



ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»

Система норм и нормативов расхода ресурсов, использования оборудования
и формирования производственных запасов ОАО «Газпром»

Рекомендации организации

**МЕТОДИКА РАСЧЕТА
ЭФФЕКТИВНОСТИ УТИЛИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ ВЭР
ДЛЯ ВЫРАБОТКИ ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ ЭНЕРГИИ
НА ГАЗОТРАНСПОРТНЫХ ОБЪЕКТАХ**

Р Газпром 3.0-2-019-2011

ИЗДАНИЕ ОФИЦИАЛЬНОЕ



МОСКВА 2012

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»

РЕКОМЕНДАЦИИ ОРГАНИЗАЦИИ

**МЕТОДИКА РАСЧЕТА
ЭФФЕКТИВНОСТИ УТИЛИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ ВЭР
ДЛЯ ВЫРАБОТКИ ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ ЭНЕРГИИ
НА ГАЗОТРАНСПОРТНЫХ ОБЪЕКТАХ**

Р Газпром 3.0-2-019-2011

Издание официальное

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»

Открытое акционерное общество «Газпром промгаз»

Общество с ограниченной ответственностью «Газпром экспо»

Москва 2012

Предисловие

1 РАЗРАБОТАНЫ	Открытым акционерным обществом «Газпром промгаз»
2 ВНЕСЕНЫ	Управлением энергосбережения и экологии Департамента по транспортировке, подземному хранению и использованию газа ОАО «Газпром
3 УТВЕРЖДЕНЫ	начальником Департамента по транспортировке, подземному хранению и использованию газа ОАО «Газпром» 15 апреля 2011 года
4 ВВЕДЕНЫ ВПЕРВЫЕ	
5 СРОК ДЕЙСТВИЯ	3 года

© ОАО «Газпром», 2011
© Разработка ОАО «Газпром промгаз», 2011
© Оформление ООО «Газпром экспо», 2012

Распространение настоящих рекомендаций осуществляется в соответствии с действующим законодательством и с соблюдением правил, установленных ОАО «Газпром»

Содержание

1 Область применения	1
2 Нормативные ссылки	1
3 Термины и определения	2
4 Обозначения и сокращения	5
5 Общие положения	5
5.1 Потенциал тепловых вторичных энергетических ресурсов для выработки дополнительной энергии	5
5.2 Оценка экономии газа при использовании тепловых вторичных энергетических ресурсов для выработки тепловой энергии	7
6 Эффективность использования тепловых вторичных энергетических ресурсов для собственных нужд теплоснабжения	8
6.1 Структура использования тепловых вторичных энергетических ресурсов для собственных нужд теплоснабжения	8
6.2 Выработка тепловой энергии на объектах с двумя источниками теплоснабжения	8
6.3 Расчет фактического и максимально возможного времени загрузки утилизационных теплообменников	8
6.4 Основы методики расчета эффективности утилизации тепловых вторичных энергетических ресурсов	9
6.5 Определение эффективности использования тепловых вторичных энергетических ресурсов для собственных нужд теплоснабжения	10
7 Использование парогазовых технологий при утилизации тепловых вторичных энергоресурсов для выработки дополнительной энергии	10
7.1 Рекомендации по выбору типа парогазовой установки	10
7.2 Рекомендации по выбору схемы парогазовой установки	11
Приложение А (справочное) Справочные таблицы	13
Приложение Б (справочное) Примеры расчетов	14
Приложение В (рекомендуемое) Результаты расчетов оптимальной выработки тепловой энергии объектами с двумя источниками теплоснабжения за 2009 г.	16
Приложение Г (рекомендуемое) Примеры определения задания по утилизации тепловых вторичных энергетических ресурсов на газотранспортных объектах.	18
Приложение Д (рекомендуемое) Примеры проектных технико-энергетических параметров парогазовых установок	25
Библиография	28

Введение

Настоящие рекомендации устанавливают единую методику расчета эффективности утилизации тепловых вторичных энергетических ресурсов для выработки дополнительной энергии на газотранспортных объектах ОАО «Газпром».

Рекомендации разработаны ОАО «Газпром промгаз» (генеральный директор А.М. Карасевич).

Работа выполнена в НТЦ «Энергосбережение и энергоэффективность» авторским коллективом в составе: В.А. Карасевич – директор центра, Ю.А. Жебрак – главный специалист, О.В. Аптерман – заведующий лабораторией, В.М. Архангельский – старший научный сотрудник, Е.В. Горькова – ведущий специалист; ОАО НПО ЦКТИ: П.А. Ермолаев – заведующий лабораторией ПГУ.

От Управления энергосбережения и экологии Департамента по транспортировке, подземному хранению и использованию газа ОАО «Газпром»: А.Г. Ишков – заместитель начальника Департамента, начальник Управления, И.А. Яценко – заместитель начальника Управления – начальник отдела, Е.В. Дедиков – заместитель начальника отдела, Е.С. Фомичев – главный технолог, А.К. Арустамов – главный технолог.

РЕКОМЕНДАЦИИ ОТКРЫТОГО АКЦИОНЕРНОГО ОБЩЕСТВА «ГАЗПРОМ»

**МЕТОДИКА РАСЧЕТА ЭФФЕКТИВНОСТИ УТИЛИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ ВЭР
ДЛЯ ВЫРАБОТКИ ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ ЭНЕРГИИ НА ГАЗОТРАНСПОРТНЫХ ОБЪЕКТАХ**

Дата введения – 2012-03-23

Срок действия – 3 года

1 Область применения

1.1 Настоящие рекомендации устанавливают методы расчета эффективности утилизации тепловых вторичных энергетических ресурсов при выработке дополнительной тепловой энергии и определяют энергетическую эффективность различных типов и схем парогазовых утилизационных установок для выработки электрической и/или механической энергии.

1.2 Настоящие рекомендации предназначены для применения газотранспортными и газодобывающими организациями ОАО «Газпром»:

- при определении заданий по утилизации тепловых вторичных энергетических ресурсов;
- подготовке и анализе отчетов по эффективности потребления энергетических ресурсов на собственные нужды.

2 Нормативные ссылки

В настоящих рекомендациях использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:
ГОСТ 8.417-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Единицы величин

ГОСТ 26691-85 Теплоэнергетика. Термины и определения

ГОСТ Р 51750-2001 Энергосбережение. Методика определения энергоемкости при производстве продукции и оказании услуг в технологических энергетических системах. Общие положения

ГОСТ Р 51852-2001 Установки газотурбинные. Термины и определения

СТО Газпром НТП 1.8-001-2004 Нормы технологического проектирования объектов газодобывающих предприятий и станций подземного хранения газа

СТО Газпром 2-2.3-141-2007 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Энергохозяйство ОАО «Газпром». Термины и определения

СТО Газпром 2-3.5-051-2006 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов

СТО Газпром 2-3.5-113-2007 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Методика оценки энергоэффективности газотранспортных объектов и систем

СТО Газпром РД 2.5-141-2005 Газораспределение. Термины и определения

Примечание – При пользовании настоящими рекомендациями целесообразно проверить действие ссылочных стандартов по соответствующим указателям, составленным на 1 января текущего года, и информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящими рекомендациями следует руководствоваться замененным (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящих рекомендациях применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 вторичный энергетический ресурс: Энергетический ресурс, полученный в виде отходов производства и потребления или побочных продуктов в результате осуществления технологического процесса или использования оборудования, функциональное назначение которого не связано с производством соответствующего вида энергетического ресурса.
[Федеральный закон [1], статья 2]

3.2 газодобывающее предприятие: Комплексы основных и вспомогательных газопромысловых сооружений, объектов и установок, а также объектов непромышленного назначения, обеспечивающие на газовом промысле добычу сырья (природного газа) и получение из него товарной продукции.
[СТО Газпром НТП 1.8-001-2004, раздел 2]

3.3 газоперекачивающий агрегат (ГПА): Установка, включающая в себя газовый компрессор (нагнетатель), привод (газотурбинный, электрический, поршневой или другого типа) и оборудование, необходимое для их функционирования.
[СТО Газпром 2-3.5-051-2006, раздел 3, термин 3.2]

3.4 газотранспортная организация: Организация, которая осуществляет транспортировку газа и у которой магистральные газопроводы и отводы газопроводов, компрессорные станции и другие производственные объекты находятся на праве собственности или на иных законных основаниях.
[СТО Газпром РД 2.5-141-2005, раздел 3, термин 3.2.1]

3.5 газотранспортная система (ГТС): Система газопроводов, соединяющая производителя газа и потребителя газа, включающая в себя магистральные газопроводы, отводы газопроводов, газораспределительные системы, находящиеся у газотранспортной, газораспределительной организации или у иных организаций в собственности или на иных законных основаниях.

