

Департамент по энергоэффективности Государственного  
комитета по стандартизации Республики Беларусь



АВГУСТ 2016

# ЭНЕРГО

## ЭФФЕКТИВНОСТЬ

«Всеядные» газовые двигатели GE Jenbacher



Дистрибьютор  
GE Jenbacher gas engines

**FILTER**

T. +375 17 237 93 63 Ф. +375 17 237 93 64  
filter@filter.by filter.by



Об итогах работы  
по энергосбережению  
за первое полугодие

Стр. **2**

Международное  
энергетическое  
агентство – о Беларуси

Стр. **9**

Получение электроэнергии  
и тепла из биогаза  
в двигателях GE JENBACHER

Стр. **12**

Составляем ТЭО  
для энергосберегающих  
мероприятий

Приложение



ВЫКЛЮЧИ!  
ВЫКЛЮЧИ! ВЫКЛЮЧИ! ВЫКЛЮЧИ!  
**ВЫКЛЮЧИ!**  
ВЫКЛЮЧИ! ВЫКЛЮЧИ!  
ВЫКЛЮЧИ!

«Не погуби гармонию красоты». Плакат Карима Темиргаева, УО «Витебский государственный индустриально-строительный колледж», победитель областного этапа конкурса проектов по экономии и бережливости «Энергомарафон-2015» в номинации «Художественная работа по пропаганде эффективного и рационального использования энергоресурсов»



Ежемесячный научно-практический журнал.  
Издается с ноября 1997 г.

8 (226) август 2016

#### Учредители:

Департамент по энергоэффективности Государственного комитета по стандартизации Республики Беларусь  
Инвестиционно-консультационное республиканское унитарное предприятие «Белинвест-энергосбережение»

#### Редакция:

Редактор Д.А. Станюта  
Дизайн и верстка В.Н. Герасименко  
Подписка и распространение Ж.А. Мацко  
Реклама А.В. Филипович

#### Редакционный совет:

**Л.В.Шенец**, к.т.н., первый зам. Министра энергетики Республики Беларусь, главный редактор, председатель редакционного совета

**В.А.Бородуля**, д.т.н., профессор, член-корреспондент НАН Беларуси, зам. председателя редакционного совета

**А.В.Вавилов**, д.т.н., профессор, генеральный директор БИОНОСТМ, иностранный член РААСН

**Б.И.Кудрин**, д.т.н., профессор, Московский энергетический институт

**С.П.Кундас**, д.т.н., профессор кафедры ЮНЕСКО «Энергосбережение и возобновляемые источники энергии» БНТУ

**И.И.Лиштван**, д.т.н., профессор, академик, главный научный сотрудник Института природопользования НАН Беларуси

**В.Ф.Логинов**, д.т.н., профессор, академик, главный научный сотрудник Института природопользования НАН Беларуси

**А.А.Михалевич**, д.т.н., академик, зам. академика-секретаря Отделения физико-технических наук, научный руководитель Института энергетики НАН Беларуси

**Ф.И.Молочко**, к.т.н., РУП «БЕЛТЭИ»

**В.М.Овчинников**, к.т.н., профессор, руководитель НИЦ «Экологическая безопасность и энергосбережение на транспорте» БелГУТа

**В.А.Седнин**, д.т.н., профессор, зав. кафедрой промышленной теплоэнергетики и теплотехники БНТУ

**Г.Г.Трофимов**, д.т.н., профессор, президент СИЭ Республики Казахстан

**С.В.Черноусов**, к.т.н., директор департамента по ядерной энергетике Министерства энергетики Республики Беларусь

#### Издатель:

РУП «Белинвест-энергосбережение»

**Адрес редакции:** 220037, г. Минск,

ул. Долгобродская, 12, пом. 2Н.

Тел./факс: (017) 245-82-61

E-mail: uvic2003@mail.ru

Цена свободная.

В соответствии с приказом Высшей аттестационной комиссии Республики Беларусь от 10 июля 2012 г. № 84 журнал «Энергоэффективность» включен в Перечень научных изданий Республики Беларусь.

Журнал зарегистрирован Министерством информации Республики Беларусь. Свид. № 515 от 16.06.2009 г. Публикуемые материалы отражают мнение их авторов. Редакция не несет ответственности за содержание рекламных материалов. Перепечатка информации допускается только по согласованию с редакцией.

© «Энергоэффективность»

Отпечатано в ГОУПП «Гродненская типография»

Адрес: 230025 г. Гродно, ул. Полиграфистов, 4

Лиц. №02330/39 до 29.03.2019

Формат 62:94 1/8. Печать офсетная. Бумага мелованная.

Подписано в печать 22.08.2016. Заказ 4163. Тираж 940 экз.

Журнал в интернет [www.bies.by](http://www.bies.by), [www.energoeffekt.gov.by](http://www.energoeffekt.gov.by)

## СОДЕРЖАНИЕ

### Энергосмесь

**1 ПОЛОВИНА КВОТ ЕЩЕ НЕ РАСПРЕДЕЛЕНА**  
*и другие новости*

### На коллегии департамента

**2 ОБ ИТОГАХ РАБОТЫ ПО**  
**ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ ЗА ПЕРВОЕ**  
**ПОЛУГОДИЕ 2016 ГОДА**

**3 РЕКОНСТРУКЦИЯ МОГИЛЕВСКИХ ТЭЦ**  
**ПОЗВОЛЯЕТ ПОВЫСИТЬ**  
**ИХ ЭФФЕКТИВНОСТЬ**

### Международное сотрудничество

**5 «МЕЖДУНАРОДНЫЙ ФОРУМ ПО**  
**ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ И**  
**ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ-2016»**  
**В СМОЛЕНСКЕ**

**5 СОСТОЯЛАСЬ ВСТРЕЧА С КИТАЙСКОЙ**  
**КОМПАНИЕЙ DONGGUAN KINGSUN**  
**ОРТООLECTRONIC CO., LTD**

### Вести из регионов

**6 НАСТОЙЧИВОСТЬ, ИНИЦИАТИВА,**  
**ТВОРЧЕСКИЙ ПОДХОД И СИСТЕМНАЯ**  
**РАБОТА И.С. Лемешова**

**8 ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ**  
**В РЫБОВОДНОМ ИНДУСТРИАЛЬНОМ**  
**КОМПЛЕКСЕ УО «БГСХА» В ГОРКАХ**  
*Л.А. Саврицкий*

**8 КИРПИЧ – ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИМ**  
**МЕТОДОМ ПЛАСТИЧЕСКОГО**  
**ФОРМОВАНИЯ Ю.М. Ковалев**

### Возобновляемая энергетика

**9 ИТОГИ ПИЛОТНОГО ИССЛЕДОВАНИЯ**  
**МЭА ПО МЕТОДИКЕ ОЦЕНКИ**  
**ВНЕДРЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ**  
**ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ**  
**И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ**

### Когенерация

**12 «ВСЕЯДНЫЕ» ГАЗОВЫЕ ДВИГАТЕЛИ**  
**GE JENBACHER Н.Г. Петреева,**  
*Представительство АО FILTER*  
*в Республике Беларусь*

### Зарубежный опыт

**14 ЧИСТЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ**  
**ТЕХНОЛОГИИ НА СЛУЖБЕ У КРУПНЕЙШЕЙ**  
**ЭКОНОМИКИ МИРА**  
*В.Т. Крецкий, И.В. Елисеева*

### Научные публикации

**20 ОЦЕНКА ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ**  
**ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ**  
**ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СИСТЕМ**  
**ВОДОСНАБЖЕНИЯ И ВОДООТВЕДЕНИЯ**  
*Н.В. Грунтович, А.А. Капанский*

### Приложение

### Официально

**АКТУАЛИЗИРОВАННЫЕ**  
**МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ**  
**ПО СОСТАВЛЕНИЮ ТЭО**  
**ДЛЯ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ**  
**МЕРОПРИЯТИЙ**

### Энергосмесь

## Половина квот еще не распределена

По состоянию на 1 июля 2016 года суммарная электрическая мощность блок-станций, отпускающих электрическую энергию в сети энергоснабжающих организаций, составила 780,5 МВт, в том числе установок по использованию возобновляемых источников энергии – 107,9 МВт.

Почти 55% квот на создание установок по использованию возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в 2016–2019 годах еще не распределены. На 2016–2019 годы на создание установок

по использованию возобновляемых источников энергии установлены квоты в объеме 215 МВт, из которых на 2016–2018 годы распределено только 97,6 МВт.

Таким образом, для реализации установленных квот в полном объеме претенденты на создание установок по использованию возобновляемых источников энергии могут подавать заявки и участвовать в конкурсе на получение оставшегося объема квот.

*Пресс-служба Минэнерго, БЕЛТА*

#### УВАЖАЕМЫЕ АВТОРЫ!

Журнал «Энергоэффективность» входит в Перечень научных изданий Республики Беларусь для опубликования диссертационных исследований. Приглашаем к сотрудничеству!

**Т./ф.: (017) 245-82-61, 299-56-91. E-mail: uvic2003@mail.ru**

#### УВАЖАЕМЫЕ РЕКЛАМОДАТЕЛИ!

По всем вопросам размещения рекламы, подписки и распространения журнала обращайтесь в редакцию.

# ОБ ИТОГАХ РАБОТЫ ПО ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ ЗА ПЕРВОЕ ПОЛУГОДИЕ 2016 ГОДА

По итогам первого полугодия 2016 года за счет работы по энергосбережению в республике достигнуто снижение обобщенных энергозатрат на 1,2 процента по отношению к уровню соответствующего периода прошлого года. Все республиканские органы государственного управления и иные государственные организации, подчиненные Правительству Республики Беларусь, все облисполкомы и Минский горисполком выполнили установленные на первое полугодие целевые показатели энергосбережения.

## Экономия энергоресурсов

На 2016 год была поставлена задача по экономии ТЭР в объеме 1 млн т у.т., из которых 350 тыс. т у.т. планировалось сэкономить в первом полугодии. В соответствии с государственной статистической отчетностью по форме 4-энергосбережение (Госстандарт) экономия ТЭР по итогам января-июня за счет мероприятий по энергосбережению составила 539,5 тыс. т у.т.

По основным направлениям энергосбережения экономия энергоресурсов распределилась следующим образом:

- внедрение в производство современных энергоэффективных и повышение энергоэффективности действующих технологий, процессов, оборудования и материалов в производстве – 132 тыс. т у.т.;

- оптимизация теплоснабжения – 83,2 тыс. т у.т.;

- увеличение использования местных топливно-энергетических ресурсов – 81,9 тыс. т у.т.;

- ввод генерирующего оборудования – 50,3 тыс. т у.т.;

- увеличение термосопротивления ограждающих конструкций зданий, сооружений и жилищного фонда – 24,2 тыс. т у.т.;

- повышение эффективности работы ко-

тельных и технологических печей – 22,9 тыс. т у.т.;

внедрение автоматических систем управления освещением и энергоэффективных осветительных устройств, секционного разделения освещения – 20,6 тыс. т у.т.

## Использование местных ТЭР

На 2016 год установлен показатель 14,2 процента по доле местных ТЭР в валовом потреблении ТЭР. По итогам января-мая 2016 года, согласно данным Нацстата, доля местных ТЭР в валовом потреблении ТЭР доведена до 13,7 процента и увеличена к уровню соответствующего периода прошлого года на 0,1 процента.

Показатели по доле местных ТЭР в котельно-печном топливе с учетом поквартальной разбивки в основном выполнены всеми республиканскими органами государственного управления, иными подчиненными правительству государственными организациями, облисполкомами и Минским горисполкомом. Вместе с тем, анализ результатов работы органов госуправления по увеличению доли местных ТЭР в котельно-печном топливе в январе-июне 2016 года показывает, что Брестским и Гомельским облисполкомами, концерном «Беллесбумпром» не обеспечены необхо-

димые темпы увеличения доли местных ТЭР в котельно-печном топливе и допущено снижение потребления местных ТЭР к уровню соответствующего периода прошлого года. Незначительное отставание в выполнении задания имеют Минпром и концерн «Беллегпром».

## Ввод энергоисточников, работающих на местных видах топлива

В 2016 году в соответствии с подпрограммой «Развитие местных топливно-энергетических ресурсов, в том числе возобновляемых источников энергии» Государственной программы «Энергосбережение» предусмотрено ввести в эксплуатацию 31 энергоисточник на местных видах топлива суммарной тепловой мощностью 87 МВт.

За январь-июнь 2016 года фактически введено в эксплуатацию:

- 3 энергоисточника на древесном и торфяном топливе суммарной тепловой мощностью 14,2 МВт (РУП «Логойский комхоз», г. Логойск – 2 МВт, УКПП «Чериковский жилищкомхоз», г. Чериков – 4,2 МВт, Могилевское УКП «Жилкомхоз», агрогородок Кадино – 8 МВт);

- 2 биогазовые установки суммарной электрической мощностью 1,65 МВт (РСДУП «Экспериментальная база «Зазерье», Пуховичский район – 0,25 МВт, СЗАО «ТДФ Экотех-Северный», ТКО «Северный» – 1,4 МВт);

- 1 фотоэлектрическая станция суммарной электрической мощностью 5,6 МВт (ЗАО «Модус Проджеткс», д. Рудошаны Мядельского района Минской области);

- 5 ветроэнергетических установок суммарной мощностью 7,5 МВт (РУП «Гродноэнерго», Новогрудский район, н.п. Грабники).



## Реализация мероприятий региональных и отраслевых программ энергосбережения

В соответствии с отраслевыми и региональными программами энергосбережения на 2016 год предусматривается ввести в эксплуатацию 434,07 МВт электрогенерирующих мощностей. За первое полугодие введено в эксплуатацию электрогенерирующее оборудование общей установленной мощностью 261,23 МВт, или 60,2 процента от запланированной. Кроме упомянутых выше энергоисточников, в число этих мощностей вошли также: РУП «Брестэнерго» – 238,12 МВт; концерн «Белнефтехим», ОАО «ГродноАзот» – 5,12 МВт; ОАО «Завод горного воска» – 3 МВт; УП «Минскхлебпром» – микротурбина мощностью 0,18 МВт.

## Финансирование программ по энергосбережению

При реализации общего комплекса энергосберегающих мероприятий в рамках краткосрочных программ энергосбережения и перечня основных мероприятий в сфере энергосбережения на первое полугодие за счет всех источников финансирования освоено 20,5 процента общего объема средств, запланированных на 2016 год.

93,9 процента общего объема использованных инвестиций направлены на выполнение задачи обеспечить заданный объем экономии ТЭР в рамках подпрограммы 1 «Повышение энергоэффективности».

Реализация общего комплекса энергосберегающих мероприятий Государственной программы «Энергосбережение» в отчетном периоде осуществлялась главным образом за счет собственных средств организаций (64,6 процента) и кредитных ресурсов банков (20,1 процента).

Для финансирования мероприятий Государственной программы в 2016 году предусмотрено выделить 152 339,93 млн рублей средств республиканского бюджета, из которых 25 897,8 млн рублей – в январе-июне текущего года.

По состоянию на 30 июня 2016 года имела задолженность по оплате зарегистрированных в казначействе платежей за выполненные работы по программам энергосбережения за отчетный период на сумму 6198,5 млн рублей, что составляло 34,3 процента от заявленных платежей.

В первом полугодии поступило 6 155,85 млн рублей средств, выделенных ранее на финансирование энергосберегающих мероприятий на возвратной основе; из них в рамках программ энергосбережения использовано 379,41 млн рублей.

## Надзор за рациональным использованием ТЭР

По итогам работы за январь-июнь 2016 года региональные управления по надзору за ▶

# Реконструкция могилевских ТЭЦ позволяет повысить их эффективность

**Участники коллегии Департамента по энергоэффективности, состоявшейся в Могилеве 28 июля 2016 года, посетили Могилевские ТЭЦ-1 и ТЭЦ-3 и ознакомились с ходом и результатами их реконструкции.**

Районная котельная №3 (в настоящее время ТЭЦ-3) г. Могилева вошла в состав филиала «Могилевские теплосети» РУП «Могилевэнерго» в августе 1999 года. Ранее котельная принадлежала заводу «Могилевтрансмаш» и отпущала тепло в виде пара на производственные нужды завода, а также в виде подогретой воды на отопление и горячее водоснабжение жилых домов, производственных зданий и сооружений. Затем отпуск тепла в виде пара прекратился, а также существенно сократился отпуск тепла с подогретой водой в связи с уменьшившимися потребностями завода в данном теплоносителе.

Основным топливом котельной и реконструированной ТЭЦ-3 является природный газ; в качестве резервного топлива предусмотрен мазут.

В декабре 2013 года в рамках проекта Всемирного банка «Повышение энергоэффективности в Республике Беларусь» РУП «Могилевэнерго» выступило заказчиком реконструкции РК-3, включившей в себя установку электрогенерирующего оборудования. С момента окончания реконструкции станций на тепловом потреблении дополнительно выработано 197,625 млн кВт·ч электроэнергии. Это обеспечило замещение выработки электроэнергии на замыкающей КЭС и получение экономии ТЭР в объеме 29,5 тыс. т у.т., что эквивалентно экономии 25,7 млн куб. м газа.

Среднегодовой отпуск тепла после реконструкции составляет 166 008 Гкал, за первое полугодие текущего года отпущено 90 513 Гкал. Среднегодовой отпуск электрической энергии превышает 78 млн кВт·ч, за 6 месяцев нынешнего года отпущено 44 млн 369 тыс. кВт·ч. Среднегодовой удельный расход условного топлива на отпуск тепла составляет 168,27 кг/Гкал, на отпуск электроэнергии – 171,8 г/кВт·ч.

**Могилевская ТЭЦ-1** является важным энергетическим объектом города. ТЭЦ в настоящий момент осуществляет отпуск тепла в виде горячей воды для отопления и горячего водоснабжения коммунально-жилого сектора, промышленных предприятий и административно-бытовых зданий и сооружений юго-западной части города, а в виде пара – для производственных нужд промышленных предприятий. Вырабатываемая здесь электроэнергия отпущается в сеть Белорусской энергосистемы.



Основанием для реализации проекта модернизации ТЭЦ-1 явилась необходимость удовлетворения растущих потребностей в отоплении и горячем водоснабжении микрорайона Казимировка и проектируемого микрорайона Запад. Проект реализуется в рамках Государственной программы модернизации основных производственных фондов Белорусской энергетической системы, энергосбережения и увеличения доли использования в республике собственных топливно-энергетических ресурсов в 2006–2010 гг.

Проектом реконструкции предусматривается установка:

- газовой турбины LM 2500+ производства General Electric (США) и котла-утилизатора K-37/3,9-346 производства ЗАО «ТЭП-Холдинг» (РФ, г. Бийск);
- двух сетевых подогревателей с доохладителями конденсата;
- трех сетевых насосов;
- трех конденсатных насосов;

– закрытого распределительного устройства 10/6 кВ.

После завершения реконструкции установленная электрическая мощность станции увеличится с 21,2 МВт до 49 МВт; дополнительная годовая выработка электроэнергии на тепловом потреблении составит около 210,6 млн кВт·ч; удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии снизится до 162,8 г у.т./кВт·ч. Также с целью повышения эффективности использования топлива на реконструированную МТЭЦ-1 будет полностью передана зона теплоснабжения районной котельной №2, что позволит в дальнейшем провести консервацию РК-2. В рамках подготовки к передаче нагрузки ведется строительство и реконструкция 8 км магистральных тепловых сетей.

Государственной экологической экспертизой Минприроды выдано положительное заключение о влиянии проекта на окружающую среду и соблюдении экологической безопасности.

### Основные технико-экономические показатели

Показатель	До реконструкции	После реконструкции
Установленная электрическая мощность, МВт	21,2	49
Установленная тепловая мощность, Гкал/час	304	296
Годовой отпуск тепла, тыс. Гкал	763,3	
Годовой отпуск электроэнергии, млн кВт·ч	121,4	326,8
Удельный расход условного топлива – на отпуск электроэнергии, г/кВт·час	164,3	162,8
– на отпуск тепла, кг/Гкал	168,5	174,8
Годовой расход условного топлива, тыс. т у.т.	148,6	186,6

- деаэратора подпитки тепловой сети с подогревателем химической воды, охладителем подпитки, тремя насосами подпитки тепловой сети;
- гидрозатвора на обратном трубопроводе сетевой воды с баком перелива и перекачивающей насосной;
- строительство пункта подготовки газа (две дожимные компрессорные станции, два воздушных компрессора, азотная раampa);
- открытого распределительного устройства с двумя комплектными элегазовыми распределительными устройствами и двумя трансформаторами 110/10/6 кВ;

### Показатели экономической эффективности инвестиционного проекта

Чистый дисконтированный доход, млн руб.	76 112
Внутренняя норма доходности, %	12,8
Простой срок окупаемости, лет	9,4
Динамический срок окупаемости, лет	13,9

По материалам Департамента по энергоэффективности

рациональным использованием ТЭР провели 408 проверок и 405 мониторингов. Выявлены нерациональное использование ТЭР в размере 89,1 тыс. т у.т. Выдано 321 предписание и 212 рекомендаций по устранению нерационального расходования топлива, электрической, тепловой энергии и других нарушений действующего законодательства в сфере энергосбережения. За нарушение законодательства Республики Беларусь в сфере энергосбережения составлено 518 протоколов об административном правонарушении (по решениям судов взыскано 1073,5 млн рублей).

### Реализация международных проектов в сфере энергосбережения

В первом полугодии продолжилась реализация проекта «Повышение энергоэффективности в Республике Беларусь» (срок реализации – 2009–2017 годы, объем кредитных средств Международного банка реконструкции и развития – 125 млн долларов США). В настоящее время работы по реконструкции объектов проекта завершены. В целях освоения средств займа в максимальном объеме соответствующими заказчиками были определены и реализуются дополнительные мероприятия по повышению энергоэффективности на объектах проекта.

Всего в рамках основного займа проекта освоено 117,71 млн долларов США заемных

средств МБРР, в том числе 740 тыс. долларов США в 2016 году.

Продолжилась реализация проекта «Повышение энергоэффективности в Республике Беларусь (дополнительный заем)» (срок реализации – 2013–2017 годы, объем кредитных средств МБРР – 90 млн долларов США), в рамках которого выполняется реконструкция Гомельской ТЭЦ-1 и Могилевской ТЭЦ-1.

В рамках реализации контракта на реконструкцию Могилевской ТЭЦ-1 подрядчиком ведутся строительные-монтажные работы, начато выполнение пусконаладочных работ (срок завершения – 17 сентября 2016 года). В рамках реализации контракта на реконструкцию Гомельской ТЭЦ-1 подрядчиком ведутся работы по демонтажу старого оборудования на объекте, осуществляется подготовка площадок под новое оборудование и заливаются фундаменты (срок завершения работ – 30 июня 2017 года).

Всего в рамках дополнительного займа по проекту освоено 45,67 млн долларов США заемных средств МБРР, в том числе 4,82 млн долларов США в 2016 году.

В первом полугодии также продолжилась реализация проекта «Использование древесной биомассы для централизованного теплоснабжения» (срок реализации – 2014–2019 годы, объем кредитных средств МБРР – 90 млн долларов США), в рамках которого в Брестской,

Гомельской, Гродненской, Минской и Могилевской областях будут выполнены строительство и реконструкция 13 котельных организаций жилищно-коммунального хозяйства с обеспечением использования на них древесного топлива, в том числе со строительством мини-ТЭЦ на крупных районных котельных в Калинковичах, Барановичах и Волковыске.

К настоящему времени в рамках реализации мероприятий проекта завершены работы на двух объектах, заключены контракты на выполнение работ на восьми объектах (из них реализуются семь контрактов), проводятся конкурсные торги по выбору подрядной организации на выполнение работ на трех объектах.

Всего в рамках проекта освоено 16,81 млн долларов США заемных средств МБРР, в том числе 8,32 млн долларов США в 2016 году.

Продолжилась реализация проектов международной технической помощи ЕС/ПРООН «Разработка интегрированного подхода к расширению программы по энергосбережению» (срок реализации – 2013–2016 годы) и ПРООН/ГЭФ «Повышение энергетической эффективности жилых зданий в Республике Беларусь» (срок реализации – 2012–2016 годы). В рамках проектов выполняются работы по строительству энергоэффективных жилых домов и реконструкции демонстрационных объектов учреждений образования с применением энергосберегающих технологий. ■



Технологии и оборудование

Инвестиции

Инжиниринг - Поставка - Строительство

Консалтинг

Сервис

Группа компаний ТЭС ДКМ  
ООО «Межрегиональная энергетическая компания»  
220114, г. Минск, пр-т Независимости 117А, 15 этаж  
Тел.: +37517 3965113 Факс: +37517 3965112  
office@iec-energy.by

www.iec-energy.by

## Оборудование для очистки стоков WEHRLE Umwelt GmbH – новое конкурентное преимущество предприятия

Перед большинством промышленных предприятий стоит проблема очистки сточных вод. Только единичные предприятия в Республике Беларусь имеют очистные сооружения, которые, как правило, либо физически устарели, либо работают неэффективно. Кроме того, качественная эксплуатация очистных сооружений – весьма затратное мероприятие.

Компания WEHRLE Umwelt GmbH успешно применяет различные технологии, которые делают очистку стоков окупаемой и даже приносящей прибыль.

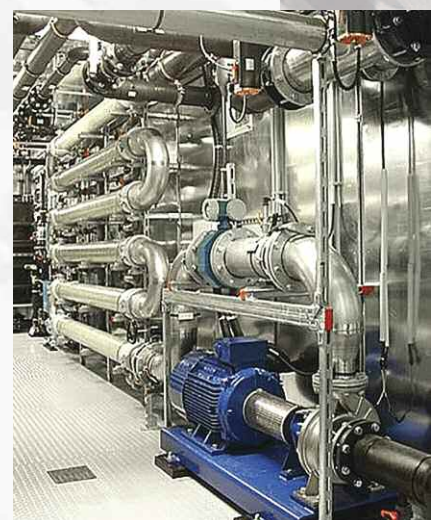
Например, из стоков и отходов производства молочного завода после **анаэробной обработки** выделяется большое количество **биогаза** – «зеленой» энергии, которая является источником окупаемости инвестиций.

Другой пример – очистка стоков с использованием высокоэффективных мембранных биореакторов (МБР).

После биологической очистки и ультрафильтрации мутная жидкость превращается в прозрачную воду, которую **можно использовать повторно** в производственном цикле или безопасно сбрасывать в речной объект – это позволяет сократить стоимость услуг ЖКХ по доочистке сточных вод либо вовсе свести эти расходы к нулю.

Мембранный биореактор работает в автоматическом режиме, компактно размещается на производственных площадях, отличается надежностью и производительностью, что становится неотъемлемым конкурентным преимуществом предприятия.

Официальный представитель WEHRLE Umwelt GmbH в Республике Беларусь – ООО «Межрегиональная энергетическая компания» (IEC Ltd) входит в Группу компаний ТЭС ДКМ, является авторизованным партнером MTU и Rolls-Royce (когенерацион-



ные газопоршневые установки), SPANNER (газификационные генераторные установки на щеле), инвестирует в частные электростанции в Республике Беларусь, использующие возобновляемые источники энергии, занимается проектами энергетического аутсорсинга.

## «МЕЖДУНАРОДНЫЙ ФОРУМ ПО ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ И ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ-2016» В СМОЛЕНСКЕ

В рамках сотрудничества с Российской Федерацией 4–5 августа 2016 года белорусская делегация специалистов во главе с первым заместителем директора Департамента по энергоэффективности Виктором Акушко приняла участие в работе «Международного форума по энергосбережению и энергоэффективности-2016» в г. Смоленске.

Виктор Акушко открыл форум докладом, в котором рассказал российским коллегам о работе по энергосбережению, проводимой в Беларуси, о ее целях, задачах и значении для республики. Об энергосбережении в Витебской области, шагах предприятий по снижению энергоемкости выпускаемой продукции, строительстве

энергоисточников на местных видах топлива рассказал начальник Витебского областного управления по надзору за рациональным использованием топливно-энергетических ресурсов Александр Кравченко.

Делегация из Беларуси на форуме включала в себя представителей белорусских предприятий – производителей осветительного оборудования, систем водоснабжения и водоотведения, энергетического оборудования по использованию местных видов топлива. В рамках «Международного форума по энергосбережению и энергоэффективности-2016» прошла выставка организаций, успешно зарекомендовавших себя и непосредственно уча-



ствующих в реализации проектов по энергосбережению в Республике Беларусь.

Участники форума в Смоленске проявили большой интерес к опыту работы по энергосбе-

режению, проводимой в Беларуси, и высказались за продолжение более тесного сотрудничества в этой сфере. ■

*Департамент по энергоэффективности*

## ВСТРЕЧА С КИТАЙСКОЙ КОМПАНИЕЙ DONGGUAN KINGSUN OPTOELECTRONIC CO., LTD

27 июля нынешнего года в Департаменте по энергоэффективности состоялась встреча с представителями китайской компании Dongguan Kingsun Optoelectronic Co., Ltd. Это высокотехнологичное предприятие государственного значения, входящее в состав союза производителей светодиодов провинции Гуандун, располагает аккредитованной лабораторией (CNAS) и уделяет большое внимание инновациям и прикладным технологиям. Компания является поставщиком улучшенных бизнес-моделей и прикладных решений в применении светодиодной продукции для наружного и внутреннего освещения, ландшафтного, медицинского освещения, освещения железнодорожных путей. Ею реализуются проекты в КНР, Индонезии, США и Латинской Америке.

С белорусской стороны на встрече присутствовали первый заместитель Предсе-

дателя Госстандарта Валентин Татарицкий, заместитель Председателя Госстандарта – директор Департамента по энергоэффективности Михаил Малашенко, директор республиканского научно-производственного унитарного предприятия «Центр светодиодных и оптоэлектронных технологий Национальной академии наук Беларуси» Юрий Трофимов, представители Департамента по энергоэффективности, администрации Китайско-белорусского индустриального парка «Великий камень», Белорусского государственного института стандартизации и сертификации, СЗАО «Компания по развитию индустриального парка».

Компания Dongguan Kingsun Optoelectronic Co., Ltd. планирует организовать на территории Китайско-белорусского индустриального парка «Великий камень» производ-

ство уличных светодиодных фонарей, а также создать научно-исследовательский институт светодиодных полупроводниковых технологий.

В ходе встречи стороны обсудили условия подготовки и реализации эффективных инвестиционных проектов с применением светодиодной продукции для наружного и внешнего освещения на территории Республики Беларусь, возможные направления дальнейшего сотрудничества. Китайским партнерам оказана поддержка со стороны Государственного комитета по стандартизации Республики Беларусь и Департамента по энергоэффективности Госстандарта в части налаживания всестороннего сотрудничества в области политики сокращения энергопотребления. ■

*Департамент по энергоэффективности*

## Настойчивость, инициатива, творческий подход и системная работа

14 июня 2016 года специалисты Витебского областного управления по надзору за рациональным использованием ТЭР приняли участие в семинаре по реализации проекта ЕС/ПРООН «Разработка интегрированного подхода к расширению программы по энергосбережению», прошедшем на базе колледжа им. М.Ф. Шмырева.

Конкурс на участие в проекте ЕС/ПРООН «Энергоэффективность в школах» был объявлен для учреждений образования в 2013 году. Для того чтобы стать участником данного проекта, коллектив Витебского государственного профессионально-технического колледжа машиностроения имени М.Ф. Шмырева убедительно и аргументировано обосновал возможности реализовывать мероприятия по повышению энергоэффективности на базе своего учреждения. К решению задачи подошли комплексно, планировав не только мероприятия по экономии энергоресурсов, но и значительные шаги по пропаганде эффективного использования ТЭР среди учащихся, родителей и населения.

В колледже регулярно проводятся семинары с педагогами и техническим персоналом учреждений образования, идет работа с родителями и учащимися. На базе колледжа и на примере его достижений распространяется опыт организации работы по энергосбережению в учреждениях образования.

Особое внимание уделялось и уделяется разъяснительной и творческой составляющей международного проекта, формированию активной гражданской позиции учащихся. За время реализации проекта издано 1000 буклетов, 1500 календарей, 400 плакатов и прочего наглядного материала. Успешно проходят обмен макулатуры на светодиодные светильники, дни информирования и другие акции для различных слоев населения. Проводятся конкурсы на лучшие видеоролики, мультфильмы по тематике энергосбережения, которые снимают сами ребята при активном участии преподава-



телей. Разрабатываются тесты для проверки знаний по разным аспектам энергосбережения.

Набирает популярность сайт колледжа «Создадим будущее вместе». За последний месяц сайт посетили 3 тысячи пользователей, зафиксировано 214 скачиваний информации. География посетителей сайта включает многие страны бывшего СССР, а также США и страны Евросоюза.

Согласно разделу «Энергетическая эффективность» строительного проекта «Повышение энергоэффективности демонстрационного объекта УО «Витебский государственный профессионально-технический колледж машиностроения им. Шмырева» посредством капитального ремонта с модернизацией учебно-производственного корпуса», суммарный эффект составит 120 т у.т., из которых более половины будет сэкономлено в результате проведения термомодернизации.

За последние три года в колледже выполнена замена 1400 кв. м оконных блоков, утеплены 3000 кв. м стен, крыши. Термосъемка, проведенная Витебским областным управлением по надзору за рациональным использованием ТЭР Департамента по энергоэффективности до и после реализации мероприятий по термомодернизации зданий кол-

леджа, показала, что потери тепловой энергии через ограждающие конструкции снизились на 137 Гкал в год. В колледже установлены современная система вентиляции с рекуперацией тепла, приборы вентиляции с утилизацией тепла «Паветрыки», новые индукционные плиты в кухне столовой, гелиоколлекторы, построен тепловой пункт. Ожидается, что реализация всех запланированных мероприятий даст 25-процентную экономию топливно-энергетических ресурсов.

Финансирование со стороны проекта ЕС/ПРООН в размере 663 тыс. долларов США в качестве обязательного условия должно быть дополнено в размере не менее 40% со стороны бюджета и путем привлечения внебюджетных средств.

После посещения колледжа сложилось благоприятное впечатление о том, как последовательно и целенаправленно ведется здесь работа по энергоэффективности, как творчески и нестандартно подходит к этой деятельности коллектив преподавателей и учащихся под руководством директора колледжа Татьяны Трушаниной. ■

**И.С. Лемешова, начальник производственно-технического отдела Витебского областного управления по надзору за рациональным использованием ТЭР**







## Насосы Eta – безграничные ВОЗМОЖНОСТИ

УНП 191759977

Насосы семейства Eta производства концерна KSB (Германия) являются «классикой» насосной техники уже несколько десятилетий. Они чрезвычайно широко применяются в инженерных системах зданий и сооружений, в системах водоснабжения, пожаротушения, охлаждения и кондиционирования, для перекачивания горячей и холодной воды, конденсата, питьевой и технической воды, масел, рассолов и детергентов ...

Новое поколение насосов семейства Eta - воплощение самых современных инновационных технологий и эталонная эксплуатационная надежность. Открытие в Беларуси дочернего предприятия концерна KSB позволило значительно уменьшить стоимость немецкого оборудования для белорусского потребителя и сократить сроки его поставки.



Etanorm® PumpDrive

Технические параметры  
Q [м³/ч] до 660  
H [м] до 160



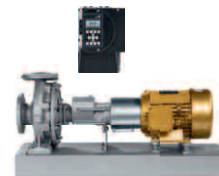
Etaline® PumpDrive

Технические параметры  
Q [м³/ч] до 700  
H [м] до 95



Etabloc® PumpDrive

Технические параметры  
Q [м³/ч] до 612  
H [м] до 102



Etanorm SYT® PumpDrive

Технические параметры  
Q [м³/ч] до 1900  
H [м] до 102

### ► Наши технологии. Ваш успех.

Насосы • Арматура • Сервис

ИООО «КСБ БЕЛ»: 220089, Минск, 3-я ул. Щорса 9 – 607.

Т/Ф +375 17 336-42-56; +375 17 336-42-57; +375 17 336-42-58



## Энергоэффективные технологии в Рыбоводном индустриальном комплексе УО «БГСХА» в Горках

Хороший пример высокотехнологичного и энергосберегающего производства представляет собой Рыбоводный индустриальный комплекс УО «БГСХА» г. Горки, который рассчитан на ежегодное производство 3 млн шт. молоди радужной форели.

Основные энергетические затраты комплекса связаны с потреблением электрической энергии на водоснабжение. Поэтому

здесь применяется технология замкнутого водоснабжения, допускающая потребление свежей воды в объеме менее 10% в сутки. Применение технологии замкнутого водоснабжения имеет ряд преимуществ, в числе которых – экономия электрической энергии и возможность создания условий, в которых обеспечиваются максимальные рост и темп накопления продукции.

Полный контроль и управление производственным процессом, выстроенным для выращивания рыбы в одном и том же объеме воды вне зависимости от внешних условий, сочетает сохранение ихтиопатологической и экологической чистоты производства с применением системы полной очистки и регенерации качества воды до исходного уровня.

Выбранная на рыбоводном индустриальном комплексе технология полностью со-



ответствует международным стандартам и практике современной аквакультуры.

В 2015 году на рыбоводном индустриальном комплексе было выращено и реализовано 28,3 тонны рыбопосадочного материала радужной форели, что принесло предприятию 5,5 млрд рублей прибыли. ■

Л.А. Саврицкий, главный специалист инспекционно-энергетического отдела Могилевского областного управления по надзору за рациональным использованием ТЭР



## Кирпич – энергосберегающим методом пластического формования

В ОАО «Обольский керамический завод» проведена реконструкция производственного цеха №2. В конце июня в цеху введена в эксплуатацию линия по производству керамического кирпича методом пластического формования взамен энергозатратного метода полусухого формования.



Поскольку метод пластического формования менее энергозатратный, работа новой линии приведет к снижению себестоимости продукции. Автоматизация свела к минимуму влияние человеческого фактора. Уменьшено количество брака, повышено качество кирпича, товар стал конкурентоспособным.

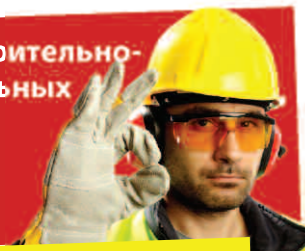
Затраты на приобретение новой производственной линии составили 1 млн 45 тыс. рублей. Более половины этой суммы поступило из инновационного фонда, а остальное составили собственные средства предприятия.

Строительно-монтажные работы выполнил генподрядчик «Пром-энергострой», а пусконаладочные работы – фирма «Sabo» S.A. (Греция).

Ожидается, что перевооружение производства принесет годовой экономический эффект 3500 т у.т., из которых уже сэкономлено с момента ввода линии 607 т у.т. Срок окупаемости энергосберегающего мероприятия составит 5,3 года. ■

Ю.М. Ковалев,  
главный специалист инспекционно-энергетического  
отдела Витебского областного управления по надзору  
за рациональным использованием ТЭР

Полный комплекс строительно-монтажных и специальных работ на объектах теплоэнергетики, водоснабжения и водоотведения



Производство котельных в модульном исполнении (БМК)

Предоставление в аренду БМК с обслуживанием для теплоснабжения индивидуальных и удаленных объектов

Реализация потребителям тепловой энергии от БМК, устанавливаемых вблизи отапливаемых объектов, с эксплуатацией энергоисточника

ООО «Бел-Изолит-Сервис»  
220088, г. Минск,  
ул. Первомайская, 24/2, к. 211  
Тел. (017) 335-27-52

→ **belis.by**

e-mail: belisby@gmail.com



# ИТОГИ ПИЛОТНОГО ИССЛЕДОВАНИЯ МЕЖДУНАРОДНОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО АГЕНТСТВА ПО МЕТОДИКЕ ОЦЕНКИ ВНЕДРЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ

По материалам, опубликованным 19 июля 2016 года, [www.iea.org](http://www.iea.org)

## Резюме

В Беларуси имеются мощные стратегические предпосылки для развития возобновляемой энергетики, в основном связанные с обязательствами по снижению выбросов парниковых газов и с преодолением высокой степени зависимости от импорта ископаемого топлива. Правительство Республики Беларусь объявило приоритетной областью деятельности расширение использования биомассы и биогаза, что находит отражение в государственной политике. Оказывается поддержка и развитию других видов возобновляемой энергетики, например гидро- и ветроэнергетике. Следует отметить, однако, что квоты на развитие ветроэнергетики на ближайшие годы очень малы, а принятая ранее программа развития возобновляемой энергетики не привела к существенному увеличению мощностей.

Развитие солнечной энергетики в основном планируется за счет внедрения солнечных электрических и нагревательных установок. Первые солнечные электростанции с подключением к энергосети были введены в строй в 2014 году.

Потенциал развития гидроэнергетики незначителен и согласно планам правительства страны будет практически полностью освоен к 2020 году.

Самым существенным возобновляемым источником энергии в Республике Беларусь является биоэнергетика, охватывающая использование биомассы, биогаза и биотоплива. На втором месте стоят ветроэнергетика, солнечная энергетика и геотермальная энергетика. Согласно данным, приведенным на сайте Национального агентства инвестиций и приватизации, технический потенциал возобновляемой энергетики в Беларуси составляет примерно 80 миллионов тонн нефтяного эквивалента, что значительно превышает текущий спрос на энергоресурсы в стране.

### Себестоимость и тарифы в возобновляемой энергетике

Фактическая себестоимость производства электроэнергии из возобновляемых источников в Беларуси неизвестна. Определенные по данным аналитического исследования МЭА вероятные диапазоны себестоимости генерирования электроэнергии с использованием разных технологий приведены в таблице 1.

В таблице 2 указаны основные параметры ранжирования технологий возобновляемой

**Таблица 1. Вероятные диапазоны себестоимости генерирования электроэнергии из возобновляемых источников в Беларуси**

ВИЭ	Комментарий	Оценка потенциала	Вероятный разброс себестоимости, доллар США/мВт·ч
Сельскохозяйственные и древесные отходы	Имеются значительные источники сельскохозяйственных и древесных отходов	Очень высокий – высокий	Только электроэнергия Тепло и электроэнергия 58–179 27–148
Твердые бытовые отходы (ТБО)	Отсутствует экологическое законодательство, которое позволило бы усовершенствовать механизм оплаты за поставку ТБО для переработки	Низкий	Только электроэнергия Тепло и электроэнергия 284–465 138–314
Свалочный газ		Высокий	58–96
Биогаз (анаэробное разложение)	Отсутствует экологическое законодательство, которое бы позволило усовершенствовать механизм оплаты за поставку сырья для переработки	Низкий	Только электроэнергия 169–365
Ветер	Отдельные территории с умеренными ветрами	Средний	130–184
Солнечные фотопанели	Отдельные территории с умеренной солнечной освещенностью		Солнечные электростанции Коммерческого применения Домашние установки 170–340 245–566 424–849
Солнечные коллекторы	Недостаточный ресурс		
Энергия потока воды (гидро)	Ограниченное число потенциальных площадок размещения ГЭС	Средний	129–386

Источник: аналитическое исследование МЭА

энергетики, позволяющие выявить приоритетные для Правительства Республики Беларусь технологии.

