

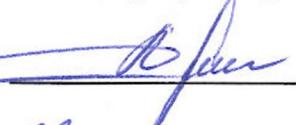


Некоммерческое партнерство
«НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ СОВЕТ
Единой энергетической системы»

109044 г.Москва, Воронцовский пер., дом 2
Тел. (495) 912-1078, 912-5799, факс (495) 632-7285
E-mail: dtv@nts-ees.ru, <http://www.nts-ees.ru>
ИИН 7717150757

УТВЕРЖДАЮ

Председатель Научно-технической
коллегии НП «НТС ЕЭС»,
член-корреспондент РАН,
д.т.н., профессор

 А.Ф. Дьяков


«22» декабря 2014 г.

ПРОТОКОЛ

заседания секции «Электротехнического оборудования» НП «НТС ЕЭС» и
НТС ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»

на тему:

**«Рассмотрение результатов технологического и ценового аудита
проектной документации по замене автотрансформаторов и
трансформаторов с реконструкцией маслоприемников
Жигулевской ГЭС ОАО «РусГидро»**

15 декабря 2014 года

№

г. Москва

Присутствовало: 31 чел.

На заседании выступили:

С вступительным словом председатель секции «Электротехническое оборудование» НП «НТС ЕЭС» д.т.н., проф. Ю.Г. Шакарян, охарактеризовавший современное состояние трансформаторного оборудования Жигулевской ГЭС и важность проделанной аудиторами работы.

С докладом «О цели проекта по замене АТГ и ТГ с реконструкцией маслоприемников Жигулевской ГЭС» Р.В. Клочков, начальник Департамента планирования ремонтов, технического перевооружения и реконструкции ОАО «РусГидро».

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 01.10.2014 г. установленная мощность электростанций группы ОАО «РусГидро» составляет 38,2 ГВт.

Решением Совета директоров ОАО «РусГидро» от 05.12.2011 г. утверждена Программа комплексной модернизации (далее – ПКМ) ОАО «РусГидро» на период 2012 – 2025 гг. в объеме 445 млрд руб. (в прогнозных ценах с НДС). ПКМ охватывает ключевые направления модернизации основного генерирующего оборудования.

Приоритеты ПКМ

1. Обеспечение экономической эффективности, роста выработки ГЭС.

Комплексная модернизация оборудования гидроэлектростанций, имеющих высокую экономическую эффективность (Волжская ГЭС, Жигулевская ГЭС, Саратовская ГЭС, Камская ГЭС – 33,8% среднемноголетней выработки РусГидро)

2. Безопасность ГЭС и оборудования. Модернизация основного оборудования объектов, направленная на обеспечение безопасности ГЭС в отношении персонала, третьих лиц, а также экологической безопасности водных ресурсов: водозаборы мегаполисов, мелиорация (каскад Верхневолжских 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).

Технологический и ценовой аудит

В соответствии с директивой Правительства Российской Федерации от 30.05.2013г. №2988п-П13 решением Совета директоров ОАО «РусГидро» (протокол от 28.03.2014 №195) утвержден перечень инвестиционных проектов для проведения публичного технологического и ценового аудита стоимостью 1,5 млрд. руб. и более.

Публичное обсуждение результатов технологического и ценового аудита проектов проводится на площадке НП «НТС ЕЭС», как влиятельного независимого экспертного сообщества.

Вашему вниманию представлен проект, предусмотренный к обсуждению в 2014 году, **«Замена трансформаторов АТГ и ТГ с реконструкцией маслоприемников» Жигулевской ГЭС.**

В результате проведения технологического и ценового аудита по инвестиционному проекту ТПиР «Замене автотрансформаторов и трансформаторов с реконструкцией маслоприемников» Жигулевской ГЭС подготовлен отчет по оценке обоснованности выбора в проектной документации технологических и конструктивных решений, соответствия расчетов, содержащихся в сметной документации, сметным нормам и нормативам.

Отчет технологического и ценового аудита с проектной документацией и презентационными материалами направлен в НП «НТС ЕЭС» и размещен на официальном сайте ОАО «РусГидро» для публичного обсуждения.

С докладом «Замена главных силовых трансформаторов и автотрансформаторов с реконструкцией маслоприемников» Жигулевской ГЭС С.А. Колмыкова, директор по электротехническим объектам ОАО «ИЦЭ Поволжья».

ОАО «ИЦЭ Поволжья» в соответствии с договором №1.1.02/07.10 от 14.10.2010 разработало проектную документацию по замене главных силовых трансформаторов и автотрансформаторов Жигулевской ГЭС.

