гкал/ч, от всех водогрейных котлов теплоисточника.

Б.9.4 Расход пара на подогрев воздуха в калориферах котлов, работающих на мазуте, $D_{кф}$, т/ч, определяется по формуле

$$D_{кф} = D_{ПК}^{кф} + D_{ВК}^{кф}, \quad (Б.22)$$

где $D_{ПК}^{кф} = D_{ПК} \cdot d_{ПК}^{кф}$ – расход пара на подогрев воздуха в калориферах паровых котлов, т/ч;

$D_{ВК}^{кф} = Q_{ВК} \cdot d_{ВК}^{кф}$ – расход пара на подогрев воздуха в калориферах водогрейных котлов, т/ч;

$d_{ПК}^{кф}, d_{ВК}^{кф}$ – удельный расход теплоты на калориферы соответственно для паровых и водогрейных котлов, т/т или т/Гкал.

Удельные расходы теплоты на калориферы котлов в зависимости от рассматриваемых режимов приведены в таблице Б.4.

Таблица Б.4 – Удельные расходы теплоты на калориферы котлов в зависимости от рассматриваемых режимов

Режимы	$d_{ПК}^{кф}$, т/т	$d_{ВК}^{кф}$, т/Гкал
1, 2	0,047	0,026
3	0,036	0,020
4	0,032	0,014
5, 6	0,022	0

Б.9.5 Выработка тепловой энергии паровыми котлами (в сумме для оборудования с одинаковыми начальными параметрами пара), Гкал/ч, определяется по формуле

$$Q_k^{бр} = (D_{ПК}(i_0 - t_{пв}) + D_{пп}(i''_{пп} - i'_{пп}) + G_{пр}(i_{кв} - t_{пв}))10^{-3}, \quad (Б.23)$$

где $D_{ПК}$ – отпуск пара от парового котла, т/ч;

$D_{пп}$ – расход пара через промперегреватель пара, т/ч (задается в исходных данных на основании диаграмм режимов);

$i_0, t_{пв}$ – энтальпия свежего пара, ккал/кг, и температура питательной воды, °С;

$i''_{пп}, i'_{пп}$ – энтальпия пара, поступающего в промежуточный перегреватель и выходящего из него, ккал/кг;

$i_{кв}$ – энтальпия котловой воды, ккал/кг.

Б.9.6 К собственным нуждам теплоисточника в паре $Q_{сч}^{пар}$, Гкал/ч, относятся:

– суммарные потери теплоты на ХВО при подготовке воды для подпитки тепловой сети и парового цикла $\Sigma Q_{пот}^{ХВО}$, Гкал/ч, в случае если подогрев подпиточной воды осуществляется паром;

– потери теплоты с непрерывной продувкой котлов $Q_{пр}$, т/ч

$$Q_{пр} = D_{пр} i_{кв} \alpha_{пот} / 1000, \quad (Б.24)$$

где $i_{кв}$ – энтальпия продувочной воды, определяемая давлением пара в барабане котла, ккал/кг;

$\alpha_{пот}$ – доля теплоты продувочной воды, не возвращаемая после расширителя непрерывной продувки, задается в исходных данных. При отсутствии данных может приниматься 0,3 % – 0,5 %;

– потери теплоты на мазутном хозяйстве $Q_{пот}^{МХ}$, Гкал/ч

$$Q_{пот}^{МХ} = G_{неб}^{МХ} (i_k - t_x) / 1000, \quad (Б.25)$$

где i_k, t_x – энтальпия конденсата, возвращаемого с мазутного хозяйства, ккал/кг, и температура холодной воды;

– внутристанционные потери теплоты $Q_{стан}$, Гкал/ч

$$Q_{стан} = (0,02 - 0,03) Q_k^{бр}. \quad (Б.26)$$

Б.9.7 Суммарные собственные нужды в тепловой энергии теплоисточника $Q_{сч}$, Гкал/ч, составляют

$$Q_{сч} = Q_{сч}^{пар} + Q_{сч}^{св}. \quad (Б.27)$$

Б.9.8 После определения всех собственных нужд в паре осуществляется пересчет по формулам (Б.10) – (Б.27). Пересчет осуществляется до достижения разницы величины $D_{ПК}$ на предыдущем и последующем шаге не более 3 %.

Приложение В (справочное)

Расчет годовых технико-экономических показателей работы теплоисточника

В.1 Расчет годовых технико-экономических показателей работы теплоисточника осуществляется с использованием [7], [21] – [25] и заключается в определении годовых показателей на базе выполненного пароводяного баланса теплоисточника:

- выработки тепловой энергии на теплоисточнике $Q_{\text{выр}}$, тыс. Гкал, и ее отпуска потребителям $Q_{\text{отп}}$, тыс. Гкал;
- выработки на теплоисточнике электроэнергии $\mathcal{E}_{\text{выр}}$, млн кВт·ч, и ее отпуска потребителям $\mathcal{E}_{\text{отп}}$, млн кВт·ч;
- расхода топлива на теплоисточнике $B^{\text{год}}$, тыс. т усл. т.;
- удельных расходов топлива на отпуск тепловой $e_{\text{тз}}^{\text{от}}$, кг усл. т./Гкал, и электрической энергии $e_{\text{эз}}^{\text{от}}$, г усл. т./(кВт·ч).

В.2 Годовые технико-экономические показатели работы теплоисточника рассчитываются раздельно для отопительного и межотопительного периодов, а затем суммируются.

Для расчета отопительного периода используются данные из пароводяного баланса при среднезимнем режиме (режим 4), для расчета межотопительного – при летнем режиме (режим 5).

В.3 Формулы расчета отпуска тепловой энергии потребителям за отопительный, межотопительный периоды и в целом за год приведены в таблице В.1.

Таблица В.1 – Расчет отпуска тепловой энергии потребителям за отопительный, межотопительный периоды и в целом за год

Показатели	Обозначение	Отопительный период	Межотопительный период	Год
1	2	3	4	5
Продолжительность периода, ч	H	$H_{от}$	столбец 5 – столбец 3	8 400
Отпуск пара на производство (рассчитывается отдельно по каждому давлению), тыс. Гкал	$Q_{тех}^{пар}$	$\Sigma D_{тех}^4 (i_{пр} - \alpha_{в-пр}^4) H_{от} / 1\ 000$	столбец 5 – столбец 3	$\Sigma D_{тех}^{год} (i_{пр} - \alpha_{в-пр}^4) / 1\ 000$
Расход теплоты на отопление при круглосуточной работе систем (ЖКС), тыс. Гкал	$Q_o^{ЖКС}$	$Q_o^4 H_{от} / 1\ 000$	0	столбец 3
Расход теплоты в отопительные системы предприятий, которые работают в одну или две смены пять или шесть дней в неделю, определяется с учетом снижения отопительной нагрузки в нерабочее время (6 часов ночью и 24 часа в нерабочие дни) на 50 % (или на другую величину), тыс. Гкал	$Q_o^{пром}$	$(\kappa_1 Q_o^4 H^{раб} + \alpha_1 Q_o^4 (H_{от} - H^{раб})) / 1\ 000$	0	столбец 3
Расход теплоты на вентиляцию, тыс. Гкал	$Q_{в}$	$(Q_{в}^4 H_{от} Z / 24) / 1\ 000$	0	столбец 3
Расход теплоты на горячее водоснабжение, тыс. Гкал	$Q_{гв}$	$Q_{гв}^4 H_{от} / 1\ 000$	$Q_{гв}^5 (8\ 400 - H_{от}) / 1\ 000$	столбец 3 + столбец 4
Расход теплоты в сетевой воде на технологические нужды, тыс. Гкал	$Q_{тех}$	$Q_{тех}^4 H_{от} / 1\ 000$	столбец 5 – столбец 3	$Q_{тех} H_{тех} / 1\ 000$
Годовые нормируемые потери тепловой энергии, тыс. Гкал	$Q_{пот}$	$Q_{пот}^4 H_{от} / 1\ 000$	$Q_{пот}^5 (8\ 400 - H_{от}) / 1\ 000$	столбец 3 + столбец 4
Суммарный отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	$Q_{отп}$	$Q_{тех}^{пар} + Q_o^{ЖКС} + Q_{гв}^{пром} + Q_{в} + Q_{гв} + Q_{тех} + Q_{пот}$		
Из них в сетевой воде, тыс. Гкал	$Q_{св}$	$Q_o^{ЖКС} + Q_{пот}^{пром} + Q_{в} + Q_{гв} + Q_{тех} + Q_{пот}$		

В таблице В.1:

$\Sigma D_{\text{тех}}^4$ – сумма расходов технологического пара разного давления в режиме 4, т/ч;

$\Sigma D_{\text{тех}}^{\text{год}}$ – сумма годовых расходов технологического пара разного давления, т/ч;

$i_{\text{пр}}, t_{\text{пр}}$ – соответственно энтальпия пара, подаваемого на производство, ккал/кг, и температура возвращаемого конденсата, °С;

α_1 – доля снижения тепловой нагрузки отопления в нерабочие часы (убран %);

κ_1 – коэффициент, который учитывает снижение тепловой нагрузки в рабочие часы и определяется по формуле

$$\kappa_1 = (0,75 \cdot 1 + 0,25 \cdot \alpha_1); \quad (\text{В.1})$$

Z – усредненное за отопительный период число часов работы системы вентиляции общественных зданий в течение суток, ч (при отсутствии данных принимается равным 16 ч).

В.4 Расчет загрузки теплофикационного оборудования теплоисточника осуществляется с учетом часового коэффициента теплофикации, который может быть определен по формуле

$$\alpha_{\text{тф}} = Q_{\text{тф}}^1 / Q_{\text{тс}}^1, \quad (\text{В.2})$$

где $Q_{\text{тф}}^1, Q_{\text{тс}}^1$ – соответственно отпуск тепловой энергии в сетевой воде от теплофикационного оборудования и суммарная потребность в горячей воде на теплоисточнике в расчетном режиме, Гкал/ч (принимается из баланса в режиме 1).

Годовой коэффициент теплофикации $\alpha_{\text{год}}$ определяется на основании $\alpha_{\text{тф}}$ по [21] или по графику продолжительности сезонной тепловой нагрузки (графика Россандера), построенному по [7].

В.5 Определение основных показателей загрузки оборудования по периодам приведено в таблице В.2.

Таблица В.2 – Определение основных показателей загрузки оборудования по периодам

Показатели	Обозначение	Отопительный период	Межотопительный период	Год
1	2	3	4	5
Отпуск теплоты потребителям из теплофикационного отбора, тыс. Гкал	$Q_{Т-отб}^{потр}$	столбец 5 – столбец 4	$(Q_{СП}^5 + Q_{подп}^{ТС}) (8\ 400 - H_{от}) / 1\ 000$	$Q_{св} \alpha_{год}$
Суммарный отпуск теплоты из теплофикационного отбора с учетом подпитки цикла паровых котлов, тыс. Гкал	$Q_{Т-отб}$	$Q_{Т-отб}^{потр} + Q_{подп}^{ПК} \cdot H_{от} / 1\ 000$	$Q_{Т-отб}^{потр} + Q_{подп}^{ПК} \cdot (8\ 400 - H_{от}) / 1\ 000$	столбец 3 + столбец 4
Отпуск теплоты из встроенного пучка конденсатора или котла-утилизатора, тыс. Гкал	$Q_{пуч}$	$Q_{пуч}^4 \cdot H_{от} / 1\ 000$	$Q_{пуч}^5 (8\ 400 - H_{от}) / 1\ 000$	столбец 3 + столбец 4
Годовое число часов использования максимума тепловой мощности теплофикационного отбора каждого типа турбины, ч	$H_{Т-отб}$		$1\ 000 \frac{Q_{Т-отб}}{Q_{Т-отб}^{ном}}$	
Отпуск тепловой энергии с паром на технологию из П-отбора и (или) от парового котла, тыс. Гкал	$Q_{П-отб}^{потр} (Q_{ПК}^{потр})$	$Q_{Тех}^{пар}$		столбец 3 + столбец 4
Отпуск теплоты из производственного отбора, тыс. Гкал	$Q_{П-отб}$	$((D_{П-отб}^4 - D_{Маз}^4) qH + D_{Маз}^4 q H_{мх}) / 1\ 000 + Q_{ПБ}$	$D_{П-отб}^5 qH / 1\ 000$	столбец 3 + столбец 4
Собственные нужды тепловой энергии, тыс. Гкал	$Q_{сн}$	$Q_{сн}^4 \cdot H_{от}$	$Q_{сн}^5 (8\ 400 - H_{от}) / 1\ 000$	столбец 3 + столбец 4
Отпуск теплоты от газопоршневого агрегата, тыс. Гкал	$Q_{ГПА}$	$Q_{ГПА}^4 (H_{от} - 102)$	$Q_{ГПА}^5 (8\ 400 - H_{от} - 100)$	столбец 3 + столбец 4
Отпуск тепловой энергии от пикового сетевого бойлера и пикового водогрейного котла, тыс. Гкал	$Q_{ПБ} (Q_{ВК}^{пик})$		$Q_{св} - Q_{Т-отб}^{потр} - Q_{ГПА} - Q_{пуч}$	
Выработка тепловой энергии на теплоисточнике, тыс. Гкал	$Q_{выр}$		$Q_{отп} + Q_{сн}$	
Число часов использования установленной тепловой мощности электрогенерирующей установки, ч	$H_{ГФ}$		$1\ 000 \frac{(Q_{пуч} + Q_{Т-отб} + Q_{П-отб})}{Q_{уст}}$	

В таблице В.2:

$Q_{T-отб}^{ном}$ – номинальная тепловая мощность теплофикационного отбора, Гкал/ч;

$D_{маз} = D_{мх} + D_{кф}$ – расход пара при работе теплоисточника на мазуте, Гкал/ч;

$H_{мх}$ – число часов работы теплоисточника на мазуте, ч/год. При отсутствии данных для теплоисточника, использующего мазут в качестве основного топлива, $H_{мх} = H$, в качестве резервного топлива (10 % от общего расхода топлива) – принимается 500 ч.