В 2015 году общая электрическая и тепловая мощность установок возобновляемой энергетики достигла 6,2666 ГВт (с учетом отопительных котельных, включая автономные установки и установки, подключенные к энергосети). Информацию о мощностях предоставило Министерство энергетики Республики Беларусь.

Проведенный МЭА анализ себестоимости показывает, что, учитывая качество и наличие реурсной базы в Беларуси, а также принимая во внимание относительно высокую стоимость заемных средств, наименее затратным вариантом является развитие возобновляемой энергетики на основе биомассы и свалочного газа полигонов ТБО. Несколько выше себестоимость генерации на основе биогаза анаэробного разложения, ветра, энергии водных потоков, использования тепловых установок на бытовых отходах и солнечных установок,

а солнечные установки коммерческого и бытового назначения и мусороперерабатывающие заводы являются наиболее затратными вариантами.

Проведенный МЭА сравнительный анализ себестоимости и тарифов на поставку электроэнергии в сеть показывает, что существующие тарифы можно назвать относительно высокими для всех технологий с относительно низкой себестоимостью, и в особенности для биомассы, свалочного газа и солнечных электростанций. Если рассматривать нижнюю часть диапазонов себестоимости, тарифы также можно считать высокими для ветряной и гидроэнергетики, а также для генерирующих установок на основе бытовых отходов. В то же время для небольших установок на солнечных панелях тарифы ниже себестоимости. Установленные тарифы на поставку электроэнергии в сеть, как правило, ниже, чем верхние показатели диапазона себестоимости, что мешает обеспечить самоокупаемость и рентабельность. ▶

**Таблица 2. Параметры ранжирования технологий возобновляемой энергетики для внедрения в Республике Беларусь**

Технология	Ресурс	Стратегические предпосылки	Наличие рынка	Отлаженность технологий	Себестоимость	Итоговая оценка
Солнечные панели на крышах	★★	★★	★★★	★★★	★	Готова к внедрению
Электростанции на солнечных панелях	★★	★★	★★★	★	★	Требует дополнительной проработки
Электростанции на солнечных коллекторах	—	—	—	—	н. п.	Потенциал отсутствует
Солнечные водонагреватели	★★	★★	★★★	★★★	★★	Готова к внедрению
Солнечные отопительные установки	★★	★★	★★	★★	★★	Готова к внедрению
Солнечные водонагреватели и отопительные установки в промышленности и секторе услуг	★★	★★	★★	★★	★★	Требует дополнительной проработки
Ветряные установки	★★	★★	★★★	★★	★★★	Требует дополнительной проработки
Биомасса	★★★	★★★	★★★	★★★	★★	Готова к внедрению
Биогаз	★★	★★★	★★★	★★★	★★★	Готова к внедрению
Геотермальные установки	★★	★★	★★★	★	н. п.	Требует дополнительной проработки
Гидроэнергетика	★	★★★	★★★	★★★	★★	Готова к внедрению

Источник: аналитическое исследование МЭА

**Динамика внедрения технологий возобновляемой энергетики**

Беларусь определила в качестве целевого показателя, что возобновляемые источники энергии должны обеспечить 9% от общего предложения первичной энергии к 2035 году. Планируемая электрогенерация к 2035 году должна составить 2,6 ТВт·ч, то есть 6% от общего объема в 43,8 ТВт·ч. Такое значительное увеличение генерирующих мощностей с 0,27 гВт·ч, генерировавшихся в 2015 году, по-

требует крупных вложений, прежде всего, в электрогенерирующие мощности возобновляемой энергетики, подключенные к энергосети.

На основании находящихся в открытом доступе данных о проектах можно составить график планируемого введения в строй крупномасштабных генерирующих мощностей установок, использующих возобновляемые источники (солнечных, ветряных и гидро-), а также сравнить объем вводимых в эксплуатацию мощностей с национальными целевыми пока-

зателями. Данные на графике 1 представлены с учетом принятых до 2018 года квот и без каких-либо допущений относительно квот на последующий период.

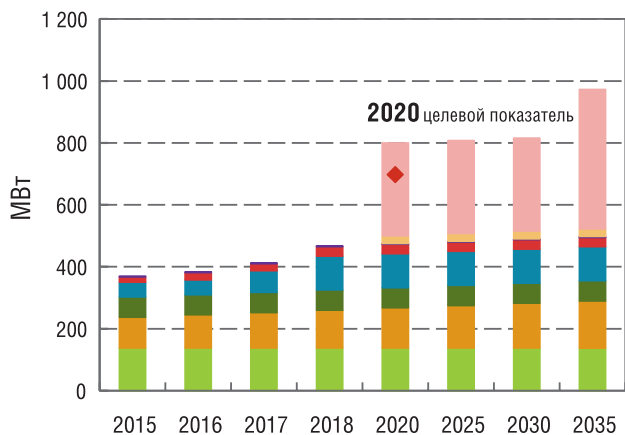
Из графика 1 следует, что уже эксплуатируемые мощности и те, которые будут введены в эксплуатацию после завершения текущих строительных работ, в совокупности могут произвести из возобновляемых источников целевой объем электроэнергии 950 млн кВт·ч при условии использования мощности генерации, близкой к проектной. Однако уже к 2025 году для достижения целевого показателя понадобится реализовать по крайней мере несколько проектов солнечной и ветряной генерации, а к 2030 году будет необходимо ввести в эксплуатацию все заявленные проекты ветряной и солнечной генерации и эксплуатировать все генерирующие мощности в режиме максимальной загрузки.

**Технологии возобновляемой энергетики: выводы**

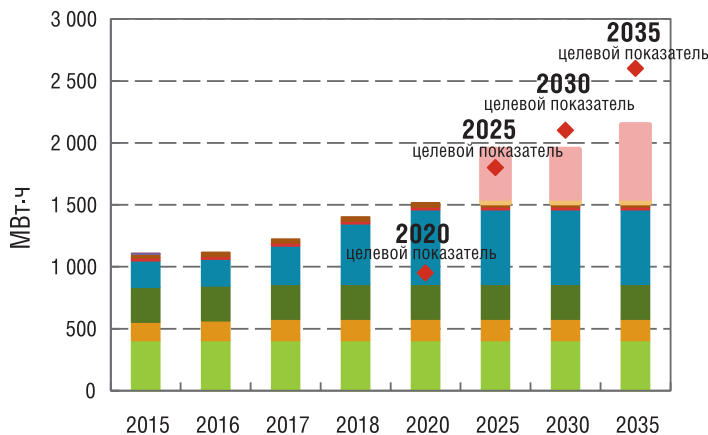
Беларусь обладает значительным потенциалом развития возобновляемой энергетики, особенно на основе технологий переработки биомассы, использования ветряной и солнечной энергии. Кроме того, в стране имеются мощные стратегические предпосылки к более широкому использованию возобновляемой энергетики, в том числе планы развития местных энергоисточников, необходимость снижения импорта энергоресурсов и обязательства по сокращению выбросов парниковых газов. Тем не менее, инвестиции в этот сектор осуществляются низкими темпами в связи с наличием поставок недорогого природного газа из РФ и недостаточного осознания проблемы широкой общественностью. В настоящий момент Правительство Республики Беларусь планирует в 2018 году пуск первого энергоблока атомной электростанции, вклад которой в производство электроэнергии в стране составит до 30%, но при этом продолжает под-

**График 1. Планируемые электрогенерирующие мощности и производство электроэнергии в Беларуси, 2015–2035 годы**

**Электрогенерирующие мощности**



**Максимальный потенциал электрогенерации**

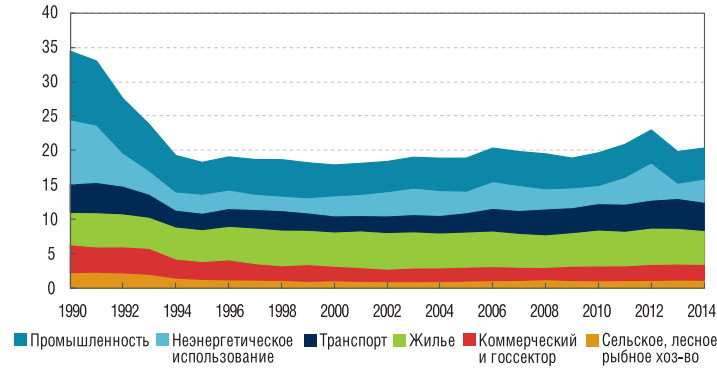


■ Биомасса ■ Ветряная ■ Биогаз ■ Гидро ■ Солнечная ■ Геотермальная ■ Промышленные отходы ■ Ветряная (план) ■ Солнечная (план)

Замечание: в общие показатели включены проекты, которые сейчас находятся на стадии строительства.

Источник: МЭА, 2016 (еще не опубликовано) — Энергетический баланс стран, не являющихся членами ОЭСР, 2016 г. www.iea.org, анализ МЭА

График 2. Суммарное потребление топлива по секторам, Беларусь, 2014 год



Источник: МЭА, 2016 (будет опубликовано) – Энергобаланс стран, не являющихся членами ОЭСР, [www.iea.org/statistics/](http://www.iea.org/statistics/)

черкивать значение возобновляемой энергетики.

Далее в форме тезисов приведены основные выводы, сделанные на основании проведенного пилотного исследования, перечислены основные положительные моменты ситуации и области, нуждающиеся в доработке.

**Положительные моменты**

- Значительный ресурсный потенциал.
- Усовершенствование законодательной базы в отношении иностранных инвестиций.
- Тарифы на поставку электроэнергии в энергосеть можно считать достаточно высокими, а себестоимость ее производства с использованием некоторых технологий (особенно свалочного газа и древесных отходов) – относительно низкой.

**Вопросы, требующие внимания**

- Создание условий, способствующих развитию возобновляемой энергетики, путем отмены или увеличения квот для продающих энергию в сеть установок к 2018 году.
- Повышение информированности широкой общественности о потенциале использования возобновляемых источников энергии, особенно в государственных компаниях, где имеются широкие возможности для внедрения небольших установок с использованием возобновляемых источников энергии без подключения к энергосети.

**Приоритетные сектора исследования энергосбережения**

Согласно имеющимся в МЭА статистическим данным о суммарном потреблении топливно-энергетических ресурсов в Беларуси, наибольшая его доля приходится на сектор жилья (24%), в то время как промышленность потребляет 22%, а транспортный сектор – 20%. На долю коммерческого сектора и госучреждений приходится 11% потребления, в то время как сельское, лесное, рыбное и проч. хозяйства вместе потребляют 6% (график 2). При этом 17% топлива используется не для производства энергии. Показатель конечного потребления энергии в течение последних 20 лет (с 1994 года) практически не менялся, хотя в течение шести

лет после глобального финансового кризиса (2008 года) наблюдалась определенная волатильность спроса.

С точки зрения энергосбережения приоритетными являются жилищный, промышленный и транспортный сектора, так как на их долю приходится заметная часть от общего энергопотребления при значительном потенциале улучшения энергоэффективности. Хотя за последние десять лет потребление ТЭР в промышленном и жилищном секторах снизилось, они по-прежнему являются самыми крупными секторами потребления со значительным потенциалом энергосбережения. С другой стороны, в транспортном секторе потребление ТЭР за тот же период увеличилось почти вдвое и по прогнозам будет расти и далее, занимая все больше места в общем спросе на энергоресурсы.

В связи с необходимостью соблюдения требований к объему пилотного исследования в качестве приоритетного направления конечного использования было выбрано отопление жилых помещений. Представляющие наибольший интерес решения были рассмотрены на примере одной технологии (автоматизированные системы управления системой отопления: установка терморегуляторов (TRV) и применение распределителей тепла (HCA)).

Указанные решения были признаны приоритетными в связи с высоким потенциалом энергосбережения (10 – 15%), простотой в техническом отношении, высоким потенциалом широкомасштабного внедрения и планами и намерениями правительства применить их в ходе теплодернизации жилых домов величиной (площадью) от 8 квартир и более в рамках Государственной программы «Энергосбережение» на 2016 – 2020 годы.

В Республике Беларусь отсутствуют дезагрегированные данные по отоплению и подогреву воды в жилищном секторе, а потому в настоящий момент не представляется возможным произвести подсчет показателей энергоэффективности отопления жилья. Однако в 2016 году планируется завершить первое исследование характера энергопотребления домохозяйствами, проводимое Национальным статистическим комитетом Республики Беларусь, которое даст данные о конечном исполь-

зовании отопления, подогрева воды и проч. в жилищном секторе с разбивкой по категориям.

**Технологии энергосбережения: выводы**

Как и остальные страны бывшего Советского Союза, Беларусь унаследовала устаревшую инфраструктуру, которая во многих секторах является недостаточно эффективной. Несмотря на это правительство уделяет большое внимание энергосбережению и замедлению темпов роста спроса на энергоресурсы. На реализацию этой задачи направлен ряд ограничительных законодательных актов и программ стимулирования энергосбережения. В стране существует большой потенциал энергосбережения, особенно в секторе жилья, где мониторинг потребления проводился и проводится меньше, чем в других секторах.

Основные выводы пилотного исследования в отношении положительных моментов и вопросов, требующих дополнительного внимания, представлены ниже:

**Положительные моменты**

- Правительство страны уделяет большое внимание энергосбережению, что с середины 90-х годов привело к расщеплению спроса на энергоресурсы и экономического роста.
- Следование не имеющим обязательной силы строительным нормам и правилам и повышение осведомленности населения.
- Нарастающие, хотя и недостаточные, темпы постепенной отмены субсидий на электро- и теплоснабжение.

**Вопросы, требующие внимания**

- Повышение достоверности показателей энергосбережения за счет увеличения степени детализации информации, получаемой из опросов, данных административных органов и путем аналитического моделирования.
- Разработка законодательной базы и создание рыночных условий для развития сервисных энергетических компаний.
- Постепенная отмена субсидий на электроэнергию и отопление при обеспечении минимизации ее последствий для населения путем целевой поддержки уязвимых групп. ■

Таблица 2. Приоритетные подсектора и виды конечного использования ТЭР для проведения анализа

Сектор:	Жилищный	Промышленность	Транспорт
Под-сектор:	Здания	Цемент / строительные материалы Химия и нефтехимия Агропром Текстиль Станкостроение Деревообработка	Дорожный транспорт
Конечное использование:	Отопление Нагрев воды Приготовление пищи Бытовые приборы	Общего назначения Технологические процессы	Легковые автомобили Автобусы Грузовой автотранспорт

**Н.Г. Петреева,**  
инженер, Представительство АО FILTER  
в Республике Беларусь



# «ВСЕЯДНЫЕ» ГАЗОВЫЕ ДВИГАТЕЛИ GE JENBACHER

## ПОЛУЧЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ТЕПЛА ИЗ БИОГАЗА В ДВИГАТЕЛЯХ GE JENBACHER

Первое место среди возобновляемых источников энергии в Беларуси занимает биоэнергетика. Одним из самых перспективных ее направлений является получение биогаза и использование его в когенерационном цикле. Газопоршневые двигатели GE Jenbacher в качестве надежного источника энергии производят электроэнергию и тепло для вашего предприятия, используя специальные газы: биогаз, свалочный газ, газ сточных вод, коксовый газ, пиролизный газ, попутный газ, метановодородную смесь.

На сегодняшний день в Республике Беларусь эксплуатируется около трех десятков установок, работающих на свалочном газе и биогазе. Суммарная электрическая мощность биогазовых станций составляет около 26 МВт. Из них 72% – установки GE Jenbacher.



Удаление и обработка биологических отходов являются основными проблемами для многих организаций и предприятий (сельскохозяйственные и пищевые производства, птицефабрики, молочные фермы и предприятия по переработке молока, свиноккомплексы, рыбоперерабатывающие комбинаты, пивоваренные заводы, городские и локальные водоочистные сооружения, свеклосахарные производства, свалки бытовых отходов и др.). Анаэробная ферментация – лучшая альтернатива в переработке широкого спектра органических веществ. Полученный в процессе анаэробной ферментации биогаз является высококалорийным топливом, которое может быть использовано в качестве замены топливу ископаемому. Биогазовая установка – это самая активная система очистки биологических отходов. Любые другие системы очистки потребляют энергию, а эти ее производят.



или 45–55°C (термофильный процесс). Период ферментации длится ориентировочно 10 дней для термофильных бактерий, 25–30 дней для мезофильных бактерий и 90–120 дней для психрофильных бактерий. Сегодня ферментационные системы работают в основном в пределах диапазона мезофильных температур.

Процесс производства биогаза делится на три этапа:

- подготовка сырья;
- ферментация;
- последующая обработка остаточного материала.

Вначале органический материал собирается в первичном бункере и направляется в метантенк. Биогаз, произведенный в метантенке, собирается в резервуаре для хранения газа (газгольдере),

### КАК ЭТО РАБОТАЕТ

Биогаз вырабатывается в результате бескислородного брожения органических отходов как продукт метаболизма участвующих в процессе ферментации бактерий. Предпосылки для его выхода – недостаток кислорода, рН-уровень 6,5–7,5 и постоянная температура 15–25°C (психрофильный процесс), 25–45°C (мезофильный процесс)



чтобы обеспечить непрерывную подачу газа независимо от колебаний объема его производства.

Получение свалочного газа отличается тем, что он вырабатывается сам по себе из органических отходов, необходимо лишь пробурить газоотводящие скважины для его сбора.

Затем газ подается в газопоршневой агрегат. В целях безопасности рекомендуется установка газового факела таким образом, чтобы в случае чрезмерного выхода избыток биогаза (свалочного газа) мог быть сожжен в нем. Биогаз представляет собой смесь: 50–70% метана (CH<sub>4</sub>) и 30–50% углекислого газа (CO<sub>2</sub>). Такой состав делает биогаз отлично подходящим для использования в газопоршневом двигателе. Из 1 м<sup>3</sup> биогаза в когенерационной установке GE Jenbacher можно получить 2,4 кВт·ч электричества и 2,8 кВт·ч тепла (при 60-процентном содержании метана в биогазе). Биогаз сжигается напрямую без обогащения. Источником для производства тепловой энергии служит не прямое сжигание биогаза, а тепло системы охлаждения двигателя. Оно идет на покрытие нужд предприятия, а также используется для дополнительного подогрева метантенка.

Сгенерированная электрическая энергия может быть использована непосредственно на предприятии либо продана в сеть по «зеленому» тарифу.

Конечный продукт ферментации биомассы может быть использован в качестве готового биоудобрения. При этом урожайность повышается на 30–50%, а объем осадка снижается в несколько раз.

Помимо всех перечисленных выше плюсов, производство биогаза позволяет предотвратить выброс метана в атмосферу. На полигонах твердых бытовых отходов под Минском в течение нескольких лет после запуска установок дегазации начала произрастать растительность, что подтверждает улучшение экологической обстановки.

Электростанция – главное оборудование биогазовой станции, в ней больше всего подвижных частей. Поскольку от надежности этого агрегата напрямую зависит выручка, на нем не стоит экономить.

По грубым оценкам, для выработки биогаза, обеспечивающего работу двигателя GE Jenbacher электрической мощностью 500 кВт, требуется содержание либо 5 000 коров, либо 40 000 свиней, либо 1 500 000 кур-несушек.

### ПРЕИМУЩЕСТВА ДВИГАТЕЛЕЙ GE JENBACHER

- Двигатели GE Jenbacher на специальных газах предназначены для устойчивой работы при полной нагрузке с высокой эффективностью, несмотря на низкую теплотворную способность газа, изменения его давления и качества.
- Усовершенствованные узлы и детали двигателя устойчивы к наличию примесей, которые присутствуют в особых видах газа.
- Применяются свечи зажигания с увеличенным сроком службы.
- Стандартный электрический КПД до 42% и суммарный КПД до 90% в случае комбинированного производства тепла и электроэнергии.
- Интегрированная система очистки выхлопных газов снижает уровень выбросов загрязняющих веществ в соответствии с требованиями экологических стандартов.
- Использование нового поколения контроля и визуализации параметров работы



двигателей DIA.NE XT4 предлагает улучшенные функции управления и удаленного доступа.

- Увеличенный на 66% межсервисный интервал и срок службы до капремонта 80 000 моточасов – в двигателях нового поколения 3D.
- Контейнерное исполнение представляет преимущества простоты установки и мобильности (актуально для мусорных свалок).

### Официальный представитель GE Jenbacher (Австрия) на территории Республики Беларусь – компания FILTER

В штате компании работают высококвалифицированные инженеры в области реализации проектов малой энергетики, имеется авторизованный сервисный центр, обслуживающий поставляемое оборудование. Компания FILTER первой начала внедрение газопоршневых двигателей в нашей стране, в том числе двигателей на специальных газах. На данный момент компания поставила в Республику Беларусь уже 105 газопоршневых двигателей общей мощностью 207 МВт.

### РЕФЕРЕНЦИИ

Газопоршневые агрегаты GE Jenbacher на специальных газах эксплуатируются на следующих объектах:

- на биогазе – ОАО «Гомельская птицефабрика», СПК «Агрокомбинат Снов», СПК «Лань-Несвиж»;
- на свалочном газе – КУПП «Брестский мусороперерабатывающий завод», полигон ТКО «Тростенец», полигон ТКО «Северный», полигон ТКО Витебска, полигон ТКО Гомеля, полигон ТКО Новополоцка;
- на попутном газе – Осташковичское месторождение РУП «ПО «Белоруснефть», Белорусский газоперерабатывающий завод РУП «ПО «Белоруснефть»;
- на метановодородной фракции – завод «Полимир» ОАО «Нафтан». Единственный производитель газовых двигателей в мире – GE Jenbacher – смог гарантировать безопасную работу оборудования на топливе с высокими детонационными свойствами, в состав которого входит 58–68% метана и 28–39% водорода. ■

По всем вопросам и за дополнительной информацией обращайтесь:

# FILTER



Компания FILTER

Минский р-н, пересечение Логойского тракта и МКАД,

Административное здание АКВАБЕЛ, оф. 502

Тел: +375 17 237 93 63

Факс: +375 17 237 93 64

Моб.: +375 29 677 04 02

[www.filter.by](http://www.filter.by)

e-mail: [filter@filter.by](mailto:filter@filter.by)

Мы помогаем реализовывать максимально экономичные и экологичные проекты.

<p><b>Серия 2</b></p>  <p>Электрическая мощность от 249 до 330кВт</p> <p>8 цилиндров</p> <p>1500 об/мин</p> <p>В работе более 1000 установок</p> <p>В производстве с 1976 года</p>	<p><b>Серия 3</b></p>  <p>Электрическая мощность от 526 до 1067 кВт</p> <p>12, 16 и 20 цилиндров</p> <p>1500 об/мин</p> <p>В работе более 7000 установок</p> <p>В производстве с 1988 года</p> 	<p><b>Серия 4</b></p>  <p>Электрическая мощность от 841 до 1500 кВт</p> <p>12, 16 и 20 цилиндров</p> <p>1500 об/мин</p> <p>В работе более 1500 установок</p> <p>В производстве с 2002 года</p>	<p><b>Серия 6</b></p>  <p>Электрическая мощность от 1820 до 4498 кВт</p> <p>12, 16, 20 и 24 цилиндра</p> <p>1500 об/мин</p> <p>В работе более 3500 установок</p> <p>В производстве с 1989 года</p> 	<p><b>Серия 9</b></p>  <p>Электрическая мощность 9500 кВт</p> <p>20 цилиндров</p> <p>1000 об/мин</p> <p>Реализован пилотный проект в Розенгейме, Германия</p> <p>В производстве с 2013 года</p> 
-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

С 24 мая по 14 июня 2016 года представители министерств энергетики, экономики, архитектуры и строительства, Департамента по энергоэффективности Госстандарта, а также географического факультета БГУ находились в китайском городе Чаньша на семинаре для белорусских специалистов по возобновляемым источникам энергии. От Департамента по энергоэффективности участие в нем приняли начальник информационно-аналитического отдела Инна Елисеева и начальник отдела организационно-правовой работы и взаимодействия со СМИ Виталий Крецкий.

**В.Т. Крецкий,**  
начальник отдела организационно-правовой  
работы и взаимодействия со СМИ



**И.В. Елисеева,**  
начальник информационно-  
аналитического отдела



# ЧИСТЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ НА СЛУЖБЕ У КРУПНЕЙШЕЙ ЭКОНОМИКИ МИРА

В ходе командировки мы ознакомились с условиями, созданными в Китае для развития энергетического сектора и стимулирования использования возобновляемых источников энергии, а также с существующими в КНР механизмами развития электроэнергетического сектора, планирования и строительства его объектов, в том числе с нормативной, законодательной базой и с конкретными проектами по использованию ВИЭ для выработки электрической энергии.

## От угольного топлива – к возобновляемой энергетике

Китайская Народная Республика является несомненным лидером по темпам развития возобновляемой энергетике и объемам ввода в эксплуатацию энергетических установок, использующих ВИЭ. Развитие ВИЭ в КНР имеет программный характер.

В КНР действует закон «О возобновляемой энергии» (вступил в силу в январе 2006 года, пересмотрен 26 декабря 2009 года). Согласно статьям 5 и 8 закона о ВИЭ единое управление развитием и использованием возобновляемых источников энергии на территории Китая

осуществляет соответствующее подразделение Государственного совета КНР, которое разрабатывает Национальный план по развитию и использованию возобновляемых источников энергии.

Государственный совет КНР – высший государственный исполнительный орган власти. В сфере своих полномочий определяет административные мероприятия, формулирует административно-правовые акты, издает постановления и распоряжения.

Согласно Национальному плану в 2020 году доля потребления неископаемых источников энергии в валовом потреблении ТЭР должна составить 15%, а в 2030 году – 20% (в 2015 году она составляла 12%). Показатель соответствует установленному в Республике Беларусь индикатору энергетической безопасности «Доля производства (добычи) первичной энер-

гии из ВИЭ в валовом потреблении ТЭР» с учетом атомной энергии.

Вместе с тем, ожидается, что в 2020 году роль угля в китайской энергетике по-прежнему останется доминирующей (сегодня из этого вида топлива вырабатывается более 80% электрической энергии страны).

Поскольку среднегодовой темп прироста ВВП в текущем пятилетии составляет 6,5%, высокие темпы экономического роста порождают дефицит электроэнергии. В качестве мер преодоления дефицита планируется наращивание темпов строительства энергоисточников на ВИЭ, а также рассматривается возможность строительства еще одной АЭС.

Следует отметить проводимую правительством Китая политику в области стимулирования развития ВИЭ, основанную на совершенствовании системы поддержки строительства и эксплуатации таких уста-

Симпозиум в компании «Энергострой-Чжуннань»



Представители Департамента по энергоэффективности и его региональных управлений в составе белорусской делегации в Китае



Новок, гармоничном развитии новых источников энергии, внедрении инновационных механизмов.

Приоритетными и наиболее перспективными направлениями развития «зеленой» энергетики в Китае являются гидроэнергетика, ветровая и солнечная энергетика, использование биомассы. При этом развитие солнечной энергетики планируется более высокими темпами в связи с удешевлением оборудования и, соответственно, понижением тарифа на солнечную энергию. В последнее время растет количество солнечных тепловых электростанций.

В 2020 году удельный вес установленной мощности объектов ветроэнергетики в общей структуре генерирующих мощностей вырастет до 6% (в 2010 году он составлял 1,7%). Наиболее популярны в Китае ветроустановки мощностью 1,5–2 МВт, но есть и крупные, единичной мощностью 5 МВт. В соответствии с планом суммарная мощность объектов ветроэнергетики достигнет 102,23 ГВт.

Биоэнергетика развивается в направлении сжигания коммунальных и бытовых отходов – в каждом городе КНР будет построен мусоросжигающий завод.

Последние годы в Китае строится все больше гибридных электростанций, использующих возобновляемые источники энергии, наиболее популярными из которых являются сочетания гидро- и фотоэлектрической, ветро- и фотоэлектрической технологий. Использование на одной электростанции различных видов энергии с разной интенсивностью в разное время суток обеспечивает большую стабильность работы.

Изготовление элементов для солнечных батарей и комплектующих для ветровых электростанций в настоящее время относится к одним из наиболее поощряемых направлений производственной деятельности.

Развитие ВИЭ предполагает одновременный вывод из эксплуатации угольных станций: удельный вес их установленной мощности в общей энергогенерации снизится с 71% до 61% в 2020 году и до 50% в 2025 году.

В настоящее время КНР занимает второе место в мире (после США) по установленной мощности генерирующего оборудования. Суммарная установленная мощность электростанций всех типов постоянно растет, составив в 2013 году – 1260 ГВт; в 2014 году – 1450 ГВт, а к концу 2020 года ожидается рост до 1800 ГВт.

Статьей 14 закона о ВИЭ определено, что электрическая энергия, вырабатываемая с использованием возобновляемых источников энергии, закупается в полном объеме посредством применения государством системы закупок (также определяется целевая доля продажи такой энергии). В частности, закон требует от генерирующих компаний покупать весь объем энергии, получаемой из возобновляемых источников, контроль за этим осуществляет Госсовет.

Отдельно следует отметить, что согласно закону о ВИЭ создается фонд развития и использования возобновляемых источников энергии, за счет средств которого могут оказываться поддержка производителям электрической энергии из возобновляемых источников, финансироваться экологически чистые проекты в сфере электроэнергетики, в том числе в сельской местности, создаваться независимые энергетические системы в отдаленных районах и на островах.

## Домашняя энергоустановка как источник дохода

Белорусская делегация также была ознакомлена с действующими в Китае механизмами по сокращению бедности путем привлечения населения к использованию фотоэлектротехники и ветроэнергетики.

В 2014 году государственное энергетическое управление и канцелярия госсовета КНР по делам оказания помощи бедным выпустили ряд рекомендаций «О вариантах проведения работ по оказанию помощи бедным путем освоения фотоэнергетики» и «О вариантах строительства опытно-экспериментальных солнечных фотоэлектрических объектов для оказания помощи бедным».

В КНР понятие «абсолютная бедность» означает получение дохода менее 2300 юаней в год (около 30 долларов США в месяц).

Типичным примером оказания помощи бедным является строительство на крышах их домов или на территории свободных земель фотоэлектрической станции из расчета 3–5 кВт мощности на одну бедную семью с целью обеспечить минимальный ежегодный располагаемый доход бедной семьи от продажи выработанной фотоэлектрической установкой электрической энергии в размере 3000 юаней в год (порядка 38 долларов США в месяц). При этом тариф на продажу в сеть электроэнергии от данных установок составляет 1 юань/кВт·ч (0,15 доллара США/кВт·ч). В шести провинциях КНР идут уже 30 подобных проектов.

Ветропарк Таохуашань

Следует отметить проводимую правительством Китая политику в области стимулирования развития ВИЭ, основанную на совершенствовании системы поддержки строительства и эксплуатации таких установок, гармоничном развитии новых источников энергии, внедрении инновационных механизмов.



В Китае объем инвестирования в строительство электросетей составляет порядка 30% общего объема инвестиций в области электроэнергетики, что намного ниже уровня развитых стран, где этот объем составляет 50–70%.

ВЭС Вэньчан

В качестве дополнительных финансовых преференций, оказываемых правительством Китая при строительстве фотоэлектрических станций для бедных семей, необходимо отметить: возмещение организации, осуществляющей строительство установки, 70% от общей суммы затрат на строительство источника, беспроцентный кредит на строительство, льготу по уплате НДС при продаже выработанной электроэнергии в сеть.

Кроме того, в 2008 году госсовет принял ряд законов и положений, направленных на повышение энергоэффективности и стимулирование энергосбережения.

Импульсом для развития энергосбережения в Китае стала необходимость решения экологических проблем, накапливающихся при интенсивном росте экономики, а также повышения энергетической безопасности страны.

### Привлечение иностранных инвестиций

В целях решения назревших проблем правительство страны придает немаловажное значение привлечению иностранных инвестиций в энергетический сектор.

КНР привлекает инвестиции в двух основных формах: кредиты и прямые инвестиции. Последние в настоящее время приобрели большее значение и составляют 60% общего размера привлеченных средств.

Важно отметить: несмотря на то, что КНР является активным получателем иностранных инвестиций, 90% общего объема капиталовложений в экономику Китая приходится

на внутренние источники финансирования. Одновременно КНР является крупным иностранным инвестором: в энергетические проекты за рубежом в 2015 году страна инвестировала 1,5 млрд долларов США.

Основными государственными органами КНР, к компетенции которых относятся вопросы развития инвестиционного сотрудничества в области ВИЭ, являются Государственный совет КНР и министерство коммерции.

В структуре госсовета функционирует главное государственное управление торгово-промышленной администрации, в компетенции которого – осуществление контроля над предпринимательской деятельностью, регистрация субъектов этой деятельности, товарных знаков, проведение антимонопольных проверок и иные функции. Минкоммерции, в свою очередь, координирует работу по привлечению инвестиций в КНР.

Законодательство КНР об иностранных инвестициях, регулирующее, в том числе, вопросы инвестиций в электроэнергетический сектор, состоит из многочисленных нормативных правовых актов различной юридической силы. К числу основных относятся Закон КНР «О предприятиях с иностранным капиталом» (принят 12 апреля 1986 года) и Закон КНР «О совместных предприятиях с иностранным капиталом» (принят 1 июля 1979 года, пересмотрен 4 апреля 1990 года).

Согласно статьям 1 и 2 закона об инвестициях, иностранные предприятия и другие

хозяйственные организации или отдельные лица вправе создавать в Китае предприятия со стопроцентным иностранным капиталом путем подачи заявок, которые рассматриваются и утверждаются госсоветом, либо органом, которому госсовет предоставит это право. Решение принимается в течение 90 дней с момента получения заявки.

При этом государство постановлением госсовета может запретить или ограничить деятельность созданного предприятия с иностранным капиталом.

### Проблемы энергетического роста

В условиях непрерывно растущей потребности в электрической энергии КНР продолжает изыскивать и развивать новые способы ее получения. Сегодня эта задача решается посредством стимулирования развития «зеленой» энергетики. При этом контроль над сферой энергетики продолжает оставаться в руках государства.

Большую проблему для китайской энергетики представляет неравномерность распределения промышленных центров (Юг и Юго-Восток Китая) и размещения потенциальных площадок для развития возобновляемой энергетики (западные области страны).

Уже в течение долгого времени объем инвестиций в строительство электросетей является недостаточным, их строительство значительно отстает от строительства электростанций. В последние годы происходит ускорение темпов строительства и ввода в эксплуатацию электростанций, что еще

более обостряет ситуацию с отставанием развития электросетей, ослабляет устойчивость магистральных электрических сетей, снижает их возможность противостояния серьезным авариям, а также оптимизации распределения ресурсов в более широких пределах. Развитие электросетей в сельской местности отстает от развития городских электросетей, что не позволяет удовлетворить требования быстрой интеграции городов и деревень.

В Китае объем инвестирования в строительство электросетей составляет порядка 30% общего объема инвестиций в области электроэнергетики, что намного ниже уровня развитых стран, где этот объем составляет 50–70%.

### В гостях у флагмана энергетики

Самым крупным предприятием в сфере энергетики, которое на протяжении нескольких последних лет реализует государственные проекты по строительству энергоисточников на ВИЭ, электрических сетей и осуществляет их эксплуатацию, остается компания «Энергострой-Чжуннань» корпорации «Энергострой». Являясь инициатором приглашения гостей из Беларуси и принимающей нас стороной, эта компания детально познакомила нас с направлениями своей деятельности и достигнутыми результатами.

Компания «Энергострой-Чжуннань», образованная в 1949 году, является дочерней компанией Power Construction Corporation of China (POWERCHINA).

Основные направления деятельности компании «Энергострой-Чжуннань» – проектирование объектов и проектно-изыскательские работы, выполнение функций генерального подрядчика, контроль и надзор за строительством, управление объектами и их техническое обслуживание, консультации, инвестиционная деятельность, осуществляемые в сферах развития возобновляемых источников энергии, охраны окружающей среды, коммунального строительства и архитектуры.

На 1 января 2015 года указанной компанией осуществлялось 1517 контрактов в области гидроэнергетики и эксплуатации других ВИЭ, теплоэнергетики, передачи и распределения энергии, а также в иных областях в 108 странах мира, а ее активы составили 66 млрд долларов США.

Компания «Энергострой-Чжуннань» выразила заинтересованность в подготовке и последующей реализации инвестиционного проекта по строительству ветроэнергетического парка в Республике Беларусь мощностью не менее 100 МВт под льготные кредитные ресурсы КНР.

### Визиты на объекты

В ходе семинара состоялось посещение трех электростанций, использующих ВИЭ: ВЭС, расположенной в горной местности, гибридной (гидро- и ветроэлектростанции) и прибрежной ВЭС.

Наиболее крупная из них – ветропарк Таохуашань, который находится в 40 км от г. Юэян (провинция Хунань) в крутых горах. Он занимает площадь 20 км, имеет подстанцию 110 кВ, через которую обеспечивается связь с энергосистемой посредством линии протяженностью 25 км. 25 ветроустановок установленной мощностью по 2 МВт имеют высоту 85 м с длиной лопастей 55 м. Инвестиционный проект обошелся компании «Энергострой-Чжуннань» в 70 млн долларов США. Коэффициент использования установленной мощности ветропарка – 22,3% (1960 часов работы в году). Ветропарк отдает электроэнергию в энергосистему по цене 10 центов за 1 кВт·ч.

Каждый день работы гибридной станции – ветроустановки плюс ГЭС – под курортом Санья экономит Китаю 9 тысяч тонн угля.

Довольно дорогостоящую ВЭС Вэньчан мощностью 50 МВт китайские специалисты возвели на пустынном побережье Тихого океана. Это «умная» станция: когда налетают тайфуны со скоростью ветра более 25 метров в секунду, она автоматически отключается. Но и рабочего времени 34 гигантским ветрякам достаточно, чтобы оправдывать расчеты специалистов. ■



# ЭнергоОптимa

Частное производственное унитарное предприятие

## ⚡ Энергетика

- Энергетическое обследование предприятий. Сопровождение.
- Разработка и корректировка норм расхода ТЭР.
- Тепловизионное обследование. Разработка теплоэнергетического паспорта здания.
- Разработка ТЭО варианта теплоснабжения объекта.
- Расчет нормируемых теплопотерь. Расчет тепловых нагрузок.
- Электрофизические измерения.
- Аэродинамические испытания.
- Анализ параметров качества электроэнергии.
- Техничко-экономическое обоснование проектов.
- Разработка бизнес-планов инвестиционных проектов.
- Разработка обоснования инвестиций.

Собственная аккредитованная испытательная лаборатория

Самая современная приборная база

## 🌿 Экология

- Инвентаризации отходов производства.
- Инструкции по обращению с отходами производства и нормативы образования отходов.
- Акт инвентаризации выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.
- Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.
- Экологический паспорт предприятия.
- Паспорт объектов размещения отходов.
- Проект санитарно-защитной зоны предприятия.
- Обоснования возможности размещения производства.
- Индивидуальные нормативы водопотребления. Расчет нормативов.
- Паспортизация газоочистных установок и вентиляционных систем.
- Раздел «Оценка воздействия на окружающую среду» объекта строительства.
- Раздел «Охрана окружающей среды», «Экологический паспорт проекта».
- Расчет выбросов загрязняющих веществ и расчет рассеивания в атмосфере.

212011, г. Могилев,  
пер. Березовский, д. 5,  
офис №4

8 (0222) 70-60-86  
+375 44 566-00-01

info@e-optima.by  
www.e-optima.by

Работаем  
по всей стране!

Офисы в Могилеве, Минске, Бресте.

Качественные решения в сферах энергетики, экологии и экономики.

# Компания «ЭКОЮНИКОН» – ваш надежный партнер в выполнении электромонтажных работ

Частное торгово-производственное унитарное предприятие «ЭКОЮНИКОН» обладает всеми техническими и кадровыми ресурсами, необходимыми для выполнения сложных задач. Большой объем работ, выполненных в Витебске и Витебской области, а также за ее пределами, – результат нашей деятельности и опыт наших сотрудников, которым мы гордимся. Мы работаем по республиканской программе энергосбережения с 2011 года.



линии, воздушные линии электропередачи); монтаж сетей электроснабжения (распределительные устройства и подстанции). В ноябре 2014 года получен аттестат соответствия на право осуществления строительства первого-четвертого классов сложности: устройство наружных сетей и линий электроснабжения; устройство внутренних сетей электроснабжения. 30 октября 2015 года нами получен аттестат аккредитации ВУ/112 2.4708, подтверждающий, что лаборатория электрофизических измерений соответствует критериям Национальной системы аккредитации Республики Беларусь и аккредитована на соответствие требованиям СТБ ИСО/МЭК 17025-2007.

Работа с электрикой сродни работе сапера – ошибка может привести к непоправимым послед-

В состав компании входит лаборатория электрофизических измерений, сотрудники которой выполняют проверочные испытания выполненных электромонтажных работ и участвуют во всех мероприятиях пусконаладочных работ.

Наш стиль – индивидуальный подход к клиенту, тщательное изучение объекта и детальная разработка проектов. Мы мотивируем наших специалистов на честные взаимоотношения с заказчиками, на добросовестное и ответственное выполнение поставленных задач, минимизацию сроков при сохранении высокого качества и предоставлении всего комплекса консультационных услуг.

## О компании

Частное торгово-производственное унитарное предприятие «ЭКОЮНИКОН» – динамично развивающаяся компания, основанная 25 марта 2011 года. Опыт, порядочность и сплоченность наших специалистов дают нам возможность успешно конкурировать на рынке электромонтажных работ.

В апреле 2013 года нами получено свидетельство о технической компетентности в таких областях, как монтаж внутренних инженерных систем зданий и сооружений (электромонтажные работы); монтаж инженерных сетей, монтаж наружных сетей электроснабжения (кабельные



ствиям и поставить крест на репутации компании. Наша компания за годы своего существования не допустила ни единой подобной ошибки, а потому заслужила репутацию надежного и квалифицированного исполнителя проектов любой сложности. Наши специалисты прекрасно справляются с любыми электромонтажными работами.

Нашими заказчиками являются: Главное управление Министерства финансов Республики Беларусь по Витебской области, Железнодорожный, Октябрьский, Первомайский отделы образования г. Витебска, Лепельский отдел образования, спорта и туризма, УО «ЛГАТК», Новолукмльская, Толочинская ЦРБ, ГУ «Республиканская научная медицинская библиотека» в г. Минске и многие другие организации. Ни у кого из наших заказчиков пока не было претензий по срокам и качеству выполненных работ.

Честность, порядочность, динамичность, мобильность, высокое качество конечного результата – незыблемые принципы нашей работы.

### Услуги электромонтажа

Компания «ЭКОЮНИКОН» оказывает услуги электромонтажа любой сложности и на любых объектах – это может быть не только квартира или небольшой офис, загородный дом или особняк, но и жилой или офисный центр, большие производственные помещения.

Выполняя электромонтажные работы и услуги, мы осуществляем непрерывный контроль точности и качества во всех местах соединения, обеспечивая надежность и безопасность проводки, а, следовательно, гарантируя отсутствие возможных аварийных ситуаций и безопасность людей.

