



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

Председатель Научного Совета РАН
по проблемам надёжности и
безопасности больших систем энергетики,
Председатель Научно-технической
коллегии НП «НТС ЕЭС»,
член-корреспондент РАН,
д.т.н., профессор

А.Ф. Дьяков

« 5 » июня 2015 г.

ПРОТОКОЛ

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

«Комплексная замена гидротурбин и гидрогенераторов Нижегородской ГЭС»

28 мая 2015 года

№ 5/15

г. Москва

Присутствовало: 62 чел.

Со вступительным словом выступил Председатель научного Совета РАН по проблемам надёжности и безопасности больших систем энергетики, Председатель Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС», член-корр. РАН, д.т.н., профессор **А.Ф. Дьяков**. Он отметил, что на рассмотрение Советов представлен проект реконструкции Нижегородской ГЭС с комплексной заменой гидротурбин и гидрогенераторов. Проект выполнен ОАО «Институт Гидропроект». Проект прошел технологический и ценовой аудит, который выполнил ООО «ЭФ-Инжиниринг». Основное оборудование Нижегородской ГЭС проработало около 60 лет и выработало нормативный срок службы. Разработка проекта комплексной замены гидроагрегатов Нижегородской ГЭС является своевременной и обусловлено значительной наработкой оборудования. Докладчикам необходимо охарактеризовать следующие основные положения, касающиеся реконструкции турбин:

геометрия лопастей гидротурбин, экологические проблемы, связь решений по реконструкции с Чебоксарской ГЭС, изменение показателей новых гидрогенераторов.

С докладом на тему **«Проект «Комплексная замена гидроагрегатов Нижегородской ГЭС»** выступил **Р.М. Хазиахметов**, заместитель главного инженера, директор Департамента развития и стандартизации производственных процессов ОАО «РусГидро». Ниже изложены основные положения его доклада.

Федеральная гидрогенерирующая компания ОАО «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 энергоэффективности эксплуатируемых энергетических объектов.

По состоянию на 01.01.2015 г. установленная мощность электростанций группы РусГидро составляет 38,4 ГВт.

Износ основного оборудования

Большая часть мощности ГЭС ОАО «РусГидро», находящейся под риском отказов (14,4 ГВт в абсолютном значении и 56,3 % установленной мощности ГЭС) приходится на гидротурбинное оборудование, что негативно сказывается на надёжности работы станций.

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

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

Программа комплексной модернизации генерирующих объектов ОАО «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 ОАО «РусГидро» на период 2012 – 2025 гг. в объёме 445 млрд руб. (в прогнозных ценах с НДС). ПКМ охватывает ключевые направления модернизации основного генерирующего оборудования ОАО «РусГидро».

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 % среднесрочной выработки ОАО «РусГидро».

2. Безопасность работы ГЭС и оборудования.

Модернизация основного оборудования объектов направлена 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).

Мероприятия, реализуемые в рамках ПКМ, позволят повысить надёжность и безопасность эксплуатируемых объектов (табл. 1), увеличить установленную и располагаемую мощность в результате замены устаревшего оборудования на оборудование с улучшенными эксплуатационными характеристиками, увеличить выработку и полезный отпуск электроэнергии за счёт снятия технических ограничений, повысить КПД, и снизить холостые сбросы в период паводков (табл. 2).

Таблица 1

Целевые ориентиры ПКМ в части износа основного генерирующего оборудования

Цель	Задача	На начало 2011 г.	Целевое значение к моменту окончания ПКМ
Обеспечение надёжного и безопасного функционирования объектов Компании	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 ПКМ в части прироста установленной мощности и выработки электрической энергии

Цель	Задача	Целевое значение к моменту окончания ПКМ*
Рост ценности Компании	Увеличение установленной мощности относительно уровня 2011 г. накопленным итогом, МВт	779,0*
Повышение энергоэффективности через устойчивое развитие производства на базе возобновляемых источников энергии	Прирост выработки электроэнергии по отношению к 2011 г., (млн кВт·ч)	1375,6**

* прирост установленной мощности равен приросту располагаемой мощности

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

Промежуточные итоги реализации ПКМ на начало 2015 г. представлены в табл. 3.

Таблица 3

Промежуточные итоги реализации ПКМ (на 01.01.2015 г.)

Группа активов	План ПКМ шт.	Факт ПКМ (2012 – 2014 гг.) шт.	%
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	≈ 10200	2395	23,5
Вспомогательное оборудование	> 4200	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 прошлом году в модернизацию ГЭС было вложено более 30 млрд рублей (с НДС).

В результате перемаркировки модернизированных ГА Рыбинской, Камской, Саратовской, Жигулевской и Волжской ГЭС суммарная установленная мощность ОАО «РусГидро» увеличилась в 2014 г. на 56,5 МВт.

Публичные технологические и ценовые аудиты по проектам технического перевооружения и реконструкции

Инвестиционные проекты ОАО «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-500кВ» Волжской ГЭС;
- «Замена трансформаторов АТГ и ТГ с реконструкцией маслоприемников» Жигулевской ГЭС.

Суммарная стоимость проектов, прошедших аудит составляет более 28 млрд руб.

В 2015 г. проводятся публичные технологические и ценовые аудиты по следующим проектам технического перевооружения и реконструкции (ТПИР):

«Комплексная замена гидротурбин и гидрогенераторов Нижегородской ГЭС»;

«Замена гидротурбин ст. №№ 1, 2, 3, 4, гидрогенераторов ст. №№1, 2, 3, 4 Чиркейской ГЭС Дагестанского филиала».

На настоящем заседании вниманию Советов представляем проект, предусмотренный к обсуждению в 2015 г. «Комплексная замена гидроагрегатов Нижегородской ГЭС». Генеральный проектировщик — ОАО «Институт Гидропроект».

Филиал ОАО «РусГидро» — Нижегородская ГЭС

Филиал ОАО «РусГидро» — Нижегородская ГЭС» расположен в Нижегородской области, г. Заволжье. Нижегородская ГЭС является четвёртой ступенью каскада ГЭС на р. Волга. В настоящее время идёт подготовка к празднованию 60-летия станции.

Гидротехнические сооружения и водохранилище Нижегородской ГЭС

Длина напорного фронта гидротехнических сооружений (ГТС) составляет 14 791 м.

Параметры водохранилища:

- площадь зеркала при нормально подпертом горизонте (НПГ) составляет 1590 км²;
- полный объём при НПГ равен 8,82 км³ (полезный — 2,78 км³).

Основные параметры Нижегородской ГЭС

В здании ГЭС установлены 8 вертикальных ГА с поворотно-лопастными турбинами ПЛ-510-ВБ-900 (ЛМЗ) и синхронными генераторами СВ1340/150-96 (завод «Электросила») 1955 – 1956 гг. ввода в эксплуатацию. Суммарная установленная мощность составляет 520 МВт и выдаётся в энергосистему через ОРУ-220/110 кВ по воздушным линиям электропередачи.

