



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



Основана в 1724 году

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

УТВЕРЖДАЮ

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

А.Ф. Дьяков

«20 » февраля 2015 г.

ПРОТОКОЛ

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

на тему:

**«Рассмотрение результатов технологического и ценового аудита
проектно-сметной документации по завершению строительства
Усть-Среднеканской ГЭС на реке Колыме»**

13 февраля 2015 года

№ 1/15

г. Москва

Присутствовало: 59 чел.

Со вступительным словом выступил

Председатель научного Совета РАН по проблемам надёжности и безопасности больших систем энергетики, Председатель Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС», член-корр. РАН, д.т.н., профессор **А.Ф. Дьяков**. Он отметил важность ввода на полную мощность Усть-Среднеканской ГЭС. Развивающейся промышленности Магаданской области

нужна электроэнергия. В этих условиях важно обеспечить опережающее развитие генерирующих мощностей электростанций. Усть-Среднеканская ГЭС будет работать в каскаде с Колымской ГЭС, которую ввели в 2005 г. Докладчики должны ответить на вопросы, почему важно завершить строительство Усть-Среднеканской ГЭС в полном объёме, какова доля импортного оборудования на станции, почему изменили класс гидротехнических сооружений на более высокий, в чём заключается экологический ущерб и как его рассчитывали.

С докладом на тему «Проект завершения строительства Усть-Среднеканской ГЭС на реке Колыме» выступил **Н.В. Кабанов** — главный инженер проекта ОАО «Ленгидропроект». Ниже изложены основные положения доклада.

Общая информация

Усть-Среднеканская ГЭС расположена на реке Колыме в Магаданской области. Створ плотины привязан на 1677 км от устья реки в 217 км ниже действующей Колымской ГЭС. Расстояние от створа до Республики Саха (Якутия) составляет 517 км.

Основное назначение Усть-Среднеканской ГЭС — выдача мощности для потребителей Магаданской области. Помимо этого гидроузел может являться аварийным резервом в энергосистеме Магаданской области для обеспечения энергетической безопасности региона.

Проект Усть-Среднеканской ГЭС выполнен как доработка технико-экономического обоснования (ТЭО) до стадии «проект» по заданию заказчика — производственного объединения энергетики и электрификации «Магаданэнерго», утверждённого Минэнерго СССР 12.05.1989 г. ТЭО объекта получило положительную оценку государственной экспертизы и утверждено приказом Минэнерго СССР от 04.01.1989 г. № ЗПС. Доработанное ТЭО утверждено протоколом Минэнерго СССР от 21.11. 1990 г. № 2780-6/8.

Значения основных показателей гидроузла при законченном строительстве представлены в табл. 1.

В связи с изменением экономических условий развития Магаданской области и по инициативе заказчика ОАО «Колымаэнерго» в 2004 г. была проведена повторная государственная экспертиза проекта Усть-Среднеканской ГЭС и было получено положительное экспертное заключение (экспертное заключение от 19.02.2004 г. № Э-1). Проект Усть-Среднеканской ГЭС установленной мощностью 570 МВт был повторно утверждён актом Минэнерго РФ от 09.03.2004 г. № ИЛ-1335.

В 2013 г. введены в эксплуатацию гидроагрегаты №№ 1 и 2 при наполненном до отметки 256,50 м водохранилище. На агрегатах установлены сменные рабочие колеса, что позволило произвести пуск агрегатов на пониженных напорах и в ранние сроки, при минимально необходимых для пуска агрегатов объёмах строительно-монтажных работ.

В настоящее время Усть-Среднеканская ГЭС использует зарегулированный Колымским водохранилищем сток и естественную

боковую приточность между гидроузлами. Притекающие к створу Усть-Среднеканской ГЭС расходы воды сбрасываются в нижний бьеф гидроузла транзитом через работающие агрегаты и водосброс.

Таблица 1

Основные показатели гидроузла при законченном строительстве

Показатель	Значение показателя
Установленная мощность, МВт	570
Выработка электроэнергии среднемноголетняя, млн кВт·ч /год	2550
Количество агрегатов, шт. (тип)	4 (PO115)
Рабочие напоры агрегатов	Штатные рабочие колёса от 38 до 61 м
Отметка нормального подпорного уровня (НПУ), м	290,00
Отметка уровня мёртвого объёма (УМО), м	278,00
Отметка гребня сооружений напорного фронта, м	293,00
Максимальная высота земляной плотины с суглинистым ядром, м	66,0
Класс сооружений	I
Расчётная обеспеченность паводковых расходов, %	0,1 (расчётный случай) 0,01 (поверочный случай)

Компоновка гидроузла включает земляную плотину в русле и на левом берегу, основные бетонные сооружения напорного фронта, расположенные у правого берега, и приплотинное здание ГЭС. Длина напорного фронта составляет 2490,0 м, а максимальная высота сооружений равна 75,0 м.

В состав основных сооружений гидроузла входят.