[СТО Газпром РД 2.5-141-2005, раздел 3, термин 3.1.17]

3.6 газотурбинная установка (ГТУ): Газотурбинный двигатель и все основное оборудование, необходимое для генерирования энергии в полезной форме.

Примечание – Полезной формой энергии может быть электрическая, механическая и другие.

[ГОСТ Р 51852-2001, раздел 2, термин 2]

3.7 дожимная компрессорная станция (ДКС): Компрессорная станция, установленная на выходе из промысла и предназначенная для повышения давления газа до рабочего давления в магистральном газопроводе.

[СТО Газпром РД 2.5-141-2005, раздел 3, термин 3.5.13]

3.8 единая система газоснабжения: Имущественный производственный комплекс, состоящий из технологически, организационно и экономически взаимосвязанных и централизованно управляемых производственных и иных объектов, предназначенных для добычи, транспортировки, хранения, поставок газа и находящийся в собственности организации, образованной в установленных гражданским законодательством организационно-правовой форме и порядке, получившей объекты указанного комплекса в собственность в процессе приватизации либо создавшей или приобретшей их на других основаниях, предусмотренных законодательством Российской Федерации.

[СТО Газпром 2-3.5-051-2006, раздел 3, термин 3.11]

3.9 компрессорная станция (КС): Комплекс сооружений газопровода (магистрального), предназначенный для компримирования газа.

[СТО Газпром РД 2.5-141-2005, раздел 3, термин 3.5.12]

3.10 котел-утилизатор: Устройство, служащее для нагрева теплоносителя продуктами сгорания топлива, отработавшими в другом устройстве.

[СТО Газпром РД 2.5-141-2005, приложение А, раздел А.3, термин А.3.6]

3.11 котельная: Комплекс технологически связанных тепловых энергоустановок, расположенных в обособленных производственных зданиях, встроенных, пристроенных или надстроенных помещениях с котлами, водонагревателями (в т.ч. установками нетрадицион-

ного способа получения тепловой энергии) и котельно-вспомогательным оборудованием, предназначенный для выработки теплоты.

[СТО Газпром 2-2.3-141-2007, термин 3.4.15]

3.12 коэффициент полезного действия: Величина, характеризующая совершенство процессов превращения, преобразования или передачи энергии, являющаяся отношением полезной энергии к подведенной.

[СТО Газпром 2-3.5-113-2007, раздел 3, термин 3.1]

3.13 парогазовая установка (ПГУ): Установка, предназначенная для одновременного преобразования энергии двух рабочих тел – пара и газа, в механическую энергию.

[ГОСТ 26691-85, термин 15]

3.14 показатель энергетической эффективности: Абсолютная, удельная или относительная величина потребления или потерь энергетических ресурсов для продукции любого назначения или технологического процесса.

[СТО Газпром 2-3.5-113-2007, раздел 3, термин 3.2]

3.15 произведенная тепловая энергия: Тепловая энергия, полученная в источнике теплоснабжения (котельной, утилизационном теплообменнике).

3.16 теплопроизводительность источника тепловой энергии: Количество теплоты, переданное теплоносителю в источнике в единицу времени.

3.17 утилизационный теплообменник: Устройство, обогреваемое отработавшими в агрегате продуктами сгорания топлива, служащее для нагревания воды, находящейся под давлением выше атмосферного.

[СТО Газпром 2-2.3-141-2007, термин 3.4.25]

3.18 целевой показатель: Абсолютная или относительная величина, характеризующая деятельность хозяйствующих субъектов по реализации мер, направленных на эффективное использование топливно-энергетических ресурсов, относительно установленной регламентирующими документами.

3.19 энергосбережение: Реализация организационных, правовых, технических, технологических, экономических и иных мер, направленных на уменьшение объема используемых энергетических ресурсов при сохранении соответствующего полезного эффекта от их использования (в том числе объема произведенной продукции, выполненных работ, оказанных услуг).

[Федеральный закон [1], статья 2]

4 Обозначения и сокращения

4.1 В настоящих рекомендациях применены следующие обозначения:

$Q_{\text{топ}}$ – тепловой поток, отводимый из камеры сгорания ГТУ, МВт;

N – номинальная мощность агрегата, МВт;

η – коэффициент полезного действия агрегата;

N_p – рабочая мощность ГТУ, МВт;

T_k – продолжительность календарного года, ч;

$T_{\text{отп}}$ – продолжительность отопительного периода, ч;

$n_{\text{ут}}$ – число газотурбинных ГПА, оснащенных утилизационными теплообменниками, шт.;

$n_{\text{раб}}$ – число газотурбинных ГПА, работающих в течение года, шт.

4.2 В настоящих рекомендациях применены следующие сокращения:

ВЭР – вторичный энергетический ресурс;

ГТ – газовая турбина;

КПД – коэффициент полезного действия;

КУ – котел-утилизатор;

ПТ – паровая турбина;

УТО – утилизационный теплообменник;

ЭГ – электрогенератор.

5 Общие положения

5.1 Потенциал тепловых вторичных энергетических ресурсов для выработки

дополнительной энергии

5.1.1 Поток теплоты уходящих газов ГТУ Q_{yx} , МВт, равен разности между тепловым потоком, отводимым из камеры сгорания ГТУ, и полученной механической мощностью (остальные составляющие незначительны, поэтому в оценочном расчете могут не учитываться), и определяется по формуле

$$Q_{\text{yx}} = Q_{\text{топ}} - N; \quad (5.1)$$

$$Q_{\text{yx}} = \frac{N}{\eta} - N = N \left(\frac{1}{\eta} - 1 \right). \quad (5.2)$$

Примечание – Здесь и далее для перевода единицы измерения потока теплоты из Вт (единица СИ) в калории (внесистемная единица) следует использовать соотношения, приведенные в таблице А.1 (приложение А). Согласно ГОСТ 8.417 при новых разработках применение некоторых внесистемных единиц, в частности калории, не рекомендуется.

5.1.2 Поток полезно используемой теплоты ВЭР за расчетный период $Q_{\text{ВЭР}}$, МВт, оценивается как часть теплоты, которая может быть получена в КУ и определяется по формуле

$$Q_{\text{ВЭР}} = Q_{\text{yx}} \cdot \eta_{\text{ку}} = N \left(\frac{1}{\eta} - 1 \right) \cdot \eta_{\text{ку}}, \quad (5.3)$$

где $\eta_{\text{ку}}$ – КПД КУ, рассчитывается по формуле

$$\eta_{\text{ку}} = \frac{t'_{\text{yx}} - t''_{\text{yx}}}{t'_{\text{yx}} - t_{\text{н}}^{\text{ср}}}, \quad (5.4)$$

где t'_{yx} – температура газа за ГТ, °С;

t''_{yx} – температура газов, уходящих в дымовую трубу, °С;

$t_{\text{н}}^{\text{ср}}$ – среднегодовая температура окружающего воздуха, °С.