Текущее состояние генерирующего оборудования Нижегородской ГЭС

На сегодняшний день ГА Нижегородской ГЭС в среднем отработали 60 лет. Износ на конец 2014 г. оценивается:

- по гидротурбинам в 97 %;
- по генераторам в 97 %.

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

- по гидротурбинам 52,71 %;
- по генераторам 59,30 % с прогнозом перехода в критическое состояние в перспективе семи лет без технического перевооружения.

Цели проекта замены гидроагрегатов Нижегородской ГЭС:

- замена оборудования полностью отработавшего нормативный срок службы. Основное оборудование Нижегородской ГЭС вводилось в эксплуатацию с 1955 по 1956 гг. и на сегодняшний момент полностью отработало свой нормативный срок службы;

- повышение надёжности оборудования. Имеется в виду возможность продолжения эксплуатации имеющегося оборудования без катастрофического ухудшения технико-экономических показателей и опасности лавинообразного выхода оборудования из строя;

- увеличение КПД и мощности ГА. По проектной документации увеличение средневзвешенного КПД на 2,5 % и активной мощности гидрогенератора на 7,5 МВт;

- внедрение современных технологических решений. Применение новых конструкционных материалов. Использование инновационных решений. Автоматическая система управления и автоматический мониторинг ГА;

- повышение технического уровня оснащённости станции. Потребность в остропиковых станциях с высокоманёвренным оборудованием, способным обеспечивать устойчивость систем в аварийных ситуациях и выдавать в сеть не только активную, но и реактивную мощность. Этим требованиям старое оборудование не отвечает;

- повышение технико-экономической эффективности. Увеличение среднегодовой выработки на 40 млн кВт·ч и установленной мощности на 60 МВт. Снижение эксплуатационных затрат;

- экологическая безопасность. Применение безмасляной втулки гидротурбины исключает попадание масла в воду.

Основные затраты по реализации ПКМ Нижегородской ГЭС представлены в табл. 4.

Таблица 4

Основные параметры Программы комплексной модернизации
Нижегородской ГЭС

Статья затрат	Количество единиц	Затраты в 2012 – 2025 гг. в прогнозных ценах, млн руб.
Проектные работы	-	626,3
Турбины	8	10 406,1
Генераторы	8	6 937,5
Высоковольтные выключатели	27	810,3
Гидротехнические сооружения	-	3 615,9
Оборудование вторичной коммутации	214	572,7
Вспомогательное оборудование	45	3 575,9
Создание систем физической безопасности	-	1 336,6
Итого по филиалу	-	27 881,4

Основные параметры проекта «Комплексная замена гидроагрегатов Нижегородской ГЭС» представлены в табл. 5.

Таблица 5

Основные параметры проекта «Комплексная замена гидроагрегатов
Нижегородской ГЭС»

Параметры	Начало реализации проекта	Окончание реализации проекта
Мощность турбины, МВт	70	73,98
Мощность генератора, МВт	65	72,5
Количество гидроагрегатов, штук	8	8
Установленная мощность ГЭС, МВт	520	580
Годовая выработка электроэнергии, млн кВт·ч	1510	1550
Стоимость замены, млн руб. с НДС, в ценах I квартала 2015 г.	21 446	
Прирост установленной мощности, МВт	60	
Прирост годовой выработки электроэнергии, млн кВт·ч	40	
Срок реализации проекта	2016 - 2025 гг.	

Комплексная замена гидроагрегатов Нижегородской ГЭС будет осуществлена в соответствии с техническим состоянием гидроагрегатов по графику работ, представленному в таблице 6.

Таблица 6

Дата ввода гидроагрегата, год	Номер гидроагрегата
2017	2
2019	1
2020	7
2021	8
2022	4
2023	3
2024	6
2025	5

С докладом на тему «Техническое перевооружение с заменой гидроагрегатов Нижегородской ГЭС» выступил **П.С. Борщ**, заместитель главного инженера проекта (ГИП), ОАО «Институт Гидропроект». Ниже изложены основные положения доклада.

ОАО «Институт Гидропроект» в соответствии с договором от 15.08.2012 г. № П-67/11 и дополнительным соглашением с ОАО «РусГидро» от 21.10.2014 г. № 3 разработало проектную документацию по комплексной реконструкции Нижегородской ГЭС. В рамках комплексной реконструкции предусмотрены работы по техническому перевооружению с заменой всех 8 ГА Нижегородской ГЭС.

Существующее положение.

В здании ГЭС установлено 8 ГА с поворотно-лопастными турбинами типа К510-ВБ-900 и трехфазными генераторами типа СВ 1340/150-96 зонтичного исполнения мощностью по 65 МВт каждый. Опорным узлом агрегата является нижняя крестовина генератора.

Необходимость замены гидроагрегатов Нижегородской ГЭС

Необходимость замены ГА Нижегородской ГЭС подтверждена следующим:

- основное оборудование проработало в течение 60 лет и выработало нормативный срок службы;
- средний индекс технического состояния согласно годовому отчету аналитического центра ОАО «НИИЭС» за 2014 г. составляет 52,71 %

для гидротурбин и 59,30 % для гидрогенераторов с прогнозом перехода в критическое состояние в перспективе 7 лет без технического перевооружения.

По результатам ранее проведенных обследований выявлены основные проблемные узлы:

- по рабочему колесу: выявлены зоны концентрации напряжений (особенно на лопастях), которые являются источником накопления, образования и развития повреждений. Ресурс лопастей рабочего колеса практически исчерпан;

- по камере рабочего колеса: выявлены поперечное и продольное растрескивание металла в зоне сварочных стыков. В заоблицовочном пространстве камеры рабочего колеса выявлено наличие пустот;

- по статору турбины: на колоннах статора обнаружены участки коррозии, местоположение которых соответствует выявленным зонам концентрации напряжений. Обнаружена неравномерность в распределении зон концентрации напряжений по колоннам статора.

Исследования монолитного бетона опорного конуса и отсасывающей трубы показали, что поверхностный слой бетона, находящийся в постоянном контакте с водой (стена спиральной камеры, бетон опорного конуса со стороны спиральной камеры и бетон стен и бычков отсасывающей трубы), подвержен выщелачиванию на глубину до 10 мм, что пока не сказывается на прочности и надёжности всего сооружения, но должно учитываться при ремонте бетона, находящегося в постоянном контакте с водой.

В связи с тем, что основное оборудование уже выработало свой нормативный срок эксплуатации, периодически принимаются решения о продлении их срока службы. При этом риски наступления аварийной ситуации или отказов оборудования постоянно увеличиваются.

