ОТЧЕТ ПО МОНИТОРИНГУ ДЛЯ ПРОЕКТА СОВМЕСТНОГО ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ

Строительство новой ПГУ-400 на Яйвинской ГРЭС, ОГК-4, Пермская область, Россия

Редакция 1.2
22 марта 2012 г.

Со стороны ОАО «Э.ОН Россия» утвердил:

Заместитель генерального директора
по производству

_____

И.В. Попов

Специалист производственно-технического управления

_____

Е.С. Васильконов

СОДЕРЖАНИЕ

A. Общая информация по проекту и осуществлению мониторинга

B. Основные этапы мониторинга

C. Меры по обеспечению и контролю качества

D. Расчет сокращенных выбросов парниковых газов

РАЗДЕЛ А. Общее описание проекта

А.1. Название проекта

Наименование проекта: Строительство новой ПГУ-400 на Яйвинской ГРЭС, ОГК-4, Пермская область, Россия

А.2. Регистрационный номер проекта СО:

JI 0215

А.3. Одобрение проекта:

Следующие уполномоченные организации выпустили письма одобрения (LoA):

- Министерство экономического развития Российской Федерации (Приказ № 768 от 27 декабря 2011 г.);
- Немецкое подразделение торговли квотами на выбросы (DEHSt) Федерального управления охраны окружающей среды Федеративной Республики Германия (от 15 ноября 2010 г.).

А.3. Краткое описание проекта:

Проект реализован на Яйвинской ГРЭС ОАО «Э.ОН Россия» (ранее ОАО «Четвертая генерирующая компания оптового рынка» (ОГК-4)). На Яйвинской ГРЭС был построен дополнительный энергоблок. Новый энергоблок вырабатывает электроэнергию с использованием парогазовой технологии, эксплуатация которого, обеспечивает максимальный КПД и соблюдение действующих экологических норм. Электрическая мощность парогазовой установки (ПГУ) составляет 400 МВт (станционный номер – 5). Настоящий проект предназначается для демонстрации использования Наилучшей имеющейся технологии (НИТ), а также для сокращения удельных выбросов CO_2 на каждый выработанный МВтч и уменьшения других вредных антропогенных воздействий

А.4. Период мониторинга:

- Дата начала периода мониторинга: 12/06/2011 г.;
- Дата окончания периода мониторинга: 31/12/2011 г.

А.5. Примененная методология в рамках реализации проекта (вкл. номер редакции):

А.5.1. Методология определения базовой линии:

Для определения базовой линии использовался индивидуальный подход согласно Руководству по критериям установления базовой линии и мониторинга, редакция 02, для проектов совместного осуществления (далее ПСО, проект СО). Данный индивидуальный подход использует элементы методологии механизма чистого развития (МЧР): AM0029 «Методология установления базовой линии для подключенных к электрической сети электростанций на природном газе», редакция 3.

Сценарий базовой линии основан на том предположении, что если проект не будет реализован (т.е. в сеть не будет поставляться дополнительная электроэнергия), спрос на энергию будет обеспечен третьими сторонами. Энергокомпании в составе объединенной энергосистемы (ОЭС) «Урал» могут увеличить производство электроэнергии с использованием существующих мощностей за счет отложенного вывода из эксплуатации существующих мощностей и/или при помощи строительства новых энергоблоков. Определение фактора эмиссии для ОЭС «Урал» было сделано в соответствии с утвержденной методологией МЧР «Руководство по расчету фактора эмиссии для энергосистемы» (редакция 02), с некоторыми допущениями[1].

[1] Все допущения основаны на консервативных допущениях

А.5.2. Методология осуществления мониторинга:

В отношении мониторинга используется индивидуальный подход для конкретного ПСО. Проектные выбросы связаны со сжиганием природного газа на ПГУ, а базовая линия выбросов представляет собой выбросы, связанные с производством того же объема отпуска электроэнергии, которые имели бы место в ОЭС «Урал» в отсутствие реализации проекта.