Примечание – Величину средней годовой температуры воздуха для различных районов Российской Федерации определяют в соответствии со СНиП 23-01-99 [2] (таблица 3). При отсутствии сведений о температуре воздуха в районе расположения объекта берется температура ближайшего пункта, приведенная в СНиП 23-01-99 [2] (таблица 3).

Пример расчета КПД КУ приведен в таблице Б.1 (приложение Б).

5.1.3 Потенциал тепловых ВЭР $Q_{\text{ВЭР}}^{\text{П}}$, ГДж, рассчитывается по формуле

$$Q_{\text{ВЭР}}^{\text{П}} = 3,6 \cdot N_{\Sigma} \cdot \left(\frac{1}{\eta_{\Sigma}} - 1 \right) \cdot \eta_{\text{ку}} \cdot Z \cdot K \cdot T_{\text{к}}, \quad (5.5)$$

где N_{Σ} – установленная мощность ГТУ, МВт;

η_{Σ} – средневзвешенный КПД ГТУ;

Z – относительное время нахождения ГТУ в работе;

3,6 – коэффициент перевода времени из часов в секунды и количества теплоты из МДж в ГДж;

K – средняя годовая загрузка ГТУ, определяется по формуле

$$K = \frac{N_{\text{р}}}{N}. \quad (5.6)$$

Примечание – В расчетах используются данные согласно Основным технико-экономическим показателям [3], приведенным в таблице А.2 (приложение А).

Пример расчета потенциала тепловых ВЭР ГТС ОАО «Газпром» приведен в таблице Б.2 (приложение Б).

5.1.4 Определение выхода продуктов сгорания из газотурбинных ГПА, расчет возможной и фактической выработки тепловой энергии с использованием УТО, требуемых при энергетических обследованиях и расчетах эффективности внедрения энергосберегающих мероприятий, следует проводить по Методическим рекомендациям [4].

5.2 Оценка экономии газа при использовании тепловых вторичных энергетических ресурсов для выработки тепловой энергии

5.2.1 Расход природного газа, эквивалентный расходу газа, необходимого для выработки тепловой энергии в котельных, равной теплоте, выработанной в УТО, рассчитывается по формуле

$$B_{\Gamma} = 0,24 \cdot Q_{\text{УТ}}^{\Sigma} \cdot \frac{K_1}{\eta_{\text{кот}} \cdot K_2}, \quad (5.7)$$

где B_{Γ} – эквивалентный расход природного газа, тыс. м³;
 $Q_{\text{УТ}}^{\Sigma}$ – годовая выработка теплоты в УТО и КУ, ГДж;
 $\eta_{\text{кот}}$ – средний КПД выработки тепловой энергии в котельных;
 0,24 – коэффициент перевода ГДж в Гкал, определяемый по таблице А.1 (приложение А);
 K_1 – переводной коэффициент, определяемый по таблице А.3 (приложение А);
 K_2 – переводной коэффициент, определяемый по таблице А.4 (приложение А).

5.2.2 Установка УТО в большинстве случаев повышает сопротивление выхлопного тракта на 600–800 Па, что приводит к снижению КПД и располагаемой мощности ГПА, вследствие чего увеличивается удельный расход топливного газа.

Примечание – В ГТНР-25И, ГТК-25И, ГТН-25, ГПА-16 «Урал» УТО расположены в отдельных газоходах и не создают дополнительного сопротивления.

Увеличение расхода топливного газа за счет работы УТО определяется по формуле

$$\Delta B_{\Gamma} = B_{\text{ТТ}} \cdot \Delta \eta \cdot \frac{T_{\text{отп}}}{T_{\text{к}}} \cdot \xi, \quad (5.8)$$

где ΔB_{Γ} – дополнительный расход газа, тыс. м³/год;
 $B_{\text{ТТ}}$ – расход топливного газа, тыс. м³/год;
 $\Delta \eta$ – среднее относительное снижение КПД ГПА;
 ξ – средняя оснащенность газотурбинных ГПА УТО, рассчитывается по формуле

$$\xi = \frac{n_{\text{УТ}}}{n_{\text{раб}}}. \quad (5.9)$$

Продолжительность отопительного периода $T_{\text{отп}}$ определяется в соответствии со СНиП 23-01-99 [2] (таблица 1).

5.2.3 Экономия природного газа при использовании тепловых ВЭР для выработки тепловой энергии $\Theta_{\text{ПГ}}$, тыс. м³/год, рассчитывается по формуле

$$\Theta_{\text{ПГ}} = B_{\Gamma} - \Delta B_{\Gamma}. \quad (5.10)$$

Пример расчета экономии природного газа ГТС ОАО «Газпром» при использовании тепловых ВЭР приведен в таблице Б.3 (приложение Б).

6 Эффективность использования тепловых вторичных энергетических ресурсов для собственных нужд теплоснабжения

6.1 Структура использования тепловых вторичных энергетических ресурсов для собственных нужд теплоснабжения

Для использования тепловых ВЭР применяется оборудование, объединенное в единую тепловую сеть: УТО, установленные на технологическом оборудовании и резервная котельная.

6.2 Выработка тепловой энергии на объектах с двумя источниками теплоснабжения

Статистическая обработка показателей по выработке тепловой энергии на объектах с двумя источниками теплоснабжения позволила определить, что выработка теплоты в котельных должна быть ограничена минимально возможным значением, а выработка теплоты в УТО должна быть максимальной и ограничиваться только возможной средней загрузкой УТО.

6.3 Расчет фактического и максимально возможного времени загрузки утилизационных теплообменников

6.3.1 Фактическое время загрузки УТО $\tau_{\text{ф}}$, ч, определяется как отношение выработанной тепловой энергии за год к суммарной теплопроизводительности установленных УТО и рассчитывается по формуле

$$\tau_{\text{ф}} = \frac{Q_{\text{ут}}^{\Sigma}}{3,6 \cdot N_{\text{ут}}}, \quad (6.1)$$

где $Q_{\text{ут}}^{\Sigma}$ – выработанная тепловая энергия УТО, ГДж/год;

$N_{\text{ут}}$ – теплопроизводительность установленных УТО, МВт;

3,6 – коэффициент перевода времени из секунд в часы и количества теплоты из ГДж в МДж.

6.3.2 Максимально возможное (предельное) время загрузки УТО τ_{max} , ч, определяется из соотношения

$$\tau_{\text{max}} = T_{\text{отп}} \cdot Z \cdot \xi, \quad (6.2)$$

где Z – относительное время нахождения ГТУ в работе;

ξ – средняя оснащенность газотурбинных ГПА УТО, определяется по формуле (5.9).

Продолжительность отопительного периода $T_{\text{отп}}$ определяется в соответствии со СНиП 23-01-99 [2] (таблица 1).

Пример расчета максимально возможного времени загрузки УТО приведен в таблице Б.4 (приложение Б).

6.4 Основы методики расчета эффективности утилизации тепловых вторичных энергетических ресурсов

6.4.1 Методика применима только для тех объектов, которые располагают двумя источниками теплоснабжения – УТО отходящих газов ГТУ и резервными котельными.

6.4.2 Рекомендуется максимально снизить выработку тепловой энергии в котельных и на эту величину повысить ее выработку в УТО с тем, чтобы общее количество выработанной (потребляемой) тепловой энергии осталось неизменным.

6.4.3 Методика расчета эффективности утилизации тепловых ВЭР для собственных нужд теплоснабжения заключается в расчете оптимального (заданного на данный период времени) значения выработки тепловой энергии с использованием УТО для каждой организации и сравнении фактически достигнутого годового показателя с оптимальным значением.

