



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



Основана в 1724 году

Российская Академия Наук
Секция по проблемам надежности и
безопасности больших систем
энергетики Научного совета РАН по
системным исследованиям в энергетике

УТВЕРЖДАЮ

Президент НП «НТС ЕЭС»,
д.т.н., профессор

Н.Д. Рогалев

« 2 » августа 2016 г.

ПРОТОКОЛ

совместного заседания

Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС» и Секции по проблемам надёжности и безопасности больших систем энергетики Научного совета РАН по системным исследованиям в энергетике на тему:

«Технологический и ценовой аудит инвестиционного проекта «Комплексная реконструкция трансформаторов Воткинской ГЭС филиала ПАО «РусГидро» – «Воткинская ГЭС»

г. Москва

№ 4/16

25 июля 2016 г.

Присутствовало: 54 чел.

Со вступительным словом выступил

Президент НП «НТС ЕЭС», д.т.н., профессор **Н.Д. Рогалев.**

С докладом **«Комплексная реконструкция трансформаторов Воткинской ГЭС Филиала ПАО «РусГидро» – «Воткинская ГЭС»** выступил **А.С. Приходько** — заместитель главного инженера проекта Отдела

электротехнического оборудования АО «Ленгидропроект», г. Санкт – Петербург. Ниже представлено основное содержание доклада.

Основные показатели и состав сооружений гидроузла

Воткинская ГЭС расположена на р. Кама в районе г. Чайковский Пермского края и является второй ступенью Камского каскада. В силу своего территориального расположения, наличия развитой системы распределительных устройств различных напряжений Воткинская ГЭС является одним из узловых объектов электроснабжения ОЭС Урала связывая между собой пять энергосистем: Пермскую, Удмуртскую, Кировскую, Башкирскую, Свердловскую. По ВЛ 500 кВ через Воткинскую ГЭС замыкается электрическая связь Урал – Центр.

Воткинская ГЭС является низконапорной станцией с сезонным регулированием стока и суточным регулированием мощности. Станция выполняет функции покрытия пиков нагрузки и мобильного резерва мощности в Уральской энергосистеме, а также является контрольным пунктом регулирования напряжения, основанном на поддержании заданных графиков оптимальных уровней напряжения в узле.

Основные показатели Воткинской ГЭС

Установленная мощность станции при расчётном напоре 16,5 м составляет 1000 МВт. Среднегодовая выработка равна 2280 млн кВт·ч.

Состав гидротехнических сооружений гидроузла

1. Здание ГЭС.
2. Водосливная плотина.
3. Руслевая плотина № 1.
4. Правобережная земляная плотина № 2.
5. Земляная левобережная плотина № 3 .
6. Судходный шлюз.
7. Ограждающий мол.
8. Левобережная плотина № 4.
9. Порт.
10. Основной посёлок.
11. Прикамский район.

В филиале ПАО «РусГидро» – «Воткинская ГЭС» установлены и эксплуатируются 6 главных силовых трансформаторов (автотрансформаторов):

- 1Т: ТДЦ 250000/110-У1 производства ОАО «Запорожский трансформаторный завод», введён в эксплуатацию в 1987 г. (со стороны НН подключен к гидроагрегатам ст. №№ 1, 2);
- 2АТГ: 3хАОРДЦТ-135000/500/220-82У1 производства Средневожского производственного объединения «Трансформатор», г. Тольятти, введён в эксплуатацию в 1984 – 1987 гг. (со стороны НН собран в два треугольника и подключён к гидроагрегатам ст. №№ 3, 4);
- 3АТГ: 3хАОРДЦТ-135000/500/220-82У1 производства Средневожского производственного объединения «Трансформатор», г. Тольятти, введён в

эксплуатацию в 1984 – 1986 гг. (со стороны НН собран в два треугольника и подключён к гидроагрегатам ст. №№ 5, 6);

- 4Т: ТДЦ-250000/220/-У1 производства Средневолжского производственного объединения «Трансформатор», г. Тольятти, введён в эксплуатацию в 1989 г. (со стороны НН подключён к гидроагрегатам ст. №№ 7, 8);

- 5АТ: АТДЦТ-250000/220/110/-У1 производства ОАО «Запорожский трансформаторный завод», введён в эксплуатацию в 2000 г. (со стороны НН подключен к гидроагрегату ст. № 9);

- 6АТ: АТДЦТ-250000/220/110-У1 производства ОАО «Запорожский трансформаторный завод», введён в эксплуатацию в 1994 г. (со стороны НН подключен к гидроагрегату ст. № 10).