Для расчета объема выбросов, как по базовой линии, так и по сценарию проекта, были приняты следующие основные предположения:

- Не учитывается топливо, использованное для пуска новой ПГУ[2];
- Величина электроэнергии по проекту – это отпуск электроэнергии от новой ПГУ определяемый как разница между выработанной и электроэнергией, потребляемой на собственные нужды;
- Реализация проекта не влияет на рыночный спрос на электроэнергию (т.е. отпуск электроэнергии для базовой линии = отпуск электроэнергии по проекту);
- Выбросы от энергосистемы в базовой линии определяются с использованием комбинированного фактора эмиссии (в этом отчете – фактор эмиссии в базовой линии), описанного в Приложении 2 ПТД;
- Значение фактора эмиссии для энергосистемы устанавливается (фиксируется) для всего периода кредитования;
- Срок службы оборудования новых ПГУ до 2020 года, не менее.

А.6. Ход реализации проекта, включая календарный график реализации основных этапов проекта:

Этап	Дата в соответствии с ПТД	Дата исполнения	Примечания
Дата начала проекта	6 июня 2007 г.	6 июня 2007 г.	Решение Совета Директоров ОГК-4
Подписание контракта с консорциумом “ENKA INSAATVE SANAYI A.S.” and “ENKA POWER SYSTEMS B.V.”	15 июля 2008 г.	15 июля 2008 г.	-
Строительные работы	2006-2011 г. г.	2006-2011 г. г.	-
Ввод в эксплуатацию	августа 2011 г.	30 июля 2011 г.	Акт приемочной комиссии от 04.07.2011

Успешные комплексные испытания энергоблока № 5 были проведены с 26 по 30 апреля 2011 г. (согласно Акту приемочной комиссии от 04.07.2011 г.). Однако отпуск электрической энергии в сеть начался с 12 июня 2011 года. Поэтому данная дата была выбрана в качестве даты начала периода мониторинга.

А.7. Плановые отклонения и изменения в принятой ПТД:

Дата начала периода мониторинга (12 июня 2011 г.) отличается от даты начала кредитного периода (15 августа 2011 г.) указанного в ПТД. Это связано с более ранним вводом в эксплуатацию нового энергоблока ПГУ-400.

[2] Методология установления базовой линии для подключенных к электрической сети электростанций на природном газе, AM0029/редакция 03, Утвержденная методология, Исполнительный совет МЧР

А.8. Плановые отклонения и изменения в принятом плане мониторинга:
В расчетах используются данные по потреблению природного газа (ПГ) измеряемые в стандартных кубических метрах (при температуре 293^0K и давлении 101325 Па), в соответствии с правилами, принятыми на Яйвинской ГРЭС. Это отклонение от детерминированного плана мониторинга, потому что в нем потребление ПГ измеряется в нормальных кубических метрах[3].

А.9. Изменения с момента последней верификации:
Не применяется.

А.10. Лицо(а), ответственные за подготовку и предоставление отчета по мониторингу:
Э.ОН Россия:

- Поварицын А.В., главный инженер Яйвинской ГРЭС (руководство);
- Мифтахов Р.Х., начальник производственно-технической службы Яйвинской ГРЭС (проверка, архивация и обработка данных);
- Шиляев А.В., заместитель начальника парогазотурбинного цеха по электротехническому отделу Яйвинской ГРЭС и Худышев В.Т., заместитель начальника парогазотурбинного цеха по АСУ ТП (архивация копий паспортов и свидетельств поверки средств измерений);
- Куклина Т.В. и Воробьёва Н.С., инженеры группы учета и анализа технико-экономических показателей производственно-технической службы Яйвинской ГРЭС (ежемесячная архивация данных);
- Е. Васильконов, специалист производственного отдела, ОАО «Э.ОН Россия» (подготовка отчета по мониторингу).

Компания Global Carbon B.V.:

- Варфоломеев Алексей, старший консультант по СО.

А.11. Лицо(а), ответственные за проверку и утверждение отчета по мониторингу:
Э.ОН Россия :

- Васильконов Егор, специалист производственного отдела ОАО «Э.ОН Россия» (проверка и утверждение отчета по мониторингу).
- Попов Игорь, заместитель Генерального директора по производству (утверждение отчета по мониторингу);

Компания Global Carbon B.V.:

- Дарья Горячкина, руководитель группы консультантов по СО.

[3] Объем газа при нормальных условиях (температура 273^0K и давление 101325 Па).

РАЗДЕЛ B. Основные этапы мониторинга, в соответствии с планом мониторинга на период, указанный в разделе A.4.