6.4.4 Ограничение выработки тепловой энергии в котельных на минимальном уровне

Работа котельных необходима для покрытия потребности в тепловой энергии в тех случаях, когда выработка тепловой энергии в УТО не представляется возможной.

Рекомендуется на 2011–2013 гг. ограничить выработку теплоты 10 % от общей выработки тепловой энергии собственными энергоисточниками.

Для организаций, имеющих более низкие показатели, целесообразно ограничить выработку тепловой энергии в котельных достигнутыми значениями.

В дальнейшем, по мере проведения энергосберегающих мероприятий, предельное значение может быть снижено.

6.4.5 Максимальная выработка тепловой энергии в УТО

Рекомендуется максимально обеспечить потребность объектов в тепловой энергии за счет выработки теплоты в УТО, которая ограничивается только временем загрузки УТО. На период 2011–2013 гг. оно может быть задано $\tau_{\text{max}}^{\text{отп}} = 800$ ч.

Указанные показатели должны быть достигнуты путем внедрения энергосберегающих мероприятий. Если это не представляется возможным (при недостаточной оснащенности газотранспортных ГПА утилизационными теплообменниками) в качестве максимального следует принимать достигнутое время загрузки УТО.

6.4.6 Результаты расчетов оптимальной выработки тепловой энергии объектами с двумя источниками теплоснабжения для 19 газотранспортных и газодобывающих организаций ОАО «Газпром» приведены в таблице В.1 (приложение В).

6.4.7 Примеры определения задания по утилизации тепловых ВЭР для 19 газотранспортных и газодобывающих организаций ОАО «Газпром» приведены в приложении Г.

6.5 Определение эффективности использования тепловых вторичных энергетических ресурсов для собственных нужд теплоснабжения

6.5.1 Эффективность использования тепловых ВЭР для собственных нужд теплоснабжения определяется сравнением фактически достигнутого значения выработки тепловой энергии в УТО к заданному на данный период оптимальному значению выработки тепловой энергии.

6.5.2 Целевой показатель энергосбережения $K_{ЦПЭСб}$ при производстве тепловой энергии – количество тепловой энергии, выработанное в УТО, утверждается руководством ОАО «Газпром» на планируемый период.

6.5.3 Целевой показатель энергоэффективности при производстве тепловой энергии $K_{ЦПЭФ}$ определяется по формуле

$$K_{ЦПЭФ} = \frac{Q_{ф}}{Q_{опт}}, \quad (6.3)$$

где $Q_{ф}$ – фактическая выработка тепловой энергии в УТО, ГДж;

$Q_{опт}$ – оптимальная (заданная) выработка тепловой энергии в УТО, ГДж.

Чем больше абсолютное значение $K_{ЦПЭФ}$, тем выше эффективность использования тепловых ВЭР. Значение $K_{ЦПЭФ}$ больше единицы свидетельствует о том, что заданные значения по выработке теплоты в УТО перекрыты в сторону повышения энергоэффективности использования тепловых ВЭР.

7 Использование парогазовых технологий при утилизации тепловых вторичных энергоресурсов для выработки дополнительной энергии

7.1 Рекомендации по выбору типа парогазовой установки

Для выбора оптимального типа и схемы утилизационной ПГУ рекомендуются три типа ПГУ:

- ПГУ-ГПА-ГПА – с приводом от ГТ и ПТ нагнетателей природного газа. В этом случае паротурбинный нагнетатель замещает газотурбинный в традиционной структуре КС магистрального газопровода;

- ПГУ-ГПА-ЭГ – с приводом от ГТ нагнетателя природного газа, а от ПТ – ЭГ. В этом случае полностью сохраняется обычная структура и состав КС в части компримирования газа, а паротурбинный электрогенерирующий контур реализует дополнительное производство

электроэнергии, которое может быть использовано для покрытия нагрузок собственных нужд КС и/или внешних потребителей;

- ПГУ-ЭГ-ЭГ – с приводом от ГТ и ПТ ЭГ. Такая установка уже не связана напрямую с транспортом газа и может рассматриваться как электростанция для покрытия нагрузок собственных нужд КС и/или внешних потребителей.

7.2 Рекомендации по выбору схемы парогазовой установки

7.2.1 Моно- и полиблочные схемы ПГУ

Рекомендации по выбору моноблочной схемы ПГУ связаны с упрощением схемы в связи с отсутствием поперечных связей.

Рекомендации по выбору полиблочной схемы ПГУ (более двух ГТУ с КУ подключены в одной ПТ) связаны с более благоприятной характеристикой на частичных режимах, большей надежностью и повышением КПД (около 0,1 % абс.) за счет увеличения единичной мощности ПТ.

7.2.2 Схема ПГУ с одним и двумя контурами давления пара

Рекомендуется при мощности ПТ 12 МВт и ниже использовать одноконтурную схему, а выше 12 МВт – двухконтурную схему. Двухконтурная схема ПГУ обеспечивает повышение КПД на 3–4 % отн. по сравнению с одноконтурной.

Рекомендуются следующие проектные параметры котлотурбинного оборудования:

- для одноконтурных ПГУ применяется одна ступень начальных параметров 1,6 МПа при максимальной температуре ~ 440 °С;

- двухконтурных ПГУ применяются две ступени проектных параметров:

- 4,0/0,6 – 0,65 МПа с максимальной температурой < 520 °С;

- 8,0/0,65 МПа с максимальной температурой > 520 °С.

Рекомендуемые проектные параметры ступеней приведены в таблице Д.1 (приложение Д).

Требования к качеству питательной воды для КУ одноконтурных ПГУ приведены в таблице Д.2 (приложение Д).

Сравнительные расчетные показатели одноконтурной и двухконтурной схем ПГУ приведены в таблице Д.3 (приложение Д).

7.2.3 Схема ПГУ без дожигания и с дожиганием газа перед котлом

Установка в газовом тракте после ГТУ блока дожигающих устройств, в котором в среде уходящих газов за счет остаточного содержания в них кислорода производится сжигание дополнительного количества топлива, рекомендуется в следующих случаях:

- наличие резерва установленной мощности ПТ, которая может оказаться несколько выше чисто утилизационной;

- необходимость обеспечить стабильную мощность ПТ при переменных режимах в течение года;

- необходимость иметь для ПГУ резерв мощности, который реализуется при включении блока дожигающих устройств.

Сравнительные расчетные показатели схем ПГУ с дожиганием и без дожигания природного газа приведены в таблице Д.4 (приложение Д).

7.2.4 Схема одно- и двухвальных компоновок ПГУ

Одновальная компоновка ПГУ предполагает расположение силовой турбины ГТУ и ПТ на одном общем валу для совместного привода общей полезной нагрузки (ЭГ или нагнетателя природного газа), причем ПТ может подключаться к полезной нагрузке через расцепную муфту, позволяющую отключать ПТ на пусковых и переменных режимах работы ПГУ.

Одновальные ПГУ рекомендуются для нового строительства теплоутилизационных установок и для реконструкции существующего оборудования.

Двухвальная компоновка ПГУ предполагает расположение силовой турбины ГТУ и ПТ на двух отдельных валах и отдельный привод каждой из них своей полезной нагрузки. Рекомендуется для повышения надежности работы установки и возможности укрупнения ПТ.

