



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. Рогалев

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:

«Рассмотрение итогов технологического и ценового аудита по объекту Красногорская МГЭС-1 (категория А)»

г. Москва

№ 1/18

3 апреля 2018 г.

Присутствовало: 48 чел.

С докладом «Предпроектная документация по Красногорским малым ГЭС (ГЭС-1)» выступил Д. И. Ермаков — главный инженер проекта по Красногорским малым ГЭС-1 и ГЭС-2 АО «Мособлгидропроект». Ниже приведены основные положения доклада.

Введение

20 июня 2017 г. приказом № 167 в постановление Правительства РФ от 20.09.2012 № 382 «Об утверждении схемы территориального планирования (СТП) Карачаево-Черкесской республики» внесены изменения в части дополнения пунктами:

- п. 12.3.1.3. Строительство Красногорской малой ГЭС-1 на реке Кубань у станции Красногорская, мощностью 24,9 МВт;
- п. 12.3.1.4. Строительство Красногорской малой ГЭС-2 на р.Кубань у станции Красногорская, мощностью 24,9 МВт.

В начале 2017 г. по заявке ПАО «РусГидро» указанные объекты были отобраны в результате проведения конкурса проектов ВИЭ. При этом зарегистрированы группы точек поставки генерации GVIE0692 и GVIE0693 со следующими плановыми датами начала поставки мощности 01.12.2021 г. и 01.12.2022 г. соответственно.

6 июля 2017 г. для разработки предпроектной, проектной и рабочей документации по объектам Красногорская малая ГЭС-1 и ГЭС-2 были подписаны договоры №№ 1215 и 1205 соответственно между Заказчиком — ООО «МГЭС Ставрополя и КЧР» и Генеральным проектировщиком — АО «Мособлгидропроект».

Исходя из особенностей рельефа горной реки Кубань и геологических условий участка реки в районе строительства, предполагаемом по СТП, в предпроектной работе основным направлением по снижению стоимости реализации Красногорских малых ГЭС в рамках компоновочных решений было выбрано расположение основных напорных сооружений двух гидроэлектростанций в одном створе.

Цели и задачи проекта

Рассматриваемая работа выполнена для стадии предпроектной работы с целью определения:

- основных технических параметров объекта;
- выбора створа;
- оптимальной компоновки сооружений;
- укрупненной стоимости строительства.

В рамках данной работы произведены:

- анализ водно-энергетических показателей;
- подбор количества и типа гидроагрегатов;
- предварительный выбор и сравнение вариантов компоновки основных сооружений;
- оценка влияния строительства на работу Зеленчукской ГЭС-ГАЭС и Каскада Кубанских ГЭС.

Основные предварительные параметры проектируемого объекта:

- III класс гидротехнических сооружений;
- сейсмичность площадки строительства — 8 баллов;
- расчётный напор равен 27,0 м;
- установленная мощность каждой малой ГЭС составляет 24,9 МВт;
- тип гидроагрегатов — 2 поворотно-лопастные турбины.

Схема использования энергетического потенциала реки Кубань

Красногорские малые ГЭС располагаются на реке Кубань, на территории Карачаево-Черкесской Республики, в Усть-Джегутинском районе около станицы Красногорская на расстоянии 3,4 км ниже по течению реки от Зеленчукской ГЭС-ГАЭС.

ГЭС предполагают использование суммарного стока реки Кубань, рек Большого и Малого Зеленчуков, Маруха и Аксаут, поступающего через Зеленчукскую ГЭС. Режим работы станций — «по водотоку».

Ниже по течению располагается Усть-Джегутинское водохранилище, обеспечивающее отбор воды в Большой Ставропольский канал и на расположенный на нём каскад Кубанских ГЭС.

Установленные мощности Красногорских малых ГЭС определены целью инвестиционных проектов — созданием генерирующих объектов установленной мощностью от 5 до 25 МВт.

Строительство Красногорских малых ГЭС и создание водохранилища обеспечивают:

- выработку электроэнергии на объединённом стоке реки Кубань и Зеленчукской ГЭС;
- контррегулирование Зеленчукской ГЭС;
- увеличение выработки на каскаде Кубанских ГЭС.