Выбор вариантов оборудования для замены турбины

Новая гидротурбина должна быть выполнена в соответствии со строительной частью энергетического тракта и здания Нижегородской ГЭС. Оборудование должно соответствовать современному уровню гидромашиностроения и требованиям стандартов. Выбор турбины необходимо производить на основе оптимальных результатов трехмерных математических исследований и модельных испытаний энергетических и кавитационных характеристик новой турбины по сравнению с использовавшейся ранее турбиной в существующем турбинном тракте с оптимизацией тех элементов тракта, геометрия которых доступна и экономически эффективна.

Выбор параметров гидротурбины с новым рабочим колесом необходимо производить с учётом ряда показателей, одни из которых желательно обратить в максимум (мощность агрегата, выработка электроэнергии), а другие — в минимум (аварийность, кавитационное воздействие, трудозатраты на ремонт и т. д.). Однако решающее значение среди перечисленных показателей имеют энергетические качества новой машины. Замена гидротурбинного оборудования должна обязательно

сопровождаться его улучшением, то есть повышением мощности или увеличением выработки энергии. При сложившихся в настоящее время режимах использования агрегатов оптимальный вариант — выбор турбины по максимальной выработке электроэнергии. Однако в случае строительства нижележащего гидроузла или подъёма уровня Чебоксарской ГЭС характер работы турбин Нижегородской ГЭС изменится. Основную часть времени агрегаты будут работать в пике графика, и вариант замены оборудования должен выбираться по критерию получения максимальной мощности (максимальной пиковой мощности).

Определение основных параметров гидроагрегата

Для выбора мощности и расчётного напора ГА были проведены водно-энергетические и экономические расчёты, по результатам которых предложен расчётный напор и единичная мощность гидроагрегата.

Расчётные среднедекадные и среднемесячные напоры-нетто на Нижегородской ГЭС колеблются в диапазоне от 7 до 17 м, средневзвешенный по выработке электроэнергии напор-нетто составляет при нормальном подпорном уровне (НПУ) Чебоксарского водохранилища 63,0 м — 15 м и НПУ 68,0 м — 14 м.

Рассмотрены четыре варианта замены оборудования ГЭС (при одинаковых турбинах изменяется расчётный напор и мощность генератора):

- вариант 1. Расчётный напор 12,0 м, максимальная мощность одного агрегата 60,76 МВт, мощность ГЭС 486 МВт;
- вариант 2. Расчётный напор 13,0 м, максимальная мощность одного агрегата 66,64 МВт, мощность ГЭС 533 МВт;
- вариант 3. Расчётный напор 14,0 м, максимальная мощность одного агрегата 72,56 МВт, мощность ГЭС 580 МВт;
- вариант 4. Расчётный напор 15,0 м, максимальная мощность одного агрегата 76,44 МВт, мощность ГЭС 612 МВт.

Эксплуатационные характеристики гидроагрегата Нижегородской ГЭС на линиях ограничения по максимальным значениям мощности и расхода воды после реконструкции гидроагрегатов для четырех вариантов расчётного напора-нетто в виде координат представлены в табл. 7.

При повышении расчётного напора с 12,00 до 13,00 м среднемноголетняя выработка электроэнергии уменьшается на 0,01 ТВт·ч при существующем НПУ Чебоксарского водохранилища 63,00 м и на 0,02 ТВт·ч — при проектном НПУ 68,00 м.

Дальнейшее увеличение расчётного напора от 13,00 до 15,00 м даёт снижение среднемноголетней выработки электроэнергии 0,02 — 0,03 ТВт·ч. При этом повышение расчётного напора с 12,00 до 13,00 м максимальная располагаемая мощность в мае (половодье) увеличивается на 20 МВт, в августе — на 47 МВт, в январе — на 47 МВт при существующем НПУ Чебоксарского водохранилища 63,00 м и соответственно на 13, 47 и 23 МВт при проектном НПУ 68,00 м.

Таблица 7

Напор- нетто, м	Максимальный расход воды через одну турбину, м ³ /с	Максимальная мощность одного гидроагрегата, МВт	Коэффициент мощности ($A=9,81\eta_r \cdot \eta_g$)
Вариант 1			
7,4	529	31,35	8,01
12,0	606	60,76	8,36
15,0	461	60,76	8,79
16,3	416	60,76	8,95
16,8	403	60,76	8,98
Вариант 2			
7,4	529	31,35	8,01
13,0	611	66,64	8,39
15,0	513	66,64	8,66
16,3	461	66,64	8,86
16,8	445	66,64	8,92
Вариант 3			
7,4	529	31,35	8,01
14,0	616	72,56	8,41
15,0	564	72,56	8,58
16,3	505	72,56	8,77
16,8	487	72,56	8,86
Вариант 4			
7,4	529	31,35	8,01
15,0	599	76,44	8,51
16,3	539	76,44	8,70
16,8	517	76,44	8,80

Дальнейшее увеличение расчётного напора от 13,00 м до 14,00 м даёт увеличение располагаемой мощности в августе на 42 МВт, в январе — на 8 МВт при существующем НПУ Чебоксарского водохранилища 63,00 м и в августе — на 14 МВт при проектном НПУ 68,00 м.

Экономическое обоснование мероприятий по выбору расчётного напора ГА Нижегородской ГЭС выполнялось в соответствии с «Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов», утверждёнными Минэкономки РФ (2000 г.). Нормативной базой являются «Единые сценарные условия на 2013 – 2038 гг.» (ОАО «РусГидро» приказ от 29.08.2012 г. № 796) с учётом особенностей расчётов применительно к действующему предприятию (расчёты выполнялись согласно целевому варианту).

Сравнение вариантов производилось методом определения эффективности перехода от варианта с меньшим расчётным напором к варианту с более высоким напором. На каждом шаге расчёта дополнительные расходы по оборудованию сопоставлялись с приростом доходов.

В результате проведённый анализ показал экономическую эффективность возможного повышения расчётного напора ГА Нижегородской ГЭС до 14,00 м и увеличение установленной мощности ГЭС до 580 МВт (единичная мощность агрегата 72,50 МВт).

Определение стоимости замены гидроагрегатов

Расчёт стоимости ГА производился с помощью объекта-аналога по массе заменяемого оборудования. В качестве объекта-аналога использовались реализованные проектные решения по Рыбинской ГЭС. Определение стоимости замены оборудования Нижегородской ГЭС определялось по фактической стоимости замены оборудования Рыбинской ГЭС с учётом разницы в массах оборудования Нижегородской и Рыбинской ГЭС.

Определение стоимости замены гидрогенераторов

Для определения стоимостей гидрогенератора Нижегородской ГЭС с учётом разницы в массах сравниваемых гидрогенераторов Нижегородской ГЭС и Рыбинской ГЭС корректирующий коэффициент определён как отношение масс гидрогенератора Нижегородской ГЭС к Рыбинской ГЭС.