Приложение А
(справочное)

Справочные таблицы

Таблица А.1 – Соотношения некоторых внесистемных единиц измерения с единицами системы СИ – по ГОСТ 8.417

Наименование величины	Внесистемная единица измерения	Соотношение с единицей СИ	Дополнительные соотношения
Количество теплоты	кал	4,187 Дж	1 ГДж \approx 0,24 Гкал
Тепловой поток	ккал/ч	1,163 Вт	1 кВт \approx 860 ккал/ч 1 МВт \approx 0,86 Гкал/ч
Энергия	кВт·ч	3,6 МДж	1 кВт·ч

Таблица А.2 – Данные для оценки потенциала тепловых ВЭР газотранспортной системы ОАО «Газпром» – по основным технико-экономическим показателям в транспортировке и хранении газа [3]

Наименование показателя	Обозначение	Единица измерения	Значение показателя
Установленная мощность ГТУ	N_{Σ}	МВт	39542
Средневзвешенный КПД ГТУ	η_{Σ}	–	0,297
Относительное время нахождения ГТУ в работе	Z	–	0,384
Годовая выработка теплоты в УТО и КУ	$Q_{\text{ут}}^{\Sigma}$	тыс. ГДж	18423
Средний КПД выработки тепловой энергии в котельных	$\eta_{\text{кот}}$	–	0,9

Таблица А.3 – Коэффициент, используемый для перерасчета тепловой энергии в тонны условного топлива, – по ГОСТ Р 51750

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Коэффициент пересчета в условное топливо
Тепловая энергия	K_1	т у.т./Гкал	0,143

Таблица А.4 – Коэффициент, используемый для перерасчета природного газа в тонны условного топлива, – по Методологическим положениям [5]

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Коэффициент пересчета в условное топливо
Газ горючий природный (естественный)	K_2	т у.т./тыс. м ³	1,154

Приложение Б (справочное)

Примеры расчетов

Таблица Б.1 – Пример расчета КПД котла-утилизатора с использованием двигателя НК-16СТ

Наименование показателя	Обозначение	Единица измерения	Источник информации или формула	Значение показателя
Температура газа за ГТ	t'_{yx}	°С	Исходные данные	383
Температура уходящих газов в дымовую трубу	t''_{yx}	°С	То же	110
Среднегодовая температура окружающего воздуха	t_n^{cp}	°С	– « –	0
КПД КУ	$\eta_{ку}$	–	Формула (5.4)	0,712

Таблица Б.2 – Пример расчета потенциала тепловых ВЭР газотранспортной системы ОАО «Газпром»

Наименование показателя	Обозначение	Единица измерения	Источник информации или формула	Значение показателя
Установленная мощность ГТУ	N_{Σ}	МВт	Таблица А.2	39542
Средневзвешенный КПД ГТУ	η_{Σ}	–	Таблица А.2	0,297
Относительное время нахождения ГТУ в работе	Z	–	Таблица А.2	0,384
Средняя годовая загрузка агрегата	K^*	–	Исходные данные	0,8
Продолжительность календарного года	T_k	ч	То же	8500
Потенциал тепловых ВЭР	$Q_{ВЭР}^П$	тыс. ГДж	Формула (5.5)	626471

*Коэффициент K принят по результатам обследования КС «Октябрьская» ООО «Газпром трансгаз Югорск».

Таблица Б.3 – Пример расчета экономии газа газотранспортной системой ОАО «Газпром» при использовании тепловых ВЭР

Наименование показателя	Обозначение	Единица измерения	Источник информации или формула	Значение показателя
Годовая выработка тепловой энергии в УТО и КУ	$Q_{ут}^{\Sigma}$	тыс. ГДж	Таблица А.2	18423
Переводной коэффициент	K_1	–	Таблица А.3	0,143
Средний КПД выработки тепловой энергии в котельных	$\eta_{кот}$	–	Таблица А.2	0,9
Переводной коэффициент	K_2	–	Таблица А.4	1,154
Эквивалентный расход природного газа	$V_{г}$	млн м ³	Формула (5.7)	630
Расход топливного газа	$V_{гт}$	млн м ³	Исходные данные	39300

Окончание таблицы Б.3

Наименование показателя	Обозначение	Единица измерения	Источник информации или формула	Значение показателя
Среднее относительное снижение КПД ГПА	$\Delta\eta$	—	То же	0,0067
Продолжительность отопительного периода	$T_{отп}$	ч	— « —	5568
Продолжительность календарного года	T_k	ч	— « —	8500
Средняя оснащенность газотурбинных ГПА УТО	ξ	—	Формула (5.9)	0,77
Дополнительный расход газа	ΔB_r	млн м ³	Формула (5.8)	130
Экономия природного газа	$\Theta_{пг}$	млн м ³	Формула (5.10)	500
Примечание — $B_{тг}$ — расход топливного газа в ОАО «Газпром» на 01.01.2009 по данным форм отчетности 103-газ; $\Delta\eta$ — по данным ДОО «Оргэнергогаз» для ГПА-Ц-6,3 и ГПУ-10; ξ — по данным опроса организаций.				

Таблица Б.4 — Пример расчета максимально возможного (предельного) времени загрузки утилизирующих теплообменников

Наименование показателя	Обозначение	Единица измерения	Источник информации или формула	Значение показателя
Продолжительность отопительного периода	$T_{отп}$	ч	Исходные данные	5568
Среднегодовая загрузка газотурбинных ГПА или относительное время нахождения ГПА в работе	Z	—	Таблица А.2	0,384
Средняя оснащенность газотурбинных ГПА УТО	ξ	—	Формула (5.9)	0,77
Предельное время загрузки УТО	τ_{max}	ч	Формула (6.2)	1646

Приложение В
(рекомендуемое)

Результаты расчетов оптимальной выработки тепловой энергии объектами с двумя источниками теплоснабжения за 2009 г.

Таблица В.1

Наименование организации	Котельные				Утилизационные теплообменники				Всего, тыс. ГДж
	Теплопроизводительность, МВт	Среднее время загрузки, ч	Выработка тепловой энергии		Теплопроизводительность, МВт	Среднее время загрузки, ч	Выработка тепловой энергии		
			тыс. ГДж	процент от общей выработки			тыс. ГДж	процент от общей выработки	
1 ООО «Газпром трансгаз Волгоград»	39,50	132,51	18,84	10,0	108,04	436,38	169,71	90,0	188,55
2 ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»	59,00	167,78	35,63	10,0	124,97	712,92	320,76	90,0	356,39
3 ООО «Газпром трансгаз Казань»	2,20	1583,07	12,56	6,8	61,64	781,36	173,38	93,2	185,94
4 ООО «Газпром трансгаз-Кубань»	7,21	301,50	7,83	51,0	7,88	265,60	7,54	49,0	15,37
5 ООО «Газпром трансгаз Москва»	88,29	133,82	42,54	10,0	175,10	607,20	382,78	90,0	425,32
6 ООО «Газпром добыча Надым»	118,94	610,35	261,35	27,3	241,02	800,00	694,16	72,7	955,51
7 ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	80,43	223,97	64,86	10,0	306,52	528,99	583,75	90,0	648,61
8 ООО «Газпром добыча Ноябрьск»	88,29	321,00	102,04	10,0	336,39	758,33	918,38	90,0	1020,42
9 ООО «Газпром трансгаз Самара»	52,57	66,37	12,56	4,8	198,12	350,22	249,80	95,2	262,36
10 ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»	21,52	178,38	13,82	10,0	454,04	76,15	124,48	90,0	138,30
11 ООО «Газпром трансгаз Саратов»	29,25	95,03	10,01	10,0	162,40	154,40	90,27	90,0	100,28
12 ООО «Газпром трансгаз Ставрополь»	4,00	1209,88	17,42	61,1	5,23	589,11	11,10	38,9	28,52
13 ООО «Газпром трансгаз Сургут»	161,94	312,77	182,34	11,6	483,85	800,00	1393,56	88,4	1575,90
14 ООО «Газпром добыча Уренгой»	607,75	580,69	1270,55	49,5	448,92	800,00	1292,94	50,5	2563,49