Место размещения объекта

Место размещения главных трансформаторов: Россия, Пермский край, г. Чайковский, Филиал ПАО «РусГидро» – «Воткинская ГЭС», перекрытие здания ГЭС (отметка 78.00), со стороны нижнего бьефа (НБ).

Предпосылки замены главных силовых трансформаторов и автотрансформаторов Воткинской ГЭС

Предпосылки замены силовых трансформаторов и автотрансформаторов блоков (1Т, 2АТГ, 3АТГ, 4Т, 5АТ, 6АТ):

- выработка нормативного ресурса главных трансформаторов;
- необходимость обеспечения перетоков мощности Урал – Центр без ограничений;

- увеличение номинальной мощности парка генераторов;
- сокращение эксплуатационных и ремонтных затрат;
- снижение технических и экологических рисков в эксплуатации;
- повышение надёжности и безопасности работы станции.

Основанием для разработки проектной документации «Комплексная реконструкция трансформаторов Воткинская ГЭС филиала ПАО «РусГидро» – «Воткинская ГЭС» являются:

- Программа технического перевооружения и реконструкции филиала ПАО «РусГидро» – «Воткинская ГЭС» на 2015 – 2020 гг.;

- Программа комплексной модернизации генерирующих объектов группы ПАО «РусГидро» на 2012 – 2025 гг., утверждённая советом директоров ПАО «РусГидро» (протокол от 08.12.2011 № 141).

Существующее состояние трансформаторного оборудования Воткинской ГЭС

Трансформатор 1Т: потери холостого хода превышают допустимое значение. Присутствует тенденция к росту ёмкости основной изоляции вводов 110 кВ. Зафиксировано снижение прессовки стержня магнитопровода и обмоток всех фаз.

Автотрансформатор 2АТГ: фаза А: отличие сопротивления короткого замыкания (КЗ) по схеме СН – НН превышает норму на 12 %; наблюдается рост концентраций диагностических газов; рост потерь холостого хода превышает допустимый на 15 – 23 %; зафиксированы источники электрических разрядов в

активной части. Фаза В: наблюдается рост концентраций диагностических газов; зафиксированы источники электрических разрядов в активной части. Фаза С: отличие сопротивления КЗ по схеме СН – НН превышает норму на 10 %; зафиксированы источники электрических разрядов в активной части.

Автотрансформатор 3АТГ: фаза А: наблюдается рост концентраций диагностических газов; зафиксированы источники электрических разрядов в активной части; увеличение потерь холостого хода до 21 %. Фаза В: наблюдается рост концентраций диагностических газов; зафиксированы источники электрических разрядов в активной части; зафиксировано снижение прессовки стержней магнитопровода, потери холостого хода составляют 23,9 %. Фаза С: наблюдается рост концентраций диагностических газов; зафиксированы источники электрических разрядов в активной части; зафиксировано снижение прессовки стержней магнитопровода, потери холостого хода составляют 29,5 %.

Трансформатор 4Т: потери холостого хода превышают допустимые. Междупазное расхождение сопротивлений обмоток НН постоянному току выше нормы (2 %) и составляет 2,58 и 2,77 %. Наблюдается рост концентраций диагностических газов. Зафиксированы источники электрических разрядов в активной части.

Автотрансформатор 5АТ: увеличение сверх нормы концентрации газа СО указывает на высокий уровень старения твёрдой изоляции. Рост потерь холостого хода превышает допустимый. Зафиксировано значительное снижение прессовки обмоток фаз А и С.

Автотрансформатор 6АТ: увеличение сверх нормы концентрации газов СО и СО₂ указывает на высокий уровень старения твёрдой изоляции. Обнаружены искровые (дуговые) разряды низкой интенсивности в магнитной системе трансформатора в элементах стержня фазы А. Рост потерь холостого хода превышает допустимые значения.

Кроме того, в масле из баков 1Т, 4Т, 5АТ, 6АТ обнаружены следы фурановых производных, что может свидетельствовать о процессах деградации твёрдой изоляции. Отмечены множественные дефекты коммутационной аппаратуры шкафов охлаждения трансформаторного оборудования.

Существующее состояние строительных конструкций Воткинской ГЭС в границах установки главных трансформаторов.

