

«УТВЕРЖДАЮ»

Генеральный директор
ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго»
И.М. Гареев
«25» августа 2011 г.



**Расширение Краснодарской ТЭЦ
с установкой ПГУ-410,
ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго»,
Российская Федерация**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

(для подачи в составе заявки об утверждении проекта для совместного
осуществления в соответствии со статьей 6 Киотского протокола)

Исполнитель: ООО «СиСиДжиЭс», г. Архангельск

**Краснодар
2011**

СОДЕРЖАНИЕ

Резюме проекта	3
Раздел А. Общее описание проекта	5
Раздел Б. Исходные условия для реализации проекта	19
Раздел В. Сроки реализации проекта	35
Раздел Г. План осуществления мониторинга	36
Раздел Д. Оценка сокращений выбросов парниковых газов	48
Раздел Е. Оценка воздействия на окружающую среду	49
Раздел Ж. Комментарии заинтересованных сторон	51
Приложение 1: Контактная информация об участниках проекта	52
Приложение 2: Информация об исходных условиях для реализации проекта	54
Приложение 3: План осуществления мониторинга	55
Приложение 4: Расчет фактора эмиссий для ОЭС «Юга»	56
Приложение 5: Замечания и предложения по результатам публичных слушаний	59
Приложение 6: Поэтапный план реализации проекта	60
Приложение 7: Описание финансовой модели реализации проекта	61
Приложение 8: Список использованных источников	62

РЕЗЮМЕ ПРОЕКТА

1. Наименование проекта	Расширение Краснодарской ТЭЦ с установкой ПГУ-410, ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго», Российская Федерация
2. Цели проекта	Проект направлен на расширение Краснодарской ТЭЦ (КТЭЦ) компании ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго» с целью повышения эффективности и увеличения объемов производства электрической и тепловой энергии, а также сокращения выбросов парниковых газов (ПГ) за счет внедрения современных технологий выработки энергии на базе парогазовой установки (ПГУ).
3. Задачи проекта	<p>Расширение ТЭЦ предусматривается за счет строительства парогазовой установки типа ПГУ-410 установленной электрической мощностью 416,5 МВт и тепловой мощностью от теплофикационных отборов паровой турбины 220 Гкал/ч.</p> <p>Реализация проекта позволит вывести из эксплуатации неэффективно функционирующую и изношенную неблочную часть КТЭЦ.</p> <p>В состав основного оборудования ПГУ-410 входят:</p> <ul style="list-style-type: none">– газотурбинная установка (ГТУ) М701F4 электрической мощностью 303,5 МВт производства компании «Mitsubishi Heavy Industry, Ltd.», Япония;– котел-утилизатор трех давлений типа Еп-307/350/47-13,0-565/560/247 производства ОАО «ЭМАльянс», Россия;– паротурбинная установка (ПТУ) Т-113/145-12,4 производства ЗАО «Уральский турбинный завод», Россия. <p>Внедряемые технологии позволяют обеспечить увеличение объемов и эффективность производства тепловой и электрической энергии и соответствуют экологическим стандартам, принятым в странах Евросоюза. Расчетный электрический КПД ПГУ при работе в конденсационном режиме составляет 57,4%.</p>
4. Сроки реализации проекта	<p>Решение о начале реализации проекта руководство компании приняло 28 апреля 2008 г., подписав с ОАО «Группа Е4» договор подряда №163-08 [С7] на выполнение работ на условиях «под ключ» по объекту «Расширение Краснодарской ТЭЦ с установкой ПГУ-410».</p> <p>Включение ПГУ-410 в сеть и завершение комплексного опробования оборудования намечено на 30 августа 2011 г.</p> <p>Предполагаемый срок эксплуатации оборудования – не менее 20 лет.</p> <p>Период времени в течение которого происходит сокращение выбросов парниковых газов в результате реализации проекта (в течение первого зачетного периода действия Киотского протокола): 30 августа 2011 г. – 31 декабря 2012 г.</p>
5. Стоимость проекта	16,754 млрд. руб. (план)
6. Тип проекта	Сокращение выбросов парниковых газов (углекислого газа) из источников
7. Сектор (категория) источника и (или) поглотитель, выбранный для реализации проекта	<p>В соответствии с Приложением 1 к Правилам конкурсного отбора заявок, подаваемых в целях утверждения проектов, осуществляемых в соответствии со статьей 6 Киотского протокола к Рамочной конвенции ООН об изменении климата, утвержденным приказом Минэкономразвития России от 23.11.2009 №485, для реализации проекта выбран следующий сектор (категория) источников парниковых газов:</p> <ol style="list-style-type: none">1. Энергетика – в части сокращения выбросов диоксида углерода от сжигания ископаемого топлива для выработки тепловой и

	электрической энергии.
8. Характеристики проекта, позволяющие однозначно соотнести источник с сектором (категорией) источника или идентифицировать поглотитель, выбранный для реализации проекта	<p>В соответствии с Общероссийским классификатором видов экономической деятельности ОК 029-2007, утвержденным приказом Ростехрегулирования от 22.11.2007 №329-ст., основная деятельность ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго», на котором реализуется проект, относится к Разделу Е «Производство и распределение электроэнергии, газа и воды»; Подразделу ЕА «Производство и распределение электроэнергии, газа и воды; код ОКВЭД 40.11.1 «Производство электроэнергии тепловыми электростанциями», код ОКВЭД 40.30.11 «Производство пара и горячей воды (тепловой энергии) тепловыми электростанциями»</p> <p>Повышение эффективности и увеличение количества вырабатываемой тепловой и электрической энергии за счет внедрения ПГУ приводит к замещению соответствующего объема электроэнергии, вырабатываемой на менее эффективных энергогенерирующих мощностях (тепловых станциях) объединенной энергосистемы (ОЭС) Юга, а также позволяет отказаться от менее эффективной выработки тепловой энергии котельными и соответственно приводит к сокращению выбросов парниковых газов (ПГ).</p> <p>Реализация проекта позволит вырабатывать и отпускать потребителям порядка 3 210 тыс. МВтч электроэнергии и 2 996 тыс. ГДж (715 тыс. Гкал) тепловой энергии в год.</p> <p>Проект способствует снижению воздействия на окружающую среду.</p>
9. Планируемая величина сокращения выбросов парниковых газов из источника и (или) увеличение их абсорбции поглотителем в результате реализации проекта за весь период его выполнения (млн. тонн CO ₂ эквивалента)	<p>Планируемая величина сокращения выбросов парниковых газов по проекту за период с 30 августа 2011 г. по 31 декабря 2012 года:</p> <p style="text-align: center;">1,507 млн. тонн CO₂-эквивалента</p>
10. Наименование, организационно-правовая форма и место нахождения участника проекта	<p>Открытое акционерное общество «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго» Адрес: 350911, г. Краснодар, ул. Трамвайная, 13</p>

РАЗДЕЛ А. Общее описание проекта

А.1. Название проекта:

Расширение Краснодарской ТЭЦ с установкой ПГУ-410, ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго»,
Российская Федерация

Область реализации проекта (сектор)¹: Энергетика

Версия документа: 1.2

Дата: 25 августа 2011 г.

А.2. Описание проекта:

Цель проекта

Проект направлен на расширение Краснодарской ТЭЦ (КТЭЦ) компании ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго» с целью повышения эффективности и увеличения объемов производства электрической и тепловой энергии, а также сокращения выбросов парниковых газов (ПГ) за счет внедрения современных технологий выработки энергии на базе парогазовой установки (ПГУ).

Реализация проекта приводит к замещению значительного объема электроэнергии, вырабатываемой на менее эффективных электрогенерирующих мощностях Объединенной энергосистемы Юга России (ОЭС Юга), а также позволяет отказаться от выработки тепловой энергии в котельных.

Ситуация до реализации проекта

Краснодарская ТЭЦ построена в 1954 г. для покрытия потребностей г. Краснодара и близлежащих районов в тепле и электроэнергии. В настоящее время установленная электрическая мощность ТЭЦ составляет 744 МВт, установленная тепловая мощность – 781 Гкал/ч. Основным топливом Краснодарской ТЭЦ является природный газ (98-99%), резервным – мазут.

В состав основного энергогенерирующего оборудования Краснодарской ТЭЦ входят: неблочная часть, состоящая из шести котлов и пяти паровых турбин, установленной мощностью 159 МВт и блочная часть, состоящая из четырех блоков открытой компоновки (паровой котел и турбина), установленной мощностью 585 МВт. Оборудование неблочной части КТЭЦ имеет значительный физический износ.

Энергосистема Краснодарского края является дефицитной; часть потребности в электроэнергии покрывается за счет перетоков из соседних регионов. Строительство новых жилых районов в г. Краснодаре обуславливает рост тепловых нагрузок.

Сценарий исходных условий

Сценарий исходных условий предполагает вывод из эксплуатации наиболее изношенного оборудования неблочной части КТЭЦ.

Недостающее количество электроэнергии (по сравнению с проектным сценарием) было бы покрыто третьими сторонами. Энергокомпания в составе ОЭС Юга могли бы увеличить производство электроэнергии за счет существующих мощностей и строительства новых энергоблоков. Недостающее количество тепловой энергии (по сравнению с проектным сценарием) было бы покрыто третьими сторонами за счет существующих мощностей и строительства новых газовых котельных.

¹ В соответствии с Приложением 1 к Правилам конкурсного отбора заявок, утвержденным приказом Минэкономразвития России от 23.11.2009 № 485.

Проектный сценарий

Расширение ТЭЦ производится за счет строительства парогазовой установки типа ПГУ-410 установленной электрической мощностью 416,5 МВт и тепловой мощностью от теплофикационных отборов паровой турбины 220 Гкал/ч.

Энергетический блок ПГУ-410 является моноблочной парогазовой установкой с тремя контурами давления пара и промежуточным перегревом, предназначенной для производства тепловой и электрической энергии в базовом режиме работы.

В состав основного оборудования ПГУ-410 входят:

- газотурбинная установка (ГТУ) M701F4 электрической мощностью 303,5 МВт производства компании Mitsubishi Heavy Industry, Ltd., Япония;
- котел-утилизатор трех давлений типа Еп-307/350/47-13,0-565/560/247 производства ОАО «ЭМАльянс», Россия;
- паровая турбина Т-113/145-12,4 производства ЗАО «Уральский турбинный завод», Россия.

После ввода в эксплуатацию ПГУ-410, две из пяти турбин (№№ 3, 5) неблочной части ТЭЦ суммарной мощностью 64 МВт подлежат выводу из эксплуатации, оставшиеся три турбины остаются в работе для обеспечения работы общестанционного коллектора пара 8-13 ата (причем одновременно будет работать только одна из них). Таким образом, новый энергоблок заместит до 64 МВт электрической мощности и до 190 Гкал/ч тепловой мощности КТЭЦ в горячей воде.

В качестве основного и резервного топлива в ПГУ будет использоваться природный газ. Расчетный электрический КПД ПГУ при работе в конденсационном режиме составляет 57,4%. Внедряемые технологии соответствуют современным экологическим стандартам.

После реализации проекта новый энергоблок начнет поставлять электроэнергию в сеть ОЭС Юга. Электроэнергия, вырабатываемая на новом энергоблоке, построенном с применением более эффективной технологии, будет замещать электроэнергию, которая в случае отсутствия деятельности по проекту вырабатывалась бы с использованием менее эффективных технологий.

Тепловая энергия, произведенная на новом блоке, помимо замещения отпуска теплоты от выбывающих мощностей КТЭЦ будет предназначена для покрытия возрастающих тепловых нагрузок г. Краснодара на 2011-2025 гг., которые увеличиваются (по присоединениям для ТЭЦ) на 21-160 Гкал/ч в горячей воде.

Ожидаемые результаты проекта:

- оптимизация схемы производства энергии на ТЭЦ, повышение ее надежности и экономичности;
- будет произведено техническое перевооружение станции с установкой нового более эффективного и соответствующего современным экологическим и техническим требованиям оборудования;
- увеличится отпуск электрической и тепловой энергии от КТЭЦ;
- возрастет эффективность использования природного газа;
- уменьшится негативное воздействие на окружающую среду, в том числе сократятся выбросы парниковых газов на 1130 тыс. т CO₂-экв. в год.

Включение ПГУ-410 в сеть и завершение комплексного опробования оборудования намечено на 30 августа 2011 г.

История проекта

РАО «ЕЭС России» начало готовиться к реализации Киотского протокола задолго до его ратификации Россией. С этой целью в 2000 г. была учреждена некоммерческая инвестиционная экологическая организация (НИЭО) «Энергетический углеродный фонд»².

За прошедший период Энергетическим углеродным фондом:

- совместно с РАО «ЕЭС России» проведена полная инвентаризация выбросов парниковых газов в электроэнергетике с 1990 г., соответствующая международным требованиям, создан кадастр выбросов;
- налажена и действует система мониторинга выбросов парниковых газов, включающая систему учета и отчетности, составляется кадастр выбросов;
- подготовлен ряд проектов совместного осуществления (ПСО), часть проектов прошла международную экспертизу; к участию в проектах привлечены зарубежные инвесторы;
- фонд вместе с региональными энергокомпаниями участвовал в международных тендерах на закупку выбросов парниковых газов;
- разработана информационно-аналитическая система «Парниковые газы», внедренная в ряде региональных энергокомпаний;
- определены объемы выбросов единой энергетической сети России на перспективу;
- выпущено и действует в электроэнергетике несколько нормативно-методических документов, в том числе методика расчета выбросов парниковых газов на тепловых электростанциях.

В 2006-2007 гг. Энергетическим углеродным фондом была выполнена оценка ряда предложенных региональными энергокомпаниями проектов на предмет возможности их реализации в качестве проектов совместного осуществления. По результатам оценки проект расширения Краснодарской ТЭЦ был включен в список инвестиционных проектов ДЗО³ РАО «ЕЭС России», находящихся на этапе реализации по схеме совместного осуществления в соответствии со статьей 6 Киотского протокола к Рамочной конвенции ООН об изменении климата⁴, от 25.06.2007 г.

В 2007 г. была выполнена предварительная оценка ожидаемого объема сокращения выбросов ПГ по проекту «Расширение Краснодарской ТЭЦ с установкой ПГУ-410», а также инвентаризация выбросов ПГ на ОАО «ЮГК ТГК-8» за период 1990-2005 гг. [С6].

Проект включен в «Схему размещения объектов электроэнергетики до 2020 года»⁵ (Генеральная схема), которая была разработана РАО «ЕЭС России» в 2006 году и одобрена Распоряжением Правительства РФ от 22.02.2008г. № 215-р. По своей сути, Генеральная схема представляет собой сводную инвестиционную программу, составленную на основе проектов, предложенных самими энергогенерирующими компаниями.

Открытое акционерное общество «Южная генерирующая компания — ТГК-8» основано 22 марта 2005 года. Единственным учредителем Общества являлось РАО «ЕЭС России». После завершения структурной реформы РАО «ЕЭС России», Группа «ЛУКОЙЛ» консолидировала контрольный пакет акций ОАО «ЮГК ТГК-8» и стала стратегическим инвестором компании. ОАО «ЮГК ТГК-8» с 4 мая 2008 года входит в Группу «ЛУКОЙЛ». ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго» создано в 2009 году в ходе реорганизации ОАО «ЮГК ТГК-8».

В связи с закрытием РАО «ЕЭС России» компания унаследовала инвестиционные планы РАО «ЕЭС России», однако она не обязана их выполнять. В Генеральной схеме отсутствует перечень

² http://www.carbonfund.ru/about/general_information

³ Дочерние и зависимые общества

⁴ <http://www.carbonfund.ru/projects/psol/>

⁵ <http://www.e-apbe.ru/scheme/>

компаний, которые несут ответственность за строительство и ввод в эксплуатацию тех или иных входящих в схему объектов. Следовательно, в случае невыполнения графика ввода мощностей, государство не может наложить санкции на какую-либо из компаний. Это подтверждает также тот факт, что фактические сроки и объемы ввода мощностей существенно отличаются от сроков и объемов ввода мощностей, предусмотренных в Генеральной схеме.

28 апреля 2008 г. (считается датой начала реализации проекта) ОАО «ЮГК ТГК-8» заключило с ОАО «Группа Е4» договор подряда №163-08 [С7] на выполнение работ на условиях «под ключ» по объекту «Расширение Краснодарской ТЭЦ с установкой ПГУ-410».

На момент принятия решения сметная стоимость проекта оценивалась в 16 753,87 млн. руб.

Как показано выше, принимая решение о реализации проекта, руководство ОАО «ЮГК ТГК-8» с самого начала ориентировалось на механизм совместного осуществления проекта в соответствии со статьей 6 Киотского протокола с целью привлечения необходимых финансовых ресурсов и обеспечения приемлемой окупаемости проекта. Вопросы подготовки проекта для совместного осуществления обсуждались на протяжении ряда лет с различными компаниями, и, в конечном счете, в 2011 г. был заключен договор с компанией CCGS Ltd.

А.3. Участники проекта:

Участвующая Сторона	Юридическое лицо, участник проекта (нужное указать)	Укажите, желает ли участвующая сторона, чтобы ее рассматривали как участника проекта (Да/Нет)
Российская Федерация (Принимающая сторона)	Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго»	Нет
Одна из сторон Приложения В Киотского протокола	Будет определено в течение 12 месяцев после утверждения проекта Правительством РФ	Нет

ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго»

В 2008 г. в рамках реализации программы стратегического развития в ОАО «ЛУКОЙЛ» был создан новый бизнес-сектор – «Электроэнергетика», который объединил в себе все направления энергетического бизнеса, начиная от генерации и заканчивая транспортировкой и сбытом тепловой и электрической энергии.

Помимо приобретенного в 2008 году ОАО «ЮГК ТГК-8», в бизнес-сектор «Электроэнергетика» входят собственные электростанции на месторождениях предприятий ОАО «ЛУКОЙЛ» в России, генерирующие компании в Болгарии, Румынии, Украине, а также организации, занимающиеся транспортировкой и сбытом электрической и тепловой энергии в России.

В соответствии со структурой бизнес-сектора «Электроэнергетика» было создано 7 организаций (в том числе 4 генерирующие – ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго», ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго» ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго» и ООО «ЛУКОЙЛ-Волгоградэнерго»), которые в 2009 г. приступили к операционной деятельности. Электростанции расположены в Астраханской, Волгоградской, Ростовской областях, Краснодарском и Ставропольском краях, а также в Республике Дагестан.

ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго»⁶ на 100% принадлежит ОАО «ЛУКОЙЛ», создано в 2009 году в ходе реорганизации ОАО «ЮГК ТГК-8», имеет электро- и теплогенерирующие мощности, расположенные в Краснодарском крае. Суммарная установленная электрическая мощность энергоисточников ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго» составляет 744 МВт, установленная тепловая мощность – 781 Гкал/ч. В 2009 году было выработано 4 773 млн. кВтч электроэнергии и

⁶ <http://www.kubanenergo.lukoil.ru/>

отпущено 1 003 тыс. Гкал тепловой энергии. В ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго» работает около 700 человек.

