



Некоммерческое партнерство
**«НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ СОВЕТ
Единой энергетической системы»**



Основана в 1724 году

*Российская академия наук
Научный совет по проблемам
надёжности и безопасности
больших систем энергетики*

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель председателя Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС», руководитель Секции энергетики Отделения энергетики, машиностроения, механики и процессов управления РАН, академик РАН

О. Н. Фаворский

«20» ноября 2015 г.

ПРОТОКОЛ

совместного заседания Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС» и
Научного совета РАН по проблемам надёжности
и безопасности больших систем энергетики на тему:
«Замена гидроагрегатов Чиркейской ГЭС»

11 ноября 2015 года

№ 10/15

г. Москва

Присутствовало: 51 чел.

Со вступительным словом выступил заместитель председателя Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС», руководитель Секции энергетики Отделения энергетики, машиностроения, механики и процессов управления РАН, академик РАН **О. Н. Фаворский**. Он отметил, что сегодня рассматривается важная проблема — замена гидротурбин гидрогенераторов Чиркейской ГЭС.

С докладом на тему «Программа комплексной модернизации ПАО «РусГидро». Замена гидроагрегатов Чиркейской ГЭС Дагестанского филиала» выступил Р. М. Хазиахметов — заместитель главного инженера, директор Департамента развития и стандартизации производственных процессов ПАО «РусГидро». Ниже изложены основные положения доклада.

Общая информация по генерирующим объектам группы РусГидро

Федеральная гидрогенерирующая компания РусГидро — одна из крупнейших российских генерирующих компаний по установленной мощности станций и третья в мире гидрогенерирующая компания. В число основных задач компании входит повышение безопасности, надёжности и энергетической эффективности эксплуатируемых энергетических объектов.

По состоянию на 01.01.2015 г. установленная мощность электростанций группы РусГидро составляет 38,4 ГВт. Группа РусГидро включает 116 генерирующих объектов.

Анализ текущей ситуации. Износ основного оборудования ПАО «РусГидро»

На рис. 1 представлены данные об износе основного оборудования ПАО «РусГидро».

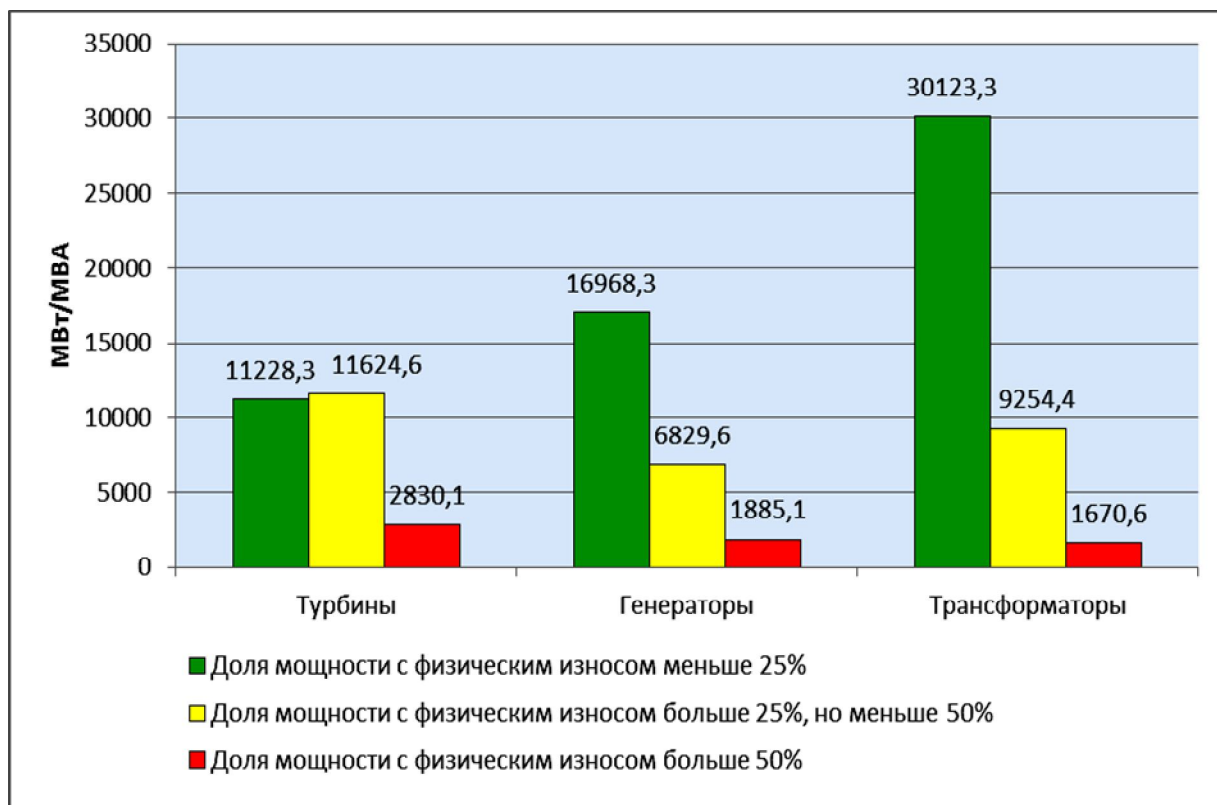


Рис. 1. Износ основного оборудования ПАО «РусГидро»

Как видно из данных, представленных на рис. 1, большая часть мощности ГЭС ПАО «РусГидро», находящейся под риском отказов (14,4 ГВт в абсолютном значении или 56,3 % от установленной мощности ГЭС), приходится на гидротурбинное оборудование.

Гидрогенераторы находятся в лучшем состоянии относительно гидротурбинного оборудования, тем не менее, 8,7 ГВт (33,9 % установленной мощности) находятся в аналогичном гидротурбинам состоянии.

Трансформаторы находятся в хорошем состоянии, тем не менее, 10,9 ГВА (26,6 % мощности силовых трансформаторов ГЭС ПАО «РусГидро») находятся в аналогичном гидротурбинам состоянии.

Программа комплексной модернизации генерирующих объектов РусГидро

Для обеспечения системной надёжности, безопасности и эффективности эксплуатации оборудования решением совета директоров ОАО «РусГидро» от 05.12.2011 г. утверждена Программа комплексной модернизации (ПКМ) генерирующих объектов на период 2012 – 2025 гг. в объёме 445 млрд руб. (в прогнозных ценах с НДС).