Окончание таблицы В.1

Наименование организации	Котельные				Утилизационные теплообменники				Всего, тыс. ГДж
	Теплопроизводительность, МВт	Среднее время загрузки, ч	Выработка тепловой энергии		Теплопроизводительность, МВт	Среднее время загрузки, ч	Выработка тепловой энергии		
			тыс. ГДж	процент от общей выработки			тыс. ГДж	процент от общей выработки	
15 ООО «Газпром трансгаз Уфа»	27,66	325,65	32,41	8,3	123,68	811,86	361,51	91,7	393,92
16 ООО «Газпром трансгаз Ухта»	195,13	66,04	46,39	2,3	903,30	605,81	1970,11	97,7	2016,50
17 ООО «Газпром трансгаз Чайковский»	89,48	211,20	68,04	3,7	856,48	574,47	1771,35	96,3	1839,39
18 ООО «Газпром трансгаз Югорск»	745,76	97,56	261,94	3,2	4605,95	477,81	7923,18	96,8	8185,12
19 ООО «Газпром добыча Ямбург»	210,50	0,00	0,00	0,0	748,58	430,35	1159,80	100,0	1159,80
ИТОГО	2629,42	259,25	2461,13	11,1	10352,11	525,86	19598,56	88,9	22059,69
Примечание – Оптимизация выработки тепловой энергии собственными теплоисточниками позволяет увеличить выработку тепловой энергии без сжигания топлива более чем на 20 %, что равноценно дополнительной экономии природного газа в размере 100 млн м ³ .									

Приложение Г
(рекомендуемое)

**Примеры определения задания по утилизации
тепловых вторичных энергетических ресурсов на газотранспортных объектах**

Таблица Г.1 – Определение задания по утилизации тепловых ВЭР ООО «Газпром трансгаз Волгоград»

Наименование показателя	Фактическое значение по годам			Задание по оптимальному использованию УТО
	2007	2008	2009	
Выработка тепловой энергии собственными источниками всего, тыс. ГДж/%, в т.ч.:	270,35	194,65	188,55	188,55/100,0
- котельные	46,89	17,83	113,89	18,84/10,0
- УТО	223,46	176,82	74,66	169,71/90,0
Среднее время загрузки УТО, ч	142,9	357,8	192,0	436,4
Примечание – Рекомендуется ограничить выработку тепловой энергии в котельных до 10 % от общей выработки. Оптимальная выработка тепловой энергии в УТО – не менее 169,71 тыс. ГДж.				

Таблица Г.2 – Определение задания по утилизации тепловых ВЭР ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»

Наименование показателя	Фактическое значение по годам			Задание по оптимальному использованию УТО
	2007	2008	2009	
Выработка тепловой энергии собственными источниками всего, тыс. ГДж/%, в т.ч.:	355,18	340,07	356,39	356,39/100,0
- котельные	227,94	203,00	216,04	35,63/10,0
- УТО	127,24	137,07	140,35	320,76/90,0
Среднее время загрузки УТО, ч	329,8	355,3	311,9	712,9
Примечание – Рекомендуется ограничить выработку тепловой энергии в котельных до 10 % от общей выработки. Оптимальная выработка тепловой энергии в УТО – не менее 320,76 тыс. ГДж.				

Таблица Г.3 – Определение задания по утилизации тепловых ВЭР ООО «Газпром трансгаз Казань»

Наименование показателя	Фактическое значение по годам			Задание по оптимальному использованию УТО
	2007	2008	2009	
Выработка тепловой энергии собственными источниками всего, тыс. ГДж/%, в т.ч.:	174,39	176,78	185,94	185,94/100,0
- котельные	11,18	14,66	12,56	12,56/6,8
- УТО	163,21	162,12	173,38	173,38/93,2
Среднее время загрузки УТО, ч	735,5	730,7	781,4	781,4
Примечание – Рекомендуется сохранить достигнутые показатели по соотношению между выработкой тепловой энергии в котельных и УТО. Оптимальная выработка тепловой энергии в УТО – не менее 173,38 тыс. ГДж.				

Таблица Г.4 – Определение задания по утилизации тепловых ВЭР ООО «Газпром трансгаз-Кубань»

Наименование показателя	Фактическое значение по годам		Задание по оптимальному использованию УТО
	2008	2009	
Выработка тепловой энергии собственными источниками всего, тыс. ГДж/%, в т.ч.:	19,27	15,37	15,37/100,0
- котельные	11,73	11,73	7,83/51,0
- УТО	7,54	3,64	7,54/49,0
Среднее время загрузки УТО, ч	265,6	127,9	265,6
Примечание – Рекомендуется сохранить достигнутое время загрузки УТО 265,6 ч. Оптимальная выработка тепловой энергии в УТО – не менее 7,54 тыс. ГДж.			

Таблица Г.5 – Определение задания по утилизации тепловых ВЭР ООО «Газпром трансгаз Москва»

Наименование показателя	Фактическое значение по годам			Задание по оптимальному использованию УТО
	2007	2008	2009	
Выработка тепловой энергии собственными источниками всего, тыс. ГДж/%, в т.ч.:	318,59	413,72	425,32	425,32/100,0
- котельные	60,80	63,60	175,85	42,54/10,0
- УТО	257,79	350,12	249,56	382,78/90,0
Среднее время загрузки УТО, ч	546,6	764,6	395,8	607,2
Примечание – Рекомендуется ограничить выработку тепловой энергии в котельных до 10 % от общей выработки. Оптимальная выработка тепловой энергии в УТО – не менее 382,78 тыс. ГДж.				

Таблица Г.6 – Определение задания по утилизации тепловых ВЭР ООО «Газпром добыча Надым»

Наименование показателя	Фактическое значение по годам			Задание по оптимальному использованию УТО
	2007	2008	2009	
Выработка тепловой энергии собственными источниками всего, тыс. ГДж/%, в т.ч.:	467,31	471,87	955,51	955,51/100,0
- котельные	323,74	328,51	375,65	261,35/27,3
- УТО	143,57	143,36	579,86	694,16/72,7
Среднее время загрузки УТО, ч	1587,8	1584,9	668,3	800,0
Примечание – Рекомендуется оптимальная выработка тепловой энергии в УТО не менее 694,16 тыс. ГДж.				

Таблица Г.7 – Определение задания по утилизации тепловых ВЭР ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»

Наименование показателя	Фактическое значение по годам			Задание по оптимальному использованию УТО
	2007	2008	2009	
Выработка тепловой энергии собственными источниками всего, тыс. ГДж/%, в т.ч.:	749,26	678,67	648,61	648,61/100,0
- котельные	99,23	91,82	85,88	64,86/10,0
- УТО	650,03	586,85	562,73	583,75/90,0
Среднее время загрузки УТО, ч	565,4	543,7	509,9	529,0
Примечание – Рекомендуется ограничить выработку тепловой энергии в котельных до 10 % от общей выработки. Оптимальная выработка тепловой энергии в УТО – не менее 583,75 тыс. ГДж.				

Таблица Г.8 – Определение задания по утилизации тепловых ВЭР ООО «Газпром добыча Ноябрьск»

Наименование показателя	Фактическое значение по годам			Задание по оптимальному использованию УТО
	2007	2008	2009	
Выработка тепловой энергии собственными источниками всего, тыс. ГДж/%, в т.ч.:	929,81	1056,97	1020,42	1020,42/100,0
- котельные	176,82	144,45	160,11	102,04/10,0
- УТО	752,99	912,52	860,31	918,38/90,0
Среднее время загрузки УТО, ч	1303,9	3726,8	710,4	758,3
Примечание – Рекомендуется ограничить выработку тепловой энергии в котельных до 10 % от общей выработки. Оптимальная выработка тепловой энергии в УТО – не менее 918,38 тыс. ГДж.				