Существующее положение

На ГЭС эксплуатируется 20 ГА общей установленной мощностью 2372,5 МВт (ГА ст.№3, 5, 10, 15 мощностью по 120 МВт, ГА ст. №2, 4, 6, 9, 19 мощностью по 125,5 МВт, остальные 11 ГА – по 115 МВт).

Главные силовые трансформаторы установлены на открытой площадке (отм. 46,340м.), являющейся частью здания ГЭС, длина которого 730 метров, ширина 100 метров, высота 81 метр, совмещенное с донными водосбросами.

На Жигулевской ГЭС в составе трансформаторных групп эксплуатируются:

1ТГ: 3 x АОРЦТ 90000/220/110/13,8-У1, производства ОАО «Трансформатор» (Тольятти), введен в эксплуатацию в 1991 году (гидроагрегаты ст.№1, 2)

2ТГ: 3 x ОРЦ-135000/500/13,8-77У1, производства ОАО «Запорожский трансформаторный завод», введен в эксплуатацию в 1980 году (гидроагрегаты ст.№3, 4, 5)

3ТГ: 3 x ОРЦ-135000/500/13,8-77У1, производства ОАО «Трансформатор» (Тольятти), введен в эксплуатацию в 1982 году (гидроагрегаты ст.№6, 7, 8);

4ТГ: 3 x АОРЦТ-135000/500/110/13,8-79У1, производства ОАО «Трансформатор» (Тольятти), введен в эксплуатацию в 1984 году (фазы «А» и «В»; фаза «С» – в 1989 году) (гидроагрегаты ст.№9, 10, 11)

5ТГ: 3 x ОРЦ-135000/500/13,8-77У1, производства ОАО «Трансформатор» (Тольятти), введен в эксплуатацию в 1983 году (гидроагрегаты ст.№12, 13, 14);

6ТГ: 3 x АОРЦТ-135000/500/220/13,8-78У1, производства ОАО «Трансформатор» (Тольятти), введен в эксплуатацию в 1985 году (гидроагрегаты ст.№15, 16);

7ТГ: 3 x АОРЦТ-135000/500/220/13,8-78У1, производства ОАО «Трансформатор» (Тольятти), введен в эксплуатацию в 1987 году (гидроагрегаты ст.№17, 18);

8ТГ: 3 x АОРЦТ-135000/500/220/13,8-78У1, производства ОАО «Трансформатор» (Тольятти), введен в эксплуатацию в 1986 году (фазы «А» и «С»; фаза «В» – в 2002 году) (гидроагрегаты ст.№19, 20).

Для транспортировки силовых трансформаторов имеются рельсовые пути перекатки.

Создан оперативный резерв – по одной единице каждого типа эксплуатируемых трансформаторов и автотрансформаторов (Т и АТ).

Гидрогенераторы подключены к силовым (авто)трансформаторам медными шинами с выходом на трансформаторную площадку (отм. 46,340м.) через проходные изоляторы со стороны нижнего бьефа.

Ошиновка 13,8 кВ выполнена в металлическом каркасе с креплением шин на растяжках из гирлянд изоляторов и ограждена металлической сеткой.

Связь блочных автотрансформаторов с ОРУ 110 кВ осуществляется воздушными линиями от блоков 1ТГ и 4ТГ. Связь с ОРУ 220 кВ осуществляется воздушной линией от блока 6ТГ и кабельными маслонаполненными линиями от 1ТГ, 7ТГ, 8ТГ. Связь с ОРУ 500 кВ выполнена воздушными переходами через здание ГЭС от блоков 2ТГ÷8ТГ.

Вновь устанавливаемое оборудование

Предпосылки замены силовых трансформаторов и автотрансформаторов блоков 1ТГ÷8ТГ:

- выработка нормативного ресурса трансформаторных и автотрансформаторных групп;
- необходимость выдачи в энергосистему дополнительной мощности реконструированных гидроагрегатов;
- сокращение эксплуатационных и ремонтных затрат;
- снижение потерь электроэнергии;
- снижение технических и экологических рисков в эксплуатации;
- повышение надежности и безопасности работы станции.

В данном проекте предусматривается замена силовых трансформаторов и автотрансформаторов блоков 1ТГ÷8ТГ для передачи в магистральные сети ЕЭС России дополнительной мощности от реконструируемых гидроагрегатов Жигулевской ГЭС.

В соответствии с техническим заданием производится замена (авто)трансформаторов на автотрансформаторы увеличенной мощности без оснащения автотрансформаторов устройствами РПН и трансформаторов устройствами ПБВ.