В.6 Электрическая мощность $N_э$, МВт, промышленно-отопительных ТЭЦ и блок-станций в течение отопительного периода определяется их тепловыми нагрузками. Если выбор турбоагрегатов осуществлен правильно, то в отопительный период электрогенерирующее оборудование работает круглосуточно с мощностью не ниже номинальной величины. Для конкретных режимов и оборудования электрическая мощность должна определяться по диаграмме режимов.

В.7 В течение года имеют место простои оборудования на планово-предупредительный и капитальный ремонты, что приводит к снижению числа часов использования установленной мощности. Кроме того, его загрузка определяется режимными факторами. При отсутствии конкретных рекомендаций по загрузке рассматриваемого теплоисточника можно принимать следующие данные по числу часов использования максимальной электрической мощности $H_э^{год}$, ч/год:

– для теплофикационных турбин

(кроме Т-250-240 и Т-180-130) и ГПА – по тепловой нагрузке;

– для теплофикационных блоков 250 МВт и 180 МВт – 6 500;

– для конденсационных паровых турбин – 6 500 – 7 500.

При определении числа часов использования максимальной электрической мощности газопоршневых агрегатов необходимо учитывать, что каждые 2 000 часов ГПА останавливается на профилактический осмотр и ремонт на 48 часов, то есть число часов использования ГПА в отопительный и межотопительный период составит соответственно: $H_э^{от} = H_{от} - 102$, $H_э^{меж} = 8 400 - H_{от} - 100$.

В.8 При определении выработки электроэнергии паровыми турбинами учитываются теплофикационный и конденсационный потоки пара.

Для расчета выработки электрической энергии в зависимости от типа рассматриваемого оборудования по периодам можно пользоваться формулами, представленными в таблице В.3.

Таблица В.3 – Формулы для расчета выработки электрической энергии по периодам

Показатели	Обозначение	Отопительный период	Межотопительный период	Год
1	2	3	4	5
Число часов использования электрического максимума	H_9	$H_{от}$	столбец 5 – столбец 3	$H_9^{год}$
Суммарная выработка электроэнергии в теплофикационных турбинах, млн кВт·ч	$\mathcal{E}_{выр}$	$\mathcal{E}_{тф} + \mathcal{E}_{кон}$		$N_{уст} \cdot H_9^{год} / 1\ 000$
Теплофикационная выработка электроэнергии, млн кВт·ч	$\mathcal{E}_{тф}$	$(Q_{пуч} W^{пуч} + Q_{т-отб} W^т + Q_{п-отб} W^п) \cdot 0,98 \cdot 0,97 \cdot 0,98$	столбец 3 + столбец 4	
Конденсационная выработка электроэнергии для теплофикационных турбин, млн кВт·ч	$\mathcal{E}_{кон}$	$(0,05 - 0,1) \mathcal{E}_{тф}$	столбец 5 – столбец 3	$\mathcal{E}_{выр} - \mathcal{E}_{тф}^{год}$
Выработка электроэнергии конденсационными турбинами, ГТУ, млн кВт·ч	$\mathcal{E}_{выр}$	столбец 5 – столбец 4	$N_{уст} (8\ 400 - H_{от}) / 1\ 000$	$N_{уст} H_9^{год} / 1\ 000$
Выработка электроэнергии газопоршневыми агрегатами, млн кВт·ч	$\mathcal{E}_{выр}$	$N_9 (H_{от} - 102) / 1\ 000$	$N_9 (8\ 400 - H_{от} - 100) / 1\ 000$	столбец 3 + столбец 4
Отпуск электроэнергии, млн кВт·ч	$\mathcal{E}_{отп}$	$\mathcal{E}_{выр} - \mathcal{E}_{сн}$		
Фактическое число часов использования установленной электрической мощности, ч	$H_9^ф$	$\mathcal{E}_{выр} \cdot 1\ 000 / N_{уст}$		

В таблице В.3:

$W^{луч}$, W^T , $W^П$ – удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении пара во встроенном пучке конденсатора, T -отбора и $П$ -отбора соответственно, МВт·ч/Гкал.

Удельная выработка электроэнергии различна для отопительного и межотопительного периодов и должна определяться по отчетным данным теплоисточника или по [21], [24];

$N_{уст}$ – установленная электрическая мощность оборудования, МВт;

0,98; 0,97; 0,98 – коэффициенты, соответственно учитывающие аварийный и ремонтный простой оборудования и недогрузку в течение года отборов (противодавления) турбины;

$\mathcal{E}_{сн}$ – расход электроэнергии на собственные нужды теплоисточника.

Расход электроэнергии на собственные нужды делится на расход электроэнергии на производство электричества $\mathcal{E}_{сн}^э$ и отпуск теплоэнергии $\mathcal{E}_{сн}^T$, млн кВт·ч

$$\mathcal{E}_{сн} = \mathcal{E}_{сн}^э + \mathcal{E}_{сн}^T \quad (B.3)$$

К расходу электроэнергии на ее производство относятся: расход электроэнергии по турбинному цеху, за исключением электроэнергии, израсходованной в теплофикационном отделении, собственный расход электроцехом, часть электроэнергии на хранение топлива, топливоподачу, топливоприготовление и производство пара в котельной.

Величина расхода электроэнергии, млн кВт·ч, на ее производство в зависимости от вида топлива и типа турбин определяется по формуле

$$\mathcal{E}_{сн}^э = \mathcal{e}_э^{сн} \mathcal{E}_{выр}, \quad (B.4)$$

где $\mathcal{e}_э^{сн}$ – удельный расход электроэнергии на производство электроэнергии, %, принимается на основании фактических данных или по проектам-аналогам, а при их отсутствии по [21]:

– для теплофикационных турбин при сжигании газа и мазута – от 1,5 % до 2,5 %, твердого топлива – от 2,2 % до 3,5 %;

– для конденсационных турбин при сжигании газа и мазута – от 2 % до 4,6 %, твердого топлива – от 4 % до 6,5 %.

К расходу электроэнергии на отпуск теплоэнергии относятся: расход электроэнергии для теплофикационного оборудования (сетевые, подпиточные насосы и пр.), оставшаяся часть электроэнергии на хранение топлива, топливоподачу, топливоприготовление и производство пара в котельной.

Величина расхода электроэнергии, млн кВт·ч, на отпуск теплоэнергии зависит от вида топлива, начальных параметров и характера тепловой нагрузки (паровой или водяной) и составляет

$$\mathcal{E}_{сн}^T = \mathcal{e}_T^{сн} Q_{отп}, \quad (B.5)$$

где $\mathcal{e}_T^{сн}$ – удельный расход электроэнергии на отпуск теплоэнергии, который в среднем составляет:

– для газомазутных станций – от 16 до 35 кВт·ч/Гкал;

– для твердотопливных – от 23 до 41 кВт·ч/Гкал.

В.9 Выработка тепловой энергии за период H (отопительный, межотопительный), Гкал, может определяться:

а) для паровых котлов (в сумме для оборудования с одинаковыми начальными параметрами пара)

$$Q_k^{бp} = (D_{пк}(i_0 - t_{пв}) + D_{пп}(i''_{пп} - i'_{пп}) + G_{прод}(i_{кв} - t_{пв}))H10^{-3}, \quad (B.6)$$

где H – число часов работы парового котла. Для энергетического котла $H = H_{тф}$;

б) для газовых двигателей

$$Q_k^{бp} = 0,95B Q_H^p, \quad (B.7)$$

где $Q_H^p = 7$ – низшая теплота сгорания условного топлива, Гкал/т усл. т.;

B – расход топлива газовым двигателем, тыс. т усл. т., определенный по формуле (В.11).

Для водогрейных котлов $Q_k^{бp} = Q_{выр}$.

В.10 Расчет расходов топлива и удельных показателей производится одинаково для всех рассматриваемых периодов (отопительного, межотопительного, годового) путем подстановки данных соответствующего периода, рассчитанных ранее.

а) Расход топлива паровыми и водогрейными котлами, тыс. т усл. т., за период может быть определен на основании предыдущих расчетов по формуле

$$B = \frac{Q_k^{бр}}{7\eta_k^{бр}} 10^2 - \frac{(Q_{кф} + Q_T)}{7}, \quad (B.8)$$

где 7 – низшая теплотворная способность условного рабочего топлива, Гкал/т;
 $\eta_k^{бр}$ – КПД котлов брутто, % (принимается по отчетным или справочным данным);

$Q_{кф}$ – внесенная в котлоагрегат теплота с воздухом, подогретым в калориферах, тыс. Гкал
 $Q_{кф} = \alpha_{вп} B_n V^0 \rho c_p (t_{вых} - t_{вх}) 10^{-3}, \quad (B.9)$

$\alpha_{вп}$ – коэффициент избытка воздуха на входе в воздухоподогреватель. Принимается по справочным данным. При отсутствии данных можно принять 1,2;

$B_n = 1,37 \cdot V_{ПК(ВК)}$ – расход мазута, т нат. т., за отчетный период. В случае использования мазута в качестве резервного топлива принимается равным 10 % от суммарного расхода топлива на теплоисточнике;

1,37 – калорийный эквивалент для перевода мазута в условное топливо;

V^0, ρ – соответственно теоретически необходимый объем воздуха для сжигания мазута при 0 °С, м³/кг, и плотность воздуха при 0 °С, кг/м³. Принимается по справочным данным $10,45 \cdot 1,293 = 11,74$ кг/кг;

c_p – теплоемкость воздуха, ккал/(кг·°С), при средней температуре $t_{вых} = 50$ °С принимается 0,24 ккал/(кг·°С);

$t_{вых}, t_{вх}$ – соответственно температура воздуха на выходе и входе в калорифер, °С. Принимается по фактическим данным. При отсутствии данных можно принять 70 °С и 30 °С соответственно;

Q_T – теплота, внесенная с подогретым топливом, тыс. Гкал

$$Q_T = B_n c_T t_T \cdot 10^{-3}, \quad (B.10)$$

c_T – средняя теплоемкость топлива, ккал/(кг·°С), для мазута можно принимать 0,5 ккал/(кг·°С);

t_T – температура топлива, вносимого в топку, °С. Для мазута при отсутствии данных можно принимать 125 °С.

б) Для теплоисточников с газовыми турбинами, в том числе в составе блока ПГУ, и газопоршневыми агрегатами расход топлива, тыс. т усл. т., определяется по формуле

$$B = \frac{0,86\mathcal{E}_{выр}}{7\eta_{ГД}} 10^2, \quad (B.11)$$

где $\eta_{ГД}$ – КПД газового двигателя по данным завода-изготовителя, %.