Приоритеты Программы комплексной модернизации

1. Обеспечение экономической эффективности, роста выработки ГЭС. Комплексная модернизация оборудования ГЭС, имеющих высокую экономическую эффективность (Камская, Саратовская, Жигулевская, Волжская ГЭС, составляющие 33,8 % среднемноголетней выработки ПАО «РусГидро»).

2. Безопасность ГЭС и оборудования. Модернизация основного оборудования, направленная на обеспечение безопасности ГЭС в отношении персонала, третьих лиц, а также экологической безопасности водных ресурсов (каскад Верхневолжских ГЭС, Нижегородская ГЭС, Новосибирская ГЭС, каскад Кубанских ГЭС).

3. Надёжность работы ГЭС. Модернизация объектов, имеющих значительные технологические риски и высокую вероятность получения ущерба в результате аварий (ГЭС Северо-Осетинского филиала, Миатлинская ГЭС Дагестанского филиала, высоконапорные станции с изношенным основным генерирующим оборудованием).

4. Обеспечение системной надёжности. Модернизация электрооборудования объектов с системообразующими распределительными устройствами, влияющая на повышение устойчивости работы энергосистемы России (Чебоксарская ГЭС, Воткинская ГЭС, Загорская ГАЭС, Чиркейская ГЭС, ГЭС-2, ГЭС-4 каскада Кубанских ГЭС).

Целевые ориентиры Программы комплексной модернизации (ПКМ) представлены в табл. 1.

Дополнительные ориентиры ПКМ в части прироста установленной мощности и выработки электрической энергии приведены в табл. 2.

В табл. 3 представлены промежуточные итоги реализации ПКМ.

Таблица 1

Целевые ориентиры Программы комплексной модернизации
ПАО «РусГидро» в части износа основного генерирующего оборудования

Цель	Задача	Значение показателя, %	
		на начало 2011 г.	целевое значение к моменту окончания ПКМ
Обеспечение надёжного и безопасного функционирования объектов ПАО «РусГидро»	Снижение износа турбин	69	32
	Снижение износа генераторов	68	35
	Снижение износа трансформаторов	65	44
	Снижение износа высоковольтных выключателей	56	50
	Снижение износа оборудования вторичной коммутации	65	40
	Снижение износа вспомогательного оборудования	54	34
	Доля ГЭС, соответствующих нормальному уровню безопасности	92,1	95,5

Таблица 2

Дополнительные ориентиры Программы комплексной модернизации
ПАО «РусГидро» в части прироста установленной мощности и выработки электрической энергии

Цель	Задача	Целевое значение к моменту окончания ПКМ
Рост ценности ПАО «РусГидро»	Увеличение установленной мощности относительно уровня 2011 г. накопленным итогом, МВт	779,0*
Повышение энергетической эффективности путём устойчивого развития производства на базе возобновляемых источников энергии	Прирост выработки электроэнергии по отношению к 2011 г., млн кВт·ч	1375,6**

* в данном случае прирост установленной мощности равен приросту располагаемой мощности;

** прирост полезного отпуска электроэнергии равен приросту выработки электроэнергии за вычетом потребления на собственные нужды (1,3 %).

Таблица 3

Промежуточные итоги реализации Программы комплексной модернизации
ПАО «РусГидро»

Группа активов	План по ПКМ в целом, штук	Факт (2012 – 2014 гг.)	
		штук	%
Турбины	201	40	19,9
Генераторы	187	35	18,7
Трансформаторы	183	26	14,2
Высоковольтные выключатели	398	70	17,6
Гидротехнические сооружения	230	80	34,7
Оборудование вторичной коммутации	около 10 200	2 395	23,5
Вспомогательное оборудование	более 4 200	844	20

В 2014 г. введены в эксплуатацию после замены и реконструкции 7 гидротурбин общей мощностью 526 МВт и 7 гидрогенераторов общей мощностью 581 МВт. Всего в 2014 г. в модернизацию ГЭС было вложено более 30 млрд руб. (с НДС).

В результате перемаркировки (изменения номинальной мощности) модернизированных гидроагрегатов Рыбинской, Камской, Саратовской, Жигулевской и Волжской ГЭС суммарная установленная мощность ПАО «РусГидро» увеличилась в 2014 г. на 56,5 МВт.

Публичные технологические и ценовые аудиты по проектам технического перевооружения и реконструкции

Инвестиционные проекты ПАО «РусГидро» сметной стоимостью выше 1,5 млрд руб. проходят публичный технологический и ценовой аудит.

В 2014 г. проведены публичные технологические и ценовые аудиты по следующим проектам:

- комплексная замена гидроагрегатов» Воткинской ГЭС;
- комплексная модернизация оборудования ОРУ-500 кВ Волжской ГЭС;
- замена трансформаторов АТГ и ТГ с реконструкцией маслоприёмников» Жигулевской ГЭС.

В 2015 г. публичный технологический и ценовой аудит проведён по проекту «Комплексная замена гидротурбин и гидрогенераторов Нижегородской ГЭС».

Суммарная стоимость проектов, прошедших аудит, составляет более 55 млрд руб.

На совместное заседание Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС» и Научного совета РАН по проблемам надёжности и безопасности больших систем энергетики представляется проект, предусмотренный к обсуждению в 2015 г. «Замена гидротурбин ст. №№ 1, 2, 3, 4, гидрогенераторов ст. №№ 1, 2, 3, 4 Чиркейской ГЭС Дагестанского филиала».

В настоящее время утверждено и согласовано с ПАО «ФСК ЕЭС», ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Юга, филиалом ПАО «ФСК» — МЭС Юга техническое задание по схеме выдачи мощности Чиркейской ГЭС с увеличением суммарной установленной мощности с 1000 до 1100 МВт, а также разработан проект схемы выдачи мощности с учётом перспективного баланса мощности и электроэнергии ОЭС Юга и энергосистемы республики Дагестан до 2025 г.

В проекте замены гидроагрегатов Чиркейской ГЭС учтена схема развития электроэнергетики Северо-Кавказского федерального округа (СКФО) на период до 2025 г. с распределением токов короткого замыкания схемы Чиркейской ГЭС на уровне 2025 г.

Важной целью проекта замены гидроагрегатов Чиркейской ГЭС является обеспечение потребности ОЭС Юга в остропиковой мощности, способной обеспечить устойчивость энергосистемы в аварийных ситуациях и выдавать в сеть активную и реактивную мощность. В проекте замены гидроагрегатов Чиркейской ГЭС указано о средней максимальной используемой мощности (66 %), что при поочередном выводе гидроагрегатов (ГА) не повлияет на снижение надёжности работы энергосистемы в период реконструкции Чиркейской ГЭС и потерю выработки электроэнергии.