Проектируемое оборудование Жигулевской ГЭС трансформаторных групп:

- 1ТГ: 3 x АОРДЦТ 125000/220/110/13,8-У1, (гидроагрегаты ст.№1, 2);
- 2ТГ: 3 x ОРДЦ-160000/500/13,8-У1, (гидроагрегаты ст.№3,4,5);
- 3ТГ: 3 x ОРДЦ-160000/500/13,8-У1, (гидроагрегаты ст.№6, 7, 8);
- 4ТГ: 3 x АОРДЦТ-160000/500/110/13,8-У1, (гидроагрегаты ст.№9, 10, 11);
- 5ТГ: 3 x ОРДЦ-160000/500/13,8-У1, (гидроагрегаты ст.№12, 13,14);
- 6ТГ: 3 x АОРДЦТ-160000/500/220/13,8-У1, (гидроагрегаты ст.№15, 16);
- 7ТГ: 3 x АОРДЦТ-160000/500/220/13,8-У1, (гидроагрегаты ст.№17, 18);
- 8ТГ: 3 x АОРДЦТ-160000/500/220/13,8-У1, (гидроагрегаты ст.№19, 20).

Описание основных технических решений

Установка автотрансформаторов АОРДЦТ-125000/220/110У1 блока 1ТГ предусматривается по существующим осям. Между стеной здания АБК и ф. «С» автотрансформатора устанавливается противопожарная перегородка по высоте автотрансформатора.

Для выполнения маслоприемников и противопожарных перегородок между фазами трансформаторов ОРДЦ-160000/500У1 блоков 2ТГ, 3ТГ, 5ТГ, автотрансформатора АОРДЦТ-160000/500/110У1 блока 4ТГ и автотрансформаторов АОРДЦТ-160000/500/220У1 блоков 6ТГ÷8ТГ устанавливаются на новых осях с максимально возможным сохранением путей перекатки.

Крепление к стене здания воздушных выводов 110 кВ 1ТГ, 4ТГ и 220 кВ 6ТГ перенесено на новые места.

В блоках 7ТГ, 8ТГ остаются на существующих местах кабельные муфты 220 кВ только фаз «С», установка муфт фаз «А» и «В» выполняется на новых местах.

Между всеми фазами и блоками трансформаторов и автотрансформаторов устанавливаются противопожарные перегородки.

У всех трансформаторов и автотрансформаторов предусмотрено устройство маслоприемников на прием полного объема масла.

Комплексная автоматизированная система управления технологическими процессами (КАСУ ТП)

В устанавливаемых трансформаторах и автотрансформаторах предусматривается выполнение системы автоматизированного управления и защит оборудования трансформаторных групп 1ТГ÷8ТГ.

Система автоматизированного управления трансформаторных групп создается как система, входящая в состав КАСУ ТП Жигулевской ГЭС. КАСУ ТП предназначена для построения единого информационного пространства АСУ ГЭС, необходимого для объективной и оперативной оценки текущей ситуации и оперативного принятия оптимальных управлений решений. Единое станционное информационное поле является информационной базой как для работы подсистем системы управления, так и для функционирования автоматизированной системы управления предприятием.

Целью создания САУ ТГ является поддержание длительной и надежной работы трансформаторных групп 1ТГ÷8ТГ.

Заключительная часть

Общая стоимость строительства в ценах 01.05.2011 г, с учетом НДС, составляет 2 583 019,58 тыс. руб.

Срок замены силовых трансформаторов и автотрансформаторов блоков 1ТГ÷8ТГ составит 8 лет (по одной трехфазной трансформаторной группе в год).

Решения по замене силовых трансформаторов и автотрансформаторов позволяют повысить выдачу в энергосистему дополнительной мощности реконструированных гидроагрегатов Жигулевской ГЭС.

Проектная документация «Замена главных силовых трансформаторов и автотрансформаторов Жигулевской ГЭС», разработанная ОАО «Инженерный центр энергетики Поволжья», соответствует требованиям и рекомендациям действующих нормативных документов РФ и технической политики ОАО «РусГидро». Проектные решения, принятые в проектной документации, обеспечивают безопасную эксплуатацию запроектированных объектов.

С докладом «Технологический и ценовой аудит инвестиционного проекта «Проектная документация замены трансформаторов АТГ и ТГ с реконструкцией маслоприемников» Жигулевской ГЭС С.Г. Замысловой, главный инженер проекта ООО «ЭФ-ТЭК».

Предметом аудита является проектная документация «Проект замены главных силовых трансформаторов и автотрансформаторов Жигулевской ГЭС», выполненная ОАО «Инженерный Центр Энергетики Поволжья» в соответствии с договором № 1.1.02/07.10 от 14 октября 2010 г. с ОАО «РусГидро», для нужд филиала ОАО «РусГидро» - Жигулевская ГЭС.

