

«УТВЕРЖДАЮ»

Генеральный директор ОАО «Мосэнерго»



В.Г. Яковлев

«24» апреля 2012 г.

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

проекта совместного осуществления

«Внедрение парогазовых установок на ТЭЦ филиалов ОАО «Мосэнерго», Россия»

в соответствии со статьей 6 Киотского протокола
к Рамочной конвенции ООН об изменении климата

Москва, 2012 г.

СОДЕРЖАНИЕ

- А. Общее описание проекта
- Б. Исходные условия
- В. Сроки реализации проекта
- Г. План мониторинга
- Д. Оценка сокращений выбросов парниковых газов
- Е. Оценка воздействия на окружающую среду
- Ж. Комментарии заинтересованных лиц

Приложения

- Приложение 1: Контактная информация об участниках проекта
- Приложение 2: Информация о исходных условиях
- Приложение 3: План мониторинга
- Приложение 4: Детали расчета финансовых/экономических показателей и анализ чувствительности
- Приложение 5: Список аббревиатур

РАЗДЕЛ А. Общее описание проекта

А.1. Наименование проекта:

Внедрение парогазовых установок на ТЭЦ филиалов ОАО «Мосэнерго», Россия

Раздел:

1. Энергетика (возобновляемые/невозобновляемые источники)

Номер версии: 03, Дата: 20 апреля 2012

А.2. Описание проекта:

Цели проекта:

- Увеличение объемов востребованного производства электроэнергии
- Повышение уровня технологической и экологической безопасности и надежности оборудования.
- Повышение энергетической безопасности, надежности и качества тепло- и электроснабжения.
- Снижение затрат (себестоимости) производства электроэнергии.
- Сокращение выбросов парниковых газов.

Задачи проекта:

Увеличение генерирующих мощностей ОАО «Мосэнерго» современными парогазовыми энергоблоками: ПГУ-420 на ТЭЦ-26, двумя ПГУ-450 на ТЭЦ-27 и ПГУ-450 на ТЭЦ-21. Обеспечение максимально эффективного использования существующей инфраструктуры на ТЭЦ, зданий, сооружений, оборудования и инженерных коммуникаций ОАО «Мосэнерго».

Сценарий исходных условий

В отсутствие Проекта электроэнергия для покрытия нужд г. Москвы и Московской области будет импортироваться из ОЭС Центра. Потребность в электроэнергии будет покрываться с использованием существующих мощностей и/или при помощи вновь вводимых.

Снабжение тепловой энергией будет осуществляться за счет существующих и вновь вводимых мощностей ТЭЦ ОЭС Центра и районных газовых котельных.

Проект

Проектный сценарий заключается в установке дополнительного генерирующего оборудования ПГУ-420 на ТЭЦ-26, 2-х блоков ПГУ-450 на ТЭЦ-27 и ПГУ-450 на ТЭЦ-21.

В результате проекта на новых энергоблоках ОАО «Мосэнерго» построенных с применением более эффективной технологии будет вырабатываться электроэнергия, которая заместит электроэнергию, вырабатываемую в ОЭС Центра с использованием менее эффективных технологий. А так же тепловая энергия, которая заместит тепловую энергию от менее эффективных, в сравнение с проектом, тепловых станций.

Таблица А-2-1 Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии на ПГУ ОАО «Мосэнерго», г.у.т./кВтч

Год	ПГУ-450 на ТЭЦ-21	ПГУ-420 на ТЭЦ-26	Блок №3 ПГУ-450 на ТЭЦ-27	Блок №4 ПГУ-450 на ТЭЦ-27
2008	225,6		234,5	145,8

2009	233,8		220,0	230,6
2010	246,3		224,8	221,7
2011	242,2	181,6	211,3	217,7

Таблица А-2-2 Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии на ПГУ ОАО «Мосэнерго», кг.у.т./Гкал

Год	ПГУ-450 на ТЭЦ-21	ПГУ-420 на ТЭЦ-26	Блок №3 ПГУ-450 на ТЭЦ-27	Блок №4 ПГУ-450 на ТЭЦ-27
2008	138,3		134,0	125,4
2009	133,8		135,9	135,1
2010	141,6		135,6	135,2
2011	141,3	124,6	151,1	151,5

Реализация Проекта приводит к экономии топлива на электростанциях ОЭС Центра, что в результате, вызывает соответственное сокращение выбросов парниковых газов и загрязняющих веществ из-за сокращения сжигания топлива на ТЭЦ и ГРЭС, а так же приводит к экономии топлива на отпуск тепловой энергии на менее эффективных, по сравнению с проектом, районных станциях Москвы и Московской области.

История проекта

В начале 2005 года ОАО «Мосэнерго» начало рассматривать проект ввода ПГУ на ТЭЦ 21, ТЭЦ 26 и ТЭЦ 27. Была проведена экономическая оценка реализации проекта, которая показала его экономическую непривлекательность. Далее проект был рассмотрен с учетом реализации в рамках киотского протокола.

Решение о вводе 4-х ПГУ на 3-х ТЭЦ ОАО «Мосэнерго» с использованием механизма СО было принято 17 февраля 2005г.

До реализации проекта ТЭЦ 21, ТЭЦ 26 и ТЭЦ 27 работали на общепринятом паросиловом оборудовании. Установленная электрическая и тепловая мощность ТЭЦ 21, ТЭЦ 26 и ТЭЦ 27 представлена в таблице А.2.3.

Таблица А.2.3 Установленная электрическая и тепловая мощность ТЭЦ 21, ТЭЦ 26 и ТЭЦ 27 до реализации проекта

	ТЭЦ 21	ТЭЦ 26	ТЭЦ 27
Установленная электрическая мощность (МВт)	1340	1410	160
Установленная тепловая мощность (Гкал/час)	4618	4006	1265

Таблица А.2.4 Ввод оборудования в эксплуатацию

	ПГУ-450 на ТЭЦ-21	ПГУ-420 на ТЭЦ-26	2х ПГУ-450 на ТЭЦ-27
Дата ввода оборудования	30 мая 2008 г.	1 июля 2011г.	27 ноября 2007г. – блок №3 19 декабря 2008г. – блок №4

Таким образом, реализация проекта приведет к сокращению выбросов парниковых газов в количестве 8 804 923 т CO₂ за 2008-2012 гг.

А.3. Участники проекта:

Сторона	Участники проекта	Указать, желает ли Сторона получить статус участника проекта (Да/Нет)
Сторона А – Российская Федерация (принимающая сторона)	Открытое акционерное общество «Мосэнерго»	Нет
Сторона В - Нет	-	-

ОАО «Мосэнерго» — крупнейшая в России генерирующая компания, работающая на органическом топливе. В состав «Мосэнерго» входят 18 электростанций установленной электрической мощностью 11 000 МВт и установленной тепловой мощностью 34 000 Гкал/ч. ОАО «Мосэнерго» является крупнейшим производителем тепловой энергии в мире.

Днём основания принято считать 1887 год (рождение энергосистемы Московского региона), так как началась практическая деятельность по электрификации Москвы.

А.4. Техническое описание проекта:

А.4.1. Место нахождения проекта:

А.4.1.1. Страна:

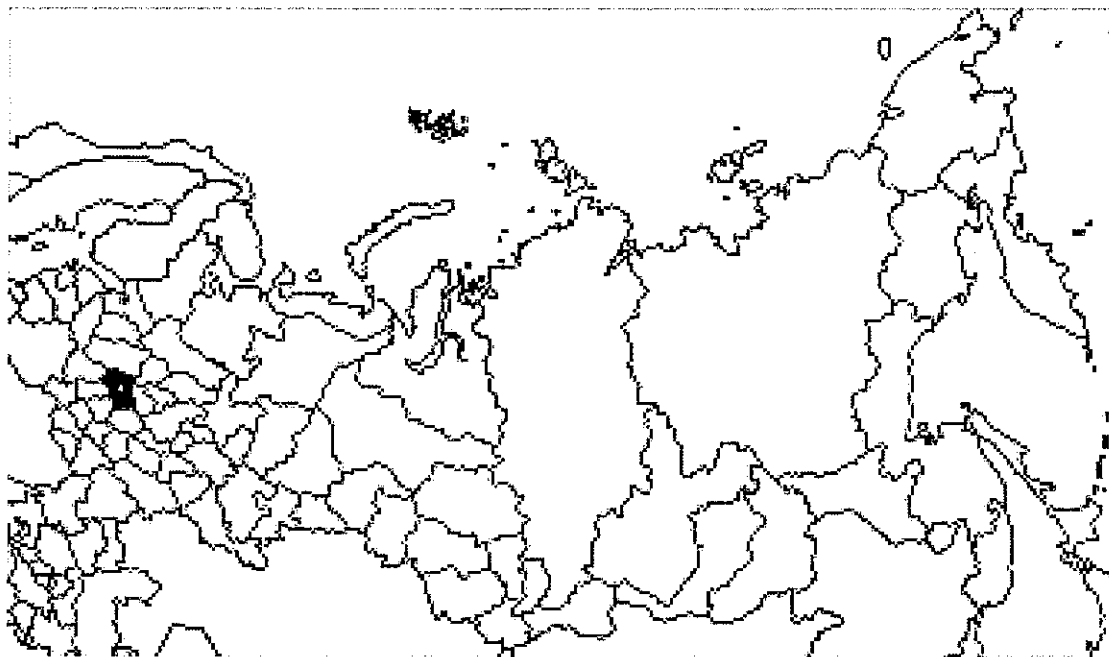
Российская Федерация

Рисунок А.1. Россия на карте мира



А.4.1.2. Регион/Штат/Провинция и т.д.:

Рисунок А.2. Московская область на карте России



А.4.1.3. Город:

Город Москва

Рисунок А.3. Москва на карте Московской области



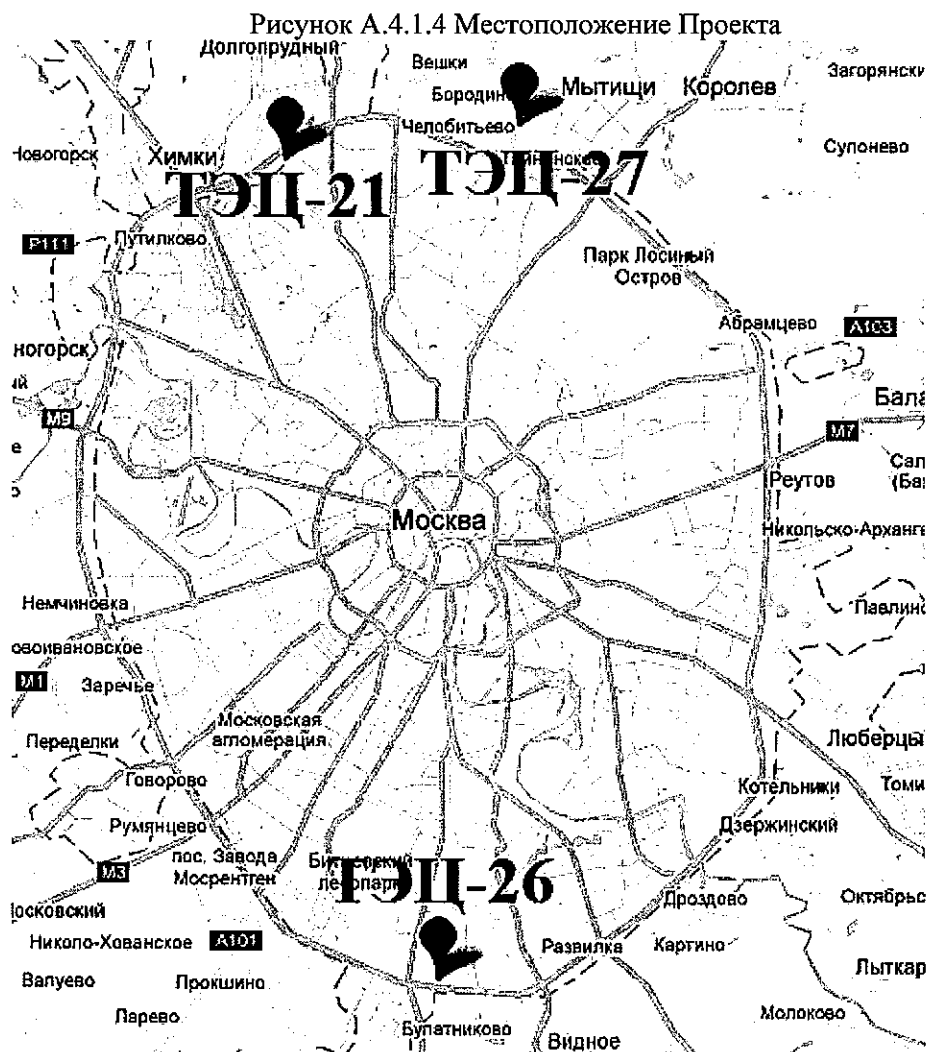
А.4.1.4. Детали места расположения, включая информацию , позволяющую идентифицировать проект:

Проект осуществляется на территории города Москвы и Московской области:

ТЭЦ-21 расположена Северном автономном округе г. Москва (Дмитровский район, промышленная зона Коровино), координаты $55^{\circ}53'40.83''$ с. ш. $37^{\circ}30'38.59''$ в. д.

ТЭЦ-26 расположена в Южном административном округе г. Москва, (район Бирюлёво Западное), координаты $55^{\circ}34'39''$ с. ш. $37^{\circ}37'48''$ в. д.

ТЭЦ-27, которая расположена в деревне Челобитьево Мытищинского района Московской области, координаты $55^{\circ}54'58.5''$ с. ш. $37^{\circ}41'16.33''$ в. д.