Противопожарные перегородки главных трансформаторов выполнены в сборном исполнении из железобетонных колонн и силикальцитных панелей. Силикальцитные панели имеют множественные трещины и разрушения, находятся в ограниченно работоспособном состоянии (отчёт СибНИИГ Красноярского филиала ОАО «Сибирский ЭНТЦ»).

Согласно требованиям п.4.2.212. Правил эксплуатации энергоустановок (ПУЭ) необходимо дополнительно установить противопожарные перегородки между главными трансформаторами и трансформаторами собственных нужд станции.

Отмечены множественные протечки через перекрытие: трансформаторная площадка – помещение ГРУ 13,8 кВ.

Маслоприёмные поддоны главных трансформаторов, расположенные на трансформаторной площадке, своим расположением не обеспечивают охват всей масляной системы каждого трансформатора, тем самым возникает риск нанесения ущерба экологической обстановке.

Высота бортов маслоприемника не соответствует требованиям ПУЭ.

Состав документации по замене главных силовых трансформаторов и автотрансформаторов Воткинской ГЭС

Проектная документация «Проект замены главных силовых трансформаторов и автотрансформаторов Воткинской ГЭС» состоит из следующих разделов:

- Раздел 1. Схема выдачи мощности;
- Раздел 2. Трансформаторы 1Т, 4Т;
- Раздел 3. Группа автотрансформаторов 2АТГ, 3АТГ;
- Раздел 4. Автотрансформаторы 5АТ, 6АТ;
- Раздел 5. Распределительное устройство 13,8 кВ;
- Раздел 6. Перечень электротехнического оборудования;
- Раздел 7. Система охлаждения 1Т, 2АТГ, 3АТГ, 4Т, 5АТ, 6АТ;
- Раздел 8. Выбор параметров ОПН 110, 220, 500 кВ для защиты блочных трансформаторов Воткинской ГЭС;
- Раздел 9. Система мониторинга и КИПа 1Т, 2АТГ, 3АТГ, 4Т, 5АТ, 6АТ;
- Раздел 10. Релейная защита и противоаварийная автоматика 1Т, 2АТГ, 3АТГ, 4Т, 5АТ, 6АТ;
- Раздел 11. Пожаротушение автотрансформаторов;
- Раздел 12. Система аварийного сбора масла из трансформатора;
- Раздел 13. Система очистки трансформаторных масел;
- Раздел 14. Архитектура и строительные конструкции;
- Раздел 15. Подраздел ПОС;
- Раздел 16. Стоимость комплексной замены трансформаторов;
- Раздел 17. Сводная спецификация ЗИП и оборудования для проведения монтажа и дальнейшей эксплуатации трансформаторов.

Обоснование выбора мощности трансформаторов и автотрансформаторов

«Проект замены главных силовых трансформаторов и автотрансформаторов Воткинской ГЭС» разработан АО Ленгидропроект (далее — Разработчик) в соответствии с договором от 27.06.2013 № 2880 для нужд филиала ПАО «РусГидро» – Воткинская ГЭС» (далее — Филиал),

Выбор мощности трансформаторного и автотрансформаторного оборудования выполнен исходя из условий прироста мощности гидроагрегатов Филиала после выполнения работ по их модернизации и с учётом развития сети на условиях 2015, 2020, 2025 гг.

Расчёт перетоков потребовал наличия специализированного математического аппарата и объёма исходных данных, поэтому задача по

подтверждению корректности принимаемых мощностей вновь устанавливаемого трансформаторного оборудования была решена в объёме договора на разработку проектной документации «Схема выдачи мощности Воткинской ГЭС», заключенного с ОАО «Институт «Энергосетьпроект». Результаты выполнения этих мероприятий подтвердили корректность ранее принятых решений, в том числе определяющих выбор мощности вновь устанавливаемого трансформаторного оборудования.

При подготовке проектной документации «Схема выдачи мощности Воткинской ГЭС» ОАО «Институт «Энергосетьпроект» по согласованию с ПАО «ФСК ЕЭС» было выполнено математическое моделирование существующего и прогнозного баланса мощности и электроэнергии энергосистемы.

Технические требования к трансформаторному оборудованию, представленные проектной документацией, согласованы с ОДУ Урала письмом от 11.02.2016 № 06-621-11-19-722. Технические параметры проектируемых трансформаторов представлены в табл. 1.

