



**ФОРМАТ ПРОЕКТНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ
ДЛЯ ПРОЕКТА СОВМЕСТНОГО ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ
Редакция 01 от 15 июня 2006 г.**

СОДЕРЖАНИЕ

- A. Общее описание проекта
- B. Базовая линия
- C. Срок действия проекта / период кредитования
- D. План мониторинга
- E. Оценка сокращения выбросов парниковых газов
- F. Воздействие на окружающую среду
- G. Комментарии заинтересованных лиц

Приложения

- Приложение 1: Контактная информация об участниках проекта
- Приложение 2: Информация по базовой линии
- Приложение 3: План мониторинга



РАЗДЕЛ А. Общее описание проекта

А.1. Название проекта:

Строительство трех газовых турбин SGT-800 на газотурбинной теплоэлектростанции «Коломенское», Москва, Российская Федерация. (бывшее название - Строительство трех газовых турбин с комбинированным циклом на ГТЭС «Коломенское», Москва, Российская Федерация)

Сектор экономики 1: Энергетическая промышленность (возобновляемые / невозобновляемые источники энергии)¹.

Проектно-техническая документация (ПТД), редакция 1.3.

11 Апреля 2011 г.

А.2. Описание проекта:

Цель реализации проекта:

Целью реализации проекта является строительство газотурбинной электростанции «Коломенское» (далее по тексту, ГТЭС «Коломенское»), работающей на природном газе и предназначенной для совместной выработки электроэнергии и тепла. Реализация данного проекта позволит повысить КПД при сжигании природного газа и сократить объем выбросов CO₂ за счет применения новой технологии и использования ископаемого топлива для совместной выработки тепла и электроэнергии.

Концепция проекта

- **Ситуация до реализации проекта**

До реализации данного проекта требуемый для удовлетворения бытовых потребностей муниципальных районов «Москворечье-Сабурово», «Нагатино-Садовники» и «Царицыно» Южного Административного Округа Москвы объем электроэнергии поставлялся от централизованной энергосистемы (ОЭС «Центр»). ОЭС «Центр» состоит из 18 областных энергосистем (ОЭС), которые взаимосвязаны с соседними энергосистемами. Теплоснабжение осуществлялось районными тепловыми станциями (РТС) «Коломенское», «Нагатино», «Ленино-Дачное», квартальными тепловыми станциями (КТС)-16 и КТС-17.

- **Сценарий базовой линии**

Сценарий базовой линии представляет собой продолжение текущей практики (ППП). В отсутствие предлагаемого проекта, электро- и теплоснабжение районов продолжилось бы действующими РТС и КТС, работающими на природном газе, и централизованной энергосистемой (ОЭС «Центр»), соответственно.

- **Сценарий проекта**

Проектом предусматривается строительство и эксплуатация ГТЭС «Коломенское». ГТЭС «Коломенское» введена в строй в мае 2009 года. Электрическая мощность ГТЭС «Коломенское» составляет 136 МВт, а ее тепловая мощность составляет 171 Гкал/час. Проектом предусматривается строительство 3 газотурбинных установок (ГТУ) мощностью 45,3 МВт каждая, отработавшие газы которых будут использоваться 3 котлами-утилизаторами

¹ http://ji.unfccc.int/Ref/Documents/List_Sectoral_Scopes_version_02.pdf



производительностью 57 Гкал/час каждый. В качестве основного и вспомогательного топлива на новой ГТЭС «Коломенское» будет использоваться природный газ. Основные технические характеристики установок приведены ниже в таблице А.2.1.

Таблица А.2.1: Основные технические характеристики энергоустановок ГТЭС «Коломенское»

№	Тип энергоустановки	Производитель	Количество	Мощность установки,	Тип	Топливо
1-3	ГТУ	“Siemens”	3	45,3 МВт	SGT-800	Природный газ
4-6	Котел-утилизатор	АО «Машиностроительный завод ЗИО Подольск»	3	57 Гкал/час	К-210-130	-

Выработка электроэнергии и тепла на ГТЭС «Коломенское» будет осуществляться с использованием более эффективной технологии. Вырабатываемая электроэнергия будет заменять тот объем электроэнергии, который вырабатывался бы с использованием менее эффективной технологии на энергоустановках, подключенных к энергосистемам Российской Федерации. Вырабатываемое ГТЭС «Коломенское» тепло будет заменять собой тепло, поставляемое потребителям от РТС и КТС. Вырабатываемое ГТЭС «Коломенское» тепло подается в теплотель ОАО «МОЭК» (Московская Объединенная Энергетическая Компания).

Решение о строительстве ГТЭС было принято в 2006 г. на рабочем совещании, на котором обсуждались преимущества и недостатки строительства новой ГТЭС. На данном совещании зародилась мысль о привлечении финансирования в рамках Киотского протокола. После должного обсуждения и изучения возможностей реализации данного проекта в качестве проекта СО, было принято решение о реализации данного проекта в рамках Киотского протокола. Реализация проекта началась в 2007 году.

А.3. Участники проекта:

Участвующая сторона	Юридическое лицо участник проекта (соответственно)	Укажите, пожалуйста, желает ли участвующая сторона считаться участником проекта (Да/Нет)
Сторона А: Российская Федерация (принимающая сторона)	ООО «НафтаСибЭнергия»	Нет
Сторона В: Нидерланды	Компания Global Carbon BV	Нет

Роли участников проекта:

- ООО «НафтаСибЭнергия» было учреждено в августе 2005 г. Основным видом деятельности Компании является производство электрической энергии и тепла, а также эксплуатация электростанций. ООО «НафтаСибЭнергия» является собственником ГТЭС «Коломенское» и эксплуатирующей организацией ГТЭС. Эксплуатация ГТЭС «Коломенское» осуществляется



собственным персоналом «НафтаСибЭнергия». Обслуживающий персонал имеет соответствующую квалификацию. Обучение обслуживающего персонала производилось в обучающем центре компании «Siemens» в Германии и в специализированном центре подготовки в Москве.

- Компания Global Carbon BV является ведущим экспертом в области экологического консалтинга и оказания брокерских услуг по обеспечению финансирования на рынке международной торговли квотами на выбросы парниковых газов в соответствии с Киотским протоколом. Компания Global Carbon BV разработала первый проект СО, который был зарегистрирован в соответствии с Рамочной конвенцией ООН по изменению климата (РКИК ООН). Первая верификация в соответствии с механизмом СО также была выполнена для проекта Global Carbon BV. Компания специализируется на разработке проектов совместного осуществления (ПСО) в Болгарии, Украине и России. Компания Global Carbon BV отвечает за подготовку инвестиционного проекта в качестве ПСО, включая подготовку ПТД, получение одобрения сторон, мониторинг и передачу ЕСВ. Компания Global Carbon BV является участником проекта.

А.4. Техническое описание проекта:

А.4.1. Местонахождение проекта:

Местонахождение проекта– Российская Федерация, Центральный федеральный округ, город Москва (см. рисунок А.4.1.1 ниже).

А.4.1.1. Принимающая сторона (стороны):

Российская Федерация.

А.4.1.2. Регион/Край/Область и т.п.:

Центральный федеральный округ является одним из восьми федеральных округов России. Слово «Центральный» имеет политический и исторический смысл, географически округ расположен на самом западе России. Площадь округа составляет 652 800 квадратных километров (253 047,5 кв.миль). Население насчитывает 38 000 651 человек (80,6% городского), согласно переписи 2002 г.

Рисунок А.4.1.1: Карта России с указанием положения Центрального федерального округа (выделен коричневым цветом)



Источник: http://en.wikipedia.org/wiki/File:Map_of_Russia_-_Central_Federal_District.svg

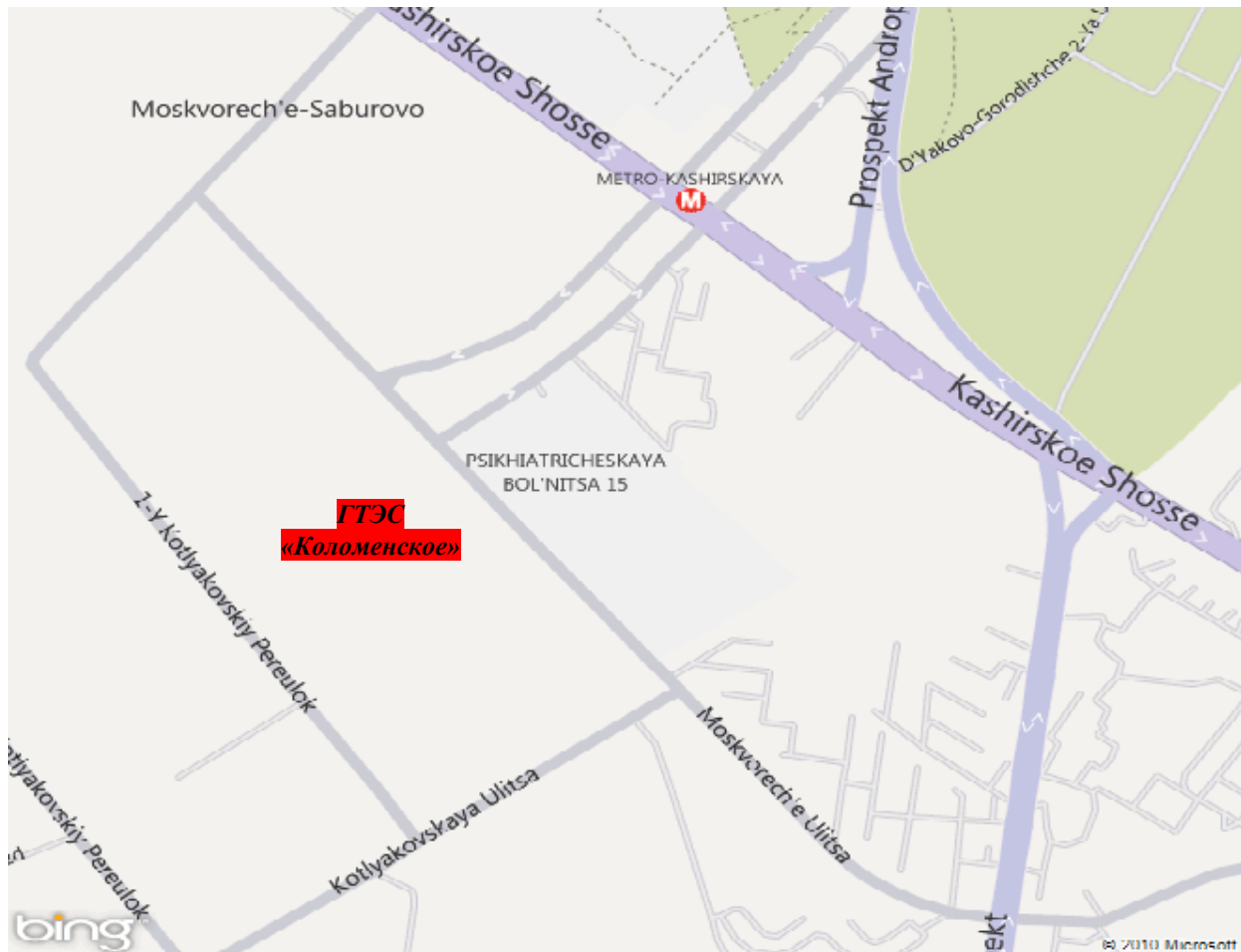
А.4.1.3. Город/Населенный пункт/Поселение и т.п.:

Город Москва

Москва является столицей, самым населенным городом и самым населенным Субъектом Российской Федерации. Москва стоит на берегах реки Москвы, которая протекает по Восточно-европейской равнине центральной России и имеет протяженность немногим более 500 км. Москва имеет влажный континентальный климат.

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

ГТЭС «Коломенское» находится в пределах города Москвы, в его южной части. Место ее расположения показано ниже на рисунке А.4.1.2. Координаты ГТЭС составляют: 55°38′ сев.шир., 37°38′ вост.долг.

Рисунок А.4.1.2: Расположение ГТЭС «Коломенское»

Источник: <http://www.bing.com/maps> or <http://maps.google.ru/maps>

А.4.2. Технология (и), которые будут применяться, а также мероприятия, операции или процедуры, которые будут осуществлены в рамках реализации проекта:

Деятельность в рамках проекта включает в себя строительство всех компонентов энергоблоков: трех газовых установок, трех котлов-утилизаторов, и вспомогательного оборудования. Применение комбинированной технологии производства может существенно повысить степень использования тепла от сжигаемого топлива (проектное значение равно 88,58%), и эффективно использовать оборудование по производству электроэнергии и тепла. Природный газ для газовых турбин (ГТУ) подается по двум независимым трубопроводам бытового газоснабжения, давлением $P = 1,2$ МПа (основной источник топлива) и $P = 0,6$ МПа (резервный источник).

Машинное отделение вмещает в себя три газовых турбины, где потенциальная энергия от продуктов сжигания, в камере сгорания преобразуется в механическую энергию вращения ротора газовой турбины, приводящего компрессор и генератор электроэнергии. В котельном отделении установлены три котла-утилизатора, предназначенные для нагрева сетевой воды с 70 °C до 150 °C уходящими газами газовой турбины SGT-800.

Атмосферный воздух подается на вход воздушного компрессора ГТУ; при этом, в камеру сгорания газовой турбины подается топливо. Природный газ служит топливом для газотурбинной установки. При сжигании топливного газа, рабочие газы подаются на ротор газовой турбины,



который приводит в действие компрессор и генератор электроэнергии. Кроме того, после выхода из газовой турбины рабочие газы подаются к котлам-утилизаторам. Котел-утилизатор служит основным технологическим оборудованием нагрева сетевой воды до температуры 150 °С. Сетевая вода подается в коммунальную сеть отопления и горячего водоснабжения. Котел-утилизатор выдает тепловую нагрузку, равную 171 Гкал/час.

На ГТЭС «Коломенское», состоящей из трех газотурбинных установок (ГТУ), содержится следующее основное оборудование: (информация предоставлена владельцем объекта).

- Газовая турбина SGT-800
- Котлы-утилизаторы
- Вспомогательное оборудование

Таблица А.4-1.

Технические характеристики газовой турбины SGT-800²

Параметр	Единицы	Значение
Мощность	МВт	45,3
Электрический КПД	%	36,63
Частота вращения ротора ГТУ	об/мин	6600
Частота вращения ротора ЭГ	об/мин	1500
Температура отработавших газов	°С	537

Таблица А.4-2.

Технические характеристики котлов-утилизаторов

Параметр	Единицы	Значение
Мощность	Гкал/час	57
Расход газа на входе в котел	кгс/см ²	140,50
Температура газа на входе в котел-утилизатор	°С	523,95
Температура газа на выходе из котла-утилизатора	°С	102
Температура воды на входе	°С	70
Температура воды на выходе	°С	150

Технические характеристики ГТЭС приведены ниже в таблице А.4.3.

Таблица А.4-3

Технические показатели ГТЭС

Параметр	Единицы	Значение
Годовой отпуск электроэнергии	млн.кВтч	890,62
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	6,16
Годовой отпуск тепла	тыс.Гкал	1155,14
Расход тепла на собственные нужды	%	1,56
Количество часов использования установленной мощности –		
• Электроэнергия	час	7020,8
• Тепло	час	6933,3

² Данные от владельца объекта



Годовой расход природного газа	млн.м ³	261,05
Удельный расход условного топлива		
• на производство электроэнергии	г.у.т./кВтч	157,3
• на производство тепла	кг.у.т./Гкал	156,5

Во время реализации проекта было запланировано мероприятие по обучению оперативного и обслуживающего персонала:

- курсы повышения квалификации для персонала
- обучение оперативного персонала эксплуатации новых котлов-утилизаторов и газотурбинного оборудования

График реализации проекта

. График реализации проекта представлен в таблице А.4.4.