В компании функционирует и постоянно совершенствуется интегрированная система менеджмента качества, экологического менеджмента, система менеджмента в области охраны здоровья и обеспечения безопасности труда, соответствующая требованиям международных стандартов ISO 9001, ISO 14001, OHSAS 18001.



Рисунок А.3-1. Краснодарская ТЭЦ ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго»

А.4. Техническое описание проекта:

А.4.1. Местонахождение проекта:

Местонахождение проекта: Российская Федерация, Краснодарский край, г. Краснодар, ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго», территория Краснодарской ТЭЦ (см. Рисунки А.4-1, А.4-2).

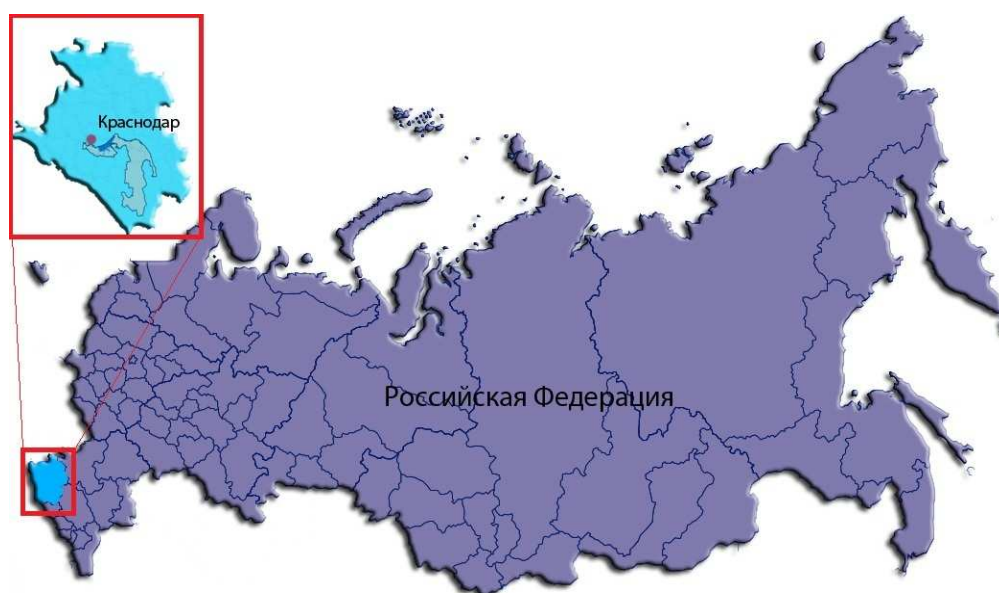


Рисунок А.4-1. Расположение Краснодарского края и города Краснодара на карте России



Рисунок А.4-2. Карта Google Планета Земля, идентифицирующая местоположение проектной деятельности

А.4.1.1. Принимающая сторона (стороны):

Российская Федерация

А.4.1.2. Регион/Штат/Область(провинция) и т.п.:

Краснодарский край

А.4.1.3. Город/Населенный пункт/Поселение и т.п.:

Город Краснодар

А.4.1.4. Подробности местонахождения, включая информацию, позволяющую однозначно идентифицировать проект (не более 1 страницы):

Краснодарский край находится на юге России, в юго-западной части Северного Кавказа и входит в состав Южного федерального округа. На северо-востоке край граничит с Ростовской областью, на востоке — со Ставропольским краем, на юге — с Абхазией. С северо-запада и юго-запада территория края омывается водами Азовского и Чёрного морей.

Из общей протяжённости границы в 1540 километров – 740 километров проходит вдоль моря. Наибольшая протяжённость края с севера на юг – 327 км и с запада на восток – 360 км. Площадь территории Краснодарского края – 75,5 тыс. км². Общая численность населения составляет 5,2 млн. человек. Доля городского населения составляет 52,5 %, сельского — 47,5 %. Административным центром Краснодарского края является город Краснодар.

Краснодар расположен в умеренном климатическом поясе. Лето жаркое, зима мягкая, с неустойчивым снежным покровом. Среднемесячная температура воздуха составляет: в январе от -5 до +2 °С, в июле – от +21 до +25 °С. Среднегодовая влажность воздуха – 71 %.

Географические координаты места реализации проекта: широта 45°01'N, долгота 39°03'E. Часовой пояс GMT: +3:00.

А.4.2. Применяемые технологии, меры, операции или действия, предусмотренные проектом:

Сведения о существующем основном оборудовании Краснодарской ТЭЦ

В состав Краснодарской ТЭЦ входят следующие группы оборудования:

- неблочная часть (котлотурбинный цех №1) установленной электрической мощностью 159 МВт;
- блочная часть (котлотурбинный цех №2) установленной электрической мощностью 585 МВт;
- две газотурбинные установки (ГТУ) мощностью по 100 МВт, введенные в эксплуатацию в 1970-1975 гг. для покрытия пиковых нагрузок. Газовые турбины выведены из эксплуатации в 1996 и 2004 гг. Генератор второй ГТУ эксплуатируется в режиме синхронного компенсатора для выработки реактивной мощности.

Состав оборудования неблочной части приведен в Таблице А.4-1.

Таблица А.4-1. Состав основного оборудования неблочной части ТЭЦ

Ст. №	Тип оборудования	Год изготовления	Номинальный расход пара, температура, мощность
Паровые котлы (100 ата)			
1	ПК-19	октябрь 1954 г.	130 т/ч, 510 °С
2	ПК-19	декабрь 1954 г.	130 т/ч, 510 °С
3	ПК-19	сентябрь 1955 г.	130 т/ч, 510 °С
4	ТП-230	январь 1958 г.	230 т/ч, 510 °С
5	ТП-15	декабрь 1958 г.	220 т/ч, 540 °С
6	ТП-15	май 1959 г.	220 т/ч, 540 °С
Паровые турбины (90 ата)			
1	ВПТ-25-3	октябрь 1954 г.	167 т/ч, 500 °С; 25 МВт, 60 Гкал/ч
2	Р-20-90/1,2	июль 1955. В 1975 г. - перевод ВК-25-1 в Р-20-90/1,2	130 т/ч, 500 °С; 20 МВт, 54,5 Гкал/ч
3	Р-22-90/10	октябрь 1957 г. В 1979 г. - перевод ВК-50-1 в Р-22-90/10	230 т/ч, 500 °С; 22 МВт, 108 Гкал/ч
4	ВПТ-50-2	январь 1959 г.	337 т/ч, 535 °С; 50 МВт, 149,5 Гкал/ч
5	Т-42-90	октябрь 1961 г. В 1981 г. – перевод ВК-50-3 в Т-42-92 с отбором 1,2-2,5 ата	205 т/ч, 535 °С; 42 МВт, 64 Гкал/ч

Оборудование неблочной части к настоящему времени практически выработало свой ресурс.

С марта 1963 г. начался ввод в эксплуатацию энергоблоков мощностью по 150 МВт второй очереди – блочной части ТЭЦ. В состав основного генерирующего оборудования блочной части входят:

- Турбина паровая ст. №6 типа К-150-130;
- Паровые турбины ст. №№ 7,8,9 типа Т-145/160-130;
- Паровые котлы ст. №№ 7,8,9,10 типа ТГМ-94.

Основным топливом Краснодарской ТЭЦ является природный газ (98-99,3%), резервным - мазут. Газоснабжение Краснодарской ТЭЦ осуществляется по трем газопроводам.

По состоянию на начало 2011 г., общая установленная электрическая мощность Краснодарской ТЭЦ составляет 744 МВт, установленная тепловая мощность – 781 Гкал/ч.

Описание мероприятий, предусмотренных проектом

Технологические процессы, внедряемые по проекту, отвечают мировому уровню развития технологий в данной области. Все технологические параметры соответствуют нормативным требованиям по охране окружающей среды.

Мероприятия, предусмотренные проектом, позволяют существенно сократить выбросы парниковых газов за счет повышения эффективности сжигания ископаемого топлива (природного газа) и выработки тепла и электроэнергии.

Расширение ТЭЦ предусматривается за счет строительства парогазовой установки типа ПГУ-410 установленной электрической мощностью 416,5 МВт (303,5+113) и тепловой мощностью от теплофикационных отборов паровой турбины 220 Гкал/ч.

Энергетический блок ПГУ-410 является моноблочной парогазовой установкой с тремя контурами давления пара и промежуточным перегревом, предназначенной для производства тепловой и электрической энергии в базовом режиме работы.

В состав основного оборудования ПГУ-410 входят:

- газотурбинная установка (ГТУ) M701F4 электрической мощностью 303,5 МВт производства компании Mitsubishi Heavy Industry Ltd., Япония;
- котел-утилизатор трех давлений типа Еп-307/350/47-13,0-565/560/247 производства ОАО «ЭМАльянс», Россия;
- паровая турбина Т-113/145-12,4 производства ЗАО «Уральский турбинный завод», Россия.

Основным и резервным топливом ПГУ является природный газ.

Основные технико-экономические показатели работы ПГУ приведены в Таблице А.4-2.

Таблица А.4-2. Основные технико-экономические показатели работы ПГУ

№ п/п	Наименование показателя	Значение
1.	Установленная электрическая мощность	416,5 МВт
2.	Удельный расход теплоты на отпуск электроэнергии в конденсационном режиме	6300 кДж/кВтч
3.	Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии в конденсационном режиме	203 г у.т./кВтч
4.	Установленная мощность теплофикационных отборов паровой турбины	220 Гкал/ч
5.	КПД энергоблока (брутто) в конденсационном режиме	57,4%

Принцип работы парогазовой установки

Основанная на принципе совместной работы газотурбинной и паротурбинной установок, парогазовая установка в ее классическом варианте работает следующим образом. Воздух из атмосферы поступает на вход воздушного компрессора ГТУ, который представляет собой осевую турбомашину. Ротор компрессора приводится в движение газовой турбиной. Поток сжатого воздуха подается в камеру сгорания, куда так же подается топливо. Топливом газотурбинной установки является природный газ. При сжигании топлива образуются продукты сгорания, имеющие температуру свыше 1000 °С. Рабочие газы подаются в проточную часть газовой турбины, где расширяются практически до атмосферного давления, в результате чего вырабатывается механическая энергия. Большая часть этой энергии затрачивается на привод

компрессора, а оставшаяся – на привод электрогенератора. Это, так называемый первый, или газотурбинный цикл работы электростанции, КПД на данном этапе составляет 35-39%.

Отработавшие в ГТУ газы, имеющие высокую температуру, направляются в специальный котел-утилизатор, и здесь вступает в действие паротурбинная установка. Газы нагревают пар до температуры 500-600 °С, в результате чего создается его высокое давление и расход, которого вполне достаточно для работы паровой турбины, к валу которой присоединен второй электрогенератор. Благодаря этому, ПТУ вырабатывает дополнительно около 20% электроэнергии. Таким образом, общий КПД электростанции на базе парогазовых установок достигает почти 60%.

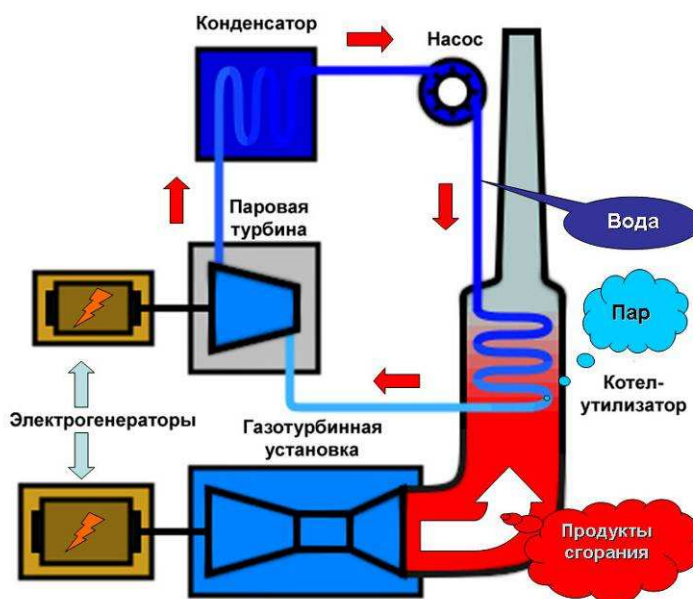


Рисунок А.4-3. Принцип действия парогазовой установки

При сжигании одного и того же количества топлива выработка электроэнергии в ПГУ составит значительно большую величину в сравнении с паротурбинными установками (ПТУ). Термодинамически это объясняется тем, что в ПГУ средняя температура подвода теплоты в цикле выше, чем в ПТУ, в то время как средняя температура отвода теплоты практически одинакова.

В ПГУ подвод теплоты (сжигание топлива) осуществляется в основном только в камере сгорания ГТУ, где поддерживается высокий температурный уровень рабочего тела. Для производства пара в котле-утилизаторе используется теплота отработавших газов ГТУ. Отвод теплоты в ПГУ, также как и в ПТУ, осуществляется с отработавшим паром через регулируемые отборы и конденсатор паровой турбины.

Главными преимуществами ПГУ по сравнению с ПТУ являются высокая экономичность, меньшая потребность в охлаждающей воде, низкие вредные выбросы. Электростанции на базе парогазовых установок не только очень эффективны, но и отвечают самым жестким экологическим требованиям. Например, уровень выброса оксида азота, такими электростанциями, в 2-3 раза ниже.

Описание основного оборудования устанавливаемого энергоблока

Газотурбинная установка

Проект предполагает установку одной ГТУ типа M701F4 производства фирмы Mitsubishi Heavy Industry Ltd. (МНИ) для работы в составе ПГУ. ГТУ состоит из 17-ступенчатого высокопроизводительного осевого компрессора, топочной камеры с 20 камерами сгорания, расположенными по окружности вокруг газовой турбины, и 4-ступенчатой реактивной турбины. Газовая турбина непосредственно соединена с генератором со стороны компрессора.

Снабжение ГТУ газообразным топливом (природным газом) предусматривается от существующего распределительного газопровода высокого давления, D530x8 мм, входящего на территорию ТЭЦ.

Общий вид газотурбинного двигателя фирмы МНІ серии F приведен на Рисунке А.4-4.

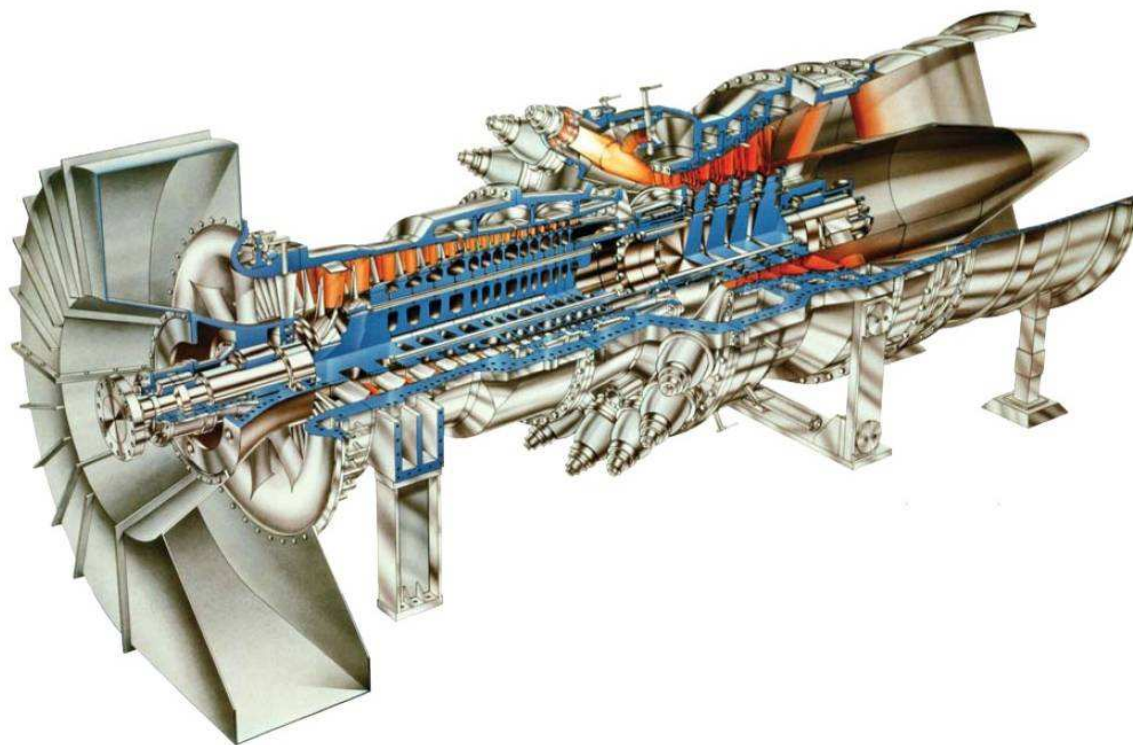


Рисунок А.4-4. Общий вид газотурбинного двигателя фирмы МНІ серии F

Основные показатели работы ГТУ представлены в Таблице А.4-3.

Таблица А.4-3. Основные показатели работы ГТУ

Наименование параметра	Ед. изм.	Значение
Электрическая мощность на клеммах генератора	МВт	303,9
КПД электрический эффективный	%	38,88
Температура выхлопных газов	°С	602
Расход выхлопных газов при температуре н.в. +15 °С	т/час	2572
Степень повышения давления в компрессоре	-	18
Частота вращения генератора	об/мин	3000

Котел-утилизатор

Котел-утилизатор (КУ) предназначен для утилизации теплоты отработавших газов ГТУ, которые охлаждаются в последовательно расположенных по ходу газов поверхностях нагрева. К установке принят утилизационный котел 3-х давлений без дожигания производства ОАО «ЭМАльянс» типа Еп-307/350/47-13,0-565/560/247.

Основные показатели работы котла-утилизатора представлены в Таблице А.4-4.

Таблица А.4-4. Основные показатели работы котла-утилизатора

Параметры котла-утилизатора	Размерность	Значение
Тракт высокого давления на выходе из КУ		
Расход пара	т/ч	300...320
Давление пара	МПа (абс.)	13,0

Температура пара	°С	550...565
Тракт среднего давления на выходе из КУ		
Расход пара	т/ч	355...375
Давление пара	МПа (абс.)	3,1
Температура пара	°С	540...560
Тракт низкого давления на выходе из КУ		
Расход пара	т/ч	45...50
Давление пара	МПа (абс.)	0,5
Температура пара	°С	250
Дымовые газы на выходе из КУ		
Температура газов на входе в дымовую трубу	°С	85...110

Паровая турбина

Полученный в котлах-утилизаторах пар направляется в паровую турбину. Паровая турбина имеет регулируемый отопительный отбор пара и конденсатор. Пар из отопительного отбора подается в пароводяные подогреватели сетевой воды. Сетевая вода подается в город для отопления и горячего водоснабжения. При сниженных тепловых нагрузках часть электроэнергии может вырабатываться в конденсационном режиме.

Для рассматриваемой ПГУ предполагается установка паровой турбины типа Т-113/145-12,4 электрической мощностью 145 МВт производства ЗАО «Уральский турбинный завод». Паровая турбина представляет собой трехцилиндровый агрегат, состоящий из цилиндров высокого, среднего давлений и двухпоточного цилиндра низкого давления.