Выбор створа гидроузла

Схема энергетического использования стока реки Кубань разработана в техническом проекте в 1970 г., в котором было рассмотрено несколько створов расположения плотины Верхне-Красногорской ГЭС с 7 км деривацией. В результате технико-экономического сравнения был выбран створ у станицы Красногорская.

В 2008 г. АО «Мособлгидропроект» разработано технико-экономическое обоснование (ТЭО) «Проект Верхне-Красногорская ГЭС», в котором была подтверждена целесообразность выбора створа головного узла у станицы Красногорская.

Местоположение стационарного узла обусловлено топографическими и инженерно-геологическими условиями, приемлемыми для размещения сооружений, а также большим уклоном реки на рассматриваемом участке, составляющим от 4,5 до 5,0 м на 1 км.

В предпроектных проработках размещение основных сооружений Красногорских малых ГЭС определилось из следующих условий:

- фондовых и архивных топографических и геологических условий;
- наличия существующей инфраструктуры в зоне строительства;
- закреплённых кадастровых границ участков под строительство.

Зона крупных оползневых явлений на правом берегу в 2 км от створа и отвесный скальный склон на левом берегу ограничивают зону перспективного размещения гидроузла соответственно ниже и выше по течению от ранее рассмотренного створа.

Анализ этих условий определял выбор возможных компоновок.

Красногорское водохранилище

Красногорское водохранилище предполагается создавать как объект комплексного назначения, который является важным звеном системы комплексного использования водных ресурсов Верхней Кубани.

Прогнозный срок заиления водохранилища на основании ранее выполненного моделирования составляет 13 – 18 лет.

Объём водохранилища после заиления составит 3,9 млн м³, полезный объём после заиления равен 1,4 млн м³.

Отметка нормального подпорного уровня (НПУ) водохранилища определялась с учётом следующих критериев:

- подъём уровня реки Кубань в створе Зеленчукской ГЭС-ГАЭС не должен превышать отметку 741,5 м;
- наполнение водохранилища не должно привести к подтоплению станицы Красногорской и посёлка Правокубанский;
- повышение отметки НПУ выше 741,50 м нежелательно из-за необходимости организации дополнительных противофильтрационных мероприятий в бортах водохранилища.

Варианты компоновок гидроузла

Из рассмотренных в предпроектной документации решений выделены 5 вариантов компоновок основных сооружений напорно-станционного узла для дальнейшего детального рассмотрения, а именно:

вариант 1:

- а) левобережная малая ГЭС и
- б) правобережная малая ГЭС.

вариант 2:

- в) левобережная малая ГЭС и
- г) приплотинная в русле малая ГЭС.

вариант 3:

- д) правобережная малая ГЭС и
- е) приплотинная в русле малая ГЭС.

вариант 4:

- ж) 2 деривационные малые ГЭС.

вариант 5 (в новом створе):

- з) 2 русловые приплотинные ГЭС.

Выбор компоновки основных сооружений для разработки проектной документации (ПД)

На основе проведённой работы и сделанных выводов АО «Мособлгидропроект» по рекомендации НТС ПАО «РусГидро» и по письменному решению Заказчика приняло для дальнейшего проектирования вариант 5 компоновки Красногорских малых ГЭС в новом створе.

Предпосылки для принятия данного решения

1. Предварительная стоимость варианта 5 компоновки ниже стоимости ранее рассмотренных вариантов.

2. Полезный объём водохранилища при компоновке варианта 5 обеспечивает в данном створе функции контррегулятора для Зеленчукской ГЭС. При этом объём работ, связанный с созданием водохранилища, сокращается.

3. Высокая отметка посадки порогов водозаборов исключает возможность попадания наносов в проточную часть гидроагрегатов. Наличие донных водосбросов на водосливной плотине, при их сохранении на стадии эксплуатации, позволяет рассматривать вопрос более эффективной промывки водохранилища.