График реализации проекта

Действия	Дата исполнения
Принятие решения	май 2006 г.
Подписание договора с разработчиком проекта	декабрь 2006 г.
Начало подготовительного периода	июль 2007 г.
Начало основного периода	февраль 2008 г.
Завершение	апрель 2009 г.
Ввод в эксплуатацию	май 2009 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:

Реализация проекта приведет к сокращению выбросов парниковых газов, основным из которых является CO₂. При расчете объема сокращения выбросов по ходу реализации данного проекта не учитывались выбросы N₂O и CH₄ от сжигания ископаемого топлива.

Сокращение выбросов CO₂, в результате реализации данного проекта, будет происходить за счет замещения электроэнергии, генерируемой, главным образом, электростанциями ОЭС «Центр» и тепла от районных тепловых станций (РТС).

Внедрение комбинированной технологии производства электроэнергии и тепла приводит к сокращению потребления ископаемого топлива по сравнению с отдельным производством тепла котлами, использующими природный газ и электроэнергии производимую на конденсационных электростанциях. Так же применение комбинированной технологии может значительно увеличить коэффициент использования топлива, КПД составляет примерно 88,5% все это позволяет эффективно использовать установленное оборудование для производства электроэнергии и тепла

В отсутствие реализации предлагаемого проекта подобное сокращение выбросов невозможно в силу следующих причин:

- не предвидится существенных изменений в законодательстве Российской Федерации, которые бы заставили владельцев и руководство электростанций Центрального региона



отказаться от эксплуатации действующих котельных и паровых турбин для выработки тепловой и электрической энергии или значительно сократить их производственную мощность.

- строительство газотурбинных установок с целью выработки электроэнергии, в которых тепло отработавших газов используется для генерации тепла, не является распространенной практикой в Российской Федерации.

В отсутствие реализации настоящего проекта, для генерации такого же количества электроэнергии и тепла в атмосферу будет выделяться больше парниковых газов от сжигания природного газа.

А.4.3.1. Предполагаемый объем сокращения выбросов в течение периода кредитования:

	Годы
Продолжительность периода кредитования за 2008-2012 гг.	3.58
Год	Предполагаемый объем годового сокращения выбросов в тоннах эквивалента CO ₂
2009	70 279
2010	125 594
2011	205 951
2012	205 951
Общий предполагаемый объем сокращения выбросов в течение периода кредитования (тонны эквивалента CO ₂) за 2008 – 2012 гг.	607 776
Средний годовой объем предполагаемого сокращения выбросов в течение периода кредитования (тонны эквивалента CO ₂) за 2008 – 2012 гг.	169 612

	Годы
Период после 2012 г., в течение которого оцениваются сокращения выбросов	8
Год	Предполагаемый объем годового сокращения выбросов в тоннах эквивалента CO ₂
2013 г.	205 951
2014 г.	205 951
2015 г.	205 951
2016 г.	205 951
2017 г.	205 951
2018 г.	205 951
2019 г.	205 951
2020 г.	205 951
Общий предполагаемый объем сокращения выбросов в течение указанного периода (тонны эквивалента CO ₂)	1 647 611



Более подробный расчёт сокращения выбросов приведен в разделе Е.

А.5. Сведения об утверждении проекта участвующими Сторонами:

После того, как ПТД пройдет детерминацию, он вместе с экспертным заключением (эквивалент итога детерминационного отчета) и другими необходимыми документами будет направлен в Российское Министерство экономического развития с целью дальнейшего утверждения проекта Правительством Российской Федерации в качестве ПСО.



РАЗДЕЛ В. Базовая линия

В.1. Описание и обоснование выбранной базовой линии:

Методологический подход

Установление сценария базовой линии осуществляется согласно «Указаниям по критерию установления и мониторинга базовой линии» (редакция 02) Комитета по надзору за совместным осуществлением (КНСО)³. В соответствии с этими Указаниями, участники проекта могут установить базовую линию в соответствии с Приложением В к Указаниям по ПСО (индивидуальный подход к СО, параграф 9 (а) Указаний) или должны использовать утвержденные методологии МЧР для определения базовой линии и мониторинга (параграф 9 (b) Указаний).

Кроме того, в общем случае, при определении базовой линии разработчик предлагает использовать индивидуальный подход к СО, но в точности увязывая его с требованиями, изложенными в приложении В, «Критерии установления и мониторинга базовой линии», Решения 9/МЧР.¹⁴ Все относящееся к оценке объема выбросов скрупулезно описывается и обосновывается.

Выбор сценария базовой линии основан на определении наиболее вероятных альтернативных вариантов:

Этап 1: Установление базовой линии на основании выбора наиболее правдоподобного альтернативного сценария

Выявление и перечисление правдоподобных альтернативных сценариев

На основании вышеописанного подхода Л для конкретного ПСО было выявлено три правдоподобных альтернативных сценария:

- Альтернативный сценарий 1: Сохранение действующего положения, т.е. осуществление теплоснабжения котлами ближайших РТС, КТС, а электроснабжения – другими электростанциями ОЭС «Центр»
- Альтернативный сценарий 2: Предлагаемый проект не будет реализован в качестве ПСО;
- Альтернативный сценарий 3: Строительство новой котельной для выработки тепла, осуществление снабжения электроэнергией от ОЭС «Центр».
- Альтернативный сценарий 4: Строительство ГТУ и автономной котельной для производства тепла
- Альтернативный сценарий 5: Строительство ПГУ-ТЭЦ
- Альтернативный сценарий 6: Строительство обычной ТЭЦ

³ http://ji.unfccc.int/Ref/Documents/Baseline_setting_and_monitoring.pdf

⁴ Отчет о Конференции на первом заседании съезда сторон - участников Киотского протокола, проходившего в Монреале с 28 ноября по 10 декабря 2005 г. Решение 9/МЧР.1. Основные принципы реализации Статьи 6 Киотского протокола. Приложение В. Критерии установления и мониторинга базовой линии, стр. 12-13.



Для определения возможности рассмотрения предлагаемых сценариев в качестве базовой линии для предлагаемого проекта, ниже представлена их оценка.

Альтернативный сценарий 1 – Сохранение действующего положения, т.е. осуществление теплоснабжения котлами ближайших РТС, КТС, а электроснабжения – другими электростанциями ОЭС «Центр»

Согласно данному сценарию, эксплуатация существующих РТС, КТС продолжится, а электроснабжением будет осуществляться из сети.

Возможности снабжения электроэнергией

Объем потребления тепловой и электроэнергии определяется различными факторами:

- социально-экономическим развитием
- динамикой роста населения
- структурными изменениями в экономике

Величины потребления и выработки электроэнергии ОЭС «Центр», согласно данным статистического учета Российской Федерации, приведены в таблице В.1.1⁵. В период 2002-2008 гг. ОЭС «Центр» оставался энергоизбыточным, в течение данного периода объем потребления электроэнергии не превышал соответствующего объема ее выработки.

Таблица В.1.1

Баланс производства и потребления электроэнергии ОЭС «Центр» (2005 - 2008 гг.), млн. кВт•час/год

	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.
Объем вырабатываемой электроэнергии в ОЭС «Центр»	209 838,4	224 685	228 233,3	229 879
Объем потребляемой электроэнергии в ОЭС «Центр»	191 174,5	200 668,3	202 939,3	202 591
Избыток (+) / дефицит (-) электроэнергии	18 664	24 017	25 294	27 288

Помимо всего прочего, после реформирования ОАО РАО «ЕС России» обязанности по расчету электрических (энергетических) балансов Российской Федерации были возложены на ЗАО «Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике» (ЗАО «АПБЭ»).

Согласно прогнозу АПБЭ, в энергетической системе Российской Федерации в 2009-2015 гг. сохранится рост генерирующих мощностей (таблица В.1.1)⁶. Кром того, наибольший избыток генерируемой мощности сконцентрирован на территории ОЭС «Центр». Это означает, что электроэнергия, которая должна вырабатываться по проекту, может поставляться существующими электростанциями ОЭС «Центр».

Таблица В.1.2

Прогноз состояния энергетического баланса в Российской Федерации, ГВт

	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2020 г.
Объем вырабатываемой электроэнергии в Российской Федерации	213,5	219,3	227,1	236,2	239,7	244,9	251,2	276,8

⁵ http://www.gks.ru/free_doc/new_site/business/prom/el_balans.htm

⁶ <http://www.e-apbe.ru/5years/detail.php?ID=19193>



Объем потребляемой электроэнергии в Российской Федерации	204,9	206,5	213,6	219,4	226,0	231,3	236,9	273,5
Избыток (+) / дефицит (-) электроэнергии	8,6	12,8	13,6	16,8	13,6	13,6	14,2	3,3
ОЭС «Северо-Запад»	0	0	0	0,1	0	0	0,5	0
ОЭС «Центр»	4,2	5,6	7,0	7,4	6,8	6,3	5,3	1,4
ОЭС «Средняя Волга»	1,7	3,3	2,4	3,4	3,5	3,6	3,7	1,5
ОЭС «Юг»	0	0	0	0,9	0	0,1	1,2	0
ОЭС «Урал»	0	0,8	0,9	1,2	0,9	0,8	0,9	0
ОЭС «Сибирь»	2,7	3,1	3,3	3,8	2,4	2,7	2,6	0,4
ОЭС «Восток»	1,5	1,2	0,7	0,5	0,4	0,3	0,2	1,1

На основании величин прогнозируемого энергетического баланса можно заметить, что, при сохранении существующей ситуации, существует возможность увеличения объемов снабжения электроэнергией.

Возможности теплоснабжения

До начала реализации проекта теплоснабжение осуществлялось, главным образом, системами РТС и КТС. Проект был реализован в Москве, недалеко от станции метро «Каширская». Мощности тепловых котлов достаточно, чтобы покрыть потребности тепла (около 250 Гкал / ч дополнительной энергии). Источники теплоснабжения и мощности РТС и КТС до реализации проекта приведены в таблицах В.1.3.

Таблица В.1.3

Полезный отпуск тепла РТС и КТС

Источник теплоснабжения	Присоединенная тепловая нагрузка (контрактная) Гкал/час	Мощность, Гкал/час
РТС «Коломенское»	297,1	390
РТС «Нагатино»	189,22	240
РТС «Ленино-Дачное»	225,55	300
КТС-16	17,93	40
КТС-17	18,35	30
Всего:	748,21	1 000

Существующие коммунальные системы теплоснабжения находятся в хорошем состоянии, трубопроводы своевременно ремонтируются и допускают замену отдельных частей. Соответственно, теплоснабжение с РТС и КТС осуществляется непрерывно, безаварийно и бесперебойно. Таким образом, при сохранении настоящего положения, существующая система теплоснабжения будет в состоянии обеспечить потребности в тепле.

Следовательно, данный вариант можно рассматривать в качестве вероятного сценария базовой линии.



Альтернативный сценарий 2 – Предлагаемый проект не будет реализован в качестве ПСО

Реализация проекта состоит в строительстве ГТЭС, которая будет замещать электроэнергию, вырабатываемую, в альтернативном случае, другими электростанциями ОЭС «Центр».

Генерация тепловой мощности будет осуществляться за счет утилизации тепловой энергии отработавших газов ГТЭС, на которой в качестве топлива используется природный газ.

Как показано в разделе В2, данный проект экономически непривлекателен. В связи с этим, данный вариант не является наиболее правдоподобным сценарием.

Альтернативный сценарий 3: Строительство новой котельной для выработки тепла, осуществление снабжения электроэнергией от ОЭС «Центр»

Возможность осуществления электроснабжения от ОЭС «Центр» была подтверждена при рассмотрении альтернативного сценария 1. Помимо этого, данный вариант предусматривает строительство новой котельной. Несмотря на то, что на строительство новой котельной требуется меньший объем капитальных затрат, по сравнению с объемом инвестиций в рамках предлагаемого проекта, подобный сценарий не является предпочтительным, поскольку сохранение существующей практики эксплуатации РТС и КТС не требует каких-либо значительных материальных затрат. Кроме того, мощности существующих РТС и КТС будет достаточно для обеспечения растущего спроса на тепло и большого числа его потребителей. См. таблицы В.1.3.

Альтернативный сценарий 4: Строительство ГТУ и автономной котельной для производства тепла

Установка газовых турбин для производства электроэнергии выглядит вполне реалистичной. Но, согласно спецификации от производителей эффективности электрического блока ГТУ равна 36,63 (см. таблицу А.4.1.), что является низким значением по сравнению с блоком ГТУ и котлами вместе. Строительство ГТУ для производства только электроэнергии не выгодно для компании экономически и технически. Установка автономных котлов, например пиковых водогрейных котлов не подходит. Потому что техническое состояние существующих РТС и КТС позволяет их дальнейшую деятельность и мощности будет достаточно, чтобы покрыть растущий спрос на тепловую энергию. Продолжение поставки тепловой энергии от ближайшего котлов было доказано во время рассмотрения альтернативны № 1. Этот вариант не может рассматриваться в качестве базовой линии.

Альтернативный сценарий 5: Строительство ПГУ-ТЭЦ

Строительство ПГУ требует различное оборудование. ПГУ является весьма эффективным, но для ПГУ требуется большая площадь. Владелец проекта (здесь и далее ВП) не имеет достаточно земли для строительства ПГУ. Поэтому эта альтернатива не может рассматриваться в качестве вероятного сценария базовой линии.

Альтернативный сценарий 6: Строительство ТЭЦ

Альтернатива не может рассматриваться в качестве базового сценария, поскольку строительство ТЭЦ имеет ряд недостатков. ТЭЦ включает в себя множество различного оборудования: большая башня водяного охлаждения, паровые котлы и паровые турбины, все это охватывает большую часть территории. Владелец проекта не имеет достаточно земли, чтобы начать строительство ТЭЦ. Этот вариант не может рассматриваться в качестве вероятного сценария базовой линии

Вывод

Вариант 1 представляется реалистичным и целесообразным и выбирается в качестве сценария базовой линии.



Описание сценария базовой линии

Сценарий базовой линии представляет собой сохранение существующего положения, т.е. продолжение текущей практики (ПТП). Согласно сценарию базовой линии, снабжение электроэнергией будет происходить электростанциями ОЭС «Центр», а теплоснабжение от РТС и КТС к централизованной системе теплоснабжения. Коэффициент выбросов для природного газа принимается равным 0,0561 тонны CO₂/ГДж на основании нормативных коэффициентов выбросов по энергоносителям, в соответствии с Указаниями 2006 г. МГЭИК по национальным запасам выбросов парниковых газов.⁷ Для определения объема выбросов по сценарию базовой линии, коэффициент выбросов для базовой линии был рассчитан в соответствии со статьей 19 Указаний и с использованием документа МЧР «Руководство по расчету коэффициента выбросов для системы производства электроэнергии», версия 02. Определение базовой линии выбросов подробно описано в Приложении 2.