Таблица 1

Технические параметры проектируемых трансформаторов

№	Наименование трансформатора	Ед. изм.	Количество
1	Трехфазный двухобмоточный трансформатор мощностью 300 МВА, напряжением 121/13,8 кВ, со встроенными трансформаторами тока с системой охлаждения ДЦ, с расщеплённой обмоткой НН	комплект	1
2	Автотрансформатор однофазный трехобмоточный мощностью 167МВА, напряжением $525/\sqrt{3} / 242/\sqrt{3} / 13,8$ кВ со встроенными трансформаторами тока и системой охлаждения ДЦ, с расщеплённой обмоткой НН	комплект	7
3	Трехфазный двухобмоточный трансформатор мощностью 300 МВА напряжением 242/13,8 кВ ,со встроенными трансформаторами тока с системой охлаждения ДЦ, с расщепленной обмоткой НН	комплект	1
4	Автотрансформатор трехфазный трехобмоточный мощностью 300 МВА напряжением 242/121/13,8 кВ, со встроенными трансформаторами тока с системой охлаждения ДЦ	комплект	2

*ДЦ — масляное охлаждение с дутьём и принудительной циркуляцией масла через воздушные охладители

Дополнительные технические решения, реализуемые при замене силовых трансформаторов и автотрансформаторов Воткинской ГЭС

Согласно проектной документации 1944-25-7т-ПЗ треугольники автотрансформаторов 2АТГ, 3АТГ, выполненные открытыми коробчатыми шинами в помещении ГРУ-13,8 кВ, заменяются экранированными

токопроводами, что обеспечит исключение междуфазных токов КЗ, защиту от внешних воздействий (протечек воды с потолка ГРУ-13,8 кВ, пыли, электромагнитных воздействий) и снизит объём технического обслуживания. Изменению подлежат также строительные конструкции. Так, вновь смонтированные токопроводы подводятся к автотрансформаторам со стороны стены машинного зала и не препятствуют в процессе эксплуатации оперативной установке резервной фазы в ячейку.

Дополнительно, согласно требованиям ПУЭ, на трансформаторной площадке устанавливаются противопожарные перегородки, а существующие подлежат реконструкции.

Согласно проектной документации 1944-25-7т-ПЗ, реконструкции подлежат маслоприёмные поддоны трансформаторного оборудования и перекрытие трансформаторная площадка-помещение ГРУ 13,8 кВ.

Для снижения токов КЗ на трансформаторах 1Т, 4Т и автотрансформаторах 2АТГ, 3АТГ обмотки НН выполняются расщеплёнными (гальваническая развязка генераторов работающих на один трансформатор).

В период вывода из работы трансформаторов и автотрансформаторов в их ячейках реконструируется фасад здания ГЭС.

Реализация предложенных АО «Ленгидропроект» решений позволит улучшить окружающую экологическую обстановку, повысить пожаробезопасность трансформаторов и надёжность эксплуатации, в том числе вспомогательного оборудования, расположенного в ГРУ-13,8 кВ.

График замены главных трансформаторов представлен в табл. 2.

Расчёт строительных конструкций перекрытия здания ГЭС

В рамках разработки проектной документации выполнен проверочный расчёт прочности конструкций существующего железобетонного перекрытия на нагрузку от новых трансформаторов. Прочность конструкций обеспечена и усиление конструкций не требуется.

Таблица 2

График замены главных трансформаторов

№	Наименование трансформатора	Срок замены
1	Автотрансформатор 2АТГ	15.06.2017 – 31.10.2017 гг.
2	Автотрансформатор 3АТГ + резервная фаза	15.06.2018 – 30.10.2018 гг.
3	Трансформатор 4Т	15.06.2020 – 30.10.2020 гг.
4	Трансформатор 1Т	15.06.2021 – 30.12.2021 гг.
5	Автотрансформатор 6АТ	15.06.2023 – 30.12.2023 гг.
6	Автотрансформатор 5АТ	01.11.2024 – 30.12.2025 гг.