ТЭЦ-21, ТЭЦ-26 и ТЭЦ-27 входят в состав территориальной генерирующей компании «Мосэнерго», контролируемой ОАО «Газпром».

На сегодняшний день установленные мощности ТЭЦ-21, ТЭЦ-26 и ТЭЦ-27 составляют:

	ТЭЦ-21	ТЭЦ-26	ТЭЦ-27
Электрическая мощность, МВт	1800	1830	1060
Тепловая мощность, Гкал/ч	4958	4006	1876

ТЭЦ-21 - является крупнейшим в Европе производителем тепловой энергии. В зоне тепловых нагрузок электростанции проживает почти пятая часть населения Москвы - более 3 млн. человек. В качестве основного топлива – газ. Резервное топливо – мазут.

ТЭЦ-26 - одна из крупнейшая теплоэлектростанций г. Москвы. Основным видом топлива является природный газ, резервным – мазут. Электростанция обеспечивает

централизованное теплоснабжение промышленных предприятий, общественных и жилых зданий с населением более 2 млн. человек в районах Чертаново, Ясенево, Коломенское, Бирюлево, Марьино.

На долю ТЭЦ-26 приходится более 14,5% от вырабатываемой электрической энергии Мосэнерго и 1% от вырабатываемой электрической энергии всеми энергетическими предприятиями России.

ТЭЦ-27 признана самой экологически чистой не только в России, но и в Европе. В качестве основного и резервного топлива используется природный газ, что исключает выбросы в атмосферу сажи, окислов серы и углеводорода.

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

При реализации инвестиционного проекта предусматривается строительство энергоблоков номинальной электрической мощностью 450 МВт по циклу ПГУ-ТЭЦ на ТЭЦ-21 и ТЭЦ-27 и 420 МВт на ТЭЦ-26 ОАО «Мосэнерго».

Основное назначение блока ПГУ – обеспечение электрической и тепловой энергией объектов жилищно-коммунального хозяйства г. Москвы и Московской области и отпуск электроэнергии в сети Московского и областного энергоузла.

Состав основного оборудования блока ПГУ-450 на ТЭЦ-21:

- две газотурбинные установки типа ГТЭ-160 производства ОАО «Силловые машины» («ЛМЗ») с электрогенераторами ТЗФГ-160-2МУЗ с воздушным охлаждением производства ОАО «Силловые машины» («Электросила»). Корпус теплоизолирован общей тепловой и акустической изоляцией,
- два вертикальных котла-утилизатора (КУ) типа Пр-224/51-7,70/0,58-509/206(П-107) производства ОАО «ИК «ЗИОМАР». КУ – барабанные, двухконтурные, с принудительной циркуляцией,
- одна паровая турбина Т-125/150-7,4 производства ОАО «Силловые машины» («ЛМЗ») с электрогенератором ТЗФАУ-160-2УЗ с воздушным охлаждением производства ОАО «Силловые машины» («Электросила»),
- двухступенчатая теплофикационная установка, состоящая из ПСГ №1 типа ПСГ-4000-0,35-1,6-1, ПСГ №2 типа ПСГ-4000-0,35-1,6-2 и охладителя конденсата бойлеров типа ОГ-300-1,6-1,6-1,
- пускосбросные устройства – БРОУ высокого давления и РУ низкого давления,
- вспомогательное оборудование (насосы, эжекторы, расширители и др.).

Состав основного оборудования блока ПГУ-420 на ТЭЦ-26:

- газовая турбина типа GT-26 (фирма ALSTOM, Швейцария) с синхронизированным генератором (фирма ALSTOM, Швейцария);
- котел-утилизатор, трехконтурный, для работы в блоке с GT-26 (фирма ALSTOM, Швейцария);
- паровая турбина (фирма ALSTOM, Швейцария).

Основные характеристики энергоблока ПГУ-420 в условиях ТЭЦ-26 :

- мощность электрическая – 420 МВт;
- мощность тепловая – 227,9 МВт;
- электрический КПД в конденсационном режиме – 59,08%.

Состав одного блока ПГУ-450 на ТЭЦ-27:

- две турбогруппы ГТЭ-160 ОАО «Силловые машины» ф-л «ЛМЗ»
- одна паровая турбина Т-125/150-7,4 ОАО «Силловые машины» ф-л «ЛМЗ»
- два генератора с воздушным охлаждением ОАО «Силловые машины» ф-л «ЛМЗ»:

ТЗФГ-160-2МУЗ

Т№ФА-160-2УЗ

- два котла-утилизатора вертикальные Пр-224/51-7,70/0,58-509/206(П-107)
ОАО «ИК»ЗИОМАР» г. Подольск

В результате реализации проекта тепловая мощность ОАО «Мосэнерго» увеличится на 1165 Гкал/ч, электрическая на 1770 МВт.

В качестве основного топлива для ПГУ предусматривается природный газ. Энергоблоки на базе ПГУ предназначен для работы в базовом режиме; в отопительный период выработка электроэнергии производится на тепловом потреблении.

Рис. А.4.2 Принципиальная тепловая схема ПГУ

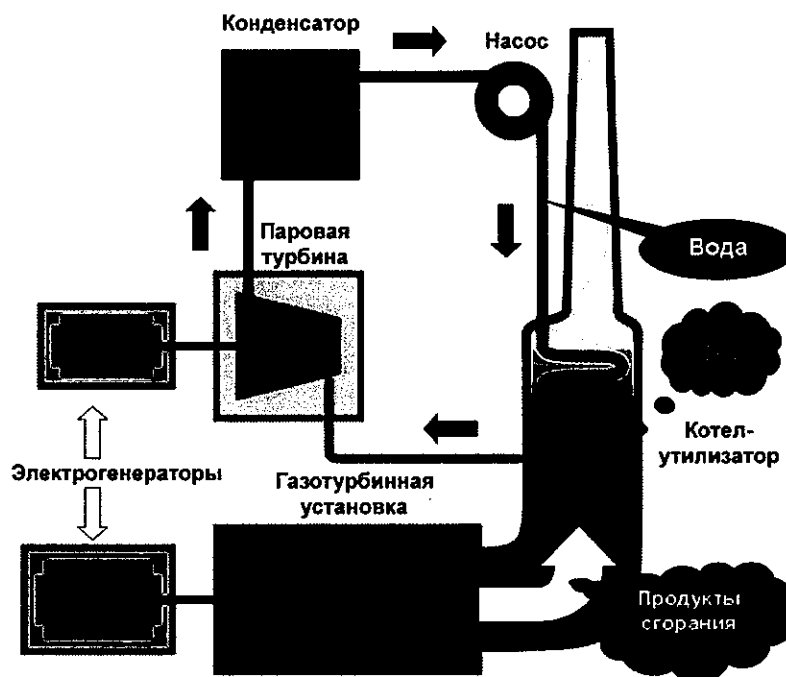


График реализации проекта

События	ТЭЦ-21	ТЭЦ-26	ТЭЦ-27	
			Блок №3	Блок №4
Решение о реализации проекта	31 января 2005г.			
Предпроектная подготовка (утверждение Тех. задания);	27 декабря 2005г.	3 августа 2005 г.	09 Сентября 2005г.	09 Сентября 2005г.
Утверждение ПСД, начало строительства	Март 2006 г.	Декабрь 2006 г.	Декабрь 2005	Декабрь 2005г
Окончание поставки оборудования, СМР, ПНР, Подписание КС-14.	30 мая 2008 г.	1 июля 2011г.	27 Ноября 2007г.	19 Декабря 2008г.

Основные технико-экономические показатели ПГУ представлены в таблицах А-4-1, А-4-2, А-4-3:

Таблица А-4-1. Техничко-экономические показатели ПГУ-450 на ТЭЦ-21

ПРОИЗВОДСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Электрическая мощность	МВт	447.5
Отпуск электроэнергии	млн.кВтч/год	3173.9
Удельный расход условного топлива	г/кВтч	192.9
Расход топлива	тыс. Тунт/год	612.2

ПРОИЗВОДСТВО ТЕПЛОЭНЕРГИИ

Тепловая мощность	Гкал/ч	308,0
	тыс.	
Выработка теплоэнергии	Гкал/год	1579.7
Удельный расход условного топлива	кг/Гкал	150.0
	тыс.	
Расход топлива	Тунт/год	236.9

Таблица А-4-2 Техничко-экономические показатели ПГУ-420 на ТЭЦ-26

ПРОИЗВОДСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Электрическая мощность	МВт	427.5
Отпуск электроэнергии	млн.кВтч/год	3068.7
Удельный расход условного топлива	г/кВтч	183,5
Расход топлива	тыс. Тунт/год	563,1

ПРОИЗВОДСТВО ТЕПЛОЭНЕРГИИ

Тепловая мощность	Гкал/ч	227.9
	тыс.	
Выработка теплоэнергии	Гкал/год	1146.6
Удельный расход условного топлива	кг/Гкал	150.3
Расход топлива	тыс. Тунт/год	172.3

Таблица А-4-3 Техничко-экономические показатели 2-х блоков ПГУ-450 на ТЭЦ-27

ПРОИЗВОДСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Электрическая мощность	МВт	900
Отпуск электроэнергии	млн.кВтч/год	5744.2
Удельный расход условного топлива	г/кВтч	216.2
Расход топлива	тыс. Тунт/год	1241.9

ПРОИЗВОДСТВО ТЕПЛОЭНЕРГИИ

Тепловая мощность	Гкал/ч	600.8
	тыс.	
Выработка теплоэнергии	Гкал/год	4105.3
Удельный расход условного топлива	кг/Гкал	133.8
Расход топлива	тыс. Тунт/год	549.3

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

ТЭЦ ОАО «Мосэнерго» по средствам установки блоков ПГУ. От четырех вводимых ПГУ будет ежегодно отпускаться в среднем 11 987 млн.кВтч с удельным расходом топлива на отпуск электроэнергии равным в среднем 202,2 гут/Квтч, что соответствует коэффициенту выбросов ПГ-0,332 т СО₂/МВтч. Электроэнергия, вырабатываемая ПГУ будет замещать электроэнергию, которая в отсутствие проекта вырабатывалась бы на старых и вновь вводимых электростанциях ОЭС Центра. Коэффициент выбросов ПГ по ОЭС Центра в среднем составляет 0,583 т СО₂/МВтч. Так же вырабатываемая тепловая энергия от четырех вводимых ПГУ, в среднем 6 831 тыс. Гкал, будет замещать менее эффективные, по сравнению с проектом существующие и новые газовые котельные.

Таким образом, за счет более низкого коэффициента использования топлива на сетевых электростанциях и тепловых районных станциях (по сравнению с коэффициентом использования топлива на ПГУ) для выработки электроэнергии и теплоты на электростанциях ОЭС Центра и тепловых районных станциях потребуется сжечь большее количество топлива. Результатом проекта служит сокращение выбросов парниковых газов в связи с уменьшением сжигания органического топлива в ОЭС Центра и газовых котельных.

А.4.3.1. Объем сокращений выбросов:

	Годы
Продолжительность кредитного периода:	5 лет
Год	Оценка ежегодного снижения выбросов, т СО ₂ эквивалента
2008	629 668
2009	1 484 553
2010	1 748 031
2011	1 993 688
2012	2 875 649
Суммарные сокращения выбросов за весь кредитный период (тонн СО ₂ эквивалента)	8 731 589
Среднегодовые сокращения выбросов, (тонн СО ₂ эквивалента)	1 746 318

А.5. Сведения об утверждении проекта участвующими Сторонами:

15 сентября 2011 г. принято Постановление Правительства Российской Федерации «О мерах по реализации статьи 6 Киотского протокола к РКИК ООН об изменении климата». Этот документ утверждает Положение о реализации статьи 6 Киотского протокола.

В соответствии с пунктом 4 Положения утверждение проектов будет осуществлять Минэкономразвития РФ на основании результатов конкурсного отбора заявок. Конкурсный отбор заявок проводит оператор углеродных единиц (Сбербанк России) в соответствии с пунктом 5 Постановления Правительства РФ № 780.

В состав заявки включается «положительное экспертное заключение на проектную документацию, подготовленное в соответствии с международными требованиями независимым органом, выбранным заявителем».

Таким образом, в соответствии с законодательством РФ в области реализации проектов СО, утверждение Проекта возможно после получения положительного заключения компании-детерминатора.

Утверждение проекта другими вовлеченными сторонами на момент детерминации отсутствует. Другие вовлеченные стороны будут определены после утверждения проекта в Минэкономразвития.

Раздел Б. Исходные условия

Б.1. Описание и обоснование выбранных исходных условий

Описание и обоснование выбранных исходных условий будет произведено с использованием собственного подхода, на основе положений «Руководящих указаний для пользователей форм ПД ПСО» (версия 04) и в соответствии с приложением В и «Руководством по критериям построения исходных условий и мониторинга» с использованием следующих шагов:

Шаг. 1. Указание и описание выбранного подхода по установке исходных условий

Шаг. 2. Применение выбранного подхода.

Ниже данные шаги представлены в большей подробности.

Шаг. 1. Указание и описание выбранного подхода по установке исходных условий.

Исходные условия определяются на основе рассмотрения различных альтернативных вариантов развития ситуации, включая предлагаемую проектную деятельность. В качестве критериев выбора исходных условий будут определены ключевые факторы. Все альтернативы будут рассматриваться на предмет влияния на них данных факторов. Альтернативный сценарий, на который ключевые факторы оказывают наименьшее негативное влияние, будет выбран как исходные условия.