Основные данные и информация, использованные для установления базовой линии, представлены ниже в форме таблицы:

Данные/Параметр	$EG_{PJ,y}$				
Единицы измерения	МВтч/год				
Описание	Годовой объем отпуска электроэнергии ГТЭС «Коломенское»				
Продолжительность измерения /мониторинга	Ежегодно				
Источник используемых данных	Форма государственного статистического наблюдения 6-ТР				
Значение применяемого параметра (для расчетов/измерений на основе ожидаемых величин)	Год	2009	2010	2011	2012
	Значение	243 351	429 831	714 110	714 110
Обоснованность выбора данных или описания применяемых методов и процедур измерений	Определяется с использованием электрического счетчика				
Применяемые процедуры по обеспечению и контролю качества	Процедуры будут регулироваться процедурами, утвержденными руководством компании				
Замечания	-				

Данные/Параметр	$FC_{i,y}$				
Единицы измерения	Тонны в угольном эквиваленте (ТУЭ)				
Описание	Объем ископаемого топлива i (уголь, вязкий мазут, природный газ, торф и др.), израсходованного в системе электроснабжения для проекта в году y (за 2007-2009 гг.)				
Продолжительность измерения /мониторинга	Анализ на основе предполагаемых величин в течение периода оценки				
Источник используемых данных	Федеральная служба государственной статистики (Росстат)				

⁷ Указания 2006 г. МГЭИК по национальным запасам выбросов парниковых газов. Том 2. Энергоресурсы. Глава 2. Стационарное сжигание. стр. 2.16



Значение применяемого параметра (для расчетов/измерений на основе ожидаемых величин)	См. таблицу 2.2 Приложения 2
Обоснованность выбора данных или описания применяемых методов и процедур измерений	-
Применяемые процедуры по обеспечению и контролю качества	-
Замечания	-

Данные/Параметр	$NCV_{i,y}$
Единицы измерения	ккал/ТУЭ
Описание	Низшая теплотворная способность ископаемого топлива вида i в году y
Продолжительность измерения /мониторинга	Анализ на основе предполагаемых величин в течение периода оценки
Источник используемых данных	Федеральная служба государственной статистики (Росстат)
Значение применяемого параметра (для расчетов/измерений на основе ожидаемых величин)	7 000 (или $7\,000 \text{ ккал/ТУЭ} \times 4,19 \text{ кДж/ккал} / 1\,000 = 29,33 \text{ ГДж/ТУЭ}$)
Обоснованность выбора данных или описания применяемых методов и процедур измерений	-
Применяемые процедуры по обеспечению и контролю качества	-
Замечания	-

Данные/Параметр	$EF_{CO_2,i,y}$					
Единицы измерения	тCO ₂ /ГДж					
Описание	Коэффициент выбросов CO ₂ для ископаемого топлива вида i в году y					
Продолжительность измерения /мониторинга	Анализ на основе предполагаемых величин в течение периода оценки					
Источник используемых данных	2006 Указания по национальным запасам выбросов парниковых газов, том 2: глава 2, Табл. 2.2 стр. 2.16-2.17					
Значение применяемого параметра (для расчетов/измерений на основе ожидаемых величин)	См. таблицу 2.3 Приложения 2					
	<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Тип топлива</th> <th>Фактор эмиссии⁸</th> </tr> <tr> <th>тCO₂/ГДж</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Природный газ</td> <td>0.0561</td> </tr> </tbody> </table>	Тип топлива	Фактор эмиссии ⁸	тCO ₂ /ГДж	Природный газ	0.0561
Тип топлива	Фактор эмиссии ⁸					
	тCO ₂ /ГДж					
Природный газ	0.0561					

⁸ Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Volume 2: Energy, Chapter 2: Stationary Combustion (corrected chapter as of April 2007), IPCC, 2006



	Мазут	0.0774	
	Уголь	0.0946	
	Торф	0.106	
	Другие виды топлива ⁹	0.0	
Обоснованность выбора данных или описания применяемых методов и процедур измерений	-		
Применяемые процедуры по обеспечению и контролю качества	-		
Замечания	Учитываются четыре основных вида топлива: уголь, вязкий мазут, природный газ и торф. Коэффициент выбросов для остальных видов топлива принимается равным нулю. Это консервативный подход.		

Данные/Параметр	$EG_{m,y}$					
Единицы измерения	МВтч					
Описание	Чистый объем электроэнергии, выработанной и поставленной в сеть всеми источниками в составе системы, без учета электростанций / энергоблоков дешевых ресурсов / ресурсов для обязательной выработки электроэнергии, в году y					
Продолжительность измерения / мониторинга	Анализ на основе предполагаемых величин в течение периода оценки					
Источник используемых данных	Федеральная служба государственной статистики (Росстат)					
Значение применяемого параметра (для расчетов/измерений на основе ожидаемых величин)	См. таблицу 2.2 Приложения 2					
	Indicator	Ед. изм	2007	2008	2009	
	Производство электроэнергии	МВт*ч				
			т.у.т	146,230,953	148,962,737	119,827,664
	Природный газ	Гдж	т.у.т	42,757,580	42,941,363	34,148,007
			Гдж	1,254 079,816	1,259,470,180	1,001,561,051
	Мазут	Гдж	т.у.т	480,474	534,282	287,576
			Гдж	14,092,297	15,670,500	8,434,619
	Уголь	Гдж	т.у.т	4,025,757	3,200,880	1,940,377
			Гдж	118,075,457	93,881,816	56,911,249
	Торф	Гдж	т.у.т	152,049	114,689	40,038
Гдж			4,459,598	3,363,841	1,174,300	
Другое	Гдж	т.у.т	25,165	1,164,935	1,042,130	
		Гдж	738,077	34,167,539	30,565,670	
Обоснованность выбора данных или описания	-					

⁹ Emission factor for other types of fuel is taken as zero. It is conservative



применяемых методов и процедур измерений	
Применяемые процедуры по обеспечению и контролю качества	-
Замечания	

Данные/Параметр	$EF_{grig,OMsimple,y}$
Единицы измерения	тСО ₂ /МВтч
Описание	Выбросы СО ₂ простой эксплуатационной маржи
Продолжительность измерения /мониторинга	Анализ на основе предполагаемых величин в течение периода оценки
Источник используемых данных	Параметр рассчитывается в соответствии с формулой 1 Приложения 2
Значение применяемого параметра (для расчетов/измерений на основе ожидаемых величин)	0,546
Обоснованность выбора данных или описания применяемых методов и процедур измерений	-
Применяемые процедуры по обеспечению и контролю качества	-
Замечания	-

Данные/Параметр	$EF_{grig,BM,y}$
Единицы измерения	тСО ₂ /МВтч
Описание	Коэффициент выбросов углекислого газа строительной маржи (BM)
Продолжительность измерения /мониторинга	Анализ на основе предполагаемых величин в течение периода оценки
Источник используемых данных	Параметр рассчитывается в соответствии с формулой 2 Приложения 2
Значение применяемого параметра (для расчетов/измерений на основе ожидаемых величин)	0,489
Обоснованность выбора данных или описания применяемых методов и процедур измерений	-
Применяемые процедуры по обеспечению и контролю качества	-
Замечания	-



Данные/Параметр	$EF_{gridCM,y}$
Единицы измерения	тCO ₂ /МВтч
Описание	Коэффициент выбросов для комбинированной маржи (КМ)
Продолжительность измерения /мониторинга	Анализ на основе предполагаемых величин в течение периода оценки
Источник используемых данных	Параметр рассчитывается в соответствии с формулой 4 Приложения 2
Значение применяемого параметра (для расчетов/измерений на основе ожидаемых величин)	0,532
Обоснованность выбора данных или описания применяемых методов и процедур измерений	-
Применяемые процедуры по обеспечению и контролю качества	-
Замечания	-

Данные/Параметр	$HG_{P,y}$										
Единицы измерения	Гкал/год										
Описание	Годовой объем теплоснабжения ГТЭС «Коломенское»										
Продолжительность измерения /мониторинга	Ежегодно										
Источник используемых данных	Форма государственного статистического наблюдения 6-ТР										
Значение применяемого параметра (для расчетов/измерений на основе ожидаемых величин)	<table border="1"> <tr> <td>Year</td> <td>2009</td> <td>2010</td> <td>2011</td> <td>2012</td> </tr> <tr> <td>Value</td> <td>378 938</td> <td>683 989</td> <td>929 280</td> <td>929 280</td> </tr> </table>	Year	2009	2010	2011	2012	Value	378 938	683 989	929 280	929 280
Year	2009	2010	2011	2012							
Value	378 938	683 989	929 280	929 280							
Обоснованность выбора данных или описания применяемых методов и процедур измерений	Определяется с использованием теплосчетчика										
Применяемые процедуры по обеспечению и контролю качества	Процедуры будут регулироваться процедурами, утвержденными руководством компании										
Замечания	-										

Данные/Параметр	η_{heat}
Единицы измерения	
Описание	Средняя эффективность (КПД) котлов цеха РТС
Продолжительность измерения /мониторинга	Анализ на основе предполагаемых величин в течение периода оценки
Источник используемых данных	Инструмент для определения базовой эффективности тепловой или электрической энергии системы



Значение применяемого параметра (для расчетов/измерений на основе ожидаемых величин)	0.87%
Обоснованность выбора данных или описания применяемых методов и процедур измерений	-
Применяемые процедуры по обеспечению и контролю качества	-
Замечания	-

Данные/Параметр	4.187
Единицы измерения	Гкал /ГДж
Описание	Переводной коэффициент
Продолжительность измерения /мониторинга	Анализ на основе предполагаемых величин в течение периода оценки
Источник используемых данных	http://www.ru.convert-me.com/ru/convert/units/energy/energy.cal.ru.html
Значение применяемого параметра (для расчетов/измерений на основе ожидаемых величин)	4.187
Обоснованность выбора данных или описания применяемых методов и процедур измерений	-
Применяемые процедуры по обеспечению и контролю качества	-
Замечания	-

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

Для обоснования дополнительной в рамках проекта использовалось [«Руководство по демонстрации и оценке дополнительной»](#) (версия 05.2)¹⁰, утвержденное Исполнительным советом МЧР. Для проверки дополнительной Руководством предусмотрено выполнение следующих условий:

1. Выявление альтернатив реализации настоящего проекта, отвечающих действующему законодательству и нормативам;
2. Проведение инвестиционного анализа (включая анализ чувствительности);
3. Проведение анализа барьеров;

¹⁰ <http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/tools/am-tool-01-v5.2.pdf>



4. Проведение анализа общепринятой практики.

Для установления базовой линии производится выявление альтернативных вариантов реализации настоящего проекта, из которых выбирается наиболее правдоподобный сценарий.

Этап 1: Выявление альтернатив реализации проекта, отвечающих действующему законодательству и нормативам

Подэтап 1а: Определение альтернатив реализации проекта

Правдоподобные альтернативы реализации проекта были определены выше в разделе В.1:

- Альтернативный сценарий 1: Сохранение действующего положения, т.е. осуществление теплоснабжения котлами ближайших РТС, КТС, а электроснабжения – другими электростанциями ОЭС «Центр»
- Альтернативный сценарий 2: Предлагаемый проект не будет реализован в качестве ПСО;
- Альтернативный сценарий 3: Строительство новой котельной для выработки тепла, осуществление снабжения электроэнергией от ОЭС «Центр».
- Альтернативный сценарий 4: Строительство ГТУ и автономной котельной для производства тепла
- Альтернативный сценарий 5: Строительство ПГУ-ТЭЦ
- Альтернативный сценарий 6: Строительство обычной ТЭЦ

Только варианты 1 и 2 были определены как реалистичные и целесообразные.

Подэтап 1б: Соответствие обязательным законодательным требованиям и нормативам

Все альтернативные сценарии, определенные на подэтапе 1а, соответствуют обязательным законодательным требованиям и нормативам.

Этап 2: Инвестиционный анализ

Основная цель инвестиционного анализа состоит в том, чтобы определить, является ли предлагаемый проект:

- (а) Наиболее привлекательным с экономической или финансовой точки зрения; или
- (б) Выполнимым с экономической или финансовой точки зрения без поступлений от продажи единиц сокращения выбросов, связанных с ПСО.

Для проведения анализа инвестиций должны быть выполнены следующие подэтапы.

Подэтап 2а: Определение подходящего метода анализа

В принципе, существует три метода, применимых для анализа инвестиций: простой анализ затрат, сопоставительный анализ инвестиций и анализ с использованием контрольного уровня.

Простой анализ затрат (вариант I) применяют в тех случаях, когда предлагаемый проект СО и варианты, определенные на стадии I, не дают других финансовых или экономических преимуществ, кроме поступлений от проекта СО. Реализация предлагаемого проекта СО приводит к дополнительному объему продаж генерируемой электроэнергии и тепла. В связи с этим, данный метод анализа неприменим.

Руководство по дополнителности позволяет выполнить сопоставительный анализ инвестиций, при котором сравниваются соответствующие финансовые показатели для реалистичных и целесообразных вариантов инвестиций (вариант II), или анализ с использованием порогового уровня (вариант III). Для данного проекта правильным будет выполнение анализа с использованием порогового уровня (вариант III), в соответствии с приложенными указаниями для Руководства по дополнителности (параграф 15).



Подэтап 2b: Вариант III. Применение анализа с использованием порогового уровня

При проведении сравнительного финансового анализа, в качестве финансового показателя была выбрана внутренняя норма доходности (ВНД), поскольку она позволяет выполнять сравнительный анализ проектов с различным уровнем требуемых инвестиций. Анализ ВНД по контрольному уровню производится в соответствии с таблицей В.2.1.

Таблица В.2.1. Финансовые показатели, использованные для установки порогового уровня

№	Показатель	Ставка	Описание	Источник
1	Ставка без учета рисков	4,56%	Немецкая долгосрочная ставка в евро по расчету нормы доходности государственных облигаций с оставшимся сроком погашения, близким к десяти годам, июнь 2007 г. Данная ставка принимается, как немецкая <u>самая крупная экономичная ставка в евро</u> .	Европейский Центробанк ¹¹
2	Премия за страновой риск	1.73%	Нехарактерный риск, связанный с инвестициями в российскую экономику. Равна российской учетной ставке за вычетом ставки без учета рисков.	Страновой риск ¹²
3	Инфляция евро	2,30%	Инфляции в еврозоне	Евростат ¹³
4	Реальная ставка без учета рисков	2,21%	<i>Реальная учетная ставка = (1 + Номинальная учетная ставка) / (1 + Ставка инфляции) - 1</i>	-
5	Премия за риск, связанный с компанией	4 %	Характерная для компании премия за риск, связанный со стабильностью, репутацией и общей оценкой компании.	
6	Премия за риск, связанный с реализацией проекта	8%	У проектов данного типа фактор риска средний и составляет 8-10%. Таким образом, для сохранения консервативного подхода применяется значение нижнего предела диапазона.	Методологические рекомендации по оценке эффективности отдачи от инвестиций в проект. Одобрены Министерством экономики РФ, Министерством финансов РФ, Государственным комитетом РФ по строительству, архитектуре и жилищной политике РФ, 21.06.1999 № ВК 477.

¹¹Расчет в постоянных ценах на момент принятия решения позволяет увидеть объективную картину в долгосрочной перспективе. Он позволяет выполнять «чистый» анализ чувствительности, не осложненный экспертными оценками уровней инфляции, цен и т.д., а также определять наиболее важные факторы, которые оказывают фактическое влияние на финансово-экономические показатели проекта.

¹² <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/archives/ctryprem06.xls>

¹³ <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/table.do?tab=table&language=en&pcode=tsieb060&tableSelection=1&footnotes=yes&labeling=labels&plugin=1>



№	Показатель	Ставка	Описание	Источник
7	Ожидаемая ставка совокупной доходности	15,94%	Данная ставка суммирует в себе реальную ставку без учета рисков (с учетом инфляции), величину ожидаемой общей рыночной доходности, премию за страновой риск и премию за риск, связанный с реализацией проекта.	