Заключение

- Общая стоимость строительства в ценах по состоянию на 1 квартал 2016 г. составляет 2 895 990,853 тыс. руб. (с учётом НДС в размере 18 %).
- Замена силовых трансформаторов и автотрансформаторов (1Т, 2АТГ, 3АТГ, 4Т, 5АТ, 6АТ) будет проведена в восьмилетний период.
- Решения по замене силовых трансформаторов и автотрансформаторов позволяет повысить надёжность выдачи в энергосистему мощности реконструированных гидроагрегатов Воткинской ГЭС, обеспечить переток мощности между энергосистемами с учетом развития сетей.
- Проектная документация «Замена главных силовых трансформаторов и автотрансформаторов Воткинской ГЭС», разработанная АО «Ленгидропроект», соответствует требованиям и рекомендациям действующих нормативных документов РФ и технической политики ПАО «РусГидро». Проектные решения, принятые в проектной документации, обеспечивают безопасную эксплуатацию запроектированных объектов.

С докладом «Технологический и ценовой аудит инвестиционного проекта «Комплексная реконструкция трансформаторов Воткинской ГЭС Филиала ПАО «РусГидро» — «Воткинская ГЭС» выступил — **С.А. Коршунов** — главный инженер проекта ООО «ЭФ-Инжиниринг». Ниже представлено основное содержание доклада.

Исходные данные для проведения технологического и ценового аудита

- Проектная документация № 1944-25-7Т-ПЗ «Комплексная реконструкция трансформаторов (Воткинская ГЭС) филиала ПАО «РусГидро» — «Воткинская ГЭС». Технические решения». Выполнена АО «Ленгидропроект» в 2016 г.
- Сметная документация № 1944-3/СМ Кор 1 «Комплексная реконструкция трансформаторов. Ведомость сметной стоимости этапа и локальные сметные расчёты». Выполнена АО «Ленгидропроект» в 2016 г.
- Внестадийная работа «Схема выдачи мощности Воткинской ГЭС». Этапы I, II, III. Выполнена ОАО «Энергосетьпроект» в 2015 г.
- График замены гидроагрегатов Воткинской ГЭС.

Состав услуг в рамках проведения технологического и ценового аудита

- Анализ целесообразности принятых конструктивных, технических и сметных решений.
- Анализ оптимальности основных технических и конструктивных решений.
- Анализ сроков и графика реализации Инвестиционного проекта.
- Оценка обоснованности затрат на реализацию Инвестиционного проекта.
- Анализ качества и полноты сметных расчётов.
- Идентификация технологических и рыночных рисков реализации Инвестиционного проекта.

- Разработка предложений по оптимизации стоимостных и технических решений Инвестиционного проекта.

Характеристика объекта

Воткинская ГЭС — русловая низконапорная гидроэлектростанция, вторая ступень Камского каскада, располагается на реке Кама на 350 км ниже г. Пермь. Ближайший к ГЭС населённый пункт — г. Чайковский.

В состав гидроузла входят:

- здание ГЭС с монтажной площадкой;
- бетонная водосливная плотина;
- земляные плотины №№ 1 – 4;
- судоходный шлюз;
- КРУЭ 500 кВ;
- ОРУ 220 и 110 кВ.

Общая длина напорных сооружений ГЭС составляет 5,37 км.

На Воткинской ГЭС установлены 10 гидроагрегатов с поворотно-лопастными турбинами типа ПЛ 661-ВБ-930 и трехфазными генераторами зонтичного исполнения (8 генераторов СВ 1500/170-96 по 100 МВт при напоре 16,5 м, 2 генератора СВ 1500/170-96 перемаркированы на 110 МВт при напоре 17,5 м).

Установленная мощность ГЭС составляет 1000 МВт при расчётном напоре 16,5 м. Среднегодовая проектная выработка составляет 2 220 млн кВт·ч.

Схема выдачи мощности

Для выдачи электрической мощности в сеть используются КРУЭ 500 кВ (3 линии), ОРУ 220 кВ (5 линий), ОРУ 110 кВ (10 линий).

Воткинская ГЭС связана с Пермской, Удмуртской, Кировской, Башкирской и Свердловской энергосистемами.

ГЭС участвует в автоматическом регулировании частоты и перетоков мощности по линиям электропередачи Центр – Урал. ГЭС покрывает утренние и вечерние пиковые нагрузки в Уральской энергосистеме. В нормальных схемах перегрузки элементов схемы выдачи мощности Воткинской ГЭС не возникает. Параметры режимов находятся в допустимых пределах.

В послеаварийных режимах при отключении ВЛ 500 кВ Кармановская ГРЭС – Удмуртская возникает перегрузка по току общей обмотки автотрансформаторных групп 2АТГ и 3АТГ.