- Земляная плотина из гравийно-гравийного грунта с противофильтрационным элементом в виде ядра и понура из суглинка. Общая длина плотины равна 2070 м.
- Сопрягающий устой, посредством которого осуществляется сопряжение земляной плотины с бетонными сооружениями. Конструкция сопрягающего устоя принята в виде бетонной шпоры, внедрённой в земляную плотину, верхних и низовых подпорных стен, удерживающих клин земляной плотины. Низовые подпорные стены являются ограждением водобойного колодца и рисбермы.
- Бетонная водосбросная плотина гравитационного типа с десятью глубинными водосбросами.
- Станционная бетонная плотина гравитационного типа, которая служит водоприёмником для четырёх гидроагрегатов ГЭС.
- Глухая бетонная плотина гравитационного типа осуществляет сопряжение сооружений напорного фронта с правым берегом.

- Здание ГЭС приплотинного типа с четырьмя гидроагрегатами общей мощностью 570 МВт.

- Производственно-технологический комплекс (ПТК) расположен на пристанционной площадке. В блоке № 1 ПТК расположено комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией КРУЭ-220 кВ.

Кроме того, на пристанционной площадке расположены здание эксплуатационных служб и здания хозяйственного блока, включая канализационные очистные сооружения и пожарное депо.

Общие сведения о работе по пересчёту сметной документации

По поручению правления ОАО «РусГидро» в 2014 г. выполнена работа по пересчёту сметной документации на строительство Усть-Среднеканской ГЭС из цен 1991 г. в цены сметно-нормативной базы ФЕР-2001. Были выполнены следующие работы:

- пересчёт смет к ранее выпущенной рабочей документации на работы, не вошедшие в пусковой комплекс гидроагрегатов №№ 1 и 2;

- корректировка проектных решений конструкций объектов гидроузла, оборудования и технологических систем с учётом изменившейся за время строительства нормативной базы проектирования и согласованных изменений инженерно-технических решений по сооружениям;

- определение объёмов работ, выполняемых после ввода гидроагрегатов №№ 1 и 2, с выделением ключевых этапов строительства и расчёт стоимости этапов строительства.

Экспертиза сметной документации была проведена Департаментом маркетинга и ценообразования ОАО «РусГидро». Экспертиза технической части и сметной документации проекта завершения строительства была выполнена специалистами ООО «Пеуру Рус» в рамках проведения публичного технологического и ценового аудита.

Нормативная база проектирования за 24 года, прошедшие с момента утверждения проекта, неоднократно корректировалась в сторону ужесточения, также были обновлены методики расчётных обоснований. В процессе строительства принимались технические решения в соответствии с требованиями обновлённой нормативной документации. Поэтому в составе работы по пересчёту сметной документации, в первую очередь, была проведена актуализация проектных решений применительно к работам по завершению строительства гидроузла после пуска гидроагрегатов №№ 1 и 2.

Примеры основных изменений:

- введение новых карт сейсмического районирования и критериев оценки сейсмической активности площадки размещения гидроузла (СНиП II-7-81 в последней редакции) привело к увеличению нагрузок на сооружения с пересмотром ряда технических решений;

- ужесточение противопожарных и охранных требований и условий размещения технологического оборудования потребовало корректировки внутренней компоновки помещений, переходов и лестничных клеток;

- внедрение инновационных технологий отсыпки грунтов в воду без организации сухого котлована с целью сокращения сроков строительства в целом и разделение понура в русловой части с целью сокращения объёма отсыпки пускового комплекса вызвали необходимость конструктивных изменений земляной плотины, включающих организацию цементационной завесы;

- принятие дополнительных технических решений в сопряжении суглинистого ядра грунтовой плотины с бетонными сооружениями в части температурного режима, обеспечивающего равномерную осадку грунта;

- изменение класса сооружений.

Все перечисленные изменения не влияют на энергетические показатели гидроузла и его стоимость, но влияют на конструктивные особенности сооружений. Это обстоятельство отражено в протоколе, утверждённом заместителем Министра энергетики и электрификации от 21.11.1990 г. В протоколе записано «доработать объёмы проектно-изыскательских и научно-исследовательских работ стадии «проект» на стадии «рабочая документация». При разработке рабочих документов пускового комплекса гидроагрегатов №№ 1 и 2 эти вопросы были решены. Решение вопросов, связанных с последующим строительством, отражены в работе актуализации проектных решений.

Нормативное обоснование безопасной эксплуатации сооружений Усть-Среднеканской ГЭС

В период разработки проекта Усть-Среднеканской ГЭС класс сооружений Усть-Среднеканской ГЭС определялся по СНиПу 2.06.01-86, и сооружения по своим параметрам были отнесены ко II классу. Согласно действующей нормативной документации геометрические параметры Усть-Среднеканской ГЭС позволяют отнести объект ко II классу.

Однако согласно постановлению Правительства РФ от 02.11.2013 г. № 986, вступившего в действие с 1 января 2014 г. и уточняющего нормативные требования СНиПа 33-01-2003, гидротехнические сооружения должны быть отнесены к первому классу в случае размера ущерба при гидродинамической аварии 5 млрд руб. и более.