Подэтап 2с: Расчет и сравнение финансовых показателей

Финансовый анализ относится ко времени принятия решения о капиталовложениях.

На основании предоставленной предприятием информации использовались следующие предположения:

1. Для реализации проекта требуются капиталовложения в размере, приблизительно, 6 519 030 миллионов рублей в течение пяти лет или 187 275 кЕвро ;
2. Ставка НДС: 18%;
3. Ставка налога на прибыль: 24%;
4. Срок амортизации 20 лет
5. Дата начала реализации проекта: июнь 2007 г.
6. Установленные мощности ПГЭ составляют:
 - по электроэнергии – 136 МВт;
 - по теплу – 171 Гкал/час.
7. Отпускная цена на электроэнергию и тепло: в соответствии с рыночными данными;
8. Цена на природный газ: в соответствии с рыночными данными;
9. Численный состав персонала: 106 человек оперативного персонала и ;
10. Для определения ликвидационной стоимости вес оборудования ГТЭС (документированный) умножается на цену лома;
11. Предполагается, что генерация ведется на максимальной технической мощности.

Финансовые показатели проекта представлены ниже в таблице В.2.2.

Таблица В.2.2. Финансовые показатели проекта

Сценарий	ВНД (%)
Проект	7.6
Пороговый уровень	15.94

Следовательно, строительство ГТЭС «Коломенское» имеет более низкие финансовые показатели, чем пороговый уровень и деятельность в рамках реализации проекта не может рассматриваться в качестве сценария базовой линии.

Подэтап 2д: Анализ чувствительности

Анализ чувствительности производился по следующим переменным величинам:

1. Стоимость капиталовложений;
2. Цены на тепло и электроэнергию;
3. Цена на природный газ.



Таблица В.2.3. Результаты анализа чувствительности

Параметры	ВНП (%)		
	+10%	0%	-10%
Динамика капиталовложений	6.2%	7.6%	8.7%
Динамика цен на природный газ	6.7%	7.6%	7.8%
Динамика цен на электроэнергию	8.7%	7.6%	6.0%
Динамика цен на тепло	7.7%	7.3%	6.8%

Следовательно, анализ чувствительности последовательно подтверждает (для реалистичного диапазона предположений) вывод о том, что проект вряд ли будет привлекателен с финансово-экономической точки зрения.

Этап 3: Анализ барьеров

В соответствии с практикой использования «Руководства по демонстрации и оценке дополнителности», анализ барьеров не проводится.

Этап 4: Анализ общепринятой практики

Подэтап 4а: Анализ прочих видов деятельности, аналогичных деятельности в рамках предлагаемого проекта:

Тепловые электростанции простого цикла генерации электроэнергии являются преобладающим типом генерирующих мощностей в России. Согласно данным аналитического отчета «Эксплуатация и развитие электроэнергетической отрасли в Российской Федерации в 2007 г.», подготовленного ЗАО «Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике», доля ГТУ составляет не более 2% от общей установленной мощности энергоблоков в Российской Федерации (таблица В.2.4). До нынешнего времени существовали экспериментальные проекты, основной задачей которых стояло испытание новых технологий.

Таблица В.2.4 Общая установленная мощность теплового оборудования электростанций по типу

Электростанции / энергоблоки	Среднегодовая установленная мощность, МВт	Доля от общей мощности, %
Конденсационные	60 719	45,4
Энергоблоки типа КЭС-90	3 361	2,5
Энергоблоки типа ТЭЦ-240	5 220	3,9
Энергоблоки типа ТЭЦ-130	45 497	34,0
Энергоблоки типа ТЭЦ-90	11 372	8,5
ПГУ	2 503	1,9
ГТУ	1 528	1,1
Другие	3 443	2,6

Новые энергоустановки ГТУ (мощностью более 50 МВт, построенные за последние 10 лет в ОЭС «Центр») приведены в таблице В.2.5.



Таблица В.2.5: Новые энергоустановки (мощностью более 50 МВт) в ОЭС «Центр» России

Электростанции / энергоблоки	Ввод в эксплуатацию	Мощность, МВт	Технология	Топливо	Цикл
ОЭС «Центр»					
ПГЭ «Луч»	2005 г.	60	ГТУ	Газ	когенерация

В соответствии с требованиями руководства только Луч "ТЭЦ (60 МВт) можно рассматривать как мероприятия, аналогичные предлагаемой деятельности по проекту.

Завод был построен в период существования РАО ЕЭС. Это была крупнейшая энергокомпания в России, контролируемая государством. Данный проект обладал высоким приоритетом в качестве пилотного проекта, направленного на демонстрацию использования газовых турбин, изготовленных в России. Проект был реализован благодаря большой политической важности, и, в связи с этим, не может рассматриваться как проект, реализованный в аналогичных условиях, что необходимо для проведения анализа общепринятой практики.

Согласно «Руководству по демонстрации и оценке дополнительности», деятельность в рамках проекта СО не подлежит учету в данном анализе. Следовательно, такие проекты СО, как 0067¹⁴, не учитывались при проведении данного анализа.

ГТЭС «Коломенское» стала одним из первых объектов энергетического сектора России, при строительстве которого были реализованы принципы проектного финансирования и который был построен на частные инвестиции.

Таким образом, не существует проекта-аналога, подобного рассматриваемому проекту. Можно сделать вывод о том, что предлагаемый ПСО не относится к общепринятой практике.

Подэтап 4b: Рассмотрение любых других аналогичных вариантов:

Аналогичная деятельность широко не распространена, так что данный подэтап не применим.

Вывод

Применение Руководства по дополнительности демонстрирует, что сокращение выбросов в результате реализации предлагаемого ПСО является дополнением к событиям, которые имели бы место в любом случае.

В.3. Описание того, как определение границ проекта используется применительно к проекту:

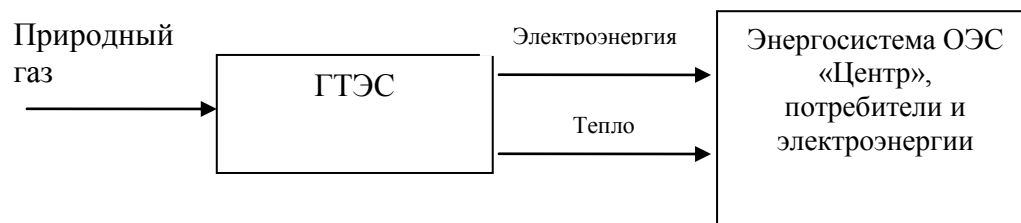
Границы проекта и базовой линии показаны на рисунках В.3.1-3.2.

¹⁴http://ji.unfccc.int/JI_Projects/DB/CUNPF7EIG75Z5ICK38Q91CBBHOG8VY/PublicPDD/J8KOOTRXL3PBNR VGADCZNJ85O5O3WI/view.html

Рисунок В.3.1: Базовая линия



Рисунок В.3.2: Границы проекта



Источники выбросов и виды парниковых газов, включенные или исключенные из границ проекта, представлены в таблице В.3.1.

Таблица В.3.1: Источники выбросов и виды парниковых газов, включенные или исключенные из границ проекта

№	Источник	Газ	Включен?	Обоснование/Объяснение
Базовая линия	Объем выработки электроэнергии в базовой линии (ОЭС «Центр»)	CO ₂	Включен	Основной источник выбросов
		CH ₄	Исключен	Исключение данных источников из базовой линии является консервативным подходом и отвечает требованиям существующих методологий МЧР ¹⁵
		N ₂ O	Исключен	
	Сжигание природного газа на РТС и КТС	CO ₂	Включен	Основной источник выбросов
		CH ₄	Исключен	Исключение данных источников из базовой линии является консервативным подходом и отвечает требованиям существующих методологий МЧР
		N ₂ O	Исключен	

¹⁵ Методология установления базовой линии для подключенных к электрической сети электростанций на природном газе, АМ0029/редакция 03, Утвержденная методология, Исполнительный совет МЧР



№	Источник	Газ	Включен?	Обоснование/Объяснение
В рамках проекта	Сжигание природного газа на объекте	CO ₂	Включен	Основной источник выбросов
		CH ₄	Исключен	Исключен для упрощения, поскольку объем выбросов незначителен, что отвечает требованиям существующих методологий МЧР ¹⁶
		N ₂ O	Исключен	
Утечка	Сокращение объемов получения, обработки, транспортировки и распределения природного газа	CO ₂	Искл.	Признано незначительным. Это консервативный подход
		CH ₄	Искл.	Признано незначительным. Это консервативный подход
		N ₂ O	Искл.	Признано незначительным. Это консервативный подход

Применение новой технологии на ГТЭС, по сравнению с отдельной генерацией энергии, позволяет сократить потребление природного газа. Поскольку объем неконтролируемых выбросов CH₄ по сценарию базовой линии выше, чем по сценарию проекта, его можно считать незначительным, что служит проявлением консервативного подхода.

В.4. Дополнительная информация по базовой линии, с указанием даты установления базовой линии и имен(и) (названий) лиц(а)/организаций, участвующих в установлении базовой линии:

Дата завершения изучения базовой линии: 4/02/2011 г.

Имя (название) лица/организации, участвующего(ей) в установлении базовой линии:

Виктор Петроченков

Компания Global Carbon BV

E-mail: petrochenkov@global-carbon.com

Компания Global Carbon BV является участником проекта.

¹⁶ Методология установления базовой линии для подключенных к электрической сети электростанций на природном газе, АМ0029/редакция 03, Утвержденная методология, Исполнительный совет МЧР



РАЗДЕЛ С. Срок действия проекта / период кредитования

С.1. Дата начала проекта:

Дата начала проекта: 18/07/2007 г.

С.2. Ожидаемая продолжительность эксплуатации проекта:

20 лет/240 месяцев.

С.3. Продолжительность периода кредитования:

26/05/2009 г. - 31/12/2012 г.

3 года 7 месяцев/ 43 месяца

(Первый период кредитования в рамках Киотского протокола – с 1 января 2008 г. по 31 декабря 2012 г.)



РАЗДЕЛ D. План мониторинга

D.1. Описание выбранного плана мониторинга:

Выбор и базовой линии и мониторинга осуществляется на основании требований «Указаний по критериям установления и мониторинга базовой линии» и с учетом требований Приложения В, «Критерии установления и мониторинга базовой линии», Решения 9/МЧР.1. В соответствии с «Критериями установления и мониторинга базовой линии», разработчик проекта использует индивидуальный подход для ПСО при установлении мониторинга.

Сбор всех ключевых параметров, требуемых для расчета выбросов парниковых газов, производится в соответствии с установленной практикой ГТЭС «Коломенское». Осуществление мониторинга проекта не требует внесения изменений в существующую систему сбора и регистрации информации. Все необходимые параметры рассчитываются и регистрируются в любом случае. Учет и оценка все утечек производились с использованием консервативного подхода, объем утечек был признан незначительным. Данные плана мониторинга должны сохраняться в течение минимального срока в 2 года после завершения периода кредитования.

D.1.1. Вариант 1 – Мониторинг выбросов в сценарии проекта и сценарии базовой линии:

D.1.1.1. Данные, необходимые для мониторинга объема выбросов в ходе реализации проекта, и способ их архивирования:

Идентификационный номер (пожалуйста, используйте номера для облегчения пользования перекрестным и ссылками на D.2.)	Переменные данные	Источник данных	Единицы измерения	Измерено (m), рассчитано (c), оценено (e)	Периодичность регистрации	Доля проверяемых данных	Способ архивации данных (электронный/ бумажный)	Замечания
P1 $FC_{NG,y}$	Расход природного газа	Показания счетчиков расхода топлива	тыс.м ³	м	Непрерывно	100%	Электронный	природный газ будет записан один раз в месяц на электронном и



D.1.1.1. Данные, необходимые для мониторинга объема выбросов в ходе реализации проекта, и способ их архивирования:								
Идентификационный номер (пожалуйста, используйте номера для облегчения пользования перекрёстным и ссылками на D.2.)	Переменные данные	Источник данных	Единицы измерения	Измерено (m), рассчитано (c), оценено (e)	Периодичность регистрации	Доля проверяемых данных	Способ архивации данных (электронный/бумажный)	Замечания
								бумажном
P2 $NCV_{NG,y}$	Низшая теплотворная способность природного газа	Паспорт (сертификат качества) от поставщика природного газа	ккал/м ³	с	Ежемесячно	100%	Электронный	Средневзвешенное значение для газа, поставленного в течение года Ежегодное значение рассчитывается на ГТЭС и записывается в отчет
P3 $EF_{CO_2,NG,y}$	Коэффициент выбросов для природного газа	МГЭИК	тСО ₂ /ГДж	е	Ежегодно	100%	Электронный	Указания по национальным запасам выбросов парниковых газов, том 2: Энергоресурсы, глава 2: Стационарное сжигание (изменения в главе от апреля 2007 г.),



D.1.1.1. Данные, необходимые для мониторинга объема выбросов в ходе реализации проекта, и способ их архивирования:								
Идентификационный номер (пожалуйста, используйте номера для облегчения пользования перекрестным и ссылками на D.2.)	Переменные данные	Источник данных	Единицы измерения	Измерено (m), рассчитано (c), оценено (e)	Периодичность регистрации	Доля проверяемых данных	Способ архивации данных (электронный/бумажный)	Замечания
								МГЭИК, 2006 г.

D.1.1.2. Описание формул, используемых для оценки объема проектных выбросов (для каждого газа, источника и т.д.; в эквивалентных единицах выбросов CO₂):

Выбросы экв. CO₂ по сценарию проекта

Деятельность в рамках реализации проекта заключается в сжигании природного газа. Выбросы CO₂ при сжигании природного газа в качестве топлива на (PE_y) вычисляются следующим образом:

$$PE_y = PE_{NG,y} \tag{1}$$

где:

PE_y Проектные выбросы в году y (тCO₂);

$PE_{NG,y}$ выбросы CO₂ от сжигания природного газа по сценарию проекта в году y , тCO₂

$$PE_{NG,y} = FC_{NG,y} \times NCV_{NG,y} \times EF_{CO_2,NG,y} / 1000 \tag{2}$$



где:

$FC_{NG,y}$ суммарный объем природного газа, использованного на новой ГТЭС «Коломенское» в году y (m^3);

$NCV_{NG,y}$ чистая теплотворная способность единицы объема природного газа в году y ($ГДж/m^3$);

4,187 – переводной коэффициент Гкал в ГДж

$EF_{CO_2,NG,y}$ коэффициент выбросов CO_2 на единицу энергии природного газа в году y ($tCO_2/ГДж$).