Филиал ПАО «РусГидро» — Дагестанский филиал — расположен в Республике Дагестан, г. Каспийск. Чиркейская ГЭС является самой мощной ГЭС на Северном Кавказе, имеет вторую по высоте плотину в России и самую высокую в стране арочную плотину.

Гидротехнические сооружения и водохранилище Чиркейской ГЭС

Длина напорного фронта гидротехнических сооружений (ГТС) составляет 1 655 м.

Параметры водохранилища:

- площадь зеркала при нормально подпёртом уровне (НПУ) составляет 42,5 км²;
- полный объём при НПУ составляет 2,78 км³ (полезный — 1,32 км³).

В здании ГЭС установлены 4 вертикальных гидроагрегата с радиально-осевыми турбинами типа РО 230/989В-В-450 Харьковского турбинного завода и синхронными генераторами ВГСФ 930/233-30 завода «Уралэлектротяжмаш» 1974 – 1976 гг. ввода в эксплуатацию. Суммарная установленная мощность 1000 МВт выдаётся в энергосистему через ОРУ-330 кВ по воздушным линиям электропередачи. На сегодняшний день гидроагрегаты Чиркейской ГЭС в среднем отработали 40 лет. Физический износ на конец отчётного 2014 г. оценивается:

- по гидротурбинам 97,5 %;
- по генераторам 95,1 %.

Средний индекс технического состояния по данным Аналитического центра АО «НИИЭС» на 01.01.2015 г. составляет:

- по гидротурбинам 65,47 %;
- по генераторам 68,91 %

с прогнозом перехода в критическое состояние в перспективе семи лет без планирования технического перевооружения.

Цели проекта замены гидроагрегатов Чиркейской ГЭС

- Замена оборудования полностью отработавшего нормативный срок службы. Основное оборудование Чиркейской ГЭС полностью отработало свой нормативный срок службы.

- Повышение надёжности работы оборудования. Обеспечение возможности продолжения эксплуатации имеющегося оборудования без катастрофического ухудшения технико-экономических показателей и опасности лавинообразного выхода оборудования из строя.

- Внедрение современных технологических решений. Применение новых конструкционных материалов, использование инновационных решений, автоматической системы управления и автоматического мониторинга гидроагрегатов.

- Повышение технического уровня оснащённости станции. Обеспечение потребности системы в остропиковых станциях с высокоманёвренным оборудованием, способным обеспечивать устойчивость систем в аварийных ситуациях и выдавать в сеть не только активную, но и реактивную мощность.

- Повышение технико-экономической эффективности. Увеличение среднегодовой выработки ГЭС на 20 млн кВт·ч и установленной мощности на 100 МВт, снижение эксплуатационных затрат.

Основные параметры представленного к рассмотрению проекта приведены в табл. 4.

Таблица 4

Основные параметры представленного к рассмотрению проекта

Параметры	Значение параметра	
	на начало реализации проекта	при окончании реализации проекта
Мощность турбины, МВт	256	281
Мощность генератора, МВт	250	275
Количество гидроагрегатов, штук	4	4
Установленная мощность ГЭС, МВт	1000	1100
Выработка электроэнергии, млн кВт·ч	2268	2479
Стоимость замены, млн руб. в ценах I квартала 2015 г. (с НДС)	5 877	
Прирост установленной мощности, МВт	100	
Прирост выработки электроэнергии, млн кВт·ч	211	
Срок реализации проекта, гг.	2017 – 2023	

С докладом на тему «Замена гидротурбин ст. №№ 1, 2, 3, 4 гидрогенераторов ст. №№ 1, 2, 3, 4 Чиркейской ГЭС Дагестанского филиала» выступил Д. А. Никулин — главный инженер проекта АО «Ленгидропроект». Ниже изложены основные положения доклада.

Предпосылки к реконструкции оборудования

Основное оборудование Чиркейской ГЭС полностью выработало нормативный срок службы, равный 30 годам. Возраст машин играет определяющую роль в снижении уровня их надёжности, сокращает межремонтный период работы (до 5 лет), приводит к существенному увеличению простоев агрегатов в ремонтах (в 3 – 5 раз больше нормативной длительности капитального ремонта). Замена оборудования является решением проблемы повышения технического уровня ГЭС.

Использование современных технических решений, новых конструкционных материалов обеспечит существенное повышение надёжности оборудования, увеличит мощность и КПД гидроагрегатов.

В составе реконструкции Чиркейской ГЭС планируется поэтапная замена гидросилового оборудования начиная с 2015 г.

Анализ отчётных данных за период 1994 – 2014 гг. показал, что агрегаты работают при напорах, значительно превышающих проектный расчетный напор 170 м.

По суточным данным за 1994 – 2013 гг. минимальный средний напор за год составляет 179,1 м. Предлагается для новых турбин принять расчётный напор 175,0 м. При этом напор брутто с потерями напора при увеличении расхода и мощности турбины будет составлять 179 – 180 м.

Технико-экономическое сравнение генераторов разной мощности показало эффективность увеличения мощности агрегата до 275 МВт. Показатели гидроагрегатов, установленных на Чиркейской ГЭС, приведены в табл. 5.

Таблица 5

Показатели гидроагрегатов Чиркейской ГЭС

Номер агрегата	Мощность агрегата, МВт	Дата ввода в эксплуатацию	Срок службы агрегата на 2015г., лет
1	250	21.12.1974 г.	41
2	250	29.11.1975 г.	39
3	250	30.12.1975 г.	39
4	250	30.06.1976 г.	38

Основные параметры и состояние существующей гидротурбины

• Тип гидротурбины	РО 230/989В-В-450.
• Напоры нетто, м:	
- максимальный	207;
- расчётный	170;
- минимальный	156.
• Номинальная мощность, МВт	250.
• Диаметр рабочего колеса, м	4,5.
• Частота вращения, об/мин.:	
- номинальная	200;
- разгонная	360.
• Расход воды через турбину при расчётном напоре, м ³ /с	168.
• Высота отсасывания, м	- 6,0.

Гидротурбины в установленные сроки проходили регламентное обслуживание, проводились текущие и капитальные ремонты.

Основные дефекты состояния гидротурбин:

- участвовавшее появление трещин на лопастях;
- состояние кинематики направляющих аппаратов находится в неудовлетворительном состоянии;
- увеличенные более чем в два раза, протечки через направляющий аппарат турбины при останове ГА вынуждают устанавливать его на тормозах;
- бой вала у турбинного подшипника превышает норму.