в) Суммарный расход топлива на теплоисточнике $B_{сум}$, тыс. т усл. т., находится как сумма расхода топлива на паровые, водогрейные котлы и газовые двигатели.

В.11 Определение удельных расходов топлива на отпуск тепловой и электрической энергии

В настоящее время действует следующая методика распределения сожженного топлива: на выработку теплоты относится количество топлива, эквивалентное полной отдаче теплоты внешним потребителям, а на выработку электроэнергии – топливо, эквивалентное выработке электроэнергии, отдаваемой внешним потребителям, и теплоте, теряемой в конденсаторе турбин при их наличии на теплоисточнике.

Расходы теплоты и электроэнергии на собственные нужды ТЭЦ и потери теплоты в цикле станции распределяются пропорционально расходам теплоты (топлива) на теплофикацию и выработку электроэнергии следующим образом:

а) расход топлива, относимый к отпуску электроэнергии $B_{ээ}$, тыс. т усл. т., находится для каждой электрогенерирующей установки или теплоисточника в целом по формуле

$$B_{ээ} = B \left(1 - \frac{Q_{отп} f 10^2}{(Q_k^{бр} - Q_{сн} - Q_{кф} - Q_T) \eta_{тп}} \right) \frac{\mathcal{E}_{отп}}{\mathcal{E}_{отп} + \mathcal{E}_{сн}^T}, \quad (B.12)$$

где B – расход топлива на установку или теплоисточник, тыс. т усл. т.;

$Q_{отп}$ – отпуск тепловой энергии от установки или теплоисточника, тыс. Гкал;

$Q_{сн}$ – расход теплоты на собственные нужды установки или теплоисточника, тыс. Гкал;

f – коэффициент, учитывающий потери с отпуском теплоты, принимается равным 1,015;

$\eta_{тп}$ – коэффициент теплового потока, принимается 98 %;

б) расход топлива на отпуск тепловой энергии от установки или теплоисточника, тыс. т усл. т.

$$B_{ТЭ} = B - B_{ЭЭ}; \quad (B.13)$$

в) удельный расход топлива на отпуск теплоты от установки или теплоисточника, кг усл. т./Гкал, составит

$$e_{ТЭ}^{отп} = \frac{1\,000 B_{ТЭ}}{Q_{отп}}. \quad (B.14)$$

При расчете удельного расхода топлива на отпуск теплоты от теплоисточника в целом $B_{ТЭ} = \sum B_{ТЭ}^i + B_{ВК}$,

где $\sum B_{ТЭ}^i$ – расход топлива на отпуск теплоты от каждой установки, тыс. т усл. т.;

$B_{ВК}$ – расход топлива на водогрейные котлы, тыс. т усл. т.;

г) удельный расход топлива на отпуск электроэнергии от установки или теплоисточника, г усл. т./(кВт·ч)

$$e_{ЭЭ}^{отп} = \frac{1\,000 B_{ЭЭ}}{\mathcal{E}_{отп}}. \quad (B.15)$$

При расчете удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии от теплоисточника в целом $B_{ЭЭ} = \sum B_{ЭЭ}^i$,

где $\sum B_{ЭЭ}^i$ – расход топлива на отпуск электроэнергии от каждой установки, тыс. т усл. т.

В.12 При рассмотрении варианта подключения к ТЭЦ нового объекта, тепловая нагрузка которого не превышает 3 % от его суммарной тепловой нагрузки, расчет пароводяного баланса этого теплоисточника допускается не выполнять.

При этом анализ изменения работы ТЭЦ может быть проведен по изменению его годовых технико-экономических показателей следующим образом:

а) принимается, что отпуск тепловой энергии на теплоснабжение нового объекта от ТЭЦ в летнем и среднем за отопительный период режиме (режимы 4, 5, 6) осуществляется из отборов турбин, установленных на ТЭЦ;

б) годовое увеличение отпуска тепловой энергии от турбин ТЭЦ, тыс. Гкал, составит

$$Q_{отп}^{доп} = Q_{отп}^4 \cdot H_{от} + Q_{отп}^5 (8\,400 - H_{от}); \quad (B.16)$$

в) увеличение годовой выработки электроэнергии на ТЭЦ за счет подключения новой нагрузки, млн кВт·ч, определится по формуле

$$\mathcal{E}_{выр}^{доп} = Q_{ТЭЦ}^{доп} \cdot W_{Т-отб}, \quad (B.17)$$

где W – фактическая удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении из теплофикационного отбора турбин ТЭЦ, МВт·ч/Гкал;

г) изменение расхода топлива на ТЭЦ за счет увеличения отпуска тепловой и электрической энергии, тыс. т усл. т., определится по формуле

$$B^{доп} = (\mathcal{E}_{выр}^{доп} e_{ЭЭ} + Q_{отп}^{доп} e_{ТЭ}) / 1\,000, \quad (B.18)$$

где $e_{ЭЭ}$, $e_{ТЭ}$ – фактические удельные расходы топлива на выработку электроэнергии по теплофикационному циклу, г усл. т./(кВт·ч), и на отпуск тепловой энергии, кг усл. т./Гкал, на рассматриваемой ТЭЦ.

Приложение Г
(рекомендуемое)

**Основные рекомендации по выполнению расчетов
экономической эффективности вариантов теплоснабжения**

Г.1 Оценка экономической эффективности инвестиций в реализацию вариантов теплоснабжения осуществляется в соответствии с [17], [18], [26], СНБ 1.03.02 и СНБ 1.02.03 и заключается в расчете:

- коммерческой эффективности с точки зрения инвестора;
- государственной эффективности.

Г.2 Расчет экономической эффективности инвестиций в реализацию вариантов теплоснабжения осуществляется в текущих постоянных ценах. В качестве рисков реализации необходимо рассчитывать изменение показателей эффективности при прогнозируемом росте цен на топливо.

Стоимостные показатели за отчетный год принимаются на основании официальных статистических данных. При отсутствии официальных данных прогноз роста цены на природный газ допускается принимать в соответствии с [27], прирост цены на остальные виды топлива – задавать пропорционально росту цены на природный газ.

Изменение тарифов на тепловую и электрическую энергию на перспективу допускается задавать пропорционально росту цены на природный газ. При этом коэффициент пропорциональности должен определяться для каждого тарифа в соответствии с долей топливной составляющей в себестоимости производства рассматриваемого вида энергии.

Г.3 Так как жизненный цикл проектов в энергетике составляет 25 – 30 лет, одновременные экономические параметры (будущие потоки и оттоки денежных средств) требуется приводить к начальному периоду времени. Для этих целей применяется коэффициент дисконтирования.

Ставка дисконтирования отражает максимальную годовую доходность альтернативных и доступных направлений инвестирования и одновременно минимальные требования по доходности, предъявляемые инвестором к проектам, в которых он намерен участвовать.

Ставку дисконтирования рекомендуется принимать на уровне ставки рефинансирования Национального банка Республики Беларусь. В качестве шага расчета может быть принят год.

Г.4 Расчет экономической эффективности инвестиций предполагает составление двух базовых форм:

- отчет по производству и реализации тепловой и электрической энергии;
- отчет о прибылях и убытках.

Г.4.1 В программе производства тепловой и электрической энергии отражаются планируемые объемы выпуска товарной продукции (тепловой и электрической энергии) на расчетный период, определенные на стадии расчета технико-экономических показателей по вариантам.

Годовая выручка от реализации товарной продукции определяется как сумма произведений объемов реализации тепловой и электрической энергии на соответствующие тарифы.

При определении выручки ведомственными блок-станциями от реализации электроэнергии в энергосистему соответствующий тариф должен определяться по [28].

Тариф на тепловую энергию для теплоисточников ГПО «Белэнерго» принимается средним по энергосистеме, для остальных теплоисточников – равным тарифу на тепловую энергию, утвержденному для рассматриваемого теплоисточника.

Для новых теплоисточников, не входящих в состав ГПО «Белэнерго», тариф на тепловую энергию может быть определен как сумма себестоимости отпуска тепловой энергии, НДС и 15 % рентабельности.

Г.4.2 Отчет о прибылях и убытках позволяет оценить эффективность текущей хозяйственной деятельности, соотношение доходов, получаемых в процессе производственной деятельности в течение какого-либо времени, с расходами, понесенными в этот же период, а также величину различных налоговых выплат.

Г.4.3 Капитальные вложения в реализацию проекта задаются по годам строительства.

При использовании в качестве аналога проекта, капитальные вложения в который определены в базисных ценах 2006 года в соответствии с [29], перевод в текущие цены должен выполняться по элементам затрат по [30] – [32] с учетом налогов и области размещения. Пересчет импортного оборудования осуществляется по курсу валюты приобретения.

Г.4.4 Информация о системе налогообложения должна включать полный перечень налогов с указанием базы налогообложения, ставки налога, периодичности выплат.

Г.4.5 Расчет себестоимости производства тепловой и электрической энергии выполняется на основании действующих нормативных правовых актов и методических рекомендаций.

В составе затрат на производство и реализацию продукции, включаемых в себестоимость, в соответствии с [33] учитываются:

- материальные затраты (топливо, покупная электроэнергия, вода на производственные и хозяйственно-бытовые нужды);
- затраты на оплату труда;
- отчисления на социальные нужды;
- амортизация основных производственных фондов;
- прочие расходы (в том числе затраты на все виды ремонтов, налоги, кроме налога на прибыль, страхование и др.).

Г.4.6 Затраты на амортизацию принимаются на основе нормативов по группам основных производственных фондов в соответствии с [34].

Г.5 На основании составленных отчетов осуществляется расчет экономических показателей, характеризующих эффективность инвестиций в реализацию вариантов теплоснабжения.

Г.5.1 Приведенные затраты, млн руб., определяются по формуле

$$ЗП_T = \left(\sum_{t=1}^T (K_t + I_t) \times (1 + p_t)^{-t} \right), \quad (\text{Г.1})$$

где K_t – капиталовложения в год t , млн руб./год;

I_t – суммарные годовые производственные издержки на производство продукции в год t , млн руб./год;

T – длительность расчетного периода, год. Как правило, T принимается равным сроку службы основного оборудования;

t – шаг расчета, год;

p_t – ставка дисконтирования в год t .

При выполнении расчетов все рассматриваемые варианты выравниваются по количеству отпущенной продукции с использованием замещающей КЭС.

При отсутствии прироста электрогенерирующей мощности по вариантам в качестве замещающей КЭС принимается наиболее крупная электростанция в Белорусской энергосистеме – Лукомльская ГРЭС с относительным приростом расхода топлива на отпуск электроэнергии $e_{\text{зо}}^{\text{зам}} = 300 - 305$ г усл. т./ (кВт·ч).

В случае строительства новых электрогенерирующих мощностей в качестве замещающей КЭС используется наиболее современная парогазовая установка с $e_{\text{зо}}^{\text{зам}} = 270$ г усл. т./ (кВт·ч) и удельными капиталовложениями 1 000 долл. США за установленный кВт.

Данный критерий отражает экономическую эффективность вариантов теплоснабжения потребителей и служит для определения оптимального с экономической точки зрения направления развития энергосистемы, однако не позволяет оценить возможность их практической реализации в реальных условиях.

Г.5.2 Чистый дисконтированный доход (ЧДД), млн руб., характеризует коммерческий эффект от реализации варианта теплоснабжения и определяется как величина, полученная дисконтированием разницы между всеми годовыми оттоками и притоками реальных денег, накапливаемых в течение рассматриваемого срока

$$\text{ЧДД} = \left(\sum_{t=1}^T \frac{П_t - З_t}{(1 + p)^t} \right) + \frac{Л_T}{(1 + p)^T}, \quad (\text{Г.2})$$

где $П_t$ и $З_t$ – суммарные доход и затраты в год t , млн руб.;

$Л_T$ – ликвидационная стоимость на конец расчетного периода, млн руб.

Чистый дисконтированный доход показывает абсолютную величину прибыли, приведенную к началу реализации проекта, и должен иметь положительное значение, иначе вариант теплоснабжения нельзя рассматривать как эффективный.

Г.5.3 Внутренняя норма доходности (ВНД) показывает ставку дисконтирования p , при которой суммарный доход по варианту будет равен затратам (ЧДД = 0).