D.1.1.3. Соответствующие данные, необходимые для определения базовой линии антропогенных выбросов парниковых газов, с разбивкой по источникам, в границах проекта, с указанием методов сбора и архивирования таких данных:								
Идентификационный номер (пожалуйста, используйте номера для облегчения пользования перекрёстным и ссылками на D.2.)	Переменные данные	Источник данных	Единицы измерения	Измерено (m), рассчитано (c), оценено (e)	Периодичность регистрации	Доля проверяемых данных	Способ архивации данных (электронный/бумажный)	Замечания
B1 $EG_{PJ,y}$	Годовой отпуск электроэнергии	Показания электрических счетчиков	МВтч/год	м	Ежегодно	100%	Электронный	Государственная статистическая форма 6ТР Величина отпуска электроэнергии вычисляется как соотношение между объемом выработанной электроэнергии и величиной расхода



D.1.1.3. Соответствующие данные, необходимые для определения базовой линии антропогенных выбросов парниковых газов, с разбивкой по источникам, в границах проекта, с указанием методов сбора и архивирования таких данных:									
								электроэнергии на внутренние потребности электростанции	
B2	$EF_{BL,CO_2,y}$	Коэффициент базовой линии выбросов для электроэнергии, выработанной ОЭС «Центр»	Приложение 2 ПТД	тCO ₂ /МВтч	с	Фиксированное прогнозируемое значение	100%	Электронный	Коэффициент выбросов комбинированной маржи для Объединенной региональной энергетической системы «Центр». См. Приложение 2.
B3	$HG_{PG,y}$	Годовой отпуск тепла	Показания тепловых счетчиков	ГДж/год	м	Ежегодно	100%	Электронный	Государственная статистическая форма 6ТР Величина отпуска тепла вычисляется как соотношение между количеством выработанного тепла и величиной расхода тепла на внутренние потребности электростанции
B4	$EF_{CO_2,NG,y}$	Коэффициент выбросов для природного газа	МГЭИК	тCO ₂ /ГДж	с	Ежегодно	100%	Электронный	Указания по национальным запасам выбросов



D.1.1.3. Соответствующие данные, необходимые для определения базовой линии антропогенных выбросов парниковых газов, с разбивкой по источникам, в границах проекта, с указанием методов сбора и архивирования таких данных:							
							парниковых газов, том 2: Энергоресурсы, глава 2: Стационарное сжигание (изменения в главе от апреля 2007 г.), МГЭИК, 2006 г.

D.1.1.4. Описание формул, используемых для оценки базовой линии выбросов (для каждого газа, источника и т.д.; в эквивалентных единицах выбросов CO₂):

Базовая линия выбросов определяется следующим образом:

$$BE_y = BE_{Heat,y} + BE_{grid,y} \tag{3}$$

где:

BE_y базовая линия выбросов в году y (tCO₂);

$BE_{grid,y}$ годовой объем базовой линии выбросов CO₂ в результате генерации электроэнергии энергосистемой Российской Федерации, тCO₂/год;

$BE_{Heat,y}$ годовой объем базовой линии выбросов CO₂ в результате генерации тепла на РТС, тCO₂/год;

Объем выбросов CO₂ от деятельности Единой энергетической системы Российской Федерации вычисляется по объему выработки электроэнергии в рамках проекта в году y .



$$BE_{grid,y} = EG_{PJ,y} \times EF_{BL,CO_2,y} \quad (4)$$

где:

$EG_{PJ,y}$ – годовой отпуск электроэнергии по результатам мониторинга базовой линии в году y (МВтч/год);

$EF_{BL,CO_2,y}$ – коэффициент выбросов базовой линии в году y (тCO₂/МВтч). Это фиксированное по прогнозу значение, см. Приложение 2.

Объем базовой линии выбросов CO₂ от выработки тепла в рамках проекта в году y

$$BE_{Heat,y} = \frac{HG_{PG,y} \times EF_{CO_2,NG,y}}{\eta_{heat}} \quad (5)$$

где:

$HG_{PG,y}$ – годовой отпуск тепла по результатам мониторинга базовой линии в году y (ГДж/год)

$EF_{CO_2,NG,y}$ – коэффициент выбросов CO₂ на единицу энергии природного газа в году y (тCO₂/ГДж).

η_{heat} – совокупный КПД котельных для РТС и КТС, %¹⁷

4,187 – переводной коэффициент Гкал в ГДж

D.1.2. Вариант 2 – Прямой мониторинг сокращения выбросов в ходе реализации проекта (величины не должны противоречить приведенным в разделе E):

Не применяется.

D.1.2.1. Данные, необходимые для мониторинга сокращения выбросов в ходе реализации проекта, и способ их архивирования:

Не применяется.

D.1.2.2. Описание формул, используемых для вычисления сокращения выбросов в процессе реализации проекта (для каждого газа, источника и т.д.; единицы выбросов/единицы сокращения выбросов в эквиваленте CO₂):

Не применяется.

¹⁷ <http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-09-v1.pdf>

**D.1.3. Обработка утечек в плане мониторинга:**

Не применяется.

D.1.3.1. Опишите, пожалуйста, данные и информацию, необходимые для мониторинга последствий утечек в процессе реализации проекта, если таковой применяется:

Не применяется.

D.1.3.2. Описание формул, используемых для оценки объема утечек (для каждого газа, источника и т.д.; в эквивалентных единицах выбросов CO₂):

Не применяется.

D.1.4. Описание формул, используемых для оценки величины сокращения выбросов в процессе реализации проекта (для каждого газа, источника и т.д.; единицы выбросов/единицы сокращения выбросов в эквиваленте CO₂):

$$ER_y = BE_y - PE_y \quad (6)$$

Где:

ER_y Сокращение выбросов по проекту CO в году y (тCO₂);

BE_y Базовая линия выбросов в году y (тCO₂);

PE_y Проектные выбросы в году y (тCO₂).

D.1.5. В соответствии с требуемыми, где это применимо, процедурами принимающей стороны, информация по сбору данных о воздействии на окружающую среду проекта и их архивированию:

Основные применимые экологические нормы Российской Федерации:

- Федеральный закон Российской Федерации «Об охране окружающей среды» (10 января 2002 г., № 7-ФЗ);
- Федеральный закон Российской Федерации «Об охране атмосферного воздуха» (4 мая 1999 г., № 96-ФЗ).

Эти законы и другие государственные нормы устанавливают порядок и частоту выявления источников загрязнения, стандарты загрязняющих выбросов и мониторинга.



Контроль за выбросами загрязняющих веществ в атмосферу будет производиться в соответствии с «Порядком контроля за соблюдением установленных значений ПДК». Кроме того, компания предоставляет данные в соответствии со следующими официальными статистическими формами годовой отчетности:

- 2-тр (о состоянии воздуха) *Данные об охране атмосферного воздуха*, включая информацию о количестве собранных и нейтрализованных атмосферных загрязнителей, детализированных значениях выбросов отдельных загрязняющих веществ, количестве источников выбросов, мерах по сокращению выбросов в атмосферу и выбросов отдельных групп источников загрязнений, (подготавливаются в соответствии с решением № 53 Российской федеральной службы государственной статистики от 27 июля 2001 г., «Об учреждении статистического аппарата для организации статистического мониторинга за состоянием окружающей среды и сельского хозяйства»¹⁸);
- 2-тр (о водопользовании) *Данные об использовании воды*, включая информацию о потреблении воды из природных источников, сбросах сточных вод и содержании загрязняющих веществ в воде, мощности водоочистных сооружений и т.д. (подготавливаются в соответствии с решением № 110 Российской федеральной службы государственной статистики от 13 ноября 2000 г., «Об учреждении статистического аппарата для организации Министерством природных ресурсов России статистического мониторинга за запасами полезных ископаемых, осуществлением геологоразведки и ее финансирования, использованием воды и начислением штрафов за загрязнение окружающей среды»¹⁹);
- 2-тр (об отходах) *Данные по производству, использованию, нейтрализации, транспортировке и размещении промышленных и бытовых отходов*, включая годовой баланс утилизации отходов отдельно по их видам и классам опасности, (подготавливаются в соответствии с решением № 1 Российской федеральной службы государственной статистики от 17 января 2005 г., «Порядок заполнения и предоставления формы федерального статистического мониторинга № 2-ТР (отходы)»²⁰).

¹⁸ <http://infopravo.by.ru/fed2001/ch04/akt16181.shtm>

¹⁹ <http://n-kodeks.ru/legislation/acts/1240/4300/>

²⁰ <http://www.gvir.ru/text2008/n19/gdi19058.htm>



D.2. Процедуры контроля и обеспечения качества (QC/QA), проводимые в отношении данных, подвергаемых мониторингу:		
Данные (Укажите таблицу и идентификационный номер)	Уровень неопределенности данных (высокий/средний/низкий)	Укажите процедуры QA/QC, использование которых планируется в отношении указанных данных, или почему такие процедуры не нужны.
P1	Низкий	Газовый счетчик. Калибровка счетчика производится в соответствии с графиком производственного предприятия.
P2	Низкий	Сертификаты от поставщика топлива. Поставщик топлива предоставляет сертификаты на каждую партию топлива с указанием основных тепловых характеристик.
B1	Низкий	Регулярная калибровка счетчика электроэнергии в соответствии с графиком. Величина отпуска электроэнергии вычисляется, как разница между объемом выработки электроэнергии и ее расходом на внутренние потребности электростанции. Объем выработанной электроэнергии и величину расхода электроэнергии на внутренние потребности электростанции измеряют электрическим счетчиком.
B3	Низкий	Регулярная калибровка счетчика тепла в соответствии с графиком. Величина отпуска тепла вычисляется, как разница между количеством выработанного тепла и его расходом на внутренние потребности электростанции. Количество выработанного тепла и величину расхода тепла на внутренние потребности электростанции измеряют теплосчетчиком.

D.3. Опишите, пожалуйста, эксплуатационную и управленческую структуру, которую оператор проекта применит в процессе реализации плана мониторинга:

Сбор и архивирование всех данных о воздействии на окружающую среду осуществляется в соответствии с планом мониторинга. Ответственный персонал должен выполнять следующие операции:

- сбор информации об эксплуатационных показателях объектов в границах проекта СО;
- подготовка и утверждение отчета;
- предоставление отчета на расчет объема сокращения выбросов.

В основном, эксплуатационная и управленческая структура осуществления мониторинга на ГТЭС «Коломенское» выглядит следующим образом:

Счетчики → Специалист (Дежурный инженер) → Руководитель производственного и технического отдела → Главный инженер-энергетик → Компания Global Carbon BV

Компания Global Carbon BV занимается подготовкой годовых смет по сокращениям выбросов в конце каждого отчетного года.

Этапы мониторинга выбросов CO₂ по проекту ГТЭС «Коломенское»:



1. Специалисты службы главного инженера выполняют измерение объема выработки электроэнергии и ее расхода на внутренние потребности по показаниям счетчиков, вычисляют объем электроэнергии, отпускаемой потребителям.
2. Специалисты службы главного инженера выполняют измерение количества выработанного тепла и его расхода на внутренние потребности по показаниям счетчиков, вычисляют количество тепла, отпускаемого потребителям.
3. На основании показаний счетчика расхода природного газа, специалисты службы главного инженера подготавливают данные о годовом расходе природного газа.
4. Специалисты службы главного инженера подготавливают отчет по форме 6-ТП федерального статистического наблюдения об эксплуатации ГТЭС «Коломенское».
5. Специалисты компании Global Carbon BV вычисляют нормативные коэффициенты выбросов с использованием последних редакций документов, указанных в качестве источников данных в разделах D.1.1.1 и D.1.1.3.
6. На основании методик, описанных в разделах D.1.1.2 и D.1.1.4, компания Global Carbon BV выполняет расчет единиц сокращения выбросов и подготавливает отчет о мониторинге проекта совместного осуществления.

Все измерения на ГТЭС Коломенское будет в соответствии с законом РФ "О единства измерений" N 102-ФЗ от 26/06/2008 и в соответствии с современными международными требованиями.

Все процедуры, чтобы получить данные в случае чрезвычайной ситуации на предприятии (например, расходомер газа, теплосчетчик и счетчик электроэнергии) являются дефектными или не работают, указаны в контрактах



Таблица D.3.1: Методы расчета потребления природного газа, тепла и электроэнергии на ГТЭС Коломенское

Параметр	Описание	Источник
Природный газ	Объем потребления природного газа определяется на основании проектной мощностью газогорелочного оборудования (с учетом 24 часа в сутки и 365 дней в году использование газа)	Договор на поставку природного газа и транспортировку с ООО «НафтаСиб Энергия»
Тепло	<p>Количество тепла для отопления определяется</p> $Q_{\text{heating}} = q_{\text{max}}^{\text{heating}} \times N \times \frac{t_{\text{in}}^{\text{f}} - t_{\text{out}}^{\text{f}}}{t_{\text{in}}^{\text{p}} - t_{\text{out}}^{\text{p}}}$ <p>где $q_{\text{max}}^{\text{heating}}$ – максимальная проекта почасовая нагрузка, Гкал /час N-количество часов, ч $t_{\text{in}}^{\text{f}} - t_{\text{in}}^{\text{p}}$- фактическая и проектная температуры воздуха внутри помещения, С⁰ $t_{\text{out}}^{\text{f}} - t_{\text{out}}^{\text{p}}$- фактическая и проектная температуры наружного воздуха, С⁰</p> <p>Количество тепловой энергии на нужды ГВС поставляемой за отчетный период</p> $Q_{\text{hws}} = q_{\text{hws}}^{\text{Av.per hour}} \times N \times \frac{t_{\text{hw}}^{\text{p}} - t_{\text{cw}}^{\text{f}}}{t_{\text{hw}}^{\text{p}} - t_{\text{cw}}^{\text{p}}}$ <p>где $q_{\text{hws}}^{\text{Av.per hour}}$ среднечасовая нагрузка на ГВС, Гкал /час N - количество рабочих часов, ч t_{hw}^{p}- проектная температура горячей воды, С⁰ t_{cw}^{f}- средняя фактическая температура холодной воды, С⁰. Если данные не доступны в отопительный период принимается +5С⁰, в неотапительный +15 С⁰ t_{cw}^{p}- температура холодной воды, С⁰. Принимается +5 С⁰</p>	Контракт на поставку тепловой энергии и горячей воды № 1 / 08 от 28/02/2008
Электроэнергия	Электроэнергия определяется на основе счетчика установленного на другой стороне потребителя и с учетом потерь при передаче.	Договор электроснабжение № 443 от 29/07/2009 между

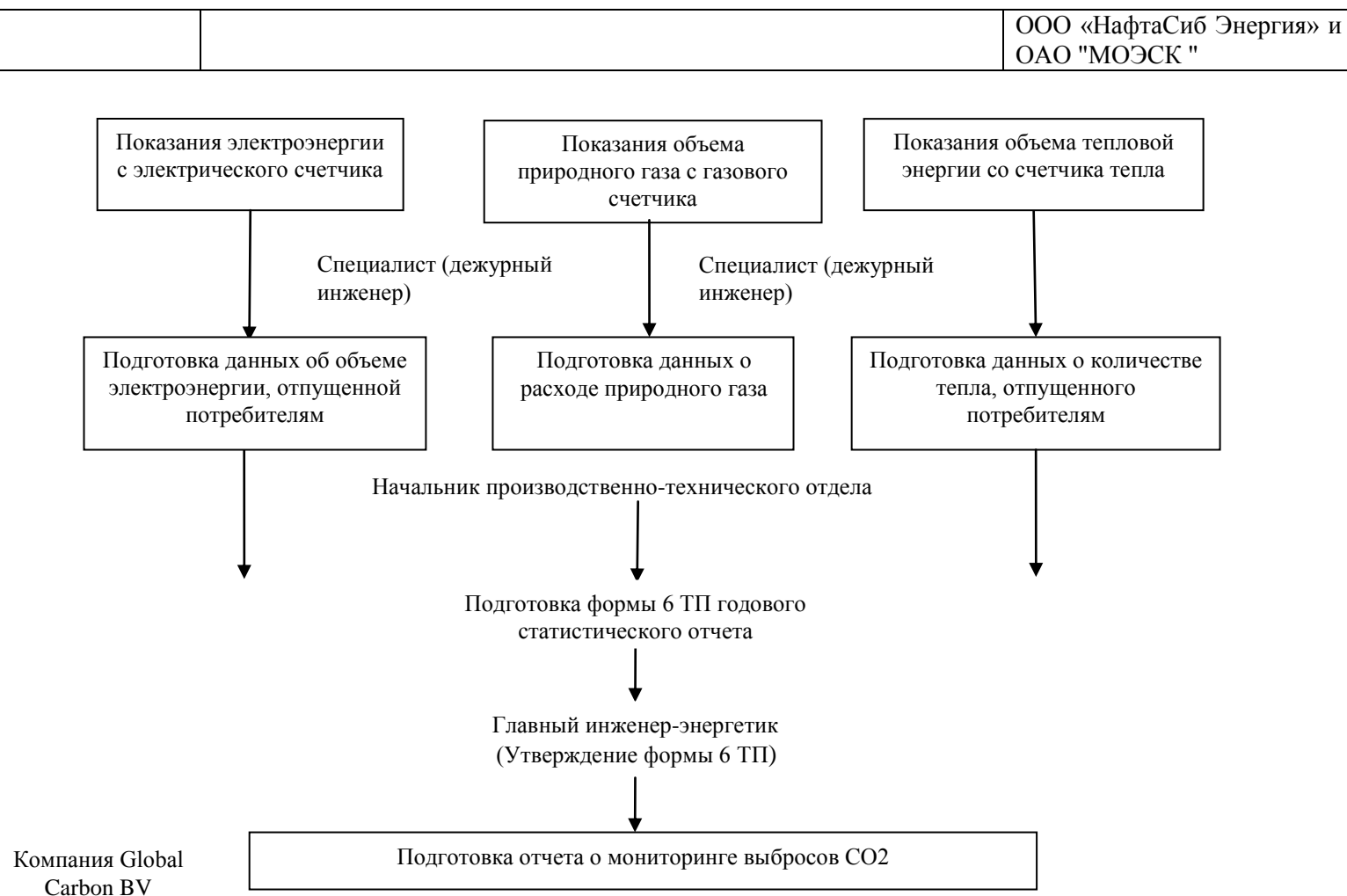


Схема организации эксплуатационной и управленческой структуры по выполнению плана мониторинга представлена на рисунке D.3.1.