Таким образом, предусматриваются следующие этапы определения исходных условий:

- Описание альтернативных вариантов
- Описание ключевых факторов.
- Анализ влияния ключевых факторов на указанные альтернативы.
- Выбор наиболее вероятного альтернативного сценария.

Шаг. 2. Применение выбранного подхода.

Описание возможных альтернативных сценариев.

В качестве альтернативных рассматриваются следующие сценарии:

Альтернативный сценарий 1. Электроэнергия, которая должна вырабатываться по проекту, будет поставлена в сеть другими существующими и вновь вводимыми энергоблоками электростанций ОЭС Центра. Тепловая энергия, которая должна вырабатываться по проекту, будет обеспечена новыми котлами и увеличением нагрузки на существующее котельное оборудование теплосети Московской области.

Альтернативный сценарий 2. Реализация проекта без регистрации его как проекта совместного осуществления – установка блоков ПГУ на ТЭЦ ОАО «Мосэнерго» для дополнительной выработки электроэнергии.

Проект предусматривает установку на ТЭЦ ОАО «Мосэнерго» блоков ПГУ с котлами утилизаторами и турбинами, что позволит ежегодно генерировать дополнительную электроэнергию и тепловую энергию. ПГУ имеет хорошие показатели эффективности работы, удельный расход топлива на отпуск электроэнергии в среднем составляет 202,2 гут/КВтч.

Дополнительная выработка электроэнергии на ТЭЦ ОАО «Мосэнерго» заместит выработку электроэнергии из ОЭС Центра с худшими показателями эффективности и, соответственно, с большим расходом топлива на выработку электроэнергии. Так же заменит выработку тепловой энергии на менее эффективных, по сравнению с проектом, районных котельных.

Таблица Б 1.1. Отпуск электрической и тепловой энергии от ПГУ по альтернативному сценарию 2

	2008	2009	2010	2011	2012
Отпуск электроэнергии (млн. кВтч)	3 247	7 019	7 775	9 193	10 717
Отпуск тепловой энергии (тыс Гкал)	792	2183	2029	2485	3530

Ни одна из заявленных альтернатив не входит в противоречие с действующим в настоящее время законодательством и может рассматриваться в дальнейшем анализе.

Описание ключевых факторов и анализ влияния ключевых факторов на указанные альтернативы.

Исходные условия будут построены, принимая во внимание следующие ключевые факторы, оказывающие влияние на выбор сценариев развития ситуации в области генерации электроэнергии на ТЭЦ ОАО «Мосэнерго»:

- Локальная доступность технологии и техники, навыков и ноу-хау
- Экономическая ситуация и доступность капитала (включая инвестиционный барьер)
- Цена и доступность топлива

Определение влияния ключевых факторов на указанные альтернативные сценарии производится с помощью факторного анализа.

Таблица Б 1.2. Факторный анализ.

Фактор	Альтернатива 1	Альтернатива 2
Локальная доступность технологии и техники, навыков и ноу-хау	Незначительное влияние Применение существующего оборудования для выработки энергии на ТЭЦ ОАО «Мосэнерго» является общепринятой практикой в России и не требует модернизации и обучения персонала.	Значительное влияние Технология ПГУ не распространена в России. Потребуется дополнительное обучение персонала для работы на проектом оборудовании.
Экономическая ситуация и доступность капитала (включая инвестиционный барьер)	Незначительное влияние Данная альтернатива не предусматривает какой-либо инвестиционной деятельности.	Значительное влияние Для реализации проекта необходимо было привлечь 38% заемных средств, что составляет 20 млрд.руб.

	Соответственно, нет необходимости в дополнительном капитале.	Высокие процентные ставки ¹ российских банков существенно влияют на реализацию данного альтернативного сценария.
Цена и доступность топлива	Незначительно влияние Для работы ТЭЦ ОАО «Мосэнерго» в текущих условиях не требуется увеличения потребления топлива и, соответственно, топливные затраты останутся на прежнем уровне.	Значительное влияние В результате реализации данной альтернативы происходит рост потребления топлива. Необходимы дополнительные согласования увеличения лимитов природного газа для ТЭЦ ОАО «Мосэнерго». С учетом высоких цен на газ топливные затраты существенно возрастают.

Вывод:

Основываясь на проведенном анализе, очевидно, что ключевые факторы способствуют выполнению Альтернативного сценария 1 и негативно воздействуют на Альтернативный Сценарий 2. Поэтому Альтернативный Сценарий 1, является исходными условиями.

Ключевая информация и данные для определения исходных условий

$$BE_y = BE_{el} + BE_{heat} \quad \text{(формула Б.1-1)}$$

где:

BE_{el} – выбросы от производства электроэнергии в ОЭС Центра по исходным условиям (Отпуск электроэнергии после реализации проекта), т CO_2 ;

BE_{heat} – выбросы от производства тепловой энергии на районных тепловых станциях по исходным условиям, т CO_2

$$BE_{el} = EO_{el} * EF_{grid}, \quad \text{(формула Б.1-2)}$$

где:

EF_{grid} – коэффициент выбросов ПГ при производстве электроэнергии в ОЭС Центра, т. CO_2 /МВтч;

EO_{el} – отпуск электроэнергии от ОЭС Центра по исходным условиям (отпуск электроэнергии от четырех вводимых ПГУ по проекту), МВтч;

$$EO_{el} = EO_{SGTU, HPS-21} + EO_{SGTU, HPS-26} + EO_{SGTU, HPS-27} \quad \text{(формула Б.1-3)}$$

где:

$EO_{SGTU, HPS-21}$ – отпуск электроэнергии от ПГУ- 450 на ТЭЦ-21, МВтч;

$EO_{SGTU, HPS-26}$ – отпуск электроэнергии от ПГУ- 420 на ТЭЦ-26, МВтч;

$EO_{SGTU, HPS-27-3}$ – отпуск электроэнергии от блоков №3 и №4 ПГУ- 450 на ТЭЦ-27, МВтч;

$$EO_{SGTU, HPS-21} = EG_{SGTU, HPS-21} - EC_{aux, SGU, HPS-21} \quad \text{(формула Б.1-4)}$$

где:

¹ http://www.cbr.ru/print.asp?file=/statistics/credit_statistics/refinancing_rates.htm&pid=idkp_br&sid=ref

$E_{GSGTU, HPS-21}$ - выработка электроэнергии на ПГУ-450 на ТЭЦ-21, МВтч;
 $E_{C_{aux} SGTU, HPS-21}$ – потребление электроэнергии на собственные нужды ПГУ-450 на ТЭЦ-21, МВтч

$$E_{OSGTU, HPS-26} = E_{GSGTU, HPS-26} - E_{C_{aux} SGTU, HPS-26} \quad \text{(формула Б.1-5)}$$

где:

$E_{GSGTU, HPS-26}$ - выработка электроэнергии на ПГУ-420 на ТЭЦ-26, МВтч;
 $E_{C_{aux} SGTU, HPS-26}$ – потребление электроэнергии на собственные нужды ПГУ-420 на ТЭЦ-26, МВтч

$$E_{OSGTU, HPS-27} = (E_{GSGTU, CHP-27, \text{№3}} + E_{GSGTU, CHP-27, \text{№4}}) - E_{C_{aux} SGTU, CHP-27} \quad \text{(формула Б.1-6)}$$

где:

$E_{GSGTU, HPS-27, 3}$ - выработка электроэнергии на блоке №3 ПГУ-450 на ТЭЦ-27, МВтч;
 $E_{GSGTU, HPS-27, \text{№4}}$ - выработка электроэнергии на блоке №4 ПГУ-450 на ТЭЦ-27, МВтч;
 $E_{C_{aux} SGTU, HPS-27}$ – потребление электроэнергии на собственные нужды блоков №3 и №4 ПГУ-450 на ТЭЦ-27, МВтч

$$BE_{heat} = (HO_{SGTU} * EF_{NG} * 4,1868 * 10^3) / \eta_{gas\ boiler-house} \quad \text{(формула Б.1-7)}$$

где:

HO_{SGTU} – суммарный отпуск тепловой энергии от ПГУ по проекту, тыс. Гкал.

EF_{NG} – коэффициент выбросов CO2 для природного газа, тCO2/тут.

$\eta_{gas\ boiler-house}$ – КПД газового котла, %

$4,1868 * 10^3$ – переводной коэффициент из Гкал в ТДж

$$HO_{SGTU} = HO_{SGTU, HPS-21} + HO_{SGTU, HPS-26} + HO_{SGTU, HPS-27, \text{№3}} + HO_{SGTU, HPS-27, \text{№4}} \quad \text{(формула Б.1-8)}$$

где:

$HO_{SGTU, HPS-21}$ – отпуск тепловой энергии от ПГУ- 450 на ТЭЦ-21 по проекту, тыс. Гкал.

$HO_{SGTU, HPS-26}$ – отпуск тепловой энергии от ПГУ- 420 на ТЭЦ-26 по проекту, тыс. Гкал.

$HO_{SGTU, HPS-27, \text{№3}}$ – отпуск тепловой энергии от блока №3 ПГУ- 450 на ТЭЦ-27 по проекту, тыс. Гкал.

$HO_{SGTU, HPS-27, \text{№4}}$ – отпуск тепловой энергии от блока №4 ПГУ- 450 на ТЭЦ-27 по проекту, тыс. Гкал.

Ниже представлены таблицы с ключевыми параметрами и переменными, используемыми для определения исходных условий:

Данные/Параметр 1	$E_{GSGTU, HPS-21}$
Единица измерения	МВтч/год
Описание	Выработка электроэнергии от ПГУ-450 на ТЭЦ-21 по проекту.
Частота снятия данных	Ежегодно
Источник данных	Форма 3 ТЕХ за 2008-2011г., прогноз на 2012г.
Значение полученных данных	2008 год – 778 758 МВтч/год 2009 год – 1 948 891 МВтч/год 2010 год – 1 963 522 МВтч/год 2011 год - -- 2 471 908 МВтч/год 2012 год – 2 137 471 МВтч/год
Подтверждение выбора данных или описание методов измерения и процедур	Измеряется счетчиками электроэнергии, все данные с которых автоматически поступают в АИИСКУЭ.

Процедуры контроля качества/гарантии качества	Все измерения производятся калиброванными измерительными приборами в соответствии с методикой поверки «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Мосэнерго». Методика поверки.», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС». Государственный реестр № 38899-08.
Другие комментарии	

Данные/Параметр 2	EG SGTU, HPS-26
Единица измерения	МВтч/год
Описание	Выработка электроэнергии от ПГУ-420 на ТЭЦ-26 по проекту.
Частота снятия данных	Ежегодно
Источник данных	Макет 15506 за 2011г., прогноз на 2012г.
Значение полученных данных	2011 год - 1 270 485 МВтч/год 2012 год – 3 222 900 МВтч/год
Подтверждение выбора данных или описание методов измерения и процедур	Измеряется счетчиками электроэнергии, все данные с которых автоматически поступают в АИИСКУЭ.
Процедуры контроля качества/гарантии качества	Все измерения производятся калиброванными измерительными приборами в соответствии с методикой поверки «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Мосэнерго». Методика поверки.», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС». Государственный реестр № 38899-08.
Другие комментарии	

Данные/Параметр 3	EG SGTU, HPS-27 №3
Единица измерения	МВтч/год
Описание	Выработка электроэнергии от блока №3 ПГУ-450 на ТЭЦ-27 по проекту.
Частота снятия данных	Ежегодно
Источник данных	Формы ТЭП за 2008-2011г., прогноз на 2012г.
Значение полученных данных	2008 год – 2 464 486 МВтч/год 2009 год – 2 369 151 МВтч/год 2010 год – 3 067 668 МВтч/год 2011 год – 2 579 674 МВтч/год 2012 год – 2 579 674 МВтч/год
Подтверждение выбора данных или описание методов измерения и процедур	Измеряется счетчиками электроэнергии, все данные с которых автоматически поступают в АИИСКУЭ.
Процедуры контроля качества/гарантии качества	Все измерения производятся калиброванными измерительными приборами в соответствии с методикой поверки «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Мосэнерго».