Стоимость одного гидрогенератора Нижегородской ГЭС с учётом корректирующего коэффициента составила 551 785 тыс. руб. (без НДС в ценах 1-го квартала 2015 г.).

Стоимость замены всех 8 гидрогенераторов Нижегородской ГЭС составила 4 414 280 тыс. руб. (без НДС).

В стоимости поставки гидрогенераторного оборудования были учтены также:

- релейная защита и автоматика (РЗА) ГА — 4 комплекта;
- генераторное распределительное устройство 13,8 кВ в составе:
 - выключатель нагрузки;
 - разъединители; заземляющие ножи — 4 комплекта;
 - сборные шины генераторного напряжения 13,8 кВ со встроенными трансформаторами тока — 8 комплектов.

Стоимость гидротурбинного оборудования определялось аналогично.

Стоимость одной гидротурбины составила 881 508 тыс. руб. (без НДС).

Стоимость замены 8 гидротурбин Нижегородской ГЭС составила 7 052 062 тыс. руб. (без НДС).

В стоимости поставки гидротурбинного оборудования учтены:

- система автоматического управления (САУ) ГА, включая САУ маслонапорные установки (МНУ) гидроподъёмников – 8 комплектов;
- МНУ гидроподъёмников — 8 комплектов.

Стоимость строительно-монтажных работ по замене одного ГА составила 566 866 тыс. руб. (без НДС).

Стоимость вспомогательных механизмов ГА, запасных частей гидрогенератора, специальных инструментов, подъёмных и прочих механизмов, а также вспомогательного оборудования ГА составила 118 437 тыс. руб. (без НДС). Стоимость восстановления бетона проточной части на одном ГА Нижегородской ГЭС составляет 153 256 тыс. руб. (без НДС).

Стоимость строительно-монтажных работ (СМР) и вспомогательного оборудования по замене 8 ГА Нижегородской ГЭС составляет 6 708 467 тыс. руб. (без НДС).

Итоговая стоимость замены ГА Нижегородской ГЭС составляет 18 174 809 тыс. руб. (без НДС) и 21 446 274 тыс. руб. (с НДС) в ценах 1 квартала 2015 г.

Вспомогательные системы гидроагрегата

В процессе реконструкции ГА должны быть реконструированы вспомогательные системы гидроагрегатов:

- водяного охлаждения;
- пожаротушения гидрогенератора;
- режима синхронного компенсатора (СК);
- торможения агрегата;
- турбинного масла;
- измерений гидравлических величин.

Кроме того, должны быть реконструированы или полностью заменены следующие общестанционные системы.

1. Система водяного охлаждения.

Во время замены основного оборудования (турбин и генераторов), должна быть проведена замена всего оборудования системы технического водоснабжения (ТВС) в полном объёме. С учётом этого модернизацию системы ТВС следует провести по секциям, ориентируясь на дату вывода в капитальный ремонт для замены основного оборудования каждого из агрегатов ГЭС.

По системе ТВС должны быть заменены все трубопроводы, запорная арматура, фильтры и насосные установки, приборы контроля и автоматики. Должна быть установлена цифровая аппаратура контроля и автоматики.

2. Пневматическое хозяйство.

Необходимо перенести компрессорную станцию в отдельное помещение на незатопляемой отметке.

3. Масляное хозяйство.

Необходимо заменить баки для хранения турбинного и трансформаторного масла. Кроме того, во время замены основного оборудования необходимо также заменить байпасы Ø 500 мм, установленные между водоприёмной и спиральной камерами. Байпасы сильно корродированы в районе фильтра под сеткой-стяжкой пола на отметке 74,00 м (на выходе закладных из бетона). Предварительно необходимо провести обследование состояния (остаточной толщины стенки) байпасов. По результатам обследования наиболее вероятно необходимость проведения усиления закладной трубы на её выходе.

Показатели коммерческой эффективности

Технико-экономическое сравнение вариантов разной мощности генераторов показало эффективность увеличения мощности агрегата до 72,5 МВт с расчётным напором 14 м. Результаты экономического сопоставления расходов и доходов на каждом шаге повышения расчётного напора при НПУ Чебоксарского водохранилища 63,00 и 68,00 м приведены в таблице 8.

Дополнительными аргументами в пользу увеличения установленной мощности Нижегородской ГЭС являются:

- увеличение диапазона участия ГЭС в регулировании частоты и перетоков мощности при оказании системных услуг;
- повышение надёжности энергосистемы за счёт увеличения мобильного резерва при аварийном отключении крупных блоков генерации;
- более эффективное использование гидроресурсов при срезе пика паводка;
- обеспечение надёжности электроснабжения существующих и новых крупных потребителей, а также обеспечение возможности роста нагрузок существующих потребителей на перспективу в регионе расположения Нижегородской ГЭС.

Таблица 8

Результаты экономического сопоставления расходов и доходов на каждом шаге повышения расчётного напора при НПУ Чебоксарского водохранилища

Варианты изменения расчётного напора	Индекс доходности (ИД), о. е.	Чистый дисконтированный доход (ЧДД), млн руб.
При НПУ Чебоксарского водохранилища 63,00 м		
12,00 м – 13,00 м	3,40	434,90
13,00 м – 14,00 м	1,90	266,90
14,00 м – 15,00 м	Вариант неэффективный (ИД<1, ЧДД — отрицательный)	
При НПУ Чебоксарского водохранилища 68,00 м		
12,00 м – 13,00 м	3,40	434,70
13,00 м – 14,00 м	1,20	60,30
14,00 м – 15,00 м	Вариант неэффективный (ИД<1, ЧДД - отрицательный)	

Проведённый анализ показывает экономическую эффективность возможного повышения расчётного напора ГА Нижегородской ГЭС до 14,00 м и увеличение установленной мощности ГЭС до 580 МВт (единичная мощность агрегата 72,50 МВт).

Основные параметры принятой гидротурбины представлены в табл. 9.

Таблица 9

Основные параметры гидротурбины

Наименование параметров	Параметры
Тип гидротурбинной установки	ПЛ20-В-900 осевая поворотная-лопастная вертикальная
Диаметр рабочего колеса, м (не более)	9
Напоры (нетто), м: - максимальный (НПУ Чебоксарского водохранилища 63,0 м) - максимальный (НПУ Чебоксарского водохранилища 68,0 м) - расчётный - минимальный (НПУ Чебоксарского водохранилища 63,0 м) - минимальный (НПУ Чебоксарского водохранилища 68,0 м) - средневзвешенный Н ср.взв. по выработке: (НПУ Чебоксарского водохранилища 63,0 м) (НПУ Чебоксарского водохранилища 68,0 м)	Не менее 18,0 Не менее 18,0 14 7,5 7,4 15,2 14,0
Мощность гидротурбины (не менее), МВт - максимальная при максимальном напоре - номинальная при расчётном напоре	73,98 73,98
Расчётный расход, м ³ /с	600 (уточняется изготовителем турбины)
Частота вращения, об/мин.: - номинальная - угонная с сохранением комбинаторной зависимости	62,5 134 (уточняется изготовителем генератора, турбины)
Направление вращения	Правое, по часовой стрелке, если смотреть со стороны генератора.
Отметка оси поворота лопастей рабочего колеса, м	65,5
Высота отсасывания H _s , м: - располагаемая при Н _р и Н _{ном} .	Минус 1,0
КПД гидротурбины (не менее), % - максимальный - при номинальных параметрах - средневзвешенный	94,0 90,0 91,6

Основные параметры нового гидрогенератора представлены в табл. 10.