D.4. Имя лица (лиц) и название организации(й), ответственных за составление плана мониторинга:

План мониторинга разработан компанией Global Carbon BV.

Имя (название) лица/организации, участвующего(ей) в установлении базовой линии:

Виктор Петроченков

Компания Global Carbon BV

E-mail: petrochenkov@global-carbon.com

Компания Global Carbon BV является участником проекта.



РАЗДЕЛ Е. Оценка сокращения выбросов парниковых газов

Е.1. Предполагаемые проектные выбросы:

В объем выбросов парниковых газов входят выбросы от сжигания природного газа на ГТЭС «Коломенское» в рамках реализации проекта.

$$PE_y = PE_{NG,y}$$

(E.1)

где:

$PE_{NG,y}$ выбросы CO₂ от сжигания природного газа по сценарию проекта в году у, тCO₂

$$PE_{NG,y} = FC_{ice,y} \times 29.33 \times EF_{CO_2,NG,y}$$

(E.2)

где:

$FC_{NG,y}$ суммарный объем природного газа, использованного на новой ГТЭС «Коломенское» в году у (тыс.м³);

$EF_{CO_2,NG,y}$ коэффициент выбросов CO₂ на единицу энергии природного газа в году у (тCO₂/ГДж).

29,33 – теплотворная способность 1 тонны условного топлива, GJ/t.f.e

Таблица Е.1-1. Проектные выбросы парниковых газов, т. экв. CO₂

Год	Выбросы парниковых газов в рамках реализации проекта
2009 г.	161 245
2010 г.	302 468
2011 г.	424 125
2012 г.	424 125
2009-2012 гг.	1 311 962

Е.2. Предполагаемый объем утечки:

Не применимо к данному проекту.

Е.3. Сумма Е.1. и Е.2.:

Таблица Е.3-1. Проектные выбросы парниковых газов, т. экв. CO₂

Год	Выбросы парниковых газов в рамках реализации проекта
2009 г.	161 245
2010 г.	302 468
2011 г.	424 125
2012 г.	424 125
2009-2012 гг.	1 311 962

Е.4. Предполагаемый объем выбросов по сценарию базовой линии:

Базовая линия выбросов определяется следующим образом:

$$BE_y = BE_{Heat,y} + BE_{grid,y} \quad (E.3)$$

где:

BE_y базовая линия выбросов в году y (tCO_2);

$BE_{grid,y}$ годовой объем базовой линии выбросов CO_2 в результате генерации электроэнергии энергосистемой Российской Федерации, $tCO_2/год$;

$BE_{Heat,y}$ годовой объем базовой линии выбросов CO_2 в результате генерации тепловой энергии на РТС, $tCO_2/год$;

Объем выбросов CO_2 от деятельности Единой энергетической системы Российской Федерации вычисляется по объему выработки электроэнергии в рамках проекта в году y .

$$BE_{grid,y} = EG_{PJ,y} \times EF_{BL,CO_2,y} \quad (E.4)$$

где:

$EG_{PJ,y}$ годовой отпуск электроэнергии по результатам мониторинга базовой линии в году y (МВтч/год);

$EF_{BL,CO_2,y}$ коэффициент выбросов базовой линии в году y ($tCO_2/МВтч$). Это фиксированное по прогнозу значение, см. Приложение 2.

Объем базовой линии выбросов CO_2 от выработки тепла в рамках проекта в году y

$$BE_{Heat,y} = \frac{HG_{PG,y} \times EF_{CO_2,NG,y}}{\eta_{heat}} \quad (E.5)$$

где:

$HG_{PG,y}$ годовой отпуск тепла по результатам мониторинга базовой линии в году y , ГДж/год

$EF_{CO_2,NG,y}$ коэффициент выбросов CO_2 на единицу энергии природного газа в году y ($tCO_2/ГДж$).

η_{heat} совокупный КПД котельных для РТС, %

Таблица Е.4-1. Базовая линия выбросов парниковых газов, т. экв. CO_2

Параметры	Единицы	2009	2010	2011	2012
Базовая линия выбросов от выработки электроэнергии	т $CO_2/год$	129 219	237 346	379 192	379 192
Базовая линия выбросов от выработки тепла	т $CO_2/год$	102 304	190 716	250 884	250 884



Всего	т CO₂/год	231 524	428 062	630 076	630 076
--------------	-----------------------------	----------------	----------------	----------------	----------------

Е.5. Разность между Е.4. и Е.3., представляющая собой объем сокращения выбросов в ходе реализации проекта:

Формула расчета общего объема сокращения выбросов парниковых газов в году y имеет вид, т. экв. CO₂:

$$ER_y = BE_y - PE_y \quad (E.6)$$

Таблица Е.5-1. Предполагаемые результаты по сокращению выбросов парниковых газов

Год	Предварительная оценка сокращения выбросов парниковых газов по проекту, т. экв. CO ₂
2009 г.	70 279
2010 г.	125 594
2011 г.	205 951
2012 г.	205 951
Общий предполагаемый объем сокращения выбросов в течение периода кредитования	607 776

Е.6. Таблица с величинами, полученными с применением вышеприведенных формул:

Таблица Е.6.1: Объемы сокращения выбросов по сценариям проекта и базовой линии во время периода кредитования

Год	Предполагаемые проектные выбросы (тонны эквивалента CO ₂)	Предполагаемый объем утечки: (тонны эквивалента CO ₂)	Предполагаемые выбросы по сценарию базовой линии (тонны эквивалента CO ₂)	Предполагаемый объем сокращения выбросов (тонны эквивалента CO ₂)
2009 год	161 245	0	231 524	70 279
2010 год	302 468	0	428 062	125 594
2011 год	424 125	0	630 076	205 951
2012 год	424 125	0	630 076	205 951
Всего (тонны эквивалента CO₂)	1 311 962	0	1 919 738	607 776

Таблица Е.6.2: Объемы сокращения выбросов по сценариям проекта и базовой линии после периода кредитования

Год	Предполагаемые проектные выбросы (тонны эквивалента CO ₂)	Предполагаемый объем утечки (тонны эквивалента CO ₂)	Предполагаемые выбросы по сценарию базовой линии (тонны эквивалента CO ₂)	Предполагаемый объем сокращения выбросов (тонны эквивалента CO ₂)
-----	---	--	---	---



2013 год	424 125	0	630 076	205 951
2014 год	424 125	0	630 076	205 951
2015 год	424 125	0	630 076	205 951
2016 год	424 125	0	630 076	205 951
2017 год	424 125	0	630 076	205 951
2018 год	424 125	0	630 076	205 951
2019 год	424 125	0	630 076	205 951
2020 год	424 125	0	630 076	205 951
Всего (тонны эквивалента CO ₂)	3 392 997	0	5 040 609	1 647 411



РАЗДЕЛ F. Воздействие на окружающую среду

F.1. Документация по анализу влияния проекта на окружающую среду, включая трансграничные воздействия, в соответствии с процедурами, определенными принимающей стороной:

Необходимость проведения оценки воздействия на окружающую среду (ОВОС) в России регламентируется Федеральным законом «Об экологической экспертизе» и состоит из двух стадий: ОВОС (EIA) и государственной экологической экспертизы (ГЭЭ). Существенные изменения в этот порядок были внесены Законом о внесении изменений в Градостроительный кодекс, который вступил в силу 1 января 2007 г. Этот закон сократил число видов деятельности, подлежащей ГЭЭ, переложив ответственность за нее на так называемую государственную экспертизу (ГЭ), проводимую в соответствии со Статьей 49 Градостроительного кодекса Российской Федерации.

Оценка воздействия на окружающую среду отражена в заключении государственной экспертизы №77-1-4-0038-08 от 29.01.2008 г. Из Московского межрегионального территориального управления по технологическому и экологическому надзору за выбросами вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух было получено разрешение № 60569 от 25.05.2009 г. на эксплуатацию ГТЭС.

В процессе эксплуатации ГТЭС, в атмосферу выбрасываются следующие загрязняющие вещества. (согласно разрешению № 60569)

Загрязняющее вещество	Класс опасности	Допустимая концентрация вредного (загрязняющего) вещества в пределах ПДВ	
		гр./сек	тонн/год
Диоксид азота		9,0	238,8
Оксид азота		1,5	38,8
Моноксид углерода		2,4	186,6
Всего		12,9	464,2

Таким образом, в результате реализации проекта концентрация загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы не превысит санитарных нормативов по качеству окружающего воздуха для населенных мест (предельно допустимая концентрация) и не окажет отрицательного воздействия на здоровье населения и санитарные условия.

F.2. Если степень воздействия на окружающую среду признана существенной участниками проекта или принимающей стороной, представьте, пожалуйста, заключения и все ссылки на сопроводительную документацию в отношении процедуры оценки воздействия на окружающую среду, проведенной в соответствии с процедурами принимающей стороны:

Проект не оказывает каких-либо значительных отрицательных воздействий на окружающую среду. Более того, реализация проекта вызовет уменьшение сжигаемого объема ископаемого топлива и сокращение выбросов парниковых газов.



РАЗДЕЛ G. Комментарии заинтересованных лиц

G.1. Информация по комментариям заинтересованных лиц в отношении проекта, в зависимости от обстоятельств:

Во время реализации проекта, информация до общественности доводилась через интернет-источники средств массовой информации. Замечаний по поводу проекта не поступало. Данную информацию можно найти по адресам:

<http://www.gtt.ru/content/view/273/1/>

<http://dgs.mos.ru/d17dr612930m2.html>



Приложение 1

КОНТАКТНАЯ ИНФОРМАЦИЯ ОБ УЧАСТНИКАХ ПРОЕКТА

Организация:	ООО «НафтаСибЭнергия»
Улица/номер а/я:	1й Котляковский пер.
Строение:	5А.
Город:	Москва
Страна/Область:	Южный административный округ, район «Москворечье-Сабурово»
Почтовый индекс:	115201
Страна:	Россия
Телефон:	+7 (495) 668-18-04
Факс:	+7 (495) 668-18-16
E-mail:	
URL:	
Представитель:	ООО «НафтаСибЭнергия»
Должность:	Генеральный директор
Приветствие:	М-р
Фамилия:	Урбанов
Отчество:	Константинович
Имя:	Вадим
Отдел:	Управление компанией
Телефон (прямой):	+7 (495) 668-18-06
Факс (прямой):	+7 (495) 668-18-16
Сотовый телефон:	
Личный e-mail:	

Организация:	Компания Global Carbon BV
Улица/номер а/я:	Ниастраат, 1
Строение:	
Город:	Утрехт
Страна/Область:	
Почтовый индекс:	3531 WR
Страна:	Нидерланды
Телефон:	+31 30 850 6724
Факс:	+31 70 891 0791
E-mail:	info@global-carbon.com
URL:	www.global-carbon.com
Представитель:	
Должность:	Директор
Приветствие:	
Фамилия:	де Клерк
Отчество:	
Имя:	Леннар
Отдел:	
Телефон (прямой):	+31 30 850 6724
Факс (прямой):	+31 70 891 0791
Сотовый телефон:	
Личный e-mail:	focalpoint@global-carbon.com



Приложение 2

ИНФОРМАЦИЯ ПО БАЗОВОЙ ЛИНИИ

Коэффициент базовой линии выбросов CO₂

Определение данной базовой линии коэффициента выбросов было дано в соответствии с утвержденным МЧР «Руководством по расчету коэффициента выбросов для системы производства электроэнергии» (версия 02), с внесенными в него некоторыми отступлениями, которое далее именуется «Руководство».

Полная версия Руководства доступна на сайте РКИК ООН по следующему адресу: <http://cdm.unfccc.int/Reference/tools/index.html>.

Назначение и применимость

Настоящее Руководство «...определяет коэффициент выбросов CO₂ ... для расчета базовой линии выбросов в рамках проекта, реализация которого приводит к замещению электроэнергии в сети, т.е. деятельность в соответствии с проектом приводит к поставке электроэнергии в энергосистему ...».

ГТЭС «Коломенское» введена в строй в мае 2009 года. После реализации проекта новый энергоблок будет поставлять электроэнергию в сеть Объединенной энергетической системы (ОЭС) «Центр». Она будет замещать электроэнергию, которая, в альтернативном случае, вырабатывается другими электростанциями ОЭС «Центр». Таким образом, данное Руководство может использоваться для определения базовой линии коэффициента выбросов CO₂.

Параметры

Руководство предоставляет методики для определения следующих параметров:

Параметр	Единицы СИ	Описание
EF _{grid,CM,y}	тCO ₂ /МВтч	Коэффициент выбросов CO ₂ комбинированной маржи для проектной системы генерации электроэнергии в году y
EF _{grid,BM,y}	тCO ₂ /МВтч	Коэффициент выбросов CO ₂ строительной маржи для проектной системы генерации электроэнергии в году y
EF _{grid,OM,y}	тCO ₂ /МВтч	Коэффициент выбросов CO ₂ эксплуатационной маржи для проектной системы генерации электроэнергии в году y

Источники данных

Для определения ЭМ использовались следующие источники информации:

- Федеральная служба государственной статистики (Росстат РФ). Суммарные данные, предоставляемые энергокомпаниями с использованием официальной статистической формы 6-ТП;
- АО «Единая энергетическая система России» (ЕЭС);
- ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» (ОАО «СО ЕЭС»);
- ЗАО «Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике».