	Методика поверки.», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС». Государственный реестр № 38899-08.
Другие комментарии	

Данные/Параметр 4	EG SGTU, HPS-27 №4
Единица измерения	МВтч/год
Описание	Выработка электроэнергии от блока №4 ПГУ-450 на ТЭЦ-27 по проекту.
Частота снятия данных	Ежегодно
Источник данных	Формы ТЭП за 2008-2011г., прогноз на 2012г.
Значение полученных данных	2008 год – 126 886 МВтч/год 2009 год – 2 957 070 МВтч/год 2010 год – 2 985 456 МВтч/год 2011 год – 3 176 188 МВтч/год 2012 год – 3 176 188 МВтч/год
Подтверждение выбора данных или описание методов измерения и процедур	Измеряется счетчиками электроэнергии, все данные с которых автоматически поступают в АИИСКУЭ.
Процедуры контроля качества/гарантии качества	Все измерения производятся калиброванными измерительными приборами в соответствии с методикой поверки «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Мосэнерго». Методика поверки.», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС». Государственный реестр № 38899-08.
Другие комментарии	

Данные/Параметр 5	ЕС _{аух} SGTU, HPS-21
Единица измерения	МВтч/год
Описание	потребление электроэнергии на собственные нужды ПГУ-450 на ТЭЦ-21 по проекту.
Частота снятия данных	Ежегодно
Источник данных	Формы 3-ТЕХ за 2008-2011г., прогноз 2012г.
Значение полученных данных	2008 год – 35 674 МВтч/год 2009 год – 74 073 МВтч/год 2010 год – 66 707 МВтч/год 2011 год - 87 500 МВтч/год 2012 год – 76 093 МВтч/год
Подтверждение выбора данных или описание методов измерения и процедур	Измеряется счетчиками электроэнергии, все данные с которых автоматически поступают в АИИСКУЭ.
Процедуры контроля качества/гарантии качества	Все измерения производятся калиброванными измерительными приборами в соответствии с методикой поверки «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Мосэнерго». Методика поверки.», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП

	«ВНИИМС». Государственный реестр № 38899-08.
Другие комментарии	

Данные/Параметр 6	ЕС _{aux} SGTU, HPS-26
Единица измерения	МВтч/год
Описание	потребление электроэнергии на собственные нужды ПГУ-420 на ТЭЦ-26 по проекту.
Частота снятия данных	Ежегодно
Источник данных	Макет 15506 за 2011г., прогноз на 2012г.
Значение полученных данных	2011 год - 45 402 МВтч/год 2012 год – 154 200 МВтч/год
Подтверждение выбора данных или описание методов измерения и процедур	Измеряется счетчиками электроэнергии, все данные с которых автоматически поступают в АИИСКУЭ.
Процедуры контроля качества/гарантии качества	Все измерения производятся калиброванными измерительными приборами в соответствии с методикой поверки «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Мосэнерго». Методика поверки.», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС». Государственный реестр № 38899-08.
Другие комментарии	

Данные/Параметр 7	ЕС _{aux} SGTU, HPS-27
Единица измерения	МВтч/год
Описание	потребление электроэнергии на собственные нужды блока №3 и №4 ПГУ-450 на ТЭЦ-27 по проекту.
Частота снятия данных	Ежегодно
Источник данных	Формы ТЭП за период 2008-2011г., прогноз на 2012г.
Значение полученных данных	2008 год – 87 842 МВтч/год 2009 год – 182 034 МВтч/год 2010 год – 175 295 МВтч/год 2011 год - 172 660 МВтч/год 2012 год – 172 660 МВтч/год
Подтверждение выбора данных или описание методов измерения и процедур	Измеряется счетчиками электроэнергии, все данные с которых автоматически поступают в АИИСКУЭ.
Процедуры контроля качества/гарантии качества	Все измерения производятся калиброванными измерительными приборами в соответствии с методикой поверки «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Мосэнерго». Методика поверки.», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС». Государственный реестр № 38899-08.
Другие комментарии	

Данные/Параметр 8	НО _{SGTU, nps-21}
Единица измерения	тыс. Гкал
Описание	Отпуск тепловой энергии от ПГУ- 450 на ТЭЦ-21 по проекту.
Частота снятия данных	Ежегодно
Источник данных	Формы 3-ТЕХ за 2008-2011г., прогноз на 2012г.
Значение полученных данных	2008 год – 150,980 тыс. Гкал 2009год – 616,471 тыс. Гкал 2010 год – 273,780 тыс. Гкал 2011 год – 467,520 тыс. Гкал 2012 год – 450,084 тыс. Гкал
Подтверждение выбора данных или описание методов измерения и процедур	Автоматически рассчитывается АСКУТ
Процедуры контроля качества/гарантии качества	Все расчеты проводятся на основе измеренных данных. Все измерения производятся калиброванными измерительными приборами в соответствии с методикой поверки МР 4218-010-42968951-2006.
Другие комментарии	

Данные/Параметр 9	НО _{SGTU, nps-26}
Единица измерения	тыс. Гкал
Описание	отпуск тепловой энергии от ПГУ- 420 на ТЭЦ-26 по проекту.
Частота снятия данных	Ежегодно
Источник данных	Макет 15506 за 2011г., прогноз на 2012г.
Значение полученных данных	2011 год – 83,71 тыс Гкал 2012 год – 1 146,6 тыс. Гкал
Подтверждение выбора данных или описание методов измерения и процедур	Автоматически рассчитывается АСКУТ
Процедуры контроля качества/гарантии качества	Все расчеты проводятся на основе измеренных данных. Все измерения производятся калиброванными измерительными приборами в соответствии с методикой поверки МР 4218-010-42968951-2006.
Другие комментарии	

Данные/Параметр 10	НО _{SGTU, nps-27 №3}
Единица измерения	тыс. Гкал
Описание	отпуск тепловой энергии от блока №3 ПГУ- 450 на ТЭЦ-27 по проекту.
Частота снятия данных	Ежегодно
Источник данных	Формы ТЭП за 2008-2011г., прогноз на 2012г.
Значение полученных данных	2008 год – 630,215 тыс. Гкал 2009 год – 788,738 тыс. Гкал 2010 год – 899,468 тыс. Гкал 2011 год – 997,769 тыс. Гкал

	2012 год – 997,769 тыс. Гкал
Подтверждение выбора данных или описание методов измерения и процедур	Автоматически рассчитывается АСКУТ
Процедуры контроля качества/гарантии качества	Все расчеты проводятся на основе измеренных данных. Все измерения производятся калиброванными измерительными приборами в соответствии с методикой поверки МР 4218-010-42968951-2006.
Другие комментарии	

Данные/Параметр 11	НО _{SGTU} , НПС-27 №4
Единица измерения	тыс. Гкал
Описание	отпуск тепловой энергии от блока №4 ПГУ- 450 на ТЭЦ-27 по проекту.
Частота снятия данных	Ежегодно
Источник данных	Формы ТЭП за 2008-2011г., прогноз на 2012г.
Значение полученных данных	2008 год – 10 ,893 тыс. Гкал 2009 год – 779,5 тыс. Гкал 2010 год – 855,365 тыс. Гкал 2011 год – 935,761 тыс. Гкал 2012 год – 935,761тыс. Гкал
Подтверждение выбора данных или описание методов измерения и процедур	Автоматически рассчитывается АСКУТ
Процедуры контроля качества/гарантии качества	Все расчеты проводятся на основе измеренных данных. Все измерения производятся калиброванными измерительными приборами в соответствии с методикой поверки МР 4218-010-42968951-2006.
Другие комментарии	

Данные/Параметр 12	EF _{grid}
Единица измерения	тСО ₂ /МВт*ч
Описание	Коэффициент выбросов ПГ при производстве электроэнергии в ОЭС Центра.
Частота снятия данных	Определяется один раз
Источник данных	Исследование, выполненное Lahmeyer International: “Динамика развития коэффициентов выбросов углерода при производстве электрической энергии в России” http://www.ebrd.com/downloads/sector/eccc/Baseline_Study_Russia.pdf (стр 5.3, таблица 5.2); http://www.ebrd.com/downloads/sector/eccc/Validation_report_Russia.pdf
Значение полученных данных	2008 год – 0,562т СО ₂ /МВтч 2009 год – 0,576 т СО ₂ /МВтч 2010 год – 0,593 т СО ₂ /МВтч 2011 год – 0,574 т СО ₂ /МВтч 2012год – 0,614 т СО ₂ /МВтч

Подтверждение выбора данных или описание методов измерения и процедур	Значения коэффициента выбросов оценены Lahmeyer International в соответствии с утвержденной методологией МЧР «Руководство для оценки фактора эмиссии при производстве электроэнергии в сети» (версия 02) Значение коэффициента за 2008 год было получено методом экстраполяции значений за 2009-2012гг (см. расчет в приложении 4)
Процедуры контроля качества/гарантии качества	Исследование рекомендовано Министерством экономического развития России.
Другие комментарии	

Данные/Параметр 13	$\eta_{\text{gas boiler-house}}$
Единица измерения	%
Описание	Коэффициент полезного действия газового котла
Частота снятия данных	Определяется один раз
Источник данных	Методология АМ 0058, версия 03.1
Значение полученных данных	92%
Подтверждение выбора данных или описание методов измерения и процедур	Данные взяты из утвержденной методологии для проектов МЧР. Значение соответствует КПД нового газового котла (без конденсатора). Значение выбрано в соответствии с принципом консервативности.
Процедуры контроля качества/гарантии качества	
Другие комментарии	

Данные/Параметр 14	$EF_{\text{CO}_2, \text{NG}}$
Единица измерения	т CO ₂ /ТДж
Описание	Коэффициент эмиссий CO ₂ от сжигания природного газа
Частота снятия данных	Определяется один раз
Источник данных	
Значение полученных данных	56.1 т/ТДж
Подтверждение выбора данных или описание методов измерения и процедур	Данный параметр рекомендован МГЭИК 2006. Руководством для проведения инвентаризации выбросов ПГ, Таблица 1.4.
Процедуры контроля качества/гарантии качества	-
Другие комментарии	-

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

Анализ, представленный в подразделе В.1. ясно демонстрирует, что предлагаемый проект не является исходными условиями.

Для обоснования дополнительной выбран специфический подход, применяемый для проектов СО.

С этой целью выбрано положение а) определённое в параграфе 2 приложения I к «Руководству по критериям построения исходных условий и мониторинга» (версия 03.1), т.е. представление прослеживаемой и прозрачной информации, показывающей, что исходные условия идентифицированы на основе консервативных допущений и что проектная деятельность не является частью идентифицированного сценария исходных условий и что проект приведет к сокращению антропогенных эмиссий от источников парниковых газов.

В данном разделе демонстрируется, что проект обеспечивает сокращения в выбросах от источников, которые являются дополнительными к выбросам, которые могли бы произойти в ином случае, с использованием следующего пошагового подхода:

- На первом шаге определяется и описывается применяемый подход для обоснования дополнительной.
- На втором шаге применяется выбранный подход.
- На третьем шаге обосновывается дополнительность.

В заключение предоставляются объяснения достигнутых сокращений выбросов парниковых газов.

Ниже приведено подробное изложение данного подхода.

Шаг 1. Указание и описание применяемого подхода для обоснования дополнительной.

Специфический подход ПСО основан на объяснении того, что проектная деятельность не могла бы произойти в любом случае вследствие наличия *финансового барьера*, и что данная деятельность не является *общей практикой*.

1. Финансовый барьер

Описание финансового барьера приводится с использованием инвестиционного анализа.

Инвестиционный анализ включает оценку экономической эффективности, результатом которой служит вывод о привлекательности проекта при его реализации без регистрации как проект СО.

Результатом инвестиционного анализа является количественное определение показателей экономической эффективности, таких как ЧДД, ВВД и дисконтированный срок окупаемости.

В рамках инвестиционного анализа проводится анализ чувствительности по таким переменным, как тариф на электроэнергию, цена природного газа и капитальные вложения.

Проект является дополнительным, если он экономически не привлекателен без продаж ЕСВ.

2. Анализ общей практики

Данный этап подкрепляет исследования, проведенные на предыдущем этапе анализом о степени распространенности технологии, используемой в данном Проекте и в данном регионе. Проект является дополнительным, если он не является общей практикой.

Шаг 2. Применение выбранного подхода

1. Инвестиционный анализ

Инвестиционный анализ проводится для альтернативного сценария 2 с целью доказательства дополнительности реализуемого проекта.

Методика оценки, используемая в расчетах, соответствует принципам бюджетного подхода. В соответствии с принципами бюджетного подхода горизонт исследования (срок жизни проекта) разбивается на временные интервалы (интервалы планирования), каждый из которых рассматривается с точки зрения притоков и оттоков денежных средств. На основании потоков денежных средств определяются основные показатели эффективности и финансовой состоятельности проекта.

Расчеты выполнены в рублях в текущих ценах, принимаемых на момент оценки.

В расчетах определены следующие показатели эффективности инвестиций:

- чистый дисконтированный доход,
- дисконтированный срок окупаемости,
- внутренняя норма доходности.

Расчеты эффективности инвестиций выполнены в номинальных ценах (с включенной инфляцией) с дисконтированием по ставке, равной 18%.

Данная ставка складывается из:

- ставки рефинансирования ЦБ РФ (Телеграмма ЦБ РФ от 11.06.2004 № 1443-У)
- премии за риск 5%.

Таблица 4. Капитальные затраты, млн.руб

	2006	2007	2008	2009
ПГУ 450 ТЭЦ 21	572	9278	2326	
ПГУ 420 ТЭЦ 26	572	4024	4258	1976
ПГУ 450 №3 ТЭЦ 27	2388	9796		
ПГУ 450 №4 ТЭЦ 27		1900	2599	9301

Для моделирования текущих затрат и денежных потоков от проектируемых энергоблоков использовались действующие в ОЭС Центра тарифы на 2005 год.

Прогнозные темпы роста тарифов на электрическую, тепловую энергию, топливных цен и цен на промышленную продукцию в 2006-2010 гг. приняты в соответствии со «Сценарными условиями развития электроэнергетики в 2006-2010 гг.» В последующие годы все элементы макроэкономического окружения растут в темпе, равному крайнему прогнозному году.

Для моделирования ремонтных затрат вновь вводимого оборудования были приняты экспертные рекомендации ДИП ОАО «РАО ЕЭС России» на основании аналогичного опыта Северо-Западной ТЭЦ. Ремонтные затраты (с учетом текущих и капитальных ремонтов) составляют в среднем 3,5 долл. США/мВтч. в год.

Прочие затраты по вновь вводимому оборудованию приняты равными 20% от суммы затрат на ремонт и амортизационных отчислений.

Для моделирования затрат на персонал в качестве исходной принята среднемесячная заработная плата сотрудников ОАО «Мосэнерго» - (ок. 18 тыс. руб.). Количество обслуживающего персонала принимается равным 40 человек на каждую ПГУ.

Амортизация по пусковому комплексу рассчитывается исходя из интегральной нормы 6,7 %.

Исходя из принятых допущений и методологии, складываются следующие показатели эффективности инвестиционных проектов:

Таблица Б.2.1 демонстрирует результаты анализа экономической эффективности альтернативного сценария 2.