Состав технологического и ценового аудита:

- экспертно-инженерная оценка обоснованности затрат на реализацию инвестиционного проекта;
- экспертно-инженерная оценка сроков и графика реализации инвестиционного проекта;
- экспертно-инженерная оценка целесообразности конструктивных, технических и сметных решений;
- экспертно-инженерная оценка целесообразности технологических решений;
- идентификация основных рисков инвестиционного проекта;
- маркетинговое исследование рынка подрядных услуг.

Общие сведения объекта реконструкции:

- Жигулевская ГЭС является шестой ступенью и второй по мощности ГЭС Волжско-Камского каскада;
- на ГЭС эксплуатируется 20 ГА общей установленной мощностью 2372,5 МВт (ГА ст.№3, 5, 10, 15 мощностью по 120 МВт, ГА ст. №2, 4, 6, 9, 19 мощностью по 125,5 МВт, остальные 11 ГА – по 115 МВт);
- ГА объединены в укрупненные блоки и связаны с ОРУ 500 кВ, ОРУ 220 кВ и ОРУ 110 кВ через группы блочных однофазных повышающих авто/трансформаторов;
- ГА подключены к системе группового регулирования активной мощности;
- после завершения модернизации суммарная мощность увеличится на 147 МВт и составит 2 488 МВт;
- трансформаторная эстакада расположена на эксплуатируемой кровле 4-х этажного ЭТО, которое примыкает к машинному отделению со стороны оси «4» (сторона нижнего бьефа).

Объект реконструкции:

- замена производится увеличенной мощности без оснащения АТ устройствами РПН и трансформаторов устройствами ПБВ;
- у всех трансформаторов и автотрансформаторов предусмотрено устройство маслоприемников;
- реконструкция существующих РУ 110, 220, 500 кВ не требуется;
- предусматривается замена провода и гирлянд изоляторов выводов 110, 220, 500 кВ;
- предусматривается замена части поврежденной ошиновки 13,8 кВ;
- защита от перенапряжений предусмотрена установкой у (авто)трансформаторов ОПН;
- мероприятий по компенсации реактивной мощности не требуется.

Целесообразность замены силовых трансформаторов и автотрансформаторов блоков 1ТГ÷8ТГ обусловлена:

- выработкой нормативного ресурса трансформаторных и автотрансформаторных групп;
- необходимость выдачи в энергосистему дополнительной мощности реконструированных гидроагрегатов;
- сокращение эксплуатационных и ремонтных затрат;
- снижение потерь электроэнергии;
- снижение технических и экологических рисков в эксплуатации;
- повышение надежности и безопасности работы станции.

Основные характеристики действующих и проектируемых ТГ

№	Существующие авто/трансформаторные группы	Срок службы (лет)	Проектируемые авто/трансформаторные группы
1 2	3 x АОРЦТ 90000/220/110/13,8-У1, ОАО «Трансформатор» (Тольятти), введен в эксплуатацию в 1991 году	23	3 x АОРДЦТ-125000/220/110/13,8-У1
3 4 5	3 x ОРЦ-135000/500/13,8-77У1, ОАО «Запорожский трансформаторный завод», введен в эксплуатацию в 1980 году (фазы А и В; фаза С – в 1979 году)	34	3 x ОРДЦ-160000/500/13,8-У1
6 7 8	3 x ОРЦ-135000/500/13,8-77У1, ОАО «Трансформатор» (Тольятти), введен в эксплуатацию в 1981 году (фазы А и С; фаза В – в	32	3 x ОРДЦ-160000/500/13,8-У1

		1982 году)		
9	3 x АОРЦТ-135000/500/110/13,8-	30	3	x АОРДЦТ-
10	79У1, ОАО «Трансформатор»		160000/500/110/13,8-У1	
11	(Тольятти), введен в эксплуатацию в 1984 году (фазы А и В; фаза С – в 1989 году)			
12	3 x ОРЦ-135000/500/13,8-77У1, 29	29	3 x ОРДЦ-	
13	ОАО «Трансформатор»		160000/500/13,8-У1	
14	(Тольятти), введен в эксплуатацию в 1982 году (фазы А и С; фаза В – в 1983 году)			
15	3 x АОРЦТ-135000/500/220/13,8-	29	3	x АОРДЦТ-
16	78У1, ОАО «Трансформатор» (Тольятти), введен в эксплуатацию в 1985 году (фазы А и В; фаза С – в 1984 году)		160000/500/220/13,8-У1	
17	3 x АОРЦТ-135000/500/220/13,8-	29	3	x АОРДЦТ-
18	78У1, ОАО «Трансформатор» (Тольятти), введен в эксплуатацию: в 1985 году (фаза С, 1986 году – фаза В, 1987 году – фаза А)		160000/500/220/13,8-У1	
19	3 x АОРЦТ-135000/500/220/13,8-	28	3	x АОРДЦТ-
20	78У1, ОАО «Трансформатор» (Тольятти), введен в эксплуатацию в 1986 году (фазы А и С; фаза В – в 2002 году)		160000/500/220/13,8-У1	