Турбина комплектуется двумя подогревателями сетевой воды типа ПСГ-2300 с поверхностями теплообмена 2300 м² каждый.

Основные характеристики турбины представлены в Таблице А.4-5.

Таблица А.4-5. Основные характеристики турбины Т-113/145-12,4

Характеристики	Режим работы	
	среднезимний теплофикационный	конденсационный
Параметры пара высокого давления: - давление, МПа (кгс/см); - температура, °С - расход, т/ч	12,35 (125,9) 557,5 308,7	12,35 (125,9) 562,6 299,3
Параметры пара среднего давления: - давление, МПа (кгс/см) - температура, °С - расход, т/ч - расход пара 2-го контура, т/ч	2,95 (30,1) 553,0 360,2 57,7	2,90 (29,6) 559,0 352,4 59,3
Параметры пара низкого давления: - давление, МПа (кгс/см ²) - температура, °С - расход, т/ч	0,475 (4,8) 248,1 49,8	0,475 (4,8) 248,6 46,4
Температура охлаждающей воды, °С	12	15
Тепловая нагрузка, ГДж/ч (Гкал/ч)	921 (220)	-
Электрическая мощность, МВт	113	145,7

На Рисунке А.4-5 представлена принципиальная тепловая схема турбоустановки с паровой турбиной Т-113/145-12,4.

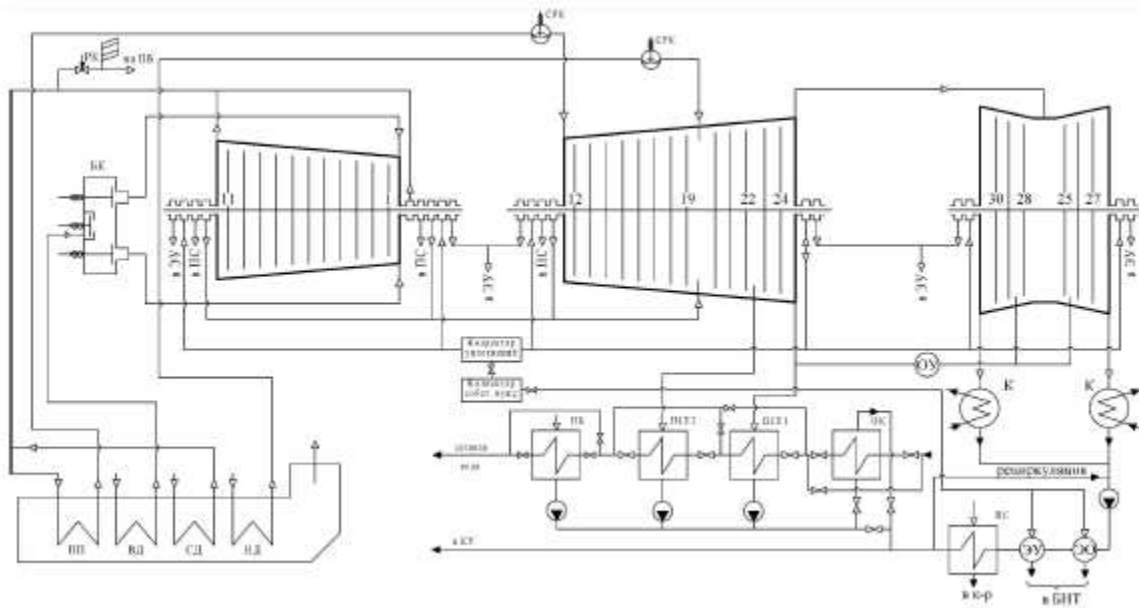


Рисунок А.4-5. Принципиальная тепловая схема турбоустановки с турбиной Т-113/145-12,4

На Рисунке А.4-6 представлена тепловая схема станции после реализации проекта.

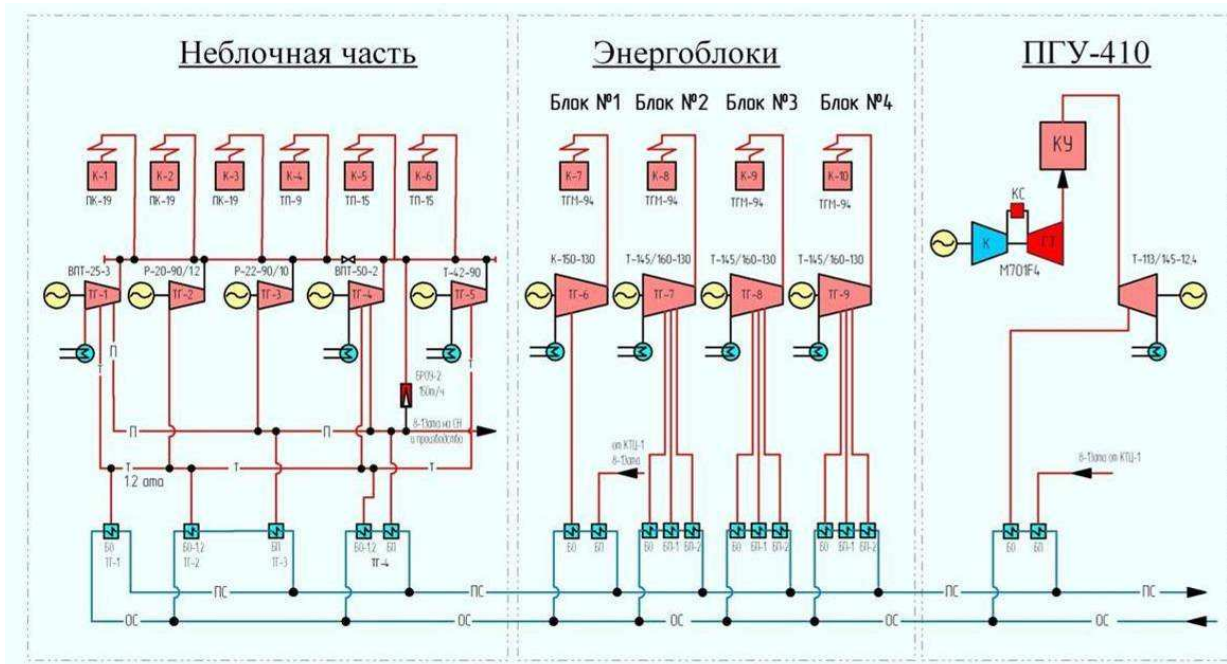


Рисунок А.4-6. Тепловая схема Краснодарской ТЭЦ после реализации проекта

Сроки реализации проекта

Генеральным подрядчиком по установке ПГУ на Краснодарской ТЭЦ «под ключ» является ОАО «Группа Е4», с которой в апреле 2008 г. был подписан соответствующий контракт [С7]. Согласно имеющемуся графику выполнения работ [С5] основной период строительства длится с июля 2009 г. по август 2011 г., включение ПГУ-410 в сеть с завершением комплексного опробования оборудования намечено на 30 августа 2011 г.

А.4.3. Краткое объяснение того, каким образом антропогенные выбросы парниковых газов будут сокращаться в рамках предложенного проекта совместного осуществления, а также того, почему сокращения выбросов были бы невозможны без проекта, учитывая особенности национальной и/или отраслевой политики и другие обстоятельства:

Сжигание ископаемого топлива приводит к значительным выбросам ПГ. Основным парниковым газом от сжигания ископаемого топлива является CO₂. Выбросы N₂O и CH₄ от сжигания пренебрежимо малы по сравнению с выбросами CO₂.

Основное сокращение выбросов ПГ в результате реализации проекта произойдет благодаря росту эффективности и объемов производства электроэнергии на Краснодарской ТЭЦ за счет применения современной технологии выработки электроэнергии на базе ПГУ с соответствующим замещением сетевой электроэнергии, вырабатываемой в ОЭС Юг, главным образом, с применением менее эффективной паротурбинной технологии.

Помимо выработки электроэнергии новый блок ПГУ-410 станет дополнительным источником тепловой энергии. Главным потребителем тепла будет жилищно-коммунальное хозяйство г. Краснодара, где в настоящий момент наблюдается дефицит свободных тепловых мощностей. В Генеральной схеме развития системы теплоснабжения г. Краснодара на период до 2025 года, разработанной в 2007 г. до начала реализации проекта, намечалось строительство, модернизация и расширение котельных. Однако значительная доля недостатка тепловых мощностей может быть покрыта вводимым по проекту блоком ПГУ, что позволит отказаться от реализации части намеченных планов по увеличению отпуска тепла от котельных.

Поэтому сокращение выбросов произойдет также и за счет замещения менее эффективных газовых котельных (по сравнению с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии в ПГУ), которые были бы расширены и построены в отсутствие деятельности по проекту.

В отсутствие проекта указанные сокращения выбросов ПГ не были бы достигнуты, поскольку недостающее количество электроэнергии и теплоты (по сравнению с проектным сценарием) могло бы быть покрыто третьими сторонами с применением менее эффективных технологий.

Энергокомпании в составе той же ОЭС Юга могли бы увеличить производство электроэнергии за счет существующих мощностей и строительства новых энергоблоков. Растущий уровень потребления тепловой энергии в состоянии обеспечить существующие и вновь вводимые тепловые мощности г. Краснодара (газовые водогрейные котельные).

Маловероятно, что проект был бы реализован в отсутствие механизма совместного осуществления, принимая во внимание следующие обстоятельства:

- реализация проекта требует привлечения серьезных инвестиций, а финансовая окупаемость проекта в отсутствие дополнительных доходов от продажи сокращений выбросов парниковых газов недостаточно высока;
- реализация проекта связана с достаточно новой и неосвоенной Краснодарской ТЭЦ технологией выработки тепловой и электрической энергии с использованием ПГУ;
- ограничения на выбросы парниковых газов для предприятий в России отсутствуют;
- не предвидится существенных изменений природоохранного законодательства России, которые могли бы вынудить предприятие отказаться от существующей паротурбинной технологии выработки тепловой и электрической энергии.

В отсутствие проекта можно было бы избежать инвестиционных рисков. Инвестиционные риски связаны с тем, что в действительности для реализации проекта могло потребоваться больше вложений, чем планировалось. Это могло произойти из-за ошибок проектирования, необходимости закупки дополнительного оборудования и проведения незапланированных работ, повышения цен на оборудование, монтажные, наладочные работы и пр.

Для смягчения указанных рисков и повышения финансовой окупаемости проекта руководство компании искало и ищет возможность продажи единиц сокращений выбросов (ЕСВ) на международном рынке.

А.4.3.1. Оценка объема сокращений выбросов за зачетный период⁷:

	Лет
Продолжительность зачетного периода	1,33
Год	Оценка ежегодного количества сокращений выбросов в тоннах CO ₂ эквивалента
2011	376 744
2012	1 130 232
Всего оцениваемое количество сокращений выбросов за зачетный период, в тоннах CO₂ эквивалента	1 506 976
Оцениваемое среднегодовое количество сокращений выбросов за зачетный период, в тоннах CO ₂ эквивалента	1 130 232

А.5. Сведения об утверждении проекта участвующими Сторонами:

Письма одобрения Сторон будут получены позднее.

⁷ Период времени (в интервале с 1 января 2008 г. по 31 декабря 2012 г.), в течение которого засчитывается сокращение выбросов парниковых газов в результате реализации проекта.

РАЗДЕЛ Б. Исходные условия для реализации проекта

Б.1. Описание и обоснование выбранных исходных условий для реализации проекта:

Выбор подхода для установления исходных условий

При установлении исходных условий разработчик использовал особый подход для проектов совместного осуществления на основании параграфа 9 (а) «Руководства по критериям для установления исходных условий и мониторингу» [С1].

Исходные условия были установлены в соответствии с Приложением В Руководства совместного осуществления (СО)⁸. Обоснование исходных условий было выполнено в соответствии с параграфами 23-29 «Руководства по критериям для установления исходных условий и мониторингу».

Наиболее вероятный сценарий исходных условий был выбран на основании анализа ряда альтернатив выработки тепловой и электрической энергии в рамках данного проекта. Выбор исходных условий был обоснован с учетом Приложения 1 «Руководства по критериям для установления исходных условий и мониторингу».

Все ключевые данные, факторы и предположения, влияющие на сокращение выбросов ПГ, рассматриваются на транспарентной и консервативной основе.

Определение вероятных будущих сценариев и выбор сценария исходных условий

ПГУ, устанавливаемая по проекту, будет производить электроэнергию и теплоэнергию, отпускаемую с горячей водой. Системы электроснабжения и теплоснабжения можно считать независимыми друг от друга, поэтому для каждой из них определяется индивидуальный набор альтернативных сценариев.

Отдельно рассматривались группы сценариев для следующих двух видов деятельности по проекту:

- Производство необходимого количества электроэнергии (равного отпуску электроэнергии от ПГУ);
- Производство необходимого количества теплоэнергии (равного отпуску теплоэнергии от ПГУ).

Были выделены следующие альтернативы, позволяющие производить необходимое количество электроэнергии:

- Альтернатива Э1. Производство электроэнергии другими существующими электростанциями ОЭС Юга;
- Альтернатива Э2. Производство электроэнергии другими новыми энергоблоками ОЭС Юга;
- Альтернатива Э3. Производство электроэнергии другими существующими электростанциями и новыми энергоблоками ОЭС Юга;
- Альтернатива Э4. Проектная деятельность в отсутствие механизма совместного осуществления.

⁸ Приложение Решения 9/СМР.1 (известное как Руководство СО) включает Добавление В, в котором приведены критерии для установления исходных условий и мониторинга.

Были выделены следующие альтернативы, позволяющие производить необходимое количество тепловой энергии:

- Альтернатива Т1. Производство тепловой энергии существующими теплоисточниками г. Краснодара;
- Альтернатива Т2. Производство тепловой энергии новыми теплоисточниками г. Краснодара;
- Альтернатива Т3. Производство тепловой энергии существующими и новыми теплоисточниками г. Краснодара;
- Альтернатива Т4. Проектная деятельность в отсутствие механизма совместного осуществления.

Анализ каждой альтернативы приводится ниже.

Производство необходимого количества электроэнергии

Альтернатива Э1. Производство электроэнергии другими существующими электростанциями ОЭС Юга

В настоящее время установленная электрическая мощность соответствует спросу на рынке электроэнергии. Однако в России используется много старых энергоблоков. В соответствии с оценкой ЗАО «Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике» (выполнялась в 2008 г.), к 2015 г. из эксплуатации должно быть выведено приблизительно 10 ГВт устаревших мощностей (срок эксплуатации истек несколько лет тому назад), в том числе – 3,9 ГВт к 2010 г. При этом в прогнозе указывается, что в 2012 г. спрос на электроэнергию увеличится на 27,3 ГВт по сравнению с 2009 г.⁹

В Южном федеральном округе ожидаемый спрос на электрическую энергию возрастет к 2012 г. на 6,72 млн. МВтч по сравнению с 2009 г., а дефицит мощности, согласно прогнозному балансу развития электроэнергетики на период 2009-2015 гг., в 2012 г. составит 452,2 МВт¹⁰.

Таким образом, сами по себе существующие электростанции не могут покрыть будущий спрос на рынке электроэнергии, и *данная альтернатива не может являться вероятным будущим сценарием.*

Альтернатива Э2. Производство электроэнергии другими новыми энергоблоками ОЭС Юга

Установленная мощность электростанций ОЭС Юга составляет 13,8 ГВт. Показатель использования мощности существующих электростанций ОЭС Юга находится в пределах от 0,47 до 0,75. Грамотное диспетчеризация, модернизация сетей и улучшение эксплуатации энергоблоков (сокращение затрат времени на ремонт и т.д.) может привести к повышению показателей работы существующего энергооборудования, что в свою очередь увеличит выработку электроэнергии на существующих электростанциях.

Реконструкция существующих энергоблоков может повысить как установленную электрическую мощность, так и коэффициент использования. В соответствии с прогнозом ЗАО «Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике» (см. ссылку выше), прирост установленной электрической мощности на существующих электростанциях (вследствие проведения модернизаций) может составить приблизительно 2,3 ГВт к 2015 г.

Техническое регулирование спроса и потребления на рынке электроэнергии осуществляет ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» (ОАО «СО ЕЭС»). Системный оператор обеспечивает удовлетворение спроса наиболее эффективным способом, как с экономической, так и с технической точки зрения. В связи с тем, что более 87% прогнозируемого спроса на

⁹ <http://www.e-apbe.ru/library/detail.php?ID=11106>

¹⁰ http://www.kwexpert.ru/files/porgnozniiy_balanc_razwitiya_eletroenergetiki_09-15g_gg_2009g.pdf

электроэнергию будет покрываться существующими электростанциями, маловероятно, что системный оператор обеспечит постоянное покрытие 0,4 ГВт (мощность ПГУ, устанавливаемой по проекту) только за счет ввода новых энергоблоков.

Это означает, что электроэнергия (количество которой равно количеству ее производства по проекту) будет также поставляться в сеть и существующими электростанциями, следовательно, *данная альтернатива не может являться вероятным будущим сценарием.*

Альтернатива Э3. Производство электроэнергии другими существующими электростанциями и новыми энергоблоками ОЭС Юга

Данный вариант развития событий является комбинацией альтернатив Э1 и Э2.

Данная альтернатива является вполне реальной и может рассматриваться как наиболее вероятный сценарий исходных условий производства электроэнергии в связи с тем, что будущий спрос на рынке электроэнергии, как показано выше, может быть покрыт только совместной работой существующих электростанций и новых энергоблоков.

Альтернатива Э4. Проектная деятельность в отсутствие механизма совместного осуществления

Как указывается в утвержденной Правительством РФ «Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2020 г.» (распоряжение от 22 февраля 2008 г. № 215-р), при модернизации и строительстве новых тепловых электростанций, работающих на природном газе, должны применяться проекты исключительно с использованием газотурбинных технологий.

Проект строительства ПГУ технически осуществим, природного газа для Краснодарской ТЭЦ достаточно. Однако экономические показатели данного проекта в отсутствие механизма совместного осуществления являются недостаточно привлекательными (см. Инвестиционный анализ в Разделе Б.2). Кроме того, строительство и эксплуатация ПГУ еще не является распространенной практикой в энергогенерирующих компаниях России. В связи с этим *данная альтернатива вряд ли может являться вероятным будущим сценарием.*

Производство необходимого количества теплоэнергии

Альтернатива Г1. Производство тепловой энергии существующими теплоисточниками г. Краснодара

В г. Краснодаре реализована смешанная структура теплоснабжения: отпуск тепловой энергии осуществляется 5 крупными источниками тепловой энергии, 4 из которых имеют установленную мощность тепловой энергии до 31,6 МВт, и порядка 750 котельными, работающими преимущественно на природном газе.