Таблица Г.9 – Определение задания по утилизации тепловых ВЭР ООО «Газпром трансгаз Самара»

Наименование показателя	Фактическое значение по годам			Задание по оптимальному использованию УТО
	2007	2008	2009	
Выработка тепловой энергии собственными источниками всего, тыс. ГДж/%, в т.ч.:	232,21	223,67	262,36	262,36/100,0
- котельные	28,22	10,63	81,40	12,56/4,8
- УТО	203,99	213,04	180,96	249,80/95,2
Среднее время загрузки УТО, ч	364,9	298,0	253,7	350,2
Примечание – Рекомендуется ограничить выработку тепловой энергии в котельных до 4,8 % от общей выработки, достигнутой в 2008 г. Оптимальная выработка тепловой энергии в УТО – не менее 249,8 тыс. ГДж.				

Таблица Г.10 – Определение задания по утилизации тепловых ВЭР ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»

Наименование показателя	Фактическое значение по годам			Задание по оптимальному использованию УТО
	2007	2008	2009	
Выработка тепловой энергии собственными источниками всего, тыс. ГДж/%, в т.ч.:	136,75	137,46	138,30	138,30/100,0
- котельные	30,40	42,92	50,87	13,82/10,0
- УТО	106,35	94,54	87,43	124,48/90,0
Среднее время загрузки УТО, ч	72,2	64,2	53,5	76,2
Примечание – Рекомендуется ограничить выработку тепловой энергии в котельных до 10 % от общей выработки. Оптимальная выработка тепловой энергии в УТО – не менее 124,48 тыс. ГДж. Рассмотреть возможность увеличения времени загрузки УТО.				

Таблица Г.11 – Определение задания по утилизации тепловых ВЭР ООО «Газпром трансгаз Саратов»

Наименование показателя	Фактическое значение по годам			Задание по оптимальному использованию УТО
	2007	2008	2009	
Выработка тепловой энергии собственными источниками всего, тыс. ГДж/%, в т.ч.:	33,83	100,28	100,28	100,28/100,0
- котельные	10,09	40,49	46,06	10,01/10,0
- УТО	23,74	59,79	54,22	90,27/90,0
Среднее время загрузки УТО, ч	53,4	72,1	92,7	154,4
Примечание – Рекомендуется ограничить выработку тепловой энергии в котельных до 10 % от общей выработки. Оптимальная выработка тепловой энергии в УТО – не менее 90,27 тыс. ГДж.				

Таблица Г.12 – Определение задания по утилизации тепловых ВЭР ООО «Газпром трансгаз Ставрополь»

Наименование показателя	Фактическое значение по годам			Задание по оптимальному использованию УТО
	2007	2008	2009	
Выработка тепловой энергии собственными источниками всего, тыс. ГДж/%, в т.ч.:	32,28	39,44	28,52	28,52/100,0
- котельные	10,17	39,44	17,42	17,42/61,1
- УТО	22,11	0,0	11,10	11,10/38,9
Среднее время загрузки УТО, ч	–	0,0	589,1	589,1
Примечание – Рекомендуется сохранить достигнутое в 2009 г. среднее время загрузки УТО 589,1 ч. Оптимальная выработка тепловой энергии в УТО – не менее 11,1 тыс. ГДж.				

Таблица Г.13 – Определение задания по утилизации тепловых ВЭР ООО «Газпром трансгаз Сургут»

Наименование показателя	Фактическое значение по годам			Задание по оптимальному использованию УТО
	2007	2008	2009	
Выработка тепловой энергии собственными источниками всего, тыс. ГДж/%, в т.ч.:	1541,65	1777,72	1575,90	1575,90/100,0
- котельные	539,37	555,53	467,69	182,34/11,6
- УТО	1002,28	1222,19	1108,21	1393,56/88,4
Среднее время загрузки УТО, ч	442,6	440,4	636,2	800,0
Примечание – Рекомендуется при среднем времени загрузки УТО 800 ч оптимальная выработка тепловой энергии в УТО не менее 1393,56 тыс. ГДж.				

Таблица Г.14 – Определение задания по утилизации тепловых ВЭР ООО «Газпром добыча Уренгой»

Наименование показателя	Фактическое значение по годам			Задание по оптимальному использованию УТО
	2007	2008	2009	
Выработка тепловой энергии собственными источниками всего, тыс. ГДж/%, в т.ч.:	1965,04	2486,36	2563,49	2563,49/100,0
- котельные	1181,40	1366,76	1526,75	1270,55/49,5
- УТО	783,64	1119,60	1036,74	1292,94/50,5
Среднее время загрузки УТО, ч	492,0	692,9	641,5	800,0
Примечание – Рекомендуется оптимальная выработка тепловой энергии в УТО не менее 1292,94 тыс. ГДж.				

Таблица Г.15 – Определение задания по утилизации тепловых ВЭР ООО «Газпром трансгаз Уфа»

Наименование показателя	Фактическое значение по годам			Задание по оптимальному использованию УТО
	2007	2008	2009	
Выработка тепловой энергии собственными источниками всего, тыс. ГДж/%, в т.ч.:	515,63	459,48	393,92	393,92/100,0
- котельные	33,25	36,13	32,41	32,41/8,3
- УТО	482,38	423,35	361,51	361,51/91,7
Среднее время загрузки УТО, ч	1010,4	1102,9	811,9	811,9
Примечание – Рекомендуется сохранить достигнутое в 2009 г. среднее время загрузки УТО 811,9 ч. Оптимальная выработка тепловой энергии в УТО – не менее 361,51 тыс. ГДж.				

Таблица Г.16 – Определение задания по утилизации тепловых ВЭР ООО «Газпром трансгаз Ухта»

Наименование показателя	Фактическое значение по годам			Задание по оптимальному использованию УТО
	2007	2008	2009	
Выработка тепловой энергии собственными источниками всего, тыс. ГДж/%, в т.ч.:	2214,63	2105,10	2016,50	2016,50/100,0
- котельные	35,38	62,47	97,43	46,39/2,3
- УТО	2179,25	2042,63	1919,07	1970,11/97,7
Среднее время загрузки УТО, ч	687,1	632,6	590,1	605,8
Примечание – Рекомендуется сохранить выработку тепловой энергии в котельных на уровне 2007–2008 гг. в 3 % от общей выработки. Оптимальная выработка тепловой энергии в УТО – не менее 1970,11 тыс. ГДж.				

Таблица Г.17 – Определение задания по утилизации тепловых ВЭР ООО «Газпром трансгаз Чайковский»

Наименование показателя	Фактическое значение по годам			Задание по оптимальному использованию УТО
	2007	2008	2009	
Выработка тепловой энергии собственными источниками всего, тыс. ГДж/%, в т.ч.:	2132,44	2225,22	1839,39	1839,39/100,0
- котельные	89,98	69,50	146,54	68,04/3,7
- УТО	2042,46	2155,72	1692,85	1771,35/96,3
Среднее время загрузки УТО, ч	677,6	657,2	549,0	574,5
Примечание – Рекомендуется сохранить выработку тепловой энергии в котельных на уровне 2007–2008 гг. в 3,7 % от общей выработки. Оптимальная выработка тепловой энергии в ЦТО – не менее 1771,35 тыс. ГДж.				

Таблица Г.18 – Определение задания по утилизации тепловых ВЭР ООО «Газпром трансгаз Югорск»

Наименование показателя	Фактическое значение по годам			Задание по оптимальному использованию УТО
	2007	2008	2009	
Выработка тепловой энергии собственными источниками всего, тыс. ГДж/%, в т.ч.:	6539,13	6600,85	8185,12	8185,12/100,0
- котельные	195,91	414,54	2196,20	261,94/3,2
- УТО	6343,22	6386,31	5988,92	7923,18/96,8
Среднее время загрузки УТО, ч	430,1	444,3	361,2	477,8
Примечание – Рекомендуется сохранить выработку тепловой энергии в котельных на уровне 2007–2008 гг. в 3,2 % от общей выработки. Оптимальная выработка тепловой энергии в УТО – не менее 7923,18 тыс. ГДж.				