Таблица 10

№	Наименование параметров гидрогенератора	Параметры
1	Тип гидрогенератора	Синхронный, вертикальный, зонтичного исполнения с расположением подпятника на нижней крестовине и с двумя направляющими подшипниками
2	Мощность номинальная, кВА/кВт	90625/72500
3	Напряжение номинальное, кВ	13,80
4	Номинальный коэффициент мощности	0,80
5	Частота номинальная электрического тока, Гц	50
6	Направление вращения по ГОСТ 27471-87 (если смотреть со стороны турбины)	левое
7	Частота вращения гидрогенератора, об/мин: - номинальная - угонная	62,50 134
8	Относительное повышение частоты вращения ротора агрегата при сбросе номинальной нагрузки, %	Не более 160 (подтверждается изготовителем гидротурбины)
9	Ток возбуждения номинальный, А Ток возбуждения при коротком замыкании и номинальном токе статора, А Ток возбуждения при холостом ходе, А	Определяются изготовителем гидрогенератора
10	Кратность пусковых токов в двигательном режиме, о.е.	
11	Напряжение возбуждения номинальное, В	
12	Кратность форсировки возбуждения, о.е. - по напряжению - по току	2,50 2,00
13	Нагрузка осевая на подпятник от турбины, (гидравлическое усилие и масса вращающихся частей), кН (тс)	Определяется изготовителем гидротурбины
14	Маховой момент GD^2 , тм ²	Определяется изготовителем гидрогенератора, согласовывается с изготовителем гидротурбины
15	КПД гидрогенератора, %, не менее	98,00
16	Работа в режиме СК	Да

С докладом «Технологический и ценовой аудит инвестиционного проекта «Проектная документация комплексной замены гидроагрегатов Нижегородской ГЭС» выступил **Е.И. Томашов** — руководитель отдела энергетических технологий ООО «ЭФ-Инжиниринг». Ниже изложены основные положения доклада.

Компания ООО «ЭФ-Инжиниринг» (ИК, Аудитор) в рамках заключённого с ОАО «РусГидро» (Заказчик) договора и в объёме

технического задания (ТЗ) к нему представила результаты технологического и ценового аудита проекта комплексной реконструкции Нижегородской ГЭС.

Станция является частью Волжского каскада гидроэлектростанций, представляя собой его четвёртую ступень. Плотины гидроузла (ГУ) общей длиной 18,6 км являются самыми протяжёнными среди плотин гидроузлов России. Нижегородский ГУ построен в 1948 – 1962 гг. и является важным инфраструктурным объектом комплексного назначения, решающим, помимо выработки электроэнергии, задачи водного и автомобильного транспорта, водоснабжения, рекреации. Собственником сооружений Нижегородского ГУ (за исключением судоходного шлюза) является ОАО «РусГидро».

ГЭС оборудована восемью поворотно-лопастными турбинами с диаметром рабочего колеса 9 м и вертикальными синхронными генераторами мощностью по 65 МВт. Среднегодовая выработка составляет 1 513 млн кВт·ч. Связь гидроэлектростанции с энергосистемой осуществляется линиями электропередачи 220 и 110 кВ.

Генерирующее оборудование

Турбины	
- тип ПЛ 510-ВБ-900	мощность 70 МВт, расход 500 м ³ /с.
Генераторы	
- тип СВ 1340/155-96	мощность 65 МВт, напряжение 13,8 кВ.

Нижегородская ГЭС расположена в среднем течении р. Волги вблизи городов Заволжье и Городец. В Волжском каскаде станция находится между Рыбинским и Чебоксарским ГУ. Здание ГЭС и водосливная плотина размещены на месте протоки Волги — Воложки и небольшого острова.

В левобережной части ГУ размещена пойменная земляная плотина, прерываемая судоходными шлюзами с аванпортом. В центральной части ГУ находятся пойменная и русловая земляные плотины. Водосливная плотина и здание ГЭС примыкают к правому берегу реки. В правобережной части ГУ имеется протяжённая земляная дамба. Напорные сооружения ГЭС имеют общую протяженность 18 600 м (длина напорного фронта 13 332 м). Большую часть длины напорного фронта занимают 7 земляных плотин и 3 дамбы, из которых наибольшую протяжённость имеют левобережные русловая и пойменная плотины и правобережная дамба.

Общий объём земляных плотин и дамб составляет 23 665 тыс. м³. Водосбросная плотина — бетонная, длиной 291 м, имеет 12 пролётов шириной по 20 м и рассчитана на пропуск воды при НПУ 11 800 м³/с. Максимальная пропускная способность гидроузла с учётом пропуска через гидроагрегаты составляет 16 400 м³/с.

В состав сооружений ГУ входят:

- здание ГЭС с ОРУ 110/220 кВ;
- бетонная водосливная плотина;

- земляные плотины и магистральный канал;
- судоходные сооружения.

Вполне очевидна необходимость поддержания деятельности ГЭС не только как источника электроэнергии, но и как важнейшего объекта народно-хозяйственного значения.

Гидротурбинное оборудование Нижегородской ГЭС находится в пределах нормативной документации, однако возникает угроза наступления отказов, появляются первые признаки отклонения от выполнения требуемых функций.

В настоящее время состояние гидротурбинного оборудования оценивается следующим образом.

По рабочему колесу. Выявлены зоны концентрации напряжений (особенно на лопастях), которые являются источником накопления, образования и развития повреждений. В этих зонах необходим особый контроль.

По камере рабочего колеса. Выявлено поперечное и продольное растрескивание металла в зоне сварочных стыков. В заоблицовочном пространстве камеры рабочего колеса выявлено наличие пустот.

По статору. На колоннах статора визуально обнаружены участки коррозии, местоположение которых соответствует выявленным зонам концентрации напряжений. Обнаружена неравномерность в распределении зон концентрации напряжений по колоннам статора. Необходимо при ремонтах проводить инструментальный контроль неразрушающими методами состояние металла колонн статора.