В период мониторинга, указанного в разделе A.4, требуется осуществлять сбор и архивирование данных по потреблению природного газа, низшей теплотворной способности природного газа, выработки электрической энергии и величины потребления электроэнергии на собственные нужды ПГУ.

Потребление природного газа

Данный параметр измеряется счетчиком расхода газа непосредственно на ПГУ. Эти данные автоматически передаются в электронную базу данных.

Низшая теплотворная способность природного газа

Аккредитованная организация поставщика природного газа (физико-химическая лаборатория ООО «Газпром Трансгаз Чайковский») ежемесячно предоставляет паспорт на природный газ (с указанием значения его низшей теплотворной способности).

Выработка электроэнергии

Данный параметр – выработка электроэнергии новым энергоблоком № 5 (ПГУ). Для измерения этих параметров используется измерительный блок № 37. Данные с измерительного блока автоматически передаются в электронную базу данных.

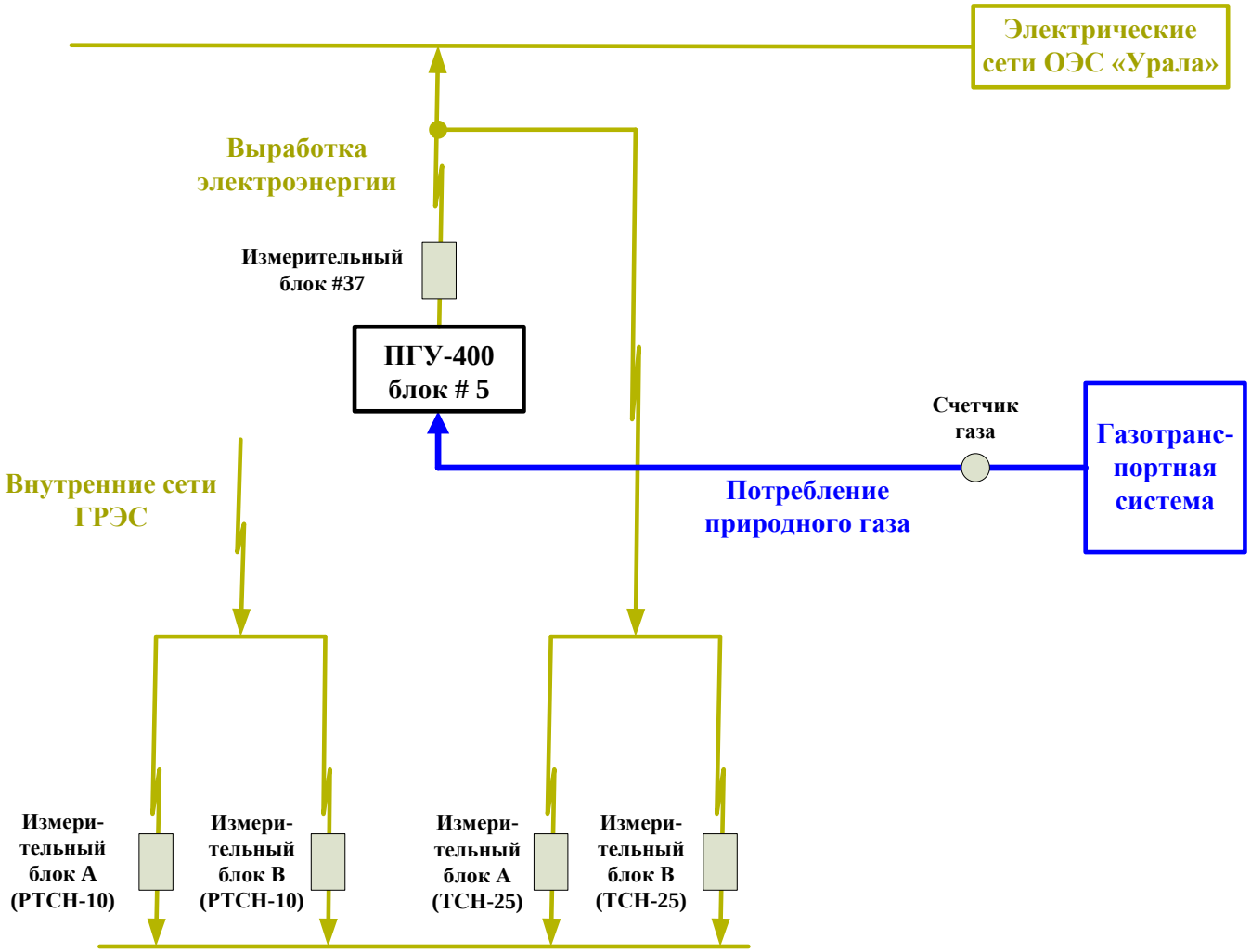
Потребление электроэнергии на собственные нужды