Расчетная формула имеет вид

$$\left(\sum_{t=1}^T \frac{П_t - З_t}{(1 + p)^t} \right) + \frac{Л_T}{(1 + p)^T} = 0. \quad (\text{Г.3})$$

При заданной инвестором норме дохода на вложенные средства инвестиции в вариант теплоснабжения оправданы, если ВНД равна или превышает установленный показатель.

Г.5.4 Для определения ликвидности инвестиций при реализации варианта теплоснабжения служит срок окупаемости.

Различают простой и динамический сроки окупаемости:

– простой срок окупаемости – это продолжительность наименьшего периода, по истечении которого накопленный чистый доход становится и в дальнейшем остается неотрицательным;

– динамический срок окупаемости – это продолжительность наименьшего периода, по истечении которого накопленный чистый дисконтированный доход становится и в дальнейшем остается неотрицательным.

Динамический срок окупаемости позволяет учесть изменение стоимости денежных средств в будущем и определить реальный срок окупаемости.

Срок окупаемости обычно исчисляется либо от начала осуществления инвестиций, либо от момента ввода в эксплуатацию основных фондов.

Г.6 При определении финансовой эффективности необходимо оценить риск от увеличения стоимости капиталовложений, цены на импортируемое топливо и ставки дисконтирования.

Г.7 При оценке эффективности инвестиций в реконструкцию теплоисточника рассчитываются экономические показатели функционирования рассматриваемого объекта без реконструкции (вариант «без проекта») и с учетом ее проведения (вариант «с проектом»), а эффективность определяется по изменению показателей.

Приложение Д (справочное)

Пример выполнения технико-экономического обоснования

Д.1 Общая характеристика объекта

Объект – новый жилой район.

Начало строительства – 2011 год, окончание строительства – 2012 год. Застройка осуществляется в течение двух лет. Ежегодно вводится примерно одинаковый объем общей жилой площади. Этажность застройки – 7 – 8 этажей.

Данные по общему объему застройки на основании информации заказчика приведены в таблице Д.1.

Таблица Д.1 – Объем и характеристика застройки нового жилого района

Объект	Общая площадь застройки, тыс. м ²	Количество домов, шт.	Количество квартир, шт.	Средняя по дому общая площадь квартир, м ²	Количество человек, чел.
40-кв. жилой дом	12,88	6	240	53,7	960
60-кв. жилой дом	20,02	7	420	47,7	1 680
40-кв. жилой дом	10,74	5	200	53,7	800
80-кв. жилой дом	17,91	4	320	56,0	1 280
Всего по жилой застройке	61,55	22	1 180	211,1	4 720
Торговый центр	1,49	1	1		
Магазин	1,46	5	5		
Всего общественные здания	2,95	6	6		

Далее дается краткая характеристика объекта, план застройки, ситуационный план размещения объекта на территории города, информация о качестве атмосферного воздуха в районе строительства, анализ возможности размещения в этом районе новых теплоисточников и рекомендации по выбору вида топлива.

Д.2 Характеристика существующей системы централизованного теплоснабжения

Новый жилой район размещается на новой площадке, расположенной на расстоянии 1 км от ближайшей тепловой камеры тепломагистрала № 61 Минской ТЭЦ-4.

Д.3 Определение структуры и величины существующих и перспективных тепловых нагрузок

Д.3.1 Расчет максимальных часовых тепловых нагрузок

В настоящее время площадка, предназначенная под строительство нового жилого района, не застроена.

Тепловые нагрузки нового жилого района определяются по укрупненным показателям в зависимости от характеристики застройки по ТКП 45-4.02-182:

а) тепловая нагрузка отопления при удельном тепловом потоке на отопление, 57 Вт/м² общей площади при этажности 7 – 8 с наружными стенами из штучных материалов (таблица А.1):

– жилых зданий

$$Q_o^* = 61\,550 \text{ м}^2 \cdot 57 \text{ Вт/м}^2 = 3\,508 \text{ кВт} = 3,0 \text{ Гкал/ч};$$

– общественных зданий

$$Q_o^o = 2\,952 \text{ м}^2 \cdot 57 \text{ Вт/м}^2 = 168 \text{ кВт} = 0,15 \text{ Гкал/ч};$$

– сумма $Q_o = 3,15 \text{ Гкал/ч};$

б) тепловая нагрузка горячего водоснабжения:

– жилых зданий при удельном среднечасовом тепловом потоке на ГВС $q_o = 259 \text{ Вт}$ на одного человека (таблица А.2)

$$Q_{гв}^* = 4\,720 \text{ чел.} \cdot 259 \text{ Вт/чел.} = 1,223 \text{ МВт} = 1,05 \text{ Гкал/ч};$$

ТКП 241-2010

– общественных зданий при удельном среднечасовом тепловом потоке на ГВС $q_o = 65$ Вт на 20 м^2 (ТКП 45-4.01-52)

$$Q_{\text{ГВ}}^o = (1,2 \cdot 65 \cdot (55 - 5) \cdot 4,189 / (24 \cdot 3,6)) \cdot (2\,952 / 20) = 189 \cdot (2\,952 / 20) = 27,9 \text{ кВт} = 0,024 \text{ Гкал/ч};$$

– сумма $Q_{\text{ГВ}} = 1,074$ Гкал/ч;

в) тепловая нагрузка вентиляции общественных зданий (принимается по данным проекта-аналога)

$$Q_{\text{в}}^o = 156,6 \text{ кВт} = 0,135 \text{ Гкал/ч}.$$

Суммарные тепловые нагрузки нового района приведены в таблице Д.2.

Таблица Д.2 – Суммарные тепловые нагрузки нового жилого района

Потребители	Тепловая нагрузка, Гкал/ч			Всего
	Отопление Q_o	Вентиляция $Q_{\text{в}}$	Горячее водоснабжение $Q_{\text{ГВ}}$	
Жилые здания	3,00	–	1,05	4,05
Общественные здания	0,15	0,14	0,02	0,31
Всего	3,15	0,14	1,07	4,36

Д.3.2 Расчет годовых тепловых нагрузок

Расчет годовой потребности нового района в тепловой энергии выполняется при следующих исходных данных, принятых для г. Минска по СНБ 2.04.02:

- длительность отопительного периода $H_{\text{от}} = 198$ сут (4 752 ч);
- расчетная температура наружного воздуха $t_o =$ минус $24 \text{ }^\circ\text{C}$;
- средняя за отопительный период температура наружного воздуха $t_i =$ минус $0,9 \text{ }^\circ\text{C}$;
- средняя температура наиболее холодного месяца (января) – минус $5,9 \text{ }^\circ\text{C}$;
- средняя расчетная температура внутри помещений $t_{\text{вн}} = 18 \text{ }^\circ\text{C}$;
- $t_x, t_x^{\text{л}}$ принимаются равными $5 \text{ }^\circ\text{C}$ и $15 \text{ }^\circ\text{C}$ соответственно.

Порядок расчета следующий:

а) определяются тепловые нагрузки нового района при характерных режимах теплоснабжения (режимы 1, 3, 4, 5, 6). Результаты расчета приведены в таблице Д.3.

Таблица Д.3 – Результаты расчета тепловых нагрузок при характерных режимах теплоснабжения

Тепловая нагрузка в сетевой воде, Гкал/ч	Режим				
	1	3	4	5	6
Тепловая нагрузка отопления и вентиляции $Q_{\text{ОВ}}^1$, $Q_{\text{ОВ}}^1 \frac{t_{\text{вн}} - t_i}{t_{\text{вн}} - t_o}$	3,29	$3,29 \frac{18 - (-5,9)}{18 - (-24)} = 1,87$	$3,29 \frac{18 - (-0,9)}{18 - (-24)} = 1,48$	0	0
Среднечасовая нагрузка горячего водоснабжения $Q_{\text{ГВ}}$	1,07	1,07	1,07	$Q_{\text{ГВ}}^1 \frac{55 - t_x^{\text{л}}}{55 - t_x} = 1,07 \frac{55 - 15}{55 - 5} = 0,86$	$Q_{\text{ГВ}}^5 \alpha_{\text{ГВ}}^{\text{НОЧ}} = 0,86 \cdot 0,5 = 0,43$
Всего	4,36	2,94	2,55	0,86	0,43

б) расчет годовых расходов тепловой энергии осуществляется по формулам, приведенным в таблице В.1.

Результаты расчета приведены в таблице Д.4.

Таблица Д.4 – Результаты расчета годовых тепловых нагрузок нового жилого района

Потребители	Расход тепловой энергии		
	Отопительный период	Межотопительный период	Год
Среднечасовые тепловые нагрузки, Гкал/ч, в т. ч.	2,55	0,86	
– отопление, вентиляция, Гкал/ч	1,48	–	
– горячее водоснабжение, Гкал/ч	1,07	0,86	
Годовые тепловые нагрузки, тыс. Гкал, в т. ч.	12,12	3,14	15,26
отопление, вентиляция, тыс. Гкал	$Q_{от}^4 \cdot H_{от} / 1\,000 = 1,48 \cdot 4,752 = 7,04$	0,00	7,04
горячее водоснабжение, тыс. Гкал	$Q_{гв}^4 \cdot H_{от} / 1\,000 = 1,07 \cdot 4,752 = 5,08$	$Q_{гв}^5 \cdot (8\,400 - H_{от}) / 1\,000 = 0,86 \cdot (8\,400 - 4\,752) / 1\,000 = 3,14$	8,22

Д.4 Варианты обеспечения тепловой энергией нового жилого района

К рассмотрению принимаются следующие варианты:

Вариант 1 – децентрализованное теплоснабжение на базе поквартирного отопительного оборудования.

Вариант 2 – централизованное теплоснабжение на базе котельной с электрогенерацией.

Вариант 3 – централизованное теплоснабжение от существующего централизованного теплоисточника.

Д.5 Основные технические решения по развитию системы теплоснабжения

Д.5.1 Вариант 1

Д.5.1.1 Выбор основного оборудования

Вариант 1 предусматривает децентрализованное теплоснабжение на базе поквартирного отопления.

Мощность устанавливаемого в каждой квартире отопительного оборудования определяется на основании ТКП 45-4.02-182:

а) тепловая нагрузка отопления одной квартиры средней площадью 54 м² составляет

$$54 \text{ м}^2 \cdot 57 \text{ Вт/м}^2 = 3,1 \text{ кВт};$$

б) максимальная часовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения квартиры составляет

$$Q_{гв}^{\text{макс}} = 2,4 \cdot (1,2 \cdot 90 \cdot (55 - 5) \cdot 4,189 / (24 \cdot 3,6)) \cdot 4 = 2,5 \text{ кВт},$$

- где 4 – количество жителей в квартире, чел.;
- 90 – средняя за отопительный период норма расхода горячей воды в сутки на 1 человека, л;
- 55 и 5 – температура водопроводной воды в месте водоразбора и исходная вода соответственно, °С;
- 4,189 – удельная теплоемкость воды, принимаемая в расчетах, кДж/(кг·°С);
- 2,4 – коэффициент перевода среднечасовой за неделю в максимальную часовую нагрузку горячего водоснабжения;

в) максимальная часовая тепловая нагрузка квартиры составляет:

$$3,1 + 2,5 = 5,6 \text{ кВт}.$$

К установке принимается следующее оборудование:

а) в каждой квартире устанавливается настенный газовый котел тепловой мощностью 24 кВт (АОГВ 24-3П), КПД котла – 93 %. Котел двухконтурный для обеспечения нагрузки отопления и горячего водоснабжения прямоточный. Четырехкратное превышение установленной мощности над расчетной величиной объясняется необходимостью нагрева воды для горячего водоснабжения, так как котел не имеет бака запаса горячей воды. Котлы комплектуются автоматикой, магнитными фильтрами очистки воды, насосом. Срок службы котла – 15 лет, после чего требуется его замена;

б) для обогрева мест общего пользования, главным образом для поддержания температуры не ниже 5 °С в машинном отделении лифта (по условиям эксплуатации), дополнительно устанавливается крышная котельная тепловой мощностью 100 кВт (газовый котел АОГВ-Колор мощностью 100 кВт);

в) для отопления торгового центра применяется газовый котел АОГВ-Колор мощностью 100 кВт;

г) для отопления магазинов – газовые котлы АОГВ 24-3П по одному на каждый магазин.

