



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



**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. Роголёв**

## **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  
«Замена гидроагрегатов МГУ»  
филиала ПАО «РусГидро» – «Саяно-Шушенская ГЭС  
имени П.С. Непорожного»**

г. Москва

№ 8/16

30 ноября 2016 г.

Присутствовало: 64 чел.

**Со вступительным словом выступил**

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

**С докладом «Замена гидроагрегатов МГУ» выступил Б. Н. Исиченко** — главный инженер проекта Майнской ГЭС АО «Ленгидропроект», г. Санкт – Петербург. Ниже представлено основное содержание доклада.

Майнский гидроузел (МГУ) расположен на юге Республики Хакасия, в верховьях р. Енисей, в 22,1 км ниже створа Саяно-Шушенской ГЭС. Саяно-Шушенская ГЭС и МГУ образуют единый Саяно-Шушенский гидроэнергетический комплекс на реке Енисей.

Майнский гидроузел является контррегулятором Саяно-Шушенской ГЭС и предназначен для сглаживания колебаний расходов и уровней Саяно-Шушенской ГЭС, для полного использования её энергетических возможностей. Майнский гидроузел позволяет также в значительной мере снизить отрицательное влияние на окружающую среду, вызванное изменением водного режима реки Енисей на участке п. Майна — г. Минусинск, создаёт удовлетворительные условия для неэнергетических водопользователей и является энергетическим источником для объединённой энергосистемы Сибири.

Сроки строительства гидроузла: 1980 – 2000 гг. (с вводом во временную эксплуатацию в 1985 г.).

АО «Ленгидропроект» по договору от 01.06.2011 СШ-313-2011 с ОАО «РусГидро» выполнило разработку проектной документации по комплексной реконструкции Майнской ГЭС (МГЭС) и получило в 2016 г. положительное заключение ФАУ «Главгосэкспертиза России». В рамках комплексной реконструкции предусмотрены работы по техническому перевооружению с заменой всех трёх гидроагрегатов.

#### *Существующее положение*

На ГЭС установлены три гидротурбинные установки типа ПЛ20/811а с диаметрами рабочих колёс равными 10 м. Спиральная камера — бетонная, таврового сечения с углом охвата 210°. Рабочее колесо турбины — крестовинной конструкции с прямыми серьгами, имеет четыре лопасти из нержавеющей стали, корпус колеса — стальной литой. Внутренняя полость корпуса, в которой расположен механизм разворота лопастей, отделена от масляной полости сервомотора манжетными уплотнениями. Втулки подшипников из полимерных материалов (стеклоэпоксидная композиция с вкраплением фторопласта) смазываются водой. Принятая проектом конструкция должна была исключать попадание протечек масла в проточный тракт турбины.

Вал турбины и генератора — единый, сварно-кованный. В зоне турбинного подшипника предусмотрена рубашка из нержавеющей стали.

Направляющий аппарат имеет 28 лопаток и привод от четырех прямоосных сервомоторов, закреплённых на крышке турбины. Давление масла в системе регулирования составляет 4,0 МПа

Направляющий турбинный подшипник — с обрешиненным вкладышем, на водяной смазке.

Гидротурбины Майнской ГЭС были выбраны Ленгидропроектом под напоры, определяемые отметками верхнего бьефа с нормальным подпорным уровнем (НПУ) равным 326 м и уровнем мёртвого объёма (УМО) — 319 м.

Несмотря на то, что гидротурбины были поставлены на серийное производство и поставлялись на другие гидростанции (Волжские ГЭС), отдельные узлы рабочего колеса были недоработаны и имели низкое качество

изготовления. В первый период эксплуатации на отметках от УМО 319,0 до 322,0 м имели место большие вибрации системы регулирования и бой вала, нарушение герметичности цилиндров рабочих колёс.

Статистика состояния агрегатов за период эксплуатации на 31.12.2015 г. представлена в табл. 1.

Таблица 1

№ гидроагрегата	Дата ввода в эксплуатацию	Наработка с начала эксплуатации, ч	Число часов в ремонте	Число часов в резерве
1	31.12.1984 г.	181 521	40 851	49 019
2	28.09.1985 г.	215 158	19 007	50 299
3	12.12.1985 г.	229 907	17 755	4 285

Средний коэффициент использования гидроагрегатов (ГА) Майнской ГЭС составляет 77,5 %.

Основными причинами аварийных остановок агрегатов на Майнской ГЭС были:

- протечки масла из рабочих колёс;
- поломки деталей механизма разворота лопастей;
- расслоение и заклинивание стеклоэпоксидных втулок.

Применение в рабочих колесах в парах трения цапфа – корпус, рычаг – корпус втулок со стеклоэпоксидным покрытием, срок службы которых не превышал двух лет, не обеспечивало надёжности их работы и приводило к полной разборке агрегатов. Причиной разрушения втулок из стеклоэпоксидных материалов явилось их неудовлетворительное качество изготовления.

Межведомственная комиссия (1988 г.) сочла необходимым ПО «Ленинградский металлический завод» (ЛМЗ) выполнить разработку и создание новых поворотно-лопастных турбин для МГЭС (в первую очередь рабочих колёс), но это так и не было сделано.

По согласованию с ЛМЗ в период 1994 – 1996 гг. лопасти рабочих колёс МГЭС были установлены в положение 18,0°, расклинены и разварены по ранее указанным причинам, в настоящее время работают в режиме с практически фиксированным открытием направляющего аппарата в зоне наименьших вибраций. Диапазон уровней верхнего бьефа при этом поддерживается на отметке 322,0 – 324,0 м.

За период эксплуатации была выполнена модернизация конструкции РК ГА1 (ОАО «Силовые машины») в два этапа.

*Первый этап* проводился во время капитального ремонта с октября 2004 г. по май 2006 г. Корпус рабочего колеса (РК) был доставлен в Санкт-Петербург на ЛМЗ для реконструкции механизма разворота лопастей. Были изготовлены и заменены новые рычаги, серьги, проушины из коррозионно-стойкой стали. Была выполнена в заводских условиях проточка корпуса РК для увеличения

максимального угла установки лопастей РК с  $29,5^{\circ}$  до  $31,5^{\circ}$ , для работы гидротурбины при минимальных напорах. Изготовлен новый обтекатель РК с усиленным днищем, с увеличением толщины конуса и установкой рёбер жёсткости. По результатам ревизии узлов рабочего колеса специалистами СКБ «Гидротурбомаш» было принято решение увеличить диаметр цилиндра сервомотора РК и установить на поршень сервомотора РК полиуретановых манжет GARLOCK вместо чугунных поршневых колец (поставщик — ЗАО «Интерпласт»).

Кроме этих работ было выполнено надёжное уплотнение цапф лопастей и уплотнение штока с применением манжет фирмы GARLOCK. В парах трения цапфа – корпус, рычаг – корпус были установлены подшипники с антифрикционным материалом «бронзофторопласт».

После годичной эксплуатации в поворотно-лопастном режиме (ПЛ режиме), турбину ГА1 с отремонтированным рабочим колесом пришлось вернуть в пропеллерный режим. При выполнении планового осмотра в период гарантийного срока эксплуатации (при осмотре нижней втулки штока) было обнаружено стирание бронзофторопласта на вкладышах (пять вкладышей были сорваны, выдавлено и повреждено кольцо и стопорные планки). Представителями СКБ «Гидротурбомаш» было принято решение о переводе РК ГА1 в пропеллерный режим с углом установки лопастей  $17,5^{\circ}$ .

*Второй этап* проводился во время реконструкции с ноября 2012 г. по май 2014 г. с целью восстановить кинематику РК с применением современных технологий. Была проведена замена существующих бронзофторопластовых подшипников в узлах трения и в упорах крестовины на углестеклоэпоксидный композиционный материал (УСЭК). Кроме этого, был исключён нижний подшипник штока, расположенный в днище РК, а вместо него в днище установлен колпак, охватывающий нижнюю часть штока РК. Проводимые в эксплуатации периодические измерения увеличения перестановочных усилий не отметили.

В период вынужденного простоя ГА1 в сентябре 2016 г. был выполнен визуальный осмотр РК ГА1. В результате осмотра обнаружен надир на штоке длиной 150 мм, шириной 30 мм, глубиной 1,5 мм, который привёл к повреждению манжет уплотнения штока и протечкам масла в корпус РК. Повреждение штока в рабочей зоне нанесено прижимным кольцом узла уплотнения штока.

По решению ОАО «Силовые машины» РК ГА1 переведён в пропеллерный режим с углом установки лопастей  $17,5^{\circ}$ .

При работе агрегатов в узком диапазоне нагрузок (52 – 72 МВт) и расходе через турбину  $420 - 550 \text{ м}^3/\text{с}$  не всегда обеспечивается пропуск воды только через агрегаты. Это приводит к частым холостым сбросам воды, чему также способствует ограниченная возможность регулирования и малый объём водохранилища.

При работе МГЭС в пропеллерном режиме теряется выработка, имеют место постоянные холостые сбросы в зимний период времени, что приводит к обледенению конструкций водосброса.

В настоящий момент Заказчиком принято окончательное решение о полной замене гидросилового оборудования. Основанием такого решения явились отчёты ОАО «Силовые машины» по обследованию гидротурбин и гидрогенераторов, ОАО НПО «ЦКТИ» по проведённым энергетическим, вибрационным и кавитационным испытаниям.

#### *Необходимость замены гидроагрегатов МГЭС*

Необходимость замены гидроагрегатов подтверждена следующими документами.

- Заключение по обследованиям гидротурбин и гидрогенераторов заводами изготовителями ОАО «Силовые машины» и Харьковским турбинным заводом (ныне ОАО «Турбоатом»).

- Заключение в Акте приёмки в эксплуатацию законченного строительства Саяно-Шушенского гидроэнергетического комплекса на р. Енисей в 2000 г., в котором отмечено: «На Майнском ГУ из-за недостаточности надёжности материала подшипниковых узлов механизма разворота лопастей и отклонений от проекта при их изготовлении турбины работают в пропеллерном режиме, что ухудшило их эксплуатационные характеристики и контррегулирующего гидроузла в целом. Требуется замена турбин».

- Предписания Ростехнадзора №№ 307, 308, 309, где сказано: «Не восстановлен механизм поворота лопастей рабочего колеса гидротурбины ст. № 1 (№ 2, № 3) для выполнения Майнским гидроузлом функций контррегулятора и работы с максимальным КПД во всём диапазоне нагрузок и напоров».

- Положительное заключение ФАУ «Главгосэкспертиза России» от 28.03.2016 г.

Технические ограничения:

- эксплуатационные ограничения при работе гидроагрегатов в пропеллерном режиме. Узкая зона разрешённого диапазона по мощности (по условиям вибрационного состояния);

- неудовлетворительное вибрационное состояние гидротурбин при открытии направляющего аппарата менее 65 % и выше 85 %;

- холостые сбросы через затворы водосливной плотины в зимний период, приводящие к обледенению конструкций затворов (работа двух из трёх ГА с холостыми сбросами);

- состояние основных элементов генератора Г1 (обмотка статора, сердечник статора, полюса ротора) по результатам обследования заводом-изготовителем оценено как неисправное, неработоспособное, а состояние генераторов Г2, Г3 оценено в целом как неисправное, неработоспособное (по СТО 17330282.27.140.001–2006).

- непроектная зона работы гидроагрегата вследствие снижения НПУ на 2 м.

### *Определение основных параметров гидроагрегата*

Номинальная мощность при расчётном напоре равна 110 МВт.

Максимальный расход турбины при максимальном напоре 19,6 составляет 730 м<sup>3</sup>/с.

### *Определение стоимости замены гидроагрегатов*

По итогам положительного заключения ФАУ «Главгосэкспертиза России» по сметной части проекта комплексной реконструкции МГУ с использованием технико-коммерческого предложения (ТКП) ОАО «Силовые Машины» от 2015 г. общая стоимость замены трёх гидроагрегатов составляет 8 585 млн руб. (с НДС в ценах 2016 г.) (табл. 2).

Таблица 2

	Стоимость замены, млн руб. (цены 2016 г.)
Оборудование	6208,293
Проектирование	161,473
СМР и прочие расходы	905,649
Всего без НДС	7275,416
Всего с НДС	8584,991

### *Реконструкция вспомогательных систем гидроагрегата*

Реконструкции подлежат следующие системы вспомогательного оборудования, непосредственно связанные с заменой гидросилового оборудования.

*Система пневматического хозяйства ГЭС.* На ГЭС в настоящее время предусмотрены две системы различного номинального давления:

- низкого давления 0,8 МПа;
- высокого давления 4,0 МПа.

Система пневматического хозяйства низкого давления на МГЭС предназначена для обеспечения сжатым воздухом шкафов торможения агрегатов технических нужд.

Пневматическое хозяйство высокого давления (4,0 МПа) МГЭС предусматривалось для обеспечения сжатым воздухом котлов малонапорной установки (МНУ) агрегатов, режима синхронного компенсатора. При замене гидротурбин предполагается перевод системы регулирования на более высокое давление с 40 до 70 кг/см<sup>2</sup>.

Компрессоры низкого и высокого давления будут заменены на более современные.

Запорная арматура, воздухопроводы в пределах компрессорной заменяются на новые. Новые компрессоры снабжены современной системой управления.

Помещение компрессорной сохраняется в здании МГЭС в блоке монтажной площадки на отметке 300,20 и отделяется от соседних помещений глухими

несгораемыми стенами. В помещении устанавливается кран электрический подвесной для обслуживания компрессорных установок и проведения их ремонта. Помещение оснащено системой вентиляции и энергоснабжения, средствами оперативной и диспетчерской связи.

*Система технического водоснабжения агрегата.* На МГЭС существует самотечная поагрегатная система технического водоснабжения. При замене гидросилового оборудования данной системы принципиальная схема останется в основном без изменения. Вся запорная, регулирующая арматура, контрольно-измерительные приборы, фильтры (включая и фильтры турбинного подшипника), трубопроводы наружной прокладки заменяются на новые. Центробежные насосы, установленные в качестве резерва в каждом агрегате, заменяются на новые. Основные параметры насосного оборудования будут уточнены после получения заводских параметров на охлаждение новой турбины и генератора.

Основными потребителями технической воды на агрегатах ГЭС являются: воздухоохладители генераторов, маслоохладители подпятников, генераторных подшипников, турбинный подшипник на водяной смазке.

*Станционное масляное хозяйство.* При переходе на более высокое давление в системе регулирования турбин повышаются и требования к качеству очистки турбинного масла. В существующих помещениях аппаратной турбинного и трансформаторного масляного хозяйства, расположенной в блоке монтажной площадки, устаревшее очистительное оборудование будет заменено на современное.

*Электротехническое оборудование генераторного напряжения 13,8 кВ.* Оборудование генераторного напряжения в цепях главных и нейтральных выводов генераторов МГЭС эксплуатируется уже более 25 лет (пуск первого агрегата состоялся в 1985 г.), полностью выработало свой эксплуатационный ресурс, физически и морально устарело и требует замены.

Проект замены оборудования главных выводов генераторов МГЭС с установкой комплексов элегазовых генераторных выключателей 13,8 кВ HECS-80S выполнен Ленгидропроектом в 2008 г. в составе комплексного проекта реконструкции ОРУ 220 кВ в соответствии с Техническим заданием ОАО «РусГидро» к договору от 07.11.2008 № 2566. Проект реализован.

Перечень основного электротехнического оборудования, установленного в нейтральных выводах генераторов, на отпайке к трансформаторам собственных нужд и в цепях возбуждения Майнской ГЭС, подлежащего замене в рамках проекта комплексной реконструкции по договору от 28.11.2014 № СШ-313-2011 д. с. № 3 представлен в табл. 3.

Помимо замены электрооборудования генераторного напряжения 13,8 кВ проектом комплексной реконструкции Майнского гидроузла предусмотрена замена блочных повышающих трёхфазных двухобмоточных трансформаторов типа ТДЦ–125000/220-71У1, предназначенных для работы по блочной схеме с одним генератором единичной мощностью 107 МВт.

Прирост мощности и выработки по годам представлен в табл. 4.

Таблица 3

Оборудование	Тип	Количество
Нейтральные выводы генераторов № 1 – 3		
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ 0,6-15У3	3 шт.
Разъединитель однополюсный	РВО-10/400У3	3 шт.
Трансформатор тока	ТШВ-15	18 шт.
Шины алюминиевые круглого сечения	Ф280х12	10,2 м
Отпайка к трансформаторам СН 13,8 кВ		
Разъединитель трёхполюсный с двумя заземляющими ножами	РВРЗ-2-20/6300У3 20 кВ, 6300А	6 шт.
Трансформатор тока	ТПОЛ-20	18 шт.
Шины алюминиевые прямоугольного сечения	А120х10	40 м
Отпайка к оборудованию возбуждения		
Токопровод	ТЭКНЕ-20-1600-560У3	60 м

Таблица 4

Показатель	Годы		
	2020	2021	2022
Прирост мощности, МВт	30	30	36
Прирост выработки (накопительный), тыс. кВт·ч	115 534	231 068	346 602

*Показатели коммерческой эффективности*

Чистый дисконтированный доход, млн руб. 2667,536

Внутренняя норма доходности, % 15,1

Дисконтированный срок окупаемости, лет 21

*Основные параметры принятой гидротурбины*

Замена гидротурбинного оборудования на каждом агрегате станции предполагает замену вала, рабочего колеса, турбинного подшипника, направляющего аппарата, рабочих механизмов, системы автоматического управления (САУ).

Существующие закладные части проточной части (конус отсасывающей трубы, камера рабочего колеса, статор), облицовка шахты турбины на агрегатах ГЭС не меняются.



При замене МНУ давление масла в системе регулирования может быть повышено (сейчас оно составляет 40 атм.). С заменой генераторов возможен и пересмотр синхронных оборотов.

Рабочая зона смещена от оптимальной зоны по КПД при снижении диапазона рабочих напоров. Энергетические возможности существующего рабочего колеса ПЛ20/811а недоиспользованы. При максимальном напоре 16,4 м максимальная мощность гидротурбины составит 106 МВт, не обеспечивая существующую генераторную мощность равную 107 МВт.

При замене рабочих колес турбин могут быть рассмотрены различные модификации универсальных характеристик рабочих колес — ПЛ15, ПЛ20.

Подбор рабочего колеса более надёжной конструкции и с улучшенной энергетической характеристикой должен сводиться при следующих граничных условиях:

- установленная мощность ГЭС должна быть не менее существующей (321 МВт);
- сохраняется диаметр рабочего колеса 10 м;
- требуемое заглубление для нового рабочего колеса не должно превышать 5 м;
- сохраняется тип рабочего колеса — поворотно-лопастной (ПЛ).

*Основные характеристики существующей проточной части турбины ПЛ20/811а-В-1000*

Спиральная камера трапецеидального типа с углом охвата 210°:

- относительная высота направляющего аппарата,  $W_0$  — 0,43Д1.

Камера рабочего колеса Д1 = 10м

- отметка разворота лопастей рабочего колеса — 302,40.

Отсасывающая труба:

- высотой 2,43Д1 с разделительным бычком толщиной 2,5 м;
- шириной 26,5 м;
- длиной 4,05Д1 = 40,5 м.

Существующая проточная часть при реконструкции для новой гидротурбины должна быть сохранена.

*Основные показатели гидроузла для выбора новых гидротурбин*

Установленная мощность, МВт 321,0.

Число агрегатов 3.

НПУ, м 324,0.

УМО, м 319,0.

Напоры (нетто), м:

- максимальный 16,4;
- средневзвешенный 14,1;
- минимальный 9,4.

Для обеспечения установленной мощности МГЭС при снижении НПУ, диапазона напоров новая гидротурбина должна иметь более высокую пропускную способность, рабочую зону по КПД. Предложенная нами эксплуатационная характеристика не в полной мере подходит для наших условий. В данном случае

мы имеем максимальную мощность турбины 110 МВт только при максимальном напоре 16,4 м. Максимальный напор фактически является расчётным напором. Считаем, что завод поставщик новой гидротурбины должен разработать современное рабочее колесо для МГЭС на требуемые параметры. Расчётный напор при этом будет уточняться по современной заводской универсальной характеристике с учётом сохранения  $D_1$ ,  $N_{уст} = 321$  МВт (при  $N_{турб} = 110$  МВт), существующем заглублении рабочего колеса  $H_s$  и КПД новой турбины в расчётной точке.

#### *Основные параметры нового гидрогенератора*

Анализ водно-энергетических режимов МГЭС и уточнение расчётной отметки и расчётного напора не выявили возможности увеличения установленной мощности МГЭС, то есть отпала необходимость полной замены генератора с увеличением его мощности и изменением частоты вращения. Но в результате комплексного обследования гидрогенераторов состояние каждого из трех генераторов оценивается как неисправное, неработоспособное (классификация по ГОСТ 27.002-89, СТО 17330282.27.140.001-2006).

В качестве основного принят вариант замены всех гидрогенераторов с адаптацией их параметров к существующим напорам и с сохранением частоты вращения и мощности. Целью реконструкции оборудования, не исчерпавшего срока службы, является замена неработоспособного оборудования для обеспечения готовности к выдаче максимальной мощности ГЭС, а также повышение уровня автоматизации.

Замене подлежат гидрогенераторы как неработоспособные на гидрогенераторы, отвечающие современным требованиям и оснащённые всеми необходимыми технологическими системами: охлаждения гидрогенератора, маслоснабжения генератора, отвода паров масла, торможения гидрогенератора, теплоконтроля, непрерывного виброконтроля в составе подсистемы вибродиагностики агрегата АСУ ТП ГЭС, пожаротушения, обогрева остановленного гидрогенератора для сохранения качества изоляции.

Тип генератора	СВ 1490/170-96 УХЛ4
Мощность, кВА/кВт	125880/107000
Коэффициент мощности, $\cos \varphi$	0,85
Частота вращения, об/мин.:	
номинальная	62,5
угонная	135
Частота тока сети, Гц	50
Напряжение номинальное, кВ	13,8
Маховой момент $GD^2$ , $тм^2$ , не менее	80000
Допустимая осевая нагрузка на подпятник, тс	2400
Индуктивные сопротивления (ненасыщенные значения), %	
синхронное по продольной оси $x_d$	80
синхронное по поперечной оси $x_q$	60

переходное по продольной оси $x_d'$	35
сверхпереходное по продольной оси $x''_d$	22
сверхпереходное по поперечной оси $x''_q$	23
обратной последовательности $x_2$	22,5
Ток ротора номинальный, А	1860
Напряжение ротора номинальное, В	448
Кратность форсирования по напряжению, о. е.	2,5
Отношение короткого замыкания (ОКЗ)	1,54
Коэффициент полезного действия, %, не менее	97,4
Масса, т	1060
Максимальная монтажная масса, т	550

Конструкция гидрогенератора и его параметры соответствуют рекомендациям МЭК.

Гидрогенератор зонтичного исполнения с расположением подпятника на крышке турбины, с одним направляющим подшипником в центральной части верхней крестовины, опирающейся на корпус статора.

Сердечник статора в неразъёмное кольцо будет шихтоваться в кратере генератора. Статор гидрогенератора установлен на фундаментные плиты, а на верхнем фланце корпуса статора расположена верхняя крестовина.

Радиальные усилия, воспринимаемые направляющим подшипником, передаются верхней крестовиной непосредственно на фундамент через распорные домкраты.

Обмотка статора гидрогенератора — стержневая, волновая, двухслойная, с тремя параллельными ветвями в фазе, имеет три главных и три нейтральных вывода. Соединение фаз обмотки — звезда.

Ротор гидрогенератора — безвальная конструкции, к центральной части остова ротора непосредственно присоединяется снизу вал турбины, а сверху — надставка вала с втулкой направляющего подшипника и контактными кольцами. В качестве источника сигнала для датчиков частоты вращения, используемых в системе регулирования турбины и автоматики агрегата, предполагается использование энкодера.

Изоляция обмоток статора и ротора класса «F».

Подпятник — однорядный, с самоустанавливающимися сегментами на винтовых регулируемых опорах. Поверхности трения сегментов подпятника и подшипника имеют эластичное металлопластмассовое покрытие. Подпятник и подшипник размещаются в масляных ваннах. Масло в ваннах охлаждается встроенными охладителями. Для предотвращения загрязнения гидрогенератора масляные ванны подпятника и подшипника оснащены уплотнениями.

Система охлаждения генератора — косвенная воздушная, замкнутая. Для охлаждения воздуха предусматриваются водяные охладители. Часть горячего воздуха используется для отопления машинного зала МГЭС.

Для торможения агрегата предусмотрена механическая система с использованием тормозов-домкратов, устанавливаемых под ободом ротора. При торможении агрегата к тормозам подаётся сжатый воздух от общестанционной

магистрала, а для подъёма ротора при ремонтных работах — масло под давлением от маслонасосной установки, устанавливаемой индивидуально для каждого генератора.

Гидрогенератор оснащён системой пожаротушения распыляемой водой и датчиками теплового контроля.

Для диагностики состояния основного оборудования МГЭС в соответствии с требованиями действующих стандартов генератор должен быть оснащён средствами мониторинга отдельных узлов.

Помимо температуры активных частей, подшипниковых узлов и охлаждающих сред должны контролироваться следующие параметры:

- давление воды на входе в воздухо- и маслоохладители;
- расход воды в воздухо- и маслоохладителях;
- уровень масла в маслованнах;
- уровень вибраций.

Виброконтроль предполагается возложить на соответствующую штатную локальную систему в составе АСУ ТП ГЭС. Устанавливаемые при этом на генераторе преобразователи и датчики должны быть сертифицированы, их работоспособность должна сохраняться в диапазонах частот и амплитуд вибраций, возможных при эксплуатации гидрогенератора.

**С докладом «Технологический и ценовой аудит инвестиционного проекта «Замена гидроагрегатов МГУ» выступил — В. И. Виноградов — руководитель проекта ООО «ЭФ-Инжиниринг». Ниже представлено основное содержание доклада.**

#### *Характеристика объекта*

Майнская и Саяно-Шушенская ГЭС представляют собой единый гидроэнергетический комплекс, тесно связанный технологически:

- Майнская ГЭС (МГЭС) — контррегулирующая станция;
- Саяно-Шушенская ГЭС — пиковая станция.

Основная задача Майнской ГЭС — сглаживать колебания уровня реки в нижнем бьефе (контррегулирование), когда Саяно-Шушенская ГЭС ведёт глубокое регулирование нагрузки в энергосистеме.

Майнский гидроузел (МГУ) расположен ниже по течению Енисея в 21,5 км от Саяно-Шушенской ГЭС.

Состав объекта:

- правобережная грунтовая плотина;
- русловая грунтовая плотина;
- левобережная грунтовая плотина;
- здание ГЭС с тремя гидроагрегатами с поворотнлопастными турбинами;
- бетонная водосливная плотина;
- КРУЭ-220кВ.

Установленная мощность МГЭС составляет 321 МВт, располагаемая — 225 МВт. Проектная среднемноголетняя годовая выработка электроэнергии

составляет 1,72 млрд кВт·ч. Фактическая среднемноголетняя годовая выработка электроэнергии равна 1,53 млрд кВт·ч.

Сроки строительства гидроузла 1980 – 2000 гг. (с вводом во временную эксплуатацию в 1985 г.).

#### *Предмет технологического и ценового аудита*

В объём проектной документации, подлежащей экспертной оценке и определённой приложением 1 «Состав проектной документации для проведения публичного технологического и ценового аудита», входят.

1. Пояснительная записка.

2. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений.

3. Мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности и требований оснащённости зданий, строений и сооружений приборами учёта используемых энергетических ресурсов.

4. Технические требования по проекту «Замена гидроагрегатов МГУ».

#### *Гидротурбины*

Статистика состояния агрегатов за период эксплуатации на 31.12.2015 г. представлена в табл. 5.

Таблица 5

Дата ввода в эксплуатацию	Наработка с начала эксплуатации, ч	Число часов в ремонте	Число часов в резерве
31.12.1984 г.	181 521	40 851	49 019
28.09.1985 г.	215 158	19 007	50 299
12.12.1985 г.	229 907	17 755	4 285

Рабочие колеса гидротурбин МГУ — поворотного-лопастного типа — находятся в зафиксированном состоянии (пропеллерный режим с жёсткой фиксацией лопастей) и имеют ограниченную зону работы от 52 до 77 МВт (при номинальной мощности генератора 107 МВт каждый) по причине неудовлетворительного вибрационного состояния гидротурбин на открытиях направляющего аппарата более 85 %.

Проведённая дважды реконструкция (2004 – 2006 гг. и 2012 – 2014 гг.) механизма разворота лопастей рабочего колеса гидротурбины ст. № 1 МГУ не позволила достичь номинальной мощности гидроагрегата в ПЛ-режиме 107 МВт из-за вибрационного состояния гидротурбины.

В мае 2007 г. (после реконструкции 2004 – 2006 гг.) при наработке ГА1 МГУ 8004 ч в ПЛ-режиме обнаружено стирание бронзо-фторопластового покрытия втулок, повлекшее за собой рост перестановочных усилий, вследствие чего гидроагрегат был переведён в пропеллерный режим с фиксацией лопастей на угол 17,5 градусов

В сентябре 2016 г. (после реконструкции 2012 – 2014 гг.) при наработке ГА1 МГУ 15700 часов в ПЛ-режиме обнаружен надир облицовки штока рабочего колеса повлекший за собой протечки масла с поршневой полости в корпус рабочего колеса. Без разборки ГА восстановить облицовку штока не представляется возможным, вследствие чего гидроагрегат был переведён в пропеллерный режим с фиксацией лопастей на угол 17,5 градусов.

По состоянию на 31.12.2015 г. средний коэффициент использования ГА МГЭС составляет 77,5 %:

- из 31 года эксплуатации ГА1 непрерывно работал в течение 20,7 лет (66,9 %);
- из 30 лет эксплуатации ГА2 непрерывно работал в течение 24,6 лет (81,9 %);
- из 30 лет эксплуатации, ГА3 непрерывно работал в течение 26,6 лет (87,6 %).

#### *Гидрогенераторы*

В 2013 – 2014 гг. ОАО «НПО ЦКТИ» по договору с Саяно-Шушенской ГЭС были проведены комплексные обследования всех трех агрегатов с целью оценки их технического состояния. Основным дефектом всех трёх генераторов определено наличие повышенной вибрации сердечника статора «полюсной» частоты 100 Гц, вызванной следующими факторами:

- недостаточной плотностью стыковки секторов статора (повышенный уровень вибраций фиксируется на «холодном» (до 30 °С) сердечнике и уменьшается по мере нагрева генератора);
- неудачной схемой обмотки статора и уравнительные токи генератора (в первом случае наблюдается рост вибрации сердечника с увеличением нагрузки генератора, а влияние уравнительных токов обнаруживается по наличию периодических изменений уровня вибрации);
- развитием дефектов, связанных с высокой вибрацией (трещины сварных швов, ослабление креплений обмотки статора) и которые будут увеличиваться и прогрессировать.

Состояние каждого из трёх генераторов оценивается как неисправное, неработоспособное.

#### *Главные силовые трансформаторы*

Энергия, вырабатываемая генераторами МГУ, передаётся в сеть 220 кВ через три повышающих трёхфазных двухобмоточных трансформатора типа ТДЦ-125000/220-71У1, работающих по блочной схеме с одним генератором единичной мощностью 107 МВт.

В 2011 г. Саяно-Шушенская ГЭС заключила отдельный договор с НИИЭС по обследованию трансформаторов силовых ТДЦ-125000/220-71У1 Т1...Т3 Майнской ГЭС.

В ходе проверки было выявлено следующее:

- значение кислотного числа превышает значение, ограничивающее область нормального состояния масла. Остальные показатели качества масла в

баке трансформатора соответствует требованиям нормативно-технической документации;

- по результатам вибрационного обследования зафиксировано снижение запрессовки обмоток;

- механические, электрические и температурные характеристики трансформаторов соответствуют требованиям нормативно-технической документации.

К планируемому сроку начала замены основного оборудования МГЭС срок службы главных трансформаторов составит 35 и более лет.

*Оценка эксплуатационных затрат в период с 2011 по 2025 гг.*

Необходимость реконструкции также подтверждает существенный рост эксплуатационных затрат за последние пять лет и на ближайшую перспективу (табл. 6).

Таблица 6

Эксплуатационные затраты	Стоимость эксплуатационных затрат по годам, тыс. руб. (без НДС)					
	2011	2012	2013	2014	2015	2020
Текущий ремонт	7 425,23	10 751,03	11 503,60	12 308,85	14 629,25	21 148,1
Капитальный ремонт	10 188,66	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Техническое обслуживание	14,98	16,03	17,15	18,35	21,801	36,10
Итого стоимость эксплуатации	17 628,87	10 767,05	11 520,75	12 327,20	14 847,26	21 184,2

<sup>1</sup> стоимость указана на гидротурбины и гидрогенераторы

В период реконструкции (2012 – 2014 гг.) для восстановления ПЛ-режима было затрачено 97,514 млн руб. (без НДС).

*Основные предпосылки реализации Проекта*

- срок службы гидротурбин заканчивается: для ГА1 в 2016 г. (продлён до декабря 2019 г.), для ГА2 и ГА3 — в 2017 г.;

- неудовлетворительное вибрационное состояние гидротурбин при открытии направляющего аппарата свыше 85 %;

- эксплуатационные ограничения при работе гидроагрегатов в пропеллерном режиме составляют: для ГА1 71МВт; для ГА2 и ГА3 — 77 МВт;

- неоправданные холостые сбросы через затворы водосливной плотины, в том числе в зимний период, приводящие к обледенению конструкций затворов;

- недовыработка электроэнергии из-за ограничения располагаемой мощности гидроагрегатов;

- срок службы гидрогенераторов к моменту начала замены составит 35 и более лет.

*Заключения по обследованиям гидротурбин и гидрогенераторов заводами изготовителями ОАО «Силовые машины» и Харьковским турбинным заводом (ныне ОАО «Турбоатом»)*

Состояние генераторов по результатам обследования заводом изготовителем оценено как неисправное, неработоспособное (по СТО 17330282.27.140.001–2006).

#### *Ценовая часть*

В результате анализа исходных данных в модели денежных потоков Аудитор установил следующее:

- представленная сметная документация имеет удовлетворительное качество. Основные статьи затрат учтены и соответствуют проектной документации, заданию на проектирование, техническим условиям;
- сметная документация по Проекту в целом соответствует требованиям «Задания на проектирование», представленным к сметной документации, разрабатываемой на стадии «П»;
- представленная на рассмотрение сметная документация составлена в полном объёме на основании нормативной базы ФЕР-2001 и ФЕРМ-2001 в редакции 2016 г.;
- анализ локальных смет показал крайне незначительное превышение в них затрат на 1 119,51 тыс. руб. (без НДС).

Учёт всех этих неточностей не привёл к существенному изменению показателей экономической эффективности Проекта.

Аудитор подтверждает дисконтированный срок окупаемости 21 год.

#### *Риски проекта. Инвестиционный риск*

Проект окупается, однако ставка дисконтирования принята, по мнению Аудитора, на низком уровне (в размере 11,6 %), а дисконтированный срок окупаемости составляет более 20 лет. Поэтому Аудитор оценивает уровень инвестиционного риска по Проекту как средний.

#### *Операционный риск*

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

#### *Валютный риск*

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

#### *Процентный риск*

Схема финансирования Проекта детально пока не разработана, поэтому оценить уровень данного вида риска не представляется возможным.



### *Налоговый риск*

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

### *Инфляционный риск*

Аудитор оценивает уровень этого вида риска как средний, так как в среднесрочной перспективе доходная часть Проекта не будет защищать его от возможных всплесков инфляции: ставка на мощность в ближайшие годы будет находиться практически на фиксированном уровне

### *Риск неконтролируемого изменения тарифов на электрическую энергию*

Майнская ГЭС участвует в конкурентном рынке электроэнергии и мощности в режиме ценопринимания, а также предоставляет АО «СО ЕЭС» услуги по первичному регулированию частоты. Вероятность существенного непрогнозируемого снижения уровней цен и тарифов на всех этих рынках в обозримом будущем минимальная.

### *Риск изменения объёма сбыта электрической энергии*

Опыт эксплуатации МГЭС позволит Заказчику успешно минимизировать негативные последствия как от непрогнозируемых колебаний выработки электроэнергии на МГЭС в кратко- и среднесрочной перспективах, так и достаточно уверенно прогнозировать загрузку МГЭС в долгосрочной перспективе. Уровень этого вида риска Аудитор оценивает как минимальный.

### *Риск удорожания стоимости Проекта*

Несмотря на ряд замечаний, предъявленных Аудитором к сметной документации по Проекту, Аудитор считает риск удорожания Проекта низким.

### *Риск недофинансирования Проекта*

Так как Проект ещё не реализуется, уровень риска его недофинансирования можно признать низким.

### *Заключение в части технологического аудита*

1. Технические решения, связанные с выбором оборудования для комплексной реконструкции станции, в значительной степени ограничены проточной частью гидротурбины.

2. Необходимость замены гидротурбин обусловлена их работой в ограниченном диапазоне нагрузок (по вибрационному состоянию) 52 – 77 МВт, что приводит к снижению располагаемой мощности станции с 321 до 225 МВт и частому использованию затворов водосбросной плотины в зимний период.

3. Учитывая состояние гидрогенераторов, оцениваемое заводом-изготовителем как неработоспособное, и достижение их срока службы к моменту начала реконструкции 35 лет, следует признать решение об их замене обоснованным.

4. Замена трансформаторов по истечении их срока службы приведёт к необходимости останова заменённых гидроагрегатов и недовыработке электроэнергии. На основании этого планируемая замена главных

трансформаторов одновременно с заменой гидроагрегатов выглядит обоснованной.

5. Проведение реконструкции позволит увеличить располагаемую мощность Майнской ГЭС до 321 МВт, обеспечит безопасную эксплуатацию и увеличит экономическую эффективность станции.

6. Аудитор самостоятельно выделил из общего сводного сметного расчёта (ССР) проекта «Комплексная реконструкция Майнского гидроузла» затраты, которые относятся к инвестиционному проекту «Замена гидроагрегатов МГУ «под ключ», и экспертно оценил их в 8 584 990,59 тыс. руб. с НДС (33,35 % всей стоимости комплексной реконструкции Майнского гидроузла).

7. Сметная документация соответствует требованиям, предъявляемым к сметной документации, разрабатываемой на стадии инвестиционного проекта.

8. Стоимость Проекта завышена крайне незначительно — на 1 119,51 тыс. руб. (без НДС).

9. Согласно данным заявки на инвестиционный проект «Замена гидроагрегатов МГУ» при ставке дисконтирования 11,6 % Проект окупается. Чистый дисконтированный доход (NPV) равен 2 667 536 тыс. руб., внутренняя норма доходности (IRR) составляет 15,1 %, дисконтированный срок окупаемости — 21 год).

10. Аудитором при анализе исходных данных в модели денежных потоков выявлен ряд неточностей, учёт которых не привёл к существенному изменению показателей экономической эффективности Проекта.

11. Аудитор не выявил существенных рисков по Проекту.

#### **В обсуждении докладов приняли участие:**

Член-корр. РАН **Е. В. Аметистов**, д.т.н. **В. А. Барин** — заведующий отделением перспектив развития электроэнергетики ОАО «ЭНИН им. Г.М. Кржижановского», д.э.н. **А.И. Кузовкин** — заместитель генерального директора ОАО «Институт микроэкономики», д.т.н. **Б. К. Максимов** — профессор НИУ «МЭИ», **А. Ф. Бондаренко** — советник директора по управлению режимами ЕЭС – главного диспетчера АО «СО ЕЭС», **Т. М. Юсупов** — первый заместитель директора – главный инженер филиала ПАО «РусГидро» - «Саяно-Шушенской ГЭС им. П. С. Непорожного», **К. В. Завизёнов** — заместитель директора Департамента развития электроэнергетики Минэнерго России, к.т.н. **Б. Н. Юркевич** — главный инженер АО «Ленгидропроект», **О. Ю. Соломатин** — начальник управления ПАО «РусГидро», **В. А. Белобров** — начальник отдела консалтинга ООО «ЭФ-Инжиниринг», **Ю. А. Степанов** — ЗАО «Свеко Союз Инжиниринг», д.т.н. **Ф. Л. Коган**.

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

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 отмечает.**

1. Необходимость реализации разработанного АО «Ленгидропроект» инвестиционного проекта «Замена гидроагрегатов МГУ», обусловленного оценкой состояния гидротурбин и гидрогенераторов как неисправное, неработоспособное. Проведение реконструкции позволит увеличить располагаемую мощность Майнской ГЭС, обеспечит безопасную эксплуатацию и увеличит экономическую эффективность станции.

2. В результате публичного технологического и ценового аудита инвестиционного проекта «Замена гидроагрегатов МГУ», выполненного ООО «ЭФ-Инжиниринг», подтверждена полнота и достаточность представленной проектной документации, разработанной АО «Ленгидропроект», а также то, что предложенные технические решения соответствуют современным требованиям в области надёжности и экологической безопасности объектов гидроэнергетики.

#### **Позиция Департамента развития электроэнергетики Минэнерго России состоит в следующем.**

В инвестиционном проекте «Комплексная реконструкция Майнского гидроузла» целесообразно выделить этап пускового комплекса, соответствующий титулу «Замена гидроагрегатов МГУ», а также учесть в отчёте Аудитора при анализе финансово-экономической модели полную стоимость работ по проекту «Комплексная реконструкция Майнского гидроузла» и влияние схемно-режимных показателей и прогнозных балансов.

#### **Совместное заседание решило.**

1. Одобрить представленное ООО «ЭФ-Инжиниринг» положительное заключение технологического и ценового аудита инвестиционного проекта «Замена гидроагрегатов МГУ» филиала ПАО «РусГидро» – «Саяно-Шушенская ГЭС имени П. С. Непорожного».

2. Рекомендовать ПАО «РусГидро» привлечь АО «Ленгидропроект» в качестве проектной организации для разработки рабочей документации при реализации инвестиционного проекта «Замена гидроагрегатов МГУ» филиала ПАО «РусГидро» – «Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожного».

3. Рекомендовать АО «Ленгидропроект» учесть предложения и замечания, представленные ООО «ЭФ-Инжиниринг», на следующих стадиях реализации инвестиционного проекта «Замена гидроагрегатов МГУ» филиала ПАО «РусГидро» – «Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожного»

4. В целях обеспечения системной надёжности энергосистемы Сибири в соответствии с требованиями технических регламентов и иных нормативных актов рекомендовать ПАО «РусГидро» выполнить реализацию инвестиционных проектов «Замена гидроагрегатов МГУ» и «Замена трансформаторов силовых Т1


– ТЗ МГУ» филиала ПАО «РусГидро» – «Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожного» совместно до 2022 г.

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



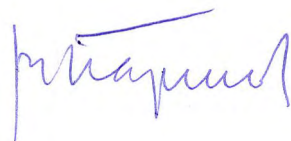
В.В. Молодюк

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