Потребление электроэнергии для собственных нужд обеспечивается двумя линиями: непосредственно от энергоблока (основная) и внутренних сетей ГРЭС (резервная). Потребление электроэнергии измеряется посредством двух измерительных комплексов: для основной линии ТСН-25 и резервной – РТСН-10. Каждый комплекс состоит из двух секций (два измерительных блока «А» и «В»).

Такая схема обеспечивает измерение потребления электроэнергии для собственных нужд, в случае остановки ПГУ (тогда энергоснабжение осуществляется по резервной линии) и когда один из измерительных блоков в ремонте. Данные с измерительного блока автоматически передаются в электронную базу данных.

Схема измерений показана ниже на рисунке B.1.

Рисунок В.1. Схема измерений



B.1. Типы оборудования для мониторинга

1. Счетчик расхода газа (СГ).

Счетчик газа состоит из турбинного расходомера, контроллера расхода, измерительных преобразователей дифференциального и абсолютного давлений, термометра сопротивлений. Согласно отчету № RU301-000-R39-JF11-1A02 компании ENKA Power (генеральный подрядчик строительства нового энергоблока) счетчик газа был собран и протестирован 10.02.2011 г. Информация о первичной калибровке (поверке) средств измерений представлена ниже:

- Турбинный расходомер SM-RI № 10514798 – первичная калибровка от 04.02.2011 г.;
- Датчик давления № 8821139 – первичная калибровка от 11.02.2010 г.,
- Термометра сопротивлений № 03244161 – первичная калибровка от 10.02.2010 г.,
- Контроллер расхода Floboss № 18346809 (не калибруется).

Далее ФГУ «Пермский ЦСМ» выпустила «Акт проверки состояния и применения средств измерений и соблюдения требований» от 11.07.2011 г. на основе актов первичных калибровок (поверок). Поверочный интервал газового счетчика как единого средства измерения установлен - пять лет. Для периода с 12.06.2011 г. по 11.07.2011 г. действительны первичные поверки средств измерений.

2. Измерительный блок по учету электроэнергии (ЭИ).

Каждый из измерительных блоков состоит из счетчика электроэнергии, трех измерительных трансформаторов напряжения и трех измерительных трансформаторов тока. Измерительные блоки включены в Автоматическую измерительную систему коммерческого учета электроэнергии (АИСКУЭ) Яйвинской ГРЭС. Система установлена в апреле 2011 г. (Акт приемки в опытную эксплуатацию от 20.04.2011 г. и Акт о завершении монтажа оборудования от 21.04.2011 г.). При этом, данные по выработке электрической энергии от нового парогазового блока поставляются в базу данных ОАО «АТС» (Администратор торговой сети) Единой энергосистемы России с 01.05.2011 г. (Письмо «Э.ОН Россия» (ОГК-4) от 15.06.2011 г. № 20-1083). Затем необходимые документы для утверждения АИСКУЭ были направлены в Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии. Согласно «Свидетельству об утверждении типа средств измерений» Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (RU.E.34.004.A No 43101, от 05.07.2011) система зарегистрирована в Едином государственном регистре средств измерений под номером 47116-11 и разрешено ее использование в Российской Федерации. Данное свидетельство основано на первичных поверках средств измерений. Поэтому первичные калибровки средств измерений, указанных в Таблице B.1.2 действительны в период с 12.06.2011 г. (дата начала мониторинга) по 05.07.2011 г.