Наличие в составе сооружений Усть-Среднеканской ГЭС земляной плотины, отсыпанной грунтами, содержащими глинистые и пылеватые фракции, определяет класс объекта как первый по показателю величины ущерба в случае гидродинамической аварии, связанной с переливом через гребень и размывом земляной плотины.

В связи с этим обстоятельством в актуализации проектных решений, выполняемых в рамках работы по договору от 20.02.2014 г. № 2927, были сделаны уточняющие расчёты. Для обеспечения безопасных условий при пропуске расходов расчётной обеспеченности строительство напорных сооружений Усть-Среднеканской ГЭС должно вестись до проектных отметок непрерывно. Более того, строительство до проектных отметок должно быть закончено до начала весеннего половодья 2023 г., чтобы обеспечить

безопасный пропуск паводковых расходов для поверочного случая обеспеченностью 0,01 %.

Этапы завершения строительства

Для оптимального производства строительно-монтажных работ период строительства Усть-Среднеканской ГЭС после ввода гидроагрегатов №№ 1 и 2 разделён на три основных этапа. Сроки эксплуатации сооружений на каждом этапе строительства определены с учётом требований СНиП 33-01-2003.

График возведения объекта составлен, исходя из максимально возможных сроков выполнения работ по годам строительства, и не может быть удлинён без нарушения нормативных условий безопасной эксплуатации.

Этап строительства № 1 соответствует пусковому комплексу гидроагрегата № 3. Строительно-монтажные работы на этапе 1 выполняются в минимальных объёмах, обеспечивающих надёжную и безопасную эксплуатацию гидротехнических сооружений в рамках нормативных требований, что в свою очередь максимально снижает объём капитальных вложений до 2018 г.

Состав основных работ этапа № 1:

- подъём гребня напорных сооружений до отметки 275,5 м (276,50 м для земляной плотины);
- строительство здания ГЭС только для блока гидроагрегата № 3;
- строительство здания эксплуатационных служб для проживания рабочего персонала и здания гаража в комплексе вспомогательных зданий;
- монтаж гидроагрегата № 3 со штатным рабочим колесом и установка силового трансформатора.

Пуск гидроагрегата № 3 со штатным колесом осуществляется при заполненном до отметки 268,50 м, которая обеспечивает минимальный рабочий напор 38,0 м на гидроагрегат со штатным колесом. Максимальная отметка водохранилища при пропуске паводковых расходов, соответствующих расчётной обеспеченности 0,2 % для сооружений первого класса составляет 274,20 м. Максимальный расход притока при паводках расчётной обеспеченностью 0,2 % составит 16550 м³/с, максимальный сбросной расход равен 12500 м³/с.

Этап строительства № 2 — строительство сооружений напорного фронта до проектных отметок, включая мероприятия, обеспечивающие долговременную безопасную эксплуатацию сооружений и оборудования. Объёмы этапа № 2 определяются готовностью напорного фронта к восприятию напора верхнего бьефа при проектном НПУ 290,0 м, а также технологической готовностью к пропуску расчётного расхода обеспеченностью 0,1 % и поверочного расхода обеспеченностью 0,01 % (2024 г.). Кроме того, в ключевой этап входят объёмы и технологии, обеспечивающие постоянную эксплуатацию гидроузла в составе трёх агрегатов.

Состав основных работ этапа № 2:

- возведение бетонных сооружений напорного фронта до отметки 293,00 м (293,50 м для земляной плотины);
- строительство здания ГЭС для блока гидроагрегата № 4;
- строительство здания водоприемника;
- ремонт сменных рабочих колес гидроагрегатов №№ 1 и 2 на штатные.

Совместная работа низконапорных (сменных) и высоконапорных (штатных) рабочих колёс возможна в диапазоне напоров от 38 до 46 м. При уровнях водохранилища выше 276,00 м, когда напор на гидроагрегат будет превышать 46,0 м, работают только агрегаты со штатными колесами. Для работ по замене рабочих колес отводятся 2-ой и 3-ий кварталы года с тем, чтобы в зимний период ГЭС располагала тремя гидроагрегатами, обеспечивающими возможность их взаимной замены при текущем ремонте.

Наполнение водохранилища Усть-Среднеканской ГЭС к пуску гидроагрегата № 3 осуществляется непосредственно перед пуском, а далее подъём уровня должен осуществляться в соответствии с графиком роста сооружений напорного фронта и с учётом нормативного пропуска расчётных расходов воды.

При завершённом этапе строительства максимальный расход притока во время паводков расчётной обеспеченностью 0,1 % составит 17800 м³/с, максимальный сбросной расход равен 14700 м³/с.

Этап строительства № 3 — завершающий этап строительства, в который входят остаточные объёмы работ, такие как монтаж гидроагрегата № 4, завершение работ по благоустройству гидроузла, рекультивация карьеров, ликвидация строительного посёлка и промбазы. Этот этап формируется объёмами работ, определяющими внешний облик и условия эксплуатации гидроузла. Кроме того, в этап включены объёмы и затраты, связанные с пуском гидроагрегата № 4, сроки ввода которого определяет интенсивность развития экономики региона, охваченного энергосистемой Магаданской области.