Большой объём сварочных работ по устранению кавитационных разрушений камер и лопастей привёл к деформации этих узлов. Поэтому можно ожидать, что КПД гидротурбин значительно ниже первоначального.

Срок эксплуатации гидротурбинного оборудования составляет более 50 лет. Следует ожидать лавинообразного увеличения количества дефектов в последующей эксплуатации и, как следствие, сокращения межремонтного периода, надёжности и экономической эффективности работы станции в целом.

Прогрессирующий физический износ гидротурбинного оборудования Нижегородской ГЭС, массовый характер повреждений его основных узлов свидетельствуют о полном исчерпании ресурса его работы и поэтому не позволяют рассматривать расширенный капитальный ремонт как альтернативу реконструкции с полной заменой турбин. Частичная реконструкция уже бессмысленна, так как в той или иной степени все основные узлы поражены дефектами, которые способны вывести агрегат из строя. Поэтому целесообразнее, не дожидаясь разрушения узлов оборудования, приступить к замене оборудования всех 8 блоков.

Состояние гидрогенераторного оборудования. Состояние ГА Нижегородской ГЭС оценено как работоспособное. Однако, учитывая срок эксплуатации гидрогенераторов более 50 лет, следует констатировать их моральное и физическое старение.

Дальнейшее ухудшение состояния гидрогенераторов Нижегородской ГЭС может и не привести к ощутимым потерям выработки электроэнергии, однако не позволит полноценно выполнять общесистемные функции по регулированию нагрузки, частоты, напряжения и перетоков мощности.

Учитывая выше сказанное и принимая во внимание то, что значительная нагрузка по обеспечению устойчивой работы Европейской части ЕЭС России приходится на Волжский каскад ГЭС, актуально повышение технического уровня оборудования Нижегородской ГЭС. Работа по данному направлению предполагает полную замену агрегатов.

Таким образом, необходимость реконструкции Нижегородской ГЭС базируется на следующих предпосылках:

- основное оборудование выработало двойной нормативный срок службы равный 30 годам;
- замена оборудования является решением проблемы повышения технического уровня ГЭС;
- прогрессирующий физический износ гидротурбинного оборудования Нижегородской ГЭС, массовый характер повреждений его основных узлов свидетельствуют о полном исчерпании ресурса его работы и не позволяют рассматривать расширенный капитальный ремонт как альтернативу реконструкции с полной заменой турбин;
- снижение КПД по сравнению с заводской характеристикой составляет до 15 %, а различия рабочих характеристик агрегатов между собой достигают 8 %;
- потребность в остропиковых станциях с высокоманевренным оборудованием, способным обеспечивать устойчивость систем в аварийных ситуациях и выдавать в сеть не только активную, но и реактивную мощность. Этим требованиям старое оборудование не отвечает;
- использование современных технических решений, новых конструкционных материалов обеспечит существенное повышение надёжности оборудования, увеличение мощности и КПД гидроагрегатов.

Выбор основного оборудования для замены при комплексной реконструкции Нижегородской ГЭС, и в первую очередь гидротурбины, значительно ограничен существующими габаритными размерами ячейки, в которые должно быть вписано рабочее колесо новой гидротурбины. Основные задачи при выборе новой турбины — получение наибольшей мощности и выработки электроэнергии при прежнем напоре за счёт совершенствования лопаточного профиля рабочего колеса гидротурбины.

Проведённые расчёты показывают, что при сохранении расчётного напора 14 м и диаметра рабочего колеса 9 м и за счёт совершенствования профиля рабочих колёс и применения новых материалов, активная мощность гидроагрегата может быть увеличена на 7,5 МВт и составить 72,5 МВт. Соответственно суммарная установленная мощность гидроэлектростанции может быть увеличена на 60 МВт и составить 580 МВт.

Параметры после реконструкции

Количество гидроагрегатов	8.
Установленная мощность при расчётном напоре 14 м, МВт	$72,5 \times 8 = 580.$
Мощность турбины, МВт	73,98.
Генераторы	мощность 72,5 МВт, напряжение 13,8 кВ.

Аудитор, проведя последовательную экспертную оценку представленных документов, сформировал выводы и рекомендации на основе опыта участия в реализации подобных проектов в энергетическом строительстве. Детальное изложение выводов и рекомендаций приведено в соответствующих частях и разделах отчета. Также представлены замечания с указанием возможного периода их устранения. Характер имеющихся замечаний по разделам не препятствует Аудитору в целом подтвердить предлагаемые Заказчиком технические решения, оформленные в технических требованиях на оборудование для комплексной реконструкции Нижегородской ГЭС.

По электротехнической части существенных замечаний в ходе технологического аудита не выявлено.

Экспертно-инженерная оценка обоснованности затрат на реализацию инвестиционного проекта. Согласно представленной сметной документации (расчёт по объекту-аналогу), затраты на комплексную замену гидроагрегатов Нижегородской ГЭС в ценах 1 квартала 2015 г. составляют 18 174 809,00 тыс. руб. (без НДС) и 21 446 274 тыс. руб. (с НДС).

Представленная сметная документация в целом соответствует требованиям, предъявляемым к сметной документации, разрабатываемой на стадии проектной документации.

К представленной сметной документации Аудитор сформировал ряд замечаний, с учётом которых стоимость реализации проекта должна снизиться на 1,12 % : на 204 260 тыс. руб. (без НДС), на 241 027 тыс. руб. (с НДС) и составить 17 970 551 тыс. руб. (без НДС) и 21 205 250 тыс. руб. (с НДС в ценах 1-го квартала 2015 г.).

Аудитор обращает внимание ОАО «РусГидро» на то, что технико-коммерческие предложения (ТКП) поставщиков оборудования в составе проектно-сметной документации (ПСД) не представлены, а проект организации строительства (ПОС) не разработан. Поэтому существует риск того, что стоимость оборудования и объёмы строительно-монтажных работ (СМР), необходимых для выполнения всех демонтажных и монтажных работ при комплексной замене гидроагрегатов на Нижегородской ГЭС, окажутся существенно большими, чем у объекта-аналога Рыбинская ГЭС.

Аудитор оценивает риск удорожания стоимости проекта и увеличения сроков его реализации как высокий, а налоговые риски по проекту как средние.

Анализ представленной в объёме ТЗ для технико-ценового аудита комплексной реконструкции Нижегородской ГЭС позволяет Аудитору сделать следующие выводы:

- необходимость комплексной реконструкции 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 перепростоя оборудования в ремонте;

- технические решения, связанные с выбором оборудования для комплексной реконструкции станции, в значительной степени ограничены габаритными размерами строительной части машинного зала и статорной части гидротурбины;

- график поэтапной реализации комплексной реконструкции станции представляется оптимальным с точки зрения организации закупочных процедур, изготовления и поставки оборудования и производства СМР;

- 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;

- анализ представленной сметной документации позволяет сделать вывод о её соответствии требованиям, предъявляемым к сметной документации, разрабатываемой на стадии инвестиционного проекта. Выявленные замечания, снижающие стоимость Проекта, могут быть нивелированы отсутствием ПОС и возможным увеличением стоимости демонтажных и монтажных работ по сравнению с объектом аналогом.