Экспертиза конструктивных и компоновочных решений, предусмотренных проектом:

- установка однофазных автотрансформаторов блока 1ТГ предусматривается в существующих осях;
- установка трансформаторов 2ТГ, 3ТГ, 5ТГ, АТ блока 4ТГ и АТ блоков 6ТГ-8ТГ предусмотрена со смещением осей с максимально возможным сохранением путей перекатки;
- между всеми фазами и блоками трансформаторов и автотрансформаторов устанавливаются противопожарные перегородки;
- предусмотрен оперативный резерв – по одной единице каждого типа эксплуатируемых трансформаторов и автотрансформаторов;

- новые (авто)трансформаторы оснащаются навесной принудительной системой охлаждения масла (ДЦ) вместо существующей принудительной циркуляции масла и воды (Ц);
- компоновочные решения продиктованы существующим расположением трансформаторных групп.

Сравнительные весовые характеристики существующего и проектируемого оборудования

Наименование трансформаторных групп	Номинальная масса	Существующие трансформаторы	Номинальная масса трансформаторов
Автотрансформатор 1ТГ АОРЦТ-125000/220/110-	170	Автотрансформатор 1ТГ АОРЦТ-90000/220/110/13,8-У1	132
Трансформатор 2 ТГ ОРЦ-135000/500/13,8-У1	183	Трансформатор 2 ТГ ОРЦ-135000/500/13,8-77У1	145
Трансформатор 3 ТГ ОРЦ-160000/500/13,8-У1	183	Трансформатор 3 ТГ ОРЦ-135000/500/13,8-77У1	180
Автотрансформатор 4ТГ АОРЦТ-160000/500/110/13,8-У1	270	Автотрансформатор 4ТГ АОРЦТ-135000/500/110/13,8-79У1	228
Трансформатор 5ТГ ОРЦ-160000/500/13,8-У1	183	Трансформатор 5ТГ ОРЦ-135000/500/13,8-77У1	180
Автотрансформатор 6ТГ АОРЦТ-160000/220/13,8-У1	218	Автотрансформатор 6ТГ АОРЦТ-135000/500/220/13,8-78У1	185
Автотрансформатор 7ТГ АОРЦТ-160000/220/13,8-У1	218	Автотрансформатор 7ТГ АОРЦТ-135000/500/220/13,8-78У1	185
Автотрансформатор 8ТГ АОРЦТ-160000/500/220/13,8-У1	218	Автотрансформатор 8ТГ АОРЦТ-135000/500/220/13,8-78У1	185

Результаты аудита конструктивных и компоновочных решений:

- коэффициент надежности для зданий и сооружений повышенного уровня ответственности принят $n = 1.1$;

- откорректирована ПД в части гидроизоляции конструкций. До начала строительно-монтажных работ раздел конструктивных решений будет доработан на стадии рабочей документации с учетом выданных замечаний и дополнен проектом усиления несущих строительных конструкций;
- рабочая документация по усилению секции 1 выдается отдельным проектом;
- необходимость дополнительного усиления железобетонных конструкций будет проверена расчетом на стадии рабочего проектирования с учетом расположения рабочей арматуры фактических массовых характеристик вновь устанавливаемых Т и АТ 2-8ТГ;
- замена изношенного рельса Р43 на рельс Р50 будет производится с использованием типовых деталей и узлов по типовому проекту;
- принципиальные решения по обезмасливанию существующих поверхностей масляных ям будут выполнены в составе рабочей документации.

Экспертиза технологических решений:

- главной схемой электрических соединений Жигулевской ГЭС предусмотрено резервирование выдачи мощности генераторами и перетоков электроэнергии в энергосистему через ОРУ 110 кВ, 220 кВ, 500 кВ;
- выдача мощности на ОРУ 110 кВ предусматривается от двух автотрансформаторов групп 1ТГ 3xAОРДЦТ-125000/220/110У1 и 4ТГ 3x АОРДЦТ-160000/500/110У1;
- на ОРУ 220 кВ мощность выдается по четырем автотрансформаторным группам 1ТГ 3xAОРДЦТ-125000/220/110У1 и 6ТГ-8ТГ 3xAОРДЦТ-160000/500/220У1;
- к ОРУ 500кВ подключены семь (авто)трансформаторных групп 2ТГ, 3ТГ, 5ТГ 3xОРДЦ- 160000/500У1, 4ТГ 3xAОРДЦТ-160000/500/110У1 и 6ТГ-8ТГ 3xAОРДЦТ-160000/500/220У1;
- увеличение мощности ТГ обосновано ОАО «Институт Гидропроект» в объеме этапа «Балансы и режимы» схемы выдачи мощности с учётом модернизации ГА № 1, 2, 4, 7, 8, 11, 12, 13, 14, 16, 17, 18, 19, 20;
- схема электрических соединений согласована Филиалом ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Средней Волги.