Д.5.1.2 Годовые технико-экономические показатели по варианту 1

Результаты расчета годовых технико-экономических показателей по варианту 1 приведены в таблице Д.5.

Таблица Д.5 – Результаты расчета годовых технико-экономических показателей по варианту 1

Показатели	Отопительный период	Межотопительный период	Год
Суммарный отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал, в т. ч.	12,12	3,14	15,26
– отопление, вентиляция	7,04	0,00	7,04
– горячее водоснабжение	5,08	3,14	8,22
Расход топлива, тыс. т усл. т. $B = \frac{Q_{отп}}{7 \eta_{БВК}} \cdot 10^2$	$\frac{12,12}{7 \cdot 0,93} = 1,86$	$\frac{3,14}{7 \cdot 0,93} = 0,48$	2,34
Удельный расход топлива на отпущенную теплоэнергию, кг усл. т./Гкал $e_{тэ}^{отп} = \frac{B_{ВК}}{Q_{отп}}$	$1,86 \cdot 1\,000 / 12,12 = 153,6$	$0,48 \cdot 1\,000 / 3,14 = 153,6$	$2,34 \cdot 1\,000 / 15,26 = 153,6$

Д.5.1.3 Капиталовложения по варианту 1

Расчет капиталовложений по варианту приведен в таблице Д.6.

Таблица Д.6 – Расчет капиталовложений по варианту 1

Оборудование	Стоимость единицы по аналогу (прайс-листу), долл. США	Количество по варианту, шт.	Стоимость по варианту, млн долл. США
Котел АОГВ 24-3П	1 575	(1 180 квартир + 5 магазинов) = 1 185	1,87
Котел АОГВ-Колор мощностью 100 кВт	63 214	(22 дома + 1 торговый центр) = 23	1,45
Всего			3,32

Дополнительно необходимо учитывать капиталовложения по подключению к дымовым каналам, прокладку воздуховодов и т. д.

Срок эксплуатации – 15 лет.

Д.5.2 Вариант 2

Д.5.2.1 Выбор основного оборудования

Вариант 2 предусматривает централизованное теплоснабжение на базе водогрейной котельной с установкой на ней газопоршневого агрегата (блок-станции) электрической мощностью 1 МВт, тепловой – 1,05 Гкал/ч.

Подогретая сетевая вода от ГПА подается в общий коллектор прямой сетевой воды.

В связи с отсутствием в новом жилом районе паровой нагрузки паровые котлы на теплоисточнике не устанавливаются. Подогрев воды для подпитки тепловой сети осуществляется сетевой водой из общего коллектора прямой сетевой воды в двух ступенях: подогреватель сырой воды и вакуумный деаэратор.

Расчет расхода тепловой энергии на подпитку тепловой сети приведен в таблице Д.7.

Таблица Д.7 – Расчет расхода тепловой энергии на подпитку тепловой сети

Показатель	Режим				
	1	2	3, 4	5	6
Объем системы теплопотребления, м ³	$V_{Тс} = \frac{v(Q_{Тс}^1 - Q_{Пот}^1)}{860} = \frac{65 \cdot 4,36 \cdot 10^3}{860} = 330$				
Расход сетевой воды на подпитку теплосети, т/ч	0,4 % $V_{Тс} = 0,004 \cdot 330 = 1,32$			0,3 % $V_{Тс} = 0,003 \cdot 330 = 1,0$	
Расход тепловой энергии на подогрев сырой воды, Гкал/ч $Q_{1ст} = G_{подп}^{Тс} (t_{1ст} - t_x) \cdot 1,25 / 1\,000$	$1,32 \cdot (30 - 5) \cdot 1,25 / 1\,000 = 0,041$			$1 \cdot (30 - 15) \cdot 1,25 / 1\,000 = 0,019$	
Расход тепловой энергии на деаэрацию подпиточной воды, Гкал/ч $Q_{3ст} = G_{подп}^{Тс} (t_{3ст} - (t_{2ст} - 2)) / 1\,000$	$1,32 \cdot (40 - (30 - 2)) / 1\,000 = 0,016$			$1 \cdot (40 - (30 - 2)) / 1\,000 = 0,012$	
Суммарный расход теплоты на подпитку теплосети, Гкал/ч	0,04 + 0,02 = 0,057			0,019 + 0,012 = 0,030	
Потери тепловой энергии на химводоподготовке, Гкал/ч $Q_{Пот}^{ХВО} = 0,25Q_{1ст} + 2G_{подп} 10^{-3}$	$0,25 \cdot 0,04 + 2 \cdot 1,32 / 1\,000 = 0,013$			$0,25 \cdot 0,02 + 2 \cdot 1 / 1\,000 = 0,007$	
Тепловая энергия, вносимая с подпиткой теплосети, Гкал/ч	0,057 – 0,013 = 0,044			0,031 – 0,007 = 0,024	
Отопление производственного цеха блок-станции, Гкал/ч $Q_{ОВ} \frac{t_{ВН} - t_i}{t_{ВН} - t_0}$	0,1	$0,1 \frac{18 - (-5,9)}{18 - (-24)} = 0,06$	$0,1 \frac{18 - (-0,9)}{18 - (-24)} = 0,06$	0	
Тепловые потери в квартальных сетях на основании статистических данных, Гкал/ч	$2\% Q_{отп} = 0,02 \cdot 4,36 = 0,09$	$2\% Q_{отп} = 0,02 \cdot 2,94 = 0,06$	$2\% Q_{отп} = 0,02 \cdot 2,55 = 0,05$	$5\% Q_{отп} = 0,05 \cdot 0,86 = 0,04$	$5\% Q_{отп} = 0,05 \cdot 0,43 = 0,02$

Результаты расчета пароводяного баланса теплоисточника приведены в таблице Д.8.

Таблица Д.8 – Пароводяной баланс блок-станции по варианту 2

Источник	Режимы					Потребитель	Режимы				
	максимально зимний	аварийный	средний наиболее х. м.	летний	ночной летний		максимально зимний	аварийный	средний наиболее х. м.	летний	ночной летний
						Сетевая вода, всего, Гкал/ч	3,11	3,00	2,60	0,90	0,45
						отопление и вентиляция	2,30	1,87	1,48	0,00	0,00
						горячее водоснабжение	0,75	1,07	1,07	0,86	0,43
						тепловые потери	0,06	0,06	0,05	0,04	0,02
Баланс тепловой энергии, Гкал/ч											
Газопоршневой агрегат	1,05	1,05	1,05	0,91	0,46	Сетевая вода внешним потребителям	3,11	3,00	2,60	0,90	0,45
в т. ч. подпитка теплосети	0,04	0,04	0,04	0,02	0,02	собственные нужды всего	0,08	0,07	0,06	0,01	0,01
Водогрейные котлы	3,51	2,14	2,02	1,61	0,00	в т. ч. потери на ХВО	0,013	0,013	0,013	0,007	0,007
						отопление производственного цеха блок-станции	0,10	0,07	0,05	0,00	0,00
Итого	4,56	3,19	3,07	2,66	0,46	Итого	4,56	3,07	2,66	0,91	0,46
Электрическая мощность, МВт											
Газопоршневой агрегат	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9						

Из пароводяного баланса блок-станции видно, что:

– дополнительно к ГПА необходимо установить пиковые водогрейные котлы для обеспечения пиковой тепловой нагрузки в размере 3,51 Гкал/ч. К установке предлагается два котла ВА-3000 суммарной тепловой мощностью 5,16 Гкал/ч.

Основное топливо для блок-станции – природный газ, резервное – отсутствует.

Д.5.2.2 Предложения по срокам ввода оборудования в эксплуатацию

К 2011 году должны быть введены в эксплуатацию водогрейные котлы, к 2012 году – установлен газопоршневой агрегат.

Д.5.2.3 Расчет технико-экономических показателей блок-станции по варианту 2

Расчет технико-экономических показателей работы блок-станции приведен в таблице Д.9.

Таблица Д.9 – Расчет технико-экономических показателей работ теплоисточника для варианта 2

Наименование показателей	Единица измерений	Период		год
		отопительный	межотопительный	
Максимальные часовые тепловые нагрузки в т. ч. отопление и вентиляция	Гкал/ч	4,45	0,9	
горячее водоснабжение	Гкал/ч	3,29	0	
потери в теплосетях	Гкал/ч	1,07	0,86	
Годовой отпуск тепловой энергии потребителям $Q_{\text{потр}}$	тыс. Гкал	12,36	3,29	15,65
в т. ч. на отопление и вентиляцию	тыс. Гкал	7,04	0	7,04
горячее водоснабжение	тыс. Гкал	5,08	3,14	8,22
потери в теплосетях $Q_{\text{пот}}^{4(5)} H / 1\ 000$	тыс. Гкал	$0,05 \cdot 4\ 752 / 1\ 000 = 0,24$	$0,04 \cdot (8\ 400 - 4\ 752) / 1\ 000 = 0,15$	0,39
Технико-экономические показатели				
ГПА 1 МВт				
Число часов работы ГПА $H_{\text{ГПА}}$	ч	$(H_{\text{от}} - 102) = 4\ 752 - 102 = 4\ 650$	$(8\ 400 - H_{\text{от}} - 100) = 8\ 400 - 4\ 752 - 100 = 3\ 548$	8 198
Выработка тепловой энергии $Q_{\text{выр}}^{\text{ГПА}} = Q_{\text{ГПА}}^{4(5)} \cdot H_{\text{ГПА}} / 1\ 000$, всего	тыс. Гкал	$1,05 \cdot 4\ 650 / 1\ 000 = 4,88$	$0,91 \cdot 3\ 548 / 1\ 000 = 3,23$	8,11
Расход тепловой энергии на собственные нужды $Q_{\text{сн}}^{\text{ГПА}} = Q_{\text{пот}}^{\text{ХВОД}(5)} \cdot H_{\text{ГПА}} / 1\ 000$	тыс. Гкал	$0,013 \cdot 4\ 650 / 1\ 000 = 0,06$	$0,007 \cdot 3\ 548 / 1\ 000 = 0,02$	0,08
Отпуск тепловой энергии $Q_{\text{отп}}^{\text{ГПА}} = Q_{\text{выр}}^{\text{ГПА}} - Q_{\text{сн}}^{\text{ГПА}}$	тыс. Гкал	$4,9 - 0,06 = 4,82$	$3,23 - 0,02 = 3,21$	$4,82 + 3,21 = 8,03$
Выработка электроэнергии $\mathcal{E}_{\text{выр}} = N_{\text{э}}^{4(5)} \cdot H_{\text{ГПА}} / 1\ 000$	млн кВт·ч	$1 \cdot 4\ 650 / 1\ 000 = 4,65$	$0,9 \cdot 3\ 548 / 1\ 000 = 3,19$	7,84
Расход электроэнергии на выработку электроэнергии на ГПА $\mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{э}} = 0,03 \mathcal{E}_{\text{выр}}$	млн кВт·ч	$4,65 \cdot 0,015 = 0,07$	$3,19 \cdot 0,015 = 0,05$	0,12
Расход электроэнергии на отпуск тепловой энергии от ГПА $\mathcal{E}_{\text{отп}}^{\text{э}} = 0,025 Q_{\text{отп}}^{\text{ГПА}}$	млн кВт·ч	$4,82 \cdot 0,025 = 0,12$	$3,21 \cdot 0,025 = 0,08$	0,20
Отпуск электроэнергии от ГПА $\mathcal{E}_{\text{отп}} = \mathcal{E}_{\text{выр}} - \mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{э}} - \mathcal{E}_{\text{отп}}^{\text{э}}$	млн кВт·ч	$4,65 - 0,07 - 0,12 = 4,46$	$3,19 - 0,08 - 0,05 = 3,06$	7,52
Продолжительность использования установленной электрической мощности $\mathcal{E}_{\text{выр}} \cdot 1\ 000 / N_{\text{уст}}$	ч	–	–	$7,52 \cdot 1\ 000 / 1 = 7\ 520$