4. Компоновка по варианту 5 имеет следующие преимущества в сравнении с другими вариантами:

- сокращение площади планируемого землеотвода на 55 %, что снижает сроки и затраты при проведении землеустроительных работ, а также уменьшает эксплуатационные издержки;

- исключение из состава основных сооружений водозабора, деривационного канала, металлических трубопроводов, шуголедосброса, а также отдельно стоящего строительного водосброса уменьшает объёмы работ и снижает эксплуатационные издержки;

- уменьшение объёмов строительно-монтажных работ, в том числе выемки грунта — на 55 %, насыпи грунта — на 60 %, цементационных работ — на 23 %, монтаж металлоконструкций — на 41 %;

- сокращение длины напорного фронта на 790 м на участках левобережной и правобережной дамб позволяет сократить объем СМР по ним на 50 %;

- исключение необходимости переноса существующих инженерных сетей и коммуникаций, включая газопровод высокого давления, водопровод и автодорогу в станицу Красногорская. При этом стоимость реализации данных мероприятий не была учтена на предпроектной стадии для вариантов 1 – 4;

- сокращение строительных этапов с 3-х до 2-х по отношению к варианту 4 компоновки;

- возможность использования санитарного попуска для выработки электроэнергии;

- размещение всех основных гидротехнических сооружений в едином напорном фронте позволяет оптимизировать состав механического оборудования.

Створ по варианту компоновки 5 позволяет не рассматривать береговое размещение малых ГЭС по аналогии с вариантами 1, 2, 3, при этом изменение взаимного расположения основных сооружений гидроузла не повлечёт за собой увеличения стоимости строительства объекта.

5. К недостаткам варианта 5 компоновки можно отнести:

- увеличение на 82 % объёмов бетонных работ;

- отсутствие возможности разнесения строительных площадок под основные сооружения, как в случае с вариантом 4.

Обоснование количества и типа гидроагрегатов

В рамках предпроектных работ был проведён подбор параметров и количества гидроагрегатов ГЭС.

Принято решение о рассмотрении следующих вариантов по количеству и типу совместно работающих гидроагрегатов:

- вариант 1: три радиально-осевые гидротурбины;

- вариант 2: две поворотно-лопастные гидротурбины;

- вариант 3: две разноразмерные поворотно-лопастные (ПЛ) гидротурбины.

Водно-энергетические расчёты

Независимо от типа и состава гидроагрегатов и компоновки сооружений гидроузла, расхождение в выработке электроэнергии находится в пределах 1,0 – 3,5 %, что при расхождении в стоимости оборудования до 17 % не является существенным критерием при выборе гидросилового оборудования.

Вне зависимости от компоновки основных сооружений гидроузла, а также типа и состава основного гидросилового оборудования КИУМ варьирует в

пределах от 0,40 до 0,44, что удовлетворяет условиям классификации объектов ВИЭ.

На основании результатов технико-экономического анализа Институт принял экономически обоснованным вариант с применением двух идентичных ПЛ турбин для каждой ГЭС.

Комплексный эффект от создания Красногорских малых ГЭС и водохранилища

Строительство ГУ позволит:

- снять существующие режимные ограничения по располагаемой мощности Зеленчукской ГЭС;
- увеличить выработку электроэнергии на каскаде Кубанских ГЭС.

Снятие ограничений по располагаемой мощности Зеленчукской ГЭС оценивается в среднем в 70 МВт в течение месяца.

Также перерегулирование водохранилищем Красногорских малых ГЭС попусков воды через Зеленчукскую ГЭС позволяет увеличить объём забора воды в Большой Ставропольский канал и выработку электроэнергии на каскаде Кубанских ГЭС в среднем на 250 ГВт·ч.

Суммарный дополнительный эффект от строительства Красногорских малых ГЭС составит 495,7 млн руб.

На основании вышесказанного можно сделать вывод, что вкладываемые в строительство Красногорских малых ГЭС сверх предельной величины 900 млн руб. окупаются за 2 года.

Также расчётами определена величина капиталовложений в строительство Красногорских малых ГЭС на границе окупаемости проекта, она составила 12,9 млрд руб. То есть объём капиталовложений, который может окупиться за счёт комплексного эффекта, составляет около 3,3 млрд руб.

Водно-энергетические параметры Красногорской малой ГЭС-1

Установленная мощность Красногорской малой ГЭС-1 в соответствии с государственной программой договоров о предоставлении мощности возобновляемых источников энергии (ДПМ ВИЭ) сохранится равной 24,9 МВт.