Лидирующее положение города по объемам строительства в Южном федеральном округе Российской Федерации обосновывает оценку Генеральной схемы развития теплоснабжения г. Краснодара (разработана в 2007 г. до начала реализации проекта), подразумевающую рост тепловых нагрузок в жилищно-коммунальной сфере (ЖКС) почти в 2 раза до 5360 МВт к 2025 г. При этом ЖКС г. Краснодара охвачена централизованным теплоснабжением лишь на 62,9%, что предполагает оценку текущего потенциала роста тепловой нагрузки на 690 МВт.¹¹

Ведущей компанией в секторе производства, передачи, распределения и реализации тепловой энергии Краснодарского края является ОАО «Краснодартеплоэнерго». Суммарная установленная тепловая мощность генерирующих активов компании составляет 1645 МВт, протяженность теплосетей в двухтрубном исполнении – более 1000 км. Доля, приходящаяся на г. Краснодар, составляет порядка 80% общего объема полезного отпуска компании¹².

В рамках рассматриваемой альтернативы не предполагается вложение средств в установку нового теплогенерирующего оборудования на Краснодарской ТЭЦ и дополнительных операционных

¹¹ http://st.finam.ru/ipo/comments/_KTE_flash_1Q2010.pdf

¹² http://www.galleoncapital.ru/docs/kte/kte_flash-020910.pdf

расходов, связанных со строительством и эксплуатацией сложного энергетического оборудования.

Мощности существующих турбин ТЭЦ не могут обеспечить возрастающие потребности в тепловой энергии. Кроме того, установленное оборудование неблочной части выработало свой ресурс и в любом случае в скором времени должно быть выведено из эксплуатации.

Возможно, в первые несколько отопительных сезонов удалось бы компенсировать рост тепловых нагрузок с учетом вывода из эксплуатации неблочной части КТЭЦ за счет увеличения отпуска теплоэнергии от существующих котельных и развития тепловой сети. Однако впоследствии, с дальнейшим ростом тепловых нагрузок в городе, существующих мощностей станет явно недостаточно.

Учитывая указанные обстоятельства, *данная альтернатива не может являться вероятным будущим сценарием.*

Альтернатива Т2. Производство тепловой энергии новыми теплоисточниками г. Краснодара

ОАО «Краснодартеплоэнерго» реализует поэтапную инвестиционную программу (см. ссылки выше), которая предполагает 50% рост установленной мощности котельных до 2014 г. (рост установленной мощности составит порядка 820 МВт). На первом этапе данной программы планируется осуществить строительство новых котельных и тепловых сетей в различных районах города, увеличить установленную мощность существующих котельных, а также частично на замену оборудования, исчерпавшего срок эксплуатации. Мероприятия первой очереди планируется осуществить до 2011-2012 гг. Мероприятия второго и третьего этапов предполагают увеличение мощности существующих теплогенерирующих активов и замену устаревшего оборудования, установку эффективной системы учета тепловой энергии. Мероприятия второго этапа планируется провести в 2011-2013 гг., третьей очереди – в 2012-2014 гг.

Учитывая положение компании как крупнейшего субъекта на рынке реализации тепловой энергии в ЖКС г. Краснодара, она имеет хорошие перспективы, как ввода новых мощностей, так и относительно недорогой модернизации существующих.

Как следует из вышесказанного, ОАО «Краснодартеплоэнерго» не делает ставку только на строительство новых источников энергии с полным выводом из эксплуатации существующих. Существующие теплоисточники, пусть даже после проведения реконструкции, также должны участвовать в обеспечении покрытия тепловых нагрузок города с учетом их дальнейшего роста.

Что касается ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго», им не рассматривалась возможность установки нового теплоэнергетического оборудования на Краснодарской ТЭЦ, работающего по пароводяному циклу. Даже при наличии таких планов их вряд ли было бы возможно реализовать, поскольку в утвержденной Правительством РФ «Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2020 г.» (распоряжение от 22 февраля 2008 г. № 215-р), при модернизации и строительстве новых тепловых электростанций, работающих на природном газе, должны применяться проекты исключительно с использованием газотурбинных технологий.

Таким образом, *данная альтернатива не может являться вероятным будущим сценарием.*

Альтернатива Т3. Производство тепловой энергии существующими и новыми теплоисточниками г. Краснодара

Данный вариант развития событий является комбинацией альтернатив Т1 и Т2.

Данная альтернатива является вполне реальной и может рассматриваться как наиболее вероятный сценарий исходных условий производства теплоэнергии в связи с тем, что растущий спрос на нее, как показано выше, может быть покрыт только совместной работой существующих и новых теплоисточников, каковыми являлись бы в основном газовые котельные.

Альтернатива Т4. Проектная деятельность в отсутствие механизма совместного осуществления

Ввод в действие ПГУ-410 позволил бы отказаться от значительной части планов по модернизации и строительству новых газовых котельных. Однако согласно сказанному для Альтернативы Э4, проект строительства ПГУ на Краснодарской ТЭЦ в отсутствие механизма совместного осуществления является недостаточно экономически привлекательным. Кроме того, внедрение ПГУ не является распространенной практикой в России. В связи с этим *данная альтернатива вряд ли может являться вероятным будущим сценарием.*

Таким образом, на основе вышеприведенного анализа альтернатив с учетом инвестиционного анализа, изложенного далее, в качестве наиболее вероятного сценария исходных условий была выбрана следующая пара альтернатив: Альтернатива ЭЗ, предполагающая выработку и поставку электроэнергии в сеть существующими электростанциями и новыми энергоблоками ОЭС Юга, и Альтернатива ТЗ, предполагающая производство тепловой энергии существующими и новыми теплоисточниками (котельными) г. Краснодара.

Обоснование и описание методологии для оценки выбросов парниковых газов

Ниже рассматриваются следующие источники выбросов.

Для сценария исходных условий:

- производство теплоэнергии газовыми котельными, выбросы CO₂ от сжигания природного газа;
- производство электроэнергии электростанциями ОЭС Юга, выбросы CO₂ от сжигания ископаемого топлива.

Для проектного сценария:

- производство электрической и тепловой энергии на ПГУ, выбросы CO₂ от сжигания природного газа.

Утечки, которые могут произойти в результате проекта, включают:

- фугитивные выбросы CH₄ при производстве, переработке, хранении, доставке и распределении ископаемого топлива.

Сокращение выбросов ПГ

В общем случае сокращение выбросов ПГ в течение года y рассчитывается следующим образом, т CO₂-экв:

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y, \quad (\text{Б.1-1})$$

где BE_y - выбросы ПГ по сценарию исходных условий в течение года y , т CO₂-экв.;

PE_y - выбросы ПГ по проекту в течение года y , т CO₂-экв.;

LE_y - утечки вследствие проектной деятельности в течение года y , т CO₂-экв.

Выбросы ПГ по сценарию исходных условий

В соответствии с выше обозначенными источниками выбросы ПГ для сценария исходных условий в течение года y рассчитываются по следующей формуле, т CO₂-экв:

$$BE_y = BE_{HS,y} + BE_{ES,y}, \quad (\text{Б.1-2})$$

где $BE_{HS,y}$ - выбросы CO_2 , обусловленные сжиганием¹³ природного газа для производства (поставки в тепловую сеть) тепловой энергии газовыми котельными по сценарию исходных условий в течение года y , т CO_2 -экв.;

$BE_{ES,y}$ - выбросы CO_2 , обусловленные сжиганием ископаемого топлива для производства (поставки в сеть) электроэнергии электростанциями ОЭС Юга по сценарию исходных условий в течение года y , т CO_2 -экв.

Выбросы CO_2 , обусловленные сжиганием природного газа для производства тепловой энергии газовыми котельными по сценарию исходных условий в течение года y рассчитываются по следующей формуле, т CO_2 -экв.:

$$BE_{HS,y} = FC_{NG,BL,y} \times EF_{CO_2,NG} \quad (Б.1-3)$$

где $FC_{NG,BL,y}$ - расход природного газа для производства тепловой энергии газовыми котельными по сценарию исходных условий в течение года y , ГДж;

$EF_{CO_2,NG}$ - коэффициент эмиссии CO_2 для природного газа, т CO_2 /ГДж.

Способ определения расхода топлива описан ниже.

Выбросы CO_2 , обусловленные сжиганием ископаемого топлива для производства электроэнергии электростанциями ОЭС Юга по сценарию исходных условий в течение года y рассчитываются по следующей формуле, т CO_2 -экв.:

$$BE_{ES,y} = ES_{BL,y} \times EF_{CO_2,grid} \quad (Б.1-4)$$

где $ES_{BL,y}$ - отпуск электроэнергии в сеть (равный отпуску электроэнергии от ПГУ по проекту) электростанциями ОЭС Юга по сценарию исходных условий в течение года y , МВтч;

$EF_{CO_2,grid}$ - коэффициент эмиссии CO_2 для сетевой электроэнергии, т CO_2 /МВтч.

Коэффициент эмиссии CO_2 для природного газа принимается в соответствии с Руководством МГЭИК [С3] постоянным по годам и численно равным $EF_{CO_2,NG} = 0,0561$ т CO_2 /ГДж.

Коэффициент эмиссии CO_2 для электроэнергии, отпускаемой в сеть существующими электростанциями и новыми энергоблоками ОЭС Юга, принимается в соответствии обоснованием, приведенным в Приложении 4, постоянным по годам и численно равным $EF_{CO_2,grid} = 0,6745$ т CO_2 /МВтч.

Производство тепловой энергии по сценарию исходных условий

Сценарий исходных условий предполагает, что спрос на рынке тепловой энергии в г. Краснодаре по сценарию исходных условий покрывался бы путем увеличения отпуска теплоэнергии как от существующих, так и вновь вводимых газовых котельных.

Предполагается, что по сценарию исходных условий газовые котельные отпускали бы такое же количество тепловой энергии, что и ПГУ по проекту, то есть:

$$HS_{BL,y} = HS_{PJ,y} \quad (Б.1-5)$$

¹³ Выбросы CH_4 и N_2O , образующиеся в результате сжигания топлива, считаются пренебрежимо малыми по сравнению с выбросы CO_2 и не учитывались при разработке проектной документации

где $HS_{BL,y}$ - отпуск тепловой энергии газовыми котельными по сценарию исходных условий в течение года y , ГДж;

$HS_{PJ,y}$ - отпуск тепловой энергии от ПГУ по проекту в течение года y ГДж.

Производство электроэнергии по сценарию исходных условий

Сценарий исходных условий предполагает, что спрос на рынке электроэнергии в отсутствие проекта покрывался бы за счет выработки и поставки электроэнергии в сеть другими существующими электростанциями и новыми энергоблоками ОЭС Юга.

Предполагается, что по сценарию исходных условий существующие электростанции и новые энергоблоки ОЭС Юга вырабатывали и поставляли бы в сеть такое же количество электроэнергии, что и ПГУ по проекту, то есть:

$$ES_{BL,y} = ES_{PJ,y}, \quad (\text{Б.1-6})$$

где $ES_{PJ,y}$ - отпуск электроэнергии от ПГУ по проекту в течение года y , МВтч.

Расход природного газа в котельных по сценарию исходных условий

Основным топливом в котельных Краснодара является природный газ. Потребление других видов топлива незначительно. Из консервативных соображений считаем, что по сценарию исходных условий в новых котельных для производства тепловой энергии сжигался бы только природный газ, расход которого в течение года y рассчитывается по следующей формуле, ГДж:

$$FC_{NG,BL,y} = \frac{HS_{BL,y}}{\eta_{GB}}, \quad (\text{Б.1-7})$$

где $FC_{NG,BL,y}$ - потребление природного газа для выработки тепловой энергии газовыми котельными по сценарию исходных условий в течение года y , ГДж;

η_{GB} - КПД новых газовых котлов.

Несмотря на то, что часть тепловой энергии по сценарию исходных условий могла бы отпускаться существующими (старыми) котельными, из консервативных соображений принято, что природный газ сжигался бы только в новых котельных. КПД новых газовых котлов в соответствии с рекомендациями [С4] принят равным $\eta_{GB} = 0,92$. Также из консервативных соображений затраты котельных на собственные нужды по сценарию исходных условий исключены из рассмотрения.

Для упрощения при описании методики расчетов выбросов ПГ используемые значения расхода природного газа по сценарию исходных условий и по проекту представлены в энергетических единицах (ГДж).

Выбросы ПГ по проекту

Выбросы ПГ по проекту в течение года y рассчитываются по следующей формуле, т CO_2 -экв.:

$$PE_y = FC_{NG,PJ,y} \times EF_{\text{CO}_2,NG}, \quad (\text{Б.1-8})$$

где $FC_{NG,PJ,y}$ - расход природного газа в ПГУ по проекту для производства электрической и тепловой энергии по проекту в течение года y , ГДж.

Способ определения расхода топлива описан ниже.

Отпуск тепловой и электрической энергии от ПГУ по проекту

Для прогноза на 2011-2012 гг. годовой отпуск электрической и тепловой энергии от ПГУ принимается в соответствии с проектной документацией на ПГУ [С8] и графиком выполнения работ по проекту [С5]: $ES_{PJ,2011} = 1\,070\,000$ МВтч; $ES_{PJ,2012} = 3\,210\,000$ МВтч; $HS_{PJ,2011} = 998\,669$ ГДж; $HS_{PJ,2012} = 2\,996\,008$ ГДж (включение ПГУ-410 в сеть и завершение комплексного опробования оборудования намечено на 30 августа 2011 г.).

Данные величины используются только для прогноза и никак не повлияют на фактическую величину сокращений выбросов по результатам мониторинга, равно как и другие прогнозные параметры для проектного сценария, приведенные ниже.

Расход топлива по проекту

Для выработки и отпуска тепловой и электрической энергии по проекту в течение года в ПГУ сжигается природный газ, суммарный расход которого в прогнозной оценке в течение года u рассчитывается по следующей формуле, ГДж:

$$FC_{NG,PJ,y} = FC_{NG,ES,PJ,y} + FC_{NG,HS,PJ,y}, \quad (\text{Б.1-9})$$

где $FC_{NG,ES,PJ,y}$ - расход природного газа в ПГУ по проекту для отпуска электроэнергии в течение года u , ГДж;

$FC_{NG,HS,PJ,y}$ - расход природного газа в ПГУ по проекту для отпуска теплоэнергии в течение года u , ГДж.

Расход природного газа в ПГУ по проекту для отпуска электроэнергии в течение года u рассчитывается по следующей формуле, ГДж:

$$FC_{NG,ES,PJ,y} = ES_{PJ,y} \times \delta_{ES} \times \frac{29,31}{1000}, \quad (\text{Б.1-10})$$

где δ_{ES} - удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии от ПГУ, кг у.т./МВтч;
29,31 – коэффициент перевода т у.т. в ГДж.

Расход природного газа в ПГУ по проекту для отпуска тепловой энергии в течение года u рассчитывается по следующей формуле, ГДж:

$$FC_{NG,HS,PJ,y} = HS_{PJ,y} \times \delta_{HS} \times \frac{29,31}{1000}, \quad (\text{Б.1-11})$$

где δ_{HS} - удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии от ПГУ, кг у.т./ГДж.

Для прогноза на 2011-2012 гг. удельные расходы условного топлива на отпуск тепловой и электрической энергии принимаются в соответствии с проектной документацией на ПГУ [С8] постоянными и равными: $\delta_{HS} = 28,94$ кг у.т./ГДж и $\delta_{ES} = 203,67$ кг у.т./МВтч соответственно.

Во время мониторинга расход природного газа по проекту будет определяться прямым измерением объема израсходованного в ПГУ природного газа с умножением на его среднюю теплоту сгорания (см. Раздел Г).

Утечки

Утечки, которые происходят в результате проекта, включают в себя фугитивные выбросы CH_4 при производстве, переработке, хранении, доставке и распределения ископаемого топлива.

Основным видом топлива для производства тепловой и электрической энергии, как по проекту, так и по сценарию исходных условий является природный газ.¹⁴ В результате реализации проекта повысится эффективность производства энергии (благодаря работе ПГУ), что приведет к сокращению потребления природного газа на единицу выработанной энергии, а соответственно и к сокращению фугитивных эмиссий. Из консервативных соображений и для упрощения расчетов данные утечки исключены из рассмотрения.

Применение выбранного подхода

Все необходимые показатели для сценария исходных условий и проекта были определены на основе вышеизложенной методологии.

Прогнозные данные за период 2011-2012 гг. по сценарию исходных условий и по проекту представлены в Таблицах Б.1-1 и Б.1-2 соответственно. Ниже в табличной форме представлены все ключевые данные и параметры.

Таблица Б.1-1. Показатели сценария исходных условий

Параметр	Обозначение	Ед. изм.	2011	2012	2011-2012
Отпуск электроэнергии в сеть электростанциями ОЭС Юга	$ES_{BL,y}$	МВтч	1 070 000	3 210 000	4 280 000
Отпуск тепловой энергии газовыми котельными	$HS_{BL,y}$	ГДж	998 669	2 996 008	3 994 677
Расход природного газа в котельных	$FC_{NG,BL,y}$	ГДж	1 086	3 257	4 342

Таблица Б.1-2. Показатели проектного сценария

Параметр	Обозначение	Ед. изм.	2011	2012	2011-2012
Отпуск электроэнергии от ПГУ	$ES_{PJ,y}$	МВтч	1 070 000	3 210 000	4 280 000
Отпуск тепловой энергии от ПГУ	$HS_{PJ,y}$	ГДж	998 669	2 996 008	3 994 677
Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии от ПГУ	δ_{ES}	кг у.т./МВтч	203,67	203,67	203,67
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии от ПГУ	δ_{HS}	кг у.т./ГДж	28,94	28,94	28,94
Расход природного газа в ПГУ, в т.ч.:	$FC_{PJ,y}$	ГДж	7 234 724	21 704 172	28 938 896
на отпуск электроэнергии	$FC_{ES,PJ,y}$	ГДж	6 387 587	19 162 761	25 550 348
на отпуск тепловой энергии	$FC_{HS,PJ,y}$	ГДж	847 137	2 541 411	3 388 549

Данные / Параметр:	$EF_{CO_2,NG}$
Единица измерения:	т CO ₂ /ГДж
Описание:	Коэффициент эмиссии CO ₂ для природного газа
Время определения:	Определено один раз на стадии подготовки проектной документации
Источник данных:	Руководство МГЭИК по национальной инвентаризации парниковых газов 2006 г., Том 2, Глава 2, Таблица 2.2. [С3]
Принятое численное значение:	0,0561

¹⁴ Согласно [С2] основным видом топлива на электростанциях ОЭС Юга является природный газ (в 2007 г. - 87% от общего потребления топлива). Практически все теплоисточники г. Краснодара также работают на природном газе.

Обоснование выбора данных или описание метода и порядка измерения, который был использован:	Заданная по умолчанию величина
Порядок обеспечения и контроля качества, который был/будет использован:	Определено на основе справочных данных
Комментарии:	Принято в качестве константы, как в оценочных расчетах, так и при мониторинге на период 2011-2012 гг.

Данные / Параметр:	$EF_{CO_2,grid}$
Единица измерения:	т CO ₂ /МВтч.
Описание:	Коэффициент эмиссии CO ₂ для сетевой электроэнергии
Время определения:	Определено один раз на стадии подготовки проектной документации
Источник данных:	Принято в соответствии с обоснованием, приведенным в Приложении 4
Принятое численное значение:	0,6745
Обоснование выбора данных или описание метода и порядка измерения, который был использован:	Рассчитан на основе фактических данных о работе электростанций ОЭС Юга. Коэффициент эмиссий учитывает существующие электростанции и новые энергоблоки в ОЭС Юга, Российская Федерация
Порядок обеспечения и контроля качества, который был/будет использован:	Определено на основе справочных данных
Комментарии:	Принято в качестве константы, как в оценочных расчетах, так и при мониторинге на период 2011-2012 гг.