Состав основных работ этапа № 3:

- монтаж гидроагрегата № 4 и установка силового трансформатора;
- завершение работ по благоустройству гидроузла;
- работы по рекультивации карьеров и ликвидации промзоны.

Максимальный расход притока при расчётной обеспеченности 0,01 % для поверочного случая составляет 22000 м³/с, а максимальный сбросной расход равен 17300 м³/с.

График роста сооружений напорного фронта и наполнения водохранилища

После ввода пускового комплекса в составе гидроагрегатов №№ 1 и 2 интенсивность строительства определяется сроками готовности напорного фронта, принятыми с учётом нормативных требований, которые регламентируют увеличение сбросных расходов по годам временной эксплуатации (СНиП 33-01-2003). Максимальная продолжительность временной эксплуатации регламентирована сроком 10 лет, по истечении

которого должен быть обеспечен пропуск расчётного основного и поверочного расхода, т. е. строительство напорного фронта должно быть завершено через 10 лет после начала эксплуатации напорного фронта.

В строительный период основное условие совместной работы двух ГЭС состоит в ограничении сбросных расходов Колымской ГЭС при условии, что в сумме с боковой приточностью расходы не превышают пропускную способность водосброса Усть-Среднеканской ГЭС с учётом аккумулирующей ёмкости водохранилища. В межпаводковый период при наполненном водохранилище расход через агрегаты Усть-Среднеканской ГЭС должен быть равен сумме боковой приточности в этот период и расхода через агрегаты Колымской ГЭС.

Зимний сток реки весьма ограничен, и зимние расходы в створе Усть-Среднеканской ГЭС определяются работой агрегатов Колымской ГЭС. Максимальный расход зимнего периода по фактическому электропотреблению не превышает 400 м³/с и может быть пропущен через два агрегата. Однако в случае вывода в ремонт одного из агрегатов на срок более трёх суток для пропуска зимнего расхода потребуются работы водосброса при частичном открытии затвора, что в зимний период сопряжено со значительными техническими трудностями.

Ввод гидроагрегата № 3 позволяет гарантированно исключить работу водосброса в зимний период, так как при этом обеспечивается взаимозаменяемость агрегатов. После ввода гидроагрегата № 3 и исключения сбросов воды через водосброс появляется возможность вести в зимний период работы по наращиванию водобойной стенки, по завершению которых могут выполняться работы по анкеровке плит 5-го ряда и цементации швов плит крепления водобойного колодца, а также их осмотр и выполнение ремонтных работ в случае необходимости. Это является обязательным условием, обеспечивающим безопасную эксплуатацию гидроузла. По этой причине ввод в эксплуатацию гидроагрегата № 3 должен быть максимально приближен.

При построении графика учтены условия и сроки замены сменных рабочих колёс гидроагрегатов №1 и № 2 на штатные. Срок перемонтажа принят исходя из условия наличия в эксплуатации трёх агрегатов в зимний период.

График роста земляной плотины составлен с учётом сезонности возведения суглинистого ядра и с учётом максимального сокращения пусковых объёмов гидроагрегата № 3. До 2019 г. ядро и упорные призмы возводятся по увязанным между собой, но самостоятельным графикам, а начиная с 2019 г. по единому графику роста напорного фронта.

Ввод гидроагрегата № 4 может быть осуществлён в любом году, начиная с 2018 г., в зависимости от потребности Магаданской энергосистемы. Основные показатели по этапам строительства представлены в табл. 2.

Таблица 2

Основные показатели Усть-Среднеканской ГЭС по этапам строительства

Показатель	Значение показателя по этапам строительства		
	этап 1	этап 2	этап 3
Отметка гребня напорных сооружений, м	275,50	293,00	293,00
Класс сооружений	I	I	I
Нормальный подпорный уровень (НПУ), м	268,50	290,00 (285,00)	290,00 (285,00)
Установленная мощность, МВт	276,5	427,5	570
Располагаемая мощность, МВт (по минимальному напору)	135	195	260
Выработка электроэнергии среднегодовой, млн кВт·ч	1120	2330	2550
Расчётная обеспеченность паводковых расходов (поверочный случай), %	2	0,1	0,01+Δ
Максимальный паводковый расход, м ³ /сек	10 690	17 800	22 000
Количество агрегатов, штук	3	3	4
Год завершения этапа строительства	2018	2023	2024
Стоимость работ по этапам строительства, млн руб. (в ценах III кв.2014 г. с учётом НДС)	17 075,27	23 035,31	2 858,96
Стоимость работ по этапам строительства, млн руб.(в прогнозных ценах с учётом НДС)	18 246,99 в том числе 5857,08 млн руб. профинансировано в 2013 – 2014 гг.	29 742,31	3 951,08
Стоимость работ по этапам строительства, млн руб. без учёта водохранилища (в прогнозных ценах с учётом НДС)	17 718,12 в том числе 5857,08 млн руб. профинансировано в 2013 – 2014 гг.	23 946,17	3 951,08

С докладом «О результатах публичного технологического и ценового аудита проектной документации по завершению строительства Усть-Среднеканской ГЭС» выступили Алан Эдвардс — руководитель проекта, ООО «Пеуру Рус» и Л.Г. Нохов — координатор проекта, ООО «Пеуру Рус». Ниже изложены основные положения доклада.