Электромонтажные работы и услуги – это не просто замена выключателей, розеток или неисправной проводки. Мы оказываем услуги электромонтажа во всем спектре электротехнических работ: наружное и внутреннее заземление, молниезащита, освещение, пусконаладочные работы, установка счетчиков и автоматических выключателей, электрических щитов и шкафов, измерительные и испытательные работы, а также целый ряд других электромонтажных работ и услуг.

Выполнять все эти работы должны только хорошо подготовленные специалисты-электрики и компании, имеющие все необходимые лицензии и разрешительные документы. Только в этом случае можно быть уверенным в соблюдении всех существующих нормативов, технических регламентов и качестве выполненных работ.

От надежности и качества этих работ напрямую зависит надежность и стабильность работы подключенного электрического оборудования и устройств. Особенно важны качественные услуги электромонтажа при установке систем сигнализации (охранной, пожарной и т.д.), контроля и автоматизации, разнообразных измерительных устройств и датчиков.



Электромонтажные работы и услуги от компании «ЭКОЮНИКОН» – это залог надежности, качества и отсутствия угрозы для жизни и здоровья людей.

### Монтаж электрики

Без монтажа электрики не обойтись даже при самом незначительном ремонте. Пусть вы только клеите обои, а с розетками и выключателями повозиться все-таки придется. Что уж говорить о более серьезном ремонте, подключении новой бытовой техники, замене автоматических выключателей, проводки, создании новых точек подключения и т.д.

Компания «ЭКОЮНИКОН» предлагает оперативный монтаж электрики по максимально адекватным расценкам и на самом высоком уровне качества.

Приступая к монтажу электрики, наши специалисты выполняют ряд подготовительных работ и непосредственно монтаж.

Вначале будут определены группы потребителей электроэнергии, количество и мощность устройств, а также составлена схема помещения. Затем к делу приступят наши инженеры-проектировщики, которые разработают детальный проект электромонтажа.

Далее наступит основной этап монтажа электрики: прокладка силовых кабелей и проводов, кабелей слаботочных систем, установка коробок под розетки и выключатели, автоматики, различных электрических систем, монтаж электрощита и системы заземления. Следует отметить, что этот этап монтажа электрики проводится до завершения отделочных работ. На этом же этапе осуществляется проверка и тестирование всей проводки, так как в процессе работы могут быть нанесены повреждения кабелям и проводам.

По завершении этого этапа электромонтажники ждут окончания всех отделочных работ и приступают к монтажу непосредственно розеток, выключателей, потолочных и настенных светильников, подключению бытовой техники и различного электрооборудования (водонагревателей, системы «теплый пол», телевидения, пожарной и охранной сигнализации и др.).

В целях надежности и безопасности эксплуатации монтаж электрики должен проводиться только профессионалами с соблюдением всех технических условий и требований. ■

**Компания «ЭКОЮНИКОН» – это монтаж электрики по всем правилам. Он включает в себя, в частности, такие работы, как**

- монтаж шкафа ВРУ,
- подключение ВРУ,
- установка щитов управления,
- монтаж силового щита,
- прокладка различного рода кабелей, включая кабели УТР, СИП,
- монтаж, ремонт и подключение всех видов электропроводки.

**Компания «ЭКОЮНИКОН» также предлагает комплекс услуг, связанный с проектированием и монтажом слаботочных систем «под ключ».**

**Услуги, предоставляемые компанией «ЭКОЮНИКОН» по установке и монтажу внутреннего и наружного освещения, включают в себя:**

- установку опор наружного освещения,
- наружное освещение предприятий,
- наружное освещение зданий,
- наружное освещение территорий,
- освещение промышленных цехов,
- освещение промышленных предприятий,
- промышленное освещение,
- освещение складов,
- офисное освещение.

**Мы готовы приступить к выполнению работ на любом этапе!**

**Позвоните нам, и мы поможем в кратчайшие сроки решить ваш вопрос относительно работ, входящих в нашу компетенцию.**

Мобильный телефон (8-033) 606-65-17

Телефон/факс (8-0212) 61-28-66

e-mail: info@euk.by

**euk.by**

210033 Витебск, ул. Чапаева, д. 32,  
оф. 203

**Н.В. Грунтович,**  
д.т.н., проф., ООО «Центр  
научно-прикладных проблем  
энергетики», г. Гомель



**А.А. Капанский,**  
асс. каф., УО «Гомельский  
государственный технический  
университет имени П. О. Сухого»



# ОЦЕНКА ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СИСТЕМ ВОДОСНАБЖЕНИЯ И ВОДООТВЕДЕНИЯ

УДК 621.311

## Аннотация

Разработан способ оценки текущего состояния энергоэффективности, позволяющий определять приоритетные мероприятия в области энергосбережения, основанный на определении фактического значения коэффициента чувствительности модели, учитывающий многофакторную взаимосвязь между электропотреблением и влияющими факторами технологических систем водоснабжения и водоотведения в условиях внешних и внутренних возмущающих воздействий.

Разработан метод оценки регулировочной способности по энергоэффективности насосного оборудования системы водоснабжения, основанный на ранжировании удельных расходов электроэнергии по критерию минимакса, позволяющий определять резервы экономии электроэнергии в условиях сохранения конфигурации трубопроводной системы и обеспечения требуемого объема воды.

## Abstract

A method for assessing the current state of energy efficiency, which allows to determine the priority actions in the field of energy efficiency, based on the determination of the actual value of the sensitivity factor model taking into account the multi-factor relationship between power consumption and technological factors affecting the water supply and sewerage systems in terms of external and internal disturbances.

A method for evaluating the ability of adjusting the energy efficiency of water supply system of pumping equipment, based on the ranking of specific electricity consumption by the criterion of minimax, allowing to determine the reserves of energy savings while maintaining the configuration of the pipeline system and to provide the required volume of water.

## Введение

В последние годы экономический эффект от внедряемых энергосберегающих мероприятий в Республике Беларусь заметно сократился. Снижение результативности энергосберегающих мероприятий затронуло технологические системы водоснабжения и водоотведения, входящие в структуру ЖКХ. Водоканалы республики зачастую не получают даже часть того эффекта, который был технически обоснован. Это связано с отсутствием методического обеспечения, которое бы позволяло прогнозировать результирующее состояние сложной технологической системы с учетом всех воздействующих на нее внешних и внутренних факторов.

Существующие способы оценки и прогнозирования показателей энергоэффективности (ЭЭФ) водопроводно-канализационного хозяйства основываются на анализе режимов работы единичных электроприемников и не позволяют учесть всю сложность взаимодействия структурных подсистем, формирующих ЭЭФ и обладающих свойством целостности и неделимости [1]. В связи с этим актуальной задачей для технологических систем водоснабжения и водоотведения является разработка способа комплексной оценки текущего состояния ЭЭФ, а также

метода оценки регулировочной способности по ЭЭФ насосных станций, позволяющих выявлять и рационально использовать резервы экономии электроэнергии (ЭЭ).

## Оценка текущего состояния ЭЭФ

Комплексный подход к решению задачи оценки текущего состояния ЭЭФ основывается на построении многофакторных регрессионных моделей электропотребления. Впервые такая система была апробирована для предприятий трубопроводного транспорта нефти и предприятия по производству химических волокон [2, 3, 4].

Проведенные исследования позволили выявить общую структуру модели электропотребления в системах водоснабжения и водоотведения, которая может быть представлена в виде суммы технологических, условно-постоянных и прочих влияющих факторов, формирующих затраты ЭЭ [5, 6]:

$$W = w_{уд,тех} \cdot Q + a \cdot x_2 + b \cdot x_3 + \dots + e \cdot x_j + W_{усл.п.} = W_{тех} + W_{п.ф.} + W_{усл.п.} \quad (1)$$

где  $w_{уд,тех}$  – технологический фактор модели, характеризующий удельный технологический расход ЭЭ, кВт·ч/тыс. м<sup>3</sup>;  $Q$  – объемы производства (объемы поднятой воды или объемы перекачанных и очищенных

стоков) в заданном периоде исследования, тыс. м<sup>3</sup>;  $x_2, x_3, \dots, x_j$  – факторные признаки модели электропотребления, не связанные с технологическим фактором;  $a, b, \dots, e$  – коэффициенты регрессии модели перед факторами  $x_2, x_3, \dots, x_j$  соответственно;  $j$  – количество формирующих электропотребление факторов;  $W_{тех}$  – технологический расход ЭЭ, кВт·ч;  $W_{п.ф.}$  – расход ЭЭ, обусловленный включением в модель прочих факторов, не связанных с технологическим, кВт·ч;  $W_{усл.п.}$  – свободный член регрессии, характеризующий условно-постоянный расход ЭЭ, не зависящий от формирующих электропотребление факторов, кВт·ч.

В общем виде удельный расход ЭЭ, отнесенный к объемам производства, может быть представлен зависимостью:

$$w_{уд} = w_{уд,тех} + \frac{a \cdot x_2 + b \cdot x_3 + \dots + e \cdot x_j + W_{усл.п.}}{Q} = w_{уд,тех} + \frac{W_{п.ф.} + W_{усл.п.}}{Q} \quad (2)$$

Для оценки текущего состояния технологических систем водоснабжения и водоотведения ЭЭФ предлагается ввести понятие «коэффициента чувствительности». Коэф-

коэффициент чувствительности ( $K_{\text{ч}}$ ) отражает влияние объемов производства на изменение удельного расхода ЭЭ [7]. Способ расчета коэффициента  $K_{\text{ч}}$  может быть представлен следующим алгоритмом.

1. Производится построение многофакторной регрессионной модели электропотребления, выявляются значимые факторы и коэффициенты регрессии [1].

2. Все факторы, не отражающие изменение технологического расхода ЭЭ, фиксируются, то есть:

$$a \cdot x_2 + b \cdot x_3 + \dots + e \cdot x_j = \text{const.} \quad (3)$$

3. Определяется скорость изменения функции зависимости удельного расхода ЭЭ от объема производства  $w_{\text{уд}} = f(Q)$ :

$$f'(Q) = -\frac{a \cdot x_2 + b \cdot x_3 + \dots + e \cdot x_j + W_{\text{усл.п.}}}{Q^2} \quad (4)$$

3. Осуществляется переход к относительному изменению удельного расхода ЭЭ  $\delta w_{\text{уд}} = dw_{\text{уд}}/w_{\text{уд}}$  при относительном изменении объемов производства  $\delta Q = dQ/Q$ :

$$K_{\text{ч}} = \frac{\delta w_{\text{уд}}}{\delta Q} = \frac{dw_{\text{уд}}(Q)}{dQ} \cdot \frac{Q}{w_{\text{уд}}(Q)} = -\frac{a \cdot x_2 + b \cdot x_3 + \dots + e \cdot x_j + W_{\text{усл.п.}}}{Q^2} \times \frac{Q}{w_{\text{уд.тех}} + (a \cdot x_2 + b \cdot x_3 + \dots + e \cdot x_j + W_{\text{усл.п.}})/Q} \quad (5)$$

5. Упростив выражение (5), получаем итоговую формулу для расчета  $K_{\text{ч}}$ , значение которого позволяет осуществлять оценку влияния объемов производства на изменение удельного расхода ЭЭ:

$$K_{\text{ч}} = -\frac{a \cdot x_2 + b \cdot x_3 + \dots + e \cdot x_j + W_{\text{усл.п.}}}{Q \cdot w_{\text{уд.тех}} + a \cdot x_2 + b \cdot x_3 + \dots + e \cdot x_j + W_{\text{усл.п.}}} = -\frac{W_{\text{п.ф.}} + W_{\text{усл.п.}}}{W_{\text{тех}} + W_{\text{п.ф.}} + W_{\text{усл.п.}}} \quad (6)$$

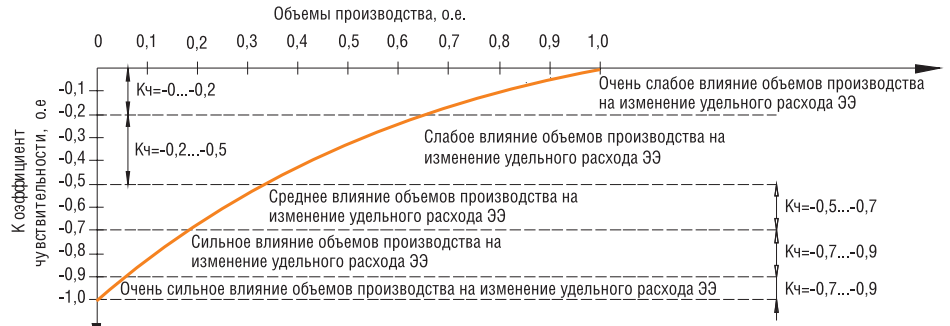


Рис. 1. Графическая интерпретация коэффициента чувствительности модели

или

$$K_{\text{ч}} = \frac{Q \cdot w_{\text{уд.тех}}}{Q \cdot w_{\text{уд.тех}} + a \cdot x_2 + b \cdot x_3 + \dots + e \cdot x_j + W_{\text{усл.п.}}} - 1 = \frac{W_{\text{тех}}}{W_{\text{тех}} + W_{\text{п.ф.}} + W_{\text{усл.п.}}} - 1 \quad (7)$$

Коэффициент чувствительности отражает относительное изменение удельного расхода ЭЭ при увеличении объемов производства на 1%. Коэффициент  $K_{\text{ч}}$  является строго отрицательной величиной, поскольку любое увеличение объемов оказываемых водоканалами услуг, связанных с транспортировкой воды и стоков, приводит к гиперболическому снижению удельного расхода ЭЭ.

При увеличении производственной программы технологический расход ЭЭ резко возрастает, что приводит к заметному снижению чувствительности удельного расхода ЭЭ. При этом  $K_{\text{ч}} \rightarrow 0$ :

$$K_{\text{ч}} = \lim_{Q \rightarrow \infty} \frac{Q \cdot w_{\text{уд.тех}}}{Q \cdot w_{\text{уд.тех}} + a \cdot x_2 + b \cdot x_3 + \dots + e \cdot x_j + W_{\text{усл.п.}}} - 1 = 0 \quad (8)$$

Когда производственная программа стремится к значениям, близким к нулю, технологический расход ЭЭ в структуре электропотребления снижается, в результате чего изменение объемов производства существенно сказывается на изменении удельного расхода ЭЭ. При этом  $K_{\text{ч}} \rightarrow -1$ :

$$K_{\text{ч}} = \lim_{Q \rightarrow 0} \frac{Q \cdot w_{\text{уд.тех}}}{Q \cdot w_{\text{уд.тех}} + a \cdot x_2 + b \cdot x_3 + \dots + e \cdot x_j + W_{\text{усл.п.}}} - 1 = -1 \quad (9)$$

Сформировано 5 диапазонов значения коэффициента чувствительности  $K_{\text{ч}}$ : очень сильное; сильное; среднее; слабое; очень слабое. Интерпретация коэффициента чувствительности приведена в таблице 1 и на рисунке 1.

В результате исследования показателя для различных трубопроводных систем было установлено, что, несмотря на схожесть технологических процессов, чувствительность удельных расходов ЭЭ на изменение объемов производства существенно отличается (рис. 2). Так, например, отклонение объемов поднятой из скважин воды оказывает слабое влияние на изменение удельного расхода ЭЭ для системы водоснабжения г. Жлобина КЖУП «Уником» ( $K_{\text{ч}} = -0,23$ ) и г. Витебска УП «Витебскводоканал» ( $K_{\text{ч}} = -0,21$ ), а для системы водоснабжения г. Гомеля УП «Гомельводоканал» это влияние оказывается сильным ( $K_{\text{ч}} = -0,76$ ).

Определение коэффициента чувствительности удельного расхода ЭЭ позволяет выявить приоритетные направления энергосбережения в технологических системах водоснабжения и водоотведения при сопоставимой величине экономического эффекта. Приоритетность выбора энергосберегающих направлений заключается в максимальном эффекте от внедряемых мероприятий, т.е. максимальном снижении удельного расхода ЭЭ или ▶

Таблица 1. Интерпретация коэффициента чувствительности модели

Значение коэффициента чувствительности, $K_{\text{ч}}$ , о.е.	Влияние производственной программы на изменение удельного расхода
от 0 до -0,2	очень слабое
от -0,2 до -0,5	слабое
от -0,5 до -0,7	среднее
от -0,7 до -0,9	сильное
от -0,9 до -1	очень сильное

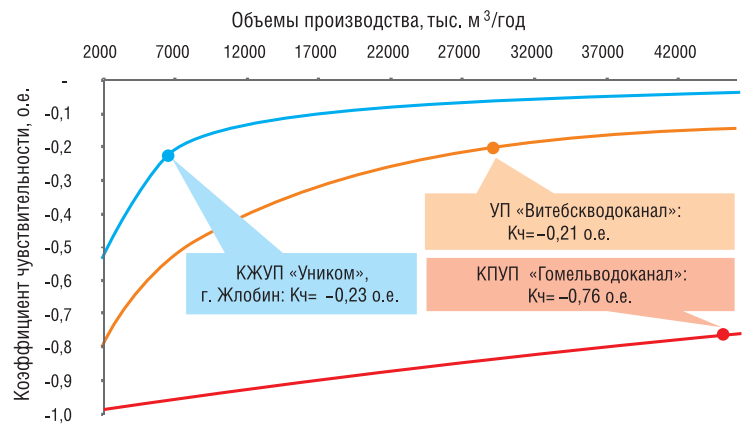


Рис. 2. Сравнение показателя  $K_{\text{ч}}$  для трех независимых технологических систем водоснабжения

его чувствительности к изменениям объемов производства. Выбор приоритетных мероприятий основан на следующем:

- при «очень слабом» и «слабом» влиянии объема производства на изменение удельного расхода ЭЭ, т.е. при значении коэффициента чувствительности от 0 до -0,5 структуру электропотребления формируют в большей степени технологические расходы ЭЭ. В связи с чем, энергосберегающие мероприятия должны быть направлены преимущественно на снижение технологических затрат ЭЭ, т.е. на замену технологического оборудования;

- при «среднем», «сильном» и «очень сильном» влиянии, т.е. при значении коэффициента чувствительности от -0,5 до -1,0 преобладают условно-постоянные затраты ЭЭ. Наиболее весомый вклад в постоянство электропотребления вносит необходимость непрерывного поддержания сетевого давления в системе водоснабжения и работа воздуходувных установок в системе водоотведения [1, 6, 8]. В связи с этим энергосберегающие мероприятия должны быть направлены преимущественно на оптимизацию графиков сетевого давления и модернизацию или автоматизацию воздуходувного оборудования.

В таблицах 2 и 3 приведен перечень приоритетных энергосберегающих мероприятий при сопоставимой величине экономии ЭЭ.

### Оценка повышения потенциала ЭЭФ при регулировании режимов работы насосных агрегатов

Целевой функцией в условии оптимальной работы насосных агрегатов (НА) является минимум затрат ЭЭ, тыс. кВт·ч, что характеризует работу НА в зоне высокой ЭЭФ:

$$W_{В.ЭЭФ} = \sum_{i=1}^n w_{уд,i} \cdot Q_{ср,ч,i} \cdot T_{г,i} \cdot 10^{-3} \rightarrow \min$$

при  $\sum_{i=1}^n Q_{ср,ч,i} \cdot T_{г,i} \cdot 10^{-3} = Q_{тр}$ , (10)

где  $w_{уд,i}$  – удельный расход ЭЭ  $i$ -го НА, кВт·ч/тыс. м<sup>3</sup>;  $Q_{ср,ч,i}$  – средняя часовая производительность  $i$ -го НА, м<sup>3</sup>/ч;  $Q_{тр}$  – требуемый объем транспортировки воды, тыс. м<sup>3</sup>;  $T_{г,i}$  – годовое время работы  $i$ -го НА, ч;  $n$  – количество НА, обеспечивающих потребителя требуемым объемами воды.

Для поиска оптимального решения в задачах линейного программирования используется симплекс-метод [9]. Система линейных ограничений, удовлетворяющая оптимальной работе НА, примет вид:

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^n Q_{ср,ч,i} \cdot T_{г,i} \cdot 10^{-3} = Q_{тр} \\ Q_{ср,ч,i} \cdot T_{г,i} \cdot 10^{-3} \geq 0 \\ Q_{ср,ч,i} \cdot T_{г,i} \cdot 10^{-3} \leq Q_{i,max} \end{cases} \quad (11)$$

**Таблица 2. Приоритетные направления в области энергосбережения при сопоставимой величине экономии ЭЭ в системе водоснабжения**

Значение коэффициента чувствительности, Кч, о.е.	Мероприятия по энергосбережению
от 0 до -0,2	1. Замена подкачивающих и погружных насосов на современные энергоэффективные. 2. Установка частотных преобразователей на электроприводы насосных агрегатов. 3. Оптимизация трубопроводной сети.
от -0,2 до -0,5	
от -0,5 до -0,7	1. Оптимизация графиков давления насосных станций второго подъема. 2. Разгрузка насосных станций второго подъема путем установки вблизи потребителей подкачивающих насосных станций либо гидроаккумулирующих емкостей. 3. Снижение сопротивления потоку жидкости при перекачке путем модернизации изношенных трубопроводных сетей. 4. Общепроизводственные мероприятия по экономии ТЭР (замена осветительных, вентиляционных установок, устройств обогрева скважин и т.д. на современные энергоэффективные).
от -0,7 до -0,9	
от -0,9 до -1	

**Таблица 3. Приоритетные направления в области энергосбережения при сопоставимой величине экономии ЭЭ в системе водоотведения**

Значение коэффициента чувствительности, Кч, о.е.	Мероприятия по энергосбережению
от 0 до -0,2	1. Замена насосов КНС и ГКНС. 2. Установка устройств плавного пуска двигателя или частотных преобразователей. 3. Оптимизация канализационной трубопроводной сети.
от -0,2 до -0,5	
от -0,5 до -0,7	1. Замена воздуходувного оборудования на современное энергоэффективное. 2. Автоматизация процессов очистки стоков. 3. Общепроизводственные мероприятия по экономии ТЭР.

где  $Q_{i,max}$  – максимально возможный объем воды, который может быть подан насосом из скважины, тыс. м<sup>3</sup>, определяется производительностью и временем работы НА.

Решением предложенного уравнения будет группа насосов, работающая с минимальным удельным расходом ЭЭ, которая сможет обеспечить потребителя требуемым количеством воды. Оценка потенциала энергосбережения при регулировании режимов работы НА определяется в следующей последовательности:

1. Для насосных станций выделяется 2–3 режима работы, по которым формируются данные о фактической часовой производительности  $i$ -го НА,  $Q_{ч,i}$ , м<sup>3</sup>/ч.

2. При выделении режимов работы производятся инструментальные измерения фактической мощности  $i$ -го НА:

$$P_i = P_A + P_B + P_C, \text{ кВт}, \quad (12)$$

где  $P_A, P_B, P_C$  – фактическая мощность по фазам, кВт.

3. Определяются средние показания мощности и производительности насоса для рассмотренных режимов работы:

$$P_{ср,i} = \sum_{i=1}^k P_i / k, \text{ кВт}, \quad (13)$$

$$Q_{ср,ч,i} = \sum_{i=1}^k Q_{ч,i} / k, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (14)$$

где  $k$  – количество выделенных режимов работы.

4. Производится расчет фактического удельного расхода ЭЭ  $i$ -го НА по формуле:

$$w_{уд,i} = P_{ср,i} / Q_{ср,ч,i} \cdot 10^3, \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{тыс. м}^3. \quad (15)$$

5. Производится ранжирование удельных расходов ЭЭ по критерию от минимума к максимуму.

6. По данным статистической отчетности определяется фактически реализованный объем воды  $Q_{ф} = Q_{тр}$ , а по приборному учету – суммарные затраты ЭЭ  $W_{ф}$ .

7. Определяется потенциал повышения ЭЭФ в натуральном и процентном отношении при регулировании режимов работы НА и сохранении фактических объемов транспортировки воды:

$$\Delta W = W_{ф} - W_{В.ЭЭФ}, \quad (16)$$

$$k_{ЭЭФ} = \Delta W / W_{ф} \cdot 100\% = (W_{ф} - W_{В.ЭЭФ}) / W_{В.ЭЭФ} \cdot 100\%, \quad (17)$$

где  $W_{ф}$  – фактические годовые затраты ЭЭ, тыс. кВт·ч.



**Пример**

Рассмотрим систему водоснабжения, состоящую из двенадцати НА погружного типа, работающих на общий емкостной резервуар. Фактический годовой объем поднятой воды составил  $Q_{тр} = 5256$  тыс.  $m^3$  при годовых затратах ЭЭ  $W_{\phi} = 3292$  тыс. кВт·ч. Рабочие параметры НА приведены в таблице 4.

Требуется:

- определить затраты ЭЭ при работе в зоне высокой энергоэффективности  $W_{в.эфф}$ ;
- определить затраты ЭЭ при работе в зоне низкой энергоэффективности  $W_{н.эфф}$ ;
- определить потенциал повышения ЭЭФ  $\Delta W$ .

**Решение**

Ранжирование удельных расходов ЭЭ от максимального к минимальному приведено на рис. 3. Расход ЭЭ определяется площадью заштрихованной поверхности. Фактическое состояние ЭЭФ находится между зонами высокой и низкой энергоэффективности, что говорит о возможных резервах экономии ЭЭ.

Затраты ЭЭ в зоне низкой ЭЭФ определяются максимальным расходом ЭЭ при транспортировке воды в соответствии с формулой:

$$W_{н.ЭЭФ} = \sum_{i=1}^n w_{уд,i} \cdot Q_{ср,ч,i} \cdot T_{г,i} \cdot 10^{-3} \rightarrow \max$$

при  $\sum_{i=1}^n Q_{ср,ч,i} \cdot T_{г,i} \cdot 10^{-3} = Q_{тр}$  (18)

Для рассматриваемого примера затраты  $W_{н.эфф}$  составят:

$$W_{н.эфф} = (1000 \cdot 1489 + 950 \cdot 1314 + 800 \cdot 1183 + 750 \cdot 1270) \cdot 10^{-3} = 463 \text{ тыс. кВт·ч}$$

**Таблица 4. Рабочие параметры НА к примеру задачи**

Номер НА	Удельный расход ЭЭ, $w_{уд,i}$ , кВт·ч/тыс. $m^3$	Часовая производительность НА, $Q_{ср,ч,i}$ , $m^3/ч$	Максимально возможный объем подъема воды за год, тыс. $m^3/год$	Суммарный годовой объем воды, тыс. $m^3/год$
1	1000	170	1489	5256
2	950	150	1314	
3	800	135	1183	
4	750	145	1270	5256
5	700	150	1314	
6	650	160	1402	
7	600	145	1270	5256
8	550	145	1270	
9	500	145	1270	
10	450	150	1314	5256
11	400	150	1314	
12	350	155	1358	

При работе НА в зоне высокой ЭЭФ затраты ЭЭ в соответствии с формулой (10) составят:

$$W_{в.эфф} = (500 \cdot 1270 + 450 \cdot 1314 + 400 \cdot 1314 + 350 \cdot 1358) \cdot 10^{-3} = 2227 \text{ тыс. кВт·ч}$$

Потенциал повышения ЭЭФ в натуральном и процентном отношении в соответствии с формулами (16), (17) составит:

$$\Delta W = 3292 - 2227 = 1065 \text{ тыс. кВт·ч}$$

$$k_{эфф} = 1065 / 3292 \cdot 100\% = 32\%$$

В практических условиях работа только в зоне высокой ЭЭФ не представляется возможной, поскольку недостаточно интенсивное использование скважин с высокими удельными энергетическими характери-

ками приведет к застою воды, оседанию частиц глины, ила и ржавых отслоений трубы. В связи с этим возникает необходимость минимальной эксплуатации всех незадействованных скважин в течение года. Объем воды, поднимаемый в процессе эксплуатации скважин для предотвращения заиливания, определяется по формуле:

$$Q_{и} = \sum_{i=1}^m Q_{ср,ч,i} \cdot t_{и,i} \cdot 10^{-3}, \quad (19)$$

где  $t_{и,i}$  – минимальное время работы  $i$ -го НА, необходимое для предотвращения заиливания скважин, ч;  $m$  – общее количество НА.

В таком случае система линейных ограничений и целевая функция для определения затрат ЭЭ в зоне высокой ЭЭФ принимают вид:

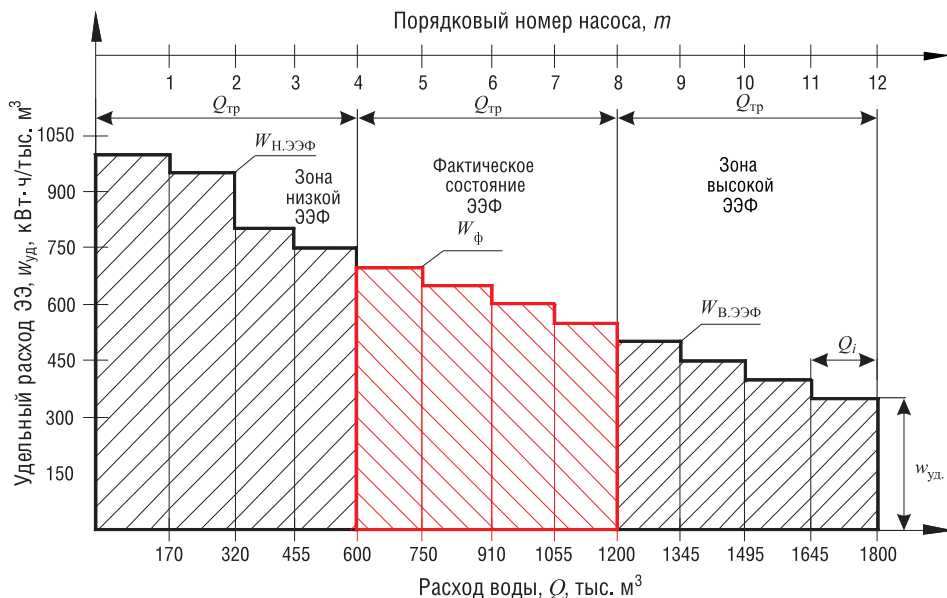
$$\begin{cases} \sum_{i=1}^n Q_{ср,ч,i} \cdot (T_{г,i} - t_{и,i}) \cdot 10^{-3} = Q_{тр} - Q_{и} \\ Q_{ср,ч,i} \cdot (T_{г,i} - t_{и,i}) \cdot 10^{-3} \geq 0 \\ Q_{ср,ч,i} \cdot (T_{г,i} - t_{и,i}) \cdot 10^{-3} \leq Q_{i,max} \end{cases} \quad (20)$$

$$W_{в.ЭЭФ} = \sum_{i=1}^m w_{уд,i} \cdot Q_{ср,ч,i} \cdot t_{и,i} \cdot 10^{-3} + \sum_{i=1}^n w_{уд,i} \cdot Q_{ср,ч,i} \cdot (T_{г,i} - t_{и,i}) \cdot 10^{-3} \rightarrow \min. \quad (21)$$

где  $\sum_{i=1}^m w_{уд,i} \cdot Q_{ср,ч,i} \cdot t_{и,i} \cdot 10^{-3} = W_{и}$  –

расход ЭЭ при работе всех НА с минимальным временем  $t_{и,i}$ , необходимым для предотвращения заиливания скважин, ч. ▶

**Рис. 3. Определение состояния ЭЭФ при работе насосных агрегатов**



Проведенные исследования позволили выявить резервы экономии ЭЭ при регулировании режимов работы по критерию минимума удельного расхода ЭЭ. Так, для УП «Витебскводоканал» потенциал повышения ЭЭФ составил 1855 тыс. кВт·ч при обобщенных затратах ЭЭ в системе водоснабжения за 2014 год 16398 тыс. кВт·ч, что составляет 11,3%. Для КПУП «Гомельводоканал» резерв экономии ЭЭ составил 4,4%, или 1404 тыс. кВт·ч при общем электропотреблении в системе водоснабжения 31758 тыс. кВт·ч.

### Заключение

1. Разработан способ оценки текущего состояния ЭЭФ для технологических систем водоснабжения и водоотведения, позволяющий определять приоритетные мероприятия в области энергосбережения, основанный на определении фактического значения коэффициента чувствительности модели, который учитывает многофакторную взаимосвязь между электропотреблением и технологической системой водоснабжения и водоотведения в условиях внешних и внутренних возмущающих воздействий.

2. Разработан метод оценки регулировочной способности по ЭЭФ насосного оборудования системы водоснабжения, основанный на ранжировании удельных расходов ЭЭ по критерию минимакса, позволяющий определять резервы экономии электроэнер-

гии в условиях сохранения конфигурации трубопроводной системы и обеспечении требуемого объема воды.

### Литература

1. Капанский А.А. Управление энергоэффективностью трубопроводных систем водоотведения на основе многофакторного моделирования режимов электропотребления / А.А. Капанский // Научно-практический журнал «Агротехника и энергообеспечение». – Орел, 2016. – №1 (10). – С. 51–63.

2. Анищенко В.А. Способ построения модели режимов электропотребления участка нефтепровода / В.А. Анищенко, Н.В. Токочакова, А.С. Фиков // Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. Энергетика. – 2006. – №6. – С. 44.

3. Токочакова Н.В. Расчетно-статистические модели режимов потребления электроэнергии как основа нормирования и оценки энергетической эффективности / Н.В. Токочакова, Д.Р. Мороз // Энергоэффективность. – 2006. – №1. – С. 14–15, – 2006. – №2. – С. 14–15.

4. Токочакова Н.В. Управление энергоэффективностью промышленных потребителей на основе моделирования режимов электропотребления / Н.В. Токочакова // Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. Энергетика. – 2006. – №3. – С. 67–75.

5. Грунтович Н.В., Капанский А.А. Расчетно-статистический метод оценки показателей энергоэффективности в технологических системах водоотведения / Грунтович Н.В., Капанский А.А. // Актуальные проблемы электроэнергетики. Сборник статей Всероссийской научно-технической конференции. – А.Б. Дарьенков (отв. редактор). – Нижний Новгород, 2015. – С. 145–150.

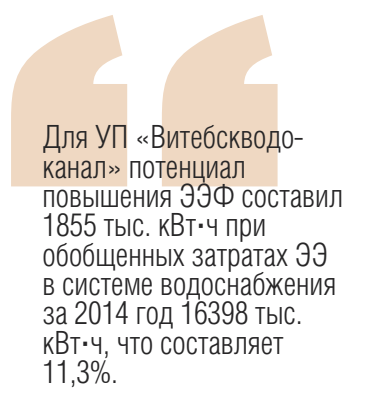
6. Грунтович Н.В., Мороз Д.Р., Капанский А.А. Развитие методического обеспечения диагностирования и прогнозирования энергоэффективности технологических систем водоснабжения и водоотведения // Энергоэффективность. – 2015. – №1. – С. 20–23.

7. Капанский А.А. Оценка чувствительности показателей энергоэффективности при изменении производственных программ в системах водоснабжения и водоотведения // Материалы IX международной научно-технической конференции. – Под общей редакцией Маркарянц Л.М. – Брянск, 2015. – С. 97–102.

8. Грунтович Н.В. Экспериментальные методические рекомендации по расчету норм расхода ТЭР в системах водоснабжения и водоотведения Республики Беларусь / Н.В. Грунтович, Н.В. Грунтович, А.А. Капанский // Под ред. зам. Министра ЖКХ РБ А.В. Шагуна. – Минск, 2015. – С. 97.

9. Акулич И.Л. Глава 1. Задачи линейного программирования // Математическое программирование в примерах и задачах. – М.: Высшая школа, 1986. – 319 с. ■

Статья поступила в редакцию 28.06.2016



Для УП «Витебскводоканал» потенциал повышения ЭЭФ составил 1855 тыс. кВт·ч при обобщенных затратах ЭЭ в системе водоснабжения за 2014 год 16398 тыс. кВт·ч, что составляет 11,3%.

- ▶ **Нормирование расходов ТЭР**  
(расчет, корректировка, сопровождение)
- ▶ **Тепловизионное обследование**  
(сооружений, оборудования)
- ▶ **Составление энергетического (теплоэнергетического) паспорта зданий**
- ▶ **ТЭО вариантов теплоснабжения**  
(расчет, сопровождение)
- ▶ **Составление экологического паспорта организации**

**Работаем по всей стране**

212013, г. Могилев,  
Славгородское шоссе,  
30/в

☎ 8 (029) 305-00-59,  
факс 8 (0222) 78-02-72  
e-mail: alvariant@mail.ru

«Иста Митеринг Сервис» • 220034, г. Минск, ул. 3. Бядули, 12  
тел.: (017)294-3311, 293-6849, 283-6858; факс: (017)293-0569  
e-mail: minsk@ista.by • <http://www.ista.by>  
отдел расчетов: (017)290-5667 (-68) • e-mail: billing@ista.by

- Система индивидуального (поквартирного) учета тепловой энергии на базе распределителей тепла «Экземпер», «Допримо III радио»: от монтажа приборов до абонентских расчетов для десятков тысяч потребителей.
- Энергосберегающее оборудование «Данфосс», «Заутер», «Петтинарولي»: радиаторные термостаты, системы автоматического регулирования отопления зданий, арматура.
- Приборы учета тепловой энергии «Сенсоник II» с расходом теплоносителя от 0,6 до 2,5 м<sup>3</sup>/ч с возможностью удаленного сбора информации.
- Запорно-регулирующая арматура: шаровые краны, радиаторные вентили, задвижки, фильтры, компенсаторы, обратные клапаны и т.д.
- Насосное оборудование «Грундфос», «Вортекс».

3–31  
августа  
2016 года

В Информационном центре Республиканской научно-технической библиотеки проходит тематическая выставка «Дом будущего» – энергоэффективные технологии в строительном секторе».



Среди представленных на выставке изданий значительное место занимают такие периодические издания, как «Энергоэффективность», «Мастерская. Современное строительство», «Архитектура и строительство», «Городское хозяйство», «Наука и техника», «Охрана труда и безопасность в строительстве», «Промышленная теплотехника» и другие. Кроме того, посетители экспозиции могут познакомиться с материалами международных выставок и научно-практических конференций, а также имеют возможность поработать с любым изданием, сделать нужные копии фрагментов материалов.

Вход свободный. Минск, проспект Победителей, 7, РНТБ (ком. 607) в будние дни с 9.00 до 17.30, тел. 203-34-80, 306-20-74.

4  
сентября  
2016 года



День работников нефтяной, газовой и топливной промышленности

6–9  
сентября  
2016 года

Ижевск, Россия

«Энергетика. Энергосбережение-2016» – Всероссийская специализированная выставка. II Всероссийская специализированная выставка «ЖКХ. Инженерные сети».

Организатор: выставочный центр «Удмуртия»  
Тел./факс: (3412) 733-532  
E-mail: office@vcudm.ru  
www.vcudmurtia.ru

8–10  
сентября  
2016 года

Ашхабад, Туркменистан

Turkmen Energy 2016 – 9-я Международная выставка и научная конференция.

14–16  
сентября  
2016 года

Хошимин, Вьетнам



Electric & Power Vietnam 2016 – международная выставка электроустановок, освещения, технологий передачи и распределения энергии.  
<http://electricvietnam.com>

16  
сентября  
2016 года

Международный день охраны озонового слоя

18  
сентября  
2016 года



День работников леса

19–22  
сентября  
2016 года

Шанхай, Китай

LED China 2016 – 12-я Китайская международная выставка светодиодных технологий.

Организатор выставки: компания UBM

20–24  
сентября  
2016 года

Прага, Чехия

**FOR THERM**  
For Therm 2016 – выставка климатического оборудования, альтернативных источников электропитания.  
Организатор: компания ABF  
<http://for-therm.cz>

21–23  
сентября  
2016 года

Ташкент, Узбекистан

UzEnergyExpo-2016 – 11-я Международная выставка

«Энергетика, альтернативные источники энергии, электротехника».

Возобновляемые источники энергии. Энергосбережение. Освещение. Электротехника. Силовая электроника. Кабели. Провода. Арматура. Топливо-энергетический комплекс. Аналитические приборы.

Организатор: выставочная компания IEG Uzbekistan  
Тел./факс: +998 71 238 57 82  
E-mail: [energy@ieguzexpo.com](mailto:energy@ieguzexpo.com)  
[ieg.uz/archives/3](http://ieg.uz/archives/3)

22  
сентября  
2016 года



Всемирный день без автомобиля

23–24  
сентября  
2016 года

Севастополь, Россия

«Энергетика и энергосбережение 2016» – межрегиональная выставка.

Организатор: «Крым-Юг России»  
Тел.: +7 (978) 758-32-33  
E-mail: [ekaterina@krymyug.ru](mailto:ekaterina@krymyug.ru)  
[www.krymyug.ru](http://www.krymyug.ru)

27  
сентября  
2016 года



День машиностроителя

21-я Международная специализированная выставка | 21th International Specialized Exhibition

# ENERGY EXP

"Энергетика. Экология. Энергосбережение. Электро" | "Energy. Ecology. Energy Saving. Electro"



## XXI БЕЛОРУССКИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ И ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ ФОРУМ

### 11-14.10.2016

г. Минск, пр. Победителей 20/2  
(Футбольный манеж)



8-я специализированная выставка  
"Атомэкспо-Беларусь"



12-я специализированная выставка  
светотехнического оборудования "ЭкспоСВЕТ"



11-я специализированная выставка  
"Водные и воздушные технологии"



Специализированная выставка  
"ЭКСПОГОРОД"

ЗАО "ТЕХНИКА И КОММУНИКАЦИИ"



тел.: (+375 17) 306 06 06, [www.tc.by](http://www.tc.by), [energy@tc.by](mailto:energy@tc.by)

Генеральные информационные партнеры



Генеральные интернет-партнеры

Информационные партнеры:



Официальные информационные партнеры



# ЭНЕРГО ЭФФЕКТИВНОСТЬ

## Приложение

### Об актуализации Методических рекомендаций по составлению ТЭО для энергосберегающих мероприятий

Департамент по энергоэффективности по поручению Правительства Республики Беларусь доработал (актуализировал) имеющиеся Методические рекомендации по составлению технико-экономических обоснований для энергосберегающих мероприятий.

При актуализации в единый документ сведены согласованные ранее Минэкономики Методические рекомендации от 2003 года, дополнения к ним от 2006 и 2008 годов. По предложениям заинтересованных дополнительно включены алгоритмы расчетов

внедрения автоматических систем компенсации реактивной мощности, внедрения теплоутилизаторов в системах механической приточно-вытяжной вентиляции и кондиционирования воздуха, передачи тепловых нагрузок на ТЭЦ.

Департамент по энергоэффективности дополнил алгоритмы расчетов по отдельным мероприятиям, связанным с созданием локальных энергоисточников, методикой оценки целесообразности их строительства с учетом сопутствующих затрат в энергосистеме.

СОГЛАСОВАНО  
Министерство энергетики  
Республики Беларусь  
19.07.2016 г.

УТВЕРЖДЕНО  
Департамент по энергоэффективности  
Государственного комитета  
по стандартизации Республики Беларусь  
19.07.2016 г.