Основные водно-энергетические показатели в данном створе определены для приплотинной компоновки зданий ГЭС с учётом возможности использования санитарного попуска для выработки электроэнергии.

Расчётом получены:

- средняя годовая выработка электроэнергии в размере 85,125 ГВт·ч;
- КИУМ равный 40 %.

Состав основных сооружений Красногорской малой ГЭС-1

- 1.1. Водоохранилище.
 - 1.2.1. Здание ГЭС.
 - 1.2.1.1. Водоприёмник.
 - 1.2.1.2. Производственно-бытовой корпус.
 - 1.2.2. Отводящий канал.
- 1.2.3. Плотина.
- 1.2.4. Левобережное примыкание.
- 1.2.5. Правобережное примыкание.

С докладом «Рассмотрение результатов технологического и ценового аудита инвестиционного проекта, проектная документация по которому подлежит разработке: Красногорская МГЭС-1 на реке Кубань Усть-Джегутинского района Карачаево-Черкесской Республики» выступил к.т.н. А. С. Александров — заместитель технического директора ООО «ЭФ-ТЭК». Ниже приведены основные положения доклада.

Исходные данные

В качестве основных исходных данных Заказчик предоставил ООО «ЭФ-ТЭК» (далее — Эксперт) документацию, содержащую предпроектные проработки выбора оптимальной компоновки сооружений Красногорской малой ГЭС-1 в Карачаево-Черкесской республике.

Анализ природных условий строительства Красногорской МГЭС-1

Согласно документации, предоставленной на рассматриваемый участок, имеются материалы инженерных изысканий ТЭО-проекта «Верхне-Красногорская ГЭС», который получил положительное заключение ФАУ «Главгосэкспертиза России» от 19.03.2009 № 147-09/ГГЭ-5495/07 (номер в реестре 00-1-5-1102-09), а также материалы проектных проработок АО «Мособлгидропроект» (2015 г.).

При разработке проекта на участке проектируемого строительства работы по проведению изысканий не выполнялись.

По мнению Эксперта использование архивных результатов изысканий достаточно для предпроектной проработки и рекомендации варианта строительства.

Для разработки проектной документации необходимо выполнить полный комплекс инженерных изысканий: инженерно-геодезические; инженерно-геологические; инженерно-экологические; инженерно-гидрометеорологические.

В представленной документации нет информации:

- об отсутствии в предполагаемом районе строительства объектов культурного наследия;
- об отсутствии в предполагаемом районе строительства скотомогильников и прочих захоронений;
- об отнесении к категорийности инженерно-геологических условий района строительства по СП 11-105-97.

Имеющиеся на площадке Красногорской МГЭС-1 природные и инженерно-геологические условия строительства можно охарактеризовать как средней сложности в силу развитых опасных природных явлений и процессов и 8-балльной сейсмичности.

Данные условия требуют ответственной проектной проработки следующих мероприятий, обеспечивающих надёжное и безопасное строительство и эксплуатацию сооружений:

- устройства дренажных, противофильтрационных, сейсмозащитных мероприятий;
- мониторинга состояния сооружений;
- соблюдения технологии строительства;
- проведения дополнительных изысканий в процессе строительства;

- обеспечения защиты от опасных природных процессов и явлений, достаточно активных в районе строительства.

Экспертно-инженерная оценка обоснованности затрат на реализацию инвестиционного проекта

В рамках предпроектных работ строительства Красногорской малой ГЭС-1 была разработана сметная документация для пяти вариантов компоновок.

Сметная документация разработана на основе объектов-аналогов в базовых ценах на 01.01.2001 г. с пересчётом текущих цен по состоянию на I квартал 2017 г.

Ориентировочный объём требуемых инвестиций на строительство определён в текущих ценах согласно рекомендациям действующей в настоящее время МДС 81-35.2004 «Методика определения стоимости строительной продукции на территории Российской Федерации».

В качестве объектов-аналогов принята сметная документация по титулам «Баксанская ГЭС. Комплексная реконструкция» и «Зеленчукская ГЭС-ГАЭС. Корректировка ТЭО (проекта)».