Выбор вариантов оборудования для замены турбины

В рамках проекта рассматриваются два варианта реконструкции основного оборудования Чиркейской ГЭС.

Вариант 1. Замена турбины и модернизация гидрогенераторного оборудования с сохранением существующей мощности всех агрегатов 294 МВА/250 МВ;

Вариант 2. Замена турбины и модернизация гидрогенераторного оборудования с увеличением мощности до 323,5 МВА/275 МВт за счёт увеличения расчётного напора турбины до 175 м.

Частота вращения агрегата 200 об/мин. при реконструкции не изменяется.

Рассматривается несколько вариантов рабочих колёс по номенклатуре на вертикальные поворотно-лопастные турбины по ОСТ ОСТ108.023.15-82 «Турбины гидравлические вертикальные поворотно-лопастные осевые и радиально-осевые. Типы, основные параметры и размеры».

Основные задачи при выборе новой турбины — получение наибольшей мощности и выработки электроэнергии. Новая гидротурбина должна быть вписана в существующую проточную часть: спиральную камеру и отсасывающую трубу. Должны быть заменены рабочие механизмы турбины, фундаментное кольцо турбины. Используются закладные части: статор турбины и спиральная камера, облицовка конуса отсасывающей трубы,

облицовка шахта турбины. Диаметр рабочего колеса должен быть 4,5 м. Увеличить диаметр не представляется возможным из-за использования существующего статора турбины и спиральной камеры.

Были рассмотрены следующие варианты рабочих колес турбин:

- вариант 1: турбина РО230/833, $n = 200$ об/мин.;
- вариант 2: турбина РО230/791д, $n = 200$ об/мин.;
- вариант 3: турбина РО230/2733, $n = 200$ об/мин.

Для вариантов замены турбин и выбора мощности агрегата принято рабочее колесо РО230/2733 (вариант 3), которое имеет наилучшие энергетические и кавитационные характеристики (большой приведённый расход и меньший коэффициент кавитации на линии ограничения мощности).

Основные параметры принятой гидротурбины

- Тип турбины РО230/2733-В-450.
- Диаметр рабочего колеса, м 4,5.
- Частота вращения, об/мин. 200.
- Мощность максимальная турбины при напорах нетто, МВт:
 - максимальном 207 м 281,0;
 - расчётном 175 м 281,0;
 - минимальном 156 м 230,0.
- Высота отсасывания при максимальной мощности и расчётном напоре, м -7,0.
- КПД турбины максимальный, не менее, % 95,3.
- КПД турбины средневзвешенный, не менее, % 93,6.

Основные параметры существующего гидрогенератора

- Тип генератора ВГСФ 930/233-30.
- Мощность, МВт/МВА 294,0/250,0.
- Напряжение номинальное, кВ 15,75.
- Коэффициент мощности 0,85.
- Частота, Гц 50.
- Частота вращения номинальная, об/мин. 200.
- Частота вращения угонная, об/мин. 360.
- Общий вес (со вспомогательным и регуляторным генераторами), т 1150.

Общие сведения о состоянии генераторного оборудования

Гидрогенераторы ст. №№ 1, 2, 3, 4 типа ВГСФ-930/233-30, изготовленные предприятием ОАО «Уралэлектротяжмаш», были введены в эксплуатацию в 1974, 1975, 1975, 1976 гг. соответственно. Гидрогенераторы в установленные сроки проходили регламентное обслуживание, текущие и капитальные ремонты.

Основные дефекты состояния гидрогенераторов:

- состояние терморезистивной изоляции ухудшается с каждым годом;
- бой вала у верхнего и нижнего генераторных подшипников превышает норму;
- превышение допустимого уровня вибрации опорных конструкций гидроагрегата в полосе частот до 1 Гц;
- механический дисбаланс роторов генераторов;
- электромагнитный дисбаланс ротора гидрогенератора

Выбор вариантов оборудования для замены гидрогенераторов

Гидрогенератор в результате реконструкции ГЭС должен быть заменён на новый.

Вариант 1. Модернизация гидрогенераторного оборудования с сохранением мощности всех агрегатов 294 МВА/250 МВт. Данный вариант рассматривается как аналог существующего гидрогенератора, но отвечающего всем современным требованиям.

Вариант 2. Модернизация гидрогенераторного оборудования с увеличением мощности всех агрегатов до 323,5 МВА/275 МВт.

В обоих вариантах реконструкции гидрогенераторы не различаются по конструкции — вертикальные, подвесного исполнения с двумя направляющими подшипниками, размещёнными в верхней и нижней крестовинах, с подпятником, расположенным в масляной ванне на верхней крестовине.

Также рассматривается вариант установки гидрогенератора в зонтичном исполнении.

Основные параметры нового гидрогенератора

Гидрогенератор — вертикальный, подвесного исполнения с двумя направляющими подшипниками, расположенными в зоне верхней и нижней крестовин, с подпятником, расположенным в масляной ванне на верхней крестовине на гидравлической опоре.

• Тип генератора	СВ 930/265-30 УХЛ4.
• Мощность, МВА/МВт	323,5/275,0.
• Коэффициент мощности $\cos \varphi$	0,85.
• Частота вращения, об/мин.:	
- номинальная	200;
- угонная	360.
• Напряжение, кВ	15,75.
• Маховой момент GD^2 , тм ² , не менее	22000.
• Ток возбуждения номинальный, А, не более	2500.
• Напряжение возбуждения номинальное, В, не более	500.
• Кратность по напряжению возбуждения	2,5.
• Коэффициент полезного действия, %, не менее	98,3.
• Общий вес (со вспомогательным и регуляторным генераторами), т	1150.

В результате модернизации гидрогенераторного оборудования с увеличением единичной мощности до 275 МВт установленная мощность Чиркейской ГЭС составит 1100 МВт.

Капитальные вложения на замену агрегатов

Капитальные вложения на реконструкцию объектов производственного назначения Чиркейской ГЭС по вариантам определены в текущих ценах I квартала 2015 г. (табл. 6).

Таблица 6

Капитальные вложения на реконструкцию объектов производственного назначения

Показатель	Стоимость, тыс. руб.	
	Вариант 1	Вариант 2
Мощность гидроагрегата, МВт	250	275
Общая сметная стоимость (без НДС), в том числе:		
строительно-монтажные работы	372 348,77	374 127,56
оборудование	4 064 043,64	4 204 932,28
прочие	390 950,18	401 727,87
НДС 18 %	868 921,67	896 541,79
Всего с НДС	5 696 264,27	5 877 329,50
Разность стоимости, тыс. руб.	0	181 065,23

Технико-экономическое сравнение вариантов замены агрегатов

Технико-экономическое сравнение вариантов замены агрегатов показало эффективность увеличения мощности агрегата до 275 МВт. Увеличение выработки по сравнению с фактической при установке нового оборудования составит 211 млн кВт·ч.