СОГЛАСОВАНО  
Национальная академия наук  
Республики Беларусь  
15.07.2016 г.

## Методические рекомендации по составлению технико-экономических обоснований для энергосберегающих мероприятий

г. Минск, 2016 г.

### ГЛАВА 1 Общие положения

1. Настоящие Методические рекомендации разработаны в соответствии с Законом Республики Беларусь «Об энергосбережении», Инструкцией по определению эффективности использования средств, направляемых на выполнение энергосберегающих мероприятий, утвержденной постановлением Министерства экономики, Министерства энергетики и Комитета по энергоэффективности при Совете Министров Республики Беларусь от 24.12.2003 г. №252/45/7, согласованным Национальной академией наук Беларуси.

2. Настоящие Методические рекомендации устанавливают порядок составления технико-экономических обоснований для энергосберегающих мероприятий, включаемых в краткосрочные (ежегодные) программы энергосбережения.

3. В настоящих Методических рекомендациях используются следующие основные понятия:

тонна условного топлива – учетная единица топлива с низшей теплотворной способностью 7 гигакалорий, применяемая для отражения общего количества всех видов топлива и энергии;

калорийный эквивалент – переводной коэффициент, определяющий равноценное количество натурального топлива для расчета по его теплотворной способности в условное топливо. Величина безразмерная;

коэффициенты пересчета электрической и тепловой энергии в условное топливо – средняя величина расхода условного топлива на отпуск энергоисточниками ГПО «Белэнерго» соответственно единицы электрической и тепловой энергии;

коэффициент полезного действия (КПД) энергоустановки – характеристика эффективности установки в отношении преобразования энергии, определяемая как отношение полезно используемой энергии к суммарному количеству энергии, переданному установке;

простой срок окупаемости энергосберегающего проекта (мероприятия) – время, за которое капиталовложения в реализацию проекта (мероприятия) окупятся за счет полученного экономического эффекта от его внедрения;

состав затрат (укрупненные капиталовложения) – может включать затраты на выполнение предпроектных работ (ТЭО, обоснование инвестиций, бизнес-план) проектных работ, приобретение оборудования, производство строительно-монтажных и пусконаладочных работ.

4. Настоящие методические рекомендации содержат алгоритмы типовых расчетов для предварительной оценки эффективности использования средств, направляемых на реализацию энергосберегающих мероприятий.

При составлении технико-экономического обоснования расчетный экономический эффект от внедрения планируемого к реализации мероприятия указывается в денежном эквиваленте (белорусских рублях) и определяется как произведение величины ожидаемого экономического эффекта от снижения потребления (экономию) ТЭР, выраженного в тоннах условного топлива, и стоимости тонны условного топлива.

С целью обеспечения единства расчетов при оценке эффективности внедрения энергосберегающих мероприятий информация о расчетной стоимости тонны условного топлива на конкретный календарный год размещается Департаментом по энергоэффективности Государственного комитета по стандартизации Республики Беларусь на официальном сайте.

ГЛАВА 2

Технико-экономические обоснования для типичных энергосберегающих мероприятий

5. Технико-экономическое обоснование установки турбоагрегата малой мощности.

5.1. После расчета и определения паровых нагрузок и параметров работы котлоагрегатов, используя приложение 5, произвести выбор типа турбоагрегата, возможного к применению на рассматриваемой котельной.

Необходимо для дальнейшего расчета определить число часов использования установленной мощности турбоагрегата при установке на обследуемой котельной. Для этого необходимо определить среднечасовой расход пара на котельной:

$$D_{\text{час}} = D_{\text{год}} / T_{\text{год}}, \text{ т/ч,}$$

где  $D_{\text{час}}$  – среднечасовой расход пара на котельной, т/ч

$D_{\text{год}}$  – годовой расход пара, т

$T_{\text{год}}$  – число часов работы котельной в году, часов.

Если среднечасовой расход пара на котельной выше или равен номинальному расходу пара на турбину, то число часов использования установленной мощности будет равно числу часов работы котельной. При этом необходимо учитывать, что пар прошедший через турбину имеет несколько меньший потенциал, чем редуцированный пар. Это в свою очередь вызовет необходимость увеличения производства пара на 10—20% для получения у потребителя того же количества теплоты.

Если среднечасовой расход пара на котельной ниже номинального расхода пара на турбину более чем на 20%, то число часов использования установленной мощности снижается пропорционально расходу пара и мощность турбоагрегата определяется по диаграммам режимов. После определения мощности турбоагрегата по диаграмме режимов, определим число часов использования установленной мощности по формуле:

$$T_{\text{уст}} = N_{\text{т}} \times T_{\text{год}} / N_{\text{уст}}, \text{ часов,}$$

где  $T_{\text{уст}}$  – число часов использования установленной мощности,

$N_{\text{т}}$  – мощность турбоагрегата, определенная по диаграмме режимов, кВт;

$T_{\text{год}}$  – число часов работы котельной в году, часов;

$N_{\text{уст}}$  – установленная мощность выбранного турбоагрегата, кВт.

5.2. Расчет экономии топлива от установки турбоагрегата.

Для расчета экономии топлива от установки турбоагрегата важно точно знать затраты топлива на производство электроэнергии на обследуемой котельной. Для этого необходимо определить удельный расход топлива на производство 1 Гкал теплоты, отпущаемой от котлов, или коэффициенты полезного действия котельной и транспорта пара к турбине.

5.2.1. Определить с помощью обратного баланса коэффициент полезного действия котлов брутто (при соответствии режимов работы котлов режимным картам его можно взять из данных режимно-наладочных испытаний, в противном случае необходимо проведение замеров топочных режимов с помощью газоанализаторов типа «Testo» с получением коэффициента полезного действия). Затем определяется коэффициент полезного действия котельной нетто с учетом потребления теплоты на собственные нужды котельной:

$$\eta_{\text{к нетто}} = \eta_{\text{к брутто}} \times (1 - \alpha_{\text{сн}} / 100), \%,$$

где  $\eta_{\text{к нетто}}$  – коэффициент полезного действия котельной нетто, т.е. с учетом собственных нужд котельной в теплоте;

$\alpha_{\text{сн}}$  – коэффициент расхода теплоты на собственные нужды котельной, %;

$\eta_{\text{к брутто}}$  – коэффициент полезного действия котлов брутто средневзвешенный (по котельной):

$$\eta_{\text{к брутто}} = \sum (\eta_{\text{котла брутто}} \times Q_{\text{котла год}}) / \sum Q_{\text{котла год}}, \%,$$

где  $\eta_{\text{котла брутто}}$  – коэффициент полезного действия котла брутто, %;

$Q_{\text{котла год}}$  – выработка теплоты котлом в году, Гкал.

При этом коэффициент полезного действия фактически должен соответствовать норме расхода топлива на производство 1 Гкал, согласованной Департаментом по энергоэффективности Госстандарта, или быть ниже ее за счет внедрения энергосберегающих мероприятий, направленных на снижение потребления ТЭР.

Путем замера температуры поверхности изоляции паропроводов можно определить потери при транспорте пара (при нормальном состоянии теплоизоляции КПД транспорта пара составляет 98% внутри котельной и 96% при установке турбогенератора в отдельно стоящем здании с прокладкой наружных паропроводов).

5.2.2. Определение количества теплоты на выработку электроэнергии на выбранном турбоагрегате за год:

$$Q_{\text{эз}} = N_{\text{уст}} \cdot T_{\text{уст}} \cdot k_3 \cdot \eta_{\text{т}} \cdot \eta_{\text{к нетто}} \cdot \eta_{\text{тр}} \cdot 10^{-6}, \text{ Гкал,}$$

где  $N_{\text{уст}}$  – установленная мощность турбогенератора, кВт;

$T_{\text{уст}}$  – число часов использования установленной мощности, час;

$k_3$  – коэффициент перевода электрической энергии в тепловую, равен 0,86;

$\eta_{\text{т}}$  – коэффициент полезного действия турбоагрегата (Приложение 5);

$\eta_{\text{к нетто}}$  – коэффициент полезного действия котельной нетто после установки турбоагрегата с учетом роста среднечасовой паровой нагрузки, %;

$\eta_{\text{тр}}$  – коэффициент полезного действия транспорта пара, %.

5.2.3. Определение расхода условного топлива на выработку электроэнергии на выбранном турбоагрегате за год:

$$B_{\text{зз}} = Q_{\text{эз}} / Q_{\text{н}}^{\text{р}}, \text{ т у.т.,}$$

где  $B_{\text{зз}}$  – расход условного топлива на выработку электроэнергии, т у.т.;

$Q_{\text{зз}}$  – расход теплоты на выработку электроэнергии, Гкал;

$Q_{\text{н}}^{\text{р}}$  – низшая теплотворная способность условного топлива, равная 7000 ккал/кг.

5.2.4. Определение выработанной электроэнергии на турбоагрегате за год:

$$Э_{\text{выр.}} = N_{\text{уст.}} \times T_{\text{уст.}}, \text{ кВт}\cdot\text{ч,}$$

где  $N_{\text{уст.}}$  – установленная мощность турбоагрегата, кВт;

$T_{\text{уст.}}$  – число часов использования установленной мощности, час.

5.2.5. Определение количества отпущенной электроэнергии от выбранного турбоагрегата:

$$Э_{\text{отп.}}^{\text{т}} = Э_{\text{выр.}} \times (1 - \alpha_{\text{сн}}^{\text{эз}} / 100), \text{ кВт}\cdot\text{ч,}$$

где  $\alpha_{\text{сн}}^{\text{эз}}$  – коэффициент потребления электроэнергии на собственные нужды турбоагрегата (на работу насосов техводоснабжения, пускового маслонасоса и др. электрического оборудования), в зависимости от выбранной схемы технического водоснабжения составляет ориентировочно: при включении в схему технического водоснабжения предприятия – (0,5—1%), при индивидуальной схеме технического водоснабжения – (3—8%).

5.2.6. Необходимое количество отпущенной электроэнергии с шин электростанций ГПО «Белэнерго» с учетом потерь в электрических сетях на транспорт электроэнергии до вводов токоприемников предприятия составляет:

$$Э_{\text{отп.}}^{\text{эс}} = Э_{\text{отп.}}^{\text{т}} \times (1 + k_{\text{пот}} / 100), \text{ кВт}\cdot\text{ч,}$$

где  $Э_{\text{отп.}}^{\text{т}}$  – отпущенная с шин турбоагрегатом и потребленная предприятием электроэнергия, кВт·ч;

$k_{\text{пот}}$  – коэффициент потерь в электрических сетях на транспорт электроэнергии в системе ГПО «Белэнерго».

5.2.7. Определение экономии топлива от установки выбранного турбоагрегата на котельной предприятия:

$$\Delta B^{\text{т}} = Э_{\text{отп.}}^{\text{эс}} \cdot b_{\text{зз}}^{\text{ср}} \cdot 10^{-6} - B_{\text{зз}}, \text{ т у.т.,}$$

где  $Э_{\text{отп.}}^{\text{эс}}$  – количество электроэнергии, отпущенной с шин электростанций ГПО «Белэнерго», с учетом потерь в электросетях на транспорт электроэнергии, тыс. кВт·ч;

$b_{\text{зз}}^{\text{ср}}$  – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии, принимается равным фактическому расходу топлива на замыкающей станции в энергосистеме (Лукомльской ГРЭС) за год, предшествующий составлению расчета, г у.т./кВт·ч;

$B_{\text{зз}}$  – годовой расход топлива на выработку электроэнергии выбранным турбоагрегатом, т у.т.

5.3. Определение укрупненных капиталовложений в установку турбоагрегата малой мощности на котельных предприятиях с созданием малых ТЭЦ.

Стоимость выбранного турбоагрегата определяется по результатам тендера.

Стоимость электротехнических устройств составляет ориентировочно 10—15% от стоимости турбоагрегата.

Стоимость тепломеханической части (паропроводы, трубопроводы технической воды и т.д.) – 15—20% от стоимости турбоагрегата.

Стоимость строительно-монтажных работ в зависимости от расположения турбоагрегата: в котельной – 15—20% от стоимости оборудования;

в отдельно стоящем строении – 20—30% от стоимости оборудования.

Стоимость проектно-изыскательных работ – 5—10% от стоимости строительно-монтажных работ.

Стоимость пусконаладочных работ – 3—5% от стоимости оборудования.

Стоимость оборудования:

$$C_{\text{об.}} = C_{\text{т}} + (0,1 \div 0,15) \times C_{\text{т}} + (0,15 \div 0,2) \times C_{\text{т}}, \text{ руб.}$$

Капиталовложения в мероприятие:

$$K_{\text{т}} = C_{\text{об}} + (0,05 \div 0,1) \times C_{\text{смп}} + (0,15 \div 0,3) \times C_{\text{об}} + (0,03 \div 0,05) \times C_{\text{об}}, \text{ руб.}$$

Определение простого срока окупаемости мероприятия:

$$C_{\text{рок}} = K_{\text{т}} / (\Delta B^{\text{т}} \times C_{\text{топл}}), \text{ лет,}$$

где  $K_{\text{т}}$  – капиталовложения в мероприятие, руб.;

$\Delta B^{\text{т}}$  – экономия топлива от внедрения мероприятия, т у.т.;

$C_{\text{топл}}$  – стоимость 1 т у.т. (руб.), уточняется на момент составления расчета.

Примечание. После определения простого срока окупаемости установки турбоагрегата необходимо будет произвести оценку целесообразности создания такого локально-энергостанчика с учетом макроэкономического эффекта в масштабах республики (учсть складывающуюся ситуацию в энергосистеме в связи с вводом БелАЭС). Расчет согласно приложению 7.

6. Технико-экономическое обоснование внедрения средств автоматического регулирования нагрузки электроприводов

При использовании регулируемого электропривода экономия электроэнергии достигается за счет следующих мероприятий:

снижение потерь в трубопроводах;

снижение потерь на дросселирование в регулирующих устройствах;

поддержание оптимального гидравлического режима в сетях;

устранение влияния холостого хода электродвигателя;

оптимизация режима работы установки в зависимости от рабочих параметров.

6.1. Технико-экономическое обоснование внедрения регулируемого электропривода насоса.

Расчет экономии топлива от внедрения регулируемого электропривода насоса осуществляется следующим образом.

6.1.1. Определение относительной скорости вращения насоса при снижении давления в подающем трубопроводе:

$$P/P_{\text{НОМ}} = n^2/n_{\text{НОМ}}^2; \\ n = \sqrt{P/P_{\text{НОМ}} * n_{\text{НОМ}}^2}; \text{ об/мин,}$$

где  $P$  – давление в напорном трубопроводе, кгс/см<sup>2</sup>;

$P_{\text{НОМ}}$  – номинальное давление в напорном трубопроводе, кгс/см<sup>2</sup>;

$n_{\text{НОМ}}$  – номинальные обороты электродвигателя, об/мин.

Примечание: При регулировании расхода (производительности) насоса при неизменном давлении в подающем трубопроводе (при выдерживании гидравлики) необходимо использовать следующую формулу:

$$Q/Q_{\text{НОМ}} = n/n_{\text{НОМ}};$$

$$n = Q/Q_{\text{НОМ}} * n_{\text{НОМ}};$$

где  $Q$  – фактическая производительность насоса, т/ч;

$Q_{\text{НОМ}}$  – номинальная производительность насоса при заданном давлении, т/ч.

6.1.2. Определение мощности на валу насоса при работе на пониженном давлении:

$$N/N_{\text{НОМ}} = n^3/n_{\text{НОМ}}^3;$$

$$N = N_{\text{НОМ}} * n^3/n_{\text{НОМ}}^3; \text{ кВт,}$$

где  $N_{\text{НОМ}}$  – номинальная мощность на валу насоса, кВт;

$n$  – обороты электродвигателя при работе на пониженном давлении (производительности) в напорном трубопроводе, об/мин;

$n_{\text{НОМ}}$  – номинальные обороты электродвигателя, об/мин.

6.1.3. Годовой расход электроэнергии при работе насоса с номинальной скоростью:

$$W_n = N_{\text{НОМ}} * T * K_{\text{и}}, \text{ кВт}\cdot\text{ч;}$$

где  $T$  – количество часов работы, ч;

$K_{\text{и}}$  – коэффициент использования.

6.1.4. Годовой расход электроэнергии при работе насоса с регулируемым электроприводом:

$$W = N * T * K_{\text{и}}, \text{ кВт}\cdot\text{ч;}$$

где  $T$  – количество часов работы, ч;

$K_{\text{и}}$  – коэффициент использования.

6.1.5. Годовая экономия электроэнергии при работе насоса с регулируемым электроприводом, по сравнению с насосом с обычным электроприводом:

$$\Delta W = W_n - W; \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

6.1.6. Годовая экономия условного топлива от внедрения регулируемого электропривода с учетом потерь на транспорт электроэнергии в электросетях:

$$\Delta B = \Delta W * b_3 * (1 + k_{\text{пот}}/100) * 10^{-3}, \text{ т у.т.};$$

где  $b_3$  – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии, принимается равным фактическому расходу топлива на замыкающей станции в энергосистеме (Лукомльской ГРЭС) за год, предшествующий составлению расчета, кг у.т./кВт·ч;

$k_{\text{пот}}$  – потери электроэнергии в электросетях (с учетом распределительных) в системе ГПО «Белэнерго».

6.1.7. Определение укрупненных капиталовложений в регулируемый электропривод:

Стоимость выбранного регулируемого электропривода  $C_{\text{рэл}}$  согласно договорной цене фирмы-поставщика (на основании тендера).

Стоимость электротехнических устройств и КИП составляет ориентировочно 3–5% от стоимости РЭП.

Стоимость строительно-монтажных работ – 5–10% от стоимости оборудования;

Стоимость пусконаладочных работ – 3–5% от стоимости оборудования.

Стоимость оборудования:

$$C_{\text{об.}} = C_{\text{рэл}} + (0,03 \div 0,05) * C_{\text{рэл}}, \text{ руб.}$$

Капиталовложения в мероприятие:

$$K_{\text{рэл}} = C_{\text{об.}} + (0,05 \div 0,1) * C_{\text{об.}} + (0,03 \div 0,05) * C_{\text{об.}}, \text{ руб.}$$

6.1.8. Определение срока окупаемости мероприятия:

$$C_{\text{рок}} = K_{\text{рэл}} / (\Delta B * C_{\text{топл}}), \text{ лет,}$$

где  $K_{\text{рэл}}$  – капиталовложения в мероприятие, руб.;

$\Delta B$  – экономия топлива от внедрения мероприятия, т у.т.;

$C_{\text{топл}}$  – стоимость 1 т у.т. (руб.), уточняется на момент составления расчета.

6.2. Техно-экономическое обоснование внедрения регулируемого электропривода дутьевого вентилятора или дымососа котла.

Расчет экономии топлива от внедрения регулируемого электропривода дутьевого вентилятора или дымососа котла.

6.2.1. Определение относительной скорости вращения насоса при снижении производительности дутьевого вентилятора (ДВ) или дымососа (ДС):

$$Q/Q_{\text{НОМ}} = n/n_{\text{НОМ}};$$

$$n = Q/Q_{\text{НОМ}} * n_{\text{НОМ}};$$

где  $Q$  – фактическая производительность ДВ или ДС, м<sup>3</sup>/ч;

$Q_{\text{НОМ}}$  – номинальная производительность ДВ или ДС при заданном давлении, м<sup>3</sup>/ч.

6.2.2. Определение мощности на валу ДВ или ДС при работе на сниженной производительности:

$$N/N_{\text{НОМ}} = n^3/n_{\text{НОМ}}^3;$$

$$N = N_{\text{НОМ}} * n^3/n_{\text{НОМ}}^3; \text{ кВт,}$$

где  $N_{\text{НОМ}}$  – номинальная мощность на валу ДВ или ДС, кВт;

$n$  – обороты электродвигателя при работе на пониженной производительности, об/мин;

$n_{\text{НОМ}}$  – номинальные обороты электродвигателя, об/мин.

6.2.3. Годовой расход электроэнергии при работе ДВ или ДС с номинальной скоростью:

$$W_n = N_{\text{НОМ}} * T * K_{\text{и}}, \text{ кВт}\cdot\text{ч;}$$

где  $T$  – количество часов работы, ч;

$K_{\text{и}}$  – коэффициент использования.

6.2.4. Годовой расход электроэнергии при работе ДВ или ДС с регулируемым электроприводом:

$$W = N * T * K_{\text{и}}, \text{ кВт}\cdot\text{ч;}$$

где  $T$  – количество часов работы, ч;

$K_{\text{и}}$  – коэффициент использования.

6.2.5. Годовая экономия электроэнергии при работе ДВ или ДС с регулируемым электроприводом по сравнению с насосом с обычным электроприводом:

$$\Delta W = W_n - W; \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

6.2.6. Годовая экономия условного топлива от внедрения регулируемого электропривода с учетом потерь на транспорт электроэнергии в электросетях (с учетом распределительных):

$$\Delta B = \Delta W * b_3 * (1 + k_{\text{пот}}/100) * 10^{-3}, \text{ т у.т.};$$

где  $b_3$  – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии, принимается равным фактическому расходу топлива на замыкающей станции в энергосистеме (Лукомльской ГРЭС) за год, предшествующий составлению расчета, кг у.т./кВт·ч;

$k_{\text{пот}}$  – потери электроэнергии в электросетях (с учетом распределительных) в системе ГПО «Белэнерго».

6.2.7. Определение укрупненных капиталовложений в регулируемый электропривод:

Стоимость выбранного регулируемого электропривода  $C_{\text{рэл}}$  согласно договорным ценам фирмы-поставщика (на основании тендера).

Стоимость электротехнических устройств и КИП составляет ориентировочно 3–5% от стоимости РЭП.

Стоимость строительно-монтажных работ – 5–10% от стоимости оборудования.

Стоимость пусконаладочных работ – 3–5% от стоимости строительно-монтажных работ.

Стоимость оборудования:

$$C_{\text{об.}} = C_{\text{рэл}} + (0,03 \div 0,05) * C_{\text{рэл}}, \text{ руб.}$$

Капиталовложения в мероприятие:

$$K_{\text{рэл}} = C_{\text{об.}} + (0,05 \div 0,1) * C_{\text{об.}} + (0,03 \div 0,05) * C_{\text{об.}}, \text{ руб.}$$

6.2.8. Определение срока окупаемости мероприятия:

$$C_{\text{рок}} = K_{\text{рэл}} / (\Delta B * C_{\text{топл}}), \text{ лет,}$$

где  $K_{\text{рэл}}$  – капиталовложения в мероприятие, руб.;

$\Delta B$  – экономия топлива от внедрения мероприятия, т у.т.;

$C_{\text{топл}}$  – стоимость 1 т у.т. (руб.), уточняется на момент составления расчета.

## 7. Техно-экономическое обоснование перевода парового котла в водогрейный режим

При переводе паровых котлов в водогрейный режим экономический эффект достигается за счет:

снижения расхода тепла на собственные нужды:

– потери тепла с продувкой котлов;

– потери тепла в паропроводах и пароводяных теплообменниках;

– потери тепла с потерей конденсата;

снижения расхода электроэнергии на производственные нужды:

– на питательные насосы;

– на конденсатные насосы;

снижения затрат на химводоподготовку.

### Расчет экономии топлива от перевода парового котла в водогрейный режим

7.1. Определение удельного расхода топлива на отпуск тепловой энергии после перевода котла в водогрейный режим.

Снижение удельного расхода топлива на отпуск тепловой энергии вызвано снижением расхода тепла на собственные нужды на 1,5%:

$$b_{т3}^в = b_{т3}^ф * \eta_{\text{нетто}}^ф / \eta_{\text{нетто}}^в, \text{ кг у.т./Гкал};$$

где  $b_{т3}^ф$  – удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии от парового котла фактический, кг у.т./Гкал;

$\eta_{\text{нетто}}^ф$  – КПД парового котла нетто фактический, %;

$\eta_{\text{нетто}}^в$  – КПД котла в водогрейном режиме, %:

$$\eta_{\text{нетто}}^в = \eta_{\text{нетто}}^ф * (1 - \alpha_{\text{сн}}/100) / (1 - \alpha_{\text{сн}}/100 - 0,015),$$

где  $\alpha_{\text{сн}}$  – коэффициент расхода тепла на собственные нужды для паровой котельной: природный газ – 3,5—5,5%, мазут – 4,5—6,5%.

7.2. Определение экономии условного топлива от изменения КПД котла нетто:

$$\Delta Bт = Q_ч * T_г * (b_{т3}^ф - b_{т3}^в) * 10^{-3}, \text{ т у.т.},$$

где  $Q_ч$  – среднечасовая тепловая нагрузка котельной, Гкал/ч;

$T_г$  – число часов работы котельной в году, ч;

7.3. Определение снижения расхода электроэнергии после перевода на водогрейный режим.

Среднее удельное потребление электроэнергии на отпуск тепловой энергии на паровой котельной составляет  $\Delta_{\text{сн}}^п = 30\text{--}45$  кВт·ч/Гкал, для котельной, работающей в водогрейном режиме —  $\Delta_{\text{сн}}^в = 20\text{--}25$  кВт·ч/Гкал.

$$\Delta \Delta = (\Delta_{\text{сн}}^п - \Delta_{\text{сн}}^в) * Q_ч * T_г, \text{ кВт·ч.}$$

7.4. Определение экономии топлива от снижения потребления электроэнергии с учетом потерь в электросетях на транспорт электроэнергии:

$$\Delta B_э = \Delta \Delta * b_э * (1 + k_{\text{пот}}/100) * 10^{-3}, \text{ т у.т.};$$

где  $b_э$  – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии, принимается равным фактическому расходу топлива на замыкающей станции в энергосистеме (Лукомльской ГРЭС) за год, предшествующий составлению расчета, кг у.т./кВт·ч;

$k_{\text{пот}}$  – потери электроэнергии в электросетях (с учетом распределительных) в системе ГПО «Белэнерго».

7.5. Определение экономии топлива от перевода парового котла в водогрейный режим:

$$\Delta B = \Delta B_т + \Delta B_э, \text{ т у.т.}$$

7.6. Определение укрупненных капиталовложений:

Стоимость выбранного на основании тендера проекта перевода парового котла в водогрейный режим  $C_{\text{вк}}$  определяется согласно договорным ценам фирмы-проектанта.

Стоимость оборудования (трубопроводов, арматуры и т.п.) определяется согласно договорным ценам на основании тендера.

Стоимость строительно-монтажных работ – 5—10% от стоимости оборудования.

Стоимость пусконаладочных работ – 3—5% от стоимости оборудования.

Капиталовложения в мероприятие:

$$K_{\text{вк}} = C_{\text{вк}} + C_{\text{об}} + (0,05 \div 0,1) * C_{\text{об}} + (0,03 \div 0,05) * C_{\text{об}}, \text{ руб.}$$

7.7. Определение срока окупаемости мероприятия:

$$C_{\text{рок}} = K_{\text{вк}} / (\Delta B * C_{\text{топл}}), \text{ лет},$$

где  $K_{\text{вк}}$  – капиталовложения в мероприятие, руб.;

$\Delta B$  – экономия топлива от внедрения мероприятия, т у.т.;

$C_{\text{топл}}$  – стоимость 1 т у.т. (руб.), уточняется на момент составления расчета.

## 8. Технико-экономическое обоснование замены котлов с низким КПД на высокоэкономичные котлы

При замене котлов с низким КПД на высокоэкономичные котлы экономический эффект достигается за счет снижения потребления топлива при более эффективном процессе его сжигания для получения тепловой энергии.

### Расчет экономии топлива от замены котлов с низким КПД на высокоэкономичные котлы

8.1. Определение удельного расхода топлива на отпуск тепловой энергии после замены котла.

Снижение удельного расхода топлива на отпуск тепловой энергии вызвано увеличением КПД котельной установки:

$$b_{т3}^н = (142,86 / \eta_{\text{нетто}}^н) * 100, \text{ кг у.т./Гкал};$$

$\eta_{\text{нетто}}^н$  – КПД нового котла, %.

8.2. Определение экономии условного топлива от изменения КПД котла нетто:

$$\Delta Bт = Q_ч * T_г * (b_{т3}^ф - b_{т3}^н) * 10^{-3}, \text{ т у.т.},$$

где  $b_{т3}^ф$  – удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии фактический, кг у.т./Гкал;

$Q_ч$  – среднечасовая тепловая нагрузка котельной, Гкал/ч;

$T_г$  – число часов работы котельной в году, ч.

8.3. Определение укрупненных капиталовложений:

Стоимость оборудования определяется согласно договорным ценам (на основании тендера).

Стоимость проектных работ – до 10% от стоимости строительно-монтажных работ. Стоимость строительно-монтажных работ – 25—30% от стоимости оборудования. Стоимость пусконаладочных работ – 3—5% от стоимости оборудования. Капиталовложения в мероприятие:

$$K_3 = C_{\text{об}} + 0,1 * C_{\text{смп}} + (0,25 \div 0,3) * C_{\text{об}} + (0,03 \div 0,05) * C_{\text{об}}, \text{ руб.}$$

8.4. Определение срока окупаемости мероприятия:

$$C_{\text{рок}} = K_3 / (\Delta B * C_{\text{топл}}), \text{ лет},$$

где  $K_3$  – капиталовложения в мероприятие, руб.;

$\Delta B$  – экономия топлива от внедрения мероприятия, т у.т.;

$C_{\text{топл}}$  – стоимость 1 т у.т. (руб.) уточняется на момент составления расчета.

## 9. Технико-экономическое обоснование перевода котлов на сжигание природного газа

При переводе котла на сжигание газа экономический эффект достигается за счет: снижения потребления условного топлива (повышение КПД котла, снижение расхода тепла на собственные нужды); разности в стоимости сжигаемого топлива.

### Расчет экономии топлива

9.1. Определение удельного расхода топлива на отпуск тепловой энергии после перевода котла на сжигание природного газа.

Снижение удельного расхода топлива на отпуск тепловой энергии вызвано увеличением КПД котельной установки:

$$b_{т3}^п = (142,86 / \eta_{\text{нетто}}^п) * 100, \text{ кг у.т./Гкал};$$

$\eta_{\text{нетто}}^п$  – КПД котла после перевода на сжигание природного газа, %.

Ориентировочно увеличение КПД котельной установки при сжигании природного газа составляет от 1—2,5%.

Снижение удельного расхода топлива на отпуск тепловой энергии вызвано снижением расхода тепла на собственные нужды на 1,5%:

$$b_{т3}^пг = b_{т3}^п * \eta_{\text{нетто}}^ф / \eta_{\text{нетто}}^п, \text{ кг у.т./Гкал};$$

где  $b_{т3}^п$  – удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии от котла на природном газе, кг у.т./Гкал;

$\eta_{\text{нетто}}^ф$  – КПД котла нетто фактический, %;

$\eta_{\text{нетто}}^п$  – КПД котла нетто при сжигании природного газа, %:

$$\eta_{\text{нетто}}^п = \eta_{\text{нетто}}^ф * (1 - \alpha_{\text{сн}}/100) / (1 - \alpha_{\text{сн}}/100 - 0,015),$$

где  $\alpha_{\text{сн}}$  – коэффициент расхода тепла на собственные нужды для котельной: мазут – 4,5—6,5%.

9.2. Определение экономии условного топлива от изменения КПД котла нетто:

$$\Delta B = Q_ч * T_г * (b_{т3}^ф - b_{т3}^пг) * 10^{-3}, \text{ т у.т.},$$

где  $b_{т3}^ф$  – удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии фактический, кг у.т./Гкал;

$Q_ч$  – среднечасовая тепловая нагрузка котельной, Гкал/ч;

$T_г$  – число часов работы котельной в году, ч.

9.3. Определение укрупненных капиталовложений:

Стоимость оборудования определяется согласно договорным ценам (на основании тендера).

Стоимость проектных работ – до 10% от стоимости строительно-монтажных работ.

Стоимость строительно-монтажных работ – 25—30% от стоимости оборудования.

Стоимость пусконаладочных работ – 3—5% от стоимости оборудования.

Капиталовложения в мероприятие:

$$K_{\text{пг}} = C_{\text{об}} + 0,1 * C_{\text{смп}} + (0,25 \div 0,3) * C_{\text{об}} + (0,03 \div 0,05) * C_{\text{об}}, \text{ руб.}$$

9.4. Определение срока окупаемости мероприятия за счет экономии топлива:

$$C_{\text{рок}} = K_{\text{пг}} / (\Delta B * C_{\text{топл}}), \text{ лет},$$

где  $K_{\text{пг}}$  – капиталовложения в мероприятие, руб.;

$\Delta B$  – экономия топлива от внедрения мероприятия, т у.т.;

$C_{\text{топл}}$  – стоимость 1 т у.т. (руб.), уточняется на момент составления расчета.

9.5. Определение срока окупаемости мероприятия за счет разности в стоимости сжигаемого топлива.

Определение количества сжигаемого мазута:

$$V_м = Q_ч * T_г * b_{т3}^ф / (K_м * 10^3), \text{ т},$$

где  $Q_ч$  – среднечасовая нагрузка котельной, Гкал/час;

$T_г$  – число часов работы в год, часов;

$b_{т3}^ф$  – удельный расход топлива при работе на мазуте на производство тепловой энергии, кг у.т./Гкал;

$K_м$  – топливный эквивалент мазута (печного бытового топлива – ПБТ) для перевода в натуральное топливо равен 1,37 (1,45) (Приложение 1).

Определение количества сжигаемого природного газа:

$$V_г = Q_ч * T_г * b_{т3}^пг / (K_{\text{пг}} * 10^3), \text{ т},$$

где  $Q_ч$  – среднечасовая нагрузка котельной, Гкал/час;



$T_r$  – число часов работы в год, часов;  
 $b_{т3}^{нг}$  – удельный расход топлива при работе на природном газе на производство тепловой энергии, кг у.т./Гкал;

$K_{пг}$  – топливный эквивалент природного газа для перевода в натуральное топливо = 1,15 (Приложение 1).

Определение разности в стоимости сжигаемого топлива:

$$\Delta C_{топл} = V_m \times C_m - V_{пг} \times C_{пг}, \text{ тыс. руб.};$$

где  $C_m$  – стоимость тонны мазута, руб./тонна;

$C_{пг}$  – стоимость тысячи метров кубических природного газа, руб./тыс. м<sup>3</sup>.

9.6. Определение срока окупаемости мероприятия за счет разности стоимости сжигаемого топлива:

$$Cp_{ок} = K_{пг} / \Delta C_{топл}, \text{ лет},$$

где  $K_{пг}$  – капиталовложения в мероприятие, руб.;

$\Delta C_{топл}$  – разность в стоимости сжигаемого топлива, руб.

### 10. Техно-экономическое обоснование перевода котлов на сжигание местных видов топлива (дрова, опилки, торф, щепа и др.)

При переводе котла на сжигание местных видов топлива происходит замещение местными видами топлива (МВТ) импортруемых видов топлива и экономический эффект достигается за счет разности в стоимости сжигаемого топлива.

#### Расчет срока окупаемости перевода котла на сжигание МВТ

10.1. Определение укрупненных капиталовложений:

Стоимость оборудования определяется согласно договорным ценам (на основании тендера).  
 Стоимость проектных работ – до 10% от стоимости строительно-монтажных работ.  
 Стоимость строительно-монтажных работ – 25—30% от стоимости оборудования.  
 Стоимость пусконаладочных работ – 3—5% от стоимости оборудования.  
 Капиталовложения в мероприятие:

$$K_{мвт} = C_{об} + 0,1 \times C_{смп} + (0,25 \div 0,3) \times C_{об} + (0,03 \div 0,05) \times C_{об}, \text{ руб.}$$

10.2. Определение сроков окупаемости мероприятия за счет разности в стоимости сжигаемого топлива.

10.2.1. Определение количества сжигаемого топлива (ПБТ, мазут и т.д.):

$$V_m = Q_4 \times T_r \times b_{т3}^{\phi} / (K_m \times 10^3), \text{ т},$$

где  $Q_4$  – среднечасовая нагрузка котельной, Гкал/час;

$T_r$  – число часов работы в год, часов;

$b_{т3}^{\phi}$  – удельный расход топлива при работе на мазуте (печном бытовом топливе – ПБТ) на производство тепловой энергии, кг у.т./Гкал;

$K_m$  – топливный эквивалент мазута (ПБТ) для перевода в натуральное топливо равен 1,37 (1,45) (Приложение 1).

10.2.2. Определение количества сжигаемого местного топлива:

$$V_r = Q_4 \times T_r \times b_{т3}^{мвт} / (K_{мвт} \times 10^3), \text{ т},$$

где  $Q_4$  – среднечасовая нагрузка котельной, Гкал/час;

$T_r$  – число часов работы в год, часов;

$b_{т3}^{мвт}$  – удельный расход топлива при работе на местном виде топлива на производство тепловой энергии, кг у.т./Гкал.

$$b_{т3}^{мвт} = 142,86 / (\eta_{мвт} \times 10^{-2}),$$

$\eta_{мвт}$  – коэффициент полезного действия котла на местных видах топлива, %;

$K_{мвт}$  – топливный эквивалент местных видов топлива для перевода в натуральное топливо (Приложение 1).

10.2.3. Определение разности в стоимости сжигаемого топлива:

$$\Delta C_{топл} = V_m \times C_m - V_{мвт} \times C_{мвт}, \text{ руб.};$$

где  $C_m$  – стоимость тонны мазута (ПБТ), руб./тонна;

$C_{мвт}$  – стоимость МВТ (тонна, м<sup>3</sup> и т.д.), руб.

Определение срока окупаемости мероприятия за счет разности стоимости сжигаемого топлива:

$$Cp_{ок} = K_{пг} / \Delta C_{топл}, \text{ лет},$$

где  $K_{пг}$  – капиталовложения в мероприятие, руб.;

$\Delta C_{топл}$  – разность в стоимости сжигаемого топлива за год, руб./год.

### 11. Техно-экономическое обоснование замены электродкотла на отопительный котел на местных видах топлива (МВТ)

При замене электрического котла на отопительный котел на местных видах топлива происходит замещение местными видами топлива (МВТ) импортруемых видов топлива и экономический эффект достигается за счет разности в стоимости сжигаемого топлива и потребляемой электроэнергии в пересчете на условное топливо.

#### Расчет срока окупаемости замены электродкотла на отопительный котел на местных видах топлива

11.1. Определение укрупненных капиталовложений:

Стоимость оборудования определяется согласно договорным ценам (на основании тендера).

Стоимость проектных работ – до 10% от стоимости строительно-монтажных работ.  
 Стоимость строительно-монтажных работ – 25—30% от стоимости оборудования.  
 Стоимость пусконаладочных работ – 3—5% от стоимости оборудования.  
 Капиталовложения в мероприятие:

$$K_{мвт} = C_{об} + 0,1 \times C_{смп} + (0,25 \div 0,3) \times C_{об} + (0,03 \div 0,05) \times C_{об}, \text{ руб.}$$

11.2. Определение сроков окупаемости мероприятия за счет разности в стоимости сжигаемого топлива и потребленной электроэнергии (в пересчете на условное топливо).

11.2.1. Определение количества потребленной электроэнергии с переводом в условное топливо:

$$V_3 = Q_4 \times T_r \times K_{пер} \times (1 + K_{пот} / 100) \times K_{топл}^3, \text{ т у.т.},$$

где  $Q_4$  – среднечасовая нагрузка котельной, Гкал/час;

$T_r$  – число часов работы в год, часов;

$K_{пер}$  – переводной коэффициент Гкал в МВт·ч = 1,16;

$K_{пот}$  – коэффициент, учитывающий потери в электрических сетях;

$K_{топл}^3$  – коэффициент пересчета электроэнергии в условное топливо, кг у.т./кВт·ч.

11.2.2. Определение количества сжигаемого местного топлива:

$$V_r = Q_4 \times T_r \times b_{т3}^{мвт} / (K_{мвт} \times 10^3), \text{ т},$$

где  $Q_4$  – среднечасовая нагрузка котельной, Гкал/час;

$T_r$  – число часов работы в год, часов;

$b_{т3}^{мвт}$  – удельный расход топлива при работе на местном виде топлива на производство тепловой энергии, кг у.т./Гкал:

$$b_{т3}^{мвт} = 142,86 / (\eta_{мвт} \times 10^{-2}),$$

$\eta_{мвт}$  – коэффициент полезного действия котла на местных видах топлива, %;

$K_{мвт}$  – топливный эквивалент местных видов топлива для перевода в натуральное топливо (Приложение 1).

11.2.3. Определение разности в стоимости сжигаемого топлива:

$$\Delta C_{топл} = V_3 \times C_3 - V_{мвт} \times C_{мвт}, \text{ руб.};$$

где  $C_3$  – стоимость 1 т у.т. (руб.), уточняется на момент составления расчета;

$C_{мвт}$  – стоимость тонны МВТ (м<sup>3</sup> и т.д.), руб./тонну (м<sup>3</sup> и т.д.).

11.2.4. Определение срока окупаемости мероприятия за счет разности стоимости сжигаемого топлива:

$$Cp_{ок} = K_3 / \Delta C_{топл}, \text{ лет},$$

где  $K_3$  – капиталовложения в мероприятие, руб.;

$\Delta C_{топл}$  – разность в стоимости сжигаемого топлива за год, руб./год.

### 12. Техно-экономическое обоснование внедрения котлов малой мощности вместо незагруженных котлов большой мощности

Экономический эффект от внедрения котлов малой мощности вместо незагруженных котлов большой мощности достигается за счет:

повышения коэффициента полезного действия малого котла при работе на номинальной нагрузке;

снижения потребления электроэнергии;

для паровых котлов дополнительный эффект достигается за счет снижения собственных нужд в производстве тепла (уменьшения объема продувки и потерь через теплоизоляцию).

12.1. Определение экономии топлива от внедрения котлов малой мощности вместо незагруженных котлов большой мощности.

12.1.1. Определение расхода топлива при использовании котла большой мощности. По режимным картам определяем коэффициент полезного действия котла большой мощности при фактической нагрузке.

Определяем удельный расход топлива на данном котле при фактической нагрузке:

$$b_{т3}^6 = 142,86 / (\eta_k^6 \times 10^{-2}), \text{ кг у.т./Гкал};$$

Определяем расход топлива, необходимый для производства тепловой энергии на котле большой мощности:

$$V_{бк} = Q_{ф} \times b_{т3}^6 \times 10^{-3}, \text{ т у.т.},$$

где  $Q_{ф}$  – фактический отпуск тепловой энергии с малой нагрузкой, Гкал.

12.1.2. Определяем расход топлива при использовании котла малой мощности.

Определяем удельный расход топлива на данном котле при фактической нагрузке:

$$b_{т3}^m = 142,86 / (\eta_k^m \times 10^{-2}), \text{ кг у.т./Гкал};$$

где  $\eta_k^m$  – коэффициент полезного действия котла малой мощности.

Определяем расход топлива, необходимый для производства тепловой энергии на котле малой мощности:

$$V_{мк} = Q_{ф} \times b_{т3}^m \times 10^{-3}, \text{ т у.т.},$$

где  $Q_{ф}$  – фактический отпуск тепловой энергии.