Таблица Б.2.1. Показатели экономической эффективности

Показатель	Ед.измерения	Значение по проектной деятельности без учета продаж ЕСВ
Инвестиции (без НДС)	млн. руб.	48 990

Средние годовые доходы	млн. руб/год	26 131
Средние годовые операционные расходы	млн. руб/год	32 762
Средняя годовая амортизация	млн. руб/год	27 863
Средний годовой доход от продаж ЕСВ	млн. руб/год	2 881
Дисконтированный период окупаемости	лет	Не окупается
Внутренняя норма доходности	%	-
Чистый дисконтированный доход	млн.руб	- 21 485

Анализ чувствительности:

Анализ чувствительности проводится для проектного сценария, для альтернативного сценария 2. Рассматривается влияние таких показателей как объем инвестиций, цена природного газа и тарифы на электрическую и тепловую энергию. Ниже, в таблицы приведены результаты анализа чувствительности.

Инвестиции		+10%	-10%
		Альтернативный сценарий 2	
Дисконтированный срок окупаемости	лет	>25 лет	>25 лет
ВНД	%	-	-
ЧДД	млн.руб	- 24 998	- 17 994

Тарифы на электрическую энергию		+10%	-10%
		Альтернативный сценарий 2	
Дисконтированный срок окупаемости	лет	>25 лет	>25 лет
ВНД	%	-	-
ЧДД	млн.руб	- 15 537	- 27 750

Тарифы на тепловую энергию		+10%	-10%
		Альтернативный сценарий 2	
Дисконтированный срок окупаемости	лет	>25 лет	>25 лет
ВНД	%	-	-
ЧДД	млн.руб	- 19 737	- 23 256

Цена на газ		+10%	-10%
		Альтернативный сценарий 2	
Дисконтированный срок окупаемости	лет	>25 лет	>25 лет

ВНД	%	-	-
ЧДД	млн.руб	- 27 311	- 15 880

Анализ чувствительности показывает, что наибольшее влияние на показатели эффективности проекта оказывает изменение тарифов на электрическую и тепловую энергию.

2. Анализ общей практики

К началу принятия решения в 2005 году об установке ПГУ на ТЭЦ филиалов ОАО «Мосэнерго», парогазовые технологии не получили широкого распространения в России. На тот момент, среднегодовая установленная мощность ПГУ на ТЭС России составляла 1342 МВт или 0,61% от общей мощности ТЭС.

Таблица Б.2.2. Ввод парогазовых электростанций в России к 2005 году

№	Название	Мощность ПГУ(МВт)	Ввод в эксплуатацию
1	Невиномысская ГРЭС ^{II}	145	1972
2	Северо-Западная ТЭЦ ^{III}	450	2000
3	ГТЭС Игольско-Талового нефтяного месторождения ^{IV}	24	конец 2004
4	Сочинская ТЭС ^V	70	2004
5	Дзержинская ТЭЦ ^{VI}	195	2005
6	Калининградская ТЭЦ ^{VII}	450	2005
ИТОГО		1 342	-
Установленная мощность энергосистемы России, МВт(2005 г) ^{VIII}		219 000	-

^{II} <http://www.yug.so-ups.ru/Page.aspx?IdP=84>

^{III} http://ru.wikipedia.org/wiki/%D1%E5%E2%E5%F0%EE-%C7%E0%EF%E0%E4%ED%E0%FF_%D2%DD%D6

^{IV} http://www.engin.ru/projects/projects_4.html

^V http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%A1%D0%BE%D1%87%D0%B8%D0%BD%D1%81%D0%BA%D0%B0%D1%8F_%D0%A2%D0%AD%D0%A1

^{VI} Функционирование и развитие электроэнергетики Российской Федерации в 2005 г., АПБЭ, Раздел 3, стр. 28.

^{VII} http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9A%D0%B0%D0%BB%D0%B8%D0%BD%D0%B8%D0%BD%D0%B3%D1%80%D0%B0%D0%B4%D1%81%D0%BA%D0%B0%D1%8F_%D0%A2%D0%AD%D0%A6-2

^{VIII} http://www.rao-ees.ru/ru/investor/reporting/reports/report2005/8_1.htm

Доля ПГУ в общем объеме, %	0,61%	-
----------------------------	-------	---

Общая установленная мощность электростанций объединенной энергосистемы в России в 2005 году составила 219 ГВт. Таким образом, доля парогазовых установок составляла 0,61%.

Проект внедрения ПГУ на Дзержинской ТЭЦ реализован в рамках ПСО. В настоящее время идет процесс утверждения данного проекта принимающей стороной.

Проекты подобные проектной деятельности были реализованы во время существования РАО «ЕЭС России» - компании монополиста. РАО «ЕЭС России» была крупнейшей энергетической компанией, полностью контролируемой государством.

Данный факт свидетельствует о том, что проект установки ПГУ не является общей практикой в России.

Вывод: Проведенный анализ показывает, что проект экономически не привлекателен без продаж ЕСВ. Анализ общей практики показывает, что Проект не является общей практикой. Таким образом, проектная деятельность является дополнительной.

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

Границы Проекта включают в себя источники эмиссий парниковых газов, относящиеся к проектной деятельности.

Оценка эмиссий включает в себя парниковые газы, которые вносят значительный вклад в эмиссию парниковых газов (больше 1%).

Границы проекта включают в себя один блок ПГУ-420 и три блока ПГУ-450 ОАО «Мосэнерго», ОЭС Центра и эффективные тепловые районные станции.

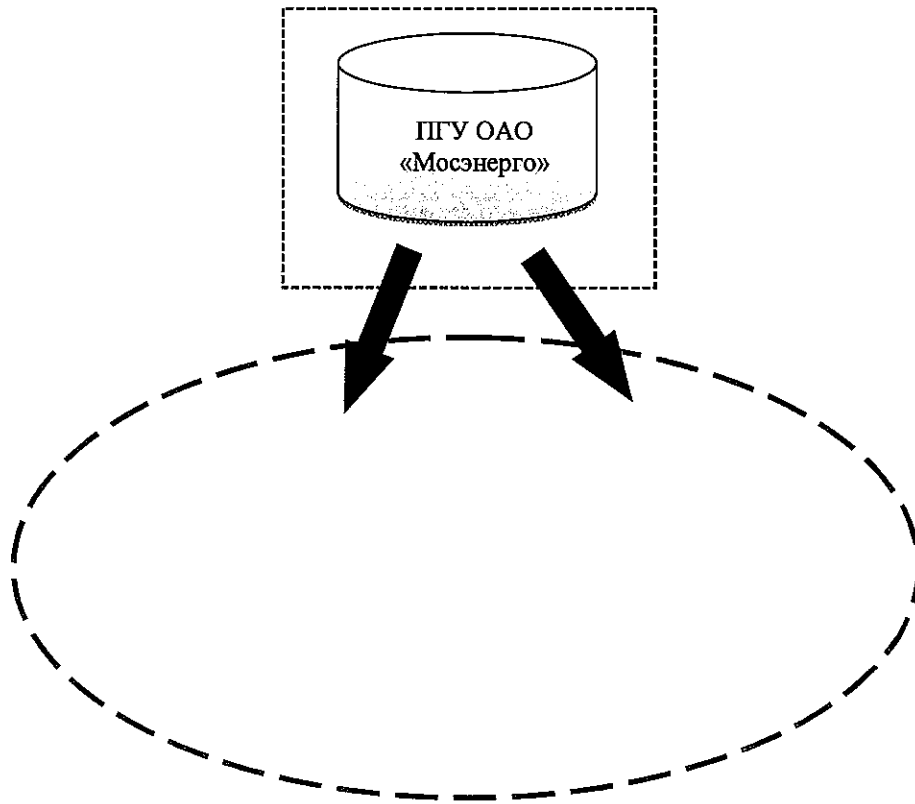
Таблица В 3.1: Источники выбросов в рамках сценария исходных условий и проектной деятельности

Сценарий	Источник	Тип ПГ	Включен/Не включен	Комментарий
Исходные условия	Сжигание топлива для производства электроэнергии в ОЭС Центра	CO ₂	Включен	Основной источник выбросов
		CH ₄	Не включен	Выбросы очень незначительны В соответствии с IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, 2006, Volume 2, Chapter 2, Table 2.2 Фактор эмиссии для стационарного сжигания топлива в энергетике для CH ₄ очень незначительный
		N ₂ O	Не включен	Выбросы очень незначительны В соответствии с IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, 2006, Volume 2, Chapter 2, Table 2.2 Фактор эмиссии для стационарного сжигания топлива в энергетике для N ₂ O очень незначительный
	Сжигание топлива на районных	CO ₂	Включен	Основной источник выбросов

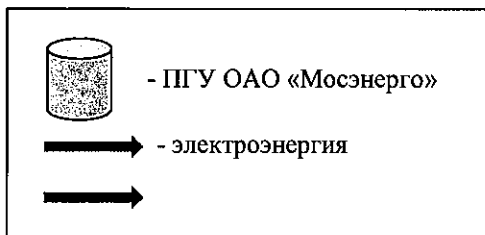
	газовых котельных	CH ₄	Не включен	Выбросы очень незначительны В соответствии с IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, 2006, Volume 2, Chapter 2, Table 2.2 Фактор эмиссии для стационарного сжигания топлива в энергетике для CH ₄ очень незначительный
		N ₂ O	Не включен	Выбросы очень незначительны В соответствии с IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, 2006, Volume 2, Chapter 2, Table 2.2 Фактор эмиссии для стационарного сжигания топлива в энергетике для N ₂ O очень незначительный
Проект	Сжигание топлива на ПГУ	CO ₂	Включен	Основной источник выбросов
		CH ₄	Не включен	Выбросы очень незначительны В соответствии с IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, 2006, Volume 2, Chapter 2, Table 2.2 Фактор эмиссии для стационарного сжигания топлива в энергетике для CH ₄ очень незначительный
		N ₂ O	Не включен	Выбросы очень незначительны В соответствии с IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, 2006, Volume 2, Chapter 2, Table 2.2 Фактор эмиссии для стационарного сжигания топлива в энергетике для N ₂ O очень незначительный

Исходя из проведенного анализа графически границы проекта представляются следующим образом:

Диаграмма Б 3.1: Границы проекта



Условные обозначения:



Б.4. Прочая информация о исходных условиях, включая дату ее установки и названия физических/юридических лиц, установивших ее:

Дата установки исходных условий: 31.01.2012г.

Исходные условия были разработаны:

ЗАО «Национальная организация поддержки проектов поглощения углерода» (Москва);

Контактные лица:

Евгения Байдакова, Ведущий специалист департамента развития проектов;

Тел. 8 499 788 78 35 доб. 104

Факс 8 499 788 78 35 доб. 107

e-mail: BaydakovaEV@ncsf.ru

Трофимов Николай, Специалист департамента развития проектов;

Тел. 8 499 788 78 35 доб. 111

Факс 8 499 788 78 35 доб. 107

e-mail: TrofimovN@ncsf.ru

ЗАО «Национальная организация поддержки проектов поглощения углерода» не является участником проекта

РАЗДЕЛ В. Сроки проекта /кредитный период

В.1. Дата начала проекта:

27.11.2007

В.2. Ожидаемый срок эксплуатации проекта:

18 лет и 8 месяцев, или 224 месяца: 27.11.2007 – 01.07.2026

В.3. Продолжительность кредитного периода:

5 лет или 60 месяцев: 01.01.2008 -31.12.2012

РАЗДЕЛ Г. План мониторинга

Г.1. Описание выбранного плана мониторинга:

1. Определение и описание подхода по мониторингу

В соответствии с “Guidelines for users of the JI PDD form” version 04 для мониторинга проекта необходимо использовать либо утвержденную методологию МЧР, либо собственный подход.

План мониторинга данного проекта составлен в соответствии с собственным подходом, основанном на положениях:

- Guidelines for the implementation of Article 6 of the Kyoto Protocol (Appendix B. Criteria for baseline setting and monitoring, II. Monitoring
- Guidance on criteria for baseline setting and monitoring, Version 03 (D. Guidance on monitoring).

В соответствии с “Guidelines for users of the JI PDD form” version 04, в разделе D необходимо детально рассмотреть и четко отметить данные и коэффициенты, которые:

1. не измеряются во время кредитного периода, значение детерминируется только один раз и используется в течение всего кредитного периода. Доступны на стадии детерминации ПДД;
2. не измеряются во время кредитного периода, значение детерминируется только один раз и используется в течение всего кредитного периода. Недоступны на стадии детерминации ПДД;
3. измеряются во время кредитного периода.

2. Применение выбранного подхода

Проектная деятельность представляет собой установку ПГУ-450 на ТЭЦ-21, ПГУ 420 на ТЭЦ-26 и двух блоков ПГУ-450 на ТЭЦ-27, что приведет к выработке дополнительного количества электроэнергии, которая заместит электроэнергию из региональной энергосистемы и источников импорта в региональную энергосистему. А так же заместит отпуск тепловой энергии на менее эффективных, по сравнению с проектом, тепловых районных котельных.

Таким образом, сокращение выбросов парниковых газов рассчитывается путем сравнения расхода топлива для отпуска одинакового количества электроэнергии и тепловой энергии по сценарию исходных условий и в результате Проекта.