Данные / Параметр:	η_{GB}
Единица измерения:	-
Описание:	КПД новых газовых котлов
Время определения:	Определено один раз на стадии подготовки проектной документации
Источник данных:	Методическое руководство по определению эффективности систем генерации тепловой или электрической энергии по сценарию исходных условий. Версия 01. Исполнительный совет МЧР. Стр.7, Таблица 1. [С4]
Принятое численное значение:	0,92
Обоснование выбора данных или описание метода и порядка измерения, который был использован:	Рекомендуемое значение для новых газовых котлов
Порядок обеспечения и контроля качества, который был/будет использован:	Определено на основе справочных данных

использован:	
Комментарии:	Принято в качестве константы, как в оценочных расчетах, так и при мониторинге на период 2011-2012 гг.

Данные / Параметр:	δ_{ES}
Единица измерения:	кг у.т./МВтч
Описание:	Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии от ПГУ
Время определения:	Определено один раз на стадии подготовки проектной документации
Источник данных:	Проектные данные ПГУ [С8]
Принятое численное значение:	203,67
Обоснование выбора данных или описание метода и порядка измерения, который был использован:	Для прогноза на 2011-2012 гг. удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии от ПГУ принимается постоянным по годам и равным значению, указанному в проектных данных для данной ПГУ [С8].
Порядок обеспечения и контроля качества, который был/будет использован:	Определено на основе проектных данных
Комментарии:	Данная величина используется только для прогноза и никак не повлияет на фактическую величину сокращений выбросов, основанную на данных мониторинга.

Данные / Параметр:	δ_{HS}
Единица измерения:	кг у.т./ГДж
Описание:	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии от ПГУ
Время определения:	Определено один раз на стадии подготовки проектной документации
Источник данных:	Проектные данные ПГУ [С8]
Принятое численное значение:	28,94
Обоснование выбора данных или описание метода и порядка измерения, который был использован:	Для прогноза на 2011-2012 гг. удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии от ПГУ принимается постоянным по годам и равным значению, указанному в проектных данных для данной ПГУ [С8].
Порядок обеспечения и контроля качества, который был/будет использован:	Определено на основе проектных данных
Комментарии:	Данная величина используется только для прогноза и никак не повлияет на фактическую величину сокращений выбросов, основанную на данных мониторинга.

Данные / Параметр:	$HS_{PJ,y}$
Единица измерения:	ГДж
Описание:	Отпуск тепловой энергии от ПГУ по проекту
Время определения:	Ежегодно

Источник данных:	Проектные данные ПГУ	
Принятое численное значение:	2011	998 669
	2012	2 996 008
Обоснование выбора данных или описание метода и порядка измерения, который был использован:	<p>Для прогноза на 2011-2012 гг. отпуск тепловой энергии от ПГУ принимается постоянным по годам и равным значению, указанному в проектных данных на ПГУ [С8].</p> <p>В 2011 г. отпуск тепловой энергии определяется из расчета, что ПГУ будет работать только 4 месяца (1/3 от отпуска 2012 г.) согласно графика выполнения работ по проекту [С5].</p> <p>Во время мониторинга параметр будет определяться на основании показаний теплосчетчиков</p>	
Порядок обеспечения и контроля качества, который был/будет использован:	<p>В прогнозе определено на основе проектных данных.</p> <p>Во время мониторинга теплосчетчики будут подвергаться регулярной поверке</p>	
Комментарии:	-	

Данные / Параметр:	$ES_{PJ,y}$	
Единица измерения:	МВтч	
Описание:	Отпуск электроэнергии от ПГУ по проекту	
Время определения:	Ежегодно	
Источник данных:	Проектные данные ПГУ	
Принятое численное значение:	2011	1 070 000
	2012	3 210 000
Обоснование выбора данных или описание метода и порядка измерения, который был использован:	<p>Для прогноза на 2011-2012 гг. отпуск электрической энергии от ПГУ принимается постоянным по годам и равным значению, указанному в проектных данных на ПГУ [С8].</p> <p>В 2011 г. отпуск электрической энергии определяется из расчета, что ПГУ будет работать только 4 месяца (1/3 от отпуска 2012 г.) согласно графика выполнения работ по проекту [С5].</p> <p>Во время мониторинга параметр будет определяться на основании показаний счетчиков электроэнергии</p>	
Порядок обеспечения и контроля качества, который был/будет использован:	<p>В прогнозе определено на основе проектных данных.</p> <p>Во время мониторинга электросчетчики будут подвергаться регулярной поверке</p>	
Комментарии:	-	

Б.2. Описание того, как сокращаются антропогенные выбросы парниковых газов от источников, ниже уровня тех выбросов, которые имели бы место в отсутствие проекта совместного осуществления:

Подход, описанный в параграфе 2 (а) Приложения 1 «Руководства по критериям для установления исходных условий и мониторингу» [С1], был выбран для доказательства того, что сокращения выбросов парниковых газов из источников, достигаемые в результате реализации проекта, являются дополнительными к тем, которые имели бы место в случае отсутствия проекта.

В рамках границ выбранного подхода дополнительность проекта доказывается с применением анализа альтернатив проектной деятельности, инвестиционного анализа и анализа общей практики.

Анализ альтернатив проектной деятельности

Отдельно были выделены альтернативы по производству электроэнергии и теплоэнергии. Описание альтернатив и их анализ приведены в Разделе Б.1.

На основе анализа альтернатив был сделан вывод, что в качестве наиболее вероятного сценария исходных условий следует рассматривать сценарий, при котором отпуск электроэнергии в сеть производится существующими электростанциями и новыми энергоблоками ОЭС Юга, а отпуск тепловой энергии производится существующими и новыми теплоисточниками (котельными) г. Краснодара.

При этом была сделана ссылка на нижеследующий инвестиционный анализ, который показывает, что проектная деятельность без механизма совместного осуществления не может рассматриваться в качестве сценария исходных условий.

Инвестиционный анализ

Был выполнен расчет следующих основных экономических показателей проекта для варианта его реализации без продажи сокращений выбросов ПГ: внутренняя норма доходности (ВНД) и чистая приведенная стоимость (ЧПС).

Инвестиционный анализ выполнялся с использованием данных и предположений, актуальных к моменту начала реализации проекта (апрель 2008 г.).

Общий объем капитальных вложений в проект оценивался в 16 753,87 млн. руб.

Временной горизонт анализа ограничен 2030 годом.

Расчеты выполнялись с учетом темпа общей инфляции, темпа роста тарифов на тепловую и электрическую энергии, темпа роста цен на природный газ для ОЭС Юг. Указанные макроэкономические параметры принимались в соответствии со «Сценарными условиями развития электроэнергетики Российской Федерации на 2009-2020 годы», разработанными Агентством по прогнозированию балансов в электроэнергетике в 2008 г.

Источники доходов от реализации проекта формируются за счет выручки от реализации тепловой и электроэнергии. Расходы – за счет затрат на топливо и прочих производственных издержек (заработной платы работникам, расходов на содержание и эксплуатацию оборудования, платы за допустимые выбросы и за пользование водными объектами).

Ставка дисконтирования была определена с помощью «Методических рекомендаций по оценке эффективности инвестиционных проектов...»¹⁵. Согласно этой методологии норма дисконта в расчетах эффективности может включать поправку на риск.

Освобожденная от инфляционной составляющей или реальная ставка дисконтирования P_{real} , используемая для оценки коммерческой эффективности проекта в целом, может устанавливаться в соответствии с требованиями к минимально допустимой будущей доходности вкладываемых средств, освобожденной от инфляционной составляющей, практически 4-6%. Принимаем среднее значение реальной безрисковой процентной ставки 5%.

Используя формулу Фишера $1 + p_{nom} = (1 + p_{real}) \cdot (1 + i)$ получаем формулу для определения искомой номинальной безрисковой ставки дисконтирования с учетом инфляции:

$$p_{nom} = (1 + p_{real}) \cdot (1 + i) - 1, \quad (Б.2-1)$$

где p_{nom} – номинальная безрисковая ставка дисконтирования с учетом инфляции, %;

p_{real} – освобожденная от инфляционной составляющей или реальная безрисковая ставка дисконтирования;

¹⁵ Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов. Утверждены Минэкономки РФ, Минфином РФ и Госстроем РФ от 21 июня 1999 г. N ВК 477

i – уровень инфляции.

Прогнозный средний уровень инфляции за рассматриваемый период планирования вычислялся по данным упомянутых «Сценарных условий развития электроэнергетики...» и составил около $i = 4,5\%$.

Таким образом, номинальная безрисковая ставка дисконтирования:

$$p_{nom} = (1+0,05) \cdot (1+0,045) - 1 = 9,7\%.$$

Риск неполучения предусмотренных проектом доходов оценивается не ниже среднего (в соответствии с Таблицей 11.1 из «Методических рекомендаций по оценке эффективности инвестиционных проектов...»). Рекомендуемая премия за этот риск составляет от 8 до 10%. Прочими рисками решено было пренебречь.

Окончательная ставка дисконтирования была принята на уровне 18%.

Результаты расчета чистой приведенной стоимости (ЧПС) и внутренней нормы доходности (ВНД) проекта приведены в Таблице Б.2-1.

Как видно, реализация проекта без продажи сокращений выбросов ПГ имеет отрицательную ЧПС и ВНД менее 18%.

Таблица. Б.2-1. Сравнение ЧПС и ВНД

Наименование показателя	Ед. изм.	Проект без продажи сокращений выбросов ПГ
ЧПС	млн. руб.	-2 986
ВНД	%	14,50%

Далее был проведен анализ чувствительности проекта к изменению основных параметров (см. Таблицу Б.2-2) в интервале $\pm 10\%$. Во всех рассмотренных случаях ЧПС отрицательный, а ВНД ниже 18%. Таким образом, реализация проекта в рамках обычной коммерческой практики остается нерентабельной.

Таблица Б.2-2. Анализ чувствительности

Наименование показателя	Ед. изм.	Проект без продажи сокращений выбросов ПГ
Увеличение инвестиционных затрат на 10%		
ЧПС	млн. руб.	-4 388
ВНД	%	13,22%
Сокращение инвестиционных затрат на 10%		
ЧПС	млн. руб.	-1 584
ВНД	%	15,99%
Увеличение выручки от продажи тепловой энергии на 10%		
ЧПС	млн. руб.	-2 775
ВНД	%	14,77%
Сокращение выручки от продажи тепловой энергии на 10%		
ЧПС	млн. руб.	-3 197
ВНД	%	14,23%
Увеличение выручки от продажи электроэнергии на 10%		
ЧПС	млн. руб.	-1 116
ВНД	%	16,74%
Сокращение выручки от продажи электроэнергии на 10%		
ЧПС	млн. руб.	-4 856
ВНД	%	12,03%
Увеличение планируемых затрат на топливо на 10%		
ЧПС	млн. руб.	-4 327

ВНД	%	12,73%
Сокращение планируемых затрат на топливо на 10%		
ЧПС	млн. руб.	-1 646
ВНД	%	16,14%

Анализ общей практики

Характерной особенностью российской электроэнергетики является высокая доля природного газа (около 70%) используемого на ТЭС. Тем не менее, парогазовая технология не получила широкого распространения. Доля всех парогазовых установок составляет около 2% от суммарной установленной мощности всех тепловых электростанций в России. Практически на всех тепловых электростанциях используется цикл Ренкина (котлы на ископаемом топливе и паровые турбины).

Внедряемая по проекту ПГУ-410 является одной из крупнейших установок подобного рода и не имеет аналогов в России. Особенностью ПГУ на Краснодарской ТЭЦ является то, что устанавливается крупнейшая в России газотурбинная установка мощностью 304 МВт, а сама ПГУ строится по более компактной схеме 1×ГТУ+1×КУ+1×ПГУ (обычно ПГУ строят по схеме 2×ГТУ+2×КУ+1×ПГУ).

На момент принятия решения о реализации проекта в России не было проектов подобного типа, реализованных без привлечения механизма совместного осуществления, которые были бы упомянуты в открытых источниках или известны разработчикам проекта.

Таким образом, рассматриваемый проект не является общей практикой.

Исходя из вышесказанного, сокращения выбросов ПГ, получаемые в результате реализации проекта, являются дополнительными к тому, что имело бы место в ином случае.

Б.3. Описание того, как определение границ проекта применимо к данному проекту:

На Рисунках Б.3-1 и Б.3-2 показаны основные источники выбросов ПГ, потоки энергии и топлива для исходных условий и проектной деятельности соответственно. В Таблице Б.3-1 указаны источники выбросов, включенные и исключенные из границ проекта.

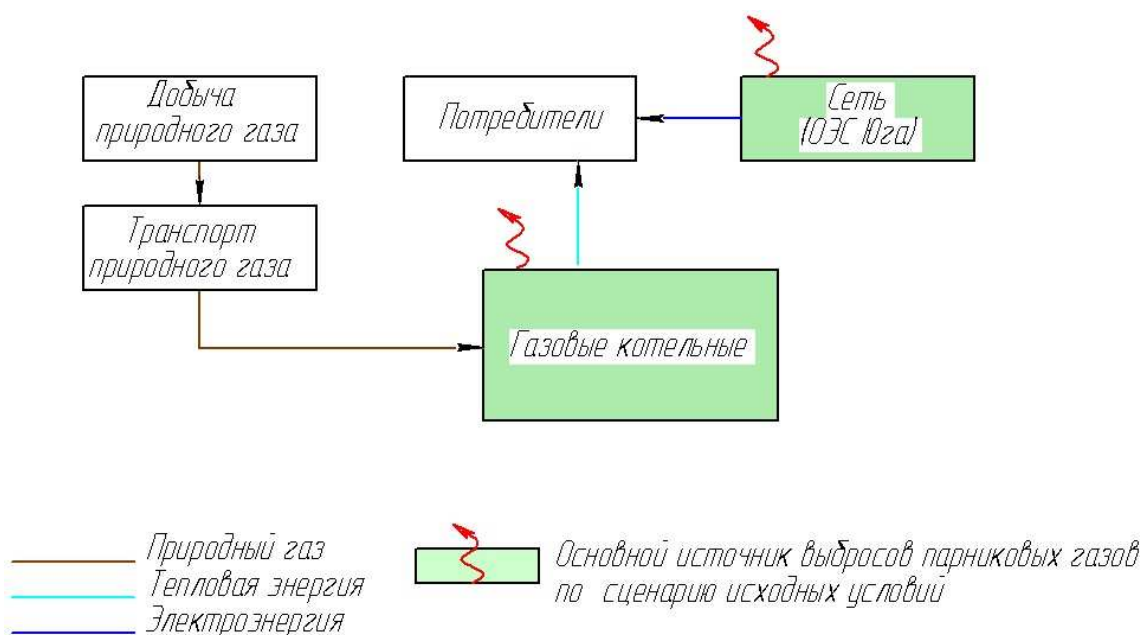


Рисунок Б.3-1. Основные источники выбросов и потоки для исходных условий

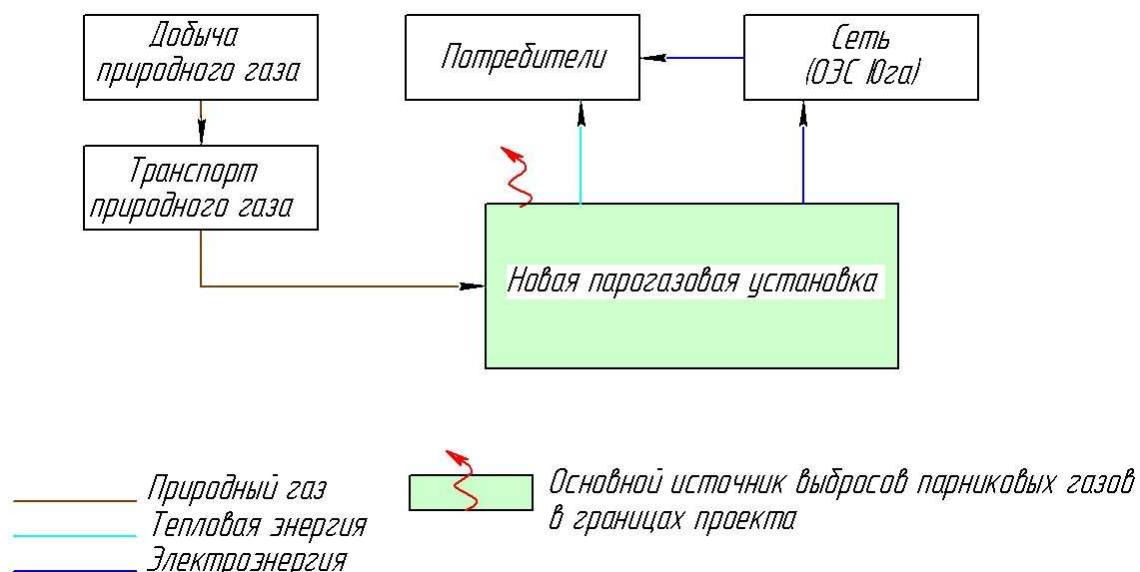


Рисунок Б.3-2. Основные источники выбросов и потоки для проектной деятельности

Таблица В.3-1. Источники выбросов, включенные или исключенные из границ проекта

	Источник	Газ	Вкл./Искл.	Обоснование / Пояснение
Сценарий исходных условий	Газовые котельные, сжигание природного газа	CO ₂	Вкл.	Основной источник выбросов
		CH ₄	Искл.	Пренебрежимо малы. Консервативно
		N ₂ O	Искл.	Пренебрежимо малы. Консервативно
	Электростанции ОЭС Юга, сжигание ископаемого топлива	CO ₂	Вкл.	Основной источник выбросов
		CH ₄	Искл.	Пренебрежимо малы. Консервативно
		N ₂ O	Искл.	Пренебрежимо малы. Консервативно
Проект	ПГУ, сжигание природного газа	CO ₂	Вкл.	Основной источник выбросов
		CH ₄	Искл.	Пренебрежимо малы
		N ₂ O	Искл.	Пренебрежимо малы
Утечки	Добыча, переработка, хранение, доставка и распределение ископаемого топлива, fugitive выбросы	CO ₂	Искл.	Пренебрежимо малы. Консервативно
		CH ₄	Искл.	Исключены из рассмотрения, так как в результате проекта потребление ископаемого топлива уменьшается. Консервативно
		N ₂ O	Искл.	Пренебрежимо малы. Консервативно

Б.4. Прочая информация об исходных условиях, включая дату их определения и названия физических/юридических лиц, их определивших:

Дата разработки исходных условий: 05/07/2011 г.

Исходные условия разработаны компанией: ООО «СиСиДжиЭс» (ООО «СиСиДжиЭс» не является участником проекта и не указано в Приложении 1 данной проектной документации).