Для определения достоверности расчётов проведён анализ сметной документации на предмет:

- правильности пересчёта сметной стоимости в текущие цены и корректности применения индексов пересчёта;
- состава работ и затрат по главам сводного сметного расчёта (ССР);
- сравнения затрат по вариантам;
- выборочной проверки соответствия объёмов работ в пересчёте проектной документации.

В рамках предпроектных работ затраты на строительство Красногорской МГЭС-1 были оценены для пяти вариантов компоновок. Способ расчёта ориентировочных затрат выполнен по объектам-аналогам. Объекты-аналоги выбраны корректно.

Допущены арифметические ошибки при пересчёте сметной стоимости в текущие цены. После корректировки расчёт ориентировочного объёма инвестиций можно считать достоверным.

Занижена стоимость пуско-наладочных работ.

Разница по стоимости между вариантами, учитывая раннюю стадию проработки, показывает, что варианты можно считать равнозначными по стоимости строительства, и выбор варианта необходимо осуществить на основе приоритетов по технологии.

Экспертно-инженерная оценка сроков и графика реализации инвестиционного проекта

Представленные календарные планы содержат укрупнённую разбивку работ по строительству Красногорских ГЭС. Данная разбивка не содержит достаточной информации о полном перечне работ, которые планируется выполнить в ходе реализации инвестиционного проекта строительства и ввода в эксплуатацию Красногорских ГЭС. Однако приведённые графики реализации инвестиционного проекта являются достаточными для данной стадии реализации проекта.

Представленные для анализа календарные планы строительства Красногорских ГЭС выполнены в виде диаграммы Ганта и не содержат

технологических связей между работами. Отсутствие учёта технологических связей между работами не позволяет корректно оценить влияние на ход проекта задержки в завершении работ.

Планирование работ в предоставленном графике (вариант 5) не учитывает необходимости завершения этапа строительно-монтажных работ до перехода к этапу пусконаладочных работ, в ходе которого будет проводиться индивидуальное опробование узлов и систем с последующим переходом к комплексным испытаниям.

Осуществлять строительство и контролировать сроки реализации инвестиционного проекта по представленным графикам не представляется возможным.

Рекомендуется разработать более детальные графики на последующих стадиях реализации проекта.

Анализ принятых компоновочных, конструктивных и технических решений

Варианты компоновок гидроузла 1, 2 и 3 являются перемежающейся компиляцией и по сути являются тремя компоновками МГЭС, а вариант 4 и 5 — из двух однотипных МГЭС. Таким образом Проектировщик рассмотрел не 9 вариантов МГЭС, а только 5.

При рассмотрении конструкции и устройства отводящего канала Экспертом выявлено следующее.

По вариантам 1, 2, 3, 4:

- предложенная конструкция сопряжения водоотводящего канала с нижним бьефом не в полной мере учитывает деформацию русла реки Кубань ниже гидроузла. Указанное крепление дна отводящего канала железобетонными плитами, вероятно, не будет достаточным условием для его безаварийной эксплуатации;

- не рассмотрены мероприятия гашения избыточной кинетической энергии воды, которая может привести к размыву русла реки;

- не рассмотрены элементы крепления отводящего русла, такие как водобой, рисберма, концевые крепления, защищающие рисберму от размыва, водобойного колодца.

- не рассмотрена необходимость применения разделительных стенок, обеспечивающих независимый режим гидротокков.

По варианту 5 учтены требования п. 5.4.10 СТО 173 302 82.27 140.011-2008, а именно:

- щитовые отделения нижнего бьефа здания ГЭС оборудуются ремонтными затворами отсасывающих труб и обслуживающими механизмами;

- конструкция сопряжения водоотводящего сооружения ГЭС с нижним бьефом должна учитывать возможную деформацию русла ниже гидроузла и обеспечить защиту здания ГЭС и водоотводящих сооружений от размывов и возможных деформаций русла.

При рассмотрении конструкции турбинных водоводов, водоприемников Экспертом сделан вывод, что данные сооружения проработаны в достаточном объёме и в хорошем качестве.

Эксперт рекомендует:

- рассмотреть применение асфальтобетонной