Продолжение таблицы Д.9

Наименование показателей	Единица измерений	Период		год
		отопительный	межотопительный	
<p>Годовой суммарный расход топлива ГПА</p> $V_{ГПА} = \frac{0,86 \cdot \mathcal{E}_{\text{выр}}}{7 \cdot \eta_{ГПА}} \cdot 10^2$	тыс. т усл. т.	$\frac{0,86 \cdot 4,65}{7 \cdot 0,405} = 1,41$	$\frac{0,86 \cdot 3,19}{7 \cdot 0,405} = 0,97$	2,38
<p>Расход теплоты от ГПА брутто</p> $Q_{ГПА}^{\text{бр}} = 0,95 \cdot V_{ГПА} \cdot Q_{\text{H}}^{\text{р}}$	тыс. Гкал.	$0,95 \cdot 7 \cdot 1,41 = 9,38$	$0,95 \cdot 7 \cdot 0,97 = 6,45$	15,83
<p>Годовой расход топлива на выработку электроэнергии</p> $V_{\text{ЭЭ}} = V_{ГПА} \left(1 - \frac{1,015 \cdot Q_{\text{отп}}^{\text{ГПА}}}{(Q_{ГПА}^{\text{бр}} - Q_{\text{CH}}^{\text{ГПА}}) \cdot 0,98} \right) \cdot \frac{\mathcal{E}_{\text{отп}}}{(\mathcal{E}_{\text{отп}} - \mathcal{E}_{\text{CH}}^{\text{I}})}$	тыс. т усл. т.	$1,41 \left(1 - \frac{1,015 \cdot 4,82}{(9,38 - 0,06) \cdot 0,98} \right) \times \frac{4,39}{4,39 - 0,12} = 0,64$	$0,85 \left(1 - \frac{1,015 \cdot 2,79}{(6,45 - 0,02) \cdot 0,98} \right) \times \frac{2,66}{2,66 - 0,07} = 0,44$	1,08
<p>Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии</p> $e_{\text{ЭЭ}}^{\text{отп}} = \frac{1000 V_{\text{ЭЭ}}}{\mathcal{E}_{\text{отп}}}$	г усл. т./ (кВт·ч)	$0,64 \cdot 1000 / 4,46 = 142,9$	$0,41 \cdot 1000 / 3,06 = 144,5$	$1,08 \cdot 1000 / 7,52 = 143,6$
<p>Годовой расход топлива на выработку теплоты</p> $V_{\text{ТЭ}}^{\text{ГПА}} = V_{ГПА} - V_{\text{ЭЭ}}$	тыс. т усл. т.	$1,41 - 0,64 = 0,77$	$0,97 - 0,44 = 0,53$	$0,77 + 0,53 = 1,30$
<p>Удельный расход топлива на отпуск теплоты</p> $e_{\text{ТЭ}}^{\text{отп}} = \frac{1000 V_{\text{ТЭ}}^{\text{ГПА}}}{Q_{\text{отп}}^{\text{ГПА}}}$	кг усл. т./ Гкал	$0,77 \cdot 1000 / 4,82 = 159,8$	$0,53 \cdot 1000 / 3,20 = 165,6$	$1,30 \cdot 1000 / 8,03 = 161,9$
Пиковые водогрейные котлы				
<p>Отпуск тепловой энергии потребителям</p> $Q_{\text{ПВК}} = Q_{\text{потр}} - Q_{\text{ГПА}}^{\text{отп}}$	тыс. Гкал	$12,36 - 4,82 = 7,54$	$3,29 - 3,21 = 0,08$	7,62
<p>Расход теплоты на собственные нужды (отопление производственной площадки блок-станции)</p> $Q_{\text{CH}}^{\text{ПВК}} = (Q_{\text{от}}^{\text{от}} + Q_{\text{ХВО}}^{\text{пот}}) \cdot \eta \cdot 10^{-3} - Q_{\text{CH}}^{\text{ГПА}}$	тыс. Гкал	$\frac{(0,045 + 0,013) \times 4752}{1000} - 0,06 = 0,21$	$\frac{0,007 \cdot (8400 - 4752)}{1000 - 0,02} = 0,002$	0,21
<p>Выработка тепловой энергии всего</p> $Q_{\text{выр}}^{\text{ПВК}} = Q_{\text{ПВК}} + Q_{\text{CH}}^{\text{ПВК}}$	тыс. Гкал	$7,54 + 0,21 = 7,75$	$0,08 + 0,002 = 0,08$	7,83
<p>Годовой расход топлива на выработку теплоты в водогрейных котлах</p> $V_{\text{ВК}} = \frac{Q_{\text{выр}}^{\text{ПВК}}}{7 \cdot \eta_{\text{ВК}}^{\text{бр}}} \cdot 10^2$	тыс. т усл. т.	$7,75 / (7 \cdot 0,92) = 1,20$	$0,08 / (7 \cdot 0,92) = 0,01$	1,21

Окончание таблицы Д.9

Наименование показателей	Единица измерений	Период		
		отопительный	межотопительный	
Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии от водогрейных котлов $e_{ТЭ}^{отп} = \frac{1000B_{ВК}}{Q_{отп}}$	кг усл. т./ Гкал	1,20 · 1 000 / 7,54 = 159,2	0,01 · 1 000 / 0,08 = 156,2	1,21 · 1 000 / 7,62 = 158,7
Всего по теплоисточнику				
Отпуск тепловой энергии потребителям $Q_{потр}$	тыс. Гкал	12,36	3,29	15,65
Расход тепловой энергии на собственные нужды $Q_{сн} = Q_{ГПА} + Q_{ГВК}$	тыс. Гкал	0,06 + 0,21 = 0,27	0,02 + 0,002 = 0,02	0,29
Годовая выработка теплоты, всего $Q_{выпр} = Q_{потр} + Q_{сн}$	тыс. Гкал	12,36 + 0,27 = 12,63	3,29 + 0,02 = 3,31	12,63 + 3,31 = 15,94
Годовая выработка электроэнергии $\mathcal{E}_{выпр}$	млн кВт·ч	4,65	3,19	7,84
Расход электроэнергии на собственные нужды: – на выработку электроэнергии	млн кВт·ч	0,07	0,05	0,12
– на отпуск тепловой энергии $\mathcal{E}_{сн}^T = 0,025 Q_{отп}$		0,025 · 12,36 = 0,31	0,025 · 3,29 = 0,08	0,39
Годовой отпуск электроэнергии $\mathcal{E}_{отп} = \mathcal{E}_{выпр} - \mathcal{E}_{сн}^э - \mathcal{E}_{сн}^T$	млн кВт·ч	4,65 – 0,07 – 0,31 = 4,27	3,19 – 0,05 – 0,08 = 3,06	7,33
Годовой расход топлива всего $B_{сум} = B_{ВК} + B_{ГПА}$	тыс. т усл. т.	1,2 + 1,41 = 2,61	0,01 + 0,97 = 0,98	3,59
в т. ч. на выработку электроэнергии $B_{ээ}$	тыс. т усл. т.	0,64	0,44	1,08
на выработку тепловой энергии $B_{ТЭ} = B_{сум} - B_{ээ}$	тыс. т усл. т.	2,61 – 0,64 = 1,97	0,98 – 0,44 = 0,54	2,51
Удельные расходы топлива на отпуск – тепловой энергии $e_{ТЭ}^{отп} = \frac{1000B_{ТЭ}}{Q_{отп}}$	кг усл. т./ Гкал	1,97 · 1 000 / 12,36 = 159,4	0,54 · 1 000 / 3,29 = 164,1	2,51 · 1 000 / 15,65 = 160,3
– электрической энергии $e_{ээ}^{отп} = \frac{1000B_{ээ}}{\mathcal{E}_{отп}}$	Г усл. т./ (кВт·ч)	0,64 · 1 000 / 4,27 = 149,9	0,44 · 1 000 / 3,06 = 143,8	1,08 · 1 000 / 7,33 = 147,3

Д.5.2.4 Предложения по тепловым сетям

Вариант предусматривает прокладку квартальных сетей от блок-станции до потребителей. Прокладка подземная бесканальная предизолированными трубопроводами. Вид теплоносителя – сетевая вода. Способ регулирования – центральный качественно-количественный, с местным количественным регулированием в ИТП. Температурный график отпуска тепловой энергии – 120/70 °С.

В приложении должна быть приведена схема тепловых сетей по варианту.

Д.5.2.5 Расчет капиталовложений

Расчет капиталовложений по варианту 2 приведен в таблице Д.10.

Таблица Д.10 – Расчет капиталовложений по варианту 2

Оборудование	Стоимость единицы по аналогу (прайс-листу), долл. США	Количество по варианту	Стоимость по варианту, млн долл. США
ГПА 1 МВт (проект «Установка ГПА 1 МВт на котельной БГСХА г. Горки»)	1 105 000	1	1,105
Водогрейные котлы 1хВА-2000 + 1хВА – 3000	120 000 долл./Гкал	4,3 Гкал/ч	0,516
Строительство квартальных тепловых сетей	8 690 долл./1 000 м ²	64,5 м ²	0,560
Строительство ИТП	23 256 долл./шт.	28 шт.	0,651
Всего			2,832

Д.5.3 Вариант 3**Д.5.3.1 Выбор источника теплоснабжения**

Вариант 3 предусматривает подключение к ближайшему централизованному источнику теплоты – к Минской ТЭЦ-4. При оценке возможности подключения новой тепловой нагрузки к существующему теплоисточнику учитывается фоновое загрязнение атмосферного воздуха в районе его размещения. Анализ данных фонового загрязнения в районе размещения Минской ТЭЦ-4 показал возможность подключения к ней рассматриваемого нового района.

Д.5.3.2 Расчет годовых технико-экономических показателей по варианту 3

Так как суммарная тепловая нагрузка Минской ТЭЦ-4 составляет 1 254 Гкал/ч, подключение нового района с расчетной тепловой нагрузкой менее 5 Гкал/ч (0,4 %) не окажет существенного влияния на работу Минской ТЭЦ-4. Изменение годовых технико-экономических показателей теплоисточника осуществляется по фактическим удельным показателям его работы.

Расчет изменения годовых технико-экономических показателей Минской ТЭЦ-4 за счет подключения к ней нового жилого района приведен в таблице Д.11.

Таблица Д.11 – Расчет изменения технико-экономических показателей работ ТЭЦ-4 для варианта 3

Наименование показателей	Единица измерений	Период	
		Отопительный	Межотопительный
Средние за отопительный период часовые тепловые нагрузки	Гкал/ч	2,68	0,98
отопление и вентиляция	Гкал/ч	1,48	0,0
горячее водоснабжение	Гкал/ч	1,07	0,86
потери в теплосетях $Q_{пот}$ (в отопительный период 5 % от суммарной тепловой нагрузки, в межотопительный – 15 %)	Гкал/ч	0,13	0,12
Годовой отпуск тепловой энергии потребителям, всего	тыс. Гкал	12,74	3,58
на отопление и вентиляцию	тыс. Гкал	7,04	0,00
горячее водоснабжение	тыс. Гкал	5,08	3,14
потери в теплосетях $Q_{пот} \cdot H / 1\,000$	тыс. Гкал	$0,13 \cdot 4\,752 / 1\,000 = 0,62$	$0,12 \cdot (8\,400 - 4\,752) / 1\,000 = 0,44$
Изменение технико-экономических показателей работ оборудования ТЭЦ-4			
Увеличение отпуска тепловой энергии $Q_{ТЭЦ}^{доп}$	тыс. Гкал	12,74	3,58
Увеличение выработки электроэнергии на тепловом потреблении $\mathcal{E}_{выр}^{доп} = Q_{ТЭЦ}^{доп} \cdot W$, для турбин Т-250-240 принимается в отопительный период $W_{от} = 0,660$ МВт·ч/Гкал, в межотопительный $W_{лет} = 0,700$ МВт·ч/Гкал	млн кВт·ч	$12,74 \cdot 0,660 = 8,41$	$3,58 \cdot 0,700 = 2,51$
Увеличение расхода электроэнергии на собственные нужды: – на выработку электроэнергии	млн кВт·ч	$8,41 \cdot 0,015 = 0,13$	$2,51 \cdot 0,015 = 0,04$
– на отпуск тепловой энергии	млн кВт·ч	$12,74 \cdot 0,025 = 0,32$	$3,58 \cdot 0,025 = 0,09$
Увеличение отпуска электроэнергии	млн кВт·ч	$8,41 - 0,13 - 0,32 = 7,96$	$2,51 - 0,04 - 0,09 = 2,38$
Увеличение годового расхода топлива на выработку теплоты $B_{ТЭ}^{доп} = Q_{ТЭЦ}^{доп} \cdot \epsilon_{ТЭ}$	тыс. т усл. т.	$12,74 \cdot 169,2 / 1\,000 = 2,16$	$3,58 \cdot 169,2 / 1\,000 = 0,61$
Фактический удельный расход топлива на отпуск теплоты $\epsilon_{ТЭ}$	кг усл. т./Гкал	169,3	169,3
Увеличение годового расхода топлива на выработку электроэнергии $B_{ТЭ}^{доп} = \mathcal{E}_{выр}^{доп} / 1\,000$	тыс. т усл. т.	$7,96 \cdot 211,8 / 1\,000 = 1,69$	$2,38 \cdot 211,8 / 1\,000 = 0,50$
Фактический удельный расход топлива на отпуск электроэнергии	г усл. т./кВт·ч	211,8	211,8
Увеличение годового расхода топлива на МТЭЦ-4	тыс. т усл. т.	3,85	1,11
			4,96

Д.5.3.3 Предложения по тепловым сетям

Проведенный гидравлический расчет показал, что для подключения нового жилого района требуется прокладка трубопровода 2Ду 200 мм протяженностью 1 км.