Каждая электростанция направляет в Росстат РФ ежегодный статистический отчет (6-ТП) с данными о генерации электроэнергии и тепла, и о потреблении топлива.

ТЭЦ обычно вырабатывают электроэнергию в заданном режиме теплоснабжения. В связи с этим, они могут быть исключены из расчета ЭМ и СМ. Однако в отчетах (по форме 6-ТП) не содержится никакой информации об объеме топлива, использованного для циклов производства



тепла и электроэнергии или для простых циклов, поэтому невозможно исключить из расчетов количество использованного топлива и выработанной электроэнергии в циклах параллельного производства тепла и электроэнергии. В связи с этим, параметры энергоблоков для параллельного производства тепла и электроэнергии учитывались при расчетах ЭМ и СМ. Это отступление от положений Руководства, но оно является консервативным, так как циклы параллельного производства тепла и электроэнергии обладают более высоким КПД, чем простой (или комбинированный) цикл.

В отчетах содержится информации об общем количестве использованного топлива (для каждого типа топлива), о количестве тепла, использованного для производства тепла и электроэнергии (по отдельности). Часть топлива, использованного для производства электроэнергии, учитывалась при расчете ЭМ и СМ для коэффициентов выбросов.

Расчет СМ основан на данных из следующих источников:

- Официальные ежегодные отчеты ОАО ЕЭС;
- Отчеты с информацией о новых мощностях по производству энергии, введенных в эксплуатацию за последние годы, «Генеральный план ввода объектов электроэнергетики до 2020 года», утвержденный Правительством Российской Федерации (распоряжение от 22 февраля 2008 г. № 215р);
- Инвестиционные программы энергокомпаний.

«Генеральный план» не является законодательным актом. Это исследовательская работа, которая была выполнена по поручению Правительства Российской Федерации. ОАО «РАО ЕЭС России» и некоторые исследовательские институты подготовили проект «Генерального плана» в 2007 г. Он был основан на прогнозе спроса на электроэнергию и запросах, направленных некоторым энергокомпаниям об их инвестиционных планах.

«Генеральный план» представляет собой компиляцию подобной информации, в нем не содержится никаких рекомендаций, и отсутствуют требования к тому, где, кто и когда должен строить энергоблоки. Основная задача «Генерального плана» заключается в определении достаточности энергоснабжения потребителей. В случае недостаточности энергоснабжения потребителей Правительство РФ подготовит предложения по стимулированию реализации новых энергетических проектов.

Правительство РФ утвердило данный документ в 2008 г. (распоряжение от 22 февраля 2008 г. № 215р). Существенно, что данная работа была выполнена в соответствии с поручением.

Кроме того, в соответствии с данным Распоряжением организация мониторинга реализации Генерального плана была поручена Министерству энергетики. В настоящее время ЗАО «Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике» готовит откорректированную версию «Генерального плана»²¹. Будет учитываться новый прогноз потребления энергии и откорректированные инвестиционные планы энергокомпаний. По сравнению с предыдущей версией «Генерального плана», задерживается реализация некоторых предполагаемых проектов в энергетике, а реализация некоторых предполагаемых проектов останавливается.

«Генеральный план» не является обязательным документом для частных энергокомпаний, но он может использоваться в качестве рекомендательного документа.

²¹ <http://www.e-apbe.ru/scheme/>



Эти данные будут необходимыми и достаточными для расчета коэффициентов выбросов с использованием Руководства.

Методология

В Руководстве определяется коэффициент выбросов CO₂ для электроэнергии, генерируемой замещаемыми в составе системы электроснабжения электростанциями, посредством вычисления «эксплуатационной маржи» (ЭМ) и «строительной маржи» (СМ), а также «комбинированной маржи» (КМ). Эксплуатационная маржа относится к группе электростанций, представляющей существующие электростанции, на выработку электроэнергии которыми будет влиять предлагаемый проект. Строительная маржа относится к группе энергоблоков, представляющей типы энергоблоков, на строительство которых будет влиять предлагаемый проект.

В соответствии с требованиями Руководства, должны быть выполнены этапы, подробно описанные ниже. Возможные отступления должны быть выделены и обоснованы.

ЭТАП 1: Выявление рассматриваемых систем электроснабжения

Проектная электрическая система представляет собой пространственное расширение электростанций, которые присоединяются посредством линий передачи и распределения электроэнергии к объектам проекта и управление которыми может производиться без существенных ограничений на передачу электроэнергии. Аналогичным образом, присоединенная система электроснабжения определяется как система, присоединенная к системе электроснабжения проекта с помощью линий электропередачи. Диспетчерское управление электростанциями в присоединенной системе может производиться без существенных ограничений на передачу, однако, для передачи электроэнергии в систему электроснабжения проекта имеются существенные ограничения на передачу электроэнергии.

Если назначенный государственный орган принимающей страны (в России это Министерство экономического развития РФ) опубликовал границы системы электроснабжения проекта и присоединенных систем электроснабжения, то такие границы должны использоваться. Назначенный координационный центр (НКЦ) Российской Федерации не опубликовал границ системы электроснабжения проекта и присоединенных систем электроснабжения. В связи с этим, применяется рекомендация Руководства: «... для больших стран с многоуровневыми системами управления (например, провинциальная / региональная / государственная системы), необходимо использовать определение региональной системы».

В Российской Федерации имеется почти 400 электростанций: тепловые электростанции (приблизительно 70% полной установленной мощности), гидроэлектростанции (20% полной установленной мощности) и атомные электростанции (10% полной установленной мощности). Электростанции и потребители соединяются линиями электропередачи. Электростанции, потребители и регулирующие организации (например, ОАО «СО ЕЭС») составляют государственную энергосистему (далее именуемую ЕЭС России). ЕЭС России управляется централизованно. АО «СО ЕЭС» вносит значительный вклад в оперативно-диспетчерское управление.

Электростанции объединены линиями электропередачи в 60 районных энергосистем (РЭС), и эти энергосистемы, в свою очередь, соединены с соседними (за исключением некоторых изолированных районных систем). РЭС объединены в семь объединенных энергетических систем (ОЭС), которые соединены между собой магистральными и соединительными сетями: «Северо-запад», «Центр», «Юг», «Волга», «Урал», «Сибирь» и «Восток». Схема ЕЭС России представлена на рисунке П.2.1.

Рисунок П.2.1: Схема ЕЭС России



Источник: АО «СО ЕЭС»

ОЭС «Восток» представляет собой изолированную систему, а ОЭС «Сибирь» – частично изолированную систему. Другие системы не зависят друг от друга. Ежегодная передача / получение электроэнергии между ОЭС составляет менее 1% (за исключением передачи энергии от ОЭС «Волга» ОЭС «Юг» и «Урал» – приблизительно 6%).

ГТЭС «Коломенское» относится к ОЭС «Центр». Установленная мощность данной ОЭС составляет 48 257 МВт (по состоянию на 2009 г). Это крупнейшая объединенная энергосистема в составе ЕЭС России. На электростанции, находящиеся в Москве, Ярославской, Тверской, Смоленской, Московской, Ивановской, Владимирской, Вологодской, Костромской, Нижегородской, Рязанской, Тамбовской, Брянской, Калужской, Тульской, Орловской, Курской, Белгородской, Воронежской и Липецкой областях приходится приблизительно 25% всех генерирующих мощностей ЕЭС России.

Установленные мощности ОЭС «Центр» имеют следующую структуру:

- 63% – ТЭС (включая теплоэнергетические станции и энергоблоки);
- приблизительно 30% – атомные электростанции (АЭС);
- приблизительно 6% – гидроэлектростанции (ГЭС);
- Прочие мощности, в том числе ветровые, геотермальные, солнечные, с использованием биотоплива и т.д., пренебрежимо малы в энергетическом балансе ОЭС.

АЭС эксплуатируются, как ресурсы для «обязательной выработки электроэнергии», а ГЭС – как «дешевые» ресурсы.

Таким образом, ОЭС «Центр» является системой электроснабжения проекта. Как указано выше, ежегодная передача / получение электроэнергии между ОЭС «Центр» и другими ОЭС (присоединенными системами электроснабжения) составляет менее 1%. Это означает, что ОЭС «Центр» может рассматриваться, как независимая система.



Мощность проекта (136 МВт) составляет всего 0,28% полной электрической мощности ОЭС «Центр», в связи с этим генерируемая проектом мощность «...может передаваться без существенных ограничений на передачу»²².

В соответствии с ожидаемым балансом развития энергетики на период 2009-2015 гг. и до 2020 г.²³, составленным ЗАО «Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике», замещающие электрические мощности в ОЭС «Центр» будут составлять от 8 000 до 11 000 МВт. Этого достаточно для замещения электроэнергии, вырабатываемой ГТЭС «Коломенское» в соответствии с базовой линией.

В результате этого, ОЭС «Центр» выбирается в качестве рассматриваемой системы электроснабжения.

ЭТАП 2: Включение или не включение не входящих в энергосистему электростанций в систему электроснабжения по проекту (опционно)

Количество электростанций, которые не входят в энергосистему, и объем генерируемой этими электростанциями электроэнергии незначительны.

ЭТАП 3: Выбор методологии вычисления эксплуатационной маржи (ЭМ)

Руководство рекомендует вычислять параметр $EF_{grid,OM,y}$ с использованием одного из следующих методов:

- (a) Простая ЭМ, или
- (b) Простая откорректированная ЭМ, или
- (c) Анализ диспетчерских данных, или
- (d) Усредненная ЭМ.

Может использоваться любой из перечисленных методов, однако, метод простой ЭМ (a) может использоваться только в том случае, если дешевые ресурсы / ресурсы для обязательной выработки электроэнергии составляют менее 50% суммарного объема генерации для сети:

- 1) В качестве среднего значения за последние пять лет,
- 2) На основании долгосрочных средних значений для производства электроэнергии на ГЭС.

Дешевые ресурсы / ресурсы для обязательной выработки электроэнергии определяются, как электростанции с низкими маржинальными издержками на генерацию и электростанции, используемые независимо от суточной или сезонной нагрузки на сеть. Обычно к ним относятся гидроэлектростанции, геотермальные, ветровые, атомные, солнечные электростанции и электростанции на дешевом биотопливе. В энергетическом балансе ОЭС «Центр» геотермальная, ветровая и солнечная генерация, а также генерация с использованием дешевого биотоплива, занимают пренебрежимо малую долю. Таким образом, к дешевым ресурсам / ресурсам для обязательной выработки электроэнергии относятся только атомные электростанции («для обязательной выработки») и гидроэлектростанции («дешевые»). В таблице 2.1 для ОЭС «Центр» приводится объем суммарного производства электроэнергии за последние пять лет и средняя доля дешевых ресурсов / ресурсов для обязательной выработки электроэнергии за пять лет (2005-2009 гг.).

²²Руководство по расчету коэффициента выбросов для системы производства электроэнергии, редакция 01.1, Методологическое руководство, Исполнительный совет МЧР

²³ <http://www.e-apbe.ru/5years/detail.php?ID=19193>



Таблица 2.1: Доля дешевых ресурсов / ресурсов для обязательной выработки электроэнергии РЭС (МВтч)

ОЭС «Центр»	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.	Среднее в % за пять лет по дешевым ресурсам /
Все электростанции	193 147 189	205 325 854	227 146 629	228 827 872	201 135 720	36,9
гидроэлектростанции	3 581 856	2 907 517	5 061 950	5 195 890	3 842 120	
атомные электростанции	67 458 244	73 201 563	75 853 726	74 669 245	77 465 936	

Источник: ОАО «СО ЕЭС» и Росстат РФ

Так как данный показатель оказывается ниже 50%, можно не учитывать генерацию энергии на атомных и гидроэлектростанциях. В связи с этим, может использоваться метод простой ЭМ (метод «а»), который выбирается для расчета коэффициента выбросов на ОЭС «Центр».

ЭТАП 4: Вычисление $EF_{grid,OM,y}$ с использованием выбранного метода

В Руководстве задано, каким образом вычисляется простая ЭМ – как средневзвешенное по объему генерации значение выбросов CO_2 на единицу чистой генерируемой электроэнергии ($tCO_2/MВтч$) для всех используемых в составе системы электростанций, без учета дешевых ресурсов и ресурсов для обязательной выработки электроэнергии (например, гидроэлектростанций и атомных электростанций).

Руководство рекомендует выполнять вычисления на основании:

- данных о чистой генерируемой электроэнергии и коэффициенте выбросов CO_2 для каждого энергоблока (вариант А);
- данных о суммарной чистой генерируемой электроэнергии для всех используемых в составе системы электростанций, типах топлива и суммарном расходе топлива в системе электроснабжения проекта (вариант В).

Вариант В был выбран в связи с тем, что:

- Необходимые для варианта А данные недоступны;
- Только атомные электростанции и электростанции на возобновляемых источниках считаются дешевыми ресурсами и ресурсами для обязательной выработки электроэнергии, а объем электроэнергии, поставляемой в сеть данными источниками известен;
- Не входящие в энергосистему электростанции не учитываются в расчетах.

В связи с тем, что в Российской Федерации данные для индивидуальных электростанций считаются строго конфиденциальными, официальная статистическая форма 6-ТП суммирует данные на региональной основе. Это единственный общедоступный источник данных для расчета коэффициента выбросов. Таким образом, может быть использован только вариант В.

При этом, простая эксплуатационная маржа определяется по следующей формуле:

$$EF_{grid,OMsimple,y} = \frac{\sum_i FC_{i,y} \times NCV_{i,y} \times EF_{CO2i,y}}{EG_y} \quad (1)$$



Где:

- $EF_{grig,OMsimple,y}$ – коэффициент выбросов CO₂ простой эксплуатационной маржи в году y (тCO₂/МВтч);
- $FC_{i,y}$ – количество ископаемого топлива i , израсходованного в системе электроснабжения для проекта в году y (в единицах массы или объема);
- $NCV_{i,y}$ – чистая теплотворная способность (энергосодержание) ископаемого топлива i в году y (ГДж на единицу массы или объема);
- $EF_{CO_2,i,y}$ – коэффициент выбросов CO₂ для ископаемого топлива вида i в году y (тCO₂/ГДж);
- $EG_{m,y}$ – чистое количество электроэнергии, выработанной и поставленной в сеть всеми источниками в составе системы, без учета электростанций / энергоблоков дешевых ресурсов / ресурсов для обязательной выработки электроэнергии, в году y (МВтч);
- i – все виды ископаемого топлива, использованного на электростанциях системы электроснабжения для проекта в году y ;
- y – три самых последних года, по которым имеются данные (2007-2009 гг.).

Данные о чистой генерируемой электроэнергии и израсходованном количестве ископаемого топлива поступают из Росстата РФ. Количество ископаемого топлива выражается в тоннах угольного эквивалента (ТУЭ) с чистой теплотворной способностью 7 000 ккал/кг УЭ, или 29,33 ГДж/ТУЭ.