Для целей мониторинга будет производиться измерение и расчет следующих данных:

1. не измеряются во время кредитного периода, значение детерминируется только один раз и используется в течение всего кредитного периода.
Доступны на стадии детерминации ПДУ:

- КПД газового котла
- Коэффициент выбросов от сжигания топлива
- Коэффициент эмиссий парниковых газов от ОЭС Центра

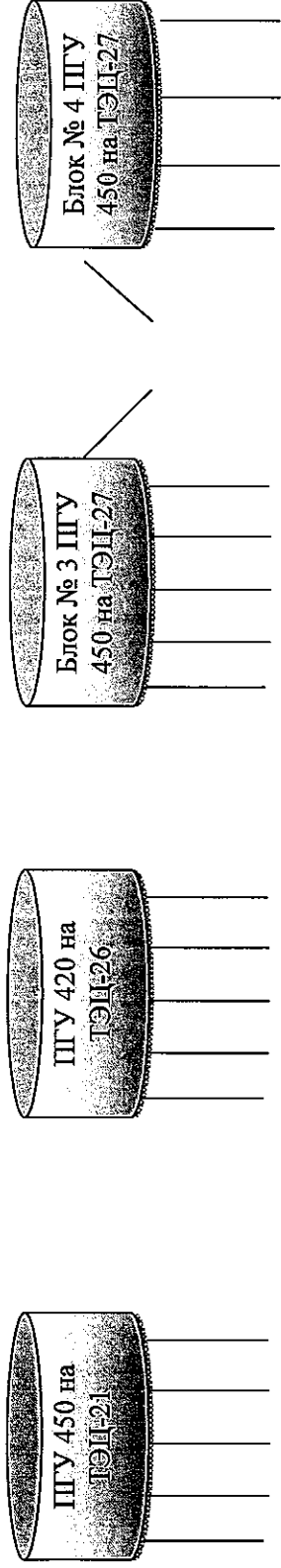
2. не измеряются во время кредитного периода, значение детерминируется только один раз и используется в течение всего кредитного периода.
Недоступны на стадии детерминации ПДУ:

-таких данных нет

3. измеряются во время кредитного период:

- Выработка электроэнергии на ПГУ-450 на ТЭЦ-21
- Выработка электроэнергии на ПГУ-420 на ТЭЦ-26
- Выработка электроэнергии на блоке №3 ПГУ-450 на ТЭЦ-27
- Выработка электроэнергии на блоке №4 ПГУ-450 на ТЭЦ-27
- Потребление электроэнергии на собственные нужды на ПГУ 450 на ТЭЦ-21
- Потребление электроэнергии на собственные нужды на ПГУ 420 на ТЭЦ-26
- Потребление электроэнергии на собственные нужды блока №3 и №4 ПГУ 450 на ТЭЦ-27
- Отпуск тепловой энергии на ПГУ-450 на ТЭЦ-21
- Отпуск тепловой энергии на ПГУ-420 на ТЭЦ-26
- Отпуск тепловой энергии на блоке №3 и №4 ПГУ-450 на ТЭЦ-27
- Количество потребляемого топлива на ПГУ 450 на ТЭЦ-21
- Количество потребляемого топлива на ПГУ 420 на ТЭЦ-26
- Количество потребляемого топлива на блоке №3 ПГУ 450 на ТЭЦ-27
- Количество потребляемого топлива на блоке №4 ПГУ 450 на ТЭЦ-27
- Калорийность используемого природного газа на ПГУ-450 на ТЭЦ-21
- Калорийность используемого природного газа на ПГУ-420 на ТЭЦ-26
- Калорийность используемого природного газа на двух блоках ПГУ-450 на ТЭЦ-27

Схема Г.1-1: Точки мониторинга



Условные обозначения:

М1 – точки мониторинга

Из двух опций для описания плана мониторинга была выбрана Опция 1.

Г.1.1. Опция 1 – Мониторинг выбросов по проектному сценарию и по сценарию исходных условий:

Г.1.1.1. Собранные данные для контроля выбросов по проекту и порядок хранения этих данных::									
Идентификационный номер (Пожалуйста, используйте номера с целью облегчения использования перекрестных ссылок с D.2.)	Переменные данные	Источник данных	Единица измерения	Измеренный (и), подсчитанный (п), оцененный (о)	Частота проведения регистрации ных записей	Часть данных, подлежащих мониторингу	Способ хранения (электронный/на бумажном носителе)	Комментарии	
M1	FC sctu nps-21 Количество потребляемого газа установкой ПГУ-450 на ТЭЦ-21	АСКУ Газа	тыс.м ³	(и)	Постоянно	100%	Бумажный/электронный	Форма 3-ТЕХ	
M2	NCV _{ng} , nps-21 Калорийность газа потребляемого на ПГУ-450 на ТЭЦ-21	Протоколы заводской химической лаборатории	Ккал/м ³	(и)	Ежедневно	100%	Бумажный/Электронный		

М5	ФС sgtu nps-26 Количество потребляемого газа установкой ПГУ-420 на ТЭЦ-26	АСКУ Газа	тыс.м ³	(и)		Постоянно	100%	Бумажный/эле ктронный	Макет 15506
М6	NCV _{ng} , nps-26 Калорийность газа потребляемого на ПГУ-420 на ТЭЦ-26	Протоколы заводской химической лаборатории	Ккал/м ³	(и)		Ежедневно	100%	Бумажный/эле ктронный	
М9	ФС sgtu nps-27 №3 Количество потребляемого газа установкой №3 ПГУ-450 на ТЭЦ-27	АСКУ Газа	тыс.м ³	(и)		Постоянно	100%	Бумажный/эле ктронный	Форма ТЭП
М10	ФС sgtu nps-27 №4 Количество потребляемого газа установкой №4 ПГУ-450 на ТЭЦ-27	АСКУ Газа	тыс.м ³	(и)		Постоянно	100%	Бумажный/эле ктронный	Форма ТЭП
М11	NCV _{ng} , nps-27 Калорийность газа потребляемого на двух блоках ПГУ-	Протоколы заводской химической лаборатории	Ккал/м ³	(и)		Ежедневно	100%	Бумажный/Эл ектронный	

450 на ТЭЦ-27								
Не измеряются во время кредитного периода, значение детерминируется только один раз и используется в течение всего кредитного периода.								
EF _{CO2,NG} Коэффициент выбросов CO ₂ от сжигания природного газа	МГЭИК 2006, Руководство для инвентаризаций выбросов ПП, Том 2, Гл 1, Таблица 1.4	тCO ₂ /ГДж	(о)	Один раз	100%	Бумажный/электронный	56,1 тCO ₂ /ГДж	

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

$$PE_y = PE_{HPS-21} + PE_{HPS-26} + PE_{HPS-27}$$

(формула Г.1-1)

где:

PE_{HPS-21} – проектные выбросы от ПГУ-450 на ТЭЦ-21, тCO₂;

PE_{HPS-26} – проектные выбросы от от ПГУ-420 на ТЭЦ-26, тCO₂;

PE_{HPS-27} – проектные выбросы от двух блоков ПГУ-450 на ТЭЦ-27, тCO₂;

$$PE_{CHP-21} = FC_{SCTU\ CHP-21} * NCV_{NG\ CHP-21} * 4,1868 * 10^{-6} * EF_{CO2,NG}$$

(формула Г.1-2)

где:

FC_{SCTU HPS-21} – потребление газа на ПГУ-450 на ТЭЦ-21 в году y, тыс. м³;

NCV_{CHP-21} – ТНЗ природного газа на ТЭЦ 21, Ккал/м³,

4,1868*10⁻⁶ – переводной коэффициент из Ккал в ГДж

EF_{CO2,NG} – коэффициент выбросов CO₂ от сжигания природного газа, т CO₂/ГДж

$$PE_{HPS-26} = FC_{SCTU\ HPS-26} * NCV_{NG\ CHP-26} * 4,1868 * 10^{-6} * EF_{CO2,NG}$$

(формула Г.1-3)

где:

FC_{SCTU HPS-26} – потребление газа на ПГУ-420 на ТЭЦ-26 в году y, тыс. м³;

NCV_{CHP-26} – ТНЗ природного газа на ТЭЦ 26, Ккал/м³,

4,1868*10⁻⁶ – переводной коэффициент из Ккал в ГДж

EF_{CO2,NG} – коэффициент выбросов CO₂ от сжигания природного газа, т CO₂/ГДж

(формула Г.1-4)

$$PE_{HPS-27} = (FC_{SGTU HPS-27 \text{ №3}} + FC_{SGTU HPS-27 \text{ №4}}) * NCV_{NG \text{ снр-27}} * 4,1868 * 10^{-6} * EF_{CO_2, NG}$$

где:

$FC_{SGTU HPS-27 \text{ №3}}$ – потребление газа на блоке №3 ПГУ-450 на ТЭЦ-27 в году У, тыс. м³;

$FC_{SGTU HPS-27 \text{ №4}}$ – потребление газа на блоке №4 ПГУ-450 на ТЭЦ-27 в году У, тыс. м³;

$NCV_{\text{снр-27}}$ – ТНЗ природного газа на ТЭЦ 27, Ккал/м³,

$4,1868 * 10^{-6}$ – переводной коэффициент из Ккал в ГДж

$EF_{CO_2, NG}$ – коэффициент выбросов CO₂ от сжигания природного газа, т CO₂/ГДж

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

Идентификационный номер (Пожалуйста, используйте номера с целью облегчения использования перекрестных ссылок с D.2.)	Переменные данные	Источник данных	Единица измерения	Измеренный (и), подсчитанный (п), оцененный (о)	Частота проведения регистрационных записей	Часть данных, подлежащих мониторингу	Способ хранения (электронный/на бумажном носителе)	Комментарии
M3	EG _{sgtu} nps-21 Выработка электроэнергии и на ПГУ-450 на ТЭЦ-21	АИИС КУЭ	МВтч	(и)	Постоянно	100%	Электронный	Форма 3- ТЕХ
M4	ES _{aux} sgtu nps-21 Потребление электроэнергии и собственные нужды на ПГУ-450 на ТЭЦ-21	АИИС КУЭ	МВтч	(и)	Постоянно	100%	Электронный	Форма 3- ТЕХ
M7	EG _{sgtu} nps-26 Выработка электроэнергии и на ПГУ-420 на ТЭЦ-26 по проекту	АИИС КУЭ	МВтч	(и)	Постоянно	100%	Электронный	Макет 15506
M8	ES _{aux} sgtu nps-26 Потребление электроэнергии	АИИС КУЭ	МВтч	(и)	Постоянно	100%	Электронный	Макет 15506

M12	и на собственные нужды на ПГУ-420 на ТЭЦ-26	ЕГ _{сгу} nps-27 №3 Выработка электроэнергии и на блоку №3 ПГУ-450 на ТЭЦ-27	АИИС КУЭ	МВтч	(и)			Постоянно	100%	Электронный	Форма ТЭП
M13		ЕС _{аух} sgtu nps-27 Потребление электроэнергии и на собственные нужды на блоке №3 и №4 ПГУ-450 на ТЭЦ-27	АИИС КУЭ	МВтч	(и)			Постоянно	100%	Электронный	Форма ТЭП
M14		ЕГ _{сгу} nps-27 №4 Выработка электроэнергии и на блоке №4 ПГУ-450 на ТЭЦ-27	АИИС КУЭ	МВтч	(и)			Постоянно	100%	Электронный	Форма ТЭП
M15		НО _{сгу} , nps-21 Отпуск тепловой энергии от ПГУ-450 на ТЭЦ-21	АСКУТ	Гкал	(и)			Постоянно	100%	Электронный/ бумажный	Форма 3- ТЕХ
M16		НО _{сгу} , nps-26 Отпуск тепловой энергии от	АСКУТ	Гкал	(и)			Постоянно	100%	Электронный/ бумажный	Макет 15506

M17	ПГУ-420 на ТЭЦ-26	АСКУТ	Гкал	(и)	100%	Электронный/бумажный	Форма ТЭП
M18	НО _{сстп} , нрс-27 №3 Отпуск тепловой энергии от блока №3 на ПГУ-450 на ТЭЦ-27	АСКУТ	Гкал	(и)	100%	Электронный/бумажный	Форма ТЭП
Не измеряются во время кредитного периода, значение детерминируется только один раз и используется в течение всего кредитного периода.							
	$\eta_{\text{gas boiler-house}}$ КПД газового котла	АМ 0058, версия 03.1, Таблица 2, данные для нового газового котла (без конденсата)	%	(о)	100%	Бумажный/электронный	92%
	EF_{grid} Коэффициент выбросов ПГ при производстве электроэнергии	Исследование, выполненное Lahmeyer International: "Динамика развития	тСО2/МВт ч	(о)	100%	Бумажный/электронный	2008-0,562; 2009-0,576; 2010-0,593; 2011-0,574; 2012-0,614.

