ОАО «Иркутскэнерго»

ПРОВЕРЕНО

Начальник управления по стратегии

Т.В. Бенедюк

УТВЕРЖДАЮ

Директор

по стратегии и развитию

Д.С. Шумеев

Отчёт

по мониторингу сокращенных выбросов парниковых газов

Период мониторинга: 01.01.2010 – 31.12.2010

проект совместного осуществления:

«Повышение эффективности использования водных ресурсов на Братской ГЭС, Иркутская область, Российская Федерация»

г. Иркутск, Апрель 2012

Версия 04

Содержание

A. Общая информация о проектной деятельности

B. Система мониторинга сокращенных выбросов, полученных при реализации проекта

C. Расчет сокращений выбросов парниковых газов

Приложение 1. Расчет сокращений выбросов парниковых газов по проекту БГЭС за 2010 г.

Приложение 2. Форма 6-ТП (гидро)_Сведения о работе гидроэлектростанции за 2010 г.

Приложение 3. Схема мониторинга сокращений выбросов парниковых газов от реализации проекта: «Повышение эффективности использования водных ресурсов на Братской ГЭС».

РАЗДЕЛ А. Общая информация о проектной деятельности

А.1 Название проекта

«Повышение эффективность использования водных ресурсов на Братской ГЭС», Иркутская область, Россия.

А.2 Краткое описание проекта

Братская гидроэлектростанция (ГЭС) была введена в эксплуатацию в 1961 г. Из-за кавитационного износа эффективность ее снижалась и каждые 6÷8 лет производились ремонтные работы на каждом рабочем колесе. За одну ремонтную кампанию наносилось 600÷700 кг металла. Тем не менее, ремонтные работы не могут повысить эффективность до первоначального уровня, и со времени ввода в эксплуатацию эффективность снизилась с 93,5% до 88,1%.

Реализация Проекта приводит к выработке дополнительной электроэнергии возобновляемым источником энергии – Братской ГЭС в результате повышения эффективности использования водных ресурсов из-за увеличения коэффициента полезного действия (КПД) Братской ГЭС в связи с заменой рабочих колес на 6-ти гидроагрегатах. Это дополнительное количество электроэнергии в размере 595 млн. кВт*ч в год замещает электроэнергию, которую иначе вырабатывали бы угольные тепловые электростанции (ТЭС) ОАО «Иркутскэнерго». Таким образом, результатом проектной деятельности является снижение выбросов парниковых газов (ПГ) из-за снижения потребления органического топлива на этих ТЭС.

В отсутствие проектной деятельности Братская ГЭС продолжала бы производить электроэнергию с КПД исторического уровня до того момента как производственные мощности были бы замещены или модифицированы.

Сокращение выбросов ПГ составит около 3 448 180 т CO_2 за период 2008÷2012 гг. или 689 636 т CO_2 в год.

Проект утверждён в Российской Федерации приказом Министерства экономического развития (Координационный центр) от 23.07.2010 № 326.

Проект получил письмо одобрения Великобритании и был зарегистрирован в Секретариате Рамочной конвенции ООН об изменении климата (ID ITL - RU1000306).

А.3 Сроки реализации основных этапов проекта

Таблица 1. Сроки реализации основных этапов проекта

	Дата ввода в эксплуатацию
Замена рабочего колеса станционный (ст.) № 13	30.11.2010
Замена рабочего колеса ст. № 14	01.10.2008
Замена рабочего колеса ст. № 15	28.02.2010
Замена рабочего колеса ст. № 16	20.03.2007
Замена рабочего колеса ст. № 17	28.03.2008
Замена рабочего колеса ст. № 18	30.12.2009

A.4 Период мониторинга

С 01.01.2010 г. по 31.12.2010 г.

А.5 Результаты мониторинга за текущий период

Таблица 2. Сокращение выбросов CO_2 за 2010 год

Показатель	2010
Выбросы CO_2 базовой линии, тонн CO_2	765 186
Выбросы CO_2 по проекту, тонн CO_2	0
Сокращение выбросов CO_2, тонн CO_2	765 186

А.6 Информация о лице, ответственном за подготовку и представление отчета по мониторингу

Подготовка данных для отчета: ОАО «Иркутскэнерго»;

Контактное лицо: Жартанов Юрий, экономист отдела анализа и оценки;

Тел. 8 3952 790 329
Факс 8 3952 790 211

Разработчик: ОАО «Иркутскэнерго»;

Контактное лицо: Винокуров Александр, начальник отдела анализа и оценки;

Тел. 8 3952 790 338
Факс 8 3952 790 211

Представил: ОАО «Иркутскэнерго»;

Контактное лицо: Кузьмин Георгий, директор московского представительства ОАО «Иркутскэнерго».

Тел. 8 495 725 09 81
Факс 8 495 725 09 80

РАЗДЕЛ В. Система мониторинга сокращенных выбросов, полученных при реализации проекта

В.1. Принципиальная схема проведения мониторинга

Ключевым подразделением ОАО «Иркутскэнерго», осуществляющим мониторинг сокращений выбросов парниковых газов в результате реализации данного проекта является Отдел анализа и оценки (ОАИО) Исполнительной дирекции (ИД).
Снятие первичных данных, сбор копий отчётов и отправка в ОАИО выполняются работниками БГЭС.

ОАИО выполняет следующие мероприятия:

- сбор данных по результатам деятельности Братской ГЭС;
- расчёты для определения фактических сокращений выбросов на основании полученных данных;
- внутренняя проверка расчётов;
- подготовка отчетов для их утверждения.
- представление отчетов для независимого внешнего аудита (верификации).

<u>Сбор данных</u>

Данные по результатам деятельности Братской ГЭС предоставляются из производственно-технического отдела (ПТО) Братской ГЭС в виде форм, утвержденных приказом № 63 от 19 февраля 2010 года «Об утверждении регламента и схемы процесса мониторинга Киотского эффекта от реализации проекта «Замена рабочих колес Братской ГЭС» (Приложение 1 к вышеуказанному Регламенту). Сбор первичных данных и их консолидация осуществляется инженером ПТО БГЭС. Затем первичные данные проверяются начальником ПТО БГЭС и утверждаются главным инженером БГЭС и, вместе с сопроводительным письмом инженер ПТО БГЭС отправляет их в ОАИО (ИД).
На БГЭС собираются и отправляются в ОАИО следующие данные:

- годовые поагрегатные выработки электроэнергии всех гидроагрегатов БГЭС;
- годовые поагрегатные наработки;
- общую выработку электроэнергии Братской ГЭС;
- количество лет от предыдущих капитальных ремонтов гидроагрегатов (поагрегатно);
- среднегодовой уровень верхнего бьефа;
- среднегодовой уровень нижнего бьефа.

Данные отправляются в ОАИО с визой главного инженера БГЭС.

<u>Формирование данных по результатам деятельности БГЭС:</u>

- Годовые поагрегатные выработки электроэнергии всех гидроагрегатов БГЭС:

  Данные постоянно фиксируются электросчётчиками и автоматически поступают в Автоматическую систему контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ). Суммирование этих поагрегатных показателей дает общую выработку электроэнергии Братской ГЭС за любой промежуток времени. Годовая общая выработка на БГЭС также формируется в АСКУЭ. Данный показатель отражён в форме обязательной статистической отчётности 6-ТП (гидро), приведённой в Приложении 2.

- Годовые поагрегатные наработки (время нахождения в работе в режиме генерации за данный отчётный период):

Данные фиксируются в суточных ведомостях.

- Количество лет от предыдущих капитальных ремонтов гидроагрегатов (поагрегатно):

Данные берутся из ремонтной документации (акт приёмки оборудования из капитального ремонта, квартальные отчеты ф. 13-1 о выполнении ремонтов Братской ГЭС), также данные о вводе и выводе из капитальных ремонтов содержатся в суточных отчетах.

- Среднегодовой уровень верхнего бьефа:

Данные для отчёта получаются по данным, предаваемым по договору с Иркутским центром по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды. Согласно Приложению 1 к Договору № 2010/2 «на предоставление информации о состоянии природной среды», передача информации об уровнях по 2-ум постам (верхний и нижний бьефы) на БГЭС осуществляется ежедневно в 9:00 по телефону. Также уровень измеряется ультразвуковым уровнемером. Показания заносятся в суточные отчёты. Среднемесячные значения получаются среднеарифметически по среднесуточным значениям и заносятся в формы отчётных данных для режимно-диспетчерской службы (РДС) ИД. Среднегодовое значение получается среднеарифметически по среднемесячным значениям.

- Среднегодовой уровень нижнего бьефа:

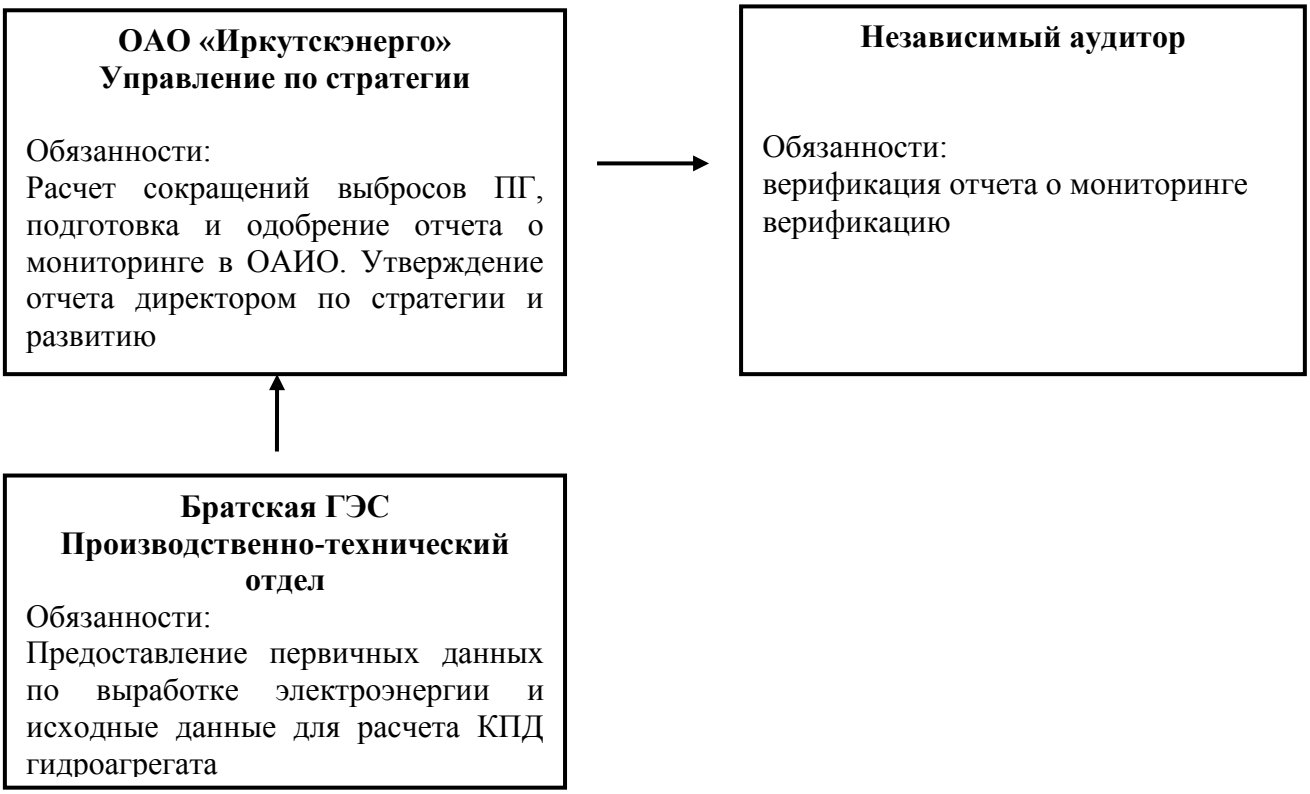
Данные для отчета получаются по данным, предаваемым по договору с Иркутским центром по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды. Согласно Приложению 1 к Договору № 2010/2 «на предоставление информации о состоянии природной среды», передача информации об уровнях по 2-ум постам (верхний и нижний бьефы) на БГЭС осуществляется ежедневно в 9:00 по телефону. Также уровень измеряется ультразвуковым уровнемером БГЭС. Показания заносятся в суточные отчеты. Среднемесячные значения получаются среднеарифметически по среднесуточным значениям и заносятся в формы отчетных данных для РДС. Среднегодовое значение получается среднеарифметически по среднемесячным значениям.

Отчёт о мониторинге сокращенных выбросов парниковых газов

Специалисты ОАИО проводят ежегодные расчеты сокращенных выбросов. С этой целью полученные от БГЭС данные вводятся в расчетную модель по расчёту сокращений. Данная модель разработана в формате MS Excel и является оригинальной разработкой ОАИО. На основе полученных результатов формируются ежегодные отчёты по мониторингу, который утверждается заместителем генерального директора по стратегии и развитию ОАО «Иркутскэнерго». Утверждённый годовой отчёт представляется независимой экспертной компании для верификации достигнутых сокращений выбросов.

Схематически организация мониторинга сокращений выбросов ПГ представлена на следующей схеме.

Схема 1. Схема организации мониторинга сокращений выбросов ПГ на ОАО «Иркутскэнерго»



Обеспечение качества мониторинга

Деятельность ОАО «Иркутскэнерго» в области измерения и мониторинга соответствуют требованиям ФЗ № 102 от 26 июня 2008 года «Об обеспечении единства измерений» и другим национальным нормам и правилам регионального центра стандартизации и метрологии.

На Братской ГЭС имеются соответствующие планы, документы, расписания калибровок приборов. Измерительные приборы имеют свидетельства о поверке, разрешения на использование и периодически подвергаются всем необходимым процедурам соответствия стандартам.

Измерения основных проектных параметров производятся согласно системе метрологии, действующей в стране в настоящее время.

Вся информация, являющаяся частью мониторинга, будет храниться, по меньшей мере, 2 года после окончания кредитного периода (до 2015 г). Все измерения будут проводиться калиброванным оборудованием в соответствии с энергетическими стандартами.

Наиболее важными первичными данными для мониторинга являются поагрегатные выработки электроэнергии гидроагрегатами. Учет этих данных осуществляется в системе АСКУЭ, которая является основной системой коммерческого учета и на основании показаний которой осуществляются расчёты на оптовом рынке электроэнергии. Условием выхода генерирующего субъекта на оптовый рынок является наличие системы телемеханики. На БГЭС данная система оснащена поагрегатными электросчётчиками с характеристиками, сопоставимыми со счётчиками, входящими в АСКУЭ. Система

телемеханики является параллельной системе АСКУЭ, со своими счётчиками, архивами и каналами связи с ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы».

В случае утраты части данных из системы АСКУЭ Братской ГЭС ОАО «Администратор торговой системы» в качестве замещающей информации будет использовать информация от Системного оператора. Данная процедура стандартна для всех субъектов оптового рынка Российской Федерации и прописана в Регламентах работы оптового рынка (http://www.np-sr.ru/norem/marketregulation/joining/marketnorem/?pid=199), и осуществляется, по сути, без участия Братской ГЭС – генерирующему субъекту остаётся только согласовать факт с восстановленными (Администратором торговой системы) данными о выработке.

На случай утраты части данных из системы АСКУЭ БГЭС и отсутствия такой информации у Системного Оператора предусмотрены (Приложение № 11 Регламент коммерческого учёта электроэнергии и мощности к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) методы расчёта замещающей информации (восстановление взамен утраченной) на основе статистических данных за предшествующий утрате период.

В случае выхода из строя одного из генераторных (поагрегатных) электросчётчиков БГЭС факт неисправности счётчика будет определён при очередном опросе электросчётчиков программой «Альфа-центр», входящей в состав АСКУЭ. Дискретность опроса – 0,5 часа. Местной технологической инструкцией на АСКУЭ предусмотрен демонтаж неисправленного электросчётчика и замена на запасной с такими же характеристиками из комплекта ЗИП. Время замены электросчётчика составляет примерно 1 час. Таким образом, в случае выхода из строя генераторного электросчётчика возможна утеря = 1,5 часа / 6 675 часов/год (среднее время работы турбины в году) = 0,022%, что в 4,5 раза меньше чувствительности электросчётчика (0,1%).

Вероятность выхода из строя генераторного электрочётчика крайне низка – за время эксплуатации с ноября 2004 года не было ни одного случая выхода из строя какого-либо из 18 установленных электросчётчиков. Производитель заявляет срок службы электросчётчиков не менее 30 лет. Статистическая наработка до отказа – 150 000 часов, при том, что к 2013 году счётчики теоретически могут иметь наработку 78 840 часов максимум.

Специалисты ОАИО обеспечивают хранение и защиту данных расчётных и отчётных форм. Расчётные таблицы хранятся в электронном и бумажном виде, отчётные формы – в бумажном виде.

Электронная информация хранится на следующих носителях:

- Корпоративная информационно-вычислительная сеть (КИВС) ОАО «Иркутскэнерго» (Корпоративный сервер). Хранение и защиту данных в КИВС осуществляет Управление по информационным технологиям (УИТ) (на основании СТП 001.039.085-2008 Система резервного копирования и восстановления информационных ресурсов КИВС). Хранятся данные, прошедшие процедуру внутренней проверки.
- Компакт-диск. По служебной записке в УИТ расчетные таблицы копируются на компакт-диск, который хранится в пожарозащищенном железном шкафу (сейфе) начальника управления по стратегии.

Хранение и защита информации в бумажном виде осуществляется в сейфе.

Обеспечение правильности ввода данных и получения результатов обеспечивается процедурой внутренней проверки. Внутренняя проверка осуществляется относительно расчётных данных. Проверка правильности ввода данных и проведения расчётов обеспечивается начальником ОАИО. Проводится проверка ввода данных по всем параметрам, для чего выполняются следующие действия:

- Сравниваются данные, введенные в расчетную модель и данные, предоставленные БГЭС в Форме сбора первичных показателей (Приложение 1 к Регламенту проведения мониторинга сокращений выбросов парниковых газов от реализации Киотского проекта «Повышение эффективности использования водных ресурсов на Братской ГЭС»).
- Проводится анализ соответствия полученного сокращения в отчетном периоде с Проектной документацией проекта и анализ причин отклонения значения.
- Готовятся предложения по корректировке и улучшению методики расчета.
- По окончании проверки составляется акт (в произвольной форме), в котором делается соответствующая запись. В случае обнаружения несоответствия в акте фиксируется, в чем оно выражается, и какие корректирующие действия были предприняты. Акт подписывается ведущим экономистом и начальником ОАИО.

Распечатанные отчетные формы вместе с результатами проверки представляются на подпись начальнику управления по стратегии.

Тренинги и обучение персонала

Деятельность персонала для проведения мониторинга выбросов парниковых газов является обычной практикой. Проведение дополнительных тренингов и обучения не требуется. Все данные, необходимые для проведения мониторинга входят в действующую отчетность.

B.2. Методология, использованная при расчете выбросов

Проектная деятельность предусматривает повышение КПД Братской ГЭС за счёт частичной замены существующего оборудования. Братская ГЭС является возобновляемым источником энергии, снабжающим региональную сеть электроэнергией. Базовый сценарий заключается в следующем:
В отсутствие проектной деятельности, Братская ГЭС продолжала бы производство электроэнергии на турбинах со старыми рабочими колесами с КПД исторического уровня до момента замены или модернизации генерирующих мощностей. С этого моменты, базовый сценарий соответствовал бы проектной деятельности и сокращения выбросов ПГ отсутствовали бы.

Сокращения выбросов ПГ определяются, используя такие параметры как выработка электроэнергии и КПД каждой турбины, а также фактор эмиссии Иркутской региональной энергосистемы при работе в конденсационном режиме.
Для целей мониторинга, производятся измерения выработки электроэнергии турбинами Братской ГЭС, наработки турбин и напора воды. Остальные параметры определяются расчетным путем.
А именно:

- КПД гидроагрегатов рассчитывается экспертами ОАО «Иркутскэнерго» на основе наработки турбин Братской ГЭС и напора воды в соответствии с оцифрованными уравнениями, снятых с номограмм, основанных на эмпирических испытаниях, с учётом коэффициента износа.
- Фактор эмиссии региональной энергосистемы при работе в конденсационном режиме определяется на основе показателей удельных расходов топлива в конденсационном режиме.

Ниже представлены параметры, не подвергающиеся мониторингу:

- $DATE_{baselineRetrofit}$ – момент времени, когда в отсутствие проектной деятельности существующее оборудование необходимо было бы заменить; в соответствии с проектной документацией проекта – после 2012 г.;
- EF_{grid} – коэффициент эмиссии ОАО «Иркутскэнерго» при работе в конденсационном режиме. Расчёт основан на производственных и топливных показателях ОАО «Иркутскэнерго» при работе в конденсационном режиме за 2006÷2008 гг., определяется один раз на кредитный период.

B2.1 Мониторинг выбросов CO_2 по проекту

Проектная деятельность на Братской ГЭС не сопровождается дополнительными выбросами CO_2. Выбросы по проекту принимаются равными 0 и не требуют мониторинга.

B2. 2 Мониторинг выбросов CO_2 по Базовой линии

Для мониторинга выбросов CO_2 по Базовой линии определяются следующие параметры:

(1) Дополнительное количество электроэнергии, производимое БГЭС и поставляемое в сеть Иркутскэнерго, (EG_{BHPP} x $\Delta\eta$), МВт*ч;
(2) Коэффициент эмиссии от энергосистемы Иркутскэнерго при работе в конденсационном режиме (EF_{grid}), тCO_2/МВт*ч;
(3) Средневзвешенный КПД БГЭС за последние 5 лет до проектной деятельности ($\eta_{baseline}$), %;
(4) Средневзвешенный КПД БГЭС после осуществления проектной деятельности, в отчётном году (η_y), %;
(5) Дата, когда в отсутствие проектной деятельности существующее оборудование должно быть заменено ($DATE_{baselineRetrofit}$).

(1) Дополнительное количество электроэнергии в году y (EG_{BHPP} x $\Delta\eta$)

(EG_{BHPP} x $\Delta\eta$) Определяется для расчета эмиссий по базовой линии следующим образом. Испытания для определения КПД старых и модернизированных турбин проводились в 2002 и 2007 гг. соответственно на гидроагрегате ст. № 16 (согласно пп. 2.3 РД 153-34.0-09.161-97 «Положение о нормативных энергетических характеристиках гидроагрегатов и гидроэлектростанций» результаты испытаний тиражировались на остальные модернизируемые турбины). Они показали, что максимальный КПД гидротурбины до модернизации составляет 88,1% (Технический отчет по теме: «Энергетические испытания агрегата № 16 Братской ГЭС с изменением расхода воды акустическим методом», ОАО «НИИЭС», Москва, 2002), после модернизации – 95,2% (Отчёт № 2921 об испытании турбины Братской ГЭС, Турбоинститут, Любляна, октябрь 2007). Испытания 2007 года подтвердили обязательство производителя колёс (Ленинградский Металлический Завод), что КПД новых колёс будет составлять 95,2%. КПД гидроагрегата складывается из КПД рабочего колеса и КПД электрогенератора и составляет 92,9% (при мощности 232 МВт).

$$\Delta EG_y = EG_{BHPP} \text{ x } \Delta\eta = EG_{BHPP} \text{ x } (1 - [\eta_{baseline} / \eta_y]).$$

(2) Коэффициент эмиссии от энергосистемы Иркутскэнерго при работе в конденсационном режиме (EF_{grid})

В проекте в качестве замещающих удельных расходов условного топлива на отпуск электроэнергии по конденсационному циклу, приняты общесистемные расходы (с учётом высокоэффективных ТЭС).

В соответствии с РД 34.08.552-95 «Методические указания по составлению отчёта электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования» ОАО «Иркутскэнерго» заполняет форму отчётности 15505, состоящую из 70 показателей.

На основании этих данных, с применением РД 34.08-559-96 «Методические указания по анализу изменения удельных расходов условного топлива на электростанциях и в энергообъединениях» определяются конденсационная выработка и удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии по конденсационному режиму. Для упрощения вычислений на основании данного РД разработан (Фирма ОРГРЭС) программный комплекс «Комплекс программ автоматизированной системы сбора, обработки и анализа топливоиспользования тепловых электрических станций (ТЭС) и производственного объединения энергетики и электрификации (ПОЭЭ)». Результаты вычислений этого комплекса выгружаются в виде *.txt-файлов. Из этого программного комплекса берутся конденсационные данные по Иркутскэнерго, на основании которых был рассчитан коэффициент эмиссии от энергосистемы Иркутскэнерго при работе в конденсационном режиме, он определен на весь кредитный период, прошёл процедуру детерминации и составляет 1,159 т CO_2/(МВт*ч). Подробный расчет представлен в проектной документации.

(3) Средневзвешенное значение КПД БГЭС за последние 5 лет до проектной деятельности ($\eta_{baseline}$), %;

Для расчета определяется:

1. КПД каждой турбины БГЭС (η_{iy}) в год y (2002÷2007 гг., за исключением нерепрезентативного 2003 г.).
2. Нагрузка каждой турбины БГЭС (w_{iy}) в году y (2002÷2007 гг., за исключением нерепрезентативного 2003 г.).
3. Средневзвешенный КПД всей БГЭС путем взвешивания КПД каждой турбины БГЭС по нагрузке в году y ($\sum\eta_i$ x w_i) / W.
4. Средний средневзвешенный КПД БГЭС в 2002÷2007 гг. (за исключением нерепрезентативного 2003 г.).

$$\eta_{baseline} = \sum(\sum\eta_i \text{ x } w_i) / 5.$$

Данный параметр определяется один раз на весь кредитный период, прошел процедуру детерминации и составляет 85,92%. Подробный расчет представлен в файле Excel «Расчет сокращений выбросов по проекту СО на БГЭС».

(4) Средневзвешенный КПД БГЭС после реализации проекта в году y, (η_y), %;

Для расчёта определяются:

1. КПД каждой турбины на БГЭС (η_{iy}) в год y.
2. Нагрузка каждой турбины БГЭС(w_{iy}) в году y.
3. Средневзвешенный КПД всей БГЭС путем взвешивания КПД каждой турбины БГЭС по нагрузке в году y

$$\eta_y = (\sum\eta_i \text{ x } w_i) / EG_{BHPP}.$$

(5) Дата, когда в отсутствие проектной деятельности существующее оборудование должно быть заменено ($DATE_{baselineRetrofit}$)

Для турбин ст. №№ 13÷18 эта дата наступает после 2012 г., когда первая фаза этого проекта совместного осуществления (СО) подойдет к концу. Для второго кредитного периода этот параметр должен быть подтвержден снова.

(6) Выбросы по базовой линии рассчитываются по формуле:

$$BE_y = \Delta EG_y \text{ x } EF_{grid}.$$

В.3. Показатели, включенные в план мониторинга

Оценка фактических выбросов CO_2 по базовой линии выполняется на основании определения необходимых параметров работы БГЭС.
Схема с точками мониторинга представлена ниже.

Схема 1. Точки мониторинга

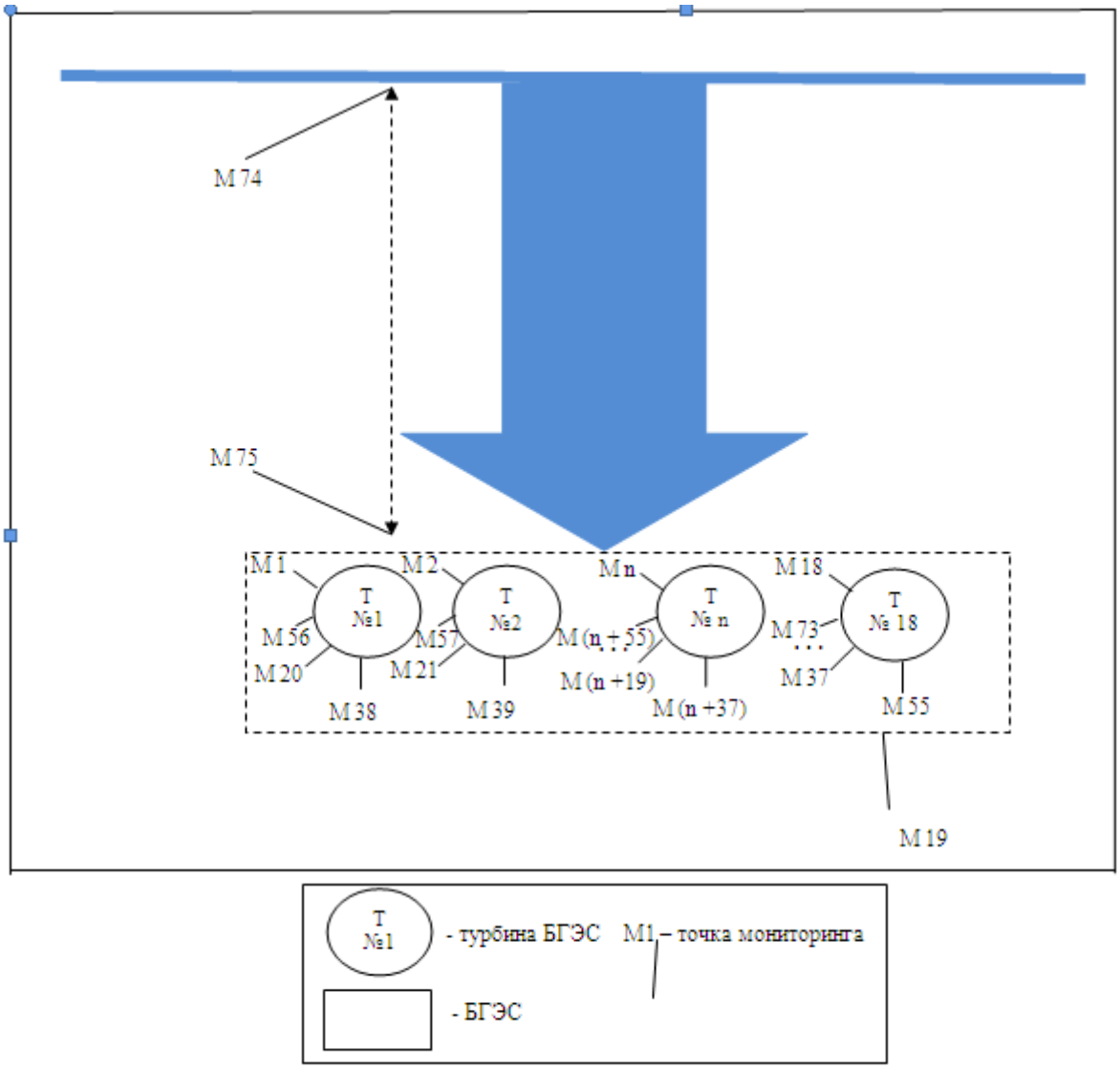


Таблица 3. Точки и параметры мониторинга

№ точки мониторинга	Параметр	Описание	Единица измерения	Частота записи данных	Способ хранения данных	Источник
М1÷М18	EG_i	Выработка электроэнергии i-той турбиной БГЭС	МВт*ч	Непрерывно	Электронный	Инструментальное измерение на БГЭС счетчиком типа A1R-4-AL-C8-T+. Данные автоматически поступают в АСКУЭ
М19	EG_{BHPP}	Выработка электроэнергии на БГЭС	МВт*ч	Непрерывно	Электронный	Суммирование поагрегатных показателей (EG_i – точки мониторинга М1÷М18) даёт общую выработку электроэнергии Братской ГЭС. Годовая общая выработка на БГЭС также формируется в АСКУЭ. Данный показатель отражён в форме обязательной статистической отчётность 6-тп (гидро)
М20÷М37	t_i	Наработка i-той турбины в режиме генерации	ч/год	Ежесуточно	Бумажный	Годовые поагрегатные наработки (время нахождения в работе в режиме генерации за данный отчётный период) фиксируются в суточных отчетах
М38÷М55	T_i	Время от последнего кап. ремонта i-той турбины	лет	Ежеквартально	Бумажный	Данные берутся из ремонтной документации (акт приёмки оборудования из капитального ремонта, квартальные отчеты отчет ф. 13-1 о выполнении ремонтов Братской ГЭС), также данные содержатся в суточных отчетах
М56÷М73	η_i	КПД i-той турбины БГЭС	%	Ежегодно	Электронный	Производится расчет экспертами ОАО «Иркутскэнерго» на основании методики, прошедшей детерминацию.

№ точки мониторинга	Параметр	Описание	Единица измерения	Частота записи данных	Способ хранения данных	Источник
						Детальное описание расчета представлено в «Инструкции по учету стока воды», действующей в ОАО «Иркутскэнерго» и БГЭС. Расчет основан на уравнениях оцифрованных номограмм завода-изготовителя «Ленинградский металлический завод» с учетом фактора износа турбин
М74	H_u	Среднегодовой уровень верхнего бьефа	м	Ежесуточно	Бумажный	Данные передаются Иркутским центром по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды. Также уровень измеряется ультразвуковым уровнемером. Показания заносятся в суточные отчеты. Среднемесячные значения получаются среднеарифметическ и по среднесуточным значениям и заносятся в формы отчетных данных для РДС. Среднегодовое значение получается среднеарифметическ и по среднемесячным значениям
М75	H_l	Среднегодовой уровень нижнего бьефа	м	Ежесуточно	Бумажный	Данные передаются Иркутским центром по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды. Также уровень измеряется ультразвуковым уровнемером. Показания заносятся в суточные отчеты. Среднемесячные

№ точки мониторинга	Параметр	Описание	Единица измерения	Частота записи данных	Способ хранения данных	Источник
						значения получаются среднеарифметическ и по среднесуточным значениям и заносятся в формы отчетных данных для РДС. Среднегодовое значение получается среднеарифметическ и по среднемесячным значениям

B.4. Мониторинг выбросов загрязняющих веществ

Проектная деятельность приводит только к снижению отрицательного влияния на экологию Иркутской области (см. раздел F проектной документации [PDD]).

Мониторинг выбросов загрязняющих веществ проводится расчетным путем, основываясь на том, что происходит экономия угля на ТЭЦ ОАО «Иркутскэнерго» в результате дополнительной выработки электроэнергии на БГЭС. Сокращение экологического влияния выражается в сокращении загрязняющих выбросов в атмосферу, а так же сокращении золоотвалов.

Количественная оценка сокращений загрязняющих веществ проводится в Секции E проектной документации (PDD). Она основана на данных по удельному расходу топлива на отпуск электроэнергии в конденсационном режиме из внутреннего программного комплекса ОАО «Иркутскэнерго» и эмиссиях (форма статистической отчетности № 2 тп-воздух «Сведения об охране атмосферного воздуха»). Анализ сокращения выбросов загрязняющих веществ в зависимости от дополнительной выработки электроэнергии на БГЭС был отображен в Таблице F2 проектной документации. Это таблица была предложена для мониторинга снижения экологического воздействия в результате проектной деятельности. Информация относительно достигнутого сокращения воздействия на окружающую среду включена в результаты мониторинга (Таблица 6).
В соответствии с Постановлением Росстата от 30 декабря 2004 г. № 157 «Об утверждении статистического инструментария для организации Ростехнадзором статистического наблюдения за отходами производства и потребления» и Приказом № 166 от 10 августа 2009 года «Об утверждении статистического инструментария для организации федерального статистического наблюдения за сельским хозяйством и окружающей средой» БГЭС ежеквартально направляет в службу экологической безопасности и рационального использования природных ресурсов (СЭБРИПР) (а затем в территориальные профильные надзорные подразделения) следующие отчёты:
2-тп (воздух) – гаражи, сварочные аппараты и т.п.
2-тп (отходы) – ТБО, строительный мусор, масло и т.п.
и другие отчёты по мелким составляющим, касающимся только вспомогательных производств.
Ни по каким экологическим параметрам основного производства ГЭС отчётность не предусмотрена.

B.5. Планируемые отклонения или исправления зарегистрированного плана мониторинга (Решение 17/КС 7, Раздел Н, параграф 57)

Отклонения и исправления зарегистрированного плана мониторинга, внесенные с целью улучшения качества мониторинга и прозрачности результатов мониторинга сокращений выбросов парниковых газов, касаются объектов плана мониторинга приведенных в Таблице 4.

Таблица 4. Отклонения и изменения от плана мониторинга, указанного в PDD

Объект корректировки	Местонахождение в PDD	Местонахождение в отчете о мониторинге за 2010 г.	Изменения/отклонения
Краткое описание проекта	Раздел А.2	Раздел А.2	Изменено: дополнительное количество электроэнергии с «691 млн. кВт*ч» на «680 млн. кВт*ч в год» Сокращение выбросов ПГ с «4 009 995 т CO2» на «3 448 180 т CO2» Сокращение выбросов ПГ с «801 999 т CO2» на «689 636 т CO2 в год»
Абзац 5		Раздел А.2	Добавлено: «Проект утверждён в Российской Федерации приказом Министерства экономического развития (Координационный центр) от 23.07.2010 № 326.»
Абзац 6		Раздел А.2	Добавлено: «Проект получил письмо одобрения Великобритании и был зарегистрирован в Секретариате Рамочной конвенции ООН об изменении климата (ID ITL - RU1000306).»
Промежуточные значения в таблице с результатами мониторинга	Приложение 3, таблица D1.4-1	Раздел С - таблица 5	Добавлены промежуточные значения: (6) EF_{grid} (7) $\eta_{baseline}$ (8) η_{2010} (9) ΔEG_{2010} (10) $DATE_{baselineRetrofit}$
Выработка электроэнергии i-той турбиной БГЭС и Выработка электроэнергии на БГЭС	Раздел D 1.2.1	Раздел В 1, раздел В 3-таблица 3	Изменен способ хранения данных с «электронный и бумажный» на «электронный»
Наработка i-той турбины в режиме	Раздел D 1.2.1	Раздел В 1, раздел В 3-таблица 3	Изменен способ хранения данных с «электронный и

Объект корректировки	Местонахождение в PDD	Местонахождение в отчете о мониторинге за 2010 г.	Изменения/отклонения
генерации			бумажный» на «бумажный»
Время от последнего капремонта i-той турбины	Раздел D 1.2.1	Раздел B 1, раздел B 3-таблица 3	Изменена частота записи данных с «ежесуточной» на «ежеквартальную». Изменен способ хранения данных с «электронный и бумажный» на «бумажный»
КПД i-той турбины БГЭС	Раздел D 1.2.1	Раздел B 1, раздел B 3-таблица 3	Изменен способ хранения данных с «электронный и бумажный» на «электронный»
Уровни верхнего и нижнего бьефов	Раздел D 1.2.1, раздел D 2, приложение 3-таблица D1.4-1	Раздел B 1, раздел B 3-таблица 3	Добавлено: Данные передаются Иркутским центром по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды. Изменена частота записи данных с «постоянной» на «ежесуточно» Изменен способ хранения данных с «электронный и бумажный» на «бумажный»
Время от последнего капремонта i-той турбины	Раздел D 1.2.1, раздел D 2, приложение 3-таблица D1.4-1	Раздел B 1, раздел B 3-таблица 3	Добавлено: Данные берутся из ремонтной документации (акт приёмки оборудования из капитального ремонта, квартальные отчеты отчет ф. 13-1 о выполнении ремонтов Братской ГЭС) Изменена частота записи данных с «постоянной» на «ежеквартальную» Изменен способ хранения данных с «электронный и бумажный» на «бумажный»
Сокращения выбросов за 2008 г.	Раздел A 4.3.1, раздел E 6	Раздел A 5 – таблица 2, раздел C-таблица 5	Изменено с 341 915 тCO_2 на 341 131*
Сокращения выбросов за 2009 г.	Раздел A 4.3.1, раздел E 6	Раздел A 5 – таблица 2, раздел C-таблица 5	Изменено с 580 689 тCO_2 на 579 098*
Сокращения выбросов за 2010 г.	Раздел A 4.3.1, раздел E 6	Раздел A 5 – таблица 2, раздел C-таблица 5	Изменено с 858 328 тCO_2 на 765 186**
Сокращения выбросов за 2011 г.	Раздел A 4.3.1, раздел E 6		Изменено с 1 027 033 тCO_2 на 536 705****
Оперативная структура мониторинга проекта	Раздел D3, схема D3	Раздел B1, схема 1	Исключён из процесса Менеджер проекта En+ Group***
Мониторинг выбросов CO_2 по Базовой линии		Раздел B 2.2	Добавлено: Ссылка на технический отчет ОАО «НИИЭС» Ссылка на отчет

Объект корректировки	Местонахождение в PDD	Местонахождение в отчете о мониторинге за 2010 г.	Изменения/отклонения
			Турбоинститута, Словения
Прочая информация о базовой линии	Раздел B 4		Удалено: • En+ Magnesium Ltd. (Кипр) Контактная информация: тел. +7 (495) 642-79-37, доб. 4828; факс +7 (495) 642-79-38 En+ Magnesium Ltd. (Cyprus) не является стороной проекта.
Абзац 3	Раздел D 3		Удалено: Мониторинговый отчет передается в офис компании EN+ для окончательного утверждения и для передачи на проверку.
Контактная информация участников проекта	Раздел D 4		Удалено: • En+ Magnesium Ltd. (Кипр) Контактная информация: тел. +7 (495) 642-79-37, доб. 4828; факс +7 (495) 642-79-38 En+ Magnesium Ltd. (Cyprus) не является стороной проекта.
Контактная информация участников проекта	Приложение 1		Изменено: Телефон с «+7 (495) 642 7937» на «+7 (3952) 790-201» Факс с «+7 (495) 642 7938» на «+7 (3952) 790-899» Должность с «Директор проекта» на «Директор по стратегии и развитию» Фамилия с «Сахаров» на «Шумеев» Отчество с «Александрович» на «Сергеевич» Имя с «Николай» на «Дмитрий» Номер телефона (прямой) с «+7 (495) 642 7938 ext.4828» на «+7 (3952) 790-682» Номер факса (прямой) с «+7 (495) 642 7938» на «+7 (3952) 790-211» Личный адрес электронной почты с «NikolayAS@enplus.ru» на «shumeev@irkutskenergo.ru»

* в связи с уточнением уровней бьефов – в проектной документации они брались оценочно, с точностью до метра, сейчас использовались фактические данные с точностью до сантиметра. Также уточнилось время от последнего капремонта турбин – с точностью до дня, в проектной документации использовались с точность до полугода.

** в связи с более длительным нахождением в режиме регулирования частоты в ОЭС Сибири после выхода из строя Саяно-Шушенской ГЭС. В данном режиме не всегда удаётся держать агрегаты на нагрузках, запланированных в проектном сценарии.

*** с 2010 года ОАО «Иркутскэнерго» самостоятельно (напрямую) осуществляет все договорные отношения, связанные с Киотским протоколом.

**** после аварии на Саяно-Шушунской ГЭС ОАО «Системный оператор», осуществляющее диспетчерские функции в объединённой энергосистеме Сибири, задаёт режим работы Братской ГЭС исходя в большей части из соображений повышенной (по сравнению с базовым периодом) надёжности, чем экономичности.

В связи с указанными отклонениями и изменениями в плане мониторинга от проектной документации возникает риск утраты данных в связи с сокращением способов хранения. Но этот риск минимален, т.к. все данные, передаваемые в ОАИО, также хранятся на БГЭС и в случае их утери могут быть восстановлены. Изменения в частоте записи данных и корректировки в части источников данных сделаны с целью отображения фактической системы сбора данных, что делает результаты мониторинга прозрачными.

РАЗДЕЛ С. Расчёт сокращений выбросов парниковых газов

Параметры мониторинга и их значения представлены в таблице 5.
Детальный расчет представлен в Приложении 1.

Таблица 5. Результаты мониторинга за 2010 г.

Точка мониторинга	Параметр	Единица измерения	Источник данных	Значение в 2010 году
Мониторинг проектной деятельности не проводится, выбросы ПГ равны 0				
Базовая линия				
М1	Выработка электроэнергии турбиной ст. № 1	МВт*ч	Прямое измерение	440 812
М2	Выработка электроэнергии турбиной ст. № 2	МВт*ч	Прямое измерение	841 577
М3	Выработка электроэнергии турбиной ст. № 3	МВт*ч	Прямое измерение	1 506 165
М4	Выработка электроэнергии турбиной ст. № 4	МВт*ч	Прямое измерение	1 373 520
М5	Выработка электроэнергии турбиной ст. № 5	МВт*ч	Прямое измерение	1 248 343
М6	Выработка электроэнергии турбиной ст. № 6	МВт*ч	Прямое измерение	993 403
М7	Выработка электроэнергии турбиной ст. № 7	МВт*ч	Прямое измерение	1 394 129
М8	Выработка электроэнергии турбиной ст. № 8	МВт*ч	Прямое измерение	1 618 559
М9	Выработка электроэнергии турбиной ст. № 9	МВт*ч	Прямое измерение	799 089
М10	Выработка электроэнергии турбиной ст. № 10	МВт*ч	Прямое измерение	1 631 861
М11	Выработка электроэнергии турбиной ст. № 11	МВт*ч	Прямое измерение	1 216 941
М12	Выработка электроэнергии турбиной ст. № 12	МВт*ч	Прямое измерение	1 515 426
М13	Выработка электроэнергии турбиной ст. № 13	МВт*ч	Прямое измерение	158 585
М14	Выработка электроэнергии турбиной ст. № 14	МВт*ч	Прямое измерение	1 674 211
М15	Выработка электроэнергии турбиной ст. № 15	МВт*ч	Прямое измерение	1 515 698
М16	Выработка электроэнергии турбиной ст. № 16	МВт*ч	Прямое измерение	1 757 981
М17	Выработка электроэнергии турбиной ст. № 17	МВт*ч	Прямое измерение	1 699 093
М18	Выработка электроэнергии турбиной ст. № 18	МВт*ч	Прямое измерение	1 803 145
М19	Выработка электроэнергии	МВт*ч	Рассчитывается суммированием значений точек М1÷М18	23 188 540
М20	Наработка турбины ст. № 1 в режиме генерации	ч/год	Данные берутся из суточных отчётов	2023

Точка мониторинга	Параметр	Единица измерения	Источник данных	Значение в 2010 году
М21	Наработка турбины ст. № 2 в режиме генерации	ч/год	Данные берутся из суточных отчётов	4501
М22	Наработка турбины ст. № 3 в режиме генерации	ч/год	Данные берутся из суточных отчётов	8241
М23	Наработка турбины ст. № 4 в режиме генерации	ч/год	Данные берутся из суточных отчётов	7282
М24	Наработка турбины ст. № 5 в режиме генерации	ч/год	Данные берутся из суточных отчётов	6862
М25	Наработка турбины ст. № 6 в режиме генерации	ч/год	Данные берутся из суточных отчётов	4991
М26	Наработка турбины ст. № 7 в режиме генерации	ч/год	Данные берутся из суточных отчётов	7270
М27	Наработка турбины ст. № 8 в режиме генерации	ч/год	Данные берутся из суточных отчётов	7270
М28	Наработка турбины ст. № 9 в режиме генерации	ч/год	Данные берутся из суточных отчётов	3870
М29	Наработка турбины ст. № 10 в режиме генерации	ч/год	Данные берутся из суточных отчётов	7772
М30	Наработка турбины ст. № 11 в режиме генерации	ч/год	Данные берутся из суточных отчётов	5969
М31	Наработка турбины ст. № 12 в режиме генерации	ч/год	Данные берутся из суточных отчётов	7720
М32	Наработка турбины ст. № 13 в режиме генерации	ч/год	Данные берутся из суточных отчётов	763
М33	Наработка турбины ст. № 14 в режиме генерации	ч/год	Данные берутся из суточных отчётов	7766
М34	Наработка турбины ст. № 15 в режиме генерации	ч/год	Данные берутся из	7110

Точка мониторинга	Параметр	Единица измерения	Источник данных	Значение в 2010 году
			суточных отчётов	
М35	Наработка турбины ст. № 16 в режиме генерации	ч/год	Данные берутся из суточных отчётов	8172
М36	Наработка турбины ст. № 17 в режиме генерации	ч/год	Данные берутся из суточных отчётов	7893
М37	Наработка турбины ст. № 18 в режиме генерации	ч/год	Данные берутся из суточных отчётов	8351
М38	Время от последнего кап. ремонта турбины ст. № 1	лет	Данные берутся из ремонтной документации	7,8
М39	Время от последнего кап. ремонта турбины ст. № 2	лет	Данные берутся из ремонтной документации	5,9
М40	Время от последнего кап. ремонта турбины ст. № 3	лет	Данные берутся из ремонтной документации	5,2
М41	Время от последнего кап. ремонта турбины ст. № 4	лет	Данные берутся из ремонтной документации	5,6
М42	Время от последнего кап. ремонта турбины ст. № 5	лет	Данные берутся из ремонтной документации	4,8
М43	Время от последнего кап. ремонта турбины ст. № 6	лет	Данные берутся из ремонтной документации	7,0
М44	Время от последнего кап. ремонта турбины ст. № 7	лет	Данные берутся из ремонтной документации	6,5
М45	Время от последнего кап. ремонта турбины ст. № 8	лет	Данные берутся из ремонтной документации	2,7
М46	Время от последнего кап. ремонта турбины ст. № 9	лет	Данные берутся из ремонтной документации	0,2
М47	Время от последнего кап. ремонта турбины ст. № 10	лет	Данные берутся из ремонтной документации	1,3

Точка мониторинга	Параметр	Единица измерения	Источник данных	Значение в 2010 году
М48	Время от последнего кап. ремонта турбины ст. № 11	лет	Данные берутся из ремонтной документации	6,3
М49	Время от последнего кап. ремонта турбины ст. № 12	лет	Данные берутся из ремонтной документации	3,9
М50	Время от последнего кап. ремонта турбины ст. № 13	лет	Данные берутся из ремонтной документации	0,0
М51	Время от последнего кап. ремонта турбины ст. № 14	лет	Данные берутся из ремонтной документации	1,8
М52	Время от последнего кап. ремонта турбины ст. № 15	лет	Данные берутся из ремонтной документации	0,4
М53	Время от последнего кап. ремонта турбины ст. № 16	лет	Данные берутся из ремонтной документации	3,3
М54	Время от последнего кап. ремонта турбины ст. № 17	лет	Данные берутся из ремонтной документации	2,3
М55	Время от последнего кап. ремонта турбины ст. № 18	лет	Данные берутся из ремонтной документации	2,0
М56	КПД турбины ст. № 1	%	Расчетное значение, подробное описание в «Инструкции по учету стока воды», утвержденной в ОАО «Иркутскэнерго» и БГЭС. Расчет см. в Приложении 1	86,49%
М57	КПД турбины ст. № 2	%	Расчетное значение, подробное описание в «Инструкции по учету стока воды», утвержденной в ОАО	85,71%

Точка мониторинга	Параметр	Единица измерения	Источник данных	Значение в 2010 году
			«Иркутскэнерго» и БГЭС. Расчет см. в Приложении 1	
М58	КПД турбины ст. № 3	%	Расчетное значение, подробное описание в «Инструкции по учету стока воды», утвержденной в ОАО «Иркутскэнерго» и БГЭС. Расчет см. в Приложении 1	85,75%
М59	КПД турбины ст. № 4	%	Расчетное значение, подробное описание в «Инструкции по учету стока воды», утвержденной в ОАО «Иркутскэнерго» и БГЭС. Расчет см. в Приложении 1	85,86%
М60	КПД турбины ст. № 5	%	Расчетное значение, подробное описание в «Инструкции по учету стока воды», утвержденной в ОАО «Иркутскэнерго» и БГЭС. Расчет см. в Приложении 1	85,85%
М61	КПД турбины ст. № 6	%	Расчетное значение, подробное описание в «Инструкции по учету стока воды», утвержденной в ОАО «Иркутскэнерго» и БГЭС. Расчет см. в	85,87%

Точка мониторинга	Параметр	Единица измерения	Источник данных	Значение в 2010 году
			Приложении 1	
М62	КПД турбины ст. № 7	%	Расчетное значение, подробное описание в «Инструкции по учету стока воды», утвержденной в ОАО «Иркутскэнерго» и БГЭС. Расчет см. в Приложении 1	85,71%
М63	КПД турбины ст. № 8	%	Расчетное значение, подробное описание в «Инструкции по учету стока воды», утвержденной в ОАО «Иркутскэнерго» и БГЭС. Расчет см. в Приложении 1	88,06%
М64	КПД турбины ст. № 9	%	Расчетное значение, подробное описание в «Инструкции по учету стока воды», утвержденной в ОАО «Иркутскэнерго» и БГЭС. Расчет см. в Приложении 1	88,02%
М65	КПД турбины ст. № 10	%	Расчетное значение, подробное описание в «Инструкции по учету стока воды», утвержденной в ОАО «Иркутскэнерго» и БГЭС. Расчет см. в Приложении 1	87,89%
М66	КПД турбины ст. № 11	%	Расчетное	86,27%

Точка мониторинга	Параметр	Единица измерения	Источник данных	Значение в 2010 году
			значение, подробное описание в «Инструкции по учету стока воды», утвержденной в ОАО «Иркутскэнерго» и БГЭС. Расчет см. в Приложении 1	
М67	КПД турбины ст. № 12	%	Расчетное значение, подробное описание в «Инструкции по учету стока воды», утвержденной в ОАО «Иркутскэнерго» и БГЭС. Расчет см. в Приложении 1	86,57%
М68	КПД турбины ст. № 13	%	Расчетное значение, подробное описание в «Инструкции по учету стока воды», утвержденной в ОАО «Иркутскэнерго» и БГЭС. Расчет см. в Приложении 1	91,20%
М69	КПД турбины ст. № 14	%	Расчетное значение, подробное описание в «Инструкции по учету стока воды», утвержденной в ОАО «Иркутскэнерго» и БГЭС. Расчет см. в Приложении 1	91,71%
М70	КПД турбины ст. № 15	%	Расчетное значение, подробное описание в	91,59%

Точка мониторинга	Параметр	Единица измерения	Источник данных	Значение в 2010 году
			«Инструкции по учету стока воды», утвержденной в ОАО «Иркутскэнерго» и БГЭС. Расчет см. в Приложении 1	
М71	КПД турбины ст. № 16	%	Расчетное значение, подробное описание в «Инструкции по учету стока воды», утвержденной в ОАО «Иркутскэнерго» и БГЭС. Расчет см. в Приложении 1	91,61%
М72	КПД турбины ст. № 17	%	Расчетное значение, подробное описание в «Инструкции по учету стока воды», утвержденной в ОАО «Иркутскэнерго» и БГЭС. Расчет см. в Приложении 1	91,67%
М73	КПД турбины ст. № 18	%	Расчетное значение, подробное описание в «Инструкции по учету стока воды», утвержденной в ОАО «Иркутскэнерго» и БГЭС. Расчет см. в Приложении 1	91,73%
М74	Среднегодовой уровень верхнего бьефа.	м	Прямое измерение	398,61
М75	Среднегодовой уровень нижнего бьефа.	м	Прямое измерение	295,48

Точка мониторинга	Параметр	Единица измерения	Источник данных	Значение в 2010 году
EF_{grid}	Коэффициент эмиссии от энергосистемы Иркутскэнерго при работе в конденсационном режиме	$тCO_2$/(МВт*ч)	Рассчитан в Проектной документации, утвержден на весь кредитный период	1,159
$\eta_{baseline}$	Средневзвешенное значение КПД БГЭС за последние 5 лет до проектной деятельности (2002÷2007)	%	$\eta_{baseline} = \sum(\sum M_{56\div73} \times w_i) / W$ Расчет см. в Приложении 1	85,92
η_{2010}	Средневзвешенный КПД БГЭС в 2010 году	%	$\eta_{2010} = (\sum \eta_i \times w_i) / W$ Расчет см. в Приложении 1	88,44
ΔEG_{2010}	Дополнительное количество электроэнергии в 2010 году	тыс. кВт*ч	$\Delta EG_{2010} = \sum M_{1\div18} \times (1 - [\eta_{baseline} / \eta_{2010}])$ Расчет см. в Приложении 1	660 381
$DATE_{baselineRetrofit}$	Дата, когда в отсутствие проектной деятельности существующее оборудование должно быть заменено	год	Определено в Проектной документации	2013
BE_{2010}	Выбросы по базовой линии	$тCO_2$	$BE_y = \Delta EG_{2010} \times EF_{grid}$	765 186
ER	Сокращения выбросов	$тCO_2$	ER =BE	765 186

Таблица 6. Результаты мониторинга сокращений выбросов традиционных загрязнений в 2010 г.

Параметр	Единица измерения	Значение в 2010 г.
Сокращение выбросов золы, оксидов серы и оксидов азота, $ERP_{total} = 0{,}01 \cdot 10^{-3} * (EG_y \times \Delta\eta)$, где: $(EG_y \times \Delta\eta)$ взято из таблицы 5	тонн	6,604
Сокращение золошлаковых отходов, $ERP_{ash\&slag} = 0{,}06 \cdot 10^{-3} *(EG_y \times \Delta\eta)$, где: $(EG_y \times \Delta\eta)$ взято из таблицы 5	тонн	39,623

Приложение 1. Расчет сокращений выбросов парниковых газов по проекту БГЭС за 2010 г.

2012.04.12_Annex 1. Emission reduction

Приложение 2. Форма 6-ТП (гидро)_Сведения о работе гидроэлектростанции за 2010 г.

Adobe Acrobat Document

Приложение 3. Схема мониторинга сокращений выбросов парниковых газов от реализации проекта: «Повышение эффективности использования водных ресурсов на Братской ГЭС»

Adobe Acrobat Document