Вид прокладки – подземная бесканальная предизолированными трубопроводами. Вид теплоносителя – сетевая вода. Способ регулирования – центральный качественно-количественный, с местным количественным регулированием в ИТП. Температурный график отпуска тепловой энергии – 120/70 °С.

В приложении должна быть приведена схема тепловых сетей по варианту 3.

Д.5.3.4 Определение капиталовложений по варианту 3

Расчет капитальных вложений по варианту 3 приведен в таблице Д.12.

Таблица Д.12 – Расчет капиталовложений по варианту 3

Оборудование	Стоимость единицы по аналогу (прайс-листу), долл. США	Количество по варианту	Стоимость по варианту, млн. долл. США
Строительство теплотрассы 2Ду 200 мм протяженностью 1 км	500 000 долл./км	1 км	0,500
Строительство квартальных тепловых сетей	8 690 долл. / 1 000 м ²	64,5 м ²	0,560
Строительство ИТП	23 256 долл./шт.	28 шт.	0,651
Всего			1,711

Д.6 Оценка эффективности инвестиций в варианты теплоснабжения объекта и выбор из них наиболее экономичного

Д.6.1 Для технико-экономического сравнения вариантов они должны быть уравнены по величине отпуска тепловой энергии потребителям, который в данном случае составляет 15,26 тыс. Гкал. Дополнительные потери по вариантам 2 и 3 относятся к собственным нуждам системы теплоснабжения.

Уравнивание по отпуску электроэнергии осуществляется за счет использования замещающей КЭС при расчете приведенных затрат.

Д.6.2 Подробный пример расчета эффективности инвестиций приведен в [17].

Расчет проводится при следующих условиях:

- а) срок жизни проекта принимается – 25 лет (срок службы оборудования);
- б) шаг расчета – один год;
- в) коэффициент дисконтирования принимается на уровне прогнозируемой ставки рефинансирования Нацбанка Беларуси – 10 %;
- г) курс пересчета на момент начала проекта – 2 829 руб./долл. США;
- д) расчет проводится в постоянных ценах (без учета инфляции);
- е) срок службы ИТП по варианту 1 – 15 лет, оборудования блок-станции – 25 лет, теплосетей – 30 лет;
- ж) в связи с отсутствием официальных данных по прогнозу изменения стоимости топлива и тарифов на энергию на 25-летний период он может быть определен следующим образом:
 - в 2009 году среднегодовая стоимость природного газа составила 175 долл./тыс. м³ (125 долл./т усл. т.), средний по энергосистеме на момент расчета тариф на электрическую энергию – 270 руб./кВт·ч, на тепловую энергию – 58 000 руб./Гкал;
 - на период до 2034 года принимается, что Беларусь постепенно выйдет на оплату природного газа по мировым ценам, которая в настоящее время составляет 360 долл./тыс. м³ (316 долл./т усл. т.);
 - прирост тарифов на тепловую и электрическую энергию принимается в размере 50 % от прироста стоимости природного газа.

Прогноз изменения стоимости природного газа и тарифов на энергию приведен на рисунке Д.1.

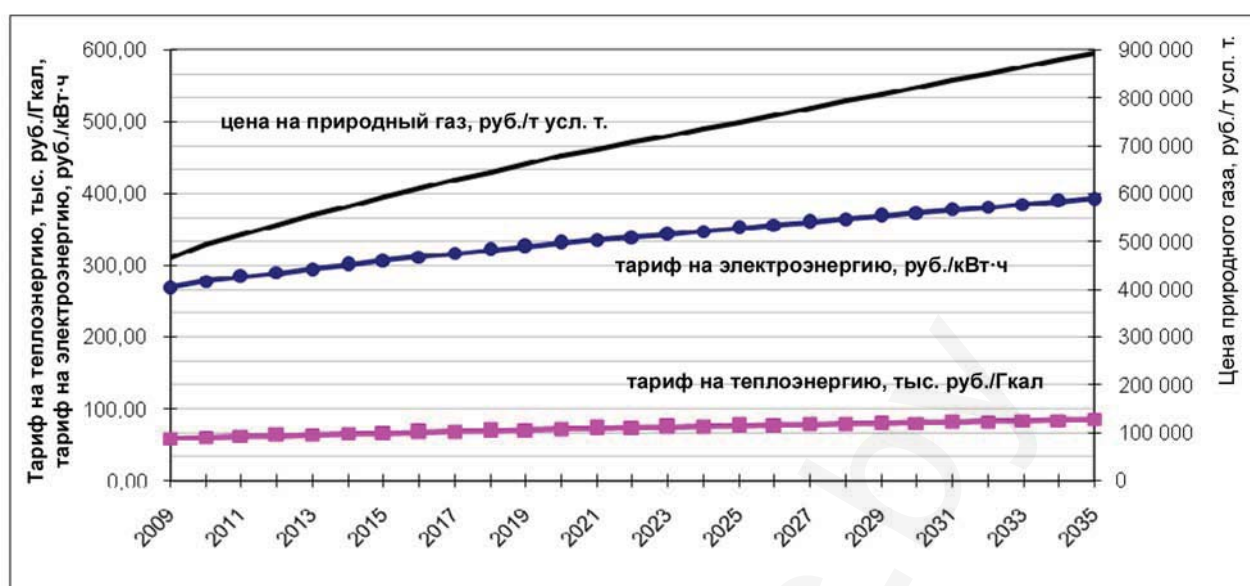


Рисунок Д.1 – Ожидаемое изменение стоимости природного газа и тарифов на энергию

Д.6.3 На основании рассчитанных технико-экономических показателей по вариантам, а также с учетом заданных рисунком Д.1 тарифов на тепловую и электрическую энергию составляется программа производства и реализации продукции.

Для упрощения расчетов принимается, что после полной застройки района дальнейшего изменения отпуска тепловой, электрической энергии, расходов топлива не происходит, то есть годовые технико-экономические показатели сохраняются постоянными.

При определении годовой выручки от реализации товарной продукции принимается:

а) по варианту создания СДТ (вариант 1):

– потребление тепловой энергии осуществляется по себестоимости ее выработки;

б) по варианту строительства коммунального теплоисточника (вариант 2):

– энергосистема покупает электроэнергию у ведомственных блок-станций первые 10 лет по тарифу, равному 85 % (со снижением в дальнейшей до 70 %) от среднего по энергосистеме тарифа на электроэнергию $\tau_{ээ}$, руб./кВт·ч (в каждом конкретном случае величина тарифа должна уточняться по [28]);

– в связи с отсутствием утвержденного тарифа по новому энергоисточнику в расчете принимается, что тепловая энергия от блок-станций отпускается по тарифу, включающему в себя себестоимость, НДС, 30%-ную прибыль и отчисления от выручки.

Расчет выручки от реализации товарной продукции в 2013 году (первый год работы на полную тепловую мощность) по вариантам приведен в таблице Д.13.

Таблица Д.13 – Расчет выручки от реализации товарной продукции за первый год работы с расчетной тепловой нагрузкой

Варианты	Формула	Выручка от реализации $V_{ыр}$, млн руб.
Вариант 1	$Q_{отп} C_{тэ} / 1\ 000$	$15,26 \cdot 85,169 = 1\ 300$
Вариант 2	$\mathcal{E}_{отп} 0,85 \tau_{ээ} + Q_{отп} \tau_{тэ}^B / 1\ 000$	$7,3 \cdot 0,85 \cdot 296 + 15,26 \cdot 15\ 5154 = 1\ 841 + 2\ 378 = 4\ 219$
Вариант 3	$\mathcal{E}_{отп} \tau_{ээ} + Q_{отп} \tau_{тэ} / 1\ 000$	$10,34 \cdot 296 + 15,26 \cdot 63,752 = 3\ 056 + 973 = 4\ 029$

В таблице Д.13:

$\tau_{тэ}^B$ – ведомственный тариф на тепловую энергию, руб. Принимается $\tau_{тэ}^B = C_{тэ} + \text{НДС} + \text{Налог на прибыль} = 101\ 607 \cdot 1,18 \cdot 1,3 = 155\ 865$ руб./Гкал;

0,18 – налог на добавленную стоимость в 2009 году.

Так как при разработке ТЭО выполнение разделов «Охрана окружающей среды» и «Организация производства» не является обязательным, расчет производственных издержек допускается выполняться без учета количества вредных выбросов, потребления и стоков воды, численности работающих.

Пример расчета ориентировочных производственных издержек на 2013 год приведен в таблице Д.14.

Таблица Д.14 – Расчет производственных издержек в 2013 году

Показатели	Формула	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
Капитальные вложения на 2013 год K , млн руб.	Капвложения в млн долл. \times курс \times количество за период	$3,32 \cdot 2\,829 = 9\,392$	$2,832 \cdot 2\,829 = 8\,012$	$1,711 \cdot 2\,829 = 4\,840$
Основные фонды $ОФ$, млн руб.	Капвложения без НДС	$9\,392 / 1,18 = 7\,960$	$8\,012 / 1,18 = 6\,790$	$4\,840 / 1,18 = 4\,102$
Амортизационные отчисления $Ам$, млн руб.	$ОФ \cdot (100 / n) / 100$	–	$6\,790 \cdot (100 / 25) / 100 = 272$	$4\,102 \cdot (100 / 25) / 100 = 164$
Стоимость топлива $С_{топ}$, млн руб.	$B \cdot c_T / 1\,000$	$2,34 \cdot 554,484 = 1\,297$	$3,59 \cdot 554,484 = 1\,991$	$4,96 \cdot 554,484 = 2\,750$
Капитальный и текущий ремонт KP , млн руб.	$k \cdot Ам$	–	$272 \cdot 20\% = 54$	$164 \cdot 10\% = 16$
Суммарные производственные издержки I_t , млн руб.	$С_{топ} + KP + Ам$	1 297	$1\,991 + 272 + 54 = 2\,317$	$2\,750 + 164 + 16 = 2\,930$

В таблице Д.14:

k – затраты на капитальный, текущий ремонт и техническое обслуживание, млн руб. Принимается для ИТГ – 2 % в год от величины амортизационных отчислений, для блок-станции – 20 %, для централизованных теплоисточников – 10 %.

Пример расчета чистого дисконтированного дохода в 2013 году приведен в таблице Д.15.

Таблица Д.15 – Расчет чистого дисконтированного дохода в 2013 году

Показатели	Формула	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
Приток денежных средств $П_t$, млн руб.	$Выр + Ам$	1 297	$4\,212 + 272 = 4\,492$	$4\,031 + 164 = 4\,195$
Отток наличности $З_t$, млн руб.	$K_t + I_t - Ам + Налоги$	$0 + 1\,297$	$0 + 2\,317 - 272 + 841 = 2\,886$	$0 + 2\,930 - 164 + 556 = 3\,323$
Налоги, млн руб.	Рассчитываются по действующему законодательству		841	556
Чистый доход, млн руб.	$П_t - З_t$	0	1 606	870
Дисконтированный доход в 2013 году, млн руб.	$\frac{П_t - З_t}{(1 + p)^t}$	0	$1\,606 / (1 + 0,1)^2 = 1\,327$	$870 / (1 + 0,1)^2 = 719$
Чистый дисконтированный доход с нарастающим итогом до 2013 года, ЧДД	$\sum_{2011}^{2013} \frac{П_t - З_t}{(1 + p)^t}$		– 4 501	– 2 706

В таблице Д.15:

K_t – капиталовложения в рассматриваемом году, млн руб. При расчете принято, что капиталовложения в варианты осуществлялись равномерно в течение двух лет с 2011 по 2012 год, т. е. в 2013 году $K_t = 0$.