В ходе дискуссии выступили академик РАН А.Н. Лагарьков, член-корр. РАН **А.Ф. Дьяков**, **Р.М. Хазиахметов** — заместитель главного инженера, директор департамента Развития и стандартизации производственных процессов ОАО «РусГидро», **П.С. Борщ** — заместитель главного инженера проекта ОАО «Институт Гидропроект», **И.В. Сафаров** — технический директор ООО «ЭФ-Инжиниринг», **В.А. Белобров** — руководитель отдела Консалтинга ООО «ЭФ-Инжиниринг», **Ю.А. Партола** — первый заместитель директора – главный инженер филиала ОАО «РусГидро» - «Нижегородская ГЭС», к.э.н. **В.А. Джангиров** — заместитель председателя комитета Торгово-промышленной палаты РФ По энергетической стратегии и развитию ТЭК, д.т.н. **Б.И. Нигматулин** — первый заместитель генерального директора Института проблем естественных монополий.

В рамках дискуссии с отдельным сообщением выступил руководитель отдела Системного анализа надёжности АЭС ОАО «ВНИИАЭС» **В.В. Таратунин**. Ниже приводится его выступление.

На данном заседании рассматривается по существу определённый раздел Программы комплексной модернизации (ПКМ) ОАО «РусГидро» на период 2012 – 2025 гг. в части заявленной темы заседания «Комплексная замена гидротурбин и гидрогенераторов Нижегородской ГЭС».

ПКМ, безусловно, является актуальной, своевременной и стратегической программой с точки зрения повышения энергетической безопасности России. По данным с сайта ОАО «РусГидро» объём финансирования программы на период 2012 – 2025 гг. составит 445,5 млрд руб. в прогнозных ценах. По устному замечанию основного докладчика **Р.М. Хазиахметова** ОАО «РусГидро» реализовало мощный инвестиционный проект по модернизации завода-изготовителя модернизированных гидроагрегатов, что говорит о системности ПКМ.

Обсуждение заявленной темы на совещании столь высокого уровня говорит о стремлении ОАО «РусГидро» провести апробацию научно-технического подхода и обоснованность планируемых затрат на реализацию проекта «Комплексная замена гидроагрегатов Нижегородской ГЭС» в рамках ПКМ. Мотивация проекта понятна, но его научно-техническое и технико-экономическое обоснование требует дальнейшей проработки.

Модернизация как превентивное мероприятие по обеспечению жизненного цикла технического объекта (производственной системы) для любой отрасли промышленности для любой развитой страны мира имеет три непересекающихся класса мотиваций.

Первый класс — экономическая эффективность — включает: повышение производительности и качества продукта, снижение эксплуатационных затрат за счёт повышения надёжности (безотказности, долговечности, восстанавливаемости, сохраняемости) различными средствами (применение передовых технологий изготовления и эксплуатации, современных материалов, развитых IT-технологий, менеджмента и т. д.).

Второй класс — безопасность — включает снижение рисков для персонала при производстве работ, техногенных рисков для населения, негативного воздействия на окружающую среду.

Третий класс — устаревание — крайне актуальный фактор в мировой практике, суть которого заключается в том, что рассматриваемый агрегат удовлетворяет всем выше перечисленным требованиям, но был создан так давно, что к данному моменту абсолютно исправен, но запасы материально-технических ресурсов (МТР), включающих запасные части, инструменты, принадлежности (ЗИП) и расходные материалы на исходе, отечественное производство МТР по различным причинам отсутствует, а мировой рынок приемлемых МТР пуст.

По первому классу основной критерий модернизации есть целесообразность. Мотивация об исчерпании назначенного «бухгалтерского» ресурса здесь явно недостаточна.

Проведём несколько расчётов для гидроагрегатов Нижегородской ГЭС.

Коэффициент использования установленной мощности (КИУМ)

Установленная исходная мощность ГЭС составляет 520 МВт. Исходная годовая выработка электроэнергии равна 1510 млн кВт·ч. $КИУМ_{ИСХ} = 1510 \text{ млн кВт}\cdot\text{ч} / (520 \text{ МВт} \cdot 8760 \text{ ч}) = 0,3315$.

Установленная мощность «новая» составляет 580 МВт. «Новая» годовая выработка электроэнергии равна 1550 млн кВт·ч. $КИУМ_{НОВ} = 1550 \text{ млн кВт}\cdot\text{ч} / (580 \text{ МВт} \cdot 8760 \text{ ч}) = 0,3057$.

Таким образом, $КИУМ_{ИСХ} > КИУМ_{НОВ}$.

По данному критерию замена нецелесообразна.

Окупаемость в условиях «бартерной» модели. Смысл модели — установить, за какое время непрерывной работы Нижегородская ГЭС сможет выработать объём электроэнергии, который в стоимостном эквиваленте равен затратам на замену в условиях действующего тарифа данной конкретной генерации.

По приказу ФСТ России от 19 декабря 2014 г. № 2282-э тариф для Нижегородской ГЭС на 2015 г. установлен в размере 11,75 руб/(МВт·ч). Однако ни в одном выступлении докладчиков, включая аудиторов, не было сказано о длительности работ по замене одного агрегата, а также мощность оставшейся в работе части ГЭС. Например, для АЭС с ВВЭР-1000 отказ одного из четырёх главных циркуляционных насосов (ГЦН) не приводит к снижению мощности на 25 %. В этих условиях примем пропорциональную модель и будем предполагать, что заменяются сразу все агрегаты.

Общие затраты без налога на добавленную стоимость (НДС) равны 18 174 809 тыс. руб. Тариф составляет 117,5 тыс. руб. за один млн кВт·ч. Эквивалент затрат равен 1 546 79,226 млн кВт·ч. Годовая выработка модернизированной ГЭС составляет 1 550 млн кВт·ч.

Таким образом, «бартерная» окупаемость составляет 99,7 лет. Возможно, «бартерная» модель — грубое приближение к дисконтным моделям, но более реалистичная, поскольку учитывает конкретный тариф в период реализации данных затрат.

К затратам следует добавить упущенную выгоду, то есть вынужденную невыработку энергии во время вывода гидроагрегата на замену от останова до промышленного пуска.

По остальным классам иницилирующих критериев обсуждать нечего, поскольку они не освещались, а только декларировались. Должны быть выполнены детальные обследования.