Показатели коммерческой эффективности

При использовании тарифов на электрическую энергию и на установленную мощность чистый дисконтированный доход составляет 421 млн руб., индекс доходности равен 1,7 (выше единицы), а внутренняя норма доходности составляет 35,1 % (выше дисконтной ставки 11,6 %).

Показатели коммерческой эффективности проекта при норме дисконта (WACC) 17,9 % показаны в табл. 7.

Показатели коммерческой эффективности проекта

Показатель	Ед. изм.	Значение показателя
Внутренняя норма доходности (ВНД)	%	35,1
Чистый дисконтированный доход (ЧДД)	млн руб.	421
Простой срок окупаемости (Т пр.)	лет	8,4
Дисконтированный срок окупаемости (Т диск.)	лет	9,8
Индекс доходности (ИД)	отн. ед.	1,7

С докладом «**О результатах технологического и ценового аудита инвестиционного проекта по замене гидроагрегатов Чиркейской ГЭС**» выступил **В. И. Виноградов** — главный инженер проекта ООО «ЭФ-Инжиниринг» (Аудитор). Ниже изложены основные положения его доклада.

Чиркейская ГЭС расположена в одноимённом узком ущелье глубиной более 200 м. Ширина ущелья в верхней части составляет 300 м, в нижней — 12 – 15 м. Водный режим реки отличается затяжным половодьем с конца марта до конца августа и наибольшими расходами в мае – июне. Сток реки формируется за счёт таяния снегов и ледников, а также выпадения дождевых осадков. Климат в месте расположения станции — засушливый, среднегодовая температура составляет + 12 °С, годовое количество осадков — 360 мм.

Чиркейская ГЭС представляет собой высоконапорную плотинную гидроэлектростанцию с арочной плотиной и приплотинным зданием ГЭС.

В состав сооружений станции входят:

- арочная плотина;
- здание ГЭС;
- эксплуатационный водосброс;
- Тишиклинская дамба.

Установленная мощность электростанции составляет 1000 МВт, среднегодовая выработка — 2268 млн кВт·ч. В здании ГЭС установлено 4 вертикальных гидроагрегата с радиально-осевыми турбинами РО 230/9896-В-450 и генераторами ВГСФ 930/233-30 мощностью по 250 МВт. Турбины работают на напоре 156 – 207 м (расчётный напор — 170 м, при котором расход воды через каждую турбину составляет 168 м³/с, частота вращения составляет 200 об/мин.), диаметр рабочего колеса турбины равен 4,5 м. Производитель турбин — Харьковский турбинный завод, генераторов — завод Уралэлектротяжмаш.

Напорные сооружения ГЭС образуют Чиркейское водохранилище многолетнего регулирования (его ёмкость позволяет накапливать воду в многоводные годы и расходовать в маловодные). Значительный полезный

объём водохранилища позволяет эффективно использовать водные ресурсы: холостые сбросы на Чиркейской ГЭС производятся весьма редко.

Чиркейская ГЭС является крупнейшей ГЭС Северного Кавказа. Имея высокие манёвренные возможности, она является основной регулирующей станцией в объединённой энергосистеме Юга, работая в пиковой части графика нагрузок. Она также выполняет функции своеобразной «скорой помощи» в энергосистеме, позволяя в случае аварийного выхода блоков 150 – 300 МВт на тепловых электростанциях быстро заместить выбывшую мощность.

Техническое состояние гидротурбин

Гидроагрегаты стационарные № 1 – 4 Чиркейской ГЭС эксплуатируются более 39 лет, и к моменту планового начала замены гидроагрегатов в 2019 г. их срок службы составит более 44 лет.

Гидротурбины типа РО-230/989-В-450 отработали нормативный срок службы (введены в работу в 1974 – 1976 гг.), при каждом капитальном ремонте из-за кавитационных разрушений приходится наплавлять около 300 кг нержавеющей стали.

В последнее время участились случаи появления трещин на лопастях рабочих колёс, состояние кинематики управления направляющих аппаратов находится в неудовлетворительном состоянии, протечки через направляющий аппарат увеличились более чем в два раза, при больших напорах (180 – 195 м) после останова агрегата по 3 – 4 ч агрегат приходится держать на тормозах, в противном случае идёт разворот из-за протечек. Изношены все втулки лопаток.

Опыт эксплуатации показывает возможность увеличения мощности агрегата, для чего необходимо пересмотреть величину расчётного напора (в сторону увеличения) и увеличить номинальную мощность турбины.

Техническое состояние гидрогенераторов

Состояние терморезистивной изоляции ухудшается с каждым годом. Состояние гофры подпятника бесконтрольно, большие проблемы создают пары масла из подшипников, четыре раза была проведена реконструкция крышек подшипников и метода отвода паров масла, однако указанные мероприятия не принесли должного эффекта: агрегат сильно промасливается, что создает пожарную опасность, ускоряется процесс старения изоляции. Масло, пропитываясь в бетон, нарушает его прочность (в настоящее время все бочки генератора пропитаны маслом, что резко снижает сейсмостойкость строительных конструкций).

Гидрогенераторы типа ВГСФ-930/233-30 морально и физически устарели, состояние терморезистивной изоляции ухудшается с каждым годом. К моменту обследования генераторы находились в эксплуатации от 39 лет до 41 года, что для гидрогенераторов №№ 1 – 3 превышает установленный срок службы в 40 лет, а для гидрогенератора № 4 приближается к этому значению, а к моменту начала запланированной замены составит более 44 лет.

Таким образом, реконструкция станции путем замены гидроагрегатов является необходимой и своевременной.

Выбор рабочего колеса гидротурбины

Проектирование и изготовление новой гидротурбины выполнено с привязкой к существующей проточной части. Анализ отчётных данных показал, что агрегаты работают при напорах значительно превышающих проектный расчетный напор 170 м. В предложенных материалах расчетный напор устанавливается равным 175 м, что не противоречит предварительным оценочным расчётам.

Новая гидротурбина предполагает такой же диаметр рабочего колеса, как и действующая гидротурбина (4,5 м), номинальная мощность гидротурбины достигает 281 МВт, что соответствует мощности агрегата 275 МВт. Номинальная мощность гидроагрегата увеличивается на 25 МВт, и установленная мощность ГЭС после её реконструкции составит 1100 вместо 1000 МВт в настоящее время.