В.1.2. Таблица с информацией об используемом оборудовании (вкл. тип, серийный номер, информацию о погрешности конкретных устройств, дату последней калибровки, поверочную организацию, потребности в изменениях и заменах):

Измерительный прибор Идентификационный номер	Тип оборудования	Единицы	Наименование измерительного прибора	Серийный номер	Показатель точности	Поверочная организация	Дата последней проверки	Дата следующей проверки
Расход попутного газа								
СГ1	Счетчик расхода газа	$м^3$	-	-	± 0.5	ФГУ «Пермский ЦСМ»	11.07.2011	11.07.2016
Выработка электроэнергии								
Выработка электроэнергии блоком № 5								
ЭИ1	Счетчик электроэнергии	кВтч	A1802RAL-P4GB-DW-4	01212154	0.2S	ООО «Эльстер Метроника»	01.09.2010	01.09.2022
	Измерительные трансформаторы напряжения	В	TJC 6-G	1VLT5210004011	0.2	ООО «Инвестиционная инжиниринговая компания УЭНКО»	25.05.2011	25.05.2019
				1VLT5210004012				
				1VLT5210004013				
	Измерительные трансформаторы тока	А	JKQ 940C	2010.1643.01/1	0.2S	ООО «Инвестиционная инжиниринговая компания УЭНКО»	25.05.2011	25.05.2015
				2010.1643.01/2	0.2S			
				2010.1643.01/3	0.2S			
Потребление электроэнергии на собственные нужды								
Измерительный блок по учету электроэнергии 5А (ТСН-25)								
ЭИ2	Счетчик электроэнергии	кВтч	A1802RAL-P4GB-DW-4	1209778	0.2S	ООО «Эльстер Метроника»	07.2010	07.2022
	Измерительные трансформаторы напряжения	В	TJP 4.0	1VLT5210002363	0.2	ABB s.r.o., Elektro-Praga	24.02.2010	24.02. 2018
		В	TJP 4.0	1VLT5210002364				
		В	TJP 4.0	1VLT5210002365				
	Измерительный трансформатор тока	А	TPU 45.33	1VLT5110005987	0.5		23.02.2010	23.02. 2018
		А	TPU 45.33	1VLT5110005988			26.02.2010	26.02. 2018
		А	TPU 45.33	1VLT5110005989				

Измерительный прибор Идентификационный номер	Тип оборудования	Единицы	Наименование измерительного прибора	Серийный номер	Показатель точности	Поверочная организация	Дата последней проверки	Дата следующей проверки
Измерительный блок по учету электроэнергии 5В (ТСН-25)								
ЭИ3	Счетчик электроэнергии	кВтч	A1802RAL-P4GB-DW-4	1209779	0.2S	ООО «Эльстер Метроника»	22.07.2010	22.07.2022
	Измерительные трансформаторы напряжения	В	TJP 4.0	1VLT5210002374	0.2	ABB s.r.o., Elektro-Praga	02.03.2010	02.03. 2018
		В	TJP 4.0	1VLT5210002375				
		В	TJP 4.0	1VLT5210002376				
	Измерительный трансформатор тока	А	TPU 45.33	1VLT5110006032	0.5		26.02.2010	26.02. 2018
		А	TPU 45.33	1VLT5110006033				
		А	TPU 45.33	1VLT5110006034			25.02.2010	25.02. 2018
Измерительный блок по учету электроэнергии 5А (РТСН-10)								
ЭИ4	Счетчик электроэнергии	кВтч	A1802RAL-P4GB-DW-4	1209777	0.2S	ООО «Эльстер Метроника»	22.07.2010	22.07.2022
	Измерительные трансформаторы напряжения	В	TJP 4.0	1VLT5210002366	0.2	ABB s.r.o., Elektro-Praga	24.02.2010	24.02.2018
		В	TJP 4.0	1VLT5210002367				
		В	TJP 4.0	1VLT5210002368			25.02.2010	25.02.2018
	Измерительный трансформатор тока	А	TPU 45.33	1VLT5110005990	0.5		24.02.2010	24.02.2018
		А	TPU 45.33	1VLT5110005991				
		А	TPU 45.33	1VLT5110005992			26.02.2010	26.02.2018
Измерительный блок по учету электроэнергии 5В (РТСН-10)								
ЭИ5	Счетчик электроэнергии	кВтч	A1802RAL-P4GB-DW-4	1209776	0.2S	ООО «Эльстер Метроника»	22.07.2010	22.07.2022
	Измерительные трансформаторы напряжения	В	TJP 4.0	1VLT5210002377	0.2	ABB s.r.o., Elektro-Praga	02.03.2010	02.03.2018
		В	TJP 4.0	1VLT5210002378				
		В	TJP 4.0	1VLT5210002379			04.03.2010	04.03.2018
	Измерительный трансформатор тока	А	TPU 45.33	1VLT5110006035	0.5		09.03.2010	09.03. 2018
		А	TPU 45.33	1VLT5110006036			25.03.2010	25.03. 2018
		А	TPU 45.33	1VLT5110006037			02.03.2010	02.03. 2018