Определяем экономию топлива от внедряемого мероприятия:

$$\Delta V = V_{бк} - V_{мк}, \text{ т у.т.}$$

12.2. Определение укрупненных капиталовложений:

Стоимость оборудования определяется согласно договорным ценам (на основании тендера).

Стоимость проектных работ – до 10% от стоимости строительно-монтажных работ.  
 Стоимость строительно-монтажных работ – 25—30% от стоимости оборудования.  
 Стоимость пусконаладочных работ – 3—5% от стоимости оборудования.  
 Капиталовложения в мероприятие:

$$K_{МК} = C_{об} + 0,1 \times C_{смп} + (0,25 \div 0,3) \times C_{об} + (0,03 \div 0,05) \times C_{об}, \text{ руб.}$$

12.3. Определение срока окупаемости мероприятия за счет экономии топлива:

$$C_{рок} = K_{МК} / (\Delta B \times C_{топл}), \text{ лет,}$$

где  $K_{МК}$  – капиталовложения в мероприятие, руб.;

$\Delta B$  – экономия топлива от внедрения мероприятия, т у.т.;

$C_{топл}$  – стоимость 1 т у.т. (руб.), уточняется на момент составления расчета.

### 13. Техничко-экономическое обоснование ликвидации длинных теплотрасс и паропроводов

Экономический эффект от ликвидации длинных теплотрасс и паропроводов достигается за счет:

устранения тепловых потерь по теплотрассе или паропроводу;  
 снижения потребления электроэнергии.

Способы ликвидации длинных теплотрасс и паропроводов:

создание локального источника тепловой энергии с высокими экономическими показателями;

уход от использования пара в технологии и на нужды отопления.

13.1. Определение экономии топлива от ликвидации длинных теплотрасс и паропроводов.

13.1.1. Определение перерасхода топлива при отпуске тепловой энергии в виде горячей воды или пара.

По результатам испытаний либо по расчету определяем потери  $\Delta Q_{пот}$  по теплотрассе. Для расчета тепловых потерь можно использовать «Инструкцию по расчету тепловых потерь в водяных и паровых тепловых сетях».

13.1.2. Определяем перерасход топлива, получаемый при использовании теплопровода:

$$\Delta B_{тз} = (Q + \Delta Q_{пот}) * b_{тз} / 1000 - Q * b_{тз \text{ ли}} / 1000, \text{ т у.т.,}$$

где  $Q$  – количество полученной тепловой энергии, Гкал;

$\Delta Q_{пот}$  – потери по теплотрассе, Гкал;

$b_{тз}$  – удельный расход топлива действующего теплоисточника, кг у.т./Гкал;

$b_{тз \text{ ли}}$  – удельный расход топлива локального теплоисточника, кг у.т./Гкал.

13.1.3. Определяем расход электроэнергии, необходимой для передачи тепловой энергии по длинной теплотрассе:

$$\mathcal{E}_n = (Q + \Delta Q_{пот}) * \mathcal{E}_{сн \text{ тз}}, \text{ кВт}\cdot\text{ч;}$$

где  $Q$  – количество полученной тепловой энергии, Гкал;

$\Delta Q_{пот}$  – потери по теплотрассе, Гкал;

$\mathcal{E}_{сн \text{ тз}}$  – удельный расход электроэнергии, необходимой для транспорта и производства 1 Гкал тепловой энергии, кВт\cdotч/Гкал.

13.1.4. Определяем расход электроэнергии, необходимой для производства и транспорта тепловой энергии от локального источника:

$$\mathcal{E}_{ли} = Q * \mathcal{E}_{сн \text{ ли}}, \text{ кВт}\cdot\text{ч;}$$

где  $Q$  – количество полученной тепловой энергии, Гкал

$\mathcal{E}_{сн \text{ ли}}$  – удельный расход электроэнергии, необходимой для транспорта и производства 1 Гкал тепловой энергии на локальном источнике, кВт\cdotч/Гкал.

13.1.5. Определяем расход топлива, необходимый для покрытия перерасхода электроэнергии на производство тепловой энергии с учетом потерь в электросетях (при этом Лукомльская ГРЭС принимается замыкающей станцией в белорусской энергосистеме):

$$\Delta B_3 = (\mathcal{E}_n - \mathcal{E}_{ли}) * k_{пот} * b_3 * 10^{-6}, \text{ т у.т.,}$$

где  $\mathcal{E}_n$  – расход электроэнергии, необходимой для передачи тепловой энергии по длинной теплотрассе, кВт\cdotч;

$\mathcal{E}_{ли}$  – расход электроэнергии, необходимой для производства и транспорта тепловой энергии от локального источника, кВт\cdotч;

$k_{пот}$  – коэффициент, учитывающий потери в электрических сетях;

$b_3$  – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии, принимается равным фактическому расходу топлива на замыкающей станции в энергосистеме (Лукомльской ГРЭС) за год, предшествующий составлению расчета, г у.т./кВт\cdotч.

13.1.6. Общая экономия топлива от ликвидации длинной теплотрассы составит

$$\Delta B = \Delta B_{тз} + \Delta B_3, \text{ т у.т.}$$

13.2. Определение укрупненных капиталовложений:

Стоимость оборудования определяется на основании тендера.

Стоимость проектных работ – до 10% от стоимости строительно-монтажных работ.

Стоимость строительно-монтажных работ – 25—30% от стоимости оборудования.

Стоимость пусконаладочных работ – 3—5% от стоимости оборудования.

Капиталовложения в мероприятие:

$$K_{ли} = C_{об} + 0,1 * C_{смп} + (0,25 \div 0,3) * C_{об} + (0,03 \div 0,05) * C_{об}, \text{ руб.}$$

13.3. Определение срока окупаемости мероприятия:

$$C_{рок} = K_{ли} / (\Delta B * C_{топл}), \text{ лет,}$$

где  $K_{ли}$  – капиталовложения в мероприятие, руб.,

$\Delta B$  – экономия топлива от внедрения мероприятия, т у.т.,

$C_{топл}$  – стоимость 1 т у.т. (руб.), уточняется на момент составления расчета.

### 14. Техничко-экономическое обоснование применения предизолированных труб

Экономический эффект от применения предизолированных труб достигается за счет:

сокращения тепловых потерь в теплотрассах;

снижения потребления электроэнергии на транспорт тепловой энергии.

14.1. Определение экономии топлива от применения предизолированных труб.

14.1.1. Определение перерасхода топлива при отпуске тепловой энергии в виде горячей воды или пара.

По результатам испытаний либо по расчету определяем потери  $\Delta Q_{пот}$  по теплотрассе. Для расчета тепловых потерь можно использовать «Методику по определению потерь тепловой энергии в сетях теплоснабжения с учетом износ, срока и условий эксплуатации», утвержденную постановлением Комитета по энергоэффективности при Совете Министров Республики Беларусь от 29.09.2006 г. № 2.

14.1.2. Определяем перерасход топлива, получаемый при использовании данного теплопровода:

$$\Delta B_{тз} = (Q + \Delta Q_{пот}) * b_{тз} / 1000 - (Q + Q_{пот}^{ПИ}) * b_{тз} / 1000, \text{ т у.т.,}$$

где  $Q$  – количество полученной тепловой энергии, Гкал;

$\Delta Q_{пот}$  – потери по существующей теплотрассе, Гкал;

$Q_{пот}^{ПИ}$  – потери по теплотрассе из предизолированных труб;

$b_{тз}$  – удельный расход топлива действующего теплоисточника, кг у.т./Гкал.

14.1.3. Определяем расход электроэнергии на передачу тепловой энергии по существующей теплотрассе:

$$\mathcal{E}_n = (Q + \Delta Q_{пот}) * \mathcal{E}_{сн \text{ тз}}, \text{ кВт}\cdot\text{ч;}$$

где  $Q$  – количество полученной тепловой энергии, Гкал;

$\Delta Q_{пот}$  – потери по теплотрассе, Гкал;

$\mathcal{E}_{сн \text{ тз}}$  – удельный расход электроэнергии, необходимой для транспорта и производства 1 Гкал тепловой энергии, кВт\cdotч/Гкал.

14.1.4. Определяем количество электроэнергии, необходимое для производства и транспорта тепловой энергии по теплотрассе из предизолированных труб:

$$\mathcal{E}_{ли} = (Q + Q_{пот}^{ПИ}) * \mathcal{E}_{сн \text{ тз}}, \text{ кВт}\cdot\text{ч;}$$

где  $Q$  – количество полученной тепловой энергии, Гкал;

$Q_{пот}^{ПИ}$  – потери по теплотрассе из предизолированных труб, Гкал,

$\mathcal{E}_{сн \text{ тз}}$  – удельный расход электроэнергии, необходимой для транспорта и производства 1 Гкал тепловой энергии, кВт\cdotч/Гкал.

14.1.5. Определяем расход топлива, необходимый для покрытия перерасхода электроэнергии на производство и транспорт тепловой энергии с учетом потерь в электросетях:

$$\Delta B_3 = (\mathcal{E}_n - \mathcal{E}_{ли}) * k_{пот} / 100 * b_3 * 10^{-6}, \text{ т у.т.,}$$

где  $\mathcal{E}_n$  – расход электроэнергии на передачу тепловой энергии по существующей теплотрассе, кВт\cdotч;

$\mathcal{E}_{ли}$  – расход электроэнергии, необходимый для производства и транспорта тепловой энергии по теплотрассе из предизолированных труб, кВт\cdotч;

$k_{пот}$  – коэффициент, учитывающий потери в электрических сетях;

$b_3$  – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии, принимается равным фактическому расходу топлива на замыкающей станции в энергосистеме (Лукомльской ГРЭС) за год, предшествующий составлению расчета, г у.т./кВт\cdotч.

14.1.6. Общая экономия топлива от применения предизолированных труб:

$$\Delta B = \Delta B_{тз} + \Delta B_3, \text{ т у.т.}$$

14.2. Определение укрупненных капиталовложений:

Стоимость оборудования определяется согласно договорным ценам (на основании тендера).

Стоимость проектных работ – до 10% от стоимости строительно-монтажных работ.

Стоимость строительно-монтажных работ – 25—30% от стоимости оборудования.

Стоимость пусконаладочных работ – 3—5% от стоимости оборудования.

Капиталовложения в мероприятие:

$$K_{пи} = C_{об} + 0,1 * C_{смп} + (0,25 \div 0,3) * C_{об} + (0,03 \div 0,05) * C_{об}, \text{ руб.}$$

14.3. Определение срока окупаемости мероприятия

$$C_{рок} = K_{пи} / (\Delta B * C_{топл}), \text{ лет,}$$

где  $K_{пи}$  – капиталовложения в мероприятие, руб.;

$\Delta B$  – экономия топлива от внедрения мероприятия, т у.т.;

$C_{топл}$  – стоимость 1 т у.т. (руб.), уточняется на момент составления расчета.

### 15. Техничко-экономическое обоснование термореновации ограждающих конструкций зданий

Экономический эффект от термореновации ограждающих конструкций зданий достигается за счет увеличения термосопротивления ограждающих конструкций и уменьшения тепловых потерь.

**Определение экономии топлива и тепловой энергии (теплоты) за счет внедрения мероприятия**

15.1. Определение количества теплоты, необходимого для здания, ограждающие конструкции которого подвергаются термомодернизации:

15.1.1. Количество теплоты для отопления:

$$Q_{от} = A \times V_{зд} \times q_o \times (t_{вн} - t_{н}) \times T_{от} \times 24, \text{ Гкал}$$

15.1.2. Количество теплоты для вентиляции:

$$Q_{в} = A \times V_{зд} \times q_{в} \times (t_{вн} - t_{н}) \times T_{от} \times 8, \text{ Гкал},$$

где А – поправочный коэффициент, равен 1,08 (для Беларуси);  
 $V_{зд}$  – строительный объем здания, м<sup>3</sup>;  
 $q_o, q_{в}$  – удельные расходы тепловой энергии на отопление и вентиляцию (по справочнику), ккал/м<sup>3</sup> °С ч;  
 $t_{вн}, t_{н}$  – температура воздуха внутри помещения и наружного воздуха, °С;  
 $T_{от}$  – длительность отопительного периода, суток;  
 24 и 8 – время работы (часов) в сутки отопления и вентиляции для административных зданий.

Для зданий другого назначения число часов работы вентиляции определяется условиями работы персонала и оборудования.

Количество тепла за отопительный период:

$$Q_r = Q_{от} + Q_{в}, \text{ Гкал}.$$

15.2. Определение экономии тепловой энергии от выполнения термомодернизации ограждающих конструкций зданий.

15.2.1. Определение коэффициента сокращения потерь тепловой энергии через ограждающие конструкции:

$$r = (R_{т\text{ норм}} - R_{т\text{ факт}}) / R_{т\text{ факт}}$$

где  $R_{т\text{ факт}}$  – фактическое термосопротивление ограждающих конструкций здания до выполнения мероприятия.

$R_{т\text{ норм}} = 2,0 \text{ м}^2 \text{ °С/Вт}$  – нормативное сопротивление теплопередаче для наружных стен крупнопанельных домов (не менее).

15.2.2. Определение годовой экономии тепловой энергии за счет снижения тепловых потерь через ограждающие конструкции:

$$\Delta Q = F_{зд} \cdot (t_{вн} - t_{н}) \cdot (1/R_{т\text{ факт}} - 1/R_{т\text{ дост}}) \cdot T_{от} \cdot 24 \cdot n \cdot 1,16 \cdot 10^{-6}, \text{ Гкал};$$

где  $F_{зд}$  – площадь ограждающих конструкций, подвергнутых термомодернизации, м<sup>2</sup>;  
 $t_{вн}, t_{н}$  – температура воздуха внутри помещения и снаружи соответственно, °С;  
 $R_{т\text{ факт}}, R_{т\text{ дост}}$  – фактическое и достигнутое термосопротивление ограждающих конструкций здания до и после выполнения мероприятия, м<sup>2</sup> °С/Вт;  
 $T_{от}$  – продолжительность отопительного периода, суток;  
 24 – число часов в сутках, ч;

$n$  – поправочный коэффициент на разность температур, принимается по климатологическим данным для региона, где выполняется мероприятие (0,4—1,2);  
 $1,16 \cdot 10^{-6}$  – переводной коэффициент Вт в Гкал ч.

15.2.3. Определение снижения потребления электроэнергии на теплоисточнике на производство тепловой энергии:

$$\Delta \mathcal{E} = \mathcal{E}_{сн} \cdot \Delta Q, \text{ кВт·ч};$$

где  $\mathcal{E}_{сн}$  – удельный расход электроэнергии на производство и транспорт тепловой энергии для теплоисточника, кВт·ч/Гкал;

$\Delta Q$  – годового снижения тепловых потерь через ограждающие конструкции (экономии тепловой энергии), Гкал.

15.2.4. Определение экономии топлива на источнике электроснабжения:

$$\Delta B_3 = \Delta \mathcal{E} \cdot (1 + k_{пот}^3 / 100) \cdot b_{33} \cdot 10^{-6}, \text{ т у.т.},$$

где  $\Delta \mathcal{E}$  – снижение потребления электроэнергии на теплоисточнике на производство тепловой энергии, кВт·ч;

$k_{пот}^3$  – коэффициент потерь электроэнергии в электросетях;

$b_{33}$  – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии, принимается равным фактическому расходу топлива на замыкающей станции в энергосистеме (Лукомльской ГРЭС) за год, предшествующий составлению расчета, г у.т./кВт·ч.

15.2.5. Определение экономии топлива от снижения потребления тепловой энергии:

$$\Delta B_{т3} = \Delta Q \cdot (1 + k_{пот} / 100) \cdot b_{т3} \cdot 10^{-3}, \text{ т у.т.},$$

где  $\Delta Q$  – годовое снижение тепловых потерь через ограждающие конструкции (экономия тепловой энергии), Гкал;

$b_{т3}$  – удельный расход топлива на производство тепловой энергии на теплоисточнике, кг у.т./Гкал;

$k_{пот}$  – коэффициент потерь в существующих тепловых сетях.

15.2.6. Определение суммарной экономии топлива

$$\Delta B = \Delta B_3 + \Delta B_{т3}, \text{ т у.т.}$$

15.3. Определение укрупненных капиталовложений:

Стоимость теплоизоляционного материала и приспособлений принимается согласно договорным ценам, определяемым на основании тендера.

Стоимость проектных работ – до 10% от стоимости строительно-монтажных работ.

Стоимость строительно-монтажных работ – 45—50% от стоимости материала.

Капиталовложения в мероприятие:

$$K_{ток} = C_m + 0,1 \cdot C_{смп} + (0,45 \div 0,5) \cdot C_m, \text{ руб.}$$

15.4. Определение срока окупаемости мероприятия за счет экономии топлива:

$$C_{рок} = K_{ток} / (\Delta B \cdot C_{топл}), \text{ лет},$$

где  $K_{ток}$  – капиталовложения в мероприятие, руб.;

$\Delta B$  – экономия топлива от внедрения мероприятия, т у.т.;

$C_{топл}$  – стоимость 1 т у.т. (руб.), уточняется на момент составления расчета.

**16. Технико-экономическое обоснование применения газовых инфракрасных излучателей**

Экономический эффект от применения газовых инфракрасных излучателей достигается за счет:

снижения потребления топлива за счет локализации зоны обогрева производственных помещений;

снижения потребления топлива из-за равномерного распределения теплоты в воздушном объеме помещения;

исключения тепловых потерь по теплотрассе или паропроводу;

снижения потребления электроэнергии на транспортировку.

16.1. Определение экономии топлива от применения инфракрасных излучателей.

16.1.1. Определение расхода топлива на отпуск тепловой энергии в виде горячей воды для обеспечения нужд отопления.

Определяем часовое количество тепловой энергии, необходимое для нужд отопления и вентиляции помещения:

$$Q_o = A \cdot V \cdot q_o \cdot (t_{вн} - t_{н}) \cdot 10^{-6}, \text{ Гкал/ч};$$

где А – поправочный коэффициент для различных регионов на температурный график, для Республики Беларусь принят 1,02;

$V$  – объем помещений, м<sup>3</sup>;

$q_o$  – удельный расход теплоты на отопление, ккал/ч м<sup>3</sup> °С;

$t_{вн}, t_{н}$  – температура воздуха внутри помещения и снаружи соответственно, °С.

$$Q_{в} = A \cdot V \cdot q_{в} \cdot (t_{вн} - t_{н}) \cdot 10^{-6}, \text{ Гкал/ч};$$

где А – поправочный коэффициент для различных регионов на температурный график, для Республики Беларусь принят 1,02;

$V$  – объем помещений, м<sup>3</sup>;

$q_{в}$  – удельный расход теплоты на вентиляцию, ккал/ч м<sup>3</sup> °С;

$t_{вн}, t_{н}$  – температура воздуха внутри помещения и снаружи соответственно, °С.

$$Q = Q_o + Q_{в}, \text{ Гкал/ч}.$$

16.1.2. Определяем годовое потребление тепловой энергии на отопление и вентиляцию помещений:

$$Q_r = (Q_o \cdot T_o + Q_{в} \cdot T_{в}) \cdot n, \text{ Гкал},$$

где  $T_o$  – время работы отопления в сутки, часов;

$T_{в}$  – время работы системы вентиляции в сутки, часов;

$n$  – продолжительность отопительного периода в году, суток.

16.1.3. Определяем перерасход топлива, получаемый при использовании данного теплотрассы:

$$\Delta B_{т3} = (Q + \Delta Q_{пот}) \cdot b_{т3} / 1000 - Q \cdot b_{т3\text{ ли}} / 1000, \text{ т у.т.},$$

где  $Q$  – количество полученной тепловой энергии, Гкал;

$\Delta Q_{пот}$  – потери по теплотрассе, Гкал;

$b_{т3}$  – удельный расход топлива действующего теплоисточника, кг у.т./Гкал;

$b_{т3\text{ ли}}$  – удельный расход топлива локального теплоисточника, кг у.т./Гкал;

16.1.4. Определяем расход электроэнергии, необходимый на передачу тепловой энергии по длинной теплотрассе:

$$\mathcal{E}_n = (Q + \Delta Q_{пот}) \cdot \mathcal{E}_{сн\text{ т3}}, \text{ кВт·ч};$$

где  $Q$  – количество полученной тепловой энергии, Гкал;

$\Delta Q_{пот}$  – потери по теплотрассе, Гкал;

$\mathcal{E}_{сн\text{ т3}}$  – удельный расход электроэнергии, необходимой для транспорта и производства 1 Гкал тепловой энергии, кВт·ч/Гкал.

16.1.5. Определяем расход электроэнергии, необходимый для производства и транспорта тепловой энергии от локального источника:

$$\mathcal{E}_{ли} = Q \cdot \mathcal{E}_{сн\text{ ли}}, \text{ кВт·ч};$$

где  $Q$  – количество полученной тепловой энергии, Гкал;

$\mathcal{E}_{сн\text{ ли}}$  – удельный расход электроэнергии, необходимой для транспорта и производства 1 Гкал тепловой энергии на локальном источнике, кВт·ч/Гкал.

16.1.6. Определим расход топлива, необходимый для покрытия перерасхода электроэнергии на производство тепловой энергии с учетом потерь в электросетях:

$$\Delta B_3 = (\mathcal{E}_n - \mathcal{E}_{ли}) \cdot k_{пот} \cdot b_3 \cdot 10^{-6}, \text{ т у.т.},$$

где  $\mathcal{E}_n$  – расход электроэнергии на передачу тепловой энергии по длинной теплотрассе, кВт·ч;

$\mathcal{E}_{ли}$  – расход электроэнергии, необходимый для производства и транспорта тепловой энергии от локального источника, кВт·ч;

$k_{пот}$  – коэффициент, учитывающий потери в электрических сетях;

$b_3$  – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии, принимается равным фактическому расходу топлива на замыкающей станции в энергосистеме (Лукомльской ГРЭС) за год, предшествующий составлению расчета, г у.т./кВт·ч.

16.1.7. Общая экономия топлива от ликвидации длинной теплотрассы составит

$$\Delta B = \Delta B_{\text{тз}} + \Delta B_{\text{э}}, \text{ т у.т.}$$

16.2. Определение укрупненных капиталовложений:

Стоимость оборудования определяется согласно договорной цене на основе тендера.

Стоимость проектных работ – до 10% от стоимости строительно-монтажных работ. Стоимость строительно-монтажных работ – 25—30% от стоимости оборудования.

Стоимость пусконаладочных работ – 3—5% от стоимости оборудования.

Капиталовложения в мероприятие:

$$K_{\text{ли}} = C_{\text{об}} + 0,1 \times C_{\text{смп}} + (0,25 \div 0,3) \times C_{\text{об}} + (0,03 \div 0,05) \times C_{\text{об}}, \text{ руб.}$$

16.3. Определение сроков окупаемости мероприятия за счет экономии топлива:

$$C_{\text{рок}} = K_{\text{ли}} / (\Delta B \times C_{\text{топл}}), \text{ лет,}$$

где  $K_{\text{ли}}$  – капиталовложения в мероприятие, руб.;

$\Delta B$  – экономия топлива от внедрения мероприятия, т у.т.;

$C_{\text{топл}}$  – стоимость 1 т у.т. (руб.), уточняется на момент составления расчета.

### 17. Техно-экономическое обоснование применения энергоэкономичных осветительных устройств

Экономический эффект от применения энергоэкономичных осветительных устройств (с использованием ЭПРА) достигается за счет:

повышения излучающей способности ламп с использованием более высокой частоты колебания электрического тока и, как следствие, снижения мощности ламп при сохранении освещенности;

исключения стробоскопического явления, характерного для люминесцентных ламп, и шума электромагнитных дросселей.

17.1. Определение экономии топлива от применения энергоэкономичных осветительных устройств.

17.1.1. Определение расхода топлива при применении ламп накаливания либо люминесцентных ламп с электромагнитным дросселем:

Определение потребляемого количества электроэнергии при работе освещения:

$$\Sigma_1 = \Sigma (n_i \cdot N_{\text{ли}} \cdot T_{\text{рл}}), \text{ кВт}\cdot\text{ч,}$$

где  $n_i$  – количество осветительных приборов одинаковой мощности, шт.;

$N_{\text{ли}}$  – мощность применяемых одинаковых ламп, кВт;

$T_{\text{рл}}$  – число часов работы в году, часов.

Определение расхода топлива на отпуск электроэнергии, используемой на освещение:

$$B_1 = \Sigma_1 \cdot (1 + k_{\text{пот}}/100) \cdot b_{\text{эз}} \cdot 10^{-6}, \text{ т у.т.,}$$

где  $b_{\text{эз}}$  – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии, принимается равным фактическому расходу топлива на замыкающей станции в энергосистеме (Лукомльской ГРЭС) за год, предшествующий составлению расчета, г у.т./кВт·ч;

$k_{\text{пот}}$  – коэффициент, учитывающий потери в электрических сетях.

При этом электроэнергия, необходимая для освещения, принимается от замыкающей станции энергосистемы с учетом потерь в электрических сетях.

17.1.2. Определение расхода топлива при применении люминесцентных ламп с электронной пускорегулирующей аппаратурой:

Определение потребляемого количества электроэнергии при работе освещения:

$$\Sigma_2 = \Sigma (k_i \cdot N_{\text{эл}} \cdot T_{\text{рл}}), \text{ кВт}\cdot\text{ч,}$$

где  $k_i$  – количество энергоэкономичных осветительных приборов одинаковой мощности, шт.;

$N_{\text{эл}}$  – мощность применяемых одинаковых осветительных приборов, кВт;

$T_{\text{рл}}$  – число часов работы в году, часов.

Определение расхода топлива на отпуск электроэнергии, используемой на освещение:

$$B_2 = \Sigma_2 \cdot (1 + k_{\text{пот}}/100) \cdot b_{\text{эз}} \cdot 10^{-6}, \text{ т у.т.,}$$

где  $b_{\text{эз}}$  – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии, принимается равным фактическому расходу топлива на замыкающей станции в энергосистеме (Лукомльской ГРЭС) за год, предшествующий составлению расчета, г у.т./кВт·ч;

$k_{\text{пот}}$  – коэффициент, учитывающий потери в электрических сетях, %.

При этом электроэнергия, необходимая для освещения, принимается от замыкающей станции энергосистемы с учетом потерь в электрических сетях.

Определение экономии топлива от внедряемого мероприятия:

$$\Delta B = B_1 - B_2, \text{ т у.т.}$$

17.2. Определение укрупненных капиталовложений:

стоимость оборудования определяется согласно договорным ценам (на основании тендера);

стоимость проектных работ – до 10% от стоимости строительно-монтажных работ; стоимость строительно-монтажных работ – 25—30% от стоимости оборудования; стоимость пусконаладочных работ – 3—5% от стоимости оборудования.

Капиталовложения в мероприятие:

$$K_{\text{оп}} = C_{\text{об}} + 0,1 \cdot C_{\text{смп}} + (0,25 \div 0,3) \cdot C_{\text{об}} + (0,03 \div 0,05) \cdot C_{\text{об}}, \text{ руб.}$$

17.3. Определение сроков окупаемости мероприятия за счет экономии топлива:

$$C_{\text{рок}} = K_{\text{оп}} / (\Delta B \cdot C_{\text{топл}}), \text{ лет,}$$

где  $K_{\text{оп}}$  – капиталовложения в мероприятие, руб.;

$\Delta B$  – экономия топлива от внедрения мероприятия, т у.т.;

$C_{\text{топл}}$  – стоимость 1 т у.т. (руб.), уточняется на момент составления расчета.

### 18. Техно-экономическое обоснование эффективности использования тепловых вторичных энергоресурсов (ВЭР) в системах теплоснабжения

18.1. Расчет экономии топлива за счет использования тепловых ВЭР.

Методы расчета выхода тепловых ВЭР. Выход тепловых ВЭР определяется из теплового баланса агрегата-источника по его энерготехнологическим характеристикам или путем замеров. Возможное использование тепловых ВЭР определяется с учетом технологических условий утилизации (запыленности продуктов сгорания, температуры точки росы, агрессивности энергоносителя, надежности работы утилизационной установки, наличия потребителей и т.д.).

Экономия топлива зависит от направления использования тепловых ВЭР и схемы энергоснабжения предприятия, на котором они используются. При тепловом направлении использования тепловых ВЭР экономия топлива определяется расходом топлива в основных (замещаемых) энергетических установках на выработку такого же количества и тех же параметров тепловой энергии, что использовано за счет тепловых ВЭР.

Годовая экономия топлива при комплексном использовании тепловых ВЭР в раздельной схеме энергоснабжения (теплоснабжения от котельной):

$$B_p = (Q_{\text{кз}}^{\text{ВЭР}} \cdot b_{\text{кот}} + \Delta b_{\text{тн}} \cdot Q_{\text{тн}}^{\text{ВЭР}}) \cdot 10^{-3}, \text{ т у.т.,}$$

где  $Q_{\text{кз}}^{\text{ВЭР}}$ ,  $Q_{\text{тн}}^{\text{ВЭР}}$  – годовой отпуск теплоты в систему теплоснабжения, утилизируемой соответственно в контактно-экономайзере и теплонасосной установке (ТНУ), Гкал;

$b_{\text{кот}}$  – удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии котельной, кг у.т./Гкал;

$\Delta b_{\text{тн}}^p$  – удельная экономия топлива в энергосистеме при вытеснении ТНУ тепловой нагрузкой котельной, кг у.т./Гкал.

Годовая экономия топлива при комплексном использовании ВЭР в комбинированной схеме энергоснабжения (теплоснабжение от ТЭЦ):

$$B_k = (Q_{\text{кз}}^{\text{ВЭР}} \cdot b_{\text{кот}} + \Delta b_{\text{тн}} \cdot Q_{\text{тн}}^{\text{ВЭР}} - Q_{\text{кз}}^{\text{ВЭР}} \cdot (b_{\text{кз}}^{\text{эз}} - b_{\text{т}}^{\text{эз}}) \cdot W) \cdot 10^{-3}, \text{ т у.т.,}$$

где  $\Delta b_{\text{тн}}$  – удельная экономия топлива в энергосистеме при вытеснении ТНУ тепловой нагрузкой ТЭЦ, кг у.т./Гкал;

$b_{\text{кз}}^{\text{эз}}$  – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии, принимается равным фактическому расходу топлива на замыкающей станции в энергосистеме (Лукомльской ГРЭС) за год, предшествующий составлению расчета, кг у.т./кВт·ч;

$b_{\text{т}}^{\text{эз}}$  – удельный расход топлива на выработку электроэнергии по теплофикационному циклу, кг у.т./кВт·ч;

$W$  – удельная выработка электроэнергии по теплофикационному циклу, кВт·ч/Гкал.

Определение экономической эффективности использования тепловых ВЭР.

В общем случае при сроке ввода до 1 года приведенные затраты в систему утилизации:

$$Z_{\text{пр}} = K_{\text{д}}^{\text{ВЭР}} + I^{\text{ВЭР}},$$

где  $K_{\text{д}}^{\text{ВЭР}}$  – дополнительные капиталовложения, связанные с использованием тепловых ВЭР;

$I^{\text{ВЭР}}$  – ежегодные издержки, связанные с использованием тепловых ВЭР.

В данном случае (при утилизации тепловых ВЭР среднего и высокого потенциала – в контактно-поверхностном экономайзере, а низкочастотных – охлаждающей и оборотной воды – в пароконденсационных ТНУ) дополнительные капиталовложения, связанные с комплексным использованием тепловых ВЭР – капиталовложения соответственно в контактно-поверхностный экономайзер, в ТНУ, в промежуточные теплообменники, в транзитную тепловую сеть, сетевую насосную установку и др.

Ежегодные издержки, связанные с комплексным использованием тепловых ВЭР (при одинаковых отчислениях на текущий ремонт и амортизацию всех элементов системы) составят:

$$I^{\text{ВЭР}} = f_{\text{зр}} \cdot K_{\text{д}}^{\text{ВЭР}} + I_{\text{п}} + I_{\text{тн}} - \Sigma_{\text{т}}$$

Годовые издержки на перекачку воды в транзитной тепловой сети:

$$I_{\text{п}} = N_{\text{сн}} \cdot n \cdot C_{\text{зз}}$$

Годовые издержки на теплопотери в транзитной тепловой сети:

$$I_{\text{тн}} = q_{\text{н}} \cdot Q_{\text{год}} \cdot 10^{-2} \cdot C_{\text{тз}}$$

где  $N_{\text{сн}}$  – установленная мощность сетевого насоса, кВт;

$n$  – годовое число часов работы сетевого насоса, ч;

$q_{\text{н}}$  – нормативные годовые теплопотери в сети, %;

$Q_{\text{год}}^{\text{ВЭР}}$  – годовой отпуск теплоты за счет использования ВЭР, Гкал;

$C_{\text{зз}}$  – тариф на электроэнергию, руб./кВт·ч;

$C_{\text{тз}}$  – тариф за тепловую энергию, руб./Гкал.

Годовая экономия затрат на топливо, обусловленная использованием ВЭР в системе теплоснабжения:

$$\Sigma_{\text{т}} = B_{\text{зк}} \cdot C_{\text{т}}, \text{ руб.,}$$

где  $B_{\text{зк}}$  – годовая экономия топлива при комплексном использовании ВЭР, т у.т.;

$C_{\text{т}}$  – стоимость 1 т у.т., уточняется на момент составления расчета.

Срок окупаемости дополнительных капиталовложений:

$$T = K_D^{ВЭР} / (\Delta T - f_{ар} * K_D^{ВЭР} - I_n - I_{тп}), \text{ лет,}$$

где  $f_{ар}$  – ежегодные отчисления на ремонт и амортизацию соответственно контактного поверхностного экономайзера, ТНУ, промежуточных теплообменников, транзитной тепловой сети, сетевой насосной установки;

$I_n, I_{тп}$  – годовые издержки на перекачку сетевой воды и теплопотери в транзитной тепловой сети;

$\Delta T$  – годовая экономия затрат на топливо, обусловленная использованием ВЭР в системе теплоснабжения.

### 19. Технико-экономическое обоснование внедрения регуляторов расхода тепловой энергии

Экономический эффект от внедрения регуляторов расхода тепловой энергии имеет следующие составляющие:

поддержание комфортной температуры воздуха в помещениях путем соблюдения заданного графика зависимости температуры теплоносителя, поступающего в систему отопления, от температуры наружного воздуха;

ликвидация весенне-осенних перетопов зданий;

автоматическое снижение потребления тепловой энергии системой отопления здания в нерабочее время, в выходные и праздничные дни;

поддержание требуемой температуры горячей воды в системе ГВС;

автоматическое снижение температуры горячей воды в ночное время, в выходные и праздничные дни, вплоть до полной остановки системы ГВС;

поддержание комфортной температуры воздуха в помещениях путем автоматического изменения расхода теплоносителя, поступающего на калорифер вентиляционной установки;

автоматическое включение вентиляционной установки в рабочее время и отключение в нерабочее время, в выходные и праздничные дни;

ограничение температуры теплоносителя, возвращаемого в тепловую сеть.

19.1. Расчет экономии топлива от внедрения регуляторов расхода тепловой энергии.

19.1.1. Расчет годового расхода тепловой энергии.

Годовой расход теплоты жилыми и общественными зданиями определяется по формулам:

а) на отопление жилых и общественных зданий:

$$Q_o^{год} = 24 * Q_o, \text{ ср.} * n_o, \text{ ккал};$$

где  $Q_o, \text{ ср.}$  – среднечасовой расход тепла за отопительный период, ккал/ч;

$n_o$  – продолжительность отопительного периода в сутках по числу дней с устойчивой средней суточной температурой воздуха 8°C и ниже (Брестская обл. – 187 сут, Витебская обл. – 207 сут, Гомельская обл. – 194 сут, Гродненская обл. – 194 сут, Минская обл. – 202 сут, Могилевская обл. – 204 сут);

24 – количество часов в сутках.

$$Q_o, \text{ ср.} = Q_o * \frac{t_{вн} - t_{ср. о.}}{t_{вн} - t_{р. о.}};$$

где  $Q_o$  – максимальный часовой расход тепла на отопление, ккал/ч (принимается на основании проекта, технических условий на теплоснабжение или договора с энергоснабжающей организацией на теплоснабжение);

$t_{вн}$  – расчетная температура внутреннего воздуха отапливаемых зданий, °C (18°C – для жилых, общественных и административных зданий, 21°C – для дошкольных и детских лечебных учреждений, для производственных зданий принимается температура в зданиях характерная для конкретного производства);

$t_{ср. о.}$  – средняя температура наружного воздуха за отопительный период, °C (0,2°C – Брестская обл., –2°C – Витебская обл., –1,6°C – Гомельская обл., –0,5°C – Гродненская обл., –1,6°C – Минская обл., –1,9°C – Могилевская обл.);

$t_{р. о.}$  – расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления, принимаемая как средняя температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °C (–21°C – Брестская обл., –25°C – Витебская обл., –24°C – Гомельская обл., –22°C – Гродненская обл., –24°C – Минская обл., –25°C – Могилевская обл.);

б) на вентиляцию общественных зданий:

$$Q_b^{год} = z * Q_b, \text{ ср.} * n_o, \text{ ккал},$$

где  $Q_b, \text{ ср.}$  – среднечасовой расход тепла на вентиляцию за отопительный период, ккал/ч (принимается на основании проекта, технических условий на теплоснабжение или договора с энергоснабжающей организацией на теплоснабжение);

$n_o$  – продолжительность отопительного периода в сутках по числу дней с устойчивой средней суточной температурой воздуха 8°C и ниже;

$z$  – усредненное за отопительный период число часов работы системы вентиляции общественных зданий в течение суток, ч (при отсутствии данных допускается принимать  $z = 16$  ч).

$$Q_b, \text{ ср.} = Q_b * \frac{t_{вн} - t_{ср. о.}}{t_{вн} - t_{р. в.}}; \text{ ккал/ч}$$

где  $Q_b$  – максимальный часовой расход тепла на вентиляцию, ккал/ч (принимается на основании проекта, технических условий на теплоснабжение или договора с энергоснабжающей организацией на теплоснабжение);

$t_{вн}$  – расчетная температура внутреннего воздуха отапливаемых зданий, °C;

$t_{ср. о.}$  – средняя температура наружного воздуха за отопительный период, °C;

$t_{р. в.}$  – расчетная температура наружного воздуха для проектирования вентиляции, принята как средняя температура воздуха наиболее холодного периода, °C (–21°C – Брестская обл., –25°C – Витебская обл., –24°C – Гомельская обл., –22°C – Гродненская обл., –24°C – Минская обл., –25°C – Могилевская обл.);

с) на горячее водоснабжение жилых и общественных зданий:

$$Q_{г. в.}^{год} = 24 * Q_{г. в. ср.} * n_o + 24 * Q_{г. в. ср.}^{л.} * (350 - n_o), \text{ ккал},$$

где  $Q_{г. в. ср.}$  – среднечасовой расход тепла в на горячее водоснабжение за отопительный период, ккал/ч;

$Q_{г. в. ср.}^{л.}$  – среднечасовой расход тепла на горячее водоснабжение в летний период, ккал/ч;

$n_o$  – продолжительность отопительного периода в сутках по числу дней с устойчивой средней суточной температурой воздуха 8°C и ниже;

350 – число суток в году работы системы горячего водоснабжения;

24 – количество часов в сутках.

$$Q_{г. в. ср.} = Q_{г. в.} * k; \text{ ккал/ч},$$

где  $Q_{г. в.}$  – максимальный часовой расход тепла на горячее водоснабжение, ккал/ч (принимается на основании проекта, технических условий на теплоснабжение или договора с энергоснабжающей организацией на теплоснабжение);

$k$  – коэффициент часовой неравномерности пользования горячей водой (допускается принимать  $k = 0,5$ ).

$$Q_{г. в. ср.}^{л.} = Q_{г. в. ср.} * \frac{55 - t_{х. л.}}{55 - t_{х. з.}} * \beta; \text{ ккал/ч},$$

где  $t_{х. л.}$  – температура холодной (водопроводной) воды в летний период, °C (допускается принимать  $t_{х. л.} = 15^\circ\text{C}$ );

$t_{х. з.}$  – температура холодной (водопроводной) воды в отопительный период, °C (допускается принимать  $t_{х. з.} = 5^\circ\text{C}$ );

$\beta$  – коэффициент, учитывающий снижение среднечасового расхода воды на горячее водоснабжение в летний период по отношению к отопительному (допускается принимать  $\beta = 0,8$ );

55 – температура горячей воды, °C.

Годовые расходы теплоты предприятиями определяются исходя из числа дней работы предприятия в году, количества смен работы в сутки с учетом режима теплопотребления предприятия. Для действующих предприятий годовые расходы теплоты допускается определять по эксплуатационным данным или ведомственным нормам.

19.1.2. Расчет годовой экономии тепловой энергии.

Экономия тепловой энергии за счет поддержания комфортной температуры воздуха в помещениях жилых, общественных и производственных зданий путем соблюдения заданного графика зависимости температуры теплоносителя, поступающего в систему отопления, от температуры наружного воздуха составляет 2% (принимается на основании практических наработок) от годового расхода теплоты на отопление:

$$\Delta 1 Q_o^{год} = 0,02 * Q_o^{год}, \text{ ккал}.$$

Экономия тепловой энергии за счет ликвидации весенне-осенних перетопов в помещениях жилых, общественных и производственных зданий составляет 12% (принимается на основании практических наработок) от годового расхода теплоты на отопление:

$$\Delta 2 Q_o^{год} = 0,12 * Q_o^{год}, \text{ ккал}.$$

Экономия тепловой энергии за счет автоматического снижения потребления тепловой энергии системой отопления общественных и производственных зданий в нерабочее время, в выходные и праздничные дни составляет 23% (принимается на основании практических наработок) от годового расхода теплоты на отопление:

$$\Delta 3 Q_o^{год} = 0,23 * Q_o^{год}, \text{ ккал}.$$

Для систем отопления жилых зданий не практикуется автоматическое снижение потребления тепловой энергии.