В проектной документации рассмотрены три варианта рабочих колёс. Учитывая опыт эксплуатации и результаты ремонтов, выбор рабочего колеса, лучшего по кавитационным качествам, представляется вполне обоснованным.

Выбор гидрогенератора

В проектной документации предложено для рассмотрения два варианта исполнения гидрогенератора:

- подвешеного исполнения;
- зонтичного исполнения.

Следует отметить что в случае установки гидрогенератора подвешеного типа общая конструкция гидрогенератора и выводов предполагается без изменения по сравнению с заменяемым гидрогенератором, сохраняя при этом монтажные типоразмеры, что в свою очередь минимизирует как объём производства монтажных работ, так и затраты на них. Таким образом, установка нового гидрогенератора подвешеного типа выглядит предпочтительной.

Существующая схема выдачи мощности Чиркейской ГЭС может быть применена без изменений после установки новых гидрогенераторов увеличенной мощности.

Строительные решения

Обследование гидротехнических сооружений (ГТС) выполнено АО «Ленгдропроект» (Проектировщик) в 2015 г. По результатам обследования основными замечаниями в зоне установки гидроагрегатов являются:

По водоприёмнику:

- коррозия металлических элементов;
- коррозия сородерживающих решёток.

По зданию ГЭС:

- трещины по деформационным швам;
- трещины в полках плит перекрытий;
- трещины по стыкам плит перекрытий и в местах примыкания плит перекрытий к стенам;

- механические повреждения железобетонных элементов;

По турбинным водоводам:

- на поверхности замечены вертикальные трещины с небольшим раскрытием, а также места протечек с выщелачиванием бетона.

Работы, проведенные Проектировщиком, не позволяют оценить техническое состояние, фактическую несущую способность конструкций и принять обоснованные технические решения по ремонтно-восстановительным мероприятиям, а следовательно и окончательно определить как объём восстановительных работ, так и затраты на них. Учитывая, что начало работ по замене гидроагрегатов планируется на 2019 г., необходимо в оставшийся период времени провести инструментальное обследование гидротехнических сооружений, а также выполнить рекомендованные расчёты.

Электротехническая часть

По результатам проведенного анализа предоставленных материалов сделаны следующие выводы:

- предлагаемые к установке гидрогенераторы являются оптимальной заменой существующего оборудования, принимая во внимание стеснённые условия и плотную компоновку машинного зала ГЭС. Существующая схема выдачи мощности позволяет применить генераторы увеличенной мощности 275 МВт каждый;

- Аудитор подтверждает необходимость замены электротехнического оборудования главных и нейтральных выводов гидрогенераторов №№ 1 – 4, систем возбуждения главных и вспомогательных генераторов, системы релейной защиты и автоматики (РЗА) и вторичной коммутации блоков «генератор–трансформатор»;

- из-за физического и морального износа генераторного токопровода предлагается провести замену не отдельного участка, а целиком токопровода, включая отпайку на трансформатор собственных нужд блока;

- установка генераторного разъединителя является вынужденным решением. В связи со стеснёнными условиями, замена генераторного разъединителя на генераторный выключатель невозможна без существенного вмешательства в строительную часть ГЭС и изменения компоновочных решений;

- по результатам обследования состояния маломасляных выключателей МГ-20 в цепях отпайки на трансформатор собственных нужд выявлены усталостные повреждения изоляции. Аудитор рекомендует рассмотреть возможность замены указанного выключателя на современный аналог (например, ВГГ-20) в рамках данного проекта реконструкции.

Оборудование РЗА, связи и вторичной коммутации

Система автоматического управления гидроагрегатов. В части обеспечения современных требований к функционированию систем управления по быстрдействию, обеспечению метрологических характеристик измерительных каналов, безопасной эксплуатации объектов

повышенной опасности Аудитор согласен с выводом Проектировщика о необходимости замены релейно-контакторной системы управления на систему, выполненную на базе микропроцессорной технике, с резервированием контроллеров, серверов и линий связи.

Система управления гидроприводами. Система управления гидроприводами, выполненная на релейной аппаратуре, морально и физически устарела и должна быть заменена вместе с гидроприводами в соответствии с действующими нормами и правилами, а также технической политикой ПОА «РусГидро».

Автоматизированная система контроля уровня воды (АСКУВ). Система АСКУВ работоспособна и сохраняется при реконструкции с интеграцией в состав КАСУ ТП.

Система группового регулирования активной и реактивной мощности (ГРАРМ). Система ГРАРМ работоспособна и сохраняется при реконструкции с интеграцией в состав КАСУ ТП.

Дополнительно предлагается на стадии принятия проектных решений организовать отдельную автоматизированную систему диагностического контроля, руководствуясь требованиями СТО 17330282.27.140.004-2008 «Контрольно-измерительные системы и аппаратура гидротехнических сооружений ГЭС. Условия создания. Нормы и требования».

График замены гидроагрегатов

Представленный график замены гидроагрегатов и проведения монтажных работ представляются обоснованными с точки зрения учёта сроков проектирования, изготовления, поставки оборудования и производства строительно-монтажных работ (СМР).

Ценовая часть аудита

Сметная документация соответствует требованиям, предъявляемым к сметной документации, разрабатываемой на стадии инвестиционного проекта. Вместе с тем, Аудитор сформировал ряд замечаний к представленной сметной документации, которые представлены в сводной таблице замечаний.

Оценивая экономическую эффективность проекта замены ГА, приведённую Проектировщиком, следует отметить, что эффективность рассчитана как срок окупаемости разницы затрат двух вариантов:

- затраты на замену новыми агрегатами 250 МВт;
- затраты на замену новыми агрегатами 275 МВт.

Исполнитель признаёт оправданным такой подход для выбора единичной мощности ГА. Аудитор отмечает, что увеличение единичной мощности гидроагрегатов Чиркейской ГЭС экономически эффективно (табл. 8).

Показатели экономической эффективности Проекта комплексной замены гидроагрегатов Чиркейской ГЭС

Показатель	Ед. изм.	Значение показателя в расчётах	
		Проектировщика	Аудитора
Чистый дисконтированный доход (ЧДД)	млн руб.	421	166
Внутренняя норма доходности (ВНД)	%	35,1	32,7
Простой срок окупаемости (Т пр.)	лет	8 (9)	10
Дисконтированный срок окупаемости (Т диск.)	лет	9 (10)	12

Комплексная замена гидроагрегатов Чиркейской ГЭС является экономически эффективным проектом.