Принятые технические решения системы автоматизированного управления трансформаторных групп соответствуют общей тенденции системной интеграции промышленных систем автоматизации.

Экспертиза технологических решений прочих разделов:

- по системе водоснабжения и водоотведения замечания к ПД устраняются на стадии разработки РД;
- внесены изменения в ПД мероприятий по охране окружающей среды. Представлен Генеральный план с нанесенной границей территории предприятия и перечнем основных сооружений Жигулевской ГЭС, а также карта-схема с нанесенной водоохранной зоной;

- внесены изменения в ПД мероприятий по обеспечению пожарной безопасности. Представлен ситуационный план с указанием въезда (выезда) на территорию и путей подъезда к объектам пожарной техники;
- проектные решения по электромагнитной совместимости разработаны с соблюдением требований нормативных документов, бесперебойная и надежная работа оборудования будет обеспечена.

Экспертно-инженерная оценка сроков и графика реализации инвестиционного проекта

Блок/секция	Очередность							
	1	2	3	4	5	6	7	8
ТГ 8 Секция 10	160000/500							
ТГ 7 Секция 9		160000/500						
ТГ 6 Секция 8			160000/500					
ТГ 4 Секция 5 Резерв Секция 4				160000/500				
ТГ 3 Секция 3					160000/500			
ТГ 2 Секция 2						160000/500		
ТГ 5 Секция 7 Резерв Секция 6							160000/500	
ТГ 1 Секция 1								160000/500
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023

План реконструкции замены главных силовых трансформаторов и автотрансформаторов с реконструкцией маслоприемников разделен на 8 этапов.

С учетом актуализации графика работ и расчетным периодом по проектированию и изготовлению основного оборудования спрогнозированы сроки ввода ТГ.

По факту выбора поставщика основного технологического оборудования будет уточнена длительность технологического останова электрических блоков станции.

Экспертная оценка обоснованности и достаточности затрат на реализацию инвестиционного проекта

Общая стоимость строительства в ценах 01.05.2011 г, с учетом НДС 18%, составляет 2 583 019,58 тыс. руб.:

- оборудование 2 016 252,47 тыс. руб., 78%;
- СМР 449 414,26 тыс. руб., 17%;
- прочие 117 352,85 тыс. руб., 5%.

Сметная документация содержит все предстоящие работы по замене трансформаторов и сопутствующие этой замене работы, а также учтено все нуждающееся в замене оборудование;

Стоимостные показатели Проекта в среднем соответствуют стоимостным показателям объектов-аналогов.

Отклонения общей стоимости реализации работ по замене трансформаторов, сопутствующих работ, а также самих трансформаторов находятся в допустимом пределе погрешности - ± 10%, соответствующей стадии разработки Проекта – проектная документация.

Идентификация основных рисков инвестиционного проекта

№	Вид риска	Описание риска	Мероприятия	Описание последствия наступления риска	Вероятность	Влияние Оценка на в сроки балла	
						на сроки	балла
1	Риск не достижения плановых технико-экономических параметров инвестиционного проекта.	Несогласованность всех этапов реконструкции по модернизации ГЭС.	Составление и согласование детального графика проекта со всеми участниками	Простой в работе подрядных организаций, срыв срока реализации проекта	70		
2	Инвестиционные риски	риск срыва сроков графика реализации проекта	Составление и согласование детального графика проекта со всеми участниками	увеличение стоимости проекта, неполучение запланированной прибыли	60		
3	Риск не достижения запланированной рентабельности	Неправильная оценка потребности в оборотном капитале	Своевременное качественное планирование	Вероятность нехватки средств на оплату выполненных работ	60		
4	Инвестиционные риски	риск превышения сметной стоимости проекта	Получение от планируемых поставщиков и монтажных организаций ТКП	Необходимость дополнительных затрат со стороны инвестора, а при отсутствии финансовых резервов – остановка проекта	40		