Контактное лицо: Дмитрий Поташев

E-mail: d.potashev@ccgs.ru

РАЗДЕЛ В. Сроки реализации проекта

В.1. Дата начала проекта:

28 апреля 2008 г. (подписание договора подряда с ОАО «Группа Е4» на выполнение работ по объекту «Расширение Краснодарской ТЭЦ с установкой ПГУ-410»)

В.2. Ожидаемые сроки проекта:

20 лет / 240 месяцев (предполагаемый срок службы основного оборудования)

В.3. Продолжительность зачетного периода:

1,33 года / 16 месяцев (с 30-го августа 2011 г. по 31 декабря 2012 г.)

РАЗДЕЛ Г. План осуществления мониторинга**Г.1. Описание выбранного плана мониторинга:**

При разработке плана мониторинга применен особый подход для проектов совместного осуществления на основании параграфа 9 (а) «Руководства по критериям для установления исходных условий и мониторингу» [С1].

Сбор данных, необходимых для определения сокращения выбросов парниковых газов, осуществляется на Краснодарской ТЭЦ в любом случае и соответствует наилучшим отраслевым стандартам и практике учета топлива, энергии, оценки воздействия на окружающую среду.

Все данные, необходимые для проведения мониторинга будут храниться в архиве предприятия на электронных и бумажных носителях не менее двух лет по окончании зачетного периода или последней передачи ЕСВ.

Г.1.1. Опция 1 – Мониторинг выбросов по проектному сценарию и сценарию в соответствии с исходными условиями:**Г.1.1.1. Собираемые данные для контроля выбросов по проекту и порядок хранения этих данных:**

Идентификационный номер (Пожалуйста, используйте номера, чтобы облегчить согласование с Г.2.)	Переменные данные	Источник данных	Единица измерения	Измеренный (и), Подсчитанный (п), Оцененный (о)	Частота записи данных	Доля данных, подлежащих мониторингу	Способ хранения (электронный/ документальный)	Комментарии
1. $FC_{NG,PJ,y}^v$	Объемный расход природного газа в ПГУ по проекту	Показания расходомеров подачи газа на ПГУ	тыс. м ³	и, п	Непрерывно	100%	Электронный и документальный	Расход газа приводится к стандартным условиям 20 °С и 0,1013 МПа
2. $NCV_{NG,y}$	Средняя низшая теплота сгорания природного газа, израсходованного в ПГУ	Сертификаты поставщиков топлива, показатели калориметра на КТЭЦ	ГДж/тыс. м ³	и, п	Дважды в месяц (сертификаты), непрерывно (калориметр)	100%	Электронный и документальный	Теплота сгорания газа приводится к стандартным условиям 20 °С и 0,1013 МПа

Г.1.1.2. Описание формул, используемых для оценки выбросов по проекту (для каждого газа, источника и т.п; в единицах CO₂ эквивалента):

Выбросы ПГ по проекту связаны со сжиганием ископаемого топлива (природного газа) в ПГУ для выработки и отпуска тепловой и электрической энергии в течение года y , т CO₂-экв.:

$$PE_y = FC_{NG,PJ,y} \times EF_{CO_2,NG}, \quad (Г.1-1)$$

где $FC_{NG,PJ,y}$ - расход природного газа в ПГУ по проекту в течение года y , ГДж;

$EF_{CO_2,NG}$ - коэффициент эмиссии CO₂ для природного газа, т CO₂/ГДж. В соответствии с Руководством МГЭИК [С3] $EF_{CO_2,NG} = 0,0561$ т CO₂/ГДж.

$$FC_{NG,PJ,y} = FC_{NG,PJ,y}^v \times NCV_{NG,y}, \quad (Г.1-2)$$

где $FC_{NG,PJ,y}^v$ - объемный расход природного газа в ПГУ по проекту в течение года y (данная величина подвергается мониторингу), тыс. м³;

$NCV_{NG,y}$ - средняя низшая теплота сгорания природного газа, израсходованного в ПГУ в течение года y (данная величина подвергается мониторингу), ГДж/тыс. м³.

Г.1.1.3. Данные, необходимые для определения исходных условий антропогенных выбросов парниковых газов от источников в рамках проекта, порядок сбора и хранение этих данных:

Идентификационный номер (Пожалуйста, используйте номера, чтобы облегчить согласование с Г.2.)	Переменные данные	Источник данных	Единица измерения	Измеренный (и), Подсчитанный (п), Оцененный (о)	Частота записи данных	Доля данных, подлежащих мониторингу	Способ хранения (электронный/ документальный)	Комментарии
3. $HS_{PJ,y}$	Отпуск тепловой энергии от ПГУ по проекту	Показания теплосчетчика	ГДж	и, п	Непрерывно	100%	Электронный и документальный	По измеренным величинам расхода, температуры и давления теплоносителя рассчитывается отпуск теплоэнергии

4. $ES_{PJ,y}$	Отпуск электроэнергии от ПГУ по проекту	Показания электросчетчика	МВтч	и	Непрерывно	100%	Электронный и документальный	-
----------------	---	---------------------------	------	---	------------	------	------------------------------	---

Г.1.1.4. Описание формул, используемых для оценки выбросов при исходных условиях (для каждого газа, источника и т.п; в единицах CO_2 эквивалента):

Выбросы ПГ по сценарию исходных условий определяются как сумма выбросов от сжигания природного газа котельными для производства тепловой энергии, а также выбросов CO_2 , обусловленных сжиганием ископаемого топлива для выработки и поставки электроэнергии в сеть существующими электростанциями и новыми энергоблоками ОЭС Юга в течение года u , т CO_2 -экв.:

$$BE_y = BE_{HS,y} + BE_{ES,y}, \quad (Г.1-3)$$

где $BE_{HS,y}$ - выбросы CO_2 , обусловленные сжиганием природного газа для производства (поставки в тепловую сеть) тепловой энергии газовыми котельными по сценарию исходных условий в течение года u , т CO_2 -экв.;

$BE_{ES,y}$ - выбросы CO_2 , обусловленные сжиганием ископаемого топлива для производства (поставки в сеть) электроэнергии электростанциями ОЭС Юга по сценарию исходных условий в течение года u , т CO_2 -экв.

$$BE_{HS,y} = FC_{NG,BL,y} \times EF_{CO_2,NG}, \quad (Г.1-4)$$

где $FC_{NG,BL,y}$ - расход природного газа для производства тепловой энергии газовыми котельными по сценарию исходных условий в течение года u , ГДж.

$$FC_{NG,BL,y} = \frac{HS_{BL,y}}{\eta_{GB}}, \quad (Г.1-5)$$

где η_{GB} - КПД новых газовых котлов. В соответствии с рекомендациями [С4] для новых газовых котлов $\eta_{GB} = 0,92$;

$HS_{BL,y}$ - отпуск тепловой энергии (равный отпуску тепловой энергии от ПГУ по проекту) газовыми котельными по сценарию исходных условий в течение года u , ГДж.

$$HS_{BL,y} = HS_{PJ,y}, \quad (Г.1-6)$$

где $HS_{PJ,y}$ - отпуск тепловой энергии от ПГУ по проекту в течение года u (данная величина подвергается мониторингу), ГДж.

$$BE_{ES,y} = ES_{BL,y} \times EF_{CO_2,grid}, \tag{Г.1-7}$$

где $EF_{CO_2,grid}$ - коэффициент эмиссии CO₂ для сетевой электроэнергии в течение года у, т CO₂/МВтч. В соответствии с обоснованием, приведенным в Приложении 4, он принимается постоянным по годам и численно равным $EF_{CO_2,grid,y} = 0,6745$ т CO₂/МВтч;

$ES_{BL,y}$ - отпуск электроэнергии в сеть (равный отпуску электроэнергии от ПГУ по проекту) электростанциями ОЭС Юга по сценарию исходных условий в течение года у, МВтч.

$$ES_{BL,y} = ES_{PJ,y}, \tag{Г.1-8}$$

где $ES_{PJ,y}$ - отпуск электроэнергии от ПГУ по проекту в течение года у (данная величина подвергается мониторингу), МВтч.

Г.1.2. Опция 2 – Прямой мониторинг сокращений выбросов по проекту (значения должны согласовываться с данными раздела Д):

Эта опция не применяется.

Г.1.2.1. Данные, подлежащие сбору для целей мониторинга сокращений выбросов по проекту, и порядок их хранения:

Идентификационный номер (Пожалуйста, используйте номера, чтобы облегчить согласование с Г.2.)	Переменные данные	Источник данных	Единица измерения	Измеренный (и), Подсчитанный (п), Оцененный (о)	Частота записи данных	Доля данных, подлежащих мониторингу	Способ хранения (электронный/ документальный)	Комментарии

Г.1.2.2. Описание формул, используемых для подсчета сокращений выбросов по проекту (для каждого газа, источника и т.п; выбросов/сокращений выбросов в единицах CO₂ эквивалента):

Г.1.3. Предложение о порядке проведения учета утечек при мониторинге:

Как указано в Разделе Б.1, утечки принимаются равными нулю.

Г.1.3.1. Там, где применимо, пожалуйста, опешите данные и род информации, которые будут собираться для осуществления мониторинга эффекта утечек по проекту:								
Идентификационный номер (Пожалуйста, используйте номера, чтобы облегчить согласование с Г.2.)	Переменные данные	Источник данных	Единица измерения	Измеренный (и), Подсчитанный (п), Оцененный (о)	Частота записи данных	Доля данных, подлежащих мониторингу	Способ хранения (электронный/ документальный)	Комментарии

Г.1.3.2. Описание формул, используемых для оценки утечек (для каждого газа, источника и т.п; в единицах CO₂ эквивалента):

Г.1.4. Описание формул, используемых для оценки сокращения выбросов в результате проекта (для каждого газа, источника и т.п.; выбросы/сокращения выбросов в единицах CO₂ эквивалента):

Сокращение выбросов парниковых газов в течение года у определяется как разность выбросов по сценарию исходных условий и по проекту, т CO₂-эquiv.:

$$ER_y = BE_y - PE_y, \quad (Г.1-9)$$

где BE_y - выбросы ПГ по сценарию исходных условий в течение года у, т CO₂-эquiv.;

PE_y - выбросы ПГ по проекту в течение года у, т CO₂-эquiv.

Г.1.5. В соответствии с методиками проведения, по требованию принимающей стороны информация о сборе и учете данных о влиянии проекта на окружающую среду (там, где применимо):

Производственный экологический контроль в ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго» осуществляет группа экологического менеджмента Отдела промышленной безопасности, охраны труда и экологии (ОПБОТ и Э).

Программа производственного экологического контроля, осуществляемого на Краснодарской ТЭЦ в настоящее время, не претерпит существенных изменений после реализации проекта и будет выполняться по схеме и графикам, согласованным Комитетом природных ресурсов по Краснодарскому краю.

Как и в настоящее время, этот контроль будет осуществляться группой экологического менеджмента ОПБОТ и Э.

В рамках производственного экологического контроля осуществляются:

- аналитический контроль над соблюдением установленных нормативов выброса загрязняющих веществ в окружающую среду в соответствии с графиками лабораторного контроля;

- мониторинг влияния объектов размещения отходов на подземные и поверхностные воды, атмосферный воздух, почву;
- контроль над содержанием загрязняющих веществ в атмосферном воздухе на границе санитарно-защитной зоны и др.

Предприятие отчитывается по следующим официальным годовым статистическим формам:

- 2-тп (воздух) «Сведения об охране атмосферного воздуха», в которой содержится информация о количестве уловленных и обезвреженных атмосферных загрязнителей, детализированных выбросах специфических загрязняющих веществ, количестве источников выбросов, мероприятиях по уменьшению выбросов в атмосферу, выбросах от отдельных групп источников загрязнения;
- 2-тп (водхоз) «Сведения об использовании воды», в которой дана информация о расходе воды из природных источников, сбросе сточных вод и содержании в них загрязняющих веществ, мощности очистных сооружений и др.;
- 2-тп (отходы) «Сведения об образовании, использовании, обезвреживании, транспортировании и размещении отходов производства и потребления», в которой приводится годовой баланс движения отходов отдельно по их видам и классам опасности.

В соответствии с российским законодательством, предприятие ежегодно разрабатывает и осуществляет планы природоохранных мероприятий.

В компании функционирует и постоянно совершенствуется интегрированная система менеджмента качества, экологического менеджмента, система менеджмента в области охраны здоровья и обеспечения безопасности труда, соответствующая требованиям международных стандартов ISO 9001, ISO 14001, OHSAS 18001.

Г.2. Контроль качества и гарантия качества как меры предпринятые для мониторинга данных:		
<i>Данные (укажите таблицу и идентификационный номер)</i>	<i>Степень неопределенности данных (высокая/средняя/низкая)</i>	<i>Объясните процедуры контроля качества/гарантии качества, разработанные для этих данных, и почему они важны</i>
Таблица Г.1.1.1 ИН 1	низкая	Объемный расход природного газа постоянно измеряется с помощью расходомеров. Расходомеры проходят регулярную поверку в соответствии с принятым на предприятии графиком и процедурой поверки контрольно-измерительной аппаратуры.
Таблица Г.1.1.1 ИН 2	низкая	Теплота сгорания природного газа определяется сертифицированными лабораториями поставщика топлива, сертификаты на топливо отправляются на ТЭЦ дважды в месяц. В конце года определяется среднее значение. Кроме того, осуществляется перекрестная проверка с помощью установленного на ТЭЦ калориметра, который в режиме реального времени производит расчет теплоты сгорания газа на основе измерения его компонентного состава.

Таблица Г.1.1.3 ИН 3	низкая	Для учета отпуска тепловой энергии от ПГУ используются расходомеры, измерители температуры и давления теплоносителя. Измерительные приборы проходят регулярную поверку в соответствии с принятым на предприятии графиком и процедурой поверки контрольно-измерительной аппаратуры. Все токовые сигналы с приборов поступают в автоматизированную систему управления, где производится автоматический расчет отпущенной тепловой энергии.
Таблица Г.1.1.3 ИН 4	низкая	Количество электроэнергии отпускаемой ПГУ, постоянно измеряется с помощью электросчетчиков. Электросчетчики проходят регулярную поверку в соответствии с принятым на предприятии графиком и процедурой поверки контрольно-измерительной аппаратуры.

Действия, применяемые в период поверки приборов

Поверка приборов осуществляется в период планового останова оборудования. При необходимости на место снятого прибора устанавливается резервный поверенный. Эксплуатация оборудования без приборов учета и контроля не допускается.

Процедуры мониторинга в чрезвычайных ситуациях

При возникновении на предприятии чрезвычайных ситуаций, затрагивающих систему мониторинга проекта (аварии оборудования, выход из строя измерительных приборов и пр.), специалистами ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго» и ООО «СиСиДжиЭс» проводится анализ возникшей ситуации, разрабатываются альтернативные схемы мониторинга и измерений на период таких ситуаций, а также корректирующие действия для оборудования и/или плана мониторинга.

Перекрестные проверки

Проверка первичных данных осуществляется путем перекрестной проверки различных источников, в которых фиксируются эти данные.

Проверка отчетов о ходе реализации проекта выполняется как сотрудниками ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго», так и сотрудниками ООО «СиСиДжиЭс».

Первичная проверка отчета о ходе реализации проекта выполняется директором Департамента энергоменеджмента и управления выбросами парниковых газов ООО «СиСиДжиЭс» или по его поручению другим сотрудником данного Департамента, непосредственно не связанным с подготовкой данного отчета.

Дополнительная, перекрестная проверка проводится директором Департамента подготовки проектов ООО «СиСиДжиЭс» или по его поручению другим сотрудником данного Департамента.

Как только все замечания, сделанные Департаментом подготовки проектов, устранены, отчет о ходе реализации проекта передается для внутренней проверки на предприятие, где этот проект реализуется.

Внутренняя проверка

Внутренняя проверка на предприятии включает проверку первичных данных, представляемых ООО «СиСиДжиЭс» в период сбора информации, а также проверку отчетов о ходе реализации проекта.

Тестовые верификации

Регулярно, не реже одного раза в год, специалисты ООО «СиСиДжиЭс» осуществляют тестовые верификации с целью проверки соблюдения плана мониторинга.

Г.3. Пожалуйста, опишите операционную и управленческую структуру, которую исполнители проекта будут применять согласно плану осуществления мониторинга:
--

Передача информации

Первоначальный запрос на исходные данные для мониторинга сокращений выбросов ПГ поступает от директора Департамента энергоменеджмента и управления выбросами парниковых газов ООО «СиСиДжиЭс» руководителю группы экологического менеджмента ОПБОТ и Э ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго», который, в свою очередь, сообщает о необходимости предоставления данных, ответственному лицу за сбор, проверку, хранение и передачу данных, используемых при мониторинге выбросов – заместителю начальника цеха наладки и испытаний ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго». На предприятии имеется круг лиц (рабочая группа), ответственных за сбор, контроль и передачу данных для мониторинга. Ответственность этих лиц закрепляется в соответствующих приказах).

Собранная информация передается руководителю группы экологического менеджмента ОПБОТ и Э ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго», который, в свою очередь, передает ее директору Департамента энергоменеджмента и управления выбросами парниковых газов ООО «СиСиДжиЭс». Вся информация передается по электронной почте.

Департамент энергоменеджмента и управления выбросами парниковых газов ООО «СиСиДжиЭс» на основании полученных данных готовит отчет о ходе реализации проекта (отчет о мониторинге сокращений выбросов ПГ) и передает его на дополнительную перекрестную проверку в Департамент подготовки проектов ООО «СиСиДжиЭс». После устранения всех замечаний, указанных Департаментом подготовки проектов, отчет о ходе реализации проекта передается на проверку на предприятие, где осуществляется проект.

В ООО «СиСиДжиЭс» процедуры проверки отчетов о ходе реализации проекта изложены в «Положении о порядке контроля качества подготовки проектной документации и отчетов о ходе реализации проектов, направленных на сокращение выбросов парниковых газов, в ООО «СиСиДжиЭс».

После проверок и внесения необходимых изменений в отчет, директор Департамента энергоменеджмента и управления выбросами парниковых газов ООО «СиСиДжиЭс» информирует руководителя группы экологического менеджмента ОПБОТ и Э ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго» о предварительных результатах мониторинга, и, если с его стороны нет возражений, генеральный директор ООО «СиСиДжиЭс» принимает окончательное решение о передаче отчета о ходе реализации проекта на экспертизу аккредитованной независимой организацией.

Регистрация и сбор данных мониторинга

Информация, необходимая для расчета сокращений выбросов ПГ, собирается в соответствии с процедурами учета ресурсов, принятыми на предприятии.

Расположение точек мониторинга представлено на Рисунке Г.3-1.

Порядок сбора и передачи информации, необходимой для осуществления плана мониторинга, представлена на Рисунке Г.3-2

Процедуры регистрации и хранения первичных данных, а также лица, ответственные за их мониторинг приведены в Таблице Г.3-1.

Сокращение выбросов ПГ рассчитываются в конце каждого отчетного периода специалистами ООО «СиСиДжиЭс».