Целью работы является проведение технологического и ценового аудита проектной документации по следующим двум вариантам реализации проекта:

- исходный проект. Утверждённая проектная документация при заполнении водохранилища до проектных отметок и установкой четырёх гидроагрегатов;

- отклонение от проекта с установкой трёх гидроагрегатов на непроектных отметках заполнения водохранилища.

Усть-Среднеканская ГЭС расположена на реке Колыме в Среднеканском районе Магаданской области. Створ плотины находится 217 км ниже действующей Колымской ГЭС мощностью 900 МВт. К строительным работам в объёме «пускового комплекса» приступили в 1991 г.

Заполнение водохранилища до отметки 256,5 м было начато в 2012 г. Работы по пусковому комплексу с установкой первых двух агрегатов были завершены в 2013 г., пуск и ввод агрегатов №№ 1 и 2 в эксплуатацию был осуществлен 11 сентября 2013 г.

Гидроагрегаты №№ 1 и 2 были введены в строй в четвёртом квартале 2013 г. при постоянном подпорном уровне водохранилища 256,5 м (уровень паводка 259,0 м). В настоящее время Усть-Среднеканская ГЭС использует зарегулированный Колымской ГЭС сток и естественную боковую приточность между гидроузлами, обеспечивая выработку электроэнергии в объёме 476 млн кВт·ч до конца 2014 г.

Усть-Среднеканская ГЭС используется, в основном, для выработки электроэнергии в летнее и зимнее время. Кроме того, на этапе пускового комплекса ГЭС используется для транзита воды из водохранилища вышерасположенной Колымской ГЭС, когда объём притока превышает расчётный сток Усть-Среднеканской ГЭС. На конечном этапе проекта будет продолжена эксплуатация ГЭС в каскадном режиме с вышерасположенной Колымской ГЭС. Управление водным режимом осуществляется на пульте Колымской ГЭС.

Между Колымской ГЭС и строящейся Усть-Среднеканской ГЭС и далее должен быть обеспечен экологический сток в объёме 100 м³/с.

Показатели основных сооружений Усть-Среднеканской ГЭС на этапе завершения строительства

Водохранилище:	общий объём	5,400 млн м ³ ,
	рабочий объём	2,570 млн м ³ ,
	НПУ	290,00 м,
	начальный уровень	256,50 м.
Плотина:	земляная плотина с водонепроницаемым ядром, длина 2100 м, высота над основанием 66 м. Бетонный гравитационный правобережный участок: длина 105 м, высота над основанием 74 м.	
Водосброс:	бетонное гравитационное сооружение с 10 глубинными отверстиями размером 6,0x12,0 м, рассчитанными на пропуск паводка обеспеченностью 0,01 % 17 300 м ³ /с, длина 150 м, высота над основанием 74 м.	
Успокоительный бассейн:	длина 168,5 м, ширина 147 м.	

Здание ГЭС: бетонные гравитационные сооружения водоприёмника с четырьмя отверстиями размером 11,7x9 м. Четыре напорных водовода внутренним диаметром 7,6 м.

Пусковой комплекс: два агрегата $2 \times 84 = 168$ МВт установленной мощности.

В машинном зале предполагается установить четыре гидроагрегата по 142,5 МВт с радиально-осевыми турбинами с вертикальным валом. Максимальный напор составляет 62 м. Расчётный напор равен 58,4 м.

Среднегодовая выработка ГЭС на заключительном этапе составляет 2500 млн кВт·ч.

Вариант достройки по первоначальному проекту

1. Основное механическое оборудование.

КПД радиально-осевых турбин мощностью 142,5 МВт признан соответствующим КПД турбин, изготавливаемых, например, Andritz Hydro. Диаметр рабочего колеса турбины, подпор на всасывании, номинальная скорость и скорость разноса соответствуют расчётам, выполненным ООО «Пеуру Рус» для целей сравнения. По размерам отсасывающий трубопровод очень близок к результатам расчётов ООО «Пеуру Рус», также выполненным для целей сравнения и является приемлемым.

2. Гидромеханическое оборудование.

Гидромеханическое оборудование соответствует принятым в международной практике стандартам и методам.

3. Основное электрическое оборудование.

Генератор и ассоциируемое с ним оборудование являются приемлемыми. Характеристики повышающего трансформатора генератора рассчитаны верно. Замена открытого распределительного устройства (ОРУ) на КРУЭ оправдана по причине суровых климатических условий и соответствует принятым в международной практике стандартам и методам.

4. Общестанционное оборудование (вспомогательное оборудование).

Общестанционное (вспомогательное) оборудование соответствует принятым в международной практике стандартам и методам.