5	Технологические риски	Ошибки/неточности в проектных решениях, необоснованность выбора оборудования, надёжность технологий используемых в работе.	Проектирование и осуществление авторского надзора с привлечением Проектной организации имеющих большой положительный опыт реализации подобных проектов	Необходимость дополнительных затрат со стороны инвестора по перепроектированию	30	80
6	Производственные риски	Возникновение пожаров, аварийных ситуаций	Проведение работ строго в соответствии с НТД, Страхование	Приостановка проекта	50	50
№	Вид риска	Описание риска	Мероприятия	Описание последствия наступления риска	Вероятность	Влияние на сроки
7	Рыночные риски	Риск отклонения от ценовых параметров	Прогнозирование увеличение стоимости	Необходимость дополнительных затрат со стороны инвестора	40	50
8	Инвестиционные риски	риск неудовлетворительного качества строительно-монтажных работ	Привлечение Подрядных организаций имеющих большой положительный опыт реализации подобных проектов	Необходимость проведения дополнительных работ	20	60
9	Финансовые риски	Валютный риск	Прогнозирование динамики курса валют	Необходимость дополнительных затрат со стороны инвестора	80	0

Другие риски оцениваются на уровне ниже средних и минимальных.

Маркетинговое исследование рынка подрядных услуг.

Обеспечение целостности проекта и ответственности за весь комплекс работ включающих в себя проектирование, изготовление, поставку, монтаж, пусконаладочные работы, а также работ по шефмонтажу, целесообразно с привлечением организации-производителя, имеющего опыт реализации подобных проектов для заключения контракта «под ключ».

Учитывая сжатые сроки начала проекта, необходимо учесть сроки доставки оборудования от завода изготовителя исходя из удаленности от объекта.

**Сравнительный анализ удаленности заводов изгтовителей от
Жигулевской ГЭС.**

Название	Адрес	Удаленность в км.
ООО «Тольяттинский Трансформатор»	Тольятти, ул. Индустриальная, 1	20
ОАО «ЭЛЕКТРОЗАВОД»	Уфа,	500
Уфимский трансформаторный завод.	Электрозводская улица, 6	
ООО «Силовые машины - Тошиба. Высоковольтные трансформаторы»	Санкт-Петербург, Металлострой пос., Славянский пр-д, 3	1700

Заключение.

В целом проект «Замена АТГ и ТГ с реконструкцией маслоприемников Жигулевской ГЭС» соответствует всем основным требованиям к подобного рода документам, сформулированным в действующих НТД РФ и технической политики ОАО «РусГидро».

Исполнитель подтверждает целесообразность принятых конструктивных и компоновочных решений.

Характер имеющихся замечаний по разделам проектной документации, в целом не препятствует Исполнителю подтвердить возможность реализации проекта.

При устранении существенных замечаний, выявленных в процессе технологического и ценового аудита, возможна организация закупочных процедур и реализация Проекта по замене главных силовых трансформаторов и автотрансформаторов Жигулевской ГЭС.

Экспертное заключение по отчёту, составленному ООО «ЭФ-ТЭК»
Ю.Н. Львова, д.т.н., заведующего лабораторией диагностики трансформаторов ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС».

В рамках представленной работы проведена экспертная оценка инвестиционного проекта по замене автотрансформаторных и трансформаторных групп с реконструкцией маслоприёмников” на предмет обоснованности выбора проектных технологических и конструктивных решений, их соответствия лучшим отечественным и мировым технологиям строительства, применению современных оборудования и строительных материалов, технологий производства, необходимых для функционирования объекта капитального строительства, а также эксплуатационных расходов на реализацию проекта в процессе его жизненного цикла.

Жигулёвская ГЭС является важным звеном, определяющим надёжность работы и живучесть Единой энергетической системы России. В настоящее время оборудование ГЭС, в частности силовые трансформаторы, устарело и проходит модернизацию и замену.

В целом состояние силовых трансформаторов Жигулёвской ГЭС достигло или приближается к предельному состоянию. В соответствии с ГОСТ Р 53480-2009 “Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения” предельное состояние - состояние объекта, при котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна, либо восстановление его работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно.

При достижении предельного состояния силовых трансформаторов резко возрастает риск их повреждения в результате развития опасных для силовых трансформаторов процессов, приводящих к возникновению внутренних коротких замыканий. При этом треть повреждений с внутренними короткими замыканиями сопровождаются взрывами и пожарами трансформаторов. При достижении силовыми трансформаторами предельного состояния риск их повреждений возникает в значительной степени в результате возникновения витковых замыканий при:

- воздействии токов короткого замыкания;
- грозовых и коммутационных перенапряжениях;
- под рабочим напряжением.