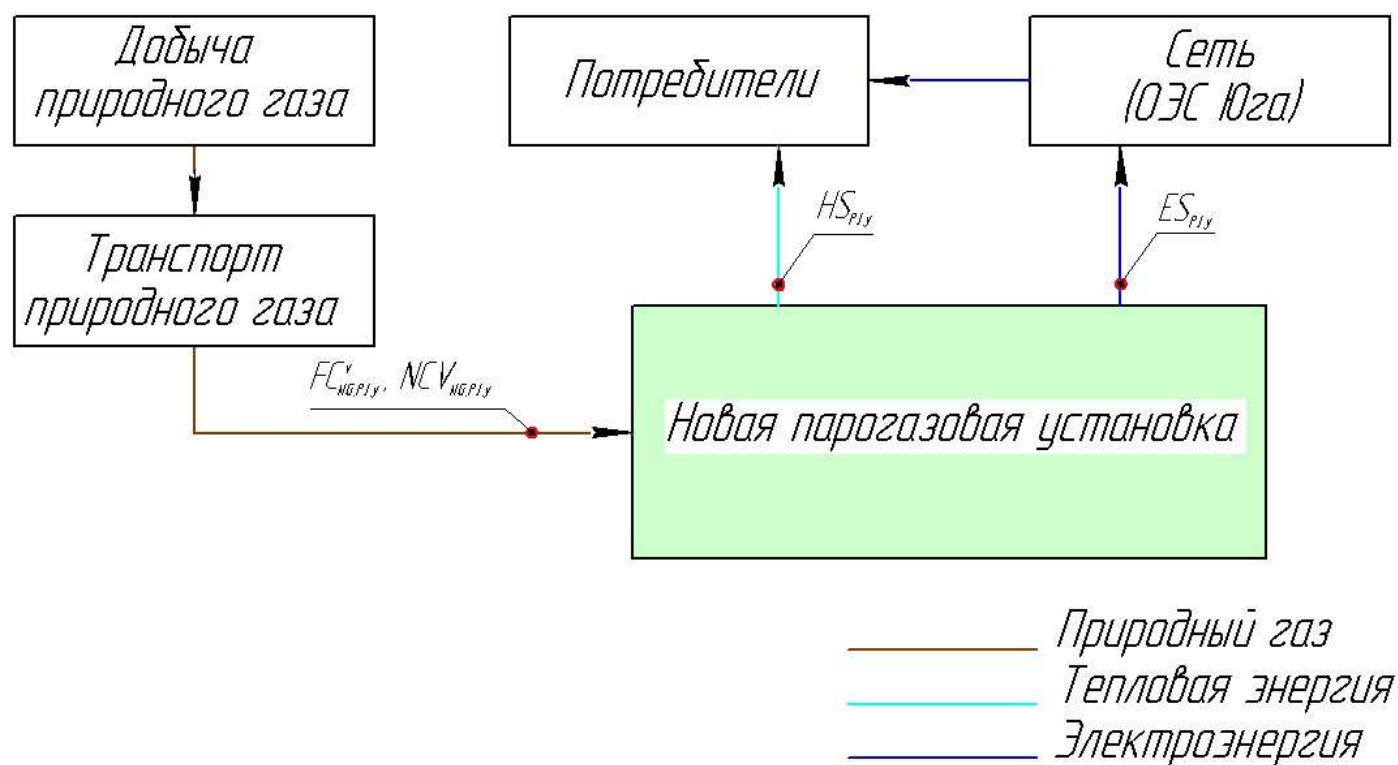


Рисунок Г.3-1. Расположение точек мониторинга

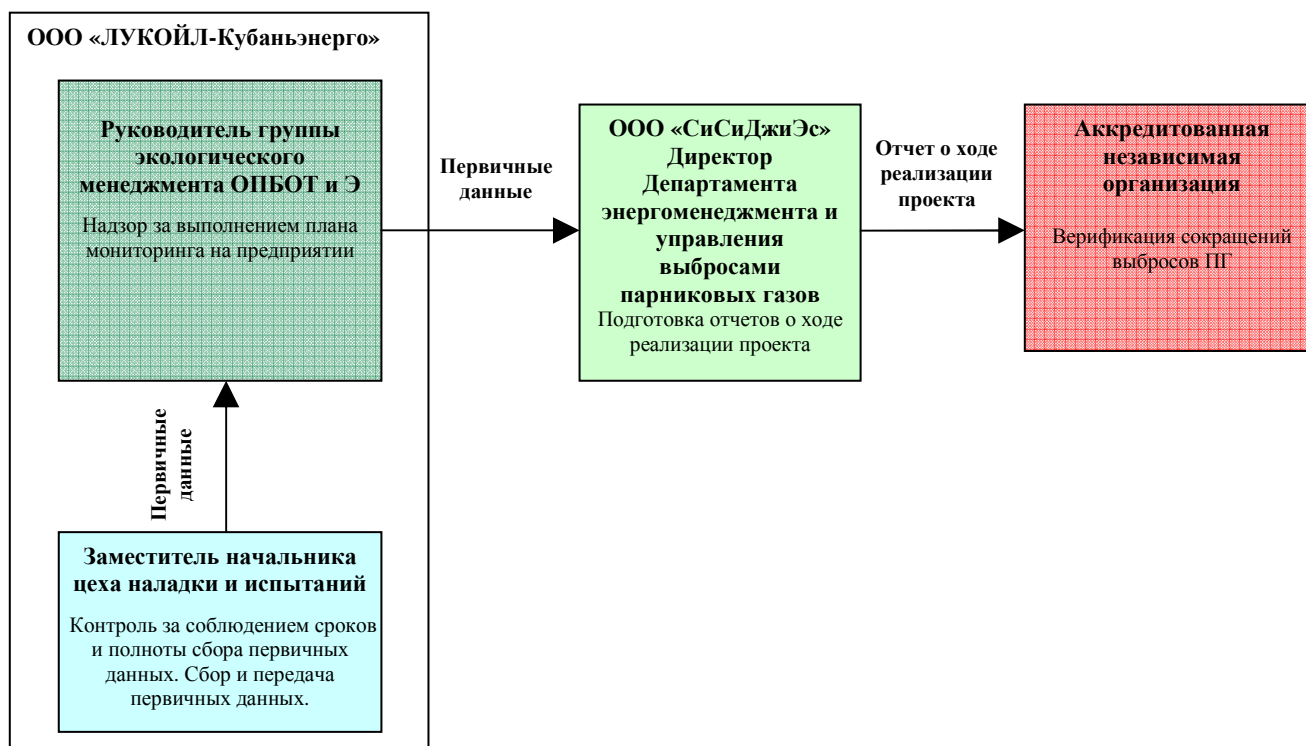


Рисунок Г.3-2. Организация сбора и передачи информации по мониторингу

Таблица Г.4-1. Процедуры мониторинга

Параметр мониторинга	Процедуры регистрации, мониторинга, учета/записи и хранения данных (включая ежедневный учет)	Ответственный за мониторинг
Отпуск тепловой энергии от ПГУ	<ol style="list-style-type: none"> 1. Для учета отпуска тепловой энергии используются датчики и преобразователи, постоянно измеряющие расход, температуру и давление теплоносителя. 2. Показания приборов фиксируются в автоматизированной системе управления и отображаются на мониторах всех компьютеров с установленным необходимым программным обеспечением. Данные распечатываются на бумажном носителе и хранятся в памяти компьютеров. 3. Данные ежесуточно фиксируются операторами в суточных ведомостях и журналах, которые затем сводятся в месячные и годовые отчеты. 4. Данные по отпуску тепловой энергии будут храниться в архиве ТЭЦ на электронных и бумажных носителях не менее двух лет по окончании зачетного периода или последнего выпуска ЕСВ. 	Заместитель начальника цеха наладки и испытаний
Отпуск электроэнергии от ПГУ	<ol style="list-style-type: none"> 1. Количество электроэнергии отпускаемой ПГУ, постоянно измеряется с помощью электросчетчиков. 2. Показания приборов фиксируются в автоматизированной системе управления и отображаются на мониторах всех компьютеров с установленным необходимым программным обеспечением. Данные распечатываются на бумажном носителе и хранятся в памяти компьютеров. 3. Данные ежесуточно фиксируются операторами в суточных ведомостях и журналах, которые затем сводятся в месячные и годовые отчеты. 4. Данные по отпуску электроэнергии будут храниться в архиве ТЭЦ на электронных и бумажных носителях не менее двух лет по окончании зачетного периода или последнего выпуска ЕСВ. 	Заместитель начальника цеха наладки и испытаний
Объемный расход природного газа на ПГУ	<ol style="list-style-type: none"> 1. Для учета объема потребленного природного газа используются датчики и преобразователи, постоянно измеряющие расход, температуру и давление. 2. Показания приборов фиксируются в автоматизированной системе управления и отображаются на мониторах всех компьютеров с установленным необходимым программным обеспечением. Данные распечатываются на бумажном носителе и хранятся в памяти компьютеров. 3. Данные ежесуточно фиксируются операторами в суточных ведомостях и журналах, которые затем сводятся в месячные и годовые отчеты 4. Данные по расходу природного газа будут храниться в архиве ТЭЦ на электронных и бумажных носителях не менее двух лет по окончании зачетного периода или последнего выпуска ЕСВ. 	Заместитель начальника цеха наладки и испытаний
Средняя низшая теплота сгорания природного	<ol style="list-style-type: none"> 1. Теплота сгорания природного газа определяется сертифицированными лабораториями поставщиков топлива, сертификаты на топливо дважды в месяц отправляются на ТЭЦ 	Заместитель начальника цеха

газа	<p>поставщиком газа.</p> <p>Кроме того, осуществляется перекрестная проверка с помощью установленного на ТЭЦ калориметра, который в режиме реального времени производит расчет теплоты сгорания газа на основе измерения его компонентного состава.</p> <p>2. Данные по теплоте сгорания записываются в рабочие журналы, заносятся в электронную базу данных. В конце каждого года определяется среднее значение теплоты сгорания.</p> <p>3. Данные по теплоте сгорания будут храниться в архиве ТЭЦ на электронных и бумажных носителях не менее двух лет по окончании зачетного периода или последнего выпуска ЕСВ.</p>	наладки и испытаний
------	---	---------------------

Система мониторинга отвечает требованиям международного стандарта для интегрированной системы менеджмента качества ISO 9001, а также требованиям государственных законов и правил:

- Федеральный закон №102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений» от 26.06.2008 г;
- «Правила учета электроэнергии» от 26 сентября 1996 года;
- РД 34.09.102 «Правила учета тепловой энергии» от 31.08.1995 г.

Г.4. Названия физических/юридических лиц, разработавших план мониторинга:

План мониторинга разработан компанией: ООО «СиСиДжиЭс» (ООО «СиСиДжиЭс» не является участником проекта и не указано в Приложении 1 данной проектной документации).

Контактное лицо: Дмитрий Поташев

E-mail: d.potashhev@ccgs.ru

РАЗДЕЛ Д. Оценка сокращений выбросов парниковых газов

Оценка сокращений выбросов выполнялась по формулам в соответствии с подробно описанной методикой в Разделе Б.1. В том же разделе в табличной форме представлены все необходимые исходные данные. Ниже приведены результаты оценки выбросов по обоим сценариям и сокращения выбросов за период 2011-2012 гг.

Д.1. Оценка выбросов по проекту:

Таблица Д.1-1. Выбросы ПГ по проекту, т CO₂-экв.

Показатель	2011	2012	2008-2012
Выбросы ПГ от ПГУ	405 868	1 217 604	1 623 472

Д.2. Оценка утечек:

Утечки считаются равными нулю

Д.3. Сумма Д.1. и Д.2.:

Поскольку утечек нет, то: Д.1 + Д.2 = Д.1.

Д.4. Оценка выбросов при исходных условиях:

Таблица Д.4-1. Выбросы ПГ по сценарию исходных условий, т CO₂-экв.

Показатель	2011	2012	2008-2012
Выбросы ПГ, всего	782 612	2 347 836	3 130 448
CO ₂ от сетевой электроэнергии	721 715	2 165 145	2 886 860
CO ₂ от сжигания природного газа котельными	60 897	182 691	243 588

Д.5. Разность Д.4. и Д.3., определяющая сокращение выбросов в результате проекта:

Таблица Д.5-1. Сокращение выбросов ПГ, т CO₂-экв.

Показатель	2011	2012	2008-2012
Сокращение выбросов ПГ	376 744	1 130 232	1 506 976

Д.6. Таблица, отражающая значения, получившиеся в результате применения вышеуказанных формул:

Год	Ожидаемые выбросы по проекту (тонн CO ₂ -экв.)	Ожидаемые утечки (тонн CO ₂ -экв.)	Ожидаемые выбросы при исходных условиях (тонн CO ₂ -экв.)	Ожидаемые сокращения выбросов (тонн CO ₂ -экв.)
2011	405 868	0	782 612	376 744
2012	1 217 604	0	2 347 836	1 130 232
Итого (тонн CO₂-экв.)	1 623 472	0	3 130 448	1 506 976

РАЗДЕЛ Е. Оценка воздействия на окружающую среду

Е.1. Документация анализа влияния проекта на окружающую среду, включая влияния, не предусмотренные проектом, в соответствии с методиками проведения по требованию принимающей стороны:

Повышение эффективности и увеличение количества вырабатываемой тепловой и электрической энергии за счет внедрения ПГУ на Краснодарской ТЭЦ приводит к замещению соответствующего объема электроэнергии, вырабатываемой на менее эффективных электрогенерирующих мощностях (тепловых электростанциях) объединенной энергосистемы (ОЭС) Юга, а также позволяет отказаться от менее эффективной выработки тепловой энергии котельными и, соответственно, в целом по региону приводит к сокращению выбросов вредных веществ в атмосферу, а также парниковых газов.

Оценка воздействия ПГУ на окружающую среду выполнена в соответствии с требованиями российского законодательства и изложена в проектной документации [С9].

Воздействие на поверхностные воды

Увеличение объема воды в системе охлаждения Краснодарской ТЭЦ не приведет к видимому изменению гидрохимического состава воды водоема. Все заметные колебания концентраций ингредиентов будут определяться естественными факторами (последнее справедливо при условии, что все остальные виды хозяйственной деятельности на водосборе и акватории водоема будут неизменны).

Схема технического водоснабжения при расширении Краснодарской ТЭЦ блоком ПГУ-410 остается прямоточно-оборотной с использованием в качестве охладителя водоема «Старая Кубань».

Общий расход охлаждающей воды с существующей частью ТЭЦ и вспомогательными сооружениями будет составлять 130 000 м³/ч (36,11 м³/с) летом, 120 000 м³/ч (33,3 м³/с) зимой и обеспечивается действующими сооружениями.

Забор воды из реки Кубань на проектируемое положение не превысит согласованного в Договоре водопользования от 30.08.10 г. № 23-06.02.00.014-Р-ДЗВО-С-2010-00864/00 объема 480 000,0 тыс.м³/год.

Таким образом, намечаемая хозяйственная деятельность не повлияет на запасы и качество поверхностных вод.

Воздействие на атмосферный воздух

В результате внедрения проектных решений, валовый выброс загрязняющих веществ Краснодарской ТЭЦ увеличится на 1564,568 т/год и составит 9990,908 т/год. По сравнению с ситуацией до реализации проекта – 8426,34 т/год, прирост выбросов составит 16%.

Следует сказать, что по выбросам вредных веществ в атмосферу ПГУ соответствует современным экологическим стандартам, принятым в странах Евросоюза. Удельные выбросы от ПГУ-410 (на единицу мощности) будут в несколько раз ниже, чем у существующего оборудования ТЭЦ.

По результатам расчетов рассеивания загрязняющих веществ установлено, что при вводе в эксплуатацию блока ПГУ-410, воздействие ТЭЦ на границе санитарно-защитной зоны и ближайшей жилой застройки практически не изменится.

Мониторинг окружающей среды

Контроль за загрязнением окружающей среды (атмосферный воздух, водные ресурсы) будет продолжаться осуществляться предприятием в соответствии с планом-графиком, утвержденным заместителем генерального директора – главным инженером и согласованным с контролирующими органами.

Экологические последствия реализации проекта

Наиболее значимым экологическим последствием реализации проекта является оздоровление экологической обстановки в г. Краснодаре за счет снижения выбросов в атмосферу загрязняющих веществ (по сравнению со сценарием исходных условий). Несмотря на некоторое увеличение выбросов вредных веществ от самой ТЭЦ, в целом по г. Краснодару выбросы вредных веществ должны уменьшиться, так как в противном случае в большей степени эксплуатировались бы другие менее эффективные источники теплоэнергии (котельные).

Не менее важным является сокращение потребления ископаемого топлива и соответствующее снижение выбросов в атмосферу парниковых газов, что будет способствовать выполнению Российской Федерацией обязательств, направленных на повышение эффективности использования энергии и сокращение выбросов парниковых газов (CO₂). Объем единиц сокращений выбросов парниковых газов в результате реализации проекта составит около 1130 тыс. т CO₂-экв. в год.

Е.2. Если участники проекта или принимающая сторона сочли влияние на окружающую среду значительным, пожалуйста, предоставьте заключения и все ссылки на необходимую документацию оценки влияния на окружающую среду, проведенной в соответствии с требованиями принимающей стороны:

Проект соответствует экологическим требованиям, установленным законодательством Российской Федерации, и не оказывает существенного воздействия на окружающую среду. Проектная документация: «Расширение Краснодарской ТЭЦ с установкой ПГУ-410» соответствует требованиям нормативных технических документов, что подтверждено положительным заключением государственной комиссии:

- Заключение по проекту «Расширение Краснодарской ТЭЦ с установкой ПГУ-410». Главное управление государственной экспертизы ФГУ «ГЛАВГОСЭКСПЕРТИЗА РОССИИ», №00-1-4-3331-09 от 26.08.2009 г.

Более того, в целом по региону проект приводит к уменьшению выбросов вредных веществ в атмосферу, потребления ископаемого топлива, выбросов парниковых газов.

РАЗДЕЛ Ж. Комментарии заинтересованных сторон

Ж.1. Информация о комментариях заинтересованных сторон по поводу проекта:

Общественные слушания по проекту расширения Краснодарской ТЭЦ с установкой ПГУ-410 были проведены в г. Краснодаре 10 сентября 2009 г. Публичные слушания были назначены постановлением администрации муниципального образования г. Краснодар от 17.08.2009 №2873 «О назначении публичных слушаний в муниципальном образовании г. Краснодар». Форма проведения: заседание комиссии по проведению общественных слушаний по вопросу оценки воздействия на окружающую среду намечаемого расширения Краснодарской ТЭЦ с установкой ПГУ-410 и жителей г. Краснодара. Количество внесенных замечаний и предложений в устной и письменной форме – 5.

Список заявителей, внесенные замечания и предложения, а также принятые меры по устранению замечаний приведены в Приложении 5.

Мероприятия по проекту широко освещались в средствах массовой информации, в том числе в «Краснодарские известия» (краевая газета, Краснодар) номер от 20.05.09, «Вольная Кубань» (краевая газета, Краснодар) номер от 21.05.09, «Кубанские новости» (городская газета, Краснодар) номер от 20.05.09. Получены только положительные отзывы.

