ОАО «Иркутскэнерго»

ПРОВЕРЕНО:

Начальник управления по стратегии

Д.С. Шумеев

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель генерального директора

по стратегии и развитию

Б.М. Розенраух

Отчет

по мониторингу сокращенных выбросов парниковых газов

Период мониторинга: 01.01.2009 – 31.12.2009

проект совместного осуществления:

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

г. Иркутск, август 2010

версия 02

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.
Приложение 2. Форма 6-ТП (гидро)_Сведения о работе гидроэлектростанции за 2009 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 около 659 млн. кВт*ч 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 4 000 429 т CO_2 за период 2008÷2012 гг. или 800 086 т CO_2 в год.

А.3 Сроки реализации основных этапов проекта

Таблица 1. Сроки реализации основных этапов проекта

	Дата ввода в эксплуатацию
Замена рабочего колеса станционный (ст.) № 13	12.2010
Замена рабочего колеса ст. № 14	01.10.2008
Замена рабочего колеса ст. № 15	26.02.2010
Замена рабочего колеса ст. № 16	20.03.2007
Замена рабочего колеса ст. № 17	28.03.2008
Замена рабочего колеса ст. № 18	30.12.2009

А.5 Период мониторинга

С 01.01.2009 г. по 31.12.2009 г.

A.5 Результаты мониторинга за текущий период

Таблица 2. Сокращение выбросов CO_2 за 2009 год

Показатель	2009
Выбросы CO_2 базовой линии, тонн CO_2	579 098
Выбросы CO_2 по проекту, тонн CO_2	0
Сокращение выбросов CO_2, тонн CO_2	579 098

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

Подготовка данных для отчета: ОАО «Иркутскэнерго»;

Контактное лицо: Винокуров Александр, ведущий экономист отдела анализа и оценки;

Тел. 8 3952 790 329
Факс 8 3952 790 211

Разработчик: ОАО «Иркутскэнерго»;

Контактное лицо: Кучев Сергей, начальник отдела анализа и оценки;

Тел. 8 3952 790 338
Факс 8 3952 790 211

Представил: Группа Эн+

Контактное лицо: Сахаров Николай, менеджер проекта

Тел. 8 495 642 79 37 доб. 4828
Факс 8 495 642 79 38

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:

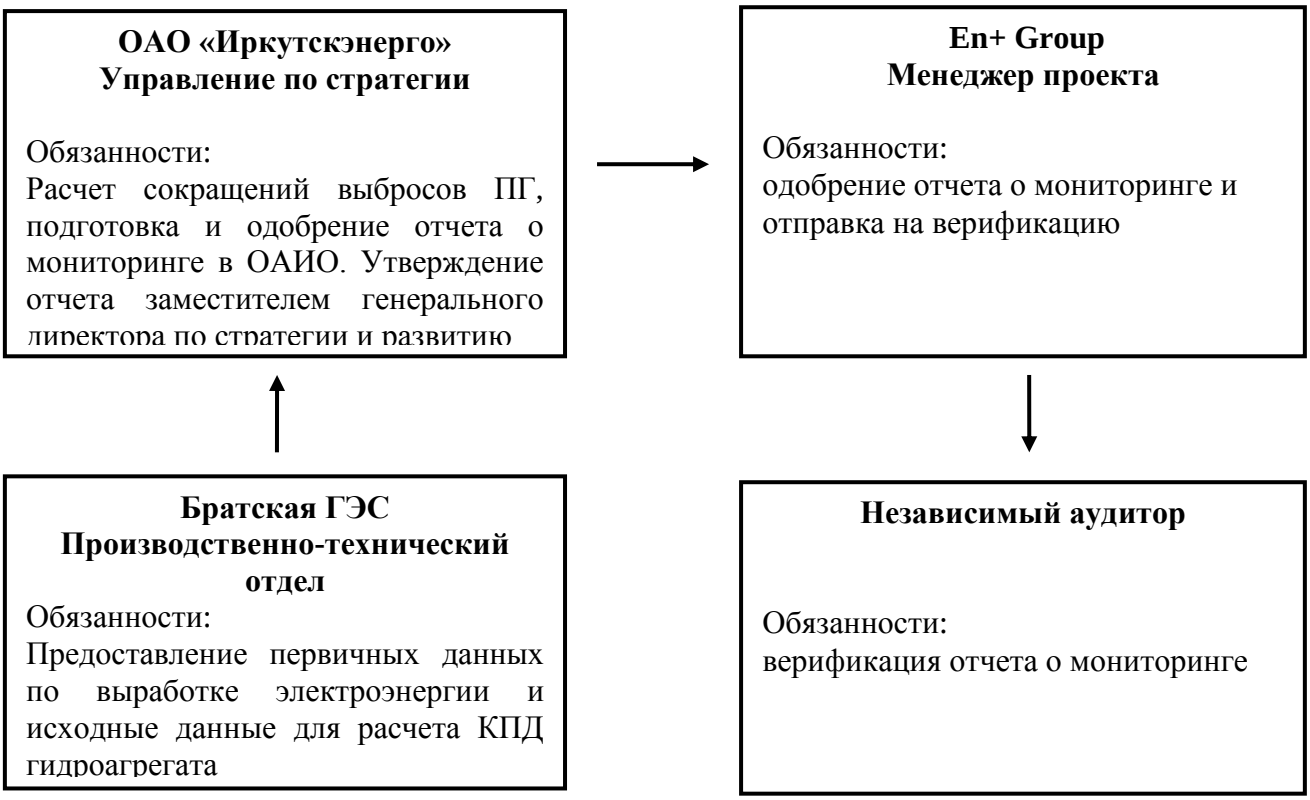
Данные для отчета получаются по данным, предаваемым по договору с Иркутским центром по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды. Согласно Приложению 1 к Договору № 2010/2 «на предоставление информации о состоянии природной среды», передача информации об уровнях по 2-ум постам (верхний и нижний 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 № 4871-1 от 27 апреля 1993 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 2014 года). 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 (www.np-sr.ru/norem/marketregulation/joining/marketnorem/?pid=199), и осуществляется, по сути, без участия Братской ГЭС – генерирующему субъекту остаётся только согласовать акт 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 электросчётчика 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, 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%, после модернизации – 95,2%. 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.

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

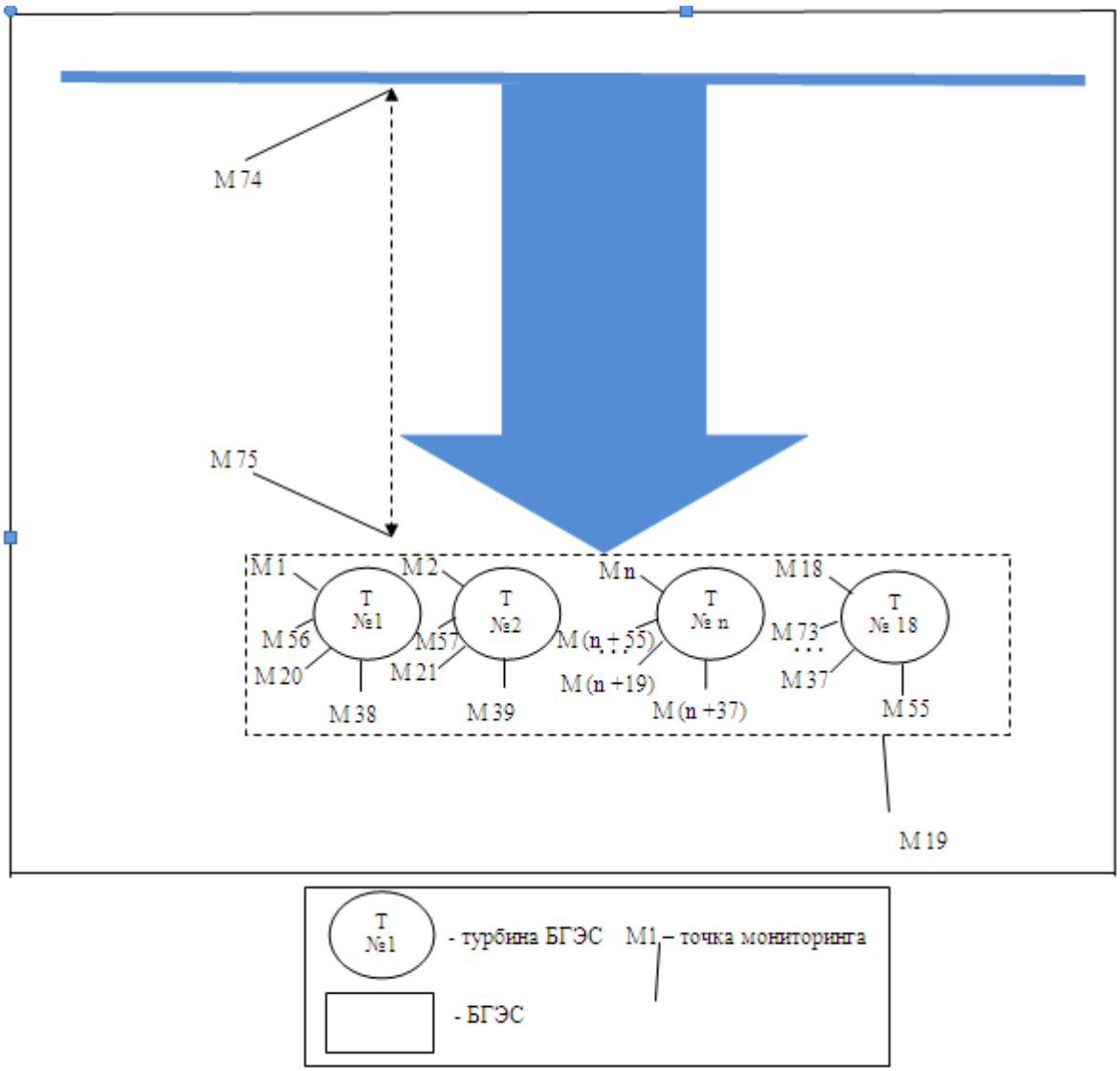


Таблица 3. Точки и параметры мониторинга

№ 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 2009 г.	Изменения/отклонения
Сокращения выбросов за 2009 г.	Раздел А 4.3.1, раздел Е 6	Раздел А 5 – таблица 2 , раздел С – таблица 5	Изменено с 580 689 тCO_2 на 579 098*
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 генерации	Раздел D 1.2.1	Раздел В 1, раздел В 3 – таблица 3	Изменен способ хранения данных с «электронный и бумажный» на «бумажный»
Время от последнего капремонта i-той турбины	Раздел D 1.2.1	Раздел В 1, раздел В 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 В 1, раздел В 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 В 1, раздел В 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 В 1, раздел В 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)

Объект корректировки	Местонахождение в PDD	Местонахождение в отчете о мониторинге за 2009 г.	Изменения/отклонения
			Изменена частота записи данных с «постоянной» на «ежеквартальную» Изменен способ хранения данных с «электронный и бумажный» на «бумажный»
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_{2008} (9) ΔEG_{2009} (10) $DATE_{baselineRetrofit}$
Дополнительная выработка электроэнергии	Приложение 8, лист «Расчет эмиссий»	Приложение 1, лист «Расчет эмиссий»	Показатель «Дополнительная выработка электроэнергии» заменён на «Дополнительный отпуск электроэнергии» (на этапе расчёта, предшествующем определению ЕСВ)

* 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 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 2009 г.

Точка мониторинга	Параметр	Единица измерения	Источник данных	Значение в 2009 году
Мониторинг проектной деятельности не проводится, выбросы ПГ равны 0				
Базовая линия				
М1	Выработка электроэнергии турбиной ст. № 1	МВт*ч	Прямое измерение	393 992
М2	Выработка электроэнергии турбиной ст. № 2	МВт*ч	Прямое измерение	741 298
М3	Выработка электроэнергии турбиной ст. № 3	МВт*ч	Прямое измерение	1 434 793
М4	Выработка электроэнергии турбиной ст. № 4	МВт*ч	Прямое измерение	1 385 425
М5	Выработка электроэнергии турбиной ст. № 5	МВт*ч	Прямое измерение	1 147 460
М6	Выработка электроэнергии турбиной ст. № 6	МВт*ч	Прямое измерение	856 415
М7	Выработка электроэнергии турбиной ст. № 7	МВт*ч	Прямое измерение	1 118 050
М8	Выработка электроэнергии турбиной ст. № 8	МВт*ч	Прямое измерение	1 132 855
М9	Выработка электроэнергии турбиной ст. № 9	МВт*ч	Прямое измерение	1 403 452
М10	Выработка электроэнергии турбиной ст. № 10	МВт*ч	Прямое измерение	1 330 760
М11	Выработка электроэнергии турбиной ст. № 11	МВт*ч	Прямое измерение	1 117 817
М12	Выработка электроэнергии турбиной ст. № 12	МВт*ч	Прямое измерение	1 423 682
М13	Выработка электроэнергии турбиной ст. № 13	МВт*ч	Прямое измерение	1 282 110
М14	Выработка электроэнергии турбиной ст. № 14	МВт*ч	Прямое измерение	2 030 452
М15	Выработка электроэнергии турбиной ст. № 15	МВт*ч	Прямое измерение	273 811
М16	Выработка электроэнергии турбиной ст. № 16	МВт*ч	Прямое измерение	2 029 519
М17	Выработка электроэнергии турбиной ст. № 17	МВт*ч	Прямое измерение	1 959 076
М18	Выработка электроэнергии турбиной ст. № 18	МВт*ч	Прямое измерение	29 751
М19	Выработка электроэнергии	МВт*ч	Рассчитывается суммированием значений точек М1÷М18	21 090 718
М20	Наработка турбины ст. № 1 в режиме генерации	ч/год	Данные берутся из суточных	2015

Точка мониторинга	Параметр	Единица измерения	Источник данных	Значение в 2009 году
			отчётов	
М21	Наработка турбины ст. № 2 в режиме генерации	ч/год	Данные берутся из суточных отчётов	4037
М22	Наработка турбины ст. № 3 в режиме генерации	ч/год	Данные берутся из суточных отчётов	7845
М23	Наработка турбины ст. № 4 в режиме генерации	ч/год	Данные берутся из суточных отчётов	7839
М24	Наработка турбины ст. № 5 в режиме генерации	ч/год	Данные берутся из суточных отчётов	6991
М25	Наработка турбины ст. № 6 в режиме генерации	ч/год	Данные берутся из суточных отчётов	4867
М26	Наработка турбины ст. № 7 в режиме генерации	ч/год	Данные берутся из суточных отчётов	5872
М27	Наработка турбины ст. № 8 в режиме генерации	ч/год	Данные берутся из суточных отчётов	5658
М28	Наработка турбины ст. № 9 в режиме генерации	ч/год	Данные берутся из суточных отчётов	7257
М29	Наработка турбины ст. № 10 в режиме генерации	ч/год	Данные берутся из суточных отчётов	6694
М30	Наработка турбины ст. № 11 в режиме генерации	ч/год	Данные берутся из суточных отчётов	6039
М31	Наработка турбины ст. № 12 в режиме генерации	ч/год	Данные берутся из суточных отчётов	7843
М32	Наработка турбины ст. № 13 в режиме генерации	ч/год	Данные берутся из суточных отчётов	7036
М33	Наработка турбины ст. № 14 в режиме генерации	ч/год	Данные берутся из суточных отчётов	8550
М34	Наработка турбины ст. № 15 в	ч/год	Данные	1356

Точка мониторинга	Параметр	Единица измерения	Источник данных	Значение в 2009 году
	режиме генерации		берутся из суточных отчётов	
М35	Наработка турбины ст. № 16 в режиме генерации	ч/год	Данные берутся из суточных отчётов	8490
М36	Наработка турбины ст. № 17 в режиме генерации	ч/год	Данные берутся из суточных отчётов	8218
М37	Наработка турбины ст. № 18 в режиме генерации	ч/год	Данные берутся из суточных отчётов	132
М38	Время от последнего кап. ремонта турбины ст. № 1	лет	Данные берутся из ремонтной документации	7,0
М39	Время от последнего кап. ремонта турбины ст. № 2	лет	Данные берутся из ремонтной документации	5,0
М40	Время от последнего кап. ремонта турбины ст. № 3	лет	Данные берутся из ремонтной документации	4,2
М41	Время от последнего кап. ремонта турбины ст. № 4	лет	Данные берутся из ремонтной документации	4,6
М42	Время от последнего кап. ремонта турбины ст. № 5	лет	Данные берутся из ремонтной документации	3,8
М43	Время от последнего кап. ремонта турбины ст. № 6	лет	Данные берутся из ремонтной документации	6,0
М44	Время от последнего кап. ремонта турбины ст. № 7	лет	Данные берутся из ремонтной документации	5,5
М45	Время от последнего кап. ремонта турбины ст. № 8	лет	Данные берутся из ремонтной документации	1,7
М46	Время от последнего кап. ремонта турбины ст. № 9	лет	Данные берутся из ремонтной документации	6,4
М47	Время от последнего кап. ремонта турбины ст. № 10	лет	Данные берутся из ремонтной	0,3

Точка мониторинга	Параметр	Единица измерения	Источник данных	Значение в 2009 году
			документации	
М48	Время от последнего кап. ремонта турбины ст. № 11	лет	Данные берутся из ремонтной документации	5,3
М49	Время от последнего кап. ремонта турбины ст. № 12	лет	Данные берутся из ремонтной документации	2,9
М50	Время от последнего кап. ремонта турбины ст. № 13	лет	Данные берутся из ремонтной документации	2,5
М51	Время от последнего кап. ремонта турбины ст. № 14	лет	Данные берутся из ремонтной документации	0,8
М52	Время от последнего кап. ремонта турбины ст. № 15	лет	Данные берутся из ремонтной документации	3,0
М53	Время от последнего кап. ремонта турбины ст. № 16	лет	Данные берутся из ремонтной документации	2,3
М54	Время от последнего кап. ремонта турбины ст. № 17	лет	Данные берутся из ремонтной документации	1,3
М55	Время от последнего кап. ремонта турбины ст. № 18	лет	Данные берутся из ремонтной документации	1,0
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	85,80%
М57	КПД турбины ст. № 2	%	Расчетное значение, подробное описание в «Инструкции по учету стока воды», утвержденной	85,91%

Точка мониторинга	Параметр	Единица измерения	Источник данных	Значение в 2009 году
			в ОАО «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	86,08%
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	85,79%
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	85,45%
М61	КПД турбины ст. № 6	%	Расчетное значение, подробное описание в «Инструкции по учету стока воды», утвержденной в ОАО «Иркутскэнерго» и БГЭС.	85,39%

Точка мониторинга	Параметр	Единица измерения	Источник данных	Значение в 2009 году
			Расчет см. в 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	85,99%
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	87,43%
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	85,87%
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	87,75%

Точка мониторинга	Параметр	Единица измерения	Источник данных	Значение в 2009 году
М66	КПД турбины ст. № 11	%	Расчетное значение, подробное описание в «Инструкции по учету стока воды», утвержденной в ОАО «Иркутскэнерго» и БГЭС. Расчет см. в Приложении 1	85,89%
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	86,38%
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	83,96%
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	93,08%
М70	КПД турбины ст. № 15	%	Расчетное значение, подробное	84,59%

Точка мониторинга	Параметр	Единица измерения	Источник данных	Значение в 2009 году
			описание в «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	93,01%
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	93,06%
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	92,63%
М74	Среднегодовой уровень верхнего бьефа	м	Прямое измерение	398,63
М75	Среднегодовой уровень нижнего бьефа	м	Прямое измерение	296,79

Точка мониторинга	Параметр	Единица измерения	Источник данных	Значение в 2009 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)	%	$\eta_{baseline} = \sum(\sum M_{56\div73} \text{ x } w_i) / W$ Расчет см. в Приложении 1	85,92
η_{2009}	Средневзвешенный КПД БГЭС в 2009 году	%	$\eta_{2009} = (\sum \eta_i \text{ x } w_i) / W$ Расчет см. в Приложении 1	88,01
ΔEG_{2009}	Дополнительное количество электроэнергии в 2009 году	тыс. кВт*ч	$\Delta EG_{2009} = \sum M_{1\div18} \text{ x } (1 - [\eta_{baseline} / \eta_{2009}])$ Расчет см. в Приложении 1	499 781
$DATE_{baselineRetrofit}$	Дата, когда в отсутствие проектной деятельности существующее оборудование должно быть заменено	год	Определено в Проектной документации	2013
BE_{2009}	Выбросы по базовой линии	$тCO_2$	$BE_y = \Delta EG_{2009} \text{ x } EF_{grid}$	579 098
ER	Сокращения выбросов	$тCO_2$	ER =BE	579 098

Таблица 6. Результаты мониторинга сокращений выбросов традиционных загрязнений в 2009 г.

Параметр	Единица измерения	Значение в 2009 г.
Сокращение выбросов золы, оксидов серы и оксидов азота, $ERP_{total} = 0{,}01 \cdot 10^{-3} * (EG_y \text{ x } \Delta\eta)$, где: $(EG_y \text{ x } \Delta\eta)$ взято из таблицы 5	тонн	4,998
Сокращение золошлаковых отходов, $ERP_{ash\&slag} = 0{,}06 \cdot 10^{-3} *(EG_y \text{ x } \Delta\eta)$, где: $(EG_y \text{ x } \Delta\eta)$ взято из таблицы 5	тонн	29,987

Приложение 1. Расчет сокращений выбросов парниковых газов по проекту БГЭС.

Microsoft Excel Document

Приложение 2. Форма 6-ТП (гидро)_Сведения о работе гидроэлектростанции за 2009 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