Данные о чистой генерируемой электроэнергии и потреблении топлива для всех ТЭС ОЭС «Центр» в 2007-2009 гг. приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2: Данные о чистой генерируемой электроэнергии и потреблении топлива

Показатель	Единицы	2007 г.	2008 г.	2009 г.
Чистая генерируемая электроэнергия	МВтч	146 230 953	148 962 737	119 827 664
Природный газ	ТУЭ	42 757 580	42 941 363	34 148 007
	ГДж	1 254 079 816	1 259 470 180	1 001 561 051
Вязкий мазут	ТУЭ	480 474	534 282	287 576
	ГДж	14 092 297	15 670 500	8 434 619
Уголь	ТУЭ	4 025 757	3 200 880	1 940 377
	ГДж	118 075 457	93 881 816	56 911 249
Торф	ТУЭ	152 049	114 689	40 038
	ГДж	4 459 598	3 363 841	1 174 300
Другие	ТУЭ	25 165	1 164 935	1 042 130
	ГДж	738 077	34 167 539	30 565 670

Источник: Росстат РФ

Значения коэффициентов выбросов по умолчанию для топлива представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3: Коэффициенты выбросов по умолчанию для топлива

Вид топлива	Коэффициент выбросов по умолчанию ²⁴
	тСО2/ГДж
Природный газ	0,0561
Вязкий мазут	0.0774
Уголь	0.0946
Торф	0,106
Остальные виды топлива ²⁵	0,0

Результаты расчета выбросов CO₂ на ТЭС ОЭС «Центр» за 2007-2009 гг. приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4: Результаты расчета выбросов CO₂

Показатель	Единицы	2007 г.	2008 г.	2009 г.
Природный газ	тСО2	70 353 878	70 656 277	56 187 575
Вязкий мазут	тСО2	1 090 744	1 212 897	652 839
Уголь	тСО2	11 347 051	9 022 043	5 469 171
Торф	тСО2	472 717	356 567	124 476
Всего	тСО2	83 264 390	81 247 783	62 434 061

Полученное значение $EF_{grig,OMsimple,y}$ и средневзвешенный по электроэнергии коэффициент выбросов для ЭМ приведены в таблице 2.5.

Таблица 2.5: Результаты вычислений $EF_{grig,EM,y}$ и средневзвешенного по электроэнергии коэффициента выбросов для ЭМ

Показатель	Единицы	2007 г.	2008 г.	2009 г.
Коэффициент выбросов ЭМ	тСО2/МВтч	0,568	0,544	0,520
Средневзвешенный по электроэнергии коэффициент выбросов для ЭМ	тСО2/МВтч	0.546		

Коэффициент выбросов для ЭМ предварительно фиксируется на период 2008-2012 гг.

ЭТАП 5: Выявление группы энергоблоков, включаемых для определения СМ

Руководство предоставляет рекомендации по составлению выборки энергоблоков для расчета СМ. Может использоваться один из следующих вариантов:

²⁴ Указания по национальным запасам выбросов парниковых газов, том 2: Энергоресурсы, глава 2: Стационарное сжигание (изменения в главе от апреля 2007 г.), МГЭИК, 2006 г.

²⁵ Коэффициент выбросов для остальных видов топлива принимается равным нулю. Это консервативный подход



- (a) Группа из пяти самых последних построенных энергоблоков, или
- (b) Группа дополнительных мощностей к мощности энергосистемы, на которую приходится 20% генерации электроэнергии системой (в МВтч), и которые были построены самыми последними.

Если рекомендованный подход недостаточно обоснованно отражает электростанции, которые, скорее всего, были бы построены при отсутствии реализации проекта, участникам рекомендуется выдвигать альтернативные предложения.

Основной задаваемый в Руководстве принцип заключается в том, что данная группа должна обоснованно «отражать тип электростанций, которые, скорее всего, были бы построены при отсутствии реализации проекта» (цитата из Руководства); это означает, что мощности СМ не соответствуют реальным фактам, и данная группа собирается только для того, чтобы определить параметры таких мощностей для расчета выбросов ПГ.

Выборка энергоблоков, используемых для расчета СМ, определяется на основании одного из следующих вариантов:

- (a) Группа из пяти энергоблоков, которые были построены последними (за период в 10 лет), или
- (b) Группа дополнительных мощностей к мощности энергосистемы, на которую приходится 20% генерации электроэнергии системой (в МВтч), и которые были построены самыми последними.

В расчеты параметра $EF_{grid, BM, y}$ не должны включаться дополнительные мощности, полученные вследствие модернизации электростанций. В том случае, если невозможно выполнить условия (a) и (b), в Руководстве рекомендуется увеличивать период времени (для захвата более 10 лет) для получения выборки новых мощностей, эквивалентных получению пяти новых электростанций (a) или 20% дополнительной мощности (b).

С середины 1990-х годов Россия выходила из длительного и глубокого экономического кризиса. Строительство новых генерирующих мощностей было мало распространено, это означает, что в некоторых ОЭС было построено менее пяти новых объектов. В таком случае, в Руководстве рекомендуется увеличивать период времени для получения выборки новых мощностей. Предлагается увеличить этот период с 10 до 15 лет.

В этом случае условия (a) и (b) все равно не будут выполнены. В связи с этим, будет использоваться отступающий от рекомендаций Руководства подход, а именно, в выборку будут включены новые электростанции / энергоблоки, которые строятся в настоящее время.

В таблице 2.6 перечислены электростанции / энергоблоки ОЭС «Центр», введенные в эксплуатацию с 2000 г., а также строящиеся.

Таблица 2.6: ОЭС «Центр». Электростанции / энергоблоки, введенные в эксплуатацию с 2000 г., а также строящиеся

№	Электростанции / энергоблоки	Год ввода в эксплуатацию	Мощность, МВт	Технология	Топливо
Введены в эксплуатацию с 2000 г.					
1	ПГЭ «Луч»	2005 г.	60	ГТ	Газ
2	Московская ПГЭ-27	2008 г.	450	ПГУ	Газ
3	Московская ПГЭ-21	2008 г.	450	ПГУ	Газ
4	Ивановская парогазовая	2008 г.	325	ПГУ	Газ
5	Ивановская ПГЭ-1	2005 г.	12	ПГУ	Газ
6	Каширская ГРЭС (энергоблок № 3)	2009 г.	330	Паровой цикл	Уголь
	Всего		Менее 20% мощностей ОЭС		

Источник: Энергокомпании

В таблице представлено 6 объектов, из которых должно быть выбрано только пять. Энергоблок 12 МВт Ивановской ГРЭС-1 имеет слишком малую мощность для данной группы. Следовательно, пять энергоблоков, построенных начиная с 2005 г., и включаемых для определения СМ, это²⁶:

- 3 ПГУ мощностью 2x450 МВт и 325 МВт;
- 1 газотурбинный энергоблок мощностью 60 МВт;
- блок парового цикла на угле мощностью 330 МВт

Для первого периода исполнения Киотского протокола участники проекта могут выбрать один из следующих двух вариантов:

- (1) с использованием предварительных данных на основании самой последней информации, имеющейся для уже построенных энергоблоков;
- (2) с использованием данных для предыдущих этапов, обновляемых во время каждого соответствующего периода мониторинга.

Вышеописанный подход основан на варианте предварительных данных.

ЭТАП 6: Вычисление коэффициента выбросов для строительной маржи

В соответствии с требованиями Руководства, коэффициент выбросов для СМ, определяемый как средневзвешенный коэффициент выбросов для всех генерирующих энергоблоков m в течение года y , вычисляется следующим образом:

$$EF_{grig, BM, y} = \frac{\sum_m EG_{m,y} \times EF_{EL,m,y}}{\sum_y EG_y} \quad (2)$$

Где:

$EF_{grig, BM, y}$ – коэффициент выбросов для СМ в году y (тСО₂/МВтч);

$EG_{m,y}$ – фактический объем электроэнергии, выработанной и поставленной в сеть энергоблоком m в году y ;

²⁶Эта группа отражает тип электростанций, которые, скорее всего, были бы построены в отсутствие реализации проекта



$$\sum_5 EG_y$$

– фактический объем электроэнергии, выработанной и поставленной в сеть группой из 5 блоков в году у;

$$EF_{EL,m,y}$$

– коэффициент выбросов CO₂ для энергоблока m в году у (тCO₂/МВтч);

m

– энергоблоки, используемые для определения СМ;

y

– год, для которого имеются данные о выработанной энергии.

Для расчета параметра $EF_{EL,m,y}$ используется такой же метод, который описан в п. 3 для расчета параметра $EF_{grig,OMsimple,y}$; т.е. посредством использования удельного расхода топлива для получения 1 кВтч отпускной энергии $b_{m,y}$ (кг УЭ/кВтч).

$$EF_{EL,m,y} = b_{m,y} \times EF_{CO2,fuel} \quad (3)$$

Где:

$$EF_{CO2,fuel}$$

– коэффициент выбросов для топлива (взвешенный по видам топлива) в тCO₂/МДж или тCO₂/ТУЭ; значения коэффициентов МГЭИК для основных видов топлива;

$$b_{m,y}$$

– удельный расход топлива энергоблоком m (МДж/МВтч или ТУЭ/МВтч).

Значение b_m берется из отчетов по эксплуатации, или из проектной документации объектов, или на основании требований, установленных «Концепцией технической политики ОАО ЕЭС» (2005 г.) для нового оборудования.

В Российской Федерации данные по индивидуальным электростанциям считаются строго конфиденциальными. В связи с этим, использовались данные из открытых источников об удельном расходе для энергоблоков (или аналогичных энергоблоков).

Исходные данные для расчета параметра $EF_{grigBM,y}$ представлены в таблице 2.7.

Таблица 2.7: Исходные данные для расчета параметра $EF_{grigBM,y}$

Показатель	Единицы	ПГУ на природном газе мощностью 450 МВт*	ПГУ на природном газе мощностью 450 МВт*	ПГУ на природном газе мощностью 325 МВт**	ГТ на природном газе мощностью 60 МВт***	Блок парового цикла на угле мощностью 330 МВт****
Электрическая мощность,	МВт	450	450	325	60	330
Использование мощности	%			60*****		60*****
Годовая чистая генерация электроэнергии	МВтч	2 567 626	2 567 626	1 708 200	235 290	1 734 480
Удельный расход топлива	кг УЭ /кВтч	0,2508	0,2508	0,2343	0,2268	0,295
	МДж/МВтч	7,356 x 10 ³	7,356 x 10 ³	6,872 x 10 ³	6,652 x 10 ³	8,6524x10 ³
Топливо		Природный газ	Природный газ	Природный газ	Природный газ	Уголь
Коэффициент выбросов для топлива	тCO ₂ /МДж	0,0561 x 10 ⁻³	0,0561 x 10 ⁻³	0,0561 x 10 ⁻³	0,0561 x 10 ⁻³	0,946x 10 ⁻³



Источник: * средние отчетные данные для аналогичных электростанций (Калининградская ПГЭ-450 и Северо-Западная ПГЭ -450);
** характеристики типовых проектов ГТ и ПГУ;
*** отчет по ГТ «Луч»;
**** в соответствии с требованиями Концепции технической политики ОАО ЕЭС;
***** в соответствии с данными Росстата РФ за 2007 г., предполагается значение 52% для ТЭС; для ТЭС высокой мощности и конденсационного типа предполагается значение 60%.

Результаты вычисления $EF_{EL,m,y}$ представлены в таблице 2.8.

Таблица 2.8: Результаты вычисления $EF_{gridBM,y}$

Показатель	Единицы	ПГУ на	ПГУ на	ПГУ на	ПГУ на	Блок парового цикла на угле мощности
		природном газе мощностью 150 МВт	природном газе мощностью 150 МВт	природном газе мощностью 325 МВт	природном газе мощностью 60 МВт	
Коэффициент выбросов CO ₂ для	тCO ₂ /МВтч	0.4127	0.4127	0.3855	0.3732	0.8185
Средневзвешенный коэффициент	тCO ₂ /МВтч	0.486				

Коэффициент выбросов для СМ предварительно фиксируется на период 2008-2012 гг.

ЭТАП 7: Вычисление коэффициента выбросов для комбинированной маржи

Коэффициент выбросов для комбинированной маржи (КМ) вычисляется следующим образом:

$$EF_{gridCM,y} = w_{OM} \times EF_{gridOM,y} + w_{BM} \times EF_{gridBM,y} \quad (4)$$

Где:

$EF_{gridCM,y}$ – коэффициент выбросов для КМ в году y (тCO₂/МВтч);

$EF_{gridOM,y}$ – коэффициент выбросов для ЭМ в году y (тCO₂/МВтч);

$EF_{gridBM,y}$ – коэффициент выбросов для СМ в году y (тCO₂/МВтч);

w_{OM} – вес коэффициента выбросов для ЭМ;

w_{BM} – вес коэффициента выбросов для СМ.

В большинстве случаев Руководство рекомендует применять значение $w_{OM} = w_{BM} = 0,5$. Однако разработчики могут предложить и другие значения веса, при условии, что $w_{OM} + w_{BM} = 1$.

В качестве отправного пункта, весовой коэффициент для w_{OM} берется равным 0,5.

При рассмотрении коэффициента для w_{BM} необходимо учитывать специфику российской энергетической системы. В российской энергетике имеется большое количество старых,



изношенных электростанций с низким КПД, которые эксплуатируются в течение десятилетий. В соответствии с данными АО «ЕЭС России», средний срок эксплуатации турбин составляет приблизительно 30 лет. Большая часть этих мощностей была введена в эксплуатацию в 1971-1980 гг., что соответствует 31,4% от всех установленных мощностей.

В соответствии с «Генеральным планом»²⁷ от 22 февраля 2008 г., к 2015 г. планируется вывести из эксплуатации приблизительно 33 ГВт старых мощностей. Чтобы удовлетворить повышение спроса, к 2015 г. должны быть введены в эксплуатацию новые энергоблоки суммарной мощностью 120 ГВт. Это означает, что проект СО не только позволит избежать строительства новых электростанций, но также ускорит вывод из эксплуатации существующих мощностей. С учетом влияния финансового кризиса на рост потребления и на возможности финансирования новых проектов, в соответствии с новой оценкой²⁸ (сентябрь 2008 г.) ожидается, что из запланированных 120 ГВт в 2015 г. будет эксплуатироваться только приблизительно 80 ГВт. Из 33 ГВт старых мощностей будет выведено из эксплуатации только 10 ГВт. Это означает, что задержка с вводом в эксплуатацию 1 ГВт новых мощностей также приводит к задержке с выводом из эксплуатации 0,5 ГВт старых мощностей. Таким образом, вследствие финансового кризиса, влияние ПСО на ускорение вывода из эксплуатации существующих мощностей только усилится.

В соответствии с оценкой, влияние ПСО на вывод из эксплуатации старых электростанций и задержку с вводом в эксплуатацию новых распределяется приблизительно как 50% / 50%. Для учета задержки с вводом в эксплуатацию новых электростанций репрезентативен коэффициент выбросов для СМ, а для учета ускорения вывода из эксплуатации репрезентативен коэффициент выбросов для ЭМ.

Следовательно, эффективный $W_{OM} = 0,50 + 0,25 = 0,75$, а $W_{BM} = 0,25$.

Итоговый коэффициент для энергосистемы равен $EF_{gridCM,y} = 0,531$ тСО₂/МВтч. Коэффициент выбросов для КМ фиксируется предварительно на период 2008-2012 гг., так как коэффициенты выбросов для ЭМ и СМ также предварительно фиксированы. Данный коэффициент выбросов представляет собой коэффициент выбросов по базовой линии ($EF_{BL,CO_2,y}$), который используется для установления базовой линии выбросов для сценария базовой линии.

²⁷ <http://www.e-apbe.ru/library/detail.php?ID=11106>

²⁸ <http://www.e-apbe.ru/library/detail.php?ID=11106>



Приложение 3

ПЛАН МОНИТОРИНГА

План мониторинга представлен в разделе D.