5. Сроки и график строительства.

Общая продолжительность строительства Усть-Среднеканской ГЭС составит 33 года, включая подготовительные работы. В подготовительный период были построены подъездные дороги и организована площадка. Строительство массивных бетонных сооружений было начато в 1992 г.

Наполнение водохранилища до проектного уровня верхнего бьефа займёт согласно графику около 6 лет. В ходе строительного комплекса (в 2018 г.) предполагается пуск гидроагрегата № 3.

В 2018 и 2019 гг. на гидроагрегатах №№ 1 и 2 предполагается заменить сменные рабочие колеса на штатные. На сроки строительства плотины и заполнения водохранилища оказывают влияние суровые климатические условия зимой и короткое лето. В связи с этим заявленные сроки строительства являются оправданными.

6. Затраты.

Строительные затраты по проекту согласно представленной сметной документации были рассчитаны на уровне 42,970 млрд руб. (в ценах 3-го квартала 2014 г.).

Для целей сравнения ООО «Пеуру Рус» выполнило собственный расчёт затрат на выполненные работы согласно сметной документации и визуальной инспекции на основе российских и международных цен. В результате выполненных расчётов ООО «Пеуру Рус» получило цифру 41,194 млрд руб. Сделан вывод о том, что оба варианта расчёта затрат находятся на одном уровне.

7. Финансово-экономическая оценка проекта.

ООО «Пеуру Рус» выполнило необходимый экономический анализ. Производственные затраты были рассчитаны на уровне 4,7 руб/кВт·ч.

8. Идентификация основных рисков.

ООО «Пеуру РУС» выполнило идентификацию основных рисков, связанных с реализацией проекта Усть-Среднеканской ГЭС. Если данные риски материализуются, то в большинстве случаев это приведёт к росту затрат. Некоторые риски, кроме того, имеют последствия для окружающей среды и несут в себе угрозу здоровью людей и безопасности. Основным риском в ходе строительства объекта, по мнению ООО «Пеуру Рус», является риск, связанный со строительством земляной плотины, реализация которого может привести к увеличению сроков строительства и росту затрат.

Основным рыночным риском является незапланированно низкий спрос на электроэнергию, вырабатываемую Усть-Среднеканской ГЭС.

В отношении рисков необходимо разработать соответствующую стратегию их снижения с оценкой возможных вторичных рисков.

Вариант достройки на непроектных отметках

1. Основное механическое оборудование.

Поскольку турбины были спроектированы и изготовлены согласно параметрам первоначального проекта, то при работе на непроектных отметках их эффективность будет пониженной. Вместо указанного в документации 94 % КПД турбин составит 90 %.

2. Гидромеханическое оборудование. Затворы водоприёмника и водослива.

Если объект будет решено достроить на непроектных отметках, то это приведёт к тому, что механизмы подъёма затворов водоприёмника и водослива будут подвержены воздействию суровых условий в зимнее время. Предлагается пересмотреть данное техническое решение с тем, чтобы обеспечить функциональность рабочих механизмов подъёма затворов.

В процессе строительства предусмотрена замена канатных механизмов для подъёма аварийно-ремонтного затвора на гидropодъемники. Данное решение более надёжное, так как гидropодъемник обеспечивает более плотное закрытие затвора и уменьшает время его закрытия.

3. Основное электрическое оборудование.

Генератор будет иметь чересчур высокие характеристики, нетребуемые для данных условий. Мощность КРУЭ становится излишне высокой. Повышающий трансформатор генератора имеет неоправданно высокие для данных условий характеристики.

4. Общестанционное оборудование (вспомогательное оборудование).

Отклонение от исходного проекта (достройка на непроектных отметках) сколько-нибудь заметного влияния на общестанционное (вспомогательное) оборудование не оказывает.

5. Сроки строительства.

Строительство сооружений Усть-Среднеканской ГЭС было начато в 1991 г. Заполнение водохранилища до уровня непроектных отметок предполагается осуществить в 2017 г. В 2018 г. предполагается пуск гидроагрегата № 3. В 2018 и 2019 гг. на гидроагрегатах №№ 1 и 2 предполагается заменить сменные рабочие колёса на штатные. Данный график ООО «Пеуру РУС» считает адекватным.

6. Затраты.

Данные по затратам для варианта достройки объекта на непроектных отметках ООО «Пеуру Рус» переданы не были. Для целей сравнения ООО «Пеуру Рус» выполнило собственный расчёт затрат, основываясь на международном уровне цен. Затраты составили около 28 млрд руб.

7. Финансово-экономическая оценка инвестиционного проекта.

ООО «Пеуру Рус» выполнило необходимый экономический анализ. Производственные затраты были рассчитаны на уровне 6 руб/кВт·ч. Указанный уровень производственных и удельных затрат на 30 % выше, чем в варианте достройки ГЭС по исходному проекту.

8. Идентификация основных рисков.

За исключением риска образования на подъёмных механизмах затворов массивных наростов льда, прочие риски соответствуют рискам, идентифицированным для варианта достройки по исходному проекту.