Экономия тепловой энергии за счет поддержания требуемой температуры горячей воды в системе ГВС жилых, общественных и производственных зданий составляет 2% (принимается на основании практических наработок) от годового расхода теплоты на горячее водоснабжение:

$$\Delta 1 Q_{г. в.}^{год} = 0,02 * Q_{г. в.}^{год}, \text{ ккал}.$$

Экономия тепловой энергии за счет автоматического снижения температуры горячей воды в ночное время в жилых зданиях составляет 13% (принимается на основании практических наработок) от годового расхода теплоты на горячее водоснабжение. Экономия тепловой энергии за счет автоматического снижения температуры горячей воды в ночное время, в выходные и праздничные дни, вплоть до полной остановки системы ГВС, общественных и производственных зданий составляет 21% (принимается на основании практических наработок) от годового расхода теплоты на горячее водоснабжение:

$$\Delta 2 Q_{г. в.}^{год} = (0,13 \text{ или } 0,21) * Q_{г. в.}^{год}, \text{ ккал}.$$

Экономия тепловой энергии за счет поддержания комфортной температуры воздуха в помещениях путем автоматического изменения расхода теплоносителя, поступающего на калорифер вентиляционной установки, составляет 9% (принимается на основании практических наработок) от годового расхода теплоты на вентиляцию:

$$\Delta 1Q_{в.год} = 0,09 * Q_{в.год}, \text{ ккал.}$$

Экономия тепловой энергии за счет автоматического включения вентиляционной установки в рабочее время и отключения в нерабочее время, в выходные и праздничные дни составляет 2% (принимается на основании практических наработок) от годового расхода теплоты на вентиляцию:

$$\Delta 2Q_{в.год} = 0,02 * Q_{в.год}, \text{ ккал.}$$

Годовая экономия тепловой энергии  $\Delta Q^{год}$  составит:

$$\Delta Q^{год} = \Delta 1Q_{о.год} + \Delta 2Q_{о.год} + \Delta 3Q_{о.год} + \Delta 1Q_{в.год} + \Delta 2Q_{в.год} + \Delta 1Q_{в.год} + \Delta 2Q_{в.год}, \text{ ккал.}$$

Годовая экономия условного топлива  $\Delta B^{год}$  составит:

$$\Delta B^{год} = \Delta Q^{год} * b_{тэ} * 10^{-3}, \text{ т у.т.};$$

где  $b_{тэ}$  — удельный расход условного топлива на выработку одной Гкал тепловой энергии, кг у.т./Гкал.

### 19.2. Расчет капиталовложений.

Стоимость проектных работ по внедрению регуляторов расхода тепловой энергии на объекте  $C_{п.р.}$  определяется по СНБ 1.02.06-98 «Порядок определения стоимости проектной документации в строительстве».

Стоимость регуляторов расхода  $C_{рег.}$  тепловой энергии для систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения определяется на момент выполнения расчета по счет-фактурам предприятия-изготовителя или поставщика оборудования, выбранного на основании тендера, и составляет:

$$C_{рег.} = C_{рег.о.} + C_{рег.в.} + C_{рег.г.в.}, \text{ руб.},$$

где  $C_{рег.о.}$  — стоимость регулятора для системы отопления, руб.;

$C_{рег.в.}$  — стоимость регулятора для системы вентиляции, руб.;

$C_{рег.г.в.}$  — стоимость регулятора для системы горячего водоснабжения, руб.

Стоимость оборудования и материалов  $C_{об.рег.}$ , необходимых для монтажа регуляторов расхода тепловой энергии на объекте, определяется на момент выполнения расчета предприятия-изготовителя или поставщика оборудования и материалов, выбранного на основании тендера, и составляет:

$$C_{об.рег.} = C_{об.рег.о.} + C_{об.рег.в.} + C_{об.рег.г.в.}, \text{ руб.},$$

где  $C_{об.рег.о.}$  — стоимость оборудования и материалов для монтажа регулятора системы отопления, руб.;

$C_{об.рег.в.}$  — стоимость оборудования и материалов для монтажа регулятора системы вентиляции, руб.;

$C_{об.рег.г.в.}$  — стоимость оборудования и материалов для монтажа регулятора системы горячего водоснабжения, руб.

Стоимость сантехнических и электротехнических монтажных работ по установке регуляторов расхода тепловой энергии на объекте  $C_{м.р.}$  определяется по СНБ 8.03.101-2000...СНБ 8.03.147-2000 «Ресурсно-сметные нормы на строительные конструкции и работы», СНБ 8.03.201-2000...СНБ 8.03.236-2000 «Ресурсно-сметные нормы на монтажные работы», РСД 8.01.101-2000 «Методические указания по определению стоимости строительства предприятий, зданий и сооружений и составлению сметной документации» и составляет:

$$C_{м.р.} = C_{м.р.о.} + C_{м.р.в.} + C_{м.р.г.в.}, \text{ руб.},$$

где  $C_{м.р.о.}$  — стоимость монтажных работ по установке регулятора для системы отопления, руб.;

$C_{м.р.в.}$  — стоимость монтажных работ по установке регулятора для системы вентиляции, руб.;

$C_{м.р.г.в.}$  — стоимость монтажных работ по установке регулятора для системы горячего водоснабжения, руб.

Стоимость работ по наладке  $C_{н.р.}$  установленных регуляторов расхода тепловой энергии определяется по ЦПНР-91 «Ценник на пусконаладочные работы» и составляет:

$$C_{н.р.} = C_{н.р.о.} + C_{н.р.в.} + C_{н.р.г.в.}, \text{ руб.},$$

где  $C_{н.р.о.}$  — стоимость работ по наладке регулятора для системы отопления, руб.;

$C_{н.р.в.}$  — стоимость работ по наладке регулятора для системы вентиляции, руб.;

$C_{н.р.г.в.}$  — стоимость работ по наладке регулятора для системы горячего водоснабжения, руб.

Капиталовложения  $K_{рег.}$ , необходимые для выполнения комплекса работ по внедрению систем регулирования на объекте, составляют:

$$K_{рег.} = C_{рег.} + C_{об.рег.} + C_{м.р.} + C_{н.р.}, \text{ руб.}$$

Если к установке принят регулятор расхода тепловой энергии, сочетающий в себе функции управления несколькими контурами регулирования (например: регулятор для системы отопления и системы горячего водоснабжения), то при выполнении расчета необходимо объединять соответствующие статьи стоимости оборудования и работ (например:  $C_{рег.о. + г.в.} = C_{рег.о.} + C_{рег.г.в.}$ ).

### 19.3. Определение срока окупаемости мероприятия за счет экономии топлива:

$$C_{рок.} = \frac{K_{рег.}}{\Delta B^{год} * C_{топл.}}, \text{ лет,}$$

где  $C_{топл.}$  — стоимость 1 т у.т. (руб.), уточняется на момент выполнения расчета.

## 20. Технико-экономическое обоснование внедрения когенерационной установки

20.1. Определение типа когенерационной установки и числа часов использования ее установленной мощности.

Выбор типа и мощности когенерационной установки осуществляется на основе проведенного обследования объекта энергоснабжения с целью определения его тепловой нагрузки в горячей воде и паре, а также объема потребления электрической энергии. Для ряда помещений производственного и офисного типа с целью увеличения числа использования электрической установленной мощности определяется также потребность в холоде для целей кондиционирования с использованием абсорбционных холодильных машин.

При выборе электрической мощности когенерационной установки используют следующие подходы:

— исходя из тепловой нагрузки объекта энергоснабжения;

— исходя из необходимого объема электрической энергии, т.е. из электрической нагрузки.

20.2. Выбор устанавливаемой мощности следует производить исходя из тепловой нагрузки объекта, учитывая, что наибольший эффект по экономии топливно-энергетических ресурсов получается при работе на тепловом потреблении.

Справочно. Избыточная электрическая выработка установки, работающей на возобновляемых источниках энергии, может передаваться юридическими лицами, не входящими в состав ГПО «Белэнерго», своим обособленным структурным подразделениям по сетям энергосистемы с оплатой услуг по передаче электроэнергии по установленному Минэкономики тарифу и (или) продаваться энергоснабжающей организации на договорных условиях. Для установок, работающих с использованием возобновляемых источников энергии, избыточная электрическая выработка приобретает энергоснабжающими организациями в полном объеме по действующим тарифам с применением установленных Минэкономики коэффициентов.

20.3. При выборе устанавливаемой мощности, исходя из электрической нагрузки объекта, потребуются дополнительные установка котельного оборудования либо подключения к централизованным тепловым сетям.

20.4. Необходимо для дальнейшего расчета определить максимальную, минимальную и среднечасовую нагрузки когенерационной установки. Определение максимальной и минимальной нагрузок производится в результате обследования или при проектировании объекта. Среднечасовые определяются следующим образом:

$$Q_{час} = Q_{год} / T_{год}, \text{ Гкал/ч}$$

либо

$$\mathcal{E}_{час} = \mathcal{E}_{год} / T_{год}, \text{ кВт}\cdot\text{ч,}$$

где  $Q_{час}$  — среднечасовая тепловая нагрузка, Гкал/ч,

$Q_{год}$  — годовое потребление тепловой энергии, Гкал,

$\mathcal{E}_{час}$  — средняя электрическая нагрузка, кВт\cdotч,

$\mathcal{E}_{год}$  — потребление электроэнергии в год, кВт\cdotч,

$T_{год}$  — число часов работы в году, часов.

20.5. Исходя из полученных данных, выбирают когенерационную установку (две или более) для покрытия части максимальной тепловой нагрузки (приблизительно 85%). При этом для покрытия пиковой тепловой нагрузки используется обычно дополнительно поставленный котел. По среднечасовой и минимальной нагрузкам определяем необходимое количество когенерационных установок с целью обеспечения максимального числа часов использования установленной мощности.

20.6. Определим число часов использования установленной мощности:

$$T_{уст.} = Q_{год} * 0,95 / Q_{уст.}, \text{ часов,}$$

где  $Q_{год}$  — количество тепловой энергии, потребляемой за год, Гкал,

$Q_{уст.}$  — установленная тепловая мощность принятой за аналог когенерационной установки, Гкал/ч,

0,95 — поправочный коэффициент на использование пикового водогрейного котла. Расчет экономии топлива от применения когенерационной установки.

20.7. Для расчета экономии топлива при внедрении когенерационных установок необходимо знать затраты топлива на производство электрической и тепловой энергии на ней.

20.8. По таблицам, соответствующим выбранному аналогу когенерационной установки (Приложение 5), определяем коэффициент полезного действия при производстве электрической энергии по конденсационному циклу (ориентировочно 36–43%) и рассчитываем удельный расход топлива на ее производство:

$$b_3 = 123 / \eta_3 * 100, \text{ г у.т./кВт}\cdot\text{ч,}$$

где  $\eta_3$  — коэффициент полезного действия когенерационной установки по конденсационному циклу, %.

В качестве проверки можно использовать представляемый предприятиями — изготовителями когенерационных установок расход природного газа на установку.

20.9. Определение часового расхода условного топлива на производство электроэнергии по конденсационному циклу:

$$B_3 = b_3 * N_{уст.} / 1000, \text{ кг у.т./час,}$$

где  $b_3$  — удельный расход топлива на производство электроэнергии по конденсационному циклу, г у.т./кВт\cdotч;

$N_{уст.}$  — установленная электрическая мощность когенерационной установки, кВт.

20.10. Для упрощения расчетов при сравнении затрат на выработку электроэнергии на электростанциях ГПО «Белэнерго» и затрат на комбинированную выработку электро-

энергии на когенерационных установках удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии принимается на уровне удельного расхода топлива котельной, работающей на газе, и определяется расход топлива на отпуск тепловой энергии:

$$V_{г3} = b_{г3} \times Q_{уст}, \text{ кг у.т./час,}$$

где  $Q_{уст}$  – установленная тепловая мощность принятой за аналог когенерационной установки, Гкал/час.

20.11. Определение часового расхода условного топлива на выработку электроэнергии на выбранной когенерационной установке по комбинированному циклу:

$$V_{з3} = V_3 - V_{г3}, \text{ кг у.т.}$$

20.12. Определение удельного расхода топлива на производство электрической энергии на когенерационной установке:

$$b_{з3} = V_{з3} / N_{уст.} \times 1000, \text{ г у.т./кВт·ч}$$

20.13. Определение выработанной электроэнергии когенерационной установкой за год:

$$Э_{выпр.} = N_{уст.} \times T_{уст.}, \text{ кВт·ч,}$$

где  $N_{уст.}$  – установленная мощность когенерационной установки, кВт;

$T_{уст.}$  – число часов использования установленной мощности, час.

20.14. Определение количества электроэнергии, отпущенной когенерационной установкой:

$$Э_{отп.}^{кгу} = Э_{выпр.} \times (1 - \alpha_{сн}^{э3}), \text{ кВт·ч,}$$

где  $\alpha_{сн}^{э3}$  – коэффициент потребления электроэнергии на собственные нужды когенерационной установки (на пусковые устройства и другое электрическое оборудование), (0,2—1,0%).

20.15. Необходимое количество электроэнергии, отпущенной с шин электростанций ГПО «Белэнерго», с учетом потерь в электрических сетях на ее транспортировку до вводов токоприемников предприятия:

$$Э_{отп.}^{э3} = Э_{отп.}^{кгу} \times (1 + \Delta Э_{пот} / 100), \text{ кВт·ч,}$$

где  $Э_{отп.}^{кгу}$  – электроэнергия, отпущенная турбогенератором и потребленная предприятием, кВт·ч;

$\Delta Э_{пот}$  – коэффициент, учитывающий потери в электрических сетях, %.

20.16. Определение экономии топлива при применении выбранной когенерационной установки:

$$\Delta V^{кгу} = Э_{отп.}^{э3} \times b_{з3}^{сп} - V_{з3}, \text{ кг у.т.,}$$

где  $Э_{отп.}^{э3}$  – количество электроэнергии, отпущенной с шин электростанций ГПО «Белэнерго», с учетом потерь в электросетях на транспорт электроэнергии, тыс. кВт·ч;

$b_{з3}^{сп}$  – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии, принимается равным фактическому расходу топлива на замыкающей станции в энергосистеме (Лукомльской ГРЭС) за год, предшествующий составлению расчета, г у.т./кВт·ч;

$V_{з3}$  – годовой расход топлива на выработку электроэнергии выбранной когенерационной установкой, кг у.т.

#### Расчет срока окупаемости внедрения когенерационной установки

Определение укрупненных капиталовложений на внедрение когенерационных установок на предприятиях с созданием малых ТЭЦ.

20.17. Стоимость выбранной когенерационной установки определяется по данным предприятия – изготовителя аналога, принятого для расчета. В последующем уточняется по результатам тендерных торгов на поставку оборудования.

20.17.1. Стоимость электротехнических устройств составляет ориентировочно 10—15% от стоимости когенерационной установки.

20.17.2. Стоимость тепломеханической части (подвод сетевой воды, трубопроводы технической воды и т.д.) – 15—20% от стоимости когенерационной установки.

20.17.3. Стоимость строительно-монтажных работ в зависимости от:  
– расположения когенерационной установки в уже существующем здании – 15—20% от стоимости оборудования;  
– расположения когенерационной установки в отдельно стоящем строении – 20—30% от стоимости оборудования.

20.17.4. Стоимость проектно-изыскательных работ – 5—10% от стоимости строительно-монтажных работ.

20.17.5. Стоимость пусконаладочных работ – 3—5% от стоимости оборудования.

20.17.6. Стоимость оборудования:

$$C_{об.} = C_{тр} + (0,1 \div 0,15) \times C_{тр} + (0,15 \div 0,2) \times C_{тр}, \text{ руб.}$$

20.17.7. Капиталовложения в мероприятие:

$$K_{тр} = C_{об.} + (0,05 \div 0,1) \times C_{смп} + (0,15 \div 0,3) \times C_{об.} + (0,03 \div 0,05) \times C_{об.}, \text{ руб.}$$

20.18. Определение простого срока окупаемости мероприятия:

$$Cp_{ок} = K_{тр} / (\Delta V^{тг} \times C_{топл}), \text{ лет,}$$

где  $K_{тр}$  – капиталовложения в мероприятие, руб.;

$\Delta V^{тг}$  – экономия топлива от внедрения мероприятия, т у.т.;

$C_{топл}$  – стоимость 1 т у.т., (руб.), уточняется на момент составления расчета.

Примечание. После определения простого срока окупаемости внедрения когенерационной установки необходимо будет произвести оценку целесообразности создания

такого локального энергоисточника с учетом макроэкономического эффекта в масштабах республики (учесть складывающуюся ситуацию в энергосистеме в связи с вводом БелАЭС). Расчет согласно Приложению 7.

#### 21. Технико-экономическое обоснование замены аммиачных холодильных агрегатов на автономные фреоновые холодильные агрегаты (сплит-системы)

Экономический эффект при переводе холодильных камер с централизованного холодоснабжения на основе аммиачных холодильных установок на автономное с установкой фреоновых холодильных агрегатов достигается за счет:

возможности оптимального подбора холодильной установки по холодовой нагрузке благодаря широкому спектру представленных на рынке установок, работающих на фреоне,

исключения потерь холода при его транспортировке,

исключения затрат электроэнергии на преодоление гидравлического сопротивления аммиачных трубопроводов,

снижения теплопритоков в камеры после установки дополнительной теплоизоляции, фальш-потолков, тепловых завес.

#### Определение необходимого годового количества холода и типа фреонового холодильного агрегата

21.1. Годовой расход холода определяется как сумма годовых расходов холода для компенсации теплопритоков через ограждающие конструкции холодильника, от продуктов при их термической обработке и эксплуатационных.

Суммарный теплоприток в камеры определяется по формуле

$$Q = Q_1 + Q_2 + Q_3, \text{ ккал/ч,}$$

где  $Q_1$  – теплоприток через ограждающие конструкции, ккал/ч,

$Q_2$  – теплоприток от продуктов при термической обработке, ккал/ч,

$Q_3$  – эксплуатационный теплоприток, ккал/ч.

Теплоприток через ограждающие конструкции определяется по формуле

$$Q_1 = k_0 * F * (t_{и} - t_{в}), \text{ ккал/ч,}$$

где  $k_0$  – коэффициент теплопроводности ограждения, ккал/(м<sup>2</sup>·°С) ч,

$F$  – площадь поверхности ограждения, м<sup>2</sup>,

$t_{и}$  – температура снаружи ограждения, °С,

$t_{в}$  – температура охлаждаемого помещения, °С.

21.1.1. Годовой расход холода для компенсации теплопритоков через ограждающие конструкции холодильника определяется в соответствии с ВНТП 03-86 (Ведомственные нормы технологического проектирования распределительных холодильников) по формуле

$$Q_1^г = Q_1 * T * \Delta t / \Delta t_{\max} * k, \text{ ккал/год,}$$

где  $Q_1$  – теплоприток через ограждающие конструкции, ккал/ч,

$T$  – длительность охлаждения при определенной температуре кипения (число часов работы компрессоров в году), час/год (Приложение 2),

$\Delta t$  – разность между средней расчетной температурой наружного воздуха и температурой воздуха внутри охлаждаемого помещения, °С (Приложение 3),

$\Delta t_{\max}$  – разность между максимальной расчетной температурой наружного воздуха и температурой воздуха внутри охлаждаемого помещения, °С (Приложение 3),

$k$  – коэффициент, учитывающий потери в трубопроводах при различных температурах кипения.

t, °С	-40	-30	-10
k	1,1	1,07	1,05

21.1.2. Годовой расход холода для компенсации притоков тепла от продуктов при их термической обработке  $Q_2^г$  определяется по данным учета или расчетному годовому поступлению продуктов, требующих замораживания, домораживания и хранения на холодильники в соответствии с ВНТП 03-86.

21.1.3. Годовой расход холода для компенсации эксплуатационных теплопритоков определяется по формуле

$$Q_3^г = Q_3 * T * k * k_1, \text{ ккал/год,}$$

где  $Q_3$  – эксплуатационный теплоприток, ккал/ч,

$T$  – длительность охлаждения при определенной температуре кипения (число часов работы компрессоров в году), час/год (Приложение 3),

$k$  – коэффициент, учитывающий потери в трубопроводах при различных температурах кипения,

$k_1$  – коэффициент, учитывающий неодновременность эксплуатационных теплопритоков (принимается равным 0,65).

Эксплуатационный теплоприток  $Q_3$  определяется по формуле

$$Q_3 = q_1 + q_2 + q_3, \text{ ккал/ч,}$$

где  $q_1$  – теплоприток от осветительных приборов, принимается для камер хранения – 2 ккал/м<sup>2</sup> ч, для камер термической обработки и загрузочно-разгрузочных – 4 ккал/м<sup>2</sup> ч (ВНТП 03-86);

$q_2$  – теплоприток от пребывания людей. Количество тепла, выделяемое человеком – 300 ккал/ч. Пребывание людей в камере площадью до 200 м<sup>2</sup> принимается – 2—3 чел., площадью свыше 200 м<sup>2</sup> – 3—4 чел. (ВНТП 03-86);

$q_3$  – теплоприток от открывания дверей, определяется в зависимости от назначения помещения и его площади (Приложение 3).

21.2. Для обеспечения расчетного годового расхода холода по техническим характеристикам представленного на рынке фреонового холодильного оборудования выбирается тип холодильной установки.

Расчет экономии электроэнергии от замены аммиачных холодильных агрегатов на автономные фреоновые агрегаты

21.3. Для проведения сравнительного анализа определяем годовой расход электроэнергии каждой холодильной установкой (аммиачной и фреоновой) отдельно по группам электропотребляющего оборудования (агрегат, воздухоохладители, конденсаторы, насосы и др.) по формуле

$$\Xi = N_y * K_{и} * T_c, \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{год},$$

где  $N_y$  – суммарная установленная мощность группы электропотребляющего оборудования,

$K_{и}$  – коэффициент использования электрической мощности для соответствующей группы электропотребляющего оборудования (Приложение 2),

$T_c$  – годовое число часов использования средней нагрузки для соответствующей группы электропотребляющего оборудования (Приложение 2).

21.3.1. Определяем годовую экономию потребления электроэнергии за счет оптимальности подбора фреонового холодильного агрегата

$$\Delta \Xi_{\text{потр}} = \Xi_{\text{ам}} - \Xi_{\text{фр}}, \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{год}$$

21.3.2. Для существующей системы холодоснабжения определяем потери холода при его транспортировке (методика серии 7.906.9-2 «Тепловая изоляция трубопроводов с отрицательными температурами») по формуле

$$Q_{\text{тр}} = k_{из} * \pi * \Delta t * l, \text{ ккал}/\text{ч},$$

где  $k_{из}$  – удельный коэффициент теплопередачи изолированного трубопровода, ккал/м ч °С;

$\Delta t$  – разность температур снаружи и внутри трубопровода, °С;

$l$  – длина трубопровода, м.

Магистральные трубопроводы холодоснабжения проложены, как правило, по кровлям открытым способом, и изоляция их подвергается воздействию влаги. Следует учитывать, что теплоизоляционные свойства увлажненного изолирующего материала значительно ухудшаются, так как удельный коэффициент теплопередачи изоляции  $k_{из}$  увеличивается, что приводит к росту потерь холода (Е.С. Курьев, Н.А. Герасимов — «Холодильные установки»).

Годовые потери холода составляют

$$Q_{\text{тр}}^{\text{г}} = Q_{\text{тр}} * T, \text{ ккал}/\text{год},$$

где  $T$  – длительность охлаждения при определенной температуре кипения (число часов работы компрессоров в году), час/год (Приложение 2).

21.3.3. Определяем годовое количество холода, вырабатываемое аммиачной и фреоновой холодильными установками.

Для аммиачной установки — по формуле

$$Q_{\text{ам}}^{\text{г}} = Q_1^{\text{г}} + Q_2^{\text{г}} + Q_3^{\text{г}} + Q_{\text{тр}}^{\text{г}}, \text{ ккал}/\text{год}$$

Для фреоновой установки — по формуле

$$Q_{\text{фр}}^{\text{г}} = Q_1^{\text{г}} + Q_2^{\text{г}} + Q_3^{\text{г}}, \text{ ккал}/\text{год}$$

21.3.4. Определяем годовую экономию электроэнергии, затрачиваемой на выработку холода

$$\Delta \Xi_x = (Q_{\text{ам}}^{\text{г}} - Q_{\text{фр}}^{\text{г}}) * 1,16 * 10^{-3} * n, \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{год},$$

где  $n$  – норма расхода электроэнергии на выработку холода, определяется по техническим характеристикам холодильного оборудования с учетом условий его работы, кВт·ч/кВт холода,

1,16 – коэффициент перевода тепловой энергии в электрическую.

21.3.5. Экономия электроэнергии за счет вывода из работы аммиачного насоса, необходимого для преодоления гидравлического сопротивления при транспортировке холодильного агента,  $\Delta \Xi_{и}$  принимается равной потребляемой мощности насоса.

21.3.6. Определяем экономию электроэнергии от внедрения мероприятия

$$\Delta \Xi = \Delta \Xi_{\text{потр}} + \Delta \Xi_x + \Delta \Xi_{и}, \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{год}$$

21.3.7. Определение экономии топлива от применения выбранной холодильной установки:

$$\Delta B = \Delta \Xi * (1 + \Delta \Xi_{\text{пот}}/100) * b_{зз}^{\text{сп}} * 10^{-6}, \text{ т}\cdot\text{у.т.},$$

где  $b_{зз}^{\text{сп}}$  – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии, принимается равным фактическому расходу топлива на замыкающей станции в энергосистеме (Лукомльской ГРЭС) за год, предшествующий составлению расчета г у.т./кВт·ч;

$\Delta \Xi_{\text{пот}}$  – коэффициент, учитывающий потери в электрических сетях, %.

Расчет срока окупаемости замены аммиачных холодильных агрегатов на автономные фреоновые.

21.4. Определение укрупненных капиталовложений.

Стоимость выбранной холодильной установки определяется по данным предприятия — изготовителя аналога, принятого для расчета. В последующем уточняется по результатам тендерных торгов на поставку оборудования.

Стоимость демонтажных работ определяется по сметам организаций, выполняющих работы.

Стоимость проектно-изыскательных работ – 5—10% от стоимости оборудования.

В объем капиталовложений может входить стоимость работ по теплоизоляции ограждающих конструкций холодильника, которые значительно снижают теплоприток.

$$K = C_{об} + (0,05 \div 0,1) C_{об} + C_{дем} + C_{из}, \text{ руб.}$$

21.5. Определение срока окупаемости мероприятия:

$$Cp_{ок} = K / (\Delta B * C_{топл}), \text{ лет},$$

где  $K$  – капиталовложения в мероприятие, руб.;

$\Delta B$  – экономия топлива от внедрения мероприятия, т у.т.;

$C_{топл}$  – стоимость 1 т у.т. (руб.), уточняется на момент составления расчета.

## 22. Техико-экономическое обоснование замены пневмотранспорта на механическую систему транспортировки

В технологическом процессе производства некоторых видов продукции для ее транспортировки от места производства до склада готовой продукции используется система пневмотранспорта. Этот вид транспортировки сыпучих материалов на предприятиях стран СНГ используется повсеместно и является традиционным, так как ранее при проектировании предпочтение отдавалось пневмотранспорту, отличающемуся высокой надежностью и безотказностью в работе. Однако вместе с тем не учитывались такие отрицательные характеристики пневмотранспорта, как высокая энергоемкость и экологическая небезопасность, присущая транспортным системам, работающим под давлением.

При замене пневматической системы транспортировки на механическую экономический эффект достигается за счет:

снижения расхода электроэнергии на производственные нужды вследствие вывода из эксплуатации энергоемкого оборудования, обеспечивающего необходимое давление для системы пневмотранспорта, уменьшения эксплуатационных затрат.

### Расчет экономии электроэнергии от замены пневмотранспорта на механическую систему транспортировки

22.1. Для проведения сравнительного анализа определяем годовые расходы электроэнергии электропотребляющим оборудованием пневматической ( $\Xi_{пн}$ ) и механической ( $\Xi_{мех}$ ) систем транспортировки отдельно по группам оборудования по формуле

$$\Xi = N_y * K_{и} * T_c, \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{год},$$

где  $N_y$  – суммарная установленная мощность группы электропотребляющего оборудования (насосы, компрессоры для пневмотранспорта и скребковые конвейеры, ковшовые элеваторы для механической системы), кВт;

$K_{и}$  – коэффициент использования электрической мощности для соответствующей группы электропотребляющего оборудования, определяется технологией производственного процесса;

$T_c$  – годовое число часов использования средней нагрузки для соответствующей группы электропотребляющего оборудования, определяется технологией производственного процесса.

22.2. Определяем удельные расходы на транспортировку 1 тонны сыпучих материалов для пневматической ( $\Xi_{пн}$ ) и механической ( $\Xi_{мех}$ ) систем транспортировки по формуле

$$\varepsilon = \Xi / M, \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{т},$$

где  $M$  – годовая производительность технологических линий, т/год,

$\Xi$  – годовой расход электроэнергии, кВт·ч/год.

22.3. Определяем экономию электроэнергии от внедрения мероприятия

$$\Delta \Xi = (\Xi_{пн} - \Xi_{мех}) * M, \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{год}$$

22.4. Определяем экономию топлива от замены пневмотранспорта на механическую систему транспортировки с учетом потерь в электрических сетях на транспортировку электроэнергии до вводов токоприемников предприятия:

$$\Delta B = \Delta \Xi * (1 + \Delta \Xi_{\text{пот}}/100) * b_{зз}^{\text{сп}} * 10^{-6}, \text{ т}\cdot\text{у.т.},$$

где  $b_{зз}^{\text{сп}}$  – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии, принимается равным фактическому расходу топлива на замыкающей станции в энергосистеме (Лукомльской ГРЭС) за год, предшествующий составлению расчета г у.т./кВт·ч;

$\Delta \Xi_{\text{пот}}$  – коэффициент потерь в электрических сетях, %.

### Расчет срока окупаемости замены пневмотранспорта на механическую систему транспортировки

22.5. Определение укрупненных капиталовложений.

Стоимость механической системы транспортировки сыпучих материалов определяется по данным предприятия — изготовителя аналога, принятого для расчета, и уточняется по результатам тендерных торгов на поставку оборудования.

Стоимость демонтажных работ определяется по сметам организаций, выполняющих аналогичные работы.

Стоимость проектно-изыскательных работ – 5—10% от стоимости оборудования.

Стоимость строительно-монтажных работ определяется по сметам организаций, выполняющих аналогичные работы.

$$K = C_{об} + (0,05 \div 0,1) C_{об} + C_{дем} + C_{смп}, \text{ руб.}$$

22.6. Определение срока окупаемости мероприятия:

$$Cp_{ок} = K / (\Delta B * C_{топл}), \text{ лет},$$



где К – капиталовложения в мероприятие, руб.;  
 ΔВ – экономия топлива от внедрения мероприятия, т у.т.;  
 С<sub>топл</sub> – стоимость 1 т у.т. (руб.), уточняется на момент составления расчета.

**23. Техно-экономическое обоснование внедрения энергоэффективных оконных блоков из ПВХ**

Экономический эффект от внедрения оконных блоков из ПВХ достигается за счет: увеличения термосопротивления оконных блоков и уменьшения расхода тепловой энергии на компенсацию потерь тепла; увеличения коэффициента воздухопроницаемости и уменьшения расхода тепловой энергии на нагревание наружного воздуха, поступающего путем инфильтрации через щели оконных проемов; увеличения срока службы и отсутствия эксплуатационных затрат (оклейка, покраска).

**Определение экономии тепловой энергии и топлива за счет внедрения мероприятия**

23.1. Определение расхода тепловой энергии на компенсацию потерь тепла через оконные проемы:

$$Q = Q_{от} + Q_{и}, \text{ Гкал}$$

23.1.1. Основной годовой расход тепловой энергии на компенсацию потерь тепла через ограждающие конструкции оконных проемов рассчитывается по формуле:

$$Q_{от} = F_0 / R_T * (t_{вн} - t_{н}) * n * T_{от} * 24 * 10^{-6}, \text{ Гкал};$$

где F<sub>0</sub> – площадь ограждающих конструкций оконных проемов, м<sup>2</sup>;  
 R<sub>T</sub> – сопротивление теплопередаче ограждающих конструкций оконных проемов, м<sup>2</sup> °С ч/ккал;

t<sub>вн</sub>, t<sub>н</sub> – расчетные температуры воздуха внутри помещения и наружного воздуха, °С;  
 n – коэффициент, зависящий от положения наружной поверхности ограждающих конструкций по отношению к наружному воздуху, принимаемый по таблице 5.3 ТКП 45-2.04-43-2006 «Строительная теплотехника»;  
 T<sub>от</sub> – длительность отопительного периода, суток;

23.1.2. Добавочный годовой расход тепловой энергии на нагревание наружного воздуха, поступающего путем инфильтрации через щели ограждающих конструкций оконных проемов, рассчитывается по формуле:

$$Q_{и} = 0,24 * G_{и} * c * (t_{вн} - t_{н}) * A * T_{от} * 24 * 10^{-6}, \text{ Гкал};$$

где А – коэффициент, учитывающий влияние встречного теплового потока, для окон и балконных дверей с раздельными переплетами А = 0,8, со спаренными переплетами А = 1,0;

t<sub>вн</sub>, t<sub>н</sub> – расчетные температуры воздуха внутри помещения и наружного воздуха, °С;  
 c – удельная теплоемкость воздуха, равная 1 кДж/(кг °С);  
 T<sub>от</sub> – длительность отопительного периода, суток;  
 G<sub>и</sub> – количество воздуха, поступающего в помещения жилых и общественных зданий путем инфильтрации через окна и балконные двери (кг/ч), определяемое по формуле:

$$G_{и} = 0,216 * F_0 * \Delta P^{0,67} / R_B, \text{ кг/ч};$$

где R<sub>B</sub> – сопротивление воздухопроницанию оконных блоков (СНБ 2.04.01), как правило, принимается равным 0,56 м<sup>2</sup> ч Па/кг;

F<sub>0</sub> – площадь ограждающих конструкций (оконных проемов), м<sup>2</sup>;  
 ΔP – разность давления воздуха у наружной и внутренней поверхностей ограждающих конструкций оконных проемов (Па), определяемая по формуле:

$$\Delta P = H * (p_{н} - p_{в}) + 0,5 * \rho_{н} * V^2 * (c_{ен} - c_{ер}) * k_{п}, \text{ Па},$$

где Н – высота здания от отметки земли до верха карниза, м;  
 V<sup>2</sup> – скорость ветра, м/с, принимается по СНБ 4.02.01-03 (Приложение Е);  
 ρ<sub>н</sub> и ρ<sub>в</sub> – удельный вес внутреннего и наружного воздуха, Н/м<sup>3</sup>; определяется по формуле

$$\rho = 3463 / (273 + t);$$

ρ – плотность наружного воздуха, кг/м<sup>3</sup>; определяется по формуле

$$\rho = 353 / (273 + t_{н})$$

или

$$\rho = \rho_{н} / 9,8;$$

c<sub>ен</sub>, c<sub>ер</sub> – аэродинамические коэффициенты для наветренной и подветренной поверхностей ограждающих конструкций здания, принимаемые по СНиП 2.01.07; (справочно: c<sub>ен</sub> = 0,8; c<sub>ер</sub> = — 0,6);  
 k<sub>п</sub> – коэффициент учета изменения скоростного давления ветра в зависимости от высоты здания (z), принимаемый по СНиП 2.01.07, см. таблицу:

Высота z, м	≤5	10	20	40	60	80	100	150	200	250	300	≥350
k	0,5	0,65	0,85	1,1	1,3	1,45	1,6	1,9	2,1	2,3	2,5	2,75

23.1.3. Определение годовой экономии тепловой энергии от внедрения энергоэффективных оконных блоков из ПВХ:

$$\Delta Q = Q_{сущ} - Q_{зам}, \text{ Гкал};$$

где Q<sub>сущ</sub> – годовой расход тепловой энергии на компенсацию потерь тепла через существующие ограждающие конструкции оконных проемов, подлежащие замене, Гкал;

Q<sub>зам</sub> – годовой расход тепловой энергии на компенсацию потерь тепла через ограждающие конструкции оконных проемов, предлагаемые в качестве замены, Гкал;  
 23.1.4. Определение экономии топлива от снижения потребления тепловой энергии:

$$\Delta B_{тз} = \Delta Q * (1 + k_{пот} / 100) * b_{тз} * 10^{-3}, \text{ т у.т.},$$

где ΔQ – годовое снижение тепловых потерь через ограждающие конструкции (экономия тепловой энергии), Гкал;

b<sub>тз</sub> – удельный расход топлива на производство тепловой энергии на теплоисточнике, кг у.т./Гкал;

k<sub>пот</sub> – коэффициент потерь в существующих тепловых сетях, %.

**Расчет срока окупаемости внедрения энергоэффективных оконных блоков из ПВХ**

23.2. Определение укрупненных капиталовложений: стоимость теплоизоляционного материала и приспособлений определяется согласно договорным ценам на основании тендера; стоимость проектных работ – до 10% от стоимости строительно-монтажных работ; стоимость строительно-монтажных работ – 45—50% от стоимости материала; Капиталовложения в мероприятие:

$$K = C_{м} + 0,1 * C_{смп} + (0,45 \div 0,5) * C_{м}, \text{ руб.}$$

23.3. Определение срока окупаемости мероприятия за счет экономии топлива:

$$C_{рок} = K / (\Delta B * C_{топл}), \text{ лет},$$

где К – капиталовложения в мероприятие, руб.;

ΔВ – экономия топлива от внедрения мероприятия, т у.т.;

C<sub>топл</sub> – стоимость 1 т у.т. (руб.), уточняется на момент составления расчета.

**24. Техно-экономическое обоснование децентрализации компрессорного хозяйства**

В технологическом процессе производства некоторых видов продукции ряд предприятий республики использует сжатый воздух. Для его производства, как правило, имеются компрессорные станции, а для транспортировки – сеть воздухопроводов. С переходом предприятий на новые современные технологии потребность в сжатом воздухе уменьшается и содержание энергоемких компрессорных станций становится неэкономичным. Целесообразным становится применение локальных компрессоров меньшей мощности непосредственно у потребителей.

При децентрализации компрессорных станций с переходом на локальное производство сжатого воздуха экономический эффект достигается за счет:

снижения расхода электроэнергии на производственные нужды вследствие вывода из эксплуатации энергоемких поршневых компрессоров и отключения питающей подстанции,

ликвидации протяженных магистральных линий подачи сжатого воздуха и исключения потерь при его транспортировке,

разделения потребителей сжатого воздуха по уровням необходимого давления и поддержания его выработки на уровне фактически необходимой потребности, снижения расхода электроэнергии за счет отключения неэкономичной станции осушки воздуха и системы оборотного водоснабжения,

уменьшения эксплуатационных затрат: отсутствия необходимости диагностики и освидетельствования стационарных ресиверов, прекращения отопления и содержания здания центральной компрессорной.

**Расчет экономии электроэнергии от децентрализации компрессорного хозяйства**

24.1. Определяем годовой расход электроэнергии при производстве сжатого воздуха централизованным способом по формуле

$$\mathcal{E}_ц = N_y * K_{и} * T_c, \text{ кВт·ч/год},$$

где N<sub>y</sub> – суммарная установленная мощность группы электропотребляющего оборудования (компрессоры, питающая подстанция, станция сушки воздуха, система охлаждения поршневых компрессоров), кВт,

K<sub>и</sub> – коэффициент использования электрической мощности электропотребляющего оборудования, определяется технологией производственного процесса,

T<sub>c</sub> – годовое число часов использования средней нагрузки для электропотребляющего оборудования, определяется технологией производственного процесса.

24.2. Определяем годовой расход электроэнергии при обеспечении потребности производства в сжатом воздухе посредством установки локальных (винтовых) компрессоров по формуле

$$\mathcal{E}_л = \mathcal{E}_1 + \mathcal{E}_2 + \dots + \mathcal{E}_n, \text{ кВт·ч/год},$$

где \mathcal{E}\_1, \dots, \mathcal{E}\_n – годовой расход электроэнергии каждым локальным компрессором, который определяется по формуле:

$$\mathcal{E} = N_y * K_{и} * T_c, \text{ кВт·ч/год},$$

где N<sub>y</sub> – установленная мощность компрессора, кВт;

K<sub>и</sub> – коэффициент использования электрической мощности;

T<sub>c</sub> – годовое число часов использования средней нагрузки.

24.3. Определяем экономию электроэнергии от снижения потерь при исключении магистральных трубопроводов подачи сжатого воздуха и от применения автоматической регулировки производительности новых компрессоров, которая составляет порядка 12%:

$$\mathcal{E}_{тп} = 0,12 * \mathcal{E}_ц, \text{ кВт·ч/год}$$

24.4. Определяем экономию электроэнергии от внедрения мероприятия:

$$\Delta \mathcal{E} = \mathcal{E}_ц + \mathcal{E}_тр - \mathcal{E}_л, \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{год}$$

24.5. Определяем экономию топлива от децентрализации компрессорного хозяйства с установкой локальных компрессоров с учетом потерь в электрических сетях на транспортировку электроэнергии до вводов токоприемников предприятия:

$$\Delta B = \Delta \mathcal{E} * (1 + k_{пот}^{э\mathcal{E}}) * b_{э\mathcal{E}}^{ср} * 10^{-6}, \text{ т у.т.},$$

где  $b_{э\mathcal{E}}^{ср}$  – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии, принимается равным фактическому расходу топлива на замыкающей станции в энергосистеме (Лукомльской ГРЭС) за год, предшествующий составлению расчета, г у.т./кВт·ч;  
 $k_{пот}^{э\mathcal{E}}$  – коэффициент учитывающий потери в электрических сетях, %.

**Расчет срока окупаемости децентрализации компрессорного хозяйства**

24.6. Определение укрупненных капиталовложений:

24.6.1. Тип локального компрессора подбирается по потребности производства в сжатом воздухе и необходимому давлению.

Предварительная стоимость локальных компрессоров определяется по прайс-листам предприятий-изготовителей и уточняется по результатам тендерных торгов на поставку оборудования.

24.6.2. Стоимость монтажных работ определяется по сметам организаций, выполняющих аналогичные работы.

24.6.3. Стоимость проектно-изыскательных работ – 5—10% от стоимости оборудования.

24.6.4. Стоимость строительно-монтажных работ определяется по сметам организаций, выполняющих аналогичные работы.

$$K = C_{об} + (0,05 \div 0,1) C_{об} + C_{дем} + C_{смп}, \text{ руб.}$$

24.7. Определение срока окупаемости мероприятия:

$$Cp_{ок} = K / (\Delta B \times C_{топл}), \text{ лет},$$

где  $K$  – капиталовложения в мероприятие, руб.;  
 $\Delta B$  – экономия топлива от внедрения мероприятия, т у.т.;  
 $C_{топл}$  – стоимость 1 т у.т. (руб.), уточняется на момент составления расчета.

**25. Техно-экономическое обоснование применения энергоэкономичных осветительных приборов с автоматической регулировкой.**

Экономический эффект от применения энергоэкономичных осветительных приборов с ЭПРА и автоматической регулировкой достигается за счет:

повышения излучающей способности ламп с использованием более высокой частоты колебания электрического тока и, как следствие, снижения мощности ламп при сохранении освещенности;

исключения стробоскопического явления, характерного для люминесцентных ламп, и шума электромагнитных дросселей;

поддержания точного уровня освещенности без запаса и автоматического регулирования светового потока относительно интенсивности естественного освещения.

**Определение экономии топлива от применения энергоэкономичных осветительных приборов с автоматической регулировкой.**

25.1. Определение расхода топлива при применении ламп накаливания либо люминесцентных ламп с электромагнитным дросселем.

25.1.1. Определение потребляемого количества электроэнергии при работе освещения:

$$\mathcal{E}_1 = \Sigma (n_i * N_{ли} * T_{pi}), \text{ кВт}\cdot\text{ч},$$

где  $n_i$  – количество осветительных приборов одинаковой мощности, шт.;

$N_{ли}$  – мощность применяемых одинаковых ламп, кВт;

$T_{pi}$  – число часов работы в году, часов.