В 2025 г. уровень токов КЗ на шинах гидрогенераторов 9ГГ и 10ГГ может превысить отключающую способность установленных генераторных выключателей.

Трансформаторное оборудование

В 2011 г. было проведено комплексное диагностическое обследование установленного трансформаторного оборудования. Обследование проводилось ООО НЦТ «РЕТЭК», г. Москва.

По результатам обследования отмечено, что в целом трансформаторы со вспомогательными системами имеют удовлетворительное состояние и проведение капитального ремонта со вскрытием баков в ближайшее время нецелесообразно.

Имеет место систематическое ухудшение характеристик, в связи с чем показана замена трансформаторного оборудования.

Предпосылки проведения реконструкции

- Необходимость обеспечения устойчивого перетока мощности в сечении Запад – Урал. В настоящее время возникает перегрузка по току общей обмотки автотрансформаторных групп 2АТГ и 3АТГ в послеаварийных режимах при отключении ВЛ 500 кВ Кармановская ГРЭС – Удмуртская. Согласно решению Системного оператора мероприятия по обеспечению допустимых параметров режима должны приниматься без учёта действия противоаварийной автоматики.

- Необходимость выполнения мероприятий по ограничению токов КЗ в цепях гидрогенераторов №№ 9,10.

- Результаты диагностического обследования трансформаторного оборудования. Состояние признано удовлетворительным. Для всех трансформаторов имеет место систематическое ухудшение состояния активной части и изоляции, что значительно уменьшает межремонтный интервал и увеличивает время простоя блока во время ремонта.

- Замена в рамках комплексной модернизации всех 10 гидрогенераторов на новые мощностью 115 МВт при $\cos \varphi = 0,9$.

Гидроагрегаты ГЭС находятся в эксплуатации с 1961 г. Состояние гидроагрегатов приводит к появлению всё большего количества дефектов, что сокращает межремонтные периоды и увеличивает простой при внеплановых ремонтах.

Объём реконструкции трансформаторов

- Трансформатор 1Т: замена на новый трансформатор мощностью 300 МВА на напряжение 110/13,8 кВ с расщеплённой обмоткой НН.

- Автотрансформаторные группы 2АТГ, 3АТГ: замена всех однофазных трансформаторов на новые однофазные автотрансформаторы с расщеплённой обмоткой НН на напряжение 500/220/13,8 кВ мощностью 167/45+45 МВА.

- Замена резервной фазы.

- Замена ошиновки обмотки НН на комплектный токопровод.

С целью обеспечения требуемого перетока мощности между сетями 500 и 220 кВ применяются автотрансформаторы с длительно допустимым током общей обмотки не менее 1000 А.

- Трансформатор 4Т: замена на новый трансформатор мощностью 300 МВА на напряжение 220/13,8 кВ с расщеплённой обмоткой НН.

- Автотрансформаторы 5АТ, 6АТ: замена на новые автотрансформаторы мощностью 300 МВА на напряжение 220/110/13,8 кВ.

Для ограничения токов КЗ в цепях генераторов ГГ-9 и ГГ-10 применяются автотрансформаторы с увеличенным значением напряжения токов КЗ.

Для всех трансформаторов:

- замена спусков гибкой ошиновки 500, 220 и 110 кВ;

- установка новой системы мониторинга трансформаторного оборудования (СМТО);

- реконструкция системы пожаротушения;
- реконструкция системы маслосбора и маслоудаления;
- реконструкция участков перекрытия на отметке +78,000.

Замечания, обнаруженные в процессе аудита

Строительные решения

- Не представлена ведомость расхода материалов для устройства нового покрытия площадки трансформаторов.
 - В текстовой части не представлено сведений об окраске поверхности кровли.
 - Отсутствует заключение о лабораторных испытаниях огнестойкости противопожарной стены.
 - Недостаточно глубокая проработка текстовой части проекта организации строительства (ПОС).

Инженерные сети

- Не указан расчётный расход воды при пожаротушении.
- Не представлен расчёт требуемой ёмкости маслоприемника.
- Не обоснована достаточность ёмкости существующего маслосборника.

Электротехнические решения

- Не приведён проверочный расчет токов КЗ на шинах генераторов 9ГГ и 10ГГ.
- Не приведён проверочный расчёт существующей гибкой ошиновки.
- Не приведена главная электрическая схема объекта после реконструкции.
 - В спецификации указано неверное количество прессуемых аппаратных зажимов для вводов 110 кВ.
 - Не указаны позиционные обозначения на чертежи подключения спусков гибкой ошиновки к трансформаторам.
 - Нет обоснования полной замены кабельных линий 0,4 кВ и контрольных кабелей до шкафа управления охлаждения трансформаторов (ШАОТ).
 - Не приведен чертёж узла заземления нейтрали трансформаторов.
 - Выявлены недочёты при выполнении схем размещения защит трансформаторов 1Т, 4Т, 2АТГ, 3АТГ и 5АТ.
 - Отсутствуют технические решения по заземлению и молниезащите трансформаторов.
 - Отсутствуют материалы, описывающие способ прокладки новых кабельных связей.

Система мониторинга трансформаторного оборудования

- Не приведена организация системы электроснабжения СМТО.
- Отсутствует описание организации связи между компонентами системы.

- В технических требованиях (ТТ) на оборудование СМТО не представлено описание III уровня СМТО.
- В ТТ на оборудование СМТО отсутствуют требования к электропитанию.

График замены трансформаторов

Представленная в графике продолжительность работ является реалистичной и обоснованной. Аудитором подготовлены рекомендации по оптимизации графика производства работ.

Выводы по результатам технологического аудита

- Представленные в проектной документации технические и технологические решения являются обоснованными и целесообразными.
- Выбранное на основе проведённых расчётов основное и вспомогательное оборудование, а также материалы, в целом являются оптимальными с точки зрения целей Инвестиционного проекта.
- Технические и технологические решения, представленные в проектной документации в целом соответствуют требованиям задания на проектирование, а также действующей нормативно-технической документации (НТД).
- Проектную документацию Аудитор считает достаточной для реализации Инвестиционного проекта на последующих стадиях с учётом необходимого обоснования и корректировки выявленных несоответствий. Характер имеющихся замечаний по разделам не препятствует Аудитору в целом подтвердить предлагаемые Заказчиком технические решения и оформленные в ТТ на оборудование для комплексной реконструкции Воткинской ГЭС.
- Аудитором не выявлено возможностей для оптимизации технических и технологических решений с целью снижения капитальных затрат на сооружение и эксплуатацию объекта.
- По результатам анализа возможных технологических рисков Аудитор считает такие риски минимальными.
- Применяемые технические и технологические вполне соответствуют уровню развития современных технологий как в России, так и за рубежом.

Ценовой аудит

Заявленная стоимость инвестиционного проекта «Комплексная реконструкция трансформаторов на Воткинской ГЭС» по сводному сметному расчёту (ССР) стоимости этапа составляет 2 895 990 853,66 руб. (с НДС в текущих ценах). Максимальную часть затрат по ССР составляет электротехническое оборудование. Такое соотношение затрат характерно при реконструкции электроэнергетических объектов.

Ввиду отсутствия прямых аналогов для сравнения Аудитором был выполнен расчёт стоимости строительства по укрупненным показателям. Разница в оценке Заказчика и Аудитора составила 23,6 % и находится в пределах погрешности применяемой методики расчета (± 25 %). Таким образом, Аудитор делает вывод, что стоимостные показатели по проекту в целом соответствуют значениям, принятым в российской и мировой практике.

В результате проведения аудита выявлены некорректные сметные решения, способные повлиять на стоимость объекта в сторону снижения. В текущем уровне цен 1-го квартала 2016 г. общее снижение может составить 35 194,33 тыс. руб. (с НДС) или 1,22 %.

Аудитор подтверждает, что сметная документация по форме представления и порядку формирования затрат составлена в соответствии с действующими требованиями нормативно-методических документов по ценообразованию и методики определения стоимости строительной продукции на территории Российской Федерации.

Основные риски инвестиционного проекта

- Аудитор оценивает риск недофинансирования Инвестиционного проекта как средний.
- Сформированный бюджет Проекта по титулу «Комплексная реконструкция трансформаторов Воткинской ГЭС» достаточен для его реализации.
- Большая длительность реализации Проекта порождает достаточно высокую неопределённость в части оценки его итоговой стоимости.

Выводы по результатам ценового аудита

- Сформированный бюджет Проекта по титулу «Комплексная реконструкция трансформаторов Воткинской ГЭС» достаточен для его реализации, а стоимостные показатели и структура затрат соответствуют значениям, принятым в российской и мировой практике.
- Затраты по Проекту обоснованы на удовлетворительном уровне, полнота представленных сметных оценок и расчётов достаточна для реализации Инвестиционного проекта.
- Показатели стоимости основного электротехнического оборудования соответствуют рыночным ценам данного региона.

Выявлены отдельные несоответствия и некорректные сметные решения, способные повлиять на стоимость объекта в сторону снижения: в текущем уровне цен 1-го квартала 2016 г. общее снижение может составить 35 194,33 тыс. руб. (с НДС) или 1,22 %.

Заключение

- Аудитор подтверждает обоснованность и целесообразность проведения реконструкции трансформаторов в рамках проектной документации по титулу «Комплексная реконструкция трансформаторов (Воткинская ГЭС) филиала ПАО «РусГидро» – «Воткинская ГЭС».
- Конструктивные, технические и технологические решения соответствуют современным требованиям в области надёжности и экологической безопасности.
- График реализации Инвестиционного проекта является реалистичным и обоснованным.
- Аудитор обращает внимание на замечания, выявленные в результате анализа проектной документации, которые должны быть учтены.

- Проведённый Аудитором анализ проектно-сметной документации позволяет сделать вывод о том, что сметные расчёты выполнены в объёме, достаточном для дальнейшей реализации Инвестиционного проекта.

- Аудитором подготовлены рекомендации по оптимизации сметной стоимости Проекта.

- Стоимость реализации Проекта с учётом предлагаемых Аудитором корректировок находится на уровне, соответствующем текущим рыночным ценам.

- Аудитор не выявил по Проекту рисков с высоким уровнем.

В обсуждении докладов приняли участие:

Член-корр. РАН **Е.В. Аметистов**, д.т.н. **Б.И. Нигматулин** — генеральный директор Института проблем естественных монополий, **К.Е. Фролов** — заместитель генерального директора по научно-проектной деятельности ПАО «РусГидро», д.т.н. **А.М. Брянцев** — председатель наблюдательного совета ООО «ЭСКО», **Э.М. Скрипка** — первый заместитель директора - главный инженер филиала ПАО «РусГидро» - «Воткинская ГЭС», к.т.н. **В.С. Варварский** — генеральный директор ООО «ЭнергоПромИнвест», **Г.Л. Жихарев** — главный менеджер ОАО «Электrozавод», **В.А. Белобров** — начальник отдела консалтинга ООО «ЭФ-Инжиниринг», **Р.М. Хазиахметов** — заведующий кафедрой гидроэнергетики и возобновляемых источников энергии НИУ «МЭИ», к.т.н. **В.П. Дикой** — заместитель председателя правления – главный инженер ПАО «ФСК ЕЭС».

С заключительным словом и по проекту решения выступил Президент НП «НТС ЕЭС» д.т.н., профессор **Н.Д. Роголев**.

Он предложил создать рабочую группу по выработке решений совместного заседания. В рабочую группу войдут докладчики и выступившие на совместном заседании, а также заинтересованные организации и лица. Рабочую группу возглавит д.т.н., профессор **В.В. Молодюк**.

Совместное заседание РЕШИЛО:

1. Отметить необходимость комплексной реконструкции трансформаторов Воткинской ГЭС в целях повышения надёжности, выдачи мощности гидроагрегатов Воткинской ГЭС, обеспечения системной надёжности работы энергосистем Центра и Урала в соответствии с требованиями технических регламентов и иных нормативных актов.

2. Одобрить технические решения и выбор параметров трансформаторного и автотрансформаторного оборудования, принятые АО «Ленгидропроект» в рамках разработки инвестиционного проекта «Комплексная реконструкция трансформаторов филиала ПАО «РусГидро» – «Воткинская ГЭС», с учётом замечаний, представленных в положительном заключении технологического и ценового аудита ООО «ЭФ-Инжиниринг», а также предложений, высказанных на Совместном заседании.

3. Рекомендовать ПАО «РусГидро» и АО «Ленгидропроект» учесть предложения и замечания, представленные ООО «ЭФ-Инжиниринг» на

следующих стадиях реализации инвестиционного проекта «Комплексная реконструкция трансформаторов филиала ПАО «РусГидро» – «Воткинская ГЭС»:

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

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 Секции по проблемам
надёжности и безопасности больших
систем энергетики Научного совета РАН
по системным исследованиям в
энергетике, заведующий отделением
ОАО «Энергетический институт им. Г.М.
Кржижановского», д.т.н., академик АЭН



В.А. Баринов