	и в Центра ОЭС	коэффициенто в выбросов углерода при производстве электрической энергии в России” http://www.ebrd.com/downloads/sector/eccc/Baseline_Study_Russia.pdf (стр 5.3, таблица 5.2); http://www.ebrd.com/downloads/sector/eccc/Validation_report_Russia.pdf						
--	----------------------	---	--	--	--	--	--	--

Г1.1.4. Описание формул, используемых для оценки выбросов, предусмотренных исходными условиями (для каждого газа, источника и т.п.; в единицах CO₂ эквивалента):

$$BE_y = BE_{el} + BE_{heat}$$

(формула Г.1-5)

где:

BE_{el} – выбросы от производства электроэнергии в ОЭС Центра по сценарию исходных условий (Отпуск электроэнергии после реализации проекта), т CO₂;

BE_{heat} – выбросы от производства тепловой энергии на районных газовых котельных и станциях ОЭС Центра, т CO₂

$$BE_{el} = EO_{el} * EF_{grid},$$

(формула Г.1-6)

где:

EF_{grid} – коэффициент выбросов ПГ при производстве электроэнергии в ОЭС Центра, т CO₂/МВтч;

EO_{el} – отпуск электроэнергии от ОЭС Центра по сценарию исходных условий (отпуск электроэнергии от четырех вводимых ПГУ по проекту), МВтч;

$$EO_{el} = EO_{SGTU, nPS-21} + EO_{SGTU, nPS-26} + EO_{SGTU, nPS-27}$$

(формула Г.1-7)

где:

$E_{O_{SGTU}, NPS-21}$ – отпуск электроэнергии от ПГУ-450 на ТЭЦ-21, МВтч;

$E_{O_{SGTU}, NPS-26}$ – отпуск электроэнергии от ПГУ-420 на ТЭЦ-26, МВтч;

$E_{O_{SGTU}, NPS-27}$ – отпуск электроэнергии от двух ПГУ-450 на ТЭЦ-27, МВтч;

$$E_{O_{SGTU}, NPS-21} = E_{G_{SGTU}, NPS-21} - E_{C_{aux\ SGTU}, NPS-21}$$

(формула Г.1-8)

где:

$E_{G_{SGTU}, NPS-21}$ - выработка электроэнергии на ПГУ-450 на ТЭЦ-21, МВтч;

$E_{C_{aux\ SGTU}, NPS-21}$ – потребление электроэнергии на собственные нужды ПГУ-450 на ТЭЦ-21, МВтч

$$E_{O_{SGTU}, NPS-26} = E_{G_{SGTU}, NPS-26} - E_{C_{aux\ SGTU}, NPS-26}$$

(формула Г.1-9)

где:

$E_{G_{SGTU}, NPS-26}$ - выработка электроэнергии на ПГУ-420 на ТЭЦ-26, МВтч;

$E_{C_{aux\ SGTU}, NPS-26}$ – потребление электроэнергии на собственные нужды ПГУ-420 на ТЭЦ-26, МВтч

$$E_{O_{SGTU}, NPS-27} = (E_{G_{SGTU}, NPS-27\ №3} + E_{G_{SGTU}, NPS-27\ №4}) - E_{C_{aux\ SGTU}, NPS-27}$$

(формула Г.1-10)

где:

$E_{G_{SGTU}, NPS-27\ №3}$ - выработка электроэнергии на блоке №3 ПГУ-450 на ТЭЦ-27, МВтч;

$E_{G_{SGTU}, NPS-27\ №4}$ - выработка электроэнергии на блоке №4 ПГУ-450 на ТЭЦ-27, МВтч;

$E_{C_{aux\ SGTU}, NPS-27\ №3}$ – потребление электроэнергии на собственные нужды блока №3 и №4 ПГУ-450 на ТЭЦ-27, МВтч

$$BE_{heat} = (HO_{SGTU} * EF_{NG} * 4,1868 * 10^{^3}) / \eta_{gas\ boiler-house}$$

(формула Г.1-11)

где:

HO_{SGTU} – суммарный отпуск тепловой энергии от ПГУ согласно проекту, тыс. Гкал.

EF_{NG} – коэффициент выбросов CO_2 от сжигания природного газа, т CO_2 /ГДж

$\eta_{gas\ boiler-house}$ – КПД газового котла, %.

$4,1868 * 10^{^3}$ – переводной коэффициент из Гкал в ТДж

$$HO_{SGTU} = HO_{SGTU, NPS-21} + HO_{SGTU, NPS-26} + HO_{SGTU, NPS-27\ №3} + HO_{SGTU, NPS-21, №4}$$

(формула Г.1-12)

где:

- НО_{SGTU}, нрс-21 – отпуск тепловой энергии от ПГУ- 450 на ТЭЦ-21 по проекту, тыс. Гкал.
 НО_{SGTU}, нрс-26 – отпуск тепловой энергии от ПГУ- 420 на ТЭЦ-26 по проекту, тыс. Гкал.
 НО_{SGTU}, нрс-27. №3 – отпуск тепловой энергии от блока №3 ПГУ- 450 на ТЭЦ-27 по проекту, тыс. Гкал.
 НО_{SGTU}, нрс-27. №4 – отпуск тепловой энергии от блока №4 ПГУ- 450 на ТЭЦ-27 по проекту, тыс. Гкал.

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

Не используется.

Г.1.2.1. Данные, подлежащие сбору для целей мониторинга сокращений выбросов по проекту, и порядок их хранения :								
Идентификационный номер (Пожалуйста, используйте номера с целью облегчения использования перекрестных ссылок с D.2)	Переменные данные	Источник данных	Единица измерения	Измеренный (и), подсчитанный (п), оцененный (о)	Частота проведения регистрационных записей	Часть данных, подлежащих мониторингу	Способ хранения (электронный/на бумажном носителе)	Комментарии

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

Г.1.3. Порядок проведения учета утечек в плане мониторинга:

Таким образом, за счет более низкого коэффициента использования топлива на сетевых электростанции и тепловых районных станциях (по сравнению с коэффициентом использования топлива на ПГУ) для выработки электроэнергии и теплоэнергии на электростанциях ОЭС Центра и тепловых районных станциях потребуются меньшее количество топлива. Таким образом, в результате реализации проекта произойдет сокращение потребления природного газа в ОЭС Центра и снижение его добычи и транспортировки. В соответствии с принципом консервативности, утечки принимаются равными 0.

Г.1.3.1. Там, где применимо, пожалуйста, опишите данные и род информации, которые будут собираться для осуществления мониторинга эффекта утечек по проекту:

Идентификационный номер (Пожалуйста, используйте номера с целью облегчения использования перекрестных ссылок с D.2)	Переменные данные	Источник данных	Единица измерения	Измеренный (и), подсчитанный (п), оцененный (о)	Частота проведения регистрационных записей	Часть данных, подлежащих мониторингу	Способ хранения (электронный/на бумажном носителе)	Комментарии

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

Утечки принимаются равными 0.

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

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE$$

D.1.5. Информация о сборе и учете данных о воздействии проекта на окружающую среду в соответствии с процедурами по требованию принимающей стороны (там, где применимо):

Согласно постановления Росстата 157 от 30.04.2004 "Об утверждении статистического инструментария для организации Ростехнадзором статистического наблюдения за отходами производства и потребления" и приказа Росстата № 166 от 10.08.2009 "Об утверждении статистического инструментария для организации федерального статистического наблюдения за сельским хозяйством и окружающей средой" ТЭЦ филиалов ОАО «Мосэнерго» ежегодно направляют в Управление Федеральной службы по надзору в сфере природопользования по Центральному федеральному округу (Росприроднадзор) следующие отчеты:

2 тп (воздух) – Сведения об охране атмосферного воздуха

2 тп (отходы) - Сведения об образовании, обезвреживании, транспортировании и размещении отходов производства и потребления, в натуральном выражении

2 тп (водхоз) - Сведения об использовании воды в натуральном выражении

Для разработки «Проекта нормативов выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух и вредных физических воздействий на него» привлекается специализированная организация. Раз в 5 лет проводится Инвентаризация стационарных источников эмиссии загрязняющих веществ" на ТЭЦ филиалов ОАО «Мосэнерго». Результаты Инвентаризации утверждаются в Росприроднадзоре и разрабатывается "Проект нормативов выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух и вредных физических воздействий на него". Этот Проект отправляется в Росприроднадзор. На основании утвержденного Росприроднадзором заключения выдаётся "Разрешение на выброс загрязняющих веществ в атмосферу", сроком действия на пять лет.

Раз в год осуществляется контроль нормативов предельно допустимых выбросов загрязняющих веществ, составляется отчет по выбросам загрязняющих веществ в атмосферу и отправляется в Росприроднадзор. Ежемесячно инженер по охране окружающей среды рассчитывает выбросы загрязняющих веществ в атмосферу. Для подтверждения расчетов, ежеквартально проводятся замеры выбросов загрязняющих веществ от стационарных источников, результаты которых заносятся в Журнал учета измерений.

Обеспечение процедур контроля и качества вышеуказанных параметров гарантируются выполнением требований следующих документов:

Г.2. Процедуры контроля качества и гарантии качества, предпринимаемые для мониторинга данных:		
Данные (укажите таблицу и идентификационны й номер)	Степень неопределенности данных (высокая/средняя/низкая)	Объясните планируемые процедуры контроля качества/гарантии качества для этих данных, или почему в их проведении нет необходимости
М-1, М-5, М-9, М-10 (Таблица Г.1.1.1)	Низкая	Автоматически рассчитывается АСКУ Газа. Все расчеты осуществляются на основе измеренных значений. Все измерения осуществляются поверенными измерительными приборами в соответствии с методикой поверки КРАУ 1.456.001 МИ and ЗИЗ.838.009 ДЗ. Класс точности – 0.5%
М-2, М-6, М-11 (Таблица Г.1.1.3)	Низкая	Данный параметр измеряется сертифицированной заводской химической лабораторией. Лаборатория проходит процедуру сертификации каждые 4 года.
М-3, М-4, М-7, М-8, М-12, М-13, М-14 (Таблица Г.1.1.3)	Низкая	Все измерения осуществляются поверенными измерительными приборами в соответствии с методикой поверки «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Мосэнергосбыт». Методика поверки.», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС». Государственный реестр № 38899-08. Класс точности – 0,2%
М-15, М-16, М-17, М-18 (Таблица Г.1.1.3)	Низкая	Автоматически рассчитывается АСКУТ. Все расчеты осуществляются на основе измеренных значений. Все измерения производятся поверенными измерительными приборами в соответствии с методикой поверки МП 4218-010-42968951-2006. Класс точности – 0.5%

- Федеральный закон 26.6.2008 N 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений»;

- «Требования к выполнению калибровочных работ», утв. Постановлением №17 Госстандарта России от 21.09.1994;

- Государственный реестр СИ;

- ПР 50.2.006-94.

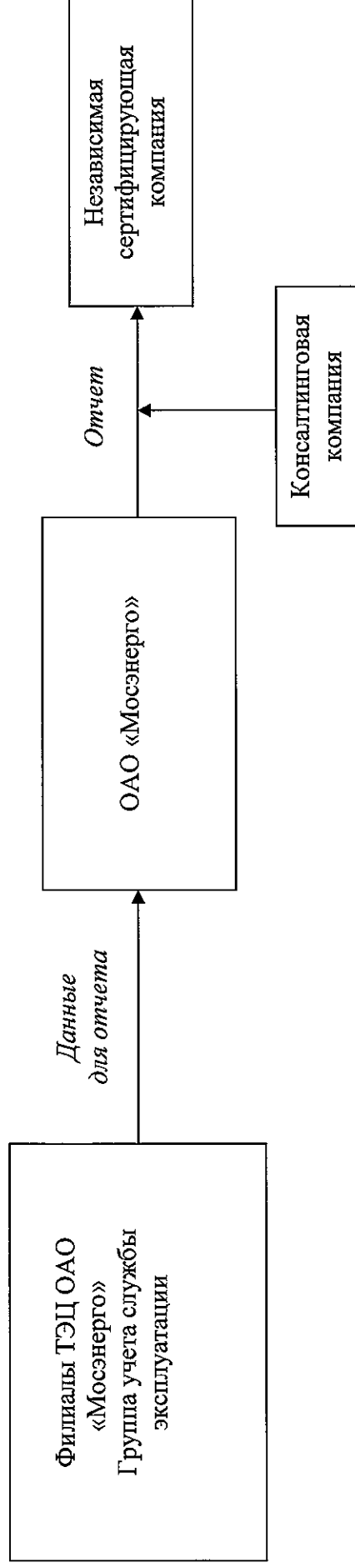
Все измерительные приборы имеют дубликаты в случае выхода из строя и недоступности данных.

Г.3. Пожалуйста, ошешите операционную и управленческую структуру, которую исполнители проекта будут применять при реализации плана мониторинга:

Операционная структура Проекта – это существующая на предприятии схема сбора, передачи и хранения данных. Все данные, необходимые для детерминации, будут храниться до истечения двух лет после последней передачи ЕСВ по проекту.

При реализации плана мониторинга для составления верификационных отчетов будет применяться схема, представленная на рис. D.3.

Рис.Г.3. Операционно-управленческая схема Проекта



Для реализации проектной деятельности и осуществления операционной деятельности по Проекту необходимо дополнительно привлечь 46 человек рабочего персонала, а также провести дополнительное обучение. Данная деятельность предусмотрена по договору с генеральным подрядчиком.