Расчет приведенных затрат по вариантам приведен в таблице Д.16.

Таблица Д.16 – Расчет приведенных затрат в 2013 году

Показатели	Размерность	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
Годовой отпуск тепловой энергии, всего	тыс. Гкал	15,26		
в т. ч. по рассматриваемому проекту		15,26	15,26	15,26
Годовой отпуск электроэнергии всего $\mathcal{E}_{\text{сум}}$	млн кВт·ч	10,34		
в т. ч. по рассматриваемому проекту $\mathcal{E}_{\text{отп}}$		0,0	7,33	10,34
по замещающей КЭС $\mathcal{E}_{\text{зам}} = \mathcal{E}_{\text{сум}} - \mathcal{E}_{\text{отп}}$		10,34	3,01	0,0
Годовой расход топлив всего $V_{\text{сум}}$	тыс. т усл. т.	5,27	4,44	4,96
в т. ч. по рассматриваемому проекту (из ТЭП)		2,34	3,59	4,96
по замещающей КЭС $\mathcal{E}_{\text{зам}} \cdot 1,05 \cdot 270 / 1\,000$		2,93	0,85	0,0
Капиталовложения всего $K_{\text{сум}}$	млн руб.	13 892	9 560	4 840
в т. ч. по рассматриваемому проекту		9 392	8 012	4 840
по замещающей КЭС $\mathcal{E}_{\text{зам}} / 6\,500 \cdot 1\,000 \cdot \text{курс}$		4 500	1 548	0
Приведенные затраты $ЗП_t$ $(K_{\text{сум}} + V_{\text{сум}} \cdot c_{\text{т}} / 1\,000) \times (1 + p_t)^{-t}$	млн руб.	13 899	10 010	6 436

В таблице Д.16:

270 – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии на новом теплоисточнике с парогазовым блоком, г усл. т./кВт·ч;

6 500 – число часов работы установленной теплофикационной мощности нового энергоисточника;

1 000 – удельная стоимость установленного кВт для парогазового блока, долл./кВт.

Аналогичные расчеты выполняются по всем годам жизни проекта. Приведенные затраты и чистый дисконтированный доход считаются нарастающим итогом с первого по последний год жизни проекта.

Результаты расчета финансовой эффективности трех рассмотренных вариантов приведены в таблице Д.17 и на рисунке Д.2.

Таблица Д.17 – Исходные данные и результаты расчета финансовой эффективности вариантов

Показатель	Размерность	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
Годовой отпуск тепловой энергии	тыс. Гкал	15,26	15,26	15,26
	млн руб.	1299,7	2378,5	972,9
Годовой отпуск электроэнергии	млн кВт·ч	0,00	7,33	10,34
	млн руб.	0,0	1 841,4	3 056,0
Расход топлива	тыс. т усл. т.	2,34	3,59	4,96
Капиталовложения за 25 лет	млн руб.	16 436,5	8 011,7	4 840,4
	млн долл.	5,8	2,8	1,2
Показатели эффективности вариантов				
Динамический срок окупаемости	лет	> 26	7	8
Чистый дисконтированный доход на 2035 год	млн руб.	– 10 736	8 463	2 983
Внутренняя норма рентабельности	%	–	20,0	19,9

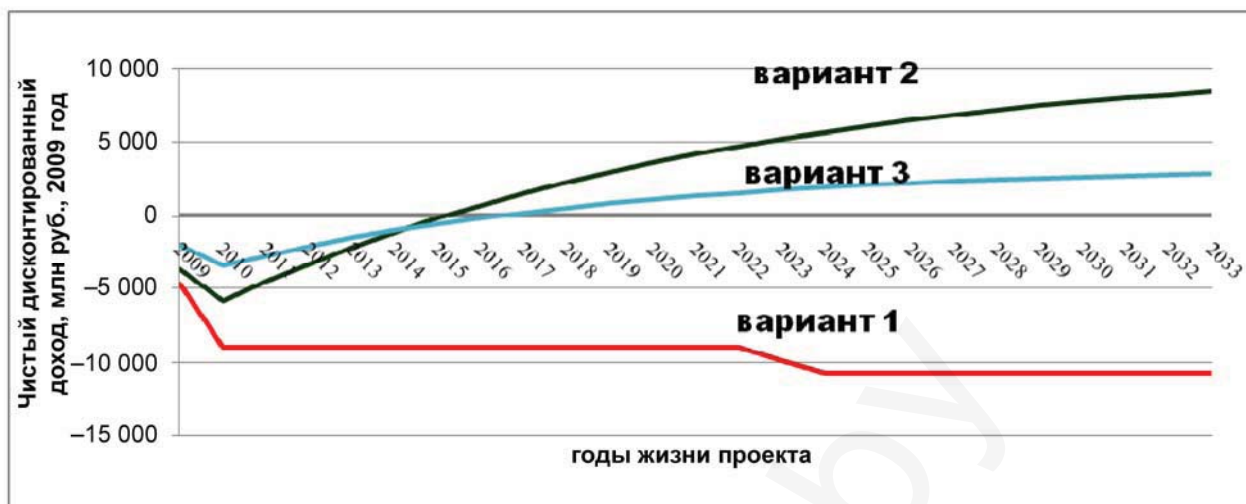


Рисунок Д.2 – Изменение чистого дисконтированного дохода по вариантам

Как видно из результатов расчетов, в данном случае с точки зрения инвестора по максимуму чистого дисконтированного дохода и минимуму срока окупаемости оптимальным является вариант развития системы теплоснабжения нового района на базе новой блок-станции. Однако с точки зрения государства минимум приведенных затрат за счет минимизации капиталовложений соответствует подключению новой нагрузки к системе централизованного теплоснабжения.

Библиография

- [1] Правила пользования тепловой энергией
Утверждены постановлением Министерства экономики Республики Беларусь 19 января 2006 г. № 9
- [2] Республиканская программа энергосбережения на 2006 – 2010 годы
Утверждена постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 2 февраля 2006 г. № 137
(Национальный реестр правовых актов Республики Беларусь, 2006 г., № 24, 5/17219)
- [3] Концепция энергетической безопасности Республики Беларусь
Утверждена Указом Президента Республики Беларусь от 17 сентября 2007 г. № 433
- [4] Государственная комплексная программа модернизации основных производственных фондов Белорусской энергетической системы, энергосбережения и увеличения доли использования в республике собственных топливно-энергетических ресурсов на период до 2011 года
Утверждена Указом Президента Республики Беларусь от 15 ноября 2007 г. № 575
- [5] Положение о финансировании, разработке, согласовании и утверждении схем теплоснабжения городов, населенных пунктов, промышленных узлов и отдельных предприятий промышленности и сельского хозяйства на территории Республики Беларусь
Утверждено приказом Государственного комитета Республики Беларусь по экономике и планированию, Министерства энергетики Республики Беларусь и Министерства жилищно-коммунального хозяйства Республики Беларусь от 31 марта 1994 г. № 12/20/21 (зарегистрировано в Реестре государственной регистрации 31 марта 1994 г. № 303/12)
- [6] Закон Республики Беларусь «Об охране окружающей среды» от 26 ноября 1992 г. (в редакции от 8 июля 2008 г.)
- [7] Соколов, Е. Я. Теплофикация и тепловые сети. – М.: Издательский дом МЭИ, 2009. – 472 с.
- [8] Манюк, В. И., Каплинский, Я. И., Хиж, Э. Б. и др. Справочник по наладке и эксплуатации водяных тепловых сетей. – М.: Стройиздат, 1988. – 435 с.
- [9] Методические указания по нормированию потребления тепловой и электрической энергии в учреждениях и организациях социальной сферы. – Мн.: Госкомэнергоэффективности РБ, 2003
- [10] Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций. ВНТП 81
- [11] Постановление Совета Министров от 19 июня 1998 г. № 965 «О мерах по усилению работы по реализации энергосберегающей политики в республике» (п. 9)
- [12] Соловьев, Ю. П. Проектирование теплоснабжающих установок для промышленных предприятий. – М.: Энергия, 1978. – 191 с.
- [13] Соловьев, Ю. П. Проектирование крупных центральных котельных для комплекса тепловых потребителей. – М.: Энергия, 1976. – 189 с.
- [14] Рыжкин, В. Я. Тепловые электрические станции. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 327 с.
- [15] Водяные тепловые сети : справочное пособие по проектированию ; под редакцией Н. К. Громова, Е. П. Шубина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1988
- [16] Зингер, Н. М. Гидравлические и тепловые режимы теплофикационных систем. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 320 с.
- [17] Практические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике
Утверждено приказом РАО «ЕЭС России» от 7 февраля 2000 г. № 54
- [18] Инструкция по определению эффективности использования средств, направляемых на выполнение энергосберегающих мероприятий
Утверждена постановлением Министерства экономики Республики Беларусь, Министерства энергетики Республики Беларусь и Комитета по энергоэффективности при Совете Министров Республики Беларусь 24 декабря 2003 г. № 252/45/7

- [19] Методика расчета потерь тепловой энергии в сетях теплоснабжения с учетом их износа, срока и условий эксплуатации
Утверждена постановлением от 29 сентября 2006 г. № 2 Комитета по энергоэффективности при Совете Министров Республики Беларусь
- [20] Вукалович, М. П. Теплофизические свойства воды и водяного пара. – М.: Машиностроение, 1967. – 160 с.
- [21] Методические указания для определения удельных расходов топлива на отпущенную с ТЭЦ электроэнергию и теплоэнергию (уточнение). – М.: Внипэнергопром, 1977
- [22] Методика определения потребности в топливе, электроэнергии и воде при производстве и передаче тепловой энергии и теплоносителей в системах коммунального теплоснабжения, МДК 4-05.2004
Утверждена заместителем председателя Госстроя России 12 августа 2003 г.
- [23] Методические указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования. РД 34.08.552-95
Утверждены Министром топлива и энергетики, заместителем Министра экономики Российской Федерации, президентом Российского акционерного общества энергетики и электрификации «ЕЭС России» 24 ноября 1995 г.
- [24] Инструкция по составлению технического отчета о тепловой экономичности работы электростанции
Утверждена главным инженером Главного технического управления по эксплуатации энергосистем 1 июня 1971 г.
- [25] Цанев, С. В., Буров, В. Д., Ремезов, А. Н. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций. – М.: МЭИ, 2006. – 580 с.
- [26] Правила по разработке бизнес-планов инвестиционных проектов
Утверждены постановлением Министерства экономики Республики Беларусь 31 августа 2005 г. № 158
- [27] Сценарные условия развития электроэнергетики на 2008 – 2011 годы с перспективой до 2030 года
Утверждены приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 5 июля 2007 г. № 444
- [28] О тарифах на электрическую энергию, производимую в Республике Беларусь юридическими лицами, не входящими в состав Белорусского государственного энергетического концерна, и индивидуальными предпринимателями и отпускаемую энергоснабжающим организациям данного концерна
Утверждено постановлением Министерства экономики Республики Беларусь 31 мая 2006 г. № 91
- [29] Методические рекомендации по определению сметной стоимости строительства на основе объектов-аналогов и укрупненных сметных нормативов стоимости. РСН 8.01.106-2008
- [30] Об индексах изменения стоимости строительно-монтажных, ремонтно-строительных и реставрационно-восстановительных работ
Приказы Минстройархитектуры РБ
- [31] Методические указания по определению стоимости строительства в текущем уровне цен, расчету и применению индексов цен в строительстве. РСН 8.01.105-2007
- [32] Коэффициенты изменения стоимости видов (групп) основных средств
Данные Министерства статистики и анализа Республики Беларусь
- [33] Основные положения по составу затрат, включаемых в себестоимость продукции (работ, услуг)
Утверждены Минэкономики РБ 26 января 1998 г. № 19-12/397
- [34] Временный республиканский классификатор основных средств и нормативные сроки их службы
Утвержден постановлением Министерства экономики РБ от 21 ноября 2001 г. № 186