25.1.2. Определение расхода топлива на отпуск электроэнергии, используемой на освещение:

$$B_1 = \mathcal{E}_1 * (1 + k_{пот}^{э\mathcal{E}} / 100) * b_{э\mathcal{E}} * 10^{-6}, \text{ т у.т.},$$

где  $b_{э\mathcal{E}}$  – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии, принимается равным фактическому расходу топлива на замыкающей станции в энергосистеме (Лукомльской ГРЭС) за год, предшествующий составлению расчета, г у.т./кВт·ч;

$k_{пот}^{э\mathcal{E}}$  – коэффициент, учитывающий потери в электрических сетях.

Расход электроэнергии, необходимой для освещения, принимается от замыкающей станции энергосистемы с учетом потерь в электрических сетях.

25.2. Определение расхода топлива при применении люминесцентных ламп с электронной пускорегулирующей аппаратурой.

25.2.1. Определение потребляемого количества электроэнергии при работе освещения с применением осветительных приборов с автоматической регулировкой светового потока:

$$\mathcal{E}_2 = \Sigma (k_i * (1 - 0,3) * N_{эли} * T_{pi}), \text{ кВт}\cdot\text{ч},$$

где  $k_i$  – количество энергоэкономичных осветительных приборов одинаковой мощности, шт.;

$N_{эли}$  – мощность применяемых одинаковых осветительных приборов с автоматической регулировкой, кВт;

$T_{pi}$  – число часов работы в году, часов.

Снижение потребления электроэнергии осветительными приборами за счет автоматизации достигает 30%, из которых 10% – за счет поддержания освещенности на уровне 500 лк без запаса, 20% – за счет автоматического регулирования светового потока относительно естественного освещения.

25.2.2. Определение расхода топлива на отпуск электроэнергии, используемой на освещении:

$$B_2 = \mathcal{E}_2 * (1 + k_{пот}^{э\mathcal{E}} / 100) * b_{э\mathcal{E}} * 10^{-6}, \text{ т у.т.},$$

где  $b_{э\mathcal{E}}$  – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии, принимается равным фактическому расходу топлива на замыкающей станции в энергосистеме (Лукомльской ГРЭС) за год, предшествующий составлению расчета, г у.т./кВт·ч;

$k_{пот}^{э\mathcal{E}}$  – коэффициент, учитывающий потери в электрических сетях, %.

При этом электроэнергия, необходимая для освещения, принимается от замыкающей станции энергосистемы с учетом потерь в электрических сетях.

25.3. Определение экономии топлива от внедряемого мероприятия:

$$\Delta B = B_1 - B_2, \text{ т у.т.}$$

**Расчет срока окупаемости при внедрении энергоэкономичных осветительных приборов с автоматической регулировкой**

25.4. Определение укрупненных капиталовложений:

Стоимость оборудования определяется согласно договорным ценам (на основании тендера).

Стоимость проектных работ – до 10% от стоимости строительно-монтажных работ.

Стоимость строительно-монтажных работ – 25—30% от стоимости оборудования.

Стоимость пусконаладочных работ – 3—5% от стоимости оборудования.

Капиталовложения в мероприятие:

$$K_{оп} = C_{об} + 0,1 * C_{смп} + (0,25 \div 0,3) * C_{об} + (0,03 \div 0,05) * C_{об}, \text{ руб.}$$

25.5. Определение сроков окупаемости мероприятия за счет экономии топлива:

$$Cp_{ок} = K_{оп} / (\Delta B * C_{топл}), \text{ лет},$$

где  $K_{оп}$  – капиталовложения в мероприятие, руб.;

$\Delta B$  – экономия топлива от внедрения мероприятия, т у.т.;

$C_{топл}$  – стоимость 1 т у.т. (руб.), уточняется на момент составления расчета.

**26. Техно-экономическое обоснование внедрения эффективных пластинчатых теплообменников вместо кожухотрубных**

Экономический эффект от внедрения пластинчатых теплообменников достигается за счет:

увеличения коэффициента теплопередачи;

уменьшения потерь тепловой энергии по сравнению с кожухотрубным теплообменником вследствие уменьшения наружной поверхности теплообменника (при равной тепловой нагрузке) и более полного использования тепла в процессе теплообмена;

наличия возможности изменения параметров теплообменника (площади поверхности теплообмена, коэффициента теплопередачи);

увеличения срока службы, удешевления и простоты обслуживания, отсутствия необходимости в теплоизоляции.

**Определение экономии теплоты и топлива за счет внедрения мероприятия**

26.1. Определение годовой экономии тепловой энергии при установке пластинчатого теплообменника за счет снижения потерь:

$$\Delta Q_{пот} = Q_{кож} - Q_{пласт}, \text{ Гкал},$$

где  $Q_{кож}$  – потери тепловой энергии кожухотрубным теплообменником, Гкал;

$Q_{пласт}$  – потери тепловой энергии пластинчатым теплообменником, Гкал;

Определяем площади наружных поверхностей теплообмена кожухотрубного ( $S_{кож}$ ) теплообменника:

$$S_{кож} = (\pi * D * L + \pi * D^2) * n, \text{ м}^2,$$

где  $\pi = 3,14$ ;

$D$  – наружный диаметр корпуса (секции);

$L$  – длина корпуса (секций);

$n$  – количество корпусов (секций).

Расчет и подбор пластинчатых теплообменников производится организацией-производителем с помощью специальной компьютерной программы на основании данных, предоставляемых заказчиком, при этом для каждой модели и типа теплообменника площадь поверхности теплообмена указана в каталогах выпускаемого оборудования. При отсутствии данных ее можно рассчитать по формуле пластинчатого ( $S_{пласт}$ ) теплообменника

$$S_{пласт} = S_{пласт} * n, \text{ м}^2,$$

где  $S_{пласт}$  – площадь наружной поверхности пластины (указывается в паспортных данных теплообменника), м<sup>2</sup>;

$n$  – количество пластин.

26.1.1. Определяем годовые потери тепловой энергии каждым теплообменником ( $Q_{кож}$  и  $Q_{пласт}$ ) по формуле:

$$Q = S * q * (t_1 - t_2) * n * T, \text{ Гкал},$$

где  $S$  – площадь наружной поверхности теплообмена, м<sup>2</sup>;

$q$  – плотность теплового потока, ккал/м<sup>2</sup> (табл. 3 СНИП 2.04.14-88 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов»);

$(t_1 - t_2)$  – разность температур наружной поверхности теплообменника и внутренне-го воздуха в помещении, °С;

$n$  – продолжительность периода работы теплообменника в году, суток;

$T$  – число часов работы теплообменника в сутки, ч/сутки.

26.1.2. Определение экономии тепловой энергии за счет увеличения коэффициента теплопередачи:

$$\Delta Q_T = Q_{\text{потр}} * \frac{(K_{\text{пласт}} - K_{\text{кож}})}{K_{\text{кож}}}, \text{ Гкал},$$

где  $Q_{\text{потр}}$  – годовая потребность в тепловой энергии;

$K_{\text{пласт}}, K_{\text{кож}}$  – коэффициенты теплопередачи.

Коэффициент теплопередачи у пластинчатых теплообменников, как правило, на 5—10% выше, чем у кожухотрубных.

26.1.3. Определение годовой экономии тепловой энергии:

$$\Delta Q = \Delta Q_{\text{пот}} + \Delta Q_T, \text{ Гкал},$$

где  $\Delta Q_{\text{пот}}$  – снижение годового расхода тепловой энергии на компенсацию ее потерь при замене кожухотрубного теплообменника на пластинчатый, Гкал;

$\Delta Q_T$  – годовая экономия тепловой энергии за счет увеличения коэффициента теплопередачи, Гкал.

26.1.4. Определение экономии топлива от снижения потребления тепловой энергии:

$$\Delta V_{T3} = \Delta Q * (1 + k_{\text{пот}T3} / 100) * b_{T3} * 10^{-3}, \text{ т у.т.},$$

где  $\Delta Q$  – годовая экономия тепловой энергии, Гкал;

$b_{T3}$  – удельный расход топлива на производство тепловой энергии на теплоисточнике, кг у.т./Гкал;

$k_{\text{пот}T3}$  – коэффициент потерь в существующих тепловых сетях, %.

26.2. Определение укрупненных капиталовложений:

Стоимость основного и вспомогательного оборудования и материалов принимается по договорным ценам, определенным на основании конкурсного отбора.

Стоимость проектных работ – до 10% от стоимости строительно-монтажных работ.

Стоимость строительно-монтажных работ – 45—50% от стоимости оборудования.

Капиталовложения в мероприятие:

$$K = C_{\text{обор}} + 0,1 * C_{\text{смп}} + (0,45 \div 0,5) * C_{\text{обор}}, \text{ руб.}$$

26.3. Определение срока окупаемости мероприятия за счет экономии топлива:

$$Cp_{\text{ок}} = K / (\Delta V_{T3} * C_{\text{топл}}), \text{ лет},$$

где  $K$  – капиталовложения в мероприятие, руб.;

$\Delta V_{T3}$  – экономия топлива от внедрения мероприятия, т у.т.;

$C_{\text{топл}}$  – стоимость 1 т у.т. (руб.), уточняется на момент составления расчета.

## 27. Техничко-экономическое обоснование создания мини-ТЭЦ на местных видах топлива

В случае внедрения мини-ТЭЦ, работающей на местных видах топлива (МВТ), экономический эффект достигается за счет:

снижения расхода электро- и тепловой энергии вследствие децентрализации и исключения потерь при транспортировке,

замещения дорогостоящих импортируемых видов топлива более дешевыми местными видами топлива,

повышения надежности электроснабжения,

исключения сетевой составляющей в себестоимости производства и потребления электроэнергии.

### Расчет экономии электро- и теплотенергии от создания мини-ТЭЦ на местных видах топлива

27.1. Определение расхода топлива на выработку необходимой потребителю электро- и тепловой энергии в энергосистеме и на теплоисточнике с учетом потерь на ее транспортировку:

на выработку электроэнергии

$$V_{33} = \Xi (1 + k_{\text{пот}33} / 100) * b_{33} * 10^{-6}, \text{ т у.т.},$$

где  $\Xi$  – потребность в электроэнергии, кВт·ч;

$k_{\text{пот}33}$  – коэффициент потерь электроэнергии в электросетях;

$b_{33}$  – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии, принимается равным фактическому расходу топлива на замыкающей станции в энергосистеме (Лукомльской ГРЭС) за год, предшествующий составлению расчета, г у.т./кВт·ч.;

на выработку тепловой энергии

$$V_{T3} = Q (1 + k_{\text{пот}T3} / 100) * b_{T3} * 10^{-3}, \text{ т у.т.},$$

где  $Q$  – потребность в тепловой энергии, Гкал;

$b_{T3}$  – удельный расход топлива на производство тепловой энергии на теплоисточнике, кг у.т./Гкал;

$k_{\text{пот}T3}$  – коэффициент потерь тепловых сетей, %.

27.2. Определяем суммарный расход топлива при выработке электро- и тепловой энергии на централизованных источниках:

$$V_1 = V_{33} + V_{T3}, \text{ т у.т.}$$

27.3. Определяем годовой расход топлива (МВТ) при производстве электро- и тепловой энергии на мини-ТЭЦ по формуле:

$$V_2 = V_{33}^{T33} + V_{T3}^{T33}, \text{ т}$$

27.3.1. Годовой расход топлива при производстве тепловой энергии на мини-ТЭЦ определяем по формуле:

$$V_{T3}^{T33} = (Q_4 * T * b_{T3}^{MBT} / (K_{MVT})) * 10^{-3}, \text{ т},$$

где  $Q_4$  – среднечасовая нагрузка котельной, Гкал/час;

$T$  – число часов работы в год, часов;

$K_{MVT}$  – топливный эквивалент местного вида топлива для перевода в условное топливо (Приложение 1);

$b_{T3}^{MBT}$  – удельный расход топлива при работе на местном виде топлива на производство тепловой энергии, кг у.т./Гкал:

$$b_{T3}^{MBT} = 142,86 / (\eta_{MVT} * 10^{-2}),$$

$\eta_{MVT}$  – коэффициент полезного действия котла на местных видах топлива, %.

27.3.2. Годовой расход топлива при производстве электроэнергии на мини-ТЭЦ определяем по формуле:

$$V_{33}^{T33} = (\Xi * Q_4 * T * b_{33}^{MBT} / (K_{MVT})) * 10^{-3}, \text{ т},$$

где  $b_{33}^{MBT}$  – удельный расход топлива на выработку электроэнергии по теплофикационному циклу при работе на местном виде топлива, кг у.т./кВт·ч;

$\Xi$  – удельная выработка электроэнергии по теплофикационному циклу, кВт·ч/Гкал.

27.4. Определение экономии в денежном выражении за счет разницы в стоимости сжигаемого топлива:

$$\Delta C_{\text{топл}} = V_1 * C_1 - V_2 * C_2, \text{ руб.},$$

где  $C_1$  – стоимость 1 т у.т. (руб.), уточняется на момент составления расчета;

$C_2$  – стоимость тонны МВТ (м<sup>3</sup> и т.д.), руб./тонну (м<sup>3</sup> и т.д.);

$V_1$  – расход топлива при выработке электро- и тепловой энергии на централизованных источниках, т у.т.;

$V_2$  – расход топлива (МВТ) при производстве электро- и тепловой энергии на мини-ТЭЦ, т (м<sup>3</sup> и т.д.).

27.5. Определение укрупненных капиталовложений:

Стоимость оборудования определяется проектно-сметной документацией и уточняется по результатам тендерных торгов на его поставку.

Стоимость проектных работ составляет 5—10% от стоимости строительно-монтажных работ.

Стоимость строительно-монтажных работ – 25—30% от стоимости оборудования.

Стоимость пусконаладочных работ – 3—5% от стоимости оборудования.

Капиталовложения в мероприятие:

$$K = C_{\text{об}} + (0,05 \div 0,1) C_{\text{смп}} + (0,25 \div 0,3) * C_{\text{об}} + (0,03 \div 0,05) * C_{\text{об}}, \text{ руб.}$$

27.6. Определение срока окупаемости мероприятия:

$$Cp_{\text{ок}} = K / \Delta C_{\text{топл}}, \text{ лет},$$

где  $K$  – капиталовложения в мероприятие, руб.;

$\Delta C_{\text{топл}}$  – экономия в денежном выражении от внедрения мероприятия, руб.

## 28. Техничко-экономическое обоснование использования тепловых насосных установок (ТНУ) в системах теплоснабжения

### Экономия топлива за счет использования тепловых ВЭР с использованием ТНУ

Расчет выхода тепловых ВЭР определяется из теплового баланса агрегата-источника по его энерготехнологическим характеристикам или путем замеров. Возможное использование тепловых ВЭР определяется с учетом технологических условий утилизации (агрессивности энергоносителя, надежности работы утилизационной установки, наличия потребителей и т.д.).

Экономия топлива зависит от направления использования тепловых ВЭР и схемы энергоснабжения предприятия, на котором они используются. При тепловом направлении использования тепловых ВЭР экономия топлива определяется расходом топлива в основных (замещаемых) энергетических установках на выработку такого же количества и тех же параметров тепловой энергии, что использовано за счет тепловых ВЭР.

28.1. Годовая экономия топлива при использовании тепловых ВЭР с установкой ТНУ в раздельной схеме энергоснабжения (теплоснабжение от котельной):

$$V_p = (b_{\text{кот}} * Q_{\text{ТНУ}}^{\text{ВЭР}}) * 10^{-3}, \text{ т у.т.},$$

где  $Q_{\text{ТНУ}}^{\text{ВЭР}}$  – годовой отпуск теплоты в систему теплоснабжения, утилизируемой теплонасосной установкой (ТНУ), Гкал;

$b_{\text{кот}}$  – удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии котельной, кг у.т./Гкал.

28.2. Годовая экономия топлива при использовании ВЭР с установкой ТНУ в комбинированной схеме энергоснабжения (теплоснабжение от ТЭЦ):

$$V_k = (b_{\text{кот}} * Q_{\text{ТНУ}}^{\text{ВЭР}} - Q_{\text{ТНУ}}^{\text{ВЭР}} * (b_{\text{кэс}33} - b_{T3}^{33}) * W) * 10^{-3}, \text{ т у.т.},$$

где  $b_{\text{кэс}33}$  – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии принимается равным фактическому расходу топлива на замыкающей станции в энергосистеме (Лукомльской ГРЭС) за год, предшествующий составлению расчета, кг у.т./кВт·ч;

$b_{T3}^{33}$  – удельный расход топлива на выработку электроэнергии по теплофикационному циклу, кг у.т./кВт·ч;

W – удельная выработка электроэнергии по теплофикационному циклу в энергосистеме, кВт·ч/Гкал.

Определение экономической эффективности использования тепловых ВЭР с установкой ТНУ.

28.3. При сроке ввода ТНУ до 1 года приведенные затраты в систему утилизации составят:

$$Z_{пр} = K_{д}^{ВЭР} + И^{ВЭР},$$

где  $K_{д}^{ВЭР}$  – дополнительные капиталовложения, связанные с использованием тепловых ВЭР и установкой ТНУ.

28.3.1. Определение дополнительных капиталовложений:

Стоимость оборудования определяется согласно договорным ценам (на основании тендера).

Стоимость проектных работ – до 10% от стоимости строительно-монтажных работ.

Стоимость строительно-монтажных работ – 25–30% от стоимости оборудования.

Стоимость пусконаладочных работ – 3–5% от стоимости оборудования.

Дополнительные капиталовложения в мероприятие составят:

$$K_{д}^{ВЭР} = C_{об} + 0,1 * C_{смп} + (0,25 \div 0,3) * C_{об} + (0,03 \div 0,05) * C_{об}, \text{ руб.},$$

где  $И^{ВЭР}$  – ежегодные издержки, связанные с использованием тепловых ВЭР и установкой ТНУ.

В данном случае (при утилизации тепловых ВЭР охлаждающей и оборотной воды в пароконденсационных ТНУ) дополнительные капиталовложения, связанные с комплексным использованием тепловых ВЭР – капиталовложения в ТНУ, в промежуточные теплообменники, в транзитную тепловую сеть, сетевую насосную установку и др.

28.3.2. Ежегодные издержки, связанные с использованием тепловых ВЭР с установкой ТНУ (при одинаковых отчислениях на текущий ремонт и амортизацию всех элементов системы) составят:

$$И^{ВЭР} = f_{ар} * K_{д}^{ВЭР} + И_{п} + И_{тп},$$

где  $f_{ар}$  – ежегодные отчисления на ремонт и амортизацию ТНУ, промежуточных теплообменников, транзитной тепловой сети, сетевой насосной установки;

$И_{п}$ ,  $И_{тп}$  – годовые издержки на перекачку сетевой воды и теплопотери в транзитной тепловой сети.

28.3.2.1. Годовые издержки на перекачку воды в транзитной тепловой сети:

$$И_{п} = N_{сн} * n * C_{ээ}$$

28.3.2.2. Годовые издержки на теплопотери в транзитной тепловой сети:

$$И_{тп} = q_{н} * Q_{тнУ}^{ВЭР} * C_{тэ},$$

где  $N_{сн}$  – установленная мощность сетевого насоса, кВт;

$n$  – годовое число часов работы сетевого насоса, ч;

$q_{н}$  – нормативные годовые теплопотери в сети, %;

$Q_{тнУ}^{ВЭР}$  – годовой отпуск теплоты за счет использования ВЭР с установкой ТНУ, Гкал;

$C_{ээ}$  – тариф на электроэнергию, руб./кВт·ч;

$C_{тэ}$  – тариф за тепловую энергию, руб./Гкал.

28.4. Годовая экономия затрат на топливо, обусловленная использованием ВЭР в системе теплоснабжения:

$$Э_{т} = V_{р} (V_{к}) * C_{т}, \text{ руб.},$$

где  $V_{р} (V_{к})$  – годовая экономия топлива при использовании ВЭР с установкой ТНУ в раздельной либо комбинированной схеме энергоснабжения, т у.т.;

$C_{т}$  – стоимость 1 т у.т., уточняется на момент составления расчета;

$Э_{т}$  – годовая экономия затрат на топливо, обусловленная использованием ВЭР в системе теплоснабжения, руб.

28.5. Срок окупаемости дополнительных капиталовложений:

$$T = K_{д}^{ВЭР} / (Э_{т} - f_{ар} * K_{д}^{ВЭР} - И_{п} - И_{тп}), \text{ лет.}$$

## 29. Техно-экономическое обоснование строительства малой гидроэлектростанции

### Водозергетический расчет, определение установленной мощности ГЭС и условно-го числа часов использования установленной мощности

Расчет гидроэнергетического потенциала (ГЭП) речного стока выполняется на основе результатов гидрологических изысканий. По результатам изысканий определяются возможные варианты нормального подпорного уровня (НПУ) гидроузла для обеспечения расчетного напора на ГЭС, обеспечивающего экономическую целесообразность строительства гидроэлектростанции. Выбор отметки НПУ обусловлен соображениями незаотопления значительного количества земель и охраны окружающей среды.

Расчеты выполняются для среднего по водности года 50% обеспеченности и для маловодных лет 75% и 95% обеспеченности. При проведении расчетов исходят из возможности вести регулирование стока в зависимости от полезного объема водохранилища. При малой полезной емкости водохранилища может быть осуществлено лишь суточное регулирование. В этом случае ГЭС рассчитывается для работы в режиме водотока.

При определении ГЭП, обосновании компоновки и размеров конструкций сооружений необходимо иметь в виду, что при работе в будущем в составе каскада ГЭС (если выше по течению будет размещаться водохранилище с достаточно большим объемом, емкость которого позволит производить долговременное регулирование) расчетные расходы через данный гидроузел могут возрасти. Компоновка гидроузла должна позво-

лить в дальнейшем произвести реконструкцию ГЭС с целью увеличения ее мощности.

Проводятся исследования гидроэнергетического потенциала водотока и при уменьшенных, и при повышенных (по сравнению с принятыми) уровнях воды в верхнем бьефе.

29.1. Значение годового гидроэнергетического потенциала для лет различной обеспеченности определяется как сумма произведений количества часов в месяце на ежемесячные значения теоретической мощности  $N_{гЭС}$  гидроэлектростанции. Значение  $N_{гЭС}$  определяется по формуле:

$$N_{гЭС} = 9,81 * Q * H * K_{г},$$

где  $Q$  – среднемесячное значение расхода в м<sup>3</sup>/с;

$H$  – величина напора, в метрах (м), определяемая как разность отметки НПУ водохранилища и отметки в нижнем бьефе ГЭС;

$K_{г}$  – коэффициент полезного действия гидроэнергетического оборудования.

При расчетах необходимо учитывать, работает ли ГЭС в каскаде ГЭС. При работе вне каскада среднемесячные значения отметок нижнего бьефа зависят от топографических характеристик, расходов воды в нижнем бьефе и сезонных особенностей водного режима. Данные отметки определяются на основании изысканий. При работе ГЭС в каскаде значения отметок нижнего бьефа определяются условиями эксплуатации нижерасположенной ГЭС.

Данный расчет приведен для случая, когда в верхнем бьефе плотины поддерживается постоянный уровень воды.

Методика определения установленной мощности для объектов малой энергетики значительно упрощается по той причине, что удельный вес малых гидроэлектростанций в государственных энергосистемах составляет менее 2%. Изменение их мощности практически не сказывается на экономичности работы энергосистемы.

29.2. В общем случае установленная мощность ГЭС состоит из трех слагаемых:

$$N_{уст} = N_{гар} + N_{сез} + N_{рез},$$

где  $N_{гар}$ ,  $N_{сез}$  и  $N_{рез}$  – соответственно, гарантированная, сезонная и резервная мощности.

Гарантированная – это мощность, с которой ГЭС участвует в покрытии графика нагрузки энергосистемы. При малом удельном весе ГЭС в энергосистеме, обеспеченность мощности можно принять в пределах 74–85%.

Сезонная – это мощность, позволяющая увеличить выработку электроэнергии малой ГЭС и тем самым сэкономить топливо в периоды, когда ресурс водотока превосходит гарантированную мощность.

Резервная – мощность, которая может быть расположена на малой ГЭС и значение которой устанавливается, исходя из потребности в резерве энергосистемы в целом.

29.3. При наличии ограничений полезной емкости водохранилища для проведения суточного регулирования, при назначении установленной мощности малой ГЭС ее можно принимать равной сумме гарантированной и сезонной мощностей ГЭС, равной при этом мощности по водотоку, обеспеченной на 10...15%, то есть:

$$N_{гар} + N_{сез} = N_{вод(10-15\%)}$$

Что касается резервной мощности, то при значительной сезонной мощности (свыше 10% от гарантированной мощности) резервная мощность может специально не проектироваться и установленная мощность в таком случае определяется по последней формуле.

29.4. После определения установленной мощности ГЭС уточняется возможная выработка электроэнергии ( $Э^{ГЭС}$ ), кВт·ч, т. е. ограничение по установленной мощности учитывается по формуле:

$$Э^{ГЭС} = N^{ГЭС} * \Delta t,$$

где  $N^{ГЭС}$  – мощность ГЭС, (кВт), обеспеченная расходом и напором, но не превышающая значения установленной мощности, т.е.  $N^{ГЭС} \leq N_{уст}^{ГЭС}$ ;

$\Delta t$  – интервал времени, в течение которого ГЭС работает с мощностью  $N^{ГЭС}$ , ч.

29.5. Далее производится деление расходов реки, возможных к использованию ( $Q$ ) при работе ГЭС в режиме водотока, на расходы ГЭС и сбросные расходы. При этом расходы ГЭС в периоды, когда  $N_{вод}^{ГЭС} \geq N_{уст}^{ГЭС}$ , будут не выше пропускной способности турбины ГЭС (расчетного расхода ГЭС) ( $Q^{ГЭС}$ ), м<sup>3</sup>/с, определяемой по формуле:

$$Q^{ГЭС} = \frac{N_{уст}^{ГЭС}}{9,81 * H_{р} * \eta_{а}},$$

где  $H_{р}$  – расчетный напор ГЭС, (м), значение которого рекомендуется принимать равным средневзвешенному напору ( $H_{ср.взв}$ ).

29.6. Сбросной расход реки ( $Q_{сбр}$ ), м<sup>3</sup>/с, определяется по формуле:

$$Q_{сбр} = Q - Q^{ГЭС}$$

29.7. Средневзвешенный напор ГЭС ( $H_{ср.взв}$ ), (м), необходимый для установления расчетного напора ( $H_{р}$ ) и выбора параметров энергетического оборудования, определяется по формуле:

$$H_{ср.взв} = \frac{\Sigma (Э^{ГЭС} * H)}{\Sigma Э^{ГЭС}}$$

или

$$H_{ср.взв} = \frac{\Sigma (H * N_{уст}^{ГЭС} * \Delta t)}{\Sigma (N_{уст}^{ГЭС} * \Delta t)},$$

где  $Э_{вод}^{ГЭС}$  – соответственно, выработка электроэнергии, кВт·ч;

$N_{вод}^{ГЭС}$  – мощность ГЭС по водотоку, кВт;

$H$  – полезный напор, м;

$\Delta t$  – продолжительность расчетного интервала времени, ч.

29.8. Определяется условное число часов использования установленной мощности ГЭС:

$$T_{\text{уст.}} = \mathcal{E}^{\text{ГЭС}} / N_{\text{уст.}}, \text{ часов.}$$

#### Расчет экономии топлива при строительстве малой ГЭС

Для расчета экономии топлива при строительстве малой ГЭС необходимо знать количество вырабатываемой на ГЭС электроэнергии ( $\mathcal{E}^{\text{ГЭС}}$ ), а также затраты топлива на производство такого же количества электрической энергии на замещающей электростанции.

29.9. Определение экономии топлива от строительства малой ГЭС.

29.9.1. Определение количества электроэнергии, отпущенной малой ГЭС:

$$\mathcal{E}_{\text{отп.}}^{\text{ГЭС}} = \mathcal{E}^{\text{ГЭС}} * (1 - \alpha_{\text{сн}}^{\text{ээ}}/100), \text{ кВт}\cdot\text{ч},$$

где  $\alpha_{\text{сн}}^{\text{ээ}}$  – коэффициент потребления электроэнергии на собственные нужды малой ГЭС (на электрическое оборудование), принимается равным в диапазоне 1—2%.

29.9.2. Необходимое количество электроэнергии, отпущенной с шин электростанции ГПО «Белэнерго», с учетом потерь в электрических сетях:

$$\mathcal{E}_{\text{отп.}}^{\text{эс}} = \mathcal{E}_{\text{отп.}}^{\text{ГЭС}} * (1 + \Delta\mathcal{E}_{\text{пот.}}/100), \text{ кВт}\cdot\text{ч},$$

где  $\mathcal{E}_{\text{отп.}}^{\text{ГЭС}}$  – электроэнергия, отпущенная ГЭС и потребленная предприятием, кВт·ч;  $\Delta\mathcal{E}_{\text{пот.}}$  – коэффициент потерь в электрических сетях при транспорте электроэнергии, %. Экономия топлива от строительства малой ГЭС:

$$\Delta B^{\text{ГЭС}} = \mathcal{E}_{\text{отп.}}^{\text{эс}} * b_{\text{ээ}}^{\text{ср}} * 10^{-6}, \text{ т у.т.},$$

где  $\mathcal{E}_{\text{отп.}}^{\text{эс}}$  – количество электроэнергии, отпущенной с шин электростанций ГПО «Белэнерго», с учетом потерь в электросетях, кВт·ч;

$b_{\text{ээ}}^{\text{ср}}$  – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии, принимается равным фактическому расходу топлива на замыкающей станции в энергосистеме (Лукомльской ГРЭС) за год, предшествующий составлению расчета г у.т./кВт·ч.

29.10. Расчет срока окупаемости строительстве малой ГЭС.

Необходимо определить укрупненные капиталовложения для строительства малой ГЭС.

Стоимость строительства малой ГЭС определяется по сметам или по аналогу, принятому для расчета. В последующем проводятся уточнения в результате выполнения строительного проекта. Капиталовложения определяются как  $K_{\text{ГЭС}}$ .

29.10.1. Определение срока окупаемости строительства малой ГЭС:

$$\text{Ср}_{\text{ок}} = K_{\text{ГЭС}} / (\Delta B^{\text{ГЭС}} * C_{\text{топл}}), \text{ лет},$$

где  $K_{\text{ГЭС}}$  – капиталовложения в строительство малой ГЭС, руб.;

$\Delta B^{\text{ГЭС}}$  – экономия топлива от строительства малой ГЭС, т у.т.;

$C_{\text{топл}}$  – стоимость 1 т у.т., (руб.), уточняется на момент составления расчета.

### 30. Техно-экономическое обоснование внедрения автоматических систем компенсации реактивной мощности

При использовании автоматических систем компенсации реактивной мощности важным направлением в экономии электроэнергии и рациональном ее использовании является повышение коэффициента мощности ( $\cos \phi$ ). Коэффициент мощности – величина, показывающая, какую часть потребляемой полной мощности составляет активная. При одной и той же используемой мощности электроприемник с низким коэффициентом мощности потребляет больший ток, что вызывает увеличение нагрузки линии электропередач и трансформаторов. Это ведет к уменьшению эксплуатационной мощности трансформатора, генератора и увеличивает потери электроэнергии в сетях. Так при уменьшении коэффициента мощности от 1 до 0,5 потери электроэнергии увеличиваются в четыре раза.

#### Расчет экономии электроэнергии от внедрения автоматических систем компенсации реактивной мощности

30.1. Определение реактивной мощности компенсирующих устройств:

$$Q_{\text{кв}} = P_{\text{ср}} * k_{\text{квар}}$$

где  $P_{\text{ср}}$  – среднегодовая активная мощность, кВт;

$k_{\text{квар}}$  – коэффициент, получаемый из таблицы в соответствии со значениями коэффициентов мощности  $\cos \phi_1$  и  $\cos \phi_2$  кВАр/кВт (Приложение 6).

30.2. Годовая экономия электроэнергии при установке компенсирующих устройств:

$$\Delta \mathcal{E} = Q_{\text{кв}} * K_3 * t \text{ кВт}\cdot\text{ч},$$

где  $Q_{\text{кв}}$  – потребляемая мощность компенсирующего устройства, кВАр;

$K_3$  – экономический эквивалент, равный 0,1 кВт/кВАр;

$t$  – количество часов работы компенсирующего устройства в год, ч.

30.3. Годовая экономия условного топлива от внедрения автоматических систем компенсации реактивной мощности с учетом потерь на транспорт электроэнергии в электросетях:

$$\Delta B = \Delta \mathcal{E} * b_3 * (1 + k_{\text{пот}}/100) * 10^{-3}, \text{ т у.т.};$$

где  $b_3$  – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии, принимается равным фактическому расходу топлива на замыкающей станции в энергосистеме (Лукомльской ГРЭС) за год, предшествующий составлению расчета, кг у.т./кВт·ч;

$k_{\text{пот}}$  – потери электроэнергии в электросетях (с учетом распределительных) в системе концерна «Белэнерго».

30.4. Расчет сроков окупаемости внедрения автоматических систем компенсации реактивной мощности.

Капитальные вложения, связанные с внедрением автоматической системы компенсации реактивной мощности, по сравнению с установками без него определяются по укрупненным показателям, исходя из следующих предположений:

– стоимость оборудования и материалов,  $C_{\text{об}}$ , определяется проектно-сметной документацией и уточняется по результатам тендерных торгов на его поставку, рубли;

– стоимость проектных работ принимается равной 5—10% от стоимости строительно-монтажных работ (СМР),  $C_{\text{СМР}}$ , рубли;

– стоимость СМР – 25—30% от стоимости оборудования и материалов, рубли;

– стоимость пусконаладочных работ – 3—5% от стоимости оборудования и материалов, рубли.

Капиталовложения в мероприятие определяются следующим образом, руб.:

$$\Delta K = C_{\text{об}} + (0,05 \div 0,1) C_{\text{СМР}} + (0,25 \div 0,3) * C_{\text{об}} + (0,03 \div 0,05) * C_{\text{об}}.$$

В состав затрат на оборудование и материалы входят расходы на приобретение теплоутилизатора, дополнительных воздуховодов и их элементов, замену вентиляторов (если потребуется) и других материалов и оборудования, необходимых для реализации мероприятия.

30.5. Определение срока окупаемости мероприятия:

$$\text{Ср}_{\text{ок}} = \Delta K / (\Delta B * C_{\text{топл}}), \text{ лет},$$

где  $\Delta K$  – капиталовложения в мероприятие, руб.;

$\Delta B$  – экономия условного топлива от внедрения автоматических систем компенсации реактивной мощности, т у.т.;

$C_{\text{топл}}$  – стоимость 1 т у.т. (руб.), уточняется на момент составления расчета.

### 31. Техно-экономическое обоснование внедрения теплоутилизаторов в системах механической приточно-вытяжной вентиляции и кондиционирования воздуха

Экономический эффект от внедрения теплоутилизаторов в системах механической приточно-вытяжной вентиляции и кондиционирования воздуха в первую очередь достигается в результате уменьшения расхода тепловой энергии на нагрев приточного воздуха, подаваемого в обслуживаемые помещения. Нагрев приточного воздуха в теплоутилизаторе происходит за счет отвода теплоты от потока удаляемого воздуха к наружному приточному воздуху.

В зависимости от типа теплообменников различают пластинчатые рекуперативные и роторные регенеративные теплоутилизаторы.

Роторные регенеративные теплоутилизаторы нельзя использовать в системах вентиляции и кондиционирования воздуха, в которых не допускается рециркуляция удаляемого воздуха.

При отрицательных температурах наружного воздуха возможно обледенение поверхности пластинчатых рекуперативных теплоутилизаторов. Для исключения этого явления часть холодного наружного воздуха должна подаваться в обход теплоутилизатора по обводному каналу с автоматически регулируемой дроссельной заслонкой. В климатических условиях Республики Беларусь обледенения роторных регенеративных теплообменников, в отличие от пластинчатых, практически не происходит, и специальных мер защиты от обмерзания в этом случае предпринимать нет необходимости.

31.1. Определение экономии тепловой энергии и топлива за счет внедрения мероприятия.

Количество сэкономленной тепловой энергии, полезно возвращаемой теплоутилизатором, складывается из потока явной теплоты, обусловленной температурой удаляемого воздуха, и потока скрытой теплоты, выделяющейся в пределах поверхности теплоутилизатора при конденсации содержащейся в удаляемом воздухе влаги.

31.1.1. Тепловая мощность теплоутилизатора для каждого  $i$ -го часа его работы вычисляется по формуле, Ккал/ч:

$$Q_{i,m,y} = 0,24 * \epsilon_{\text{tot}} * (t_{i,l} - t_{i,ext}) * c * L_{i,ext} * 10^{-6}$$

где  $\epsilon_{\text{tot}}$  – тепловая эффективность теплоутилизатора по полной теплоте;

$t_{i,l}$  – температура удаляемого воздуха, °С;

$t_{i,ext}$  – температура наружного воздуха, °С;

$c$  – теплоемкость воздуха, кДж/(м<sup>3</sup>°С);

$L_{i,ext}$  – объемный расход наружного приточного воздуха, м<sup>3</sup>/ч.

31.1.2. Тепловая эффективность теплоутилизатора равна:

$$\epsilon_{\text{tot}} = \epsilon_t + \Delta \epsilon_d$$

где  $\epsilon_t$  – тепловая эффективность теплоутилизатора по явной теплоте;

$\Delta \epsilon_d$  – прирост теплоотдачи (эффективности) теплоутилизатора за счет скрытой теплоты конденсации влаги из удаляемого воздуха на поверхности теплоутилизатора.

В предварительных расчетах величину  $\Delta \epsilon_d$  можно принимать равной нулю, поскольку в каталогах производителей характеристики теплоутилизаторов указываются, как правило, без учета утилизации скрытого тепла.

Тепловая эффективность теплоутилизаторов по явной теплоте для целей настоящего расчета может, в среднем, приниматься постоянной для каждого часа работы системы и равной:

– для пластинчатых рекуперативных теплоутилизаторов 0,4...0,5 (при больших значениях возрастает опасность образования наледи);

– для роторных регенеративных теплоутилизаторов 0,6...0,7.

Расход наружного приточного воздуха  $L_{i,ext}$  следует определять по данным проекта вентиляции в объеме минимально необходимого количества, которое необходимо под-  
давать в обслуживаемое помещение, исходя из требований санитарных норм, нормативной  
кратности воздухообмена, технологических регламентов производства.

31.1.3. Расход наружного воздуха для каждого  $i$ -го часа работы системы равен:

$$L_{i,ext} = L_i - L_{i,r}$$

где  $L_i$  – расход приточного воздуха,  $m^3/ч$ ;

$L_{i,r}$  – расход рециркуляционного воздуха,  $m^3/ч$ .

31.1.4. Общее количество сэкономленной тепловой энергии, полезно возвращае-  
мое теплоутилизатором в течение календарного года, равно:

$$\Delta Q = \sum_{z=1}^{z=24} Q_{z,m,y}, \text{ Гкал,}$$

где  $z$  – число часов работы системы вентиляции с использованием теплоутилизатора  
в течение года.

Параметры работы системы вентиляции для каждого конкретного  $i$ -го часа принима-  
ются на основании фактических данных.

31.1.5. При отсутствии таких данных общее количество сэкономленной тепловой  
энергии в течение года определяют по формуле:

$$\Delta Q = 0,24 \cdot \epsilon_{tot} \cdot (t_{cp,i} - t_{cp,ext}) \cdot c \cdot L_{cp,ext} \cdot 10^{-6} \cdot z, \text{ Гкал,}$$

где  $\epsilon_{tot}$  – тепловая эффективность теплоутилизатора по полной теплоте;

$t_{cp,i}$  – средняя за время работы теплоутилизатора температура удаляемого воздуха,  $^{\circ}C$ ;

$t_{cp,ext}$  – средняя за время работы теплоутилизатора температура наружного воз-  
духа,  $^{\circ}C$ ; при ее вычислении необходимо использовать данные метеонаблюдений или  
сведения, содержащиеся в таблице 3.19 – Средняя продолжительность температуры  
воздуха различных градаций (Изменение №1 к СНБ 2.04.02-2000 «Строительная кли-  
матология»);

$c$  – теплоемкость воздуха,  $кДж/(m^3 \cdot ^{\circ}C)$ ;

$L_{cp,ext}$  – средний за время работы теплоутилизатора объемный расход наружного  
приточного воздуха,  $m^3/ч$ ;

$z$  – число часов работы системы вентиляции с использованием теплоутилизатора  
в течение года.

31.1.6. При использовании теплоутилизатора возрастают потери давления в систе-  
ме вентиляции по тракту приточного и удаляемого воздуха. Вызванные этим дополни-  
тельные затраты электрической энергии равны:

$$\Delta P = \Delta P_{cp,ин} \cdot \frac{L_{cp,ин}}{3600 \cdot \eta_{м.в.}} \cdot 10^{-6} \cdot z, \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч,}$$

где  $\Delta P$  – дополнительные суммарные потери давления в теплоутилизационной уста-  
новке по тракту приточного и удаляемого воздуха, Па; при отсутствии сведений при-  
нимаются равным 250 Па для пластинчатых рекуперативных и 400 Па для роторных  
регенеративных теплоутилизаторов;

$L_{cp,ин}$  – средний за время работы системы расход приточного воздуха,  $m^3/ч$ ;

$\eta_{м.в.}$  – КПД вентиляционной установки с приводом.

31.1.7. Экономия топлива в результате внедрения энергосберегающей мероприя-  
тия составит:

$$\Delta B_T = \Delta Q \cdot b_{т3} - \Delta E \cdot b_{э3} \cdot (1 + k_{пот}^{э3}/100), \text{ т у.т.,}$$

где  $b_{т3}$  – удельный расход топлива на производство тепловой энергии на теплоис-  
точнике, т у.т./Гкал;

$b_{э3}$  – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии; принимается равным  
фактическому расходу топлива на замыкающей станции в энергосистеме (Лукомльской  
ГРЭС) за год, предшествующий составлению расчета, т у.т./тыс.кВт·ч;

$k_{пот}^{э3}$  – коэффициент, учитывающий потери в электрических сетях, %.

31.2. Расчет срока окупаемости внедрения мероприятия.

31.2.1 Капитальные вложения, связанные с внедрением теплоутилизатора, по срав-  
нению с установками без него определяются по укрупненным показателям, исходя из  
следующих предпосылок:

- стоимость оборудования и материалов,  $C_{об}$ , определяется проектно-сметной до-  
кументацией и уточняется по результатам тендерных торгов на его поставку, руб.;
- стоимость проектных работ принимается равной 5—10% от стоимости строитель-  
но-монтажных работ (СМР),  $C_{смп}$ , руб.;
- стоимость СМР – 25—30% от стоимости оборудования и материалов, руб.;
- стоимость пусконаладочных работ – 3—5% от стоимости оборудования и мате-  
риалов, руб.