Технологические и технические риски

Отсутствуют результаты инструментального обследования объектов гидростанции, что формирует риск увеличения объёма СМР при реализации проекта по замене ГА.

Инвестиционный риск

Инвестиционный риск Проекта оценивается Аудитором как низкий, так как Проект, по мнению Аудитора, окупится, а его финансирование предполагается за счёт собственных средств ПАО «РусГидро», и в качестве поставщиков основного оборудования рассматриваются отечественные производители.

Операционный риск

К основному источнику операционного (эксплуатационного) риска можно отнести отклонение фактических эксплуатационных затрат от плановых, что не позволит получить поток денежных средств, достаточный для ведения бизнеса и обслуживания долга. Учитывая то, что в данном случае предусматривается только замена оборудования на существующей и давно эксплуатирующейся электростанции, этот вид риска можно считать минимальным.

Финансовые риски

Валютный риск. Данный риск связан с высокой вероятностью колебания валютных курсов и использованием в проекте импортируемой части поставок. В рассматриваемом случае он минимален, так как основное оборудование планируется приобретать у отечественных поставщиков.

Процентный риск. В связи с тем, что финансирование проекта предполагается за счёт собственных средств ПАО «РусГидро», этот вид риска можно оценить как низкий.

Инфляционный риск. Источником этого риска является различный инфляционный рост доходных и расходных компонентов денежного потока проекта. Основным механизмом минимизации данного риска является возможность переложить рост цен на потребителя. Так как операционные расходы ГЭС существенно ниже, чем на тепловых и атомных

электростанциях, влияние инфляции на операционные расходы по проекту будет минимальным. Однако с учётом длительного срока реализации инвестиционной фазы проекта (до 2024 г. включительно) инфляция может существенным образом отразиться на итоговых инвестиционных затратах по проекту, поэтому Аудитор оценивает уровень этого вида риска как средний.

В качестве механизма хеджирования этого риска на стадии замены оборудования Заказчику рекомендуется заключить с генподрядчиком договор на реконструкцию объекта «под ключ» с фиксированной ценой. В этом случае инфляционные риски по проекту примет на себя генподрядчик. Аудитор также рекомендует Заказчику выполнить оценку эскалации стоимости проекта в процессе его реализации и включить ее в итоговый бюджет проекта (за рамками ССР).

Налоговый риск. Источник риска — вероятность введения новых видов налогов и сборов, увеличение уровня ставок по существующим налогам и сборам. С учётом последних тенденций в экономике страны Аудитор оценивает этот риск как средний.

Рыночные риски.

Риск неконтролируемого изменения тарифов на электрическую и тепловую энергию. Чиркейская ГЭС участвует в конкурентном рынке электроэнергии в режиме ценопринимания и рынке мощности, а также предоставляет Системному оператору услуги по первичному регулированию частоты. Вероятность существенного непрогнозируемого снижения уровней цен и тарифов на всех этих рынках в обозримом будущем минимальная.

Риск изменения объёма сбыта электрической энергии. Особенности функционирования ГЭС, с одной стороны, не позволяют с высокой степенью достоверности прогнозировать выработку на них электроэнергии в кратко- и среднесрочной перспективах. Однако у Заказчика имеется большой опыт в сфере эксплуатации крупных ГЭС, позволяющий ему успешно минимизировать негативные последствия как от непрогнозируемых колебаний выработки электроэнергии на ГЭС в кратко- и среднесрочной перспективах, так и достаточно уверенно прогнозировать загрузку ГЭС в долгосрочной перспективе, поэтому уровень этого вида риска Аудитор оценивает как минимальный.

Риск удорожания проекта и увеличения сроков его реализации. В расчётах затрат на реализацию проекта использованы технико-коммерческие предложения (ТКП) заводов-изготовителей основного оборудования для проекта, составленные в 2009 – 2011 гг. С учётом существующей в стране макроэкономической нестабильности применимость таких ТКП вызывает большие сомнения.

Отсутствие результатов инструментального обследования объектов ГЭС также может привести к удорожанию проекта за счёт непредусмотренных затрат на восстановление проточной части плотины. По этим причинам Аудитор оценивает данный вид риска как высокий. Для минимизации риска Аудитор предлагает Заказчику и Проектировщику

актуализировать оценку затрат на реализацию проекта на основе ТКП, составленных в 2015 г.

Риск недофинансирования проекта. Так как Аудитор оценил уровень риска удорожания проекта как высокий, уровень риска его недофинансирования также следует признать высоким. Для минимизации риска Аудитор предлагает Заказчику и Проектировщику актуализировать оценку затрат на реализацию Инвестиционного проекта на основе ТКП, составленных в 2015 г.

Заключение

Технологический аудит

По результатам технологического аудита сформированы следующие выводы.

1. Необходимость комплексной реконструкции Чиркейской ГЭС обусловлена значительной наработкой оборудования, существенно превышающей его парковый ресурс и неоднократным продлением срока его эксплуатации. Существующее состояние оборудования приводит к появлению всё большего количества дефектов, сокращению межремонтных периодов и перепростоем оборудования в ремонте.

2. Технические решения, связанные с выбором оборудования для комплексной реконструкции станции, в значительной степени ограничены габаритными размерами строительной части машинного зала и статорной части гидротурбины.

3. Характер имеющихся замечаний по разделам проекта, не препятствует Аудитору в целом подтвердить предлагаемые Заказчиком, технические решения, оформленные в технических требованиях на оборудование для комплексной реконструкции Чиркейской ГЭС.

4. График поэтапной реализации комплексной реконструкции станции представляется обоснованным с точки зрения организации закупочных процедур, изготовления поставки оборудования и производства СМР.

5. Намерения Заказчика по проведению закупочных процедур и заключению договора на поставку оборудования всех гидроагрегатов для комплексной реконструкции одним лотом выглядят вполне обоснованными как с точки зрения его унификации, так и с точки зрения снижения издержек на эксплуатацию и ремонт оборудования.

6. Возможность устранения замечаний по показателям экономической эффективности проекта не окажет негативного влияния на организацию закупочных процедур и реализацию проекта комплексной реконструкции в целом.

7. Отсутствие на данном этапе результатов инструментального обследования объектов гидростанции формирует риск увеличения объёма СМР при реализации проекта по замене гидроагрегатов.

Ценовой аудит

По результатам проведения ценового аудита инвестиционного проекта Аудитор сформировал следующие выводы.