Корректное решение проблемы замены по критериям долговечности также не прозвучало. Все назначенное можно только переназначить. Необходимо исследовать уже «вынутые» агрегаты и сформулировать адекватные критерии замен и не в процентах, а по физике прочности и материаловедческих исследований. Возможно применение теории интегральных показателей старения. Суть теории — анализ трендов простоя по различным причинам, трендов затрат по поддержанию работоспособности и т. д.

Необходимо провести тщательное обследование «вынутых» агрегатов и соответствующих «посадочных мест». В современной терминологии «конструкций, систем, компонент» и выделить в структуре ПМК соответствующие средства (до 200 млн руб. на 2 года.)

Ответы **П.С. Борща** — заместителя главного инженера проекта (ГИП), ОАО «Институт Гидропроект» — на замечания, высказанные в выступлении **В.В. Таратунина**.

1. В разрезе повышения системной надежности проект «Комплексная замена гидроагрегатов Нижегородской ГЭС» даёт не только увеличение мощности на 11,5 % и выработки электроэнергии на 2,6 %, но и обеспечивает пиковый резерв мощности. С новым оборудованием Нижегородская ГЭС может участвовать в первичном и вторичном регулировании режимов, а также работать в режиме синхронного компенсатора.

Техническое перевооружение Нижегородской ГЭС с заменой гидроагрегатов обеспечивает достижение основных задач, лежащих в основе Программы комплексной модернизации ОАО «РусГидро»:

- повышение системной надёжности;
- увеличение эффективности эксплуатации оборудования;
- повышение безопасности работы ГЭС (снижение рисков для персонала при производстве работ, а также техногенных рисков для населения);
- снижение негативного воздействия на окружающую среду;
- повышение возможности решать комплекс задач по водопользованию, сельскому и рыбному хозяйствам, речному транспорту и др.

2. КИУМ Нижегородской ГЭС после замены агрегатов уменьшается примерно на 3 %. Кроме того, с учётом того, что Нижегородская ГЭС работает в пиковом режиме, утверждение о повышении КИУМ необоснованно. Нижегородская ГЭС работает в каскаде и несёт не только функцию выработки электроэнергии, но и водохозяйственную и судоходную нагрузку. Для определения оптимального назначения ГЭС в водно-энергетическом комплексе производятся водохозяйственные и водно-энергетические расчёты. Среднегодовая выработка может меняться в зависимости от потребности энергосистемы (как в большую, так и в меньшую сторону). В настоящее время увеличение среднесуточной выработки ГЭС влечёт за собой уменьшение судоходных возможностей Волги.

3. Замечание о том, что попадание масла должно быть нормировано — необоснованно. Существующие нормативные документы (в частности стандарт организации (СТО) ОАО «РусГидро» к гидросиловому оборудованию) вообще исключают попадание масла в воду.

4. Относительно тезиса о том, что представленный на слайде «прогрессирующий физический износ гидротурбинного оборудования Нижегородской ГЭС и массовый характер повреждений его основных узлов должны быть доказаны и показаны».

В существующей документации к Инвестиционному проекту приведены многочисленные ссылки на выполненные обследования, дано заключение по состоянию агрегатов, основанное на заключениях работ комиссий по оценке технического состояния агрегатов (ссылки на которые в документации также представлены). На презентационном же слайде даётся только краткая информация по состоянию основных узлов. Поэтому по упомянутому слайду нельзя судить о физическом износе гидротурбинного оборудования Нижегородской ГЭС, поскольку он не является документацией, по которой проводился аудит.

5. По экономике **В.В. Таратунин** приводит неверные расчёты. Так, по факту 2009 г. чистая выручка Нижегородской ГЭС составила 2,4 млрд руб., по мощности — 2,1 млрд руб. и по выработке — 0,3 млрд руб. При поочередной замене ГА объём выработки и мощность ГЭС в период строительства не изменятся, а выручка составит 19 млрд руб., с учётом работы существующих ГА в период их замены, что даёт окупаемость Проекта уже в первый год после замены всех ГА.

6. О необходимости «доработать проект, разработать детальный график производства работ и осуществить комплексную замену гидроагрегатов».

График производства работ возможно делать только тогда, когда разработана конструкция турбины и генератора, известен тип опирания генератора, который должен быть определён окончательно заводом-изготовителем. Укрупнённые объёмы по демонтажу и монтажу существующей камеры рабочего колеса определены и проектом учтены, но их недостаточно для разработки раздела «Проект организации строительства» (ПОС). В противном случае разработка ПОС на монтаж нового оборудования сводится к графику ввода гидроагрегатов в эксплуатацию. Сроки ввода оборудования до 2025 г. в инвестиционном проекте представлены.

Совместное заседание ОТМЕЧАЕТ:

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

Реализация проекта «Комплексная замена гидроагрегатов Нижегородской ГЭС:

- повысит надёжность работы оборудования;
- увеличит средневзвешенный КПД на 2,5 %;
- повысит активную единичную мощность гидрогенератора на 7,5 МВт;
- увеличит среднегодовую выработку на 40 млн кВт·ч и установленную мощность ГЭС на 60 МВт.
- обеспечит внедрение современных технологических и инновационных решений и применение новых конструкционных материалов;
- повысит технический уровень оснащённости ГЭС;

- обеспечит потребность системы в остропиковой мощности, что повысит устойчивость системы в аварийных ситуациях;
- даст возможность выдавать в сеть не только активную, но и реактивную мощность;
- снизит эксплуатационные затраты;
- повысит экологическую безопасность.

Существующее на станции оборудование этим требованиям не отвечает.

Заслушав доклады, выступления в дискуссии представителей заинтересованных организаций, замечания и предложения членов Советов и приглашенных специалистов, Совместное заседание

РЕШИЛО

1. Одобрить с учётом высказанных замечаний представленное ООО «ЭФ-Инжиниринг» положительное заключение технологического и ценового аудита инвестиционного проекта «Проектная документация комплексной замены гидроагрегатов Нижегородской ГЭС».

2. Рекомендовать ОАО «Институт Гидропроект» учесть предложения и замечания, представленные ООО «ЭФ-Инжиниринг», при разработке проектно-сметной документации инвестиционного проекта «Техническое перевооружение с заменой гидроагрегатов Нижегородской ГЭС».

3. Рекомендовать ОАО «РусГидро»:

3.1. Учесть предложения и замечания, представленные ООО «ЭФ-Инжиниринг», на следующих стадиях реализации инвестиционного проекта «Техническое перевооружение с заменой гидроагрегатов Нижегородской ГЭС»:

- проведение закупочных процедур;
- заключение договоров на поставку оборудования;
- разработка технической документации для изготовления оборудования и др.

3.2. Осуществить комплексную замену гидроагрегатов в соответствии с представленным графиком работ.

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



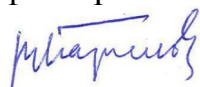
В.В. Молодюк

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



Я.Ш. Исамухамедов

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



В.А. Баринов