Определение капиталовложений в мероприятие, руб.:

$$\Delta K = C_{об} + (0,05 \div 0,1) C_{смп} + (0,25 \div 0,3) \times C_{об} + (0,03 \div 0,05) \times C_{об}$$

В состав затрат на оборудование и материалы входят расходы на приобретение те-  
плоутилизатора, дополнительных воздухопроводов и их элементов, замену вентиляторов  
(если потребуются) и других материалов и оборудования, необходимых для реализации  
мероприятия.

31.2.2. Определение срока окупаемости мероприятия:

$$C_{рок} = \Delta K / (\Delta B \times C_{топл}), \text{ лет,}$$

где  $\Delta K$  – капиталовложения в мероприятие, руб.;

$\Delta B$  – экономия условного топлива от внедрения автоматических систем компенса-  
ции реактивной мощности, т у.т.;

$C_{топл}$  – стоимость 1 т у.т. (руб.), уточняется на момент составления расчета.

### 32. Технико-экономическое обоснование передачи тепловых нагрузок на ТЭЦ

Экономический эффект от внедрения данного мероприятия получается за счет уве-  
личения доли теплофикационной выработки электрической энергии за счет передачи  
на ТЭЦ дополнительной тепловой нагрузки. Объем дополнительной тепловой нагрузки  
включает потребности в теплоте на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение  
жилых и общественных зданий.

32.1. Годовой расход теплоты жилыми и общественными зданиями определяется  
по формуле:

$$Q = Q_o^{год} + Q_b^{год} + Q_{г.в.}^{год}, \text{ ккал;}$$

32.1.1. на отопление жилых и общественных зданий:

$$Q_o^{год} = 24 \cdot Q_o, \text{ ср.} \cdot n_o, \text{ ккал;}$$

где  $Q_o, \text{ ср.}$  – среднечасовой расход тепла за отопительный период,  $ккал/ч$ ;

$n_o$  – продолжительность отопительного периода в сутках по числу дней с устой-  
чивой средней суточной температурой воздуха  $8^{\circ}C$  и ниже (Брестская обл. – 187 сут,  
Витебская обл. – 207 сут, Гомельская обл. – 194 сут, Гродненская обл. – 194 сут, Минская  
обл. – 202 сут, Могилевская обл. – 204 сут);

24 – количество часов в сутках.

Среднечасовой расход тепла за отопительный период определяется по формуле

$$Q_o, \text{ ср.} = Q_o \cdot \frac{t_{вн} - t_{cp, o.}}{t_{вн} - t_{p. o.}};$$

где  $Q_o$  – максимальный часовой расход тепла на отопление,  $ккал/ч$  (принимается на  
основании проекта, технических условий на теплоснабжение или договора с энергос-  
набжающей организацией на теплоснабжение);

$t_{вн}$  – расчетная температура внутреннего воздуха отапливаемых зданий,  $^{\circ}C$   
( $18^{\circ}C$  – для жилых, общественных и административных зданий,  $21^{\circ}C$  – для дошкольных  
и детских лечебных учреждений, для производственных зданий принимается темпера-  
тура в зданиях, характерная для конкретного производства);

$t_{cp, o.}$  – средняя температура наружного воздуха за отопительный период,  $^{\circ}C$   
( $0,2^{\circ}C$  – Брестская обл.,  $-2^{\circ}C$  – Витебская обл.,  $-1,6^{\circ}C$  – Гомельская обл.,  
 $-0,5^{\circ}C$  – Гродненская обл.,  $-1,6^{\circ}C$  – Минская обл.,  $-1,9^{\circ}C$  – Могилевская обл.);

$t_{p. o.}$  – расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопле-  
ния, принимаемая как средняя температура воздуха наиболее холодной пятиднев-  
ки,  $^{\circ}C$  ( $-21^{\circ}C$  – Брестская обл.,  $-25^{\circ}C$  – Витебская обл.,  $-24^{\circ}C$  – Гомельская обл.,  
 $-22^{\circ}C$  – Гродненская обл.,  $-24^{\circ}C$  – Минская обл.,  $-25^{\circ}C$  – Могилевская обл.);

32.1.2. на вентиляцию общественных зданий:

$$Q_b^{год} = z \cdot Q_{b, \text{ ср.}} \cdot n_o, \text{ ккал,}$$

где  $Q_{b, \text{ ср.}}$  – среднечасовой расход тепла на вентиляцию за отопительный период,  
 $ккал/ч$  (принимается на основании проекта, технических условий на теплоснабжение  
или договора с энергоснабжающей организацией на теплоснабжение);

$n_o$  – продолжительность отопительного периода в сутках по числу дней с устойчи-  
вой средней суточной температурой воздуха  $8^{\circ}C$  и ниже;

$z$  – усредненное за отопительный период число часов работы системы вентиляции  
общественных зданий в течение суток, ч (при отсутствии данных допускается при-  
нимать  $z = 16$  ч).

Среднечасовой расход тепла на вентиляцию за отопительный период определяется  
по формуле:

$$Q_{b, \text{ ср.}} = Q_b \cdot \frac{t_{вн} - t_{cp, o.}}{t_{вн} - t_{p. в.}}; \text{ ккал/ч,}$$

где  $Q_b$  – максимальный часовой расход тепла на вентиляцию,  $ккал/ч$  (принимается  
на основании проекта, технических условий на теплоснабжение или договора с энергос-  
набжающей организацией на теплоснабжение);

$t_{вн}$  – расчетная температура внутреннего воздуха отапливаемых зданий,  $^{\circ}C$ ;

$t_{cp, o.}$  – средняя температура наружного воздуха за отопительный период,  $^{\circ}C$ ;

$t_{p. в.}$  – расчетная температура наружного воздуха для проектирования вентиля-  
ции, принята как средняя температура воздуха наиболее холодного периода,  $^{\circ}C$   
( $-21^{\circ}C$  – Брестская обл.,  $-25^{\circ}C$  – Витебская обл.,  $-24^{\circ}C$  – Гомельская обл.,  
 $-22^{\circ}C$  – Гродненская обл.,  $-24^{\circ}C$  – Минская обл.,  $-25^{\circ}C$  – Могилевская обл.);

32.1.3. на горячее водоснабжение жилых и общественных зданий:

$$Q_{г.в.}^{год} = 24 \cdot Q_{г.в. \text{ ср.}} \cdot n_o + 24 \cdot Q_{г.в. \text{ ср.}}^1 \cdot (350 - n_o), \text{ ккал,}$$

где  $Q_{г.в. \text{ ср.}}$  – среднечасовой расход тепла на горячее водоснабжение за отопительный  
период,  $ккал/ч$ ;

$Q_{г.в. \text{ ср.}}^1$  – среднечасовой расход тепла на горячее водоснабжение в летний период,  
 $ккал/ч$ ;

$n_o$  – продолжительность отопительного периода в сутках по числу дней с устойчи-  
вой средней суточной температурой воздуха  $8^{\circ}C$  и ниже;

350 – число суток в году работы системы горячего водоснабжения;

24 – количество часов в сутках.

Среднечасовой расход тепла на горячее водоснабжение за отопительный период  
определяется по формуле

$$Q_{г.в. \text{ ср.}} = Q_{г.в.} \cdot k; \text{ ккал/ч,}$$

где  $Q_{г.в.}$  – максимальный часовой расход тепла на горячее водоснабжение, ккал/ч (принимается на основании проекта, технических условий на теплоснабжение или договора с энергоснабжающей организацией на теплоснабжение);

$k$  – коэффициент часовой неравномерности пользования горячей водой (допускается принимать  $k = 0,5$ ).

Среднечасовой расход тепла на горячее водоснабжение в летний период определяется по формуле

$$Q_{г.в. ср.}^n = Q_{г.в. ср.} * \frac{55 - t_{х.л.}}{55 - t_{х.з.}} * \beta; \text{ ккал/ч,}$$

где  $t_{х.л.}$  – температура холодной (водопроводной) воды в летний период, °С (допускается принимать  $t_{х.л.} = 15^\circ\text{C}$ );

$t_{х.з.}$  – температура холодной (водопроводной) воды в отопительный период, °С (допускается принимать  $t_{х.з.} = 5^\circ\text{C}$ );

$\beta$  – коэффициент, учитывающий снижение среднечасового расхода воды на горячее водоснабжение в летний период по отношению к отопительному (допускается принимать  $\beta = 0,8$ );

55 – температура горячей воды, °С.

Годовые расходы теплоты определяются исходя из числа дней работы системы теплоснабжения в году или на основании фактических данных об объемах теплопотребления за год, предшествующий составлению ТЭО. Для действующих предприятий годовые расходы теплоты допускается определять по эксплуатационным данным или нормам расхода ТЭР.

32.2. Увеличение теплофикационной выработки электрической энергии на ТЭЦ за счет передачи тепловых нагрузок определяется по формуле:

$$\Delta Э = Q \cdot W, \text{ кВт}\cdot\text{ч,}$$

где  $Q$  – величина дополнительно передаваемой тепловой нагрузки, Гкал,

$W$  – удельная выработка электроэнергии паром из теплофикационных отборов турбин ТЭЦ, принимается равной среднегодовой величине удельной выработки электроэнергии на энергоисточнике, на который планируется передать дополнительную тепловую нагрузку, за год, предшествующий составлению ТЭО, кВт·ч/Гкал.

32.3. Экономия топлива определяется по формуле:

$$B = B_{эз} - B_{пер}^{доп}, \text{ т у.т.,}$$

где  $B_{эз}$  – экономия топлива в энергосистеме за счет увеличения доли выработки электрической энергии на тепловом потреблении, т у.т.:

$$B = (b_{эз}^k - b_{эз}^{ТЭЦ}) \cdot \Delta Э \cdot 10^{-6} \text{ т у.т.,}$$

$b_{эз}^k$  – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии, принимается равным расходу топлива на замыкающей станции в энергосистеме, г у.т./кВт·ч;

$b_{эз}^{ТЭЦ}$  – удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии по теплофикационному циклу ТЭЦ, г у.т./кВт·ч;

$B_{пер}^{доп}$  – увеличение расхода топлива на компенсацию затрат электрической энергии на транспортировку теплоносителя, т у.т.:

$$B_{пер}^{доп} = b_{эз} \cdot Э_{сч} \cdot Q \cdot 10^{-6}, \text{ т у.т.,}$$

$Э_{сч}$  – удельный расход электроэнергии, необходимой для транспорта и производства 1 Гкал тепловой энергии от ТЭЦ, кВт·ч/Гкал.

32.4. Определение укрупненных капиталовложений:

Стоимость оборудования определяется согласно договорным ценам (на основании тендера).

Стоимость проектных работ – до 10% от стоимости строительно-монтажных работ.

Стоимость строительно-монтажных работ – 25–30% от стоимости оборудования.

Стоимость пусконаладочных работ – 3–5% от стоимости оборудования.

Капиталовложения в мероприятие:

$$K_{пи} = C_{об} + 0,1 * C_{смп} + (0,25 \div 0,3) * C_{об} + (0,03 \div 0,05) * C_{об}, \text{ руб.}$$

32.5. Определение срока окупаемости мероприятия

$$Cp_{ок} = K_{пи} / (B * C_{топл}), \text{ лет,}$$

где  $K_{пи}$  – капиталовложения в мероприятие, руб.;

$B$  – экономия топлива от внедрения мероприятия, т у.т.;

$C_{топл}$  – стоимость 1 т у.т. (руб.), уточняется на момент составления расчета.

### ГЛАВА 3

#### Приложение 1

#### Средние калорийные (топливные) эквиваленты для перевода натурального топлива в условное

№ п/п	Вид топлива	Единица измерения	Калорийный эквивалент
1	2	3	4
1		Угли	
1.1	Донецкий	т	0,876
1.2	Подмосковный	т	0,335
1.3	Кузнецкий	т	0,867
1.4	Воркутинский	т	0,822
1.5	Интинский	т	0,649
1.6	Свердловский	т	0,585
1.7	Нерюнгинский	т	0,815
1.8	Канско-Ачинский	т	0,516
1.9	Карагандинский	т	0,726
1.10	Экибастузский	т	0,628
1.11	Силезский	т	0,8
1.12	Львовско-Волынский	т	0,764
1.13	Челябинский	т	0,552
1.14	Кизеловский	т	0,684
2		Торф топливный	
2.1	Фрезерный (при условной влажности 40%)	т	0,34
2.2	Кусковой (при условной влажности 33%)	т	0,41
2.3	Торфяные брикеты (при условной влажности 16%)	т	0,6
2.4	Торфяные полубрикеты (при условной влажности 28%)	т	0,45
2.5	Брикеты и полубрикеты (при условной влажности 15%)	т	0,56
2.6	Торфяная крошка (при условной влажности 40%)	т	0,37
3		Нефтепродукты	
3.1	Нефть сырая, газовый конденсат	т	1,43
3.2	Мазут топочный	т	1,37
3.3	Мазут флотский	т	1,43
3.4	Моторное топливо	т	1,43
3.5	Дизельное топливо	т	1,45
3.6	Печное бытовое топливо	т	1,45
3.7	Топливо газотурбинное	т	1,45
3.8	Бензин (автомобильный, авиационный)	т	1,49
3.9	Керосин (тракторный, осветительный, авиационный)	т	1,47
3.10	Нефтебитум	т	1,35
4		Газообразное топливо	
4.1	Газ природный	тыс. м <sup>3</sup>	1,15
4.2	Газ попутный нефтяной	тыс. м <sup>3</sup>	1,3
4.3	Газ сжиженный	т	1,57
4.4	Газ нефтепереработки сухой	т	1,5
4.5	Газ подземной газификации	1000 куб. м	0,11

№ п/п	Вид топлива	Единица измерения	Калорийный эквивалент
1	2	3	4
5	Сланцы (эстонские и ленинградские)		
5.1	Рассортированные 125—400, 25—125, 30—125	т	0,324
5.2	Рассортированные 0—25, 0—30 и рядовые 0—300	т	0,3
6	Прочие		
6.1	Лигниты	т	0,27
6.2	Кокс металлический сухой (25 мм и выше)	т	0,99
6.3	Коксик (10—25 мм) в пересчете на сухой вес	т	0,93
6.4	Коксовая мелочь (< 10 мм) в пересчете на сухой вес	т	0,90
6.5	Костра льняная, солома (влажностью 10%)	насыпной м <sup>3</sup>	0,18

Средние коэффициенты для пересчета древесного топлива и отходов из натуральных единиц измерения в тонны условного топлива

Наименование видов топлива	Единица измерения	Коэффициент пересчета в плотные кубические метры	Коэффициент пересчета из плотных кубических метров в тонны натурального топлива	Коэффициент пересчета из тонн натурального топлива в тонны условного топлива
А	Б	1	2	3
Дрова хвойные	складочный м <sup>3</sup>	0,78	0,65	0,34
Дрова лиственные	складочный м <sup>3</sup>	0,72	0,70	0,36
Дрова смешанные	складочный м <sup>3</sup>	0,75	0,67	0,35
Кора, кородревесные остатки	насыпной м <sup>3</sup>	0,40	0,39	0,39
Щепа из малоплотной древесины (ель, сосна, тополь, липа, осина, ива)	насыпной м <sup>3</sup>	0,42	0,42	0,35
Щепа из среднелотной древесины (береза, ольха, орех, дуб, клен)	насыпной м <sup>3</sup>	0,42	0,48	0,39
Сучья	складочный м <sup>3</sup>	0,59	0,50	0,3
Пни	складочный м <sup>3</sup>	0,66	0,55	0,33
Древесные стружки, опилки	насыпной м <sup>3</sup>	0,20	0,29	0,35
Древесные отходы, обрезки	насыпной м <sup>3</sup>	0,38	0,48	0,37
Костра льняная	насыпной м <sup>3</sup>	0,16	0,18	0,49
Отходы сельскохозяйственного производства	насыпной м <sup>3</sup>	0,16	0,17	0,48
Топливо энергетическое из быстрорастущей древесины	насыпной м <sup>3</sup>	0,36	0,53	0,36

Приложение 2

Коэффициент использования эффективной электрической мощности, годовое число часов использования средней нагрузки по группам электропотребляющего оборудования

Группа электропотребляющего оборудования	Коэффициент использования эффективной электрической мощности $K_{и}$	Годовое число часов использования средней нагрузки $T_c$
Компрессоры аммиачные, фреоновые	0,6—0,5	5400
Насосы аммиачные	0,6—0,5	5000
Насосы водяные	0,6—0,5	3000
Вентиляторы технологические	0,4	3000
Вентиляторы сантехнические	0,4	5400—2000
Лифты	0,2	2000
Котельная	0,6	4000
Теплопункт	0,5	4000
Зарядная	0,5	1800—3600
Электрообогрев грунта	0,4	5000
Электрообогрев сливных труб	0,2	225
Освещение	0,3—0,4	2000
Холодильник в целом	0,3—0,4	4000

Данные для определения годовых расходов холода

В, °С	0			-10			-20			-30		
	T	$\Delta t$	$\Delta t_{max}$	T	$\Delta t$	$\Delta t_{max}$	T	$\Delta t$	$\Delta t_{max}$	T	$\Delta t$	$\Delta t_{max}$
Витебск	5760	11,8	28	8640	16,5	38	8640	26,5	48	8640	35,5	58
Гомель	5760	12,4	31	8640	18,6	41	8640	26,6	51	8640	36,6	61

В – температура воздуха внутри охлаждаемых помещений, °С

Данные приведены для городов Беларуси, находящихся в северной и южной ее частях, для других городов – рассчитываются путем интерполяции.

Приложение 3

Удельные показатели притока тепла от открывания дверей в камерах холодильника

Наименование помещений распределительных холодильников	Приток тепла от открывания дверей, ккал/м <sup>2</sup> поверхности пола при высоте камер 3,6 м*		
	до 50 м <sup>2</sup>	от 50 м <sup>2</sup> до 150 м <sup>2</sup>	свыше 150 м <sup>2</sup>
Камеры хранения охлажденных грузов	15	8	6
Камеры хранения мороженных продуктов	22	12	8
Камеры охлаждения	12	6	5
Камеры замораживания	30	16	12
Загрузочно-разгрузочная	40	20	10
Камеры хранения готовой продукции	10	5	3

\* При большей высоте камер величина теплопритоков увеличивается пропорционально.



Приложение 4  
Справочные данные по определению типа турбоагрегата

№ п/п	Параметры	ТГ-0,5А/0,4 P13/3,7	ТГ-0,6А/0,4 P12/3,7	ТГ-0,75А/0,4 P13/2	ТГ-0,5ПА/0,4 P11/6	ТГ-0,6ПА/0,4 P13/6	ТГ-0,75ПА/0,4 P13/4	ТГ-1,2/0,4 P24/1,2	ТГ-1,7/0,4 P5/1,0	ТГ-3,5/10,5 P12/1,2	Результаты обследования
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Номинальная мощность, кВт	500	600	750	500	600	750	1200	1700	3500	
2	Номинальное давление пара, кгс/см <sup>2</sup>	13	12	13	11	13	13	24	5	12	
	Максимальное	14	14	14	14	14	14	25	9	14	
	Минимальное	10	10	10	10	10	10	23	4	10	
3	Температура пара, °С	250	250	250	250	250	250	300	151	187	
	Минимальная	191	191	191	191	191	191	270	151	187	
	Максимальная	250	250	250	250	250	250	310		300	
4	Расход пара, т/ч	13,2	16,5	14,4	27,5	30,4	22,5	12,5	38	46,3	
	максимальный	14	18,4	20	30	38	23	15	42	48	
	минимальный	3	3	3	7,5	8	6,5	3,5	12	9,3	
	холостого хода	2,8	2,9	2,6	7	7,5	6	3	10	8	
5	Давление пара за турбиной, кгс/см <sup>2</sup>	3,7	3,7	2	6	6	4	1,2	1,05	1,2	
	Максимальное	5	5	3	7	7	5	1,5	1,3	2,0	
	Минимальное	3	3	1,5	5	5	3	0,7	1,02	1,05	
6	Кэффициент полезного действия турбогенератора, %	86	86	87	85	85	86	87	86	87	
7	Температура охлаждающей воды, °С	20	20	20	20	20	20	28	15*	25	
	Максимальная	32	32	32	32	32	32	32	35	32	
	Минимальная	4	4	4	4	4	4	0	0	2	
8	Расход охлаждающей воды, м <sup>3</sup> /ч	10	10	10	10	10	10	110	—	40	
	Максимальный	15	15	15	15	15	15				
	Минимальный	5	5	5	5	5	5				
9	Габариты, м										
	Длина	4,24	4,47	4,4	4,24	4,47	4,4	4,7	6,2	6,83	
	Ширина	2,13	2,13	2,13	2,13	2,13	2,13	2,2	2,8	2,7	
	Высота	2,27	2,37	2,37	2,27	2,37	2,37	2,5	2,5	3,52	
10	Масса турбогенератора, т	9,54	11,42	11,16	10,53	12,49	12,35	14,5	25	27	
11	Параметры трехфазного тока										
	Напряжение, В	400	400	400	400	400	400	400	400	10500 или 6300	
	Частота, Гц	50	50	50	50	50	50	50	50	50	
12	Тип генератора	СГ2-500	СГ2-600	СГ2-750	СГ2-500	СГ2-600	СГ2-750	МСК-1560-1500	ГС-2000	ТК-4	

Приложение 5  
Основные технико-экономические характеристики когенерационных установок фирмы Jenbacher

Параметр	Един. изм.	Тип энергоустановки JMS (Серия двигателя)								
		208	212	312	316	320	420	612	616	620
Технические параметры										
Электрическая мощность	кВт	330	526	625	836	1065	1413	1644	2188	3047
Электрический КПДэ	%	38,7	39,2	39,8	40	40,9	42,4	43	42,6	43,1
Тепловая мощность	кВт (Гкал/ч)	361	633	746	997	1197	1505	1665	2249	3047
		0,31	0,544	0,641	0,857	1,029	1,294	1,432	1,934	2,62
Тепловой КПДт	%	42,3	47,1	47,6	47,7	45,9	45,1	43,6	43,8	43,1
Расход газа	нм <sup>3</sup> /ч	90	141	165	220	274	351	402	540	745
Удельный расход моторного масла	г/кВт·ч	0,3								
Габариты:	мм									
длина		4500	4600	4600	5300	5200	6500	7200	8300	8900
ширина		1500	2300	2300	2300	1900	1800	2500	2500	2500
высота		2000	2300	2300	2300	2300	2200	2800	2800	2800
Масса сухая без шумоглушителя	кг	5700	8600	9300	10200	11400	15400	19500	24600	27400
Примечание: габариты и масса для серий 320—620 приведены без учета теплообменника на линии выхлопных газов										
Экономические показатели										
Стоимость расходуемого газа при производстве 1 кВт·ч эл. энергии (по конденсационному циклу)	руб.	0,043	0,042	0,041	0,041	0,04	0,039	0,038	0,039	0,04

Параметр	Един. изм.	Тип энергоустановки JMS (Серия двигателя)								
		208	212	312	316	320	420	612	616	620
Стоимость расходуемого масла при производстве 1 кВт·ч	руб.	0,0231								
Стоимость газа для производства 1 кВт·ч электрической энергии с учетом утилизации тепла	руб.	0,021	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,019	0,019
Стоимость газа для производства 1 Гкал тепловой энергии	руб.	22,59	22,59	22,59	22,59	22,59	22,59	22,59	22,59	22,59
Строительство										
Ориентировочная стоимость монтажа под ключ мини ТЭЦ за 1 кВт установленной мощности (без стоимости здания)	долл. США	1050	850	810	770	720	690	660	620	590

Ресурс — 200000 часов  
 Давление газа 25 лет  
 В расчете принято: 80—200 мбар  
 стоимость природного газа за 1000 м<sup>3</sup> 156,09 руб.  
 стоимость моторного масла за 1 кг 7,7 руб.  
 стоимость 1 кВт·ч электроэнергии от сети 0,1075 руб.

**Приложение 6**  
**Таблица определения реактивной мощности установки, необходимой для достижения заданного (желаемого) cos φ**

Текущий (действующий) cos φ1	Требуемый (желаемый) cos φ2									
	0.80	0.82	0.85	0.88	0.90	0.92	0.94	0.96	0.98	1.00
	Коэффициент $k_{\text{квар}}$									
0.30	2.43	2.48	2.56	2.64	2.70	2.75	2.82	2.89	2.98	3.18
0.32	2.21	2.26	2.34	2.42	2.48	2.53	2.60	2.67	2.76	2.96
0.34	2.02	2.07	2.15	2.23	2.28	2.34	2.41	2.48	2.56	2.77
0.36	1.84	1.89	1.97	2.05	2.10	2.17	2.23	2.30	2.39	2.59
0.38	1.68	1.73	1.81	1.89	1.95	2.01	2.07	2.14	2.23	2.43
0.40	1.54	1.59	1.67	1.75	1.81	1.87	1.93	2.00	2.09	2.29
0.42	1.41	1.46	1.54	1.62	1.68	1.73	1.80	1.87	1.96	2.16
0.44	1.29	1.34	1.42	1.50	1.56	1.61	1.68	1.75	1.84	2.04
0.46	1.18	1.23	1.31	1.39	1.45	1.50	1.57	1.64	1.73	1.93
0.48	1.08	1.13	1.21	1.29	1.34	1.40	1.47	1.54	1.62	1.83
0.50	0.98	1.03	1.11	1.19	1.25	1.31	1.37	1.45	1.63	1.73
0.52	0.89	0.94	1.02	1.10	1.16	1.22	1.28	1.35	1.44	1.64
0.54	0.81	0.86	0.94	1.02	1.07	1.13	1.20	1.27	1.36	1.56
0.56	0.73	0.78	0.86	0.94	1.00	1.05	1.12	1.19	1.28	1.48
0.58	0.65	0.70	0.78	0.86	0.92	0.98	1.04	1.11	1.20	1.40
0.60	0.58	0.63	0.71	0.79	0.85	0.91	0.97	1.04	1.13	1.33
0.61	0.55	0.60	0.68	0.76	0.81	0.87	0.94	1.01	1.10	1.30
0.62	0.52	0.57	0.65	0.73	0.78	0.84	0.91	0.99	1.06	1.27
0.63	0.48	0.53	0.61	0.69	0.75	0.81	0.87	0.94	1.03	1.23
0.64	0.45	0.50	0.58	0.66	0.72	0.77	0.84	0.91	1.00	1.20
0.65	0.42	0.47	0.55	0.63	0.68	0.74	0.81	0.88	0.97	1.17
0.66	0.39	0.44	0.52	0.60	0.65	0.71	0.78	0.85	0.94	1.14
0.67	0.36	0.41	0.49	0.57	0.63	0.68	0.75	0.82	0.90	1.11
0.68	0.33	0.38	0.46	0.54	0.59	0.65	0.72	0.79	0.88	1.08

Текущий (действующий) cos φ1	Требуемый (желаемый) cos φ2									
	0.80	0.82	0.85	0.88	0.90	0.92	0.94	0.96	0.98	1.00
	Коэффициент k <sub>квар</sub>									
0.69	0.30	0.35	0.43	0.51	0.56	0.62	0.69	0.76	0.85	1.05
0.70	0.27	0.32	0.40	0.48	0.54	0.59	0.66	0.73	0.82	1.02
0.71	0.24	0.29	0.37	0.45	0.51	0.57	0.63	0.70	0.79	0.99
0.72	0.21	0.26	0.34	0.42	0.48	0.54	0.60	0.67	0.76	0.96
0.73	0.19	0.24	0.32	0.40	0.45	0.51	0.58	0.65	0.73	0.94
0.74	0.16	0.21	0.29	0.37	0.42	0.48	0.55	0.62	0.71	0.91
0.75	0.13	0.18	0.26	0.34	0.40	0.46	0.52	0.59	0.68	0.88
0.76	0.11	0.16	0.24	0.32	0.37	0.43	0.50	0.57	0.65	0.86
0.77	0.08	0.13	0.21	0.29	0.34	0.40	0.47	0.54	0.63	0.83
0.78	0.05	0.10	0.18	0.26	0.32	0.38	0.44	0.51	0.60	0.80
0.79	0.03	0.08	0.16	0.24	0.29	0.35	0.42	0.49	0.57	0.78
0.80		0.05	0.13	0.21	0.27	0.32	0.39	0.46	0.55	0.75
0.81			0.10	0.18	0.24	0.30	0.36	0.43	0.52	0.72
0.82			0.08	0.16	0.21	0.27	0.34	0.41	0.49	0.70
0.83			0.05	0.13	0.19	0.25	0.31	0.38	0.47	0.67
0.84			0.03	0.11	0.16	0.22	0.29	0.36	0.44	0.65
0.85				0.08	0.14	0.19	0.26	0.33	0.42	0.62
0.86				0.05	0.11	0.17	0.23	0.30	0.39	0.59
0.87					0.08	0.14	0.21	0.28	0.36	0.57
0.88					0.06	0.11	0.18	0.25	0.34	0.54
0.89					0.03	0.09	0.15	0.22	0.31	0.51
0.90						0.06	0.12	0.19	0.28	0.48
0.91							0.03	0.10	0.17	0.46
0.92								0.07	0.14	0.43
0.93								0.04	0.11	0.40
0.94									0.07	0.36
0.95									0.13	0.33

### Приложение 7

#### Методика оценки целесообразности строительства локальных энергоисточников с учетом экономического эффекта для республики

1. В настоящей Методике применяются следующие термины и определения:

вытесняемый энергоисточник – генерирующий источник в энергосистеме, на котором сокращается выработка электрической и тепловой энергии, либо только электрической энергии, либо только тепловой энергии вследствие создания локального источника;

заказчик – потребитель электрической и (или) тепловой энергии, либо потенциальный потребитель электрической энергии, который заявляет о намерении создать локальный источник;

зона действия ТЭЦ энергосистемы – территория, в пределах которой тепловая сеть (сети пароснабжения и (или) горячего водоснабжения) и тепловые приемники потребителей присоединены к тепловым сетям энергосистемы (включая тепловые сети котельных);

локальный энергоисточник – электрическая станция юридического лица или индивидуального предпринимателя, включенная (подлежащая включению) непосредственно или через сети абонентов в электрическую сеть государственных энергоснабжающих организаций ГПО «Белэнерго»;

потребитель – юридическое лицо или индивидуальный предприниматель, использующие электрическую и тепловую энергию, произведенную электростанциями, котельными энергосистемы и переданную по электрическим и тепловым сетям энергосистемы;

сопутствующие затраты – затраты энергосистемы на содержание неиспользуемых мощностей электростанций и котельных, затраты на содержание неиспользуемых электрических и тепловых сетей, а также затраты на компенсацию перекрестного субсидирования в тарифах для отдельных категорий потребителей, обусловленные созданием локального источника;

энергетическая система (далее – энергосистема) – совокупность электростанций, котельных, электрических и тепловых сетей, соединенных между собой и связанных общностью режима в непрерывном процессе производства, передачи и распределения электрической и тепловой энергии при общем управлении этим процессом.

2. Для целей настоящей Методики потенциальные заказчики строительства локальных энергоисточников, предназначенных для выработки электрической и тепловой энергии (юридические лица или индивидуальные предприниматели), условно разделены на три группы:

группа 1 – потребители электрической и тепловой энергии, находящиеся в зоне действия теплоэлектроцентрали (далее – ТЭЦ) энергосистемы, декларирую-

щие снижение потребления электрической и тепловой энергии от энергосистемы путем строительства локального источника;

группа 2 – потребители электрической энергии, декларирующие снижение потребления только электрической энергии от энергосистемы путем строительства локального источника;

группа 3 – потребители электрической и тепловой энергии от энергосистемы, находящиеся в зоне действия ТЭЦ энергосистемы, декларирующие снижение потребления только тепловой энергии от энергосистемы путем строительства локального источника;

Оценка макроэкономического эффекта, получаемого республикой при строительстве локального источника, производится по трем показателям:

экономический эффект для республики;  
экономия топлива для республики;  
простой срок окупаемости менее 10 лет.

3. Экономический эффект для республики определяется заказчиком по формуле

$$\mathcal{E}_p = D_{np} - \mathcal{Z}_c, \text{ руб.}, \quad (1)$$

где  $D_{np}$  – чистый годовой доход с учетом реализации проекта, руб.,

$\mathcal{Z}_c$  – сопутствующие затраты в энергосистеме, руб.

3.1. Чистый годовой доход по проекту определяется заказчиком

$$D_{np} = D_3 + \Delta B \cdot C_t, \text{ руб.}, \quad (2)$$

где  $D_3$  – чистый годовой доход заказчика от реализации проекта, руб.;

$\Delta B$  – расчетная годовая экономия топлива в результате реализации проекта за счет выработки электрической и тепловой энергии на локальном энергоисточнике вместо аналогичной выработки в энергосистеме на вытесняемом источнике, т.у.т.;  
 $C_t$  – цена топлива на вытесняемом источнике, руб./т.у.т. Предоставляется ГПО «Белэнерго».

Чистый годовой доход заказчика от реализации проекта рассчитывается по формуле

$$D_3 = B - \mathcal{Z}_{np} \pm \mathcal{Z}_{вро} - H, \text{ руб.}, \quad (3)$$

где  $B$  – плановая выручка (валовой доход) от реализации продукции заказчика, руб.;

$\mathcal{Z}_{np}$  – затраты на производство продукции заказчика, руб.;

$\mathcal{Z}_{вро}$  – прибыль (убыток) от внеэкономических операций у заказчика, руб.;

$H$  – величина налоговых отчислений, руб.

3.2. Сопутствующие затраты в энергосистеме определяются заказчиком по следующей формуле:

$$Z_{zc} = Z_{вз} + Z_{вт} + Z_{пс}, \text{ руб.}, \quad (4)$$

где  $Z_{вз}$ ,  $Z_{вт}$  – соответственно затраты на содержание вытесняемых электрических и тепловых мощностей в энергосистеме, руб.;

$Z_{пс}$  – затраты на компенсацию перекрестного субсидирования, руб.

3.2.1. Затраты на содержание вытесняемой электрической мощности:

$$Z_{вз} = N_{в} \cdot Z_{уд.пэ}, \text{ руб.}, \quad (5)$$

где  $N_{в}$  – величина вытесняемой электрической мощности в энергосистеме в результате строительства локального источника, МВт;

$Z_{уд.пэ}$  – удельная постоянная составляющая затрат на единицу электрической мощности на вытесняемом источнике в энергосистеме, руб./МВт. Предоставляется ГПО «Белэнерго».

3.2.2. Затраты на содержание вытесняемой тепловой мощности:

$$Z_{вт} = q_{в} \cdot Z_{уд.пт}, \text{ руб.}, \quad (6)$$

где  $q_{в}$  – вытесняемая тепловая мощность на источнике теплоснабжения энергосистемы, Гкал/ч;

$Z_{уд.пт}$  – удельная постоянная составляющая затрат на единицу тепловой мощности на вытесняемом источнике теплоснабжения энергосистемы, в зоне действия которого планируется строительство локального источника, руб./Гкал/ч. Предоставляется РУП-облэнерго.

3.2.3. Затраты на компенсацию перекрестного субсидирования

$$Z_{пс} = \mathcal{E}_r \cdot P_{уд}, \text{ руб.}, \quad (7)$$

$P_{уд}$  – удельная составляющая перекрестного субсидирования в тарифе на электрическую энергию в энергосистеме для юридических лиц и индивидуальных предпринимателей, руб./кВт·ч. Предоставляется ГПО «Белэнерго».

3.3. Экономия топлива по проекту определяется заказчиком с учетом следующих составляющих:

$$\Delta B = \Delta B_{вз} + \Delta B_{вт}, \text{ т у.т.}, \quad (8)$$

где  $\Delta B_{вз}$ ,  $\Delta B_{вт}$  – соответственно экономия топлива при выработке электрической и тепловой энергии на локальном источнике вместо аналогичной выработки на вытесняемом источнике в энергосистеме, т у.т.;

$$\Delta B_{вз} = \mathcal{E}_r \cdot (b_{зв} - b_{эл}), \text{ т у.т.}, \quad (9)$$

$$\Delta B_{вт} = Q_c \cdot (b_{тв} - b_{тл}), \text{ т у.т.}, \quad (10)$$

где  $\mathcal{E}_r$  – годовой объем снижения потребления электроэнергии от энергосистемы, который декларирует заказчик, млн кВт·ч;

$b_{зв}$  – среднегодовой удельный расход топлива на отпуск электрической энергии на вытесняемом источнике в энергосистеме, г у.т./кВт·ч. Предоставляется ГПО «Белэнерго»;

$b_{эл}$  – среднегодовой удельный расход топлива на отпуск электрической энергии на локальном источнике заказчика, г у.т./кВт·ч;

$Q_c$  – годовой объем снижения потребления тепловой энергии от источника теплоснабжения энергосистемы, который декларирует заказчик, тыс. Гкал;

$b_{тв}$  – среднегодовой удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии на вытесняемом источнике теплоснабжения энергосистемы, кг у.т./Гкал. Предоставляется РУП-облэнерго;

$b_{тл}$  – среднегодовой удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии на локальном источнике заказчика, кг у.т./Гкал.

3.4. Простой срок окупаемости инвестиций по проекту пересчитывается с учетом экономического эффекта для республики по формуле

$$t_{ок} = K_3 / \mathcal{E}_p, \quad (11)$$

где  $K_3$  – потребность в инвестициях для создания локального источника.

Примечание. Исходные данные для определения сопутствующих затрат в энергосистеме представляет ГПО «Белэнерго» (РУП-облэнерго) за последний отчетный год, предшествующий запросу заказчика, в срок, не превышающий пятнадцати дней.

При оценке целесообразности строительства локальных энергоисточников для республики учитываются следующие виды сопутствующих затрат в энергосистеме: для группы 1 потенциальных заказчиков – все виды сопутствующих затрат  $Z_{вз}$ ,  $Z_{вт}$ ,  $Z_{пс}$ ; для группы 2 учитываются  $Z_{пс}$  и  $Z_{вз}$ ; для группы 3 – только  $Z_{вт}$ .

#### Пример расчета

1.1. Исходные данные по проектируемому локальному источнику

В качестве контрольного примера принят проект строительства локального источника в виде мини-ТЭЦ на объекте, расположенном в зоне действия ТЭЦ энергосистемы, и следовательно, относящегося к группе 1.

До создания локального энергоисточника объект обеспечивается тепловой и электрической энергией от энергосистемы.

В результате строительства локального источника для энергосистемы произойдет снижение потребляемой мощности по электрической энергии на

$N_{в} = 4,6$  МВт, годового потребления электроэнергии на  $\mathcal{E}_r = 36,278$  млн кВт, по тепловой энергии от ТЭЦ – снижение тепловой мощности на  $q_{в} = 11,3$  Гкал/ч, годового потребления тепловой энергии на  $Q_c = 87,4$  тыс. Гкал.

В соответствие с проектом:

необходимые инвестиции на создание локального энергоисточника –

$$K_3 = 9989,1 \text{ тыс. долл. США};$$

среднегодовой расход условного топлива:

на отпуск электроэнергии  $b_{зв} = 150,0$  г у.т./кВт·ч;

на отпуск тепловой энергии  $b_{тв} = 160$  кг у.т./Гкал.

Для наглядности расчет производится в тыс. долл. США. В соответствии с технико-экономическим обоснованием мероприятия чистый годовой доход после реализации проекта составит  $D_3 = 3510$  тыс. долл. США. Простой срок окупаемости проекта для заказчика 2,8 года.

1.2. Исходные данные для расчета сопутствующих затрат в энергосистеме

№ п/п	Наименование показателей	Обозначение	Размерность	Величина
1	Удельная постоянная составляющая затрат на единицу электрической мощности на вытесняемом источнике в энергосистеме	$Z_{уд.пэ}$	тыс. долл. США / МВт	89,7
2	Удельная постоянная составляющая затрат на единицу тепловой мощности на вытесняемом источнике теплоснабжения энергосистемы	$Z_{уд.пт}$	долл. США / Гкал/ч	1776,2
3	Удельная составляющая перекрестного субсидирования в тарифе на электрическую энергию в энергосистеме для юридических лиц и индивидуальных предпринимателей	$P_{уд}$	цент/кВт·ч	3,69
4	Среднегодовой удельный расход топлива на отпуск электрической энергии на вытесняемом источнике энергосистемы	$b_{зв}$	г у.т./кВт·ч	156,3
5	Среднегодовой удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии на вытесняемом источнике энергосистемы	$b_{тв}$	кг у.т./Гкал	163,02
6	Цена топлива на вытесняемом источнике энергосистемы	$C_t$	долл. США / т у.т.	200,0

1.3. Расчет сопутствующих затрат в энергосистеме ( $Z_{zc}$ )

Затраты на содержание вытесняемых электрических мощностей

$$Z_{вз} = N_{в} \cdot Z_{уд.пэ} = 4,6 \cdot 89,7 = 412,6 \text{ тыс. долл. США}$$

Затраты на содержание вытесняемых тепловых мощностей

$$Z_{вт} = q_{в} \cdot Z_{уд.пт} = 11,3 \cdot 1776,2 \cdot 10^{-3} = 20,1 \text{ тыс. долл. США}$$

Затраты на компенсацию перекрестного субсидирования

$$Z_{пс} = \mathcal{E}_r \cdot P_{уд} = 36,278 \cdot 3,69 \cdot 10 = 1338,7 \text{ тыс. долл. США}$$

$$Z_{zc} = Z_{вз} + Z_{вт} + Z_{пс} = 412,6 + 20,1 + 1338,7 = 1771,4 \text{ тыс. долл. США}$$

1.4. Экономия топлива при выработке электрической энергии на локальном энергоисточнике

$$\Delta B_{вз} = \mathcal{E}_r \cdot (b_{зв} - b_{эл}) = 36,278 \cdot (156,3 - 150,0) = 229 \text{ т у.т.}$$

1.5. Экономия топлива при выработке тепловой энергии

$$\Delta B_{вт} = Q_c \cdot (b_{тв} - b_{тл}) = 87,4 \cdot (163,02 - 160,0) = 264 \text{ т у.т.}$$

1.6. Экономия топлива суммарно

$$\Delta B = \Delta B_{вз} + \Delta B_{вт} = 229 + 264 = 493 \text{ т у.т.} = 0,493 \text{ тыс. т у.т.}$$

1.7. Чистый годовой доход по проекту

$$D_{пр} = D_3 + \Delta B \cdot C_t = 3510 + 0,493 \cdot 200 = 3608,6 \text{ тыс. долл. США}$$

1.8. Экономический эффект от строительства локального энергоисточника с учетом сопутствующих затрат в энергосистеме

$$\mathcal{E}_p = D_{пр} - Z_{zc} = 3608,6 - 1771,4 = 1837,2 \text{ тыс. долл. США}$$

1.9. Простой срок окупаемости инвестиций по проекту

$$t_{ок} = K_3 / \mathcal{E}_p = 9989,1 / 1837,2 = 5,4 \text{ года.}$$