В целом проект замены автотрансформаторных групп и трансформаторных групп Жигулёвской ГЭС с увеличением мощности обеспечивает надёжную работу силовых трансформаторов.

При замене блочных трансформаторов 1ТГ-8ТГ проектом предусмотрен переход от системы охлаждения типа Ц к ДЦ. Система охлаждения Ц имеет ряд недостатков как в части надёжности из-за вероятности попадания воды в масло, так и в части экономичности в связи необходимостью создания специального помещения для охладителей и сложности обслуживания. Поэтому считаем целесообразным для новых блочных трансформаторов применять систему охлаждения ДЦ с более совершенными охладителями.

Учитывая, что одна из основных частей отказов силовых трансформаторов приходится на переключающие устройства, подтверждаем целесообразность принятого решения о замене трансформаторов и автотрансформаторов без оснащения автотрансформаторов устройствами РПН и трансформаторов устройствами ПБВ.

Существенное значение на срок службы трансформаторов оказывает исходная степень полимеризации намоточной бумаги, которая в нормативно-технических документах не лимитируется. Этот показатель должен быть указан при разработке проекта.

Очень важным показателем для силовых трансформаторов является напряжение короткого замыкания U_k . При разработке новых трансформаторов необходимо согласование значения U_k между заказчиком и проектной организацией. При выборе U_k необходимо учитывать влияние,

которое оказывает значение этого параметра на цену, вес, размеры, надёжность трансформатора с одной стороны, и токи короткого замыкания, потери мощности, устойчивость параллельной работы и уровни напряжения в электрических сетях, с другой. Должно быть представлено обоснование значения напряжения короткого замыкания U_k .

В рассматриваемой работе не нашли отражения вопросы импортозамещения. Нет оценки доли отечественной и импортной продукции при разработке проекта. Указанный вопрос должен быть освещён в проекте по замене трансформаторов и автотрансформаторов с реконструкцией маслоприёмников Жигулёвской ГЭС ОАО “РусГидро”.

В ходе дискуссии выступили:

Львов Ю.Н._ заведующий лабораторией диагностики трансформаторов Центра электротехнического оборудования, Новиков Н.Л.- заместитель научного руководителя. Смекалов В.В., Шакарян Ю.Г. ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»; Борисов М.В., Клочков Р.В., ОАО «РусГидро»; Колмыков С.А.- директор по электротехническим объектам ОАО «ИЦЭ Поволжья».

Заслушав доклады, выступления рецензента, участников заседания, замечания и предложения специалистов по докладам **заседание**

ОТМЕЧАЕТ:

1. Необходимость реализации инвестиционного проекта «Замена трансформаторов АТГ и ТГ с реконструкцией маслоприемников» Жигулевской ГЭС, обусловлена низкой надежностью существующего оборудования, превышающей его парковый ресурс, и увеличением генерирующей мощности.

2. В результате публичного технологического и ценового аудита инвестиционного проекта по титулу «Проектная документация замены трансформаторов АТГ и ТГ с реконструкцией маслоприемников» Жигулевской ГЭС, выполненного ООО «ЭФ-ТЭК», подтверждена полнота и достаточность представленной проектной документации, разработанной ОАО «ИЦЭ Поволжья», а также то, что предложенные технические решения полностью соответствуют современным требованиям в области надёжности и экологической безопасности объектов гидроэнергетики.

РЕШИЛО:

1. Отметить важность и своевременность разработки инвестиционного проекта «Проектная документация замены трансформаторов АТГ и ТГ с реконструкцией маслоприемников» Жигулевской ГЭС.

2. Одобрить с учётом высказанных замечаний представленное ООО «ЭФ-ТЭК» положительное заключение технического и ценового аудита инвестиционного проекта «Проектная документация замены

трансформаторов АТГ и ТГ с реконструкцией маслоприемников» Жигулевской ГЭС.

3. Рекомендовать ОАО «ИЦЭ Поволжья» учесть предложения и замечания, представленные ООО «ЭФ-ТЭК», ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС», на следующих стадиях реализации инвестиционного проекта «Замена трансформаторов АТГ и ТГ с реконструкцией маслоприемников» Жигулевской ГЭС: разработка проектно-сметной документации, проведение закупочных процедур и заключение договоров на поставку оборудования, разработка технической документации для изготовления оборудования и др.

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

В.В. Молодюк

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

Я.Ш. Исамухамедов

Председатель секции
«Электротехническое оборудование»
Научно-технической коллегии
НП «НТС ЕЭС», д.т.н.

Ю.Г. Шакарян

Ученый секретарь секции
«Электротехническое оборудование»
Научно-технической коллегии
НП «НТС ЕЭС», к.т.н.

О.Л. Магдасиев