Экспертиза сметной документации

Представленная сметная документация «Актуализация проекта гидроузла и расчёт стоимости в ФЕР 2001 г.» в целом соответствует нормативной документации по ценообразованию и сметному нормированию на территории Российской Федерации (МДС81-35.2004 г.). Все индексы применены правомерно и правильно согласно своему назначению и правилам применения.

В смете строительных работ (ССР) 3-го этапа при переводе в текущие цены по состоянию на 3 квартал 2014 г. не учтены затраты на изыскательские работы, в результате чего общий итог по ССР оказался заниженным на 7 324,49 тыс. руб. без НДС (8 642,90 тыс. руб. с НДС).

В ССР по 1-му этапу в главе 11 «Подготовка эксплуатационных кадров — 0,1 % от строительно-монтажных работ (СМР) гл. 2» соответствующие затраты учтены в размере 0,1 % от итога СМР глав 1 – 8, хотя в самом названии указано, что их нужно брать от итога СМР главы 2. В результате

этого несоответствия, затраты на подготовку эксплуатационных кадров в ССР составляют 649,82 тыс. руб. (без НДС) вместо 573,75 тыс. руб. (без НДС), что повлекло увеличение итога в главе 11 ССР по первому этапу на 76,07 тыс. руб. без НДС в базовых ценах 01.01.2000 г.

Исследование рынка подрядных услуг

Имеется большой международный рынок подрядных компаний, оказывающих услуги по строительству гидроэлектростанций (табл. 3).

Таблица 3

Выбранные международные подрядные компании

Подрядчик	Проект ГЭС
Salini Costruttori (Италия)	Великая плотина возрождения Эфиопии (6000 МВт, плотина высотой 170 м)
Andrade Gutierrez Group (Бразилия)	Плотина и ГЭС Бело Монте (11000 МВт, плотина высотой 90 м)
China Gezhouba Group Corporation (CGGC)	Плотина и ГЭС Цзиньпинь (3600 МВт, плотина высотой 305 м)
Camargo Correa SA (Бразилия)	Плотина и ГЭС Итайпу (14000 МВт, плотина высотой 196 м)
Sinohydro Corporation (КНР)	Плотина и ГЭС Бакун (2400 МВт, плотина высотой 205 м)
Tablieh Construction Co (Иран)	Плотина и ГЭС Карун-III (2280 МВт; плотина высотой 205 м)

Что касается России, то здесь есть ограниченное число компаний, которые имеют необходимую экспертизу и лицензии на ведение работ, так как в России действуют достаточно жёсткие нормы выдачи разрешений на работу в этой сфере. Строительство ГЭС в зоне вечной мерзлоты требует наличия специальных знаний методов строительства в сложных климатических условиях, и лишь немногие компании в мире обладают требуемой экспертизой и могут оказывать такие услуги (табл. 4).

В целях обеспечения конкурентоспособности, можно рассмотреть также и участие иностранных подрядчиков.

Таблица 4

Подрядные компании с опытом работы в зонах вечной мерзлоты

Подрядчик	Проект ГЭС
E. Pihl & Søn Grønland ApS (Гренландия)	Зона вечной мерзлоты в Гренландии (выработка 65 ГВт·ч)
Long Spruce Constructors, DEW, (Канада)	ГЭС Лонг Спрус, Манитоба, в зоне вечной мерзлоты в Канаде
Société d'énergie de la Baie James, SEBJ (Канада)	Проект Джеймс Бей в зоне вечной мерзлоты, включает каскад ГЭС общей установленной мощностью 27 000 МВт в Квебеке, Канада

Выводы и рекомендации

Проект достройки Усть-Среднеканской ГЭС необходимо вести в объёме исходного проекта в силу следующих причин.

1. Первостепенные причины — фактор затрат. В проект уже вложены значительные средства с учётом его строительства в полном исходном объёме. Достройка по усечённому варианту (по непроектным отметкам) приведёт к тому, что удельные затраты по проекту будут более высокими, чем в варианте достройки по исходному проекту.

2. Второстепенные причины — потребность в электроэнергии в будущем. Проект строительства Усть-Среднеканской ГЭС входит в «Комплексную программу развития Южной Якутии» и призван обеспечить электроэнергией ряд новых промышленных предприятий, а также поддержать развитие всего региона, богатого природными ресурсами. В Магаданской области ожидается ввод ряда предприятий горнодобывающей отрасли, поэтому строительство Усть-Среднеканской ГЭС должно вестись опережающими темпами, чтобы в полном объёме обеспечить потребность в электроэнергии.

В ходе дискуссии с позицией Минэнерго России выступил **К.В. Завизёнов** — заместитель директора Департамента развития электроэнергетики Минэнерго России. Он отметил следующее.

1. При проведении аудита проектной документации по завершению строительства Усть-Среднеканской ГЭС ООО «Пеуру Рус» (аудитор) не выполнил анализ схемно-режимных показателей и прогнозных балансов по Магаданской области, определяющих загрузку ГЭС. На дату проведения аудита заявки от будущих потребителей на потенциальную мощность Усть-Среднеканской ГЭС не поступали.