Таблица Г.19 – Определение задания по утилизации тепловых ВЭР ООО «Газпром добыча Ямбург»

Наименование показателя	Фактическое значение по годам			Задание по оптимальному использованию УТО
	2007	2008	2009	
Выработка тепловой энергии собственными источниками всего, тыс. ГДж/%, в т.ч.:	1233,87	1317,61	1159,80	1159,80/100,0
- котельные	1,51	2,60	0,0	0,0/0,0
- УТО	1232,36	1315,01	1159,80	1159,80/100,0
Среднее время загрузки УТО, ч	471,1	502,7	430,4	430,4
Примечание – Рекомендуется оптимальная выработка тепловой энергии в УТО не менее 1159,80 тыс. ГДж, что полностью перекрывает необходимую выработку тепловой энергии.				

Приложение Д
(рекомендуемое)

Примеры проектных технико-энергетических параметров парогазовых установок

Таблица Д.1 – Параметры паровой части ПГУ

Наименование	Одноконтурная ПГУ	Двухконтурная ПГУ
Область применения схемы	$N_{\text{ПТ}} \leq 12 \text{ МВт}$	$N_{\text{ПТ}} > 12 \text{ МВт}$
Область применения ступени параметров, МПа:		
- 1,6	При любой t_{yx}	–
- 4,0/0,65–0,7	–	$t_{\text{yx}} < 520 \text{ }^\circ\text{C}$
- 8,0/0,65	–	$t_{\text{yx}} > 520 \text{ }^\circ\text{C}$
Проектное давление в деаэраторе, МПа	0,3	0,3
Давление в конденсаторе паровой турбины, кПа:		
- номинальное (при температуре наружного воздуха 15 °С)	10	10
- минимальное	7	7
- максимальное	25	25

Таблица Д.2 – Нормы качества питательной воды котлов-утилизаторов с давлением пара до 4 МПа

Наименование показателя	Единицы измерения	Значение показателя
Прозрачность по шрифту	см	40
Общая жесткость	мг-экв/кг	10
Содержание соединений железа (в пересчете на Fe)	мкг/кг	100
Содержание соединений меди (в пересчете на Cu)	мкг/кг	Не нормируется
Содержание растворенного кислорода для котлов	мкг/кг	30
Значение рН при $t = 25 \text{ }^\circ\text{C}$	$^\circ\text{C}$	Не менее 8,5
Содержание свободной углекислоты	мг/кг	Не допускается
Содержание нитритов (в пересчете на NO_2^-)	мкг/кг	30
Содержание веществ, экстрагируемых эфиром (масла и прочее)	мг/кг	1

Таблица Д.3 – Проектные показатели ПГУ и основного оборудования

Наименование показателя	Единицы измерения	Значение показателя			
		ПГУ-32	ПГУ-50	ПГУ-32	ПГУ-50
Тип газовой турбины	–	ГТУ-12П			
Характеристика: схема ПГУ	–	Одноконтурная		Двухконтурная	
Котел-утилизатор	–	КГТ-20/ 1.6-440		КГТ-18/ 4.0-4./0.6	КГТ-19/ 4.0-4./0.6
Тип паровой турбины	–	К-9	К-13	К-9	К-15

Продолжение таблицы Д.3

Наименование показателя	Единицы измерения	Значение показателя			
		ПГУ-32	ПГУ-50	ПГУ-32	ПГУ-50
Количество:					
- ГТ	шт.	2	3	2	3
- ПТ	шт.	1			
Температура наружного воздуха	°С	15,0			
Мощность ГТ	МВт	11,57			
Мощность ПТ	МВт	8,3	12,9	9,3	14,5
Мощность ПГУ	МВт	31,4	47,6	32,4	49,2
КПД ПГУ		0,439	0,444	0,454	0,458
Газотурбинная установка					
Температура на входе	°С	15,0			
Температура за ГТ	°С	478,4			
Расход за ГТ	кг/с	46,7			
Коэффициент избытка воздуха за ГТ	–	3,719			
КПД ГТ	–	0,324			
Аэродинамическое сопротивление выхлопа	кПа	3			
Аэродинамическое сопротивление на входе	кПа	0,76			
Котел-утилизатор					
Температура газов на входе	°С	478,4			
Температура уходящих газов	°С	150,3		124,5	
Пар ВД:					
- расход	кг/с	5,42		4,94	
	т/ч	19,5		17,8	
- давление	МПа	1,6		3,9	
- температура	°С	440,0			
Пар НД:					
- расход	кг/с	–		1,11	
	т/ч	–		4,0	
- давление	МПа	–		0,638	
- температура	°С	–		200,9	
Паровая турбина					
Пар ВД:					
- расход	кг/с	10,55	15,83	9,81	14,69
	т/ч	38,0	57,0	35,3	52,9
- давление	МПа	1,5		3,7	
- температура	°С	439,5		438,8	
Пар НД:					
- расход	кг/с	–		1,97	2,94
	т/ч	–		7,1	10,6
- давление	МПа	–		0,606	

Окончание таблицы Д.3

Наименование показателя	Единицы измерения	Значение показателя			
		ПГУ-32	ПГУ-50	ПГУ-32	ПГУ-50
- температура	°С	–		200,1	
Конденсатор					
Давление пара	кПа	10,0			
Расход пара	кг/с	10,77	16,16	11,77	17,64
	т/ч	38,8	58,2	42,4	63,5

Таблица Д.4 – Показатели ПГУ на базе ГТУ НК-16СТ с мощностью паровой части 16 МВт

Структурная схема	Единицы измерения	Трипл-блок без дожигания		Дубль-блок с дожиганием	
		1	2	1	2
Количество паровых контуров	шт.	1	2	1	2
Количество ГТУ (НК-16СТ)	шт.	3		2	
Наличие дожигания топлива	–	Нет		Есть	
Паровая турбина					
Параметры пара 1-го контура:					
- давление	МПа	1,0	3,4	1,9	3,8
- температура	°С	320,0	360,0	430,0	380,0
- расход пара	кг/с	25,5	20,1	20,8	14,4
	т/ч	91,8	72,4	74,9	51,8
Параметры пара 2-го контура:					
- давление	МПа	–	0,4	–	0,47
- температура	°С	–	230,0	–	240,0
- расход пара	кг/с	–	9,9	–	6,6
	т/ч	–	35,6	–	23,8
Давление в конденсаторе	кПа	10,0			
Прототип		К-12-4,2 КТЗ			
Котел-утилизатор					
Температура газа перед котлом	°С	383,0	383,0	450,0	400,0
Температура уходящих газов	°С	152,0	121,0	159,0	123,0
Возможная тепловая нагрузка	МВт	5,46·3 = 16,4	–	6,16·2 = 12,3	–
Прототип		П-86, П-92 ЗИО	П-94 ЗИО	П-86, П-92 ЗИО	П-94 ЗИО
Электрическая мощность утилизационного контура	МВт	17,4	20,8	16,8	15,3
КПД выработки электрической мощности	%	37,2	39,1	36,7	39,0

ОКС 27.010

Ключевые слова: методика расчета, эффективность утилизации тепловых ВЭР, выработка дополнительной энергии, газотранспортный объект

Корректурa *О.Я. Проскуриной*
Компьютерная верстка *Н.А. Владимирова*

Подписано в печать 00.00.2012 г.
Формат 60×84/8. Гарнитура «Ньютон». Тираж 196 экз.
Уч.-изд. л. 4,0. Заказ 000.

ООО «Газпром экспо» 117630, Москва, ул. Обручева, д. 27, корп. 2.
Тел.: (495) 719-64-75, (499) 580-47-42.

Отпечатано в