Приложение 1

КОНТАКТНАЯ ИНФОРМАЦИЯ ОБ УЧАСТНИКАХ ПРОЕКТА

Организация:	ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго»
Улица/ п/я:	Трамвайная
Строение:	13
Город:	Краснодар
Штат/регион:	
Почтовый индекс:	350911
Страна:	Россия
Телефон:	+7 (861) 237-13-14
Факс:	+7 (861) 219-35-28
Адрес э/почты:	info@krtec.ru
Адрес в интернете:	http://www.kubanenergo.lukoil.ru/
Представитель:	
Титул:	Руководитель группы экологического менеджмента
Обращение:	Г-жа
Фамилия:	Бразникова
Имя:	Татьяна
Отчество:	Владимировна
Отдел:	Промышленной безопасности, охраны труда и экологии (ОПБОТ и Э)
Городской номер телефона (прямой):	+7 (861) 219-38-55
Номер факса (прямой):	+7 (861) 219-35-16
Мобильный номер телефона:	
Личный адрес э/почты:	brazhnikovatv@krtec.ru



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ЛУКОЙЛ – Кубаньэнерго»

№ 03.3/2721 Дата 20.08.2011

на № _____ от _____

В ОАО «Сбербанк России»
г. Москва, ул. Б. Якиманка, д. 42

тел. +7 (495) 505-99-20
+7 (495) 913-17-46

СВЕДЕНИЯ О ЛИЦАХ,
осуществляющих руководство проектом «Расширение Краснодарской ТЭЦ с
установкой ПГУ-410, ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго», Российская Федерация»

ФИО	Должность	Контактная информация	Полномочия
И. М. Гареев	Генеральный директор ОАО «ЛУКОЙЛ – Кубаньэнерго»	(861) 237-13-14	Общее руководство
Э. Л. Целов	Заместитель генерального директора – главный инженер ОАО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго»	(861) 219-38-20	Общее техническое руководство
Калинин В.В.	Генеральный директор ОАО «ГруппаЕ4»	(495) 642-83-44	Организация закупки и монтажа оборудования
Н. А. Дейкина	Главный бухгалтер ОАО ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго»	(861)219-33-96	Финансовые мероприятия
Т. В. Бражникова	Ведущий инженер-руководитель группы экологического менеджмента	(861) 219-38-55	Контроль за соблюдением требований природоохранного законодательства, организация мониторинга
В. Э. Захаров	Начальник цеха ПГУ-410	(861) 219-36-98	Эксплуатация оборудования

Генеральный директор

И. М. Гареев

Бражникова (861) 219-38-55

350911, Российская Федерация,
г. Краснодар, ул. Трамвайная, д.13

Тел.: +7(861) 231-16-24
Факс: +7(861) 237-16-47

Приложение 2

ИНФОРМАЦИЯ ОБ ИСХОДНЫХ УСЛОВИЯХ ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА

КПД новых газовых котлов	-	0,92
Коэффициент эмиссии CO ₂ для сетевой электроэнергии	кг CO ₂ /МВтч	674,5
Коэффициент эмиссии CO ₂ для природного газа	кг CO ₂ /ГДж	56,1

	Показатель	Ед. изм.	Значения за период		
			2011	2012	2011-2012
Проектный сценарий					
1	Отпуск электроэнергии от ПГУ	МВтч	1 070 000	3 210 000	4 280 000
2	Отпуск теплоэнергии от ПГУ	ГДж	998 669	2 996 008	3 994 677
3	Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии от ПГУ	кг у.т./МВтч	203,67	203,67	203,67
4	Удельный расход условного топлива на отпуск теплоэнергии от ПГУ	кг у.т./ГДж	28,94	28,94	28,94
5	Расход природного газа в ПГУ, в том числе:	ГДж	7 234 724	21 704 172	28 938 896
	на отпуск электроэнергии	ГДж	6 387 587	19 162 761	25 550 348
	на отпуск тепловой энергии	ГДж	847 137	2 541 411	3 388 549
6	Выбросы CO ₂ по проекту, всего	т CO ₂	405 868	1 217 604	1 623 472
Сценарий исходных условий					
7	Отпуск электроэнергии в сеть электростанциями ОЭС Юга	МВтч	1 070 000	3 210 000	4 280 000
8	Отпуск тепловой энергии газовыми котельными	ГДж	998 669	2 996 008	3 994 677
9	Расход природного газа в котельных	ГДж	1 085 510	3 256 530	4 342 040
10	Выбросы CO ₂ по сценарию исходных условий, всего	т CO ₂	782 612	2 347 836	3 130 448
	CO ₂ от сетевой электроэнергии	т CO ₂	721 715	2 165 145	2 886 860
	CO ₂ от сжигания природного газа котельными	т CO ₂	60 897	182 691	243 588
Сокращение выбросов					
11	Сокращения выбросов CO ₂ , всего	т CO ₂	376 744	1 130 232	1 506 976

Приложение 3

ПЛАН ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ МОНИТОРИНГА

См. раздел Г.

Приложение 4

РАСЧЕТ ФАКТОРА ЭМИССИЙ ДЛЯ ОЭС «ЮГА»

Фактор эмиссий для ОЭС «Юга» определяется в соответствии с собственным подходом, который состоит из следующих шагов:

Шаг 1. Определение границ энергосистемы:

ОЭС «Юга» не является замкнутой энергосистемой, о чем свидетельствуют данные о перетоках электроэнергии из других энергосистем России.

Таблица 1. Импорт электроэнергии в ОЭС «Юга» из энергосистем России и ближнего зарубежья, % от общей выработки электроэнергии.¹⁶

Энергосистема / год	2005	2006	2007	2008	2009	Среднее за 2005-2009 гг.
ОЭС Средней Волги	5,4%	6,8%	5,2%	6,5%	6,2%	6,0%
Украина	4,0%	4,9%	5,0%	4,4%	6,9%	5,0%
ОЭС Центра	0,0%	0,7%	0,0%	0,4%	0,0%	0,2%
Грузия	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%	0,1%
Азербайджан	0,0%	0,0%	0,1%	0,3%	0,2%	0,1%

В границы проектной энергосистемы включается импорт электроэнергии из тех энергосистем, доля которого составляет больше 1% от общей выработки ОЭС «Юга». В соответствии с данными, представленными в Таблице 1. ОЭС «Средней Волги» и энергосистема Украины являются энергосистемами, доля импорта которых превышает 1% от общей выработки.

Шаг 2. Описание методологии расчета фактора эмиссий EF_{grid} для ОЭС «Юга»:

Фактор эмиссий для ОЭС «Юга» рассчитывается для проектов, ведущих к высвобождению электрических мощностей ОЭС «Юга». По правилам рынка электроэнергии и в соответствии с «Регламентом

оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России» (п.6.5), системный оператор при появлении более эффективных мощностей или при снижении потребления электроэнергии перераспределяет нагрузку между тепловыми станциями ОЭС «Юга», снижая их загрузку в конденсационном режиме по рейтингу ценовой заявки. Таким образом, разгружаются самые дорогие, неэффективные мощности. Согласно принципу консервативности в расчет включаются все электростанции ОЭС «Юга», производящие электроэнергию в конденсационном цикле, включая высокоэффективные ГРЭС, а не только ТЭЦ ОЭС «Юга», работающие в конденсационном режиме. Также учитывается импорт электроэнергии из ОЭС «Средней Волги» и энергосистемы Украины, величина которого составляет 11% от общей выработки электроэнергии ОЭС «Юга».

$EF_{grid\ UG}$ – фактор эмиссий для ОЭС «Юга», т $CO_2/МВтч$.

$$EF_{grid\ UG} = [EF_{UG} \times (1 - I_{el\ Volga} - I_{el\ Ukr})] + [EF_{grid\ Volga} \times I_{el\ Volga}] + [EF_{grid\ Ukr} \times I_{el\ Ukr}], \quad (\text{Формула 1})$$

где EF_{UG} - фактор эмиссий для конденсационной выработки электроэнергии ОЭС «Юга», т $CO_2/МВтч$;

¹⁶Согласно ежегодным отчетам Агентства по прогнозированию балансов в электроэнергетике (АПБЭ) «Функционирование и развитие электроэнергетики Российской Федерации». Более подробный расчет представлен в файле excel « EF_{grid} ОЭС Юга»

$EF_{grid\ Volga}$ - фактор эмиссий для ОЭС «Средней Волги», т CO_2 /МВтч;
 $EF_{grid\ Ukr}$ - фактор эмиссий для энергосистемы Украины, т CO_2 /МВтч;
 $I_{el\ Volga}$ – средняя доля импорта электроэнергии из ОЭС «Средней Волги», %;
 $I_{el\ Ukr}$ – средняя доля импорта электроэнергии из энергосистемы Украины, %.

EF_{Ug} рассчитывается как средневзвешенный фактор эмиссий CO_2 на единицу отпущенной электроэнергии от всех электростанций ОЭС «Юга», производящих электроэнергию в конденсационном цикле.

Для расчета используются данные электростанций ОЭС «Юга» по удельному потреблению топлива в конденсационном цикле работы, величине отпуска электроэнергии, произведенной в конденсационном цикле и структуре потребления топлива за период 2004-2008 гг. Эти данные взяты из официальной отчетности электростанций, которая до 2008 года направлялась в Инженерный центр РАО ЕЭС - ОРГРЭС. Данные для расчета предоставлены ООО «НПК ОРГРЭС».

EF_{Ug} рассчитывается по формуле:

$$EF_{Ug} = \frac{\sum SFC_{y,m} \times EF_{CO_2,y}}{\sum_m EO_{m,y}}, \quad (\text{Формула 2})$$

где SFC – удельное потребление топлива на отпуск электроэнергии в конденсационном цикле, т.у.т./МВтч;

EF_{CO_2} – средневзвешенный фактор эмиссий ОЭС «Юга» в соответствии со структурой потребляемого топлива, т CO_2 /т.у.т.;

EO – отпуск электроэнергии в конденсационном цикле, МВт;

y – год;

m – электростанции ОЭС «Юга».

$$EF_{CO_2,y} = \frac{\sum w_{g,m,y} \times EF_g + w_{l,m,y} \times EF_l + w_{c,m,y} \times EF_c}{\sum_m EO_{m,y}}, \quad (\text{Формула 3})$$

где $w_{g,m,y}$ - доля сожженного газообразного топлива станцией m в году y , %;

$w_{l,m,y}$ - доля сожженного жидкого топлива станцией m в году y , %;

$w_{c,m,y}$ - доля сожженного твердого топлива станцией m в году y , %;

EF_g – фактор эмиссий газообразного топлива, т CO_2 /т.у.т.;

EF_l - фактор эмиссий жидкого топлива, т CO_2 /т.у.т.;

EF_c - фактор эмиссий твердого топлива, т CO_2 /т.у.т.

Расчет $EF_{g,l,c}$:

	Газообразное топливо (g)	Жидкое топливо (l)	Твердое топливо (c)
¹⁷ EF_{CO_2} , т CO_2 /ТДж	56,1	77,4	94,6
ТНЗ ¹⁸ одной т.у.т, ТДж/т.у.т	0,02931		
EF_{CO_2} , т CO_2 /т.у.т	1,64	2,27	2,77

¹⁷ “Guidelness for National Greenhouse Gas Inventories”, 2006, IPCC, Table 1.4.

¹⁸ теплотворное нетто-значение

Шаг 3. Расчет EF_{grid} для ОЭС «Юга»:

	2004	2005	2006	2007	2008
SFC - Средний удельный расход топлива на отпуск электроэнергии по конд.циклу, т.у.т/МВтч	0,366	0,370	0,368	0,365	0,365
EF_{CO2} - Средний коэффициент выбросов (по структуре топлива), т CO ₂ /т.у.т	1,80	1,82	1,87	1,84	1,84
EF_{grid} , т CO ₂ /МВтч	0,660	0,672	0,687	0,671	0,673
Отпуск электроэнергии по конд.циклу, МВтч	28935669	29823632	31787930	31637156	34156232
EF_{Ug} - Средневзвешенный фактор выбросов по электростанциям ОЭС «Юга», т CO ₂ /МВтч	0,6726				
I_{el volga} – средняя доля импорта импорта электроэнергии из ОЭС «Средняя Волга», %	6 %				
I_{el ukr} – средняя доля импорта импорта электроэнергии из энергосистемы Украины, %	5 %				
EF_{grid volga} - фактор эмиссий для ОЭС «Средняя Волга», т CO ₂ /МВтч	0,591*				
EF_{grid ukr} - фактор эмиссий для энергосистемы Украины, т CO ₂ /МВтч	0,807**				
EF_{grid Ug} , т CO ₂ /МВтч	0,6745				

*The study “Development of grid GHG emission factors for powersystems of Russia” commissioned by “Carbon Trade and Finance” in 2008. Данная работа прошла процедуру верификации независимой компанией Bureau Veritas.

** Standardized Emission Factors for the Ukranian Electricity Grid (Global Carbon,2007). Данная работа прошла процедуру верификации независимой компанией TUV SUD.

Фактор эмиссий определяется один раз и устанавливается на весь кредитный период. Подробный расчет представлен в excel файле «EF_{grid} ОЭС Юга».

Приложение 5

ЗАМЕЧАНИЯ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ПУБЛИЧНЫХ СЛУШАНИЙ

№ п/п	Замечания и предложения	Заявитель	Меры по устранению замечаний или мотивы отклонения замечаний
1.	Расчет загрязнения атмосферы выполнен по программе, не учитывающей наличие в зоне влияния жилую застройку. В связи с чем ПДК занижены, а в то же время по отдельным загрязнителям расчетные значения в выполненном проекте доходят до значения 0,8	Общественная организация «Краснодарское региональное отделение международной академии наук экологии безопасности человека и природы» (КРеО МАНЭБ) Литвин В.В.	Расчеты загрязнения атмосферы выполнен с учетом жилой застройки. Получено положительное заключение Главгосэкспертизы РФ. ПДК завышены за счет фоновых концентраций других источников загрязнения. Доля выбросов ТЭЦ – минимальная.
2.	В проекте отсутствуют расчёты по изменению уровней загрязнений почвы и поверхностных вод.	КРеО МАНЭБ Литвин В.В.	Выполнены дополнительные экологические изыскания по анализу почвы и воды на участке расположения Краснодарской ТЭЦ и прилегающей городской территории. Выполненные изыскания прошли процедуру рассмотрения и согласования в Главгосэкспертизе РФ.
3.	Сделан ли в проектной документации сравнительный анализ оборудования ПГУ различных производителей с учётом экологических показателей?	Пенсионер Бойко Е.А.	В заключении рассмотрения проекта расширения Краснодарской ТЭЦ с установкой ПГУ-410 Главгосэкспертизой РФ представлен выбор вариантов оборудования ПГУ различных производителей.
4.	Отсутствует оценка изменения теплового режима конденсаторного бассейна «Старая Кубань» и влияния этого изменения на биотопы.	КРеО МАНЭБ Левичев С.А.	По результатам замечаний Главгосэкспертизы РФ материалы проекта доработаны и в настоящее время рассматривается вопрос о применении в схеме технического водоснабжения Краснодарской ТЭЦ - градирен. Материалы по техническому водоснабжению ПГУ-410 будут дополнительно проходить процедуру экспертизы в Главгосэкспертизе РФ.
5.	В проекте не предусматривается объём работ по обеспечению промышленной безопасности оборудования, не подлежащего замене или модернизации, которое будет работать в более интенсивном режиме. Например, это касается нагнетательного газопровода. В проекте указан только срок начала его штатной проверки - март 2010 года.	КРеО МАНЭБ Левичев С.А.	Газопровод для ПГУ-410 Краснодарской ТЭЦ (d=500мм) будет смонтирован новый. Будет установлено новое газоперерабатывающее оборудование. Реконструкция Краснодарской ТЭЦ будет проводиться с учётом результатов, уже проведённого освидетельствования, используемых предприятием зданий и сооружений.

Приложение 6

ПОЭТАПНЫЙ ПЛАН РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА



ЛУКОЙЛ
НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ЛУКОЙЛ – Кубаньэнерго»

№ 03.3/2781 Дата 30.08.2011

на № _____ от _____

График реализации проекта
«Расширение Краснодарской ТЭЦ с установкой ПГУ -410,
ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго», Российская Федерация»

Ид.	Название задачи	Начало	Окончание	Длительность
1	Проект расширения Краснодарской ТЭЦ с установкой ПГУ-410	Апрель 2008 г.	Декабрь 2011 г.	3 года 8 месяца
2	Проектирование	2008 г.	2011 г.	3 года
3	Поставка оборудования	2008 г.	2011 г.	-//-
4	Строительно-монтажные работы	2008 г.	2011 г.	-//-
5	Пуско-наладочные работы	2010 г.	2011 г.	1 год
6	Комплексное опробование ПГУ-410	Август 2011 г.	Август 2011г.	1 месяц
7	Сдача объекта в эксплуатацию	Октябрь 2011 г. (ПГУ-410)	Декабрь 2011 г. (СВМ-2-й этап)	2 месяца

Генеральный директор
ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго»

И. М. Гареев

Приложение 7

ОПИСАНИЕ ФИНАНСОВОЙ МОДЕЛИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА

Приложение 8

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- [C1] Руководство по критериям для установления исходных условий и мониторингу, Версия 02, Комитет по надзору за совместным осуществлением (http://ji.unfccc.int/Ref/Documents/Baseline_setting_and_monitoring.pdf)
- [C2] Прогнозный баланс развития электроэнергетики на период 2009-2015 гг. и на 2020 г. Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике. Москва, 2009.
- [C3] Руководство МГЭИК по национальной инвентаризации парниковых газов 2006 года. Том 2, Энергия. (<http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/vol2.htm>)
- [C4] Методическое руководство по определению эффективности систем генерации тепловой или электрической энергии по сценарию исходных условий. Версия 01. Исполнительный совет МЧР (<http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-09-v1.pdf>)
- [C5] График выполнения работ по проекту «Расширение Краснодарской ТЭЦ с установкой ПГУ-410 МВт»
- [C6] Отчет «Инвентаризация выбросов парниковых газов за 1990-2005 гг. ОАО «ЮГК ТГК-8». НИЭО «Энергетический углеродный фонд». Москва 2007 г.
- [C7] Контракт на выполнение работ под ключ по объекту «Расширение Краснодарской ТЭЦ с установкой ПГУ-410», №163-08 от 28 апреля 2008 г.
- [C8] Проектная документация. «Расширение Краснодарской ТЭЦ с установкой ПГУ-410». Раздел 1. Пояснительная записка. Том 1. Новосибирск 2009 г.
- [C9] Проектная документация. «Расширение Краснодарской ТЭЦ с установкой ПГУ-410». Раздел 8. Перечень мероприятий по охране окружающей среды. Том 1. Новосибирск 2009 г.
- [C10] Положительное заключение по проекту «Расширение Краснодарской ТЭЦ с установкой ПГУ-410». Главное управление государственной экспертизы ФГУ «ГЛАВГОСЭКСПЕРТИЗА РОССИИ», №00-1-4-3331-09 от 26.08.2009 г.