Таблица D.3-1 Сбор данных

Показатель	ТЭЦ-21	ТЭЦ-26	ТЭЦ-27
			Блок №3
			Блок №4

Выработка электроэнергии на ПГУ	Данные с электросчетчиков автоматически поступают в систему АИИС КУЭ, ежемесячно ведущий инженер ПТО выгружает данные из АИИС КУЭ для внесения их в форму 3-ТЕХ	Данные с электросчетчиков автоматически поступают в систему АИИС КУЭ, ежемесячно ведущий инженер службы учета эксплуатации выгружает данные из АИИС КУЭ для внесения их в макет 15506	Данные с электросчетчиков автоматически поступают в систему АИИС КУЭ, ежемесячно ведущий инженер службы учета эксплуатации выгружает данные из АИИС КУЭ для внесения их в форму ТЭП
Потребление электроэнергии на собственные нужды ПГУ	Ежемесячно ведущий инженер ПТО выгружает данные из АСКУТ для внесения их в форму 3-ТЕХ	Ежемесячно ведущий инженер службы учета эксплуатации выгружает данные из АСКУТ для внесения их в макет 15506	Ежемесячно ведущий инженер службы учета эксплуатации выгружает данные из АСКУТ для внесения их в форму ТЭП
Потребление природного газа на ПГУ	Ежемесячно ведущий инженер ПТО выгружает данные из АСКУ Газа для внесения их в форму 3-ТЕХ	Ежемесячно ведущий инженер службы учета эксплуатации выгружает данные из АСКУ Газа для внесения их в макет 15506	Ежемесячно ведущий инженер службы учета эксплуатации выгружает данные из АСКУ Газа для внесения их в форму ТЭП
ТНЗ газа	Данные из протоколов заводской химической лаборатории поступают в АРМ Производственно-технического отдела	Данные из протоколов заводской химической лаборатории поступают в АРМ службы учета эксплуатации	Данные из протоколов заводской химической лаборатории поступают в АРМ службы учета эксплуатации

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

План мониторинга разработан:

ЗАО «Национальная организация поддержки проектов поглощения углерода» (Москва);

Контактное лицо: Евгения Байдакова, Ведущий специалист департамента развития проектов;

Тел. 8 499 788 78 35 доб. 104

Факс 8 499 788 78 35 доб. 107

e-mail: BaydakovaEV@ncsf.ru

Трофимов Николай, Специалист департамента развития проектов;

Тел. 8 499 788 78 35 доб. 111
Факс 8 499 788 78 35 доб. 107
e-mail: TrofimovN@ncsf.ru

ЗАО «Национальная организация поддержки проектов поглощения углерода» не является участником проекта

РАЗДЕЛ Д. Оценка сокращений выбросов парниковых газов

Д.1. Оценка выбросов проекта:

Для оценки проектных эмиссий были использованы следующие формулы:

$$PE_y = (FC_{SGTU\ HPS-21} + FC_{SGTU\ HPS-26} + FC_{SGTU\ HPS-27\ №3} + FC_{SGTU\ HPS-27\ №4})_{21} * 4,1868 * 10^{-6} * NCV_{f.e} * EF_{CO_2, NG}$$

(формула Д.1-1)

где:

$FC_{SGTU\ HPS-21}$ – потребление газа на ПГУ-450 на ТЭЦ-21 в году у, тут;

$FC_{SGTU\ HPS-26}$ – потребление газа на ПГУ-420 на ТЭЦ-26 в году у, тут

$FC_{SGTU\ HPS-27\ №3}$ – потребление газа на блоке №3 ПГУ-450 на ТЭЦ-27 в году у, тут

$FC_{SGTU\ HPS-27\ №4}$ – потребление газа на блоке №4 ПГУ-450 на ТЭЦ-27 в году у, тут

$NCV_{f.e}$ – ТНЗ условного топлива, Ккал

$EF_{CO_2, NG}$ – коэффициент выбросов CO_2 от сжигания природного газа, т CO_2 /ТДж

$4,1868 * 10^{-6}$ – переводной коэффициент из Ккал в ТДж

Таблица Д.1.1

Наименование	Ед.изм.	Года				
		2008	2009	2010	2011	2012
Потребление топлива на ПГУ-450 на ТЭЦ-21	Т.у.т	188510	520850	505890	637605	552168
Потребление топлива на ПГУ-420 на ТЭЦ-26	Т.у.т				232922	735440
Потребление топлива на блоке №3 ПГУ-450 на ТЭЦ-27	Т.у.т	642763	610468	791600	679252	679252
Потребление топлива на блоке №4 ПГУ-450 на ТЭЦ-27	Т.у.т	19285	763975	758425	833106	833106
ТНЗ условного топлива	Ккал	7000				
Фактор эмиссии CO_2 для природного газа	т CO_2 /ТДж	56,1				
Эмиссии по проекту	т CO_2	1 398 450	3 116 158	3 380 246	3 917 836	4 603 582

Д.2. Оценка утечек:

Таблица Д.2.2

	2008	2009	2010	2011	2012
т CO_2	0	0	0	0	0

Д.3. Сумма Д.1. и Д.2.:

Таблица Е.3.1

Год	Ожидаемые выбросы ПГ по проекту, т CO ₂ экв.	Ожидаемый эффект «утечки», т CO ₂ экв.	Ожидаемые выбросы ПГ по проекту, т CO ₂ экв.
2008	1 398 450	0	1 398 450
2009	3 116 158	0	3 116 158
2010	3 380 246	0	3 380 246
2011	3 917 836	0	3 917 836
2012	4 603 582	0	4 603 582
Всего за 2008-2012гг.	16 416 272	0	16 416 272

Д.4. Оценка выбросов в соответствии с исходными условиями

Эмиссии по исходным условиям определены в соответствии с формулами, которые представлены в Секции Г 1.1.4.

Таблица Д.4.1

Наименование	Ед.изм.	Года				
		2008	2009	2010	2011	2012
Отпуск ЭЭ от ПГУ-450 на ТЭЦ-21	МВтч	743 084	1 874 818	1 896 815	2 385 365	2 061 378
Отпуск ТЭ от ПГУ-450 на ТЭЦ-21	Гкал	150 980	616 471	273780	467 520	450 084
Отпуск ЭЭ от ПГУ-420 на ТЭЦ-26	МВтч				1 225 083	3 068 700
Отпуск ТЭ от ПГУ-420 на ТЭЦ-26	Гкал				83710	1146600
Отпуск ЭЭ от блока №3 ПГУ-450 на ТЭЦ-27	МВтч	2 380 658	2287306	2979193	2501255	2501255
Отпуск ТЭ от блока №3 ПГУ-450 на ТЭЦ-27	Гкал	630 215	788 736	899 468	997 769	997 769
Отпуск ЭЭ от блока №4 ПГУ-450 на ТЭЦ-27	МВтч	122 872	2 856 881	2 898 636	3 176 188	3 176 188
Отпуск ТЭ от блока №4 ПГУ-450 на ТЭЦ-27	Гкал	10 893	779 500	855 365	935 761	93 5761
Фактор эмиссии для ОЭС Центра	тCO ₂ /МВтч	0,562	0,576	0,593	0,574	0,614
КПД котла	%	92				
Фактор эмиссии для природного газа	тCO ₂ /ТДж	56,1				
Выбросы по	тCO₂	2 028 119	4 600 711	5 128 276	5 911 524	7 479 231

исходным условиям						
----------------------	--	--	--	--	--	--

Детальный расчет представлен в расчетных таблицах в формате excel.

Д.5. Разность Д.4. и Д.3., определяющая сокращение выбросов по проекту:

Таблица Д.5.1

	2008	2009	2010	2011	2012
тСО ₂	629 668	1 484 553	1 748 031	1 993 688	2 875 649
Итого (2011-2012)	8 731 589				

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

Таблица Д.6.1

Год	Оценка Проектных эмиссий (тонн СО ₂ эквивалента)	Оценка утечек (тонн СО ₂ эквивалента)	Оценка эмиссий по исходным условиям (тонн СО ₂ эквивалента)	Оценка сокращений эмиссий (тонн СО ₂ эквивалента) [4+3-2]
1	2	3	4	5
2008	1 398 245	0	2 028 119	629 668
2009	3 115 907	0	4 600 711	1 484 553
2010	3 379 926	0	5 128 276	1 748 031
2011	3 866 172	0	5 911 524	1 993 688
2012	4 653 789	0	7 479 231	2 875 649
Total (тонн СО₂ эквивалента)	16 416 272	0	25 208 651	8 731 589

Расчетные таблицы excel находятся в отдельном файле, Приложение 5.

РАЗДЕЛ Е. Оценка воздействия на окружающую среду

Е.1. Документация по анализу воздействия проекта на окружающую среду, включая трансграничные воздействия в соответствии с процедурами Российской Федерации:

С 10.01.2005 г. вступил в силу Градостроительный кодекс РФ (от 29 декабря 2004 г. N 190-ФЗ), определяющий порядок проектирования, строительства и ввода в эксплуатацию объектов капитального строительства, в соответствии с которым на основании Статьи 3. п.2: «Федеральные законы и принимаемые в соответствии с ними иные нормативные правовые акты Российской Федерации, содержащие нормы, регулирующие отношения в области градостроительной деятельности, не могут противоречить настоящему Кодексу».

На основании Гл.6 ст.48 п.12 - отсутствует требование (или рекомендация) о необходимости разработки ОВОС в составе проектной документации объектов капитального строительства.

На основании статьи 49. О Государственной экспертизе проектной документации:

п.5. «Предметом государственной экспертизы проектной документации является оценка соответствия проектной документации требованиям технических регламентов, в том числе санитарно-эпидемиологическим, экологическим требованиям, требованиям государственной охраны объектов культурного наследия, требованиям пожарной, промышленной, ядерной, радиационной и иной безопасности, а также результатам инженерных изысканий».

п.9. «Результатом государственной экспертизы проектной документации является заключение о соответствии (положительное заключение) или несоответствии (отрицательное заключение) проектной документации требованиям технических регламентов и результатам инженерных изысканий».

Технические регламенты в части санитарно-эпидемиологических и экологических требований не предусматривали разработки ОВОС.

Перечень требуемых документов, предоставляемых на государственную экологическую экспертизу на проектной стадии (выдан Управлением Ростехнадзора по Московской области, см. приложение №1), также не предусматривал разработку ОВОС.

Поэтому, ТЭЦ-21, ТЭЦ-26 и ТЭЦ-27 разработали, согласовали и предоставили в полном соответствии с Градостроительным кодексом РФ и Перечнем все требуемые материалы, получили Положительное заключение Государственной экологической экспертизы на проект расширения четырьмя парогазовыми блоками ПГУ-450, построили и ввели их в эксплуатацию.

Е.2. Если участники проекта или принимающая сторона сочли воздействие на окружающую среду значительным, пожалуйста, предоставьте заключения и все ссылки на необходимую документацию оценки воздействия на окружающую среду, проведенные в соответствии с процедурами, определенными принимающей стороной:

По результатам заключения экспертной комиссии «Московское межрегиональное территориальное управление технического и экологического надзора» выдало ТЭЦ-21 положительное заключение утвержденное приказом управления №344 от 03,11,2006г.

По результатам ГЭЭ, ГУ «Главное управление государственной экспертизы» выдало ТЭЦ-26 положительное Заключение Государственной экспертизы № 330-08/ГГЭ- от 04.05.2008.

По результатам ГЭЭ, ГУ «Главное управление государственной экспертизы» выдало ТЭЦ-27 положительное Заключение Государственной экспертизы № 02-ЭЭ-91603-06 от 15.02.2006.

РАЗДЕЛ Ж. Комментарии заинтересованных лиц

Ж.1. Информация о комментариях заинтересованных лиц, относящихся к проекту:

В соответствии с решением №1-2-РМС от «Муниципального собрания внутригородского муниципального образования Дмитровское в городе Москве» решено согласиться с проектом расширения ТЭЦ-21 энергоблоком ПГУ-450.

Строительство энергоблока ПГУ- 420 на ТЭЦ-26 проводится на территории действующего предприятия, в промышленной зоне г. Москва. Общественные слушания были проведены 14 сентября 2006г, комментарии не были получены. Согласно Решению №МБЗ-03-67/6 от 14 сентября 2006г муниципальное собрание одобряет строительство дополнительного энергетического блока №8 ПГУ-420 МВт на ТЭЦ-26.

Публичные слушания по проекту строительства 2-х ПГУ 450 проводились 21 сентября.2005г., Согласно решению заседание Совета депутатов Мытищинского района было принято положительное заключение по проекту. Комментариев получено не было.

Приложение 1

Контактная информация об участниках Проекта

Организация:	ОАО «Мосэнерго»
Улица/ п/я	Проспект Вернадского
Строение:	101 к3
Город:	Москва
Штат/регион	
Почтовый индекс:	119526
Страна:	Россия
Телефон:	+7 (495) 957-19-57
Факс:	
e-mail:	Bublej@mosenergo.ru
Адрес в интернете:	www.mosenergo.ru
Представитель:	
Титул:	Начальник службы экологии
Обращение:	
Фамилия	Бублей
Второе имя	Васильевич
Имя:	Петр
Департамент:	Экологии
Номер телефона (прямой):	+7 (495) 957-19-57 доб. 44-69
Номер факса (прямой)	
Мобильный:	
e-mail:	

Приложение 2

Информация по исходным условиям

Ключевая информация и данные для определения исходных условий представлены в разделе Б1.

Приложение 3

План мониторинга

Информация о плане мониторинга представлена в секции Г проектно-технической документации.

Приложение 4

Детали расчета финансовых/экономических показателей (приложен отдельным файлом)

Расчет $EF_{grid2008}$

Для расчета $EF_{grid2008}$ использованы данные из исследования компании Lahmeyer International: "Динамика развития коэффициентов выбросов углерода при производстве электрической энергии в России"

Расчет выполнен по методу наименьших квадратов с использованием диаграммы линии тренда
Для расчета была взята выборка EF_{grid} для ОЭС Центра за период 2009-2014:

	2009	2010	2011	2012	2013	2014
EF_{grid} (т $CO_2/МВтч$)	0,576	0,593	0,574	0,614	0,635	0,623

Было получено следующее уравнение : $y = 0.0115 x + 0.5624$; $R^2 = 0.7148$

Таким образом, $EF_{grid2008} = 0,5624$

Более детальный расчет представлен в файле excel «Мосэнерго ЕСВ», стр. « $EF_{grid2008}$ »

Приложение 5

Список аббревиатур

ПГУ – парогазовая установка

ТЭЦ-теплоэлектроцентраль

ОЭС – объединенная энергосистема

ОАО – открытое акционерное общество

ЛМЗ – Ленинградский металлический завод

ГРЭС – государственная районная электростанция

ДИП – Департамент инвестиционной политики