B.1.3. Поверочные процедуры

За проведение всех работ по калибровке (поверке) приборов отвечает старший метролог ГРЭС. Дата следующей проверки для всех измерительных приборов после 2012 г.

B.1.4. Участие третьих сторон:

Поверку и калибровку измерительных приборов обычно выполняет ФГУ «Пермский ЦСМ» или другая компания, обладающая необходимой квалификацией, опытом и оборудованием.

B.2. Сбор данных (накопленные данные за весь период мониторинга):

Сбор и архивацию всех данных на протяжении всего периода мониторинга осуществляет производственно-техническая служба ГРЭС:

- Значения расхода природного газа берутся ежемесячно из электронной базы данных;
- Сбор значений низшей теплотворной способности природного газа осуществляется ежемесячно. Паспорта природного газа (с указанием значения его низшей теплотворной способности) поступают непосредственно в производственно-технический отдел от поставщика природного газа.
- Значения объемов выработки и потребления электроэнергии на собственные нужды ПГУ берутся ежегодно из электронной базы данных.

B.2.1. Список фиксированных значений по умолчанию и задаваемых по прогнозу показателей базовой линии:

Переменная	Источник	Единицы	Значение
Фактор эмиссии для природного газа $EF_{CO2,NG,y}$	Руководство по национальной инвентаризации парниковых газов, Том 2: Энергия, Раздел 4: Стационарное сжигание (с изменениями в апреле 2007) МГЭИК, 2006	тCO_2/ ГДж	0,0561
Фактор эмиссии для базовой линии $EF_{BL,CO2,y}$	Приложение 2 ПТД	тCO_2/ МВтч	0,606

В.2.2. Список переменных:

Переменная	Источник	Единицы	Методика расчета	Идентификационный номер используемых измерительных приборов (согласно таблице В.1.2)
Объем природного газа, сожженного на новой ПГУ в году *y* $FC_{NG,y}$	Показания счетчиков	$м^3$	Данное значение берется из электронной базы данных, по показаниям измерительных устройств объема природного газа, сожженного на новой ПГУ	СГ1
Объем природного газа, сожженного на новой ПГУ в месяце *m* $FC_{NG,m}$	Показания счетчиков	$м^3$	Данное значение берется из электронной базы данных, по показаниям измерительных устройств объема природного газа, сожженного на новой ПГУ	СГ1
Низшая теплотворная способность природного газа в году *y* $NCV_{NG,y}$	Паспорт от поставщика	ГДж/ 1000 $м^3$	Данное значение вычисляют как среднее по данным ежемесячных паспортов природного газа (формулы №3)	-
Низшая теплотворная способность природного газа в месяце *m* $NCV_{NG,m}$	Паспорт от поставщика	ГДж/ 1000 $м^3$	Данное значение определяется согласно паспортам природного газа	-
Объем электроэнергии, выработанной на ПГУ-400 $EG_{PJ,GEN,y}$	Показания счетчиков	МВтч	Данное значение берется из электронной базы данных, по показаниям измерительных устройств объема электроэнергии, выработанной на ПГУ-400	ЭИ1
Объем потребления электроэнергии для собственных нужд на ПГУ-400 $EG_{PJ,AUX,y}$	Показания счетчиков	МВтч	Данное значение берется из электронной базы данных, по показаниям измерительных устройств объема потребления электроэнергии для собственных нужд	ЭИ2 – ЭИ5

B.2.3. Данные по выбросам парниковых газов, с разбивкой по источникам, в ходе реализации проекта:

Переменная	Описание	Период	Единицы	Значения
$FC_{NG,m}$	Объем природного газа, сожженного на новой ПГУ в месяце *m*	Июнь 2011 г.	1000 м^3	19 384
		Июль 2011 г.		32 559
		Август 2011 г.		52 801
		Сентябрь 2011 г.		42 278
		Октябрь 2011 г.		53 201
		Ноябрь 2011 г.		46 508
		Декабрь 2011 г.		48 709
$NCV_{NG,m}$	Низшая теплотворная способность природного газа в месяце *m*	Июнь 2011 г.	ГДж/1000 м^3	33,85
		Июль 2011 г.		33,07
		Август 2011 г.		34,03
		Сентябрь 2011 г.		34,07
		Октябрь 2011 г.		33,95
		Ноябрь 2011 г.		33,72
		Декабрь 2011 г.		33,75
$FC_{NG,y}$	Объем природного газа, сожженного на новой ПГУ в году *y*	2011 г.	1000 м^3	295 441
$NCV_{NG,y}$	Низшая теплотворная способность природного газа в году *y*	2011 г.	ГДж/1000 м^3	33.81

B.2.4. Данные по базовой линии выбросов парниковых газов, с разбивкой по источникам:

Переменная	Описание	Единицы	Значения
			2011 г.
$EG_{PJ,GEN,y}$	Объем электроэнергии, выработанной на ПГУ-400	МВтч	1 563 289
$EG_{PJ,AUX,y}$	Объем потребления электроэнергии для собственных нужд на ПГУ-400	МВтч	53 493

B.2.5. Данные по утечкам:

Не применяется

B.2.6. Данные по воздействию на окружающую среду:

В настоящее время в ПГУ самая экологически приемлемая технология генерации электроэнергии. Предложенный проект был подготовлен в соответствии с российским законодательством и с соблюдением всех требуемых норм по охране окружающей среды. Суммарный объем загрязняющих веществ при производстве строительных работ был незначителен. Основными загрязняющими веществами, связанными с эксплуатацией новыми ПГУ, являются оксиды азота и окись углерода. После ввода установок в эксплуатацию выполняется непрерывный мониторинг концентраций данных веществ. Яйвинская ГРЭС предоставляет ежеквартальные отчеты в местные государственные органы охраны окружающей среды. Концентрация всех вредных веществ в выбросах находится в пределах максимально допустимых значений и значительно ниже, по сравнению с остальными энергоблоками Яйвинская ГРЭС.

B.3. Журнал аварийных событий:

За текущий период мониторинга аварийных событий зарегистрировано не было.

РАЗДЕЛ С. Меры по обеспечению и контролю качества

С.1. Документированные процедуры и план управления:

С.1.1. Роли и ответственность:

Сбор и архивацию данных для настоящего отчета по мониторингу осуществляет производственно-техническая служба ГРЭС.
Имя ответственного лица:
Мифтахов Р.Х –начальника производственно-технической службы ГРЭС.

С.1.2. Программа обучения:

Обучение проведено в течение периода подготовки мониторинга (сбора необходимых данных).

С.2. Участие третьих сторон:

Участия третьих сторон не требовалось.

С.3. Меры по осуществлению внутреннего аудита и контроля:

Данные (потребление топлива, генерация и потребление электроэнергии на собственные нужды), необходимые для расчета сокращения выбросов, непрерывно регистрируются в электронные журналы данных. Поэтому любые ошибки измерений могут легко быть определены в случае их существенного отличия от средних показаний (при схожих условиях).

С.4. Процедуры поиска неисправностей:

Все системы измерений имеют резервирование.

Потребление природного газа на новом энергоблоке может быть рассчитано как разность между расходом топлива суммарно для всей Яйвинской ГРЭС и аналогичными параметрами для энергоблоков №№1-4 ГРЭС.

РАЗДЕЛ D. Расчет сокращенных выбросов

D.1. Расчет проектных выбросов

Проектная деятельность связана со сжиганием природного газа для выработки электрической энергии на новой ПГУ. Эмиссия CO_2 при выработке электроэнергии (PE_y) определяется следующим образом:

$$PE_y = FC_{NG,y} \times COEF_{NG,y} \qquad (1)$$

Где:

PE_y Проектные выбросы в году *y* ($тCO_2$);

$FC_{NG,y}$ Суммарный объем природного газа, сожженного на новой ПГУ в году *y* (1000 $м^3$)[4];

$COEF_y$ Фактор эмиссии CO_2 в году *y* ($тCO_2$/1000 $м^3$).

$COEF_y$ получают следующим образом:

$$COEF_y = NCV_{NG,y} \times EF_{CO2,NG,y} \qquad (2)$$

Где:

$NCV_{NG,y}$ Низшая теплотворная способность природного газа в году *y* (ГДж/1000 $м^3$);

$EF_{CO2,NG,y}$ Фактор эмиссии CO_2 для природного газа в году *y* ($тCO_2$/ГДж).

$NCV_{NG,y}$ получают следующим образом:

$$NCV_{NG,y} = \sum_m (NCV_{NG,m} \times FC_{NG,m})/FC_{NG,y} \qquad (3)$$

Где:

$NCV_{NG,m}$ Низшая теплотворная способность природного газа в месяце *m* (ГДж/1000 $м^3$);

$FC_{NG,m}$ Суммарный объем природного газа, сожженного на новой ПГУ в месяце *m* (1000 $м^3$);

m - месяц *m* года *y;*

$FC_{NG,y}$ Суммарный объем природного газа, сожженного на новой ПГУ в году *y* (1000 $м^3$).

Показатель	Единицы	2011 г.
Суммарный объем природного газа, сожженного на новой ПГУ	1000 $м^3$	295 441
Низшая теплотворная способность природного газа	ГДж/1000 $м^3$	33,809
Фактор эмиссии CO_2 для природного газа	$тCO_2$/ГДж	0,0561
Проектные выбросы	**$тCO_2$**	**560 353**

D.2. Расчет базовой линии выбросов

Выбросы в базовой линии определяется следующим образом:

[4] Размерность ($м^3$) означает объем газа при температуре 293^0К и давлении 101,325 Па.

$$BE_y = EG_{PJ,y} \times EF_{BL,CO2,y} \quad (4)$$

Где:

BE_y Выбросы в базовой линии в году *y* ($тCO_2$);

$EG_{PJ,y}$ Отпуск электроэнергии от новой ПГУ в году *y* (МВтч);

$EF_{BL,CO2,y}$ Фактор эмиссии для базовой линии в году *y* ($тCO_2$/МВтч), фиксированное значение, см. Приложение 2 ПТД.

Отпуск электроэнергии от новой ПГУ определяется следующим образом:

$$EG_{PJ,y} = EG_{PJ,GEN,y} - EG_{PJ,AUX,y} \quad (5)$$

Где:

$EG_{PJ,GEN,y}$ Выработка электроэнергии на новой ПГУ в году *y* (МВтч);

$EG_{PJ,AUX,y}$ Потребление электроэнергии для собственных нужд новой ПГУ (для вспомогательного оборудования) в году *y* (МВтч);

Показатель	Единицы	2011 г.
Выработка электроэнергии	МВтч	1 563 289
Потребление электроэнергии для собственных нужд ПГУ-400	МВтч	53 493
Отпуск электроэнергии	МВтч	1 509 796
Фактор эмиссии для базовой линии	$тCO_2$/МВтч	0,606
Выбросы в базовой линии	**$тCO_2$**	**914 937**

D.3. Расчет утечек

В отсутствии реализации проекта, имеют место неконтролируемые выбросы CH_4, связанные с добычей топлива, обработкой, сжижением, транспортировкой, регазификацией и распределением природного газа, используемого для проекта, и ископаемого топлива для энергосистемы[5]. Технология в рамках предложенного проекта является наиболее энергоэффективной, поэтому данные выбросы не учитывались, для упрощения и из консервативных соображений.

D.4. Расчет / таблица сокращенных выбросов

Объем сокращенных выбросов вычисляется следующим образом:

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

Где:

ER_y Сокращенные выбросы по проекту СО в году *y* ($тCO_2$);

BE_y Базовая линия выбросов в году *y* ($тCO_2$);

PE_y Проектные выбросы в году *y* ($тCO_2$).

[5] Методология установления базовой линии для подключенных к электрической сети электростанций на природном газе, AM0029/редакция 03, Утвержденная методология, Исполнительный совет МЧР

Показатель	Единицы	2011 г.
Базовая линия выбросов	тCO_2	914 937
Проектные выбросы	тCO_2	560 353
Утечки	тCO_2	0
Сокращенные выбросы	**тCO_2**	**354 583**