2. В настоящее время фактическая выработка электроэнергии на Колымской ГЭС составляет 60 % от нормативной среднегодовой выработки по причине отсутствия потребителей, а Магаданская энергосистема является избыточной.

3. При проектных объёмах выработки электроэнергии стоимость выработанной электроэнергии достигает 28 – 32 руб/кВт·ч, что в условиях изолированности Магаданской энергосистемы приведёт к увеличению тарифа на электроэнергию и росту социальной напряжённости в регионе. В случае же недозагрузки полностью построенного объекта стоимость его содержания приведёт к ещё большим негативным экономическим последствиям для региона и владельца объекта.

4. В проекте по завершению строительства Усть-Среднеканской ГЭС используется оборудование и материалы в основном (более 80 %) отечественного производства, а финансирование по проекту Усть-Среднеканской ГЭС осуществляется в течение длительного периода времени — с 1991 г. Поэтому рассчитывать затраты в валюте по фиксированному курсу 48 руб/евро — некорректно. Затраты по проекту достройки ГЭС необходимо оценивать в рублях.

5. Часть выводов в своем отчёте аудитор сделал на основании устной информации, бесед и теоретического анализа без документального подтверждения. Аудитор не проверил достоверность представленных исходных данных, что привело к недостоверным выводам.

6. Аудитор сделал вывод о высоком и соответствующем международным стандартам качестве бетонных и стальных конструкций ГЭС, однако при этом аудитор не представил документов, подтверждающих факт проведения соответствующих испытаний.

В дискуссии выступили академик РАН **А.Н. Лагарьков** — директор Института теоретической и прикладной электродинамики РАН, д.т.н., профессор **В.В. Кудрявый** — научный руководитель Центра «Оптимизация управления в энергетике» НИУ «МЭИ», **Л.А. Мурин** — исполнительный директор Усть-Среднеканской ГЭС, **Б.Ю. Журавлёв** — первый заместитель председателя правительства Магаданской области, д.т.н. **В.А. Пехтин** — заместитель председателя правления ОАО «РусГидро», **Э.Н. Горигорьев** — главный государственный инспектор Ростехнадзора.

Совместное заседание ОТМЕЧАЕТ:

1. Электроэнергетика является основой экономического развития Магаданской области и должна развиваться опережающими темпами. Необходимо завершить строительство Усть-Среднеканской ГЭС в объёме исходного проекта в составе четырёх гидроагрегатов общей установленной мощностью 570 МВт. Завершение строительства Усть-Среднеканской ГЭС в объёме исходного проекта обеспечит необходимый объём электроэнергии для новых горнорудных предприятий, действующих, а также реконструируемых предприятий.

2. Усть-Среднеканская ГЭС является частью каскада ГЭС на реке Колыме и работает в общем режиме с вышерасположенной Колымской ГЭС. Эксплуатация Усть-Среднеканской ГЭС с уже введёнными гидроагрегатами, но недостроенными сооружениями несёт риски, связанные с надёжной работой гидротехнических сооружений и гидроузла в целом. Принимая во внимание то, что ГЭС эксплуатируется в суровых климатических условиях, эти риски значительно увеличиваются.

3. Увеличение сроков строительства или приостановка строительства Усть-Среднеканской ГЭС даже на короткий период времени приведёт к серьёзным последствиям, таким как нарушение нормативных требований в части сроков строительства, потере квалифицированных строительных рабочих, сокращение численности персонала, а учитывая то, что на строительстве Усть-Среднеканской ГЭС задействовано значительное количество местного населения — к возникновению напряженной социальной обстановки.

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

РЕШИЛО

1. Отметить целесообразность завершения строительства Усть-Среднеканской ГЭС в объёме исходного проекта в составе четырёх гидроагрегатов общей установленной мощностью 570 МВт. Завершение строительства Усть-Среднеканской ГЭС в проектных параметрах обеспечит:

- энергетическую безопасность региона;
- надёжный аварийный резерв в энергосистеме Магаданской области;
- рабочие места для местного населения.

2. Одобрить с учётом высказанных замечаний представленное ООО «Пеуру Рус» положительное заключение технического и ценового аудита инвестиционного проекта завершения строительства Усть-Среднеканской ГЭС в объёме исходного проекта.

3. Учитывая, что положительное заключение государственной экспертизы проекта Усть-Среднеканской ГЭС получено для объекта второго класса, а также принимая во внимание то, что действующая декларация безопасности на ввод гидроагрегатов №№ 1 и 2 также утверждена для сооружений второго класса, рекомендовать завершить строительство Усть-Среднеканской ГЭС до проектных отметок как объект второго класса.

4. Рекомендовать правительству Магаданской области проработать вопрос загрузки Усть-Среднеканской ГЭС, в том числе за счёт установки электрических котлов для отопления.

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

В.В. Молодюк

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

Я.Ш. Исамухамедов

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

В.А. Баринов