1. Затраты на реализацию инвестиционного проекта, представленные для аудита, требуют актуализации на основе ТКП, составленных в 2015 г.

2. Для обеспечения эффективного управления проектом на всех стадиях его реализации вообще и эффективного управления рисками проекта в частности необходимо наличие детальной и регулярно актуализируемой модели денежных потоков по проекту в целом.

3. Увеличение единичной мощности гидроагрегатов Чиркейской ГЭС целесообразно.

4. Аудитор выявил следующие риски с высоким уровнем по проекту:

- риск недофинансирования проекта;
- риск удорожания проекта и увеличения сроков его реализации.

В дискуссии участвовали: академик РАН **О. Н. Фаворский**, доктор техн. наук **Н. Д. Роголёв** — ректор НИУ «МЭИ», доктор техн. наук **Ю. Н. Кучеров** — начальник Департамента технического регулирования ОАО «СО ЕЭС», доктор техн. наук **А. Я. Копсов** — президент компании ООО «ГЭС-газотурбинные технологии», канд. эконом. наук **В. А. Джангиров** — заместитель председателя комитета Торгово-промышленной палаты РФ по энергетической стратегии и развитию ТЭК, **В. И. Виноградов** — главный инженер проекта ООО «ЭФ-Инжиниринг», **Д. А. Никулин** — главный инженер проекта АО «Ленгидропроект», **Р. М. Хазиахметов** — заместитель главного инженера, директор Департамента развития и стандартизации производственных процессов ПАО «РусГидро», доктор техн. наук **В. В. Кудрявый** — научный руководитель Центра «Оптимизации управления в энергетике» НИУ МЭИ, **В. А. Белобров** — руководитель Отдела консалтинга ООО «ЭФ-Инжиниринг», доктор техн. наук **В. А. Баринов** — заведующий отделением ОАО «Энергетический институт им. Г. М. Кржижановского», **Д. А. Паршин** — сотрудник Департамента развития электроэнергетики Минэнерго России, **М. С.-Д. Цой** — генеральный директор ОАО «ГлавИнжЭнергоСтрой», **Л. А. Корныльев** — заместитель главного инженера по технологическому оборудованию АО «Ленгидропроект», **Е. А. Гетманов** — председатель Подсекции тепломеханического оборудования НП «НТС ЕЭС».

Совместное заседание ОТМЕЧАЕТ:

1. Важность реализации проекта комплексной замены гидроагрегатов Чиркейской ГЭС, обусловленного значительной наработкой оборудования, существенно превышающей его парковый ресурс, и неоднократным продлением срока его эксплуатации.

2. Реализация проекта комплексной замены гидроагрегатов Чиркейской ГЭС:

- повысит надёжность работы оборудования;
- увеличит активную мощность ГЭС на 100 МВт;
- повысит технический уровень оснащённости станции;
- повысит устойчивость работы ОЭС Юга;
- снизит эксплуатационные затраты;
- повысит экологическую безопасность.

3. Положительным фактом представленного проекта является то, что всё оборудование, которое используется при замене гидроагрегатов Чиркейской ГЭС, производится на территории России, т. е. в качестве поставщиков основного оборудования рассматриваются отечественные производители. В условиях обеспечения импортозамещения этот факт является особенно важным.

4. В представленном проекте реконструкции Чиркейской ГЭС предусматривается использование масляных выключателей собственных нужд. Целесообразно рассмотреть использование вакуумных выключателей той же мощности и напряжения.

5. Принятая при сравнении вариантов альтернатива, связанная с предположением об остановке Чиркейской ГЭС после 2025 г. в случае отказа от реконструкции гидрогенераторов, не имеет оснований. Использование при сравнении вариантов альтернатива остановки Чиркейской ГЭС вызвана отсутствием методики оценки технико-экономической эффективности такой реконструкции. Целесообразно актуализировать и развить с учётом опыта реконструкции Саяно-Шушенской ГЭС методику оценки технико-экономической эффективности реконструкции ГЭС, которая рассматривает требования обеспечения надёжности работы оборудования, электростанции и энергосистемы в целом, а также условия страхования рисков аварий и повышение эксплуатационных затрат на ремонт отработавшего свой проектный ресурс оборудования.

6. При проведении экспертно-инженерной оценки обоснованности затрат на реализацию инвестиционного проекта Чиркейской ГЭС использовались технико-коммерческие предложения на поставку оборудования по объекту-аналогу Канкунская ГЭС. В Минэнерго России неоднократно высказывалась позиция представителей ПАО «РусГидро» о невозможности определения стоимости реализации проекта реконструкции на основе проектов-аналогов, а также о том, что прогнозная стоимость проектов по техническому перевооружению и реконструкции, сформированная ПАО «РусГидро», исходя из аналогичных проектов, зачастую не совпадает со стоимостью проектов по результатам проведения закупочных процедур. Некорректным также следует признать применение в качестве проекта-аналога ещё не реализованного проекта.

РЕШЕНИЕ СОВМЕСТНОГО ЗАСЕДАНИЯ

1. Одобрить с учётом отмеченных замечаний представленное ООО «ЭФ-Инжиниринг» положительное заключение технологического и ценового аудита инвестиционного проекта «Замена гидротурбин ст. №№ 1, 2, 3, 4 гидрогенераторов ст. №№ 1, 2, 3, 4 Чиркейской ГЭС».

2. Рекомендовать АО «Ленгидропроект» учесть предложения и замечания, представленные ООО «ЭФ-Инжиниринг», на следующих стадиях реализации проекта реконструкции Чиркейской ГЭС:

- разработка проектно-сметной документации;
- разработка технической документации для изготовления оборудования и др.

3. Рекомендовать ПАО «РусГидро»:

- учесть представленные ООО «ЭФ-Инжиниринг» предложения при проведении закупочных процедур и заключении договоров на поставку оборудования при реконструкции Чиркейской ГЭС;
- в целях обеспечения надёжного энергоснабжения и качества электрической энергии в ОЭС «Юга» в соответствии с требованиями технических регламентов и нормативных актов осуществить комплексную замену гидроагрегатов согласно представленному графику работ.

Первый заместитель Председателя
Научно-технической коллегии
НП «НТС ЕЭС», д.т.н., профессор



В.В. Молодюк

Учёный секретарь Совета РАН по
проблемам надёжности и безопасности
больших систем энергетики,
заведующий отделением
ОАО «ЭНИН», д.т.н., профессор



В.А. Баринов

Учёный секретарь
Научно-технической коллегии
НП «НТС ЕЭС», к.т.н.



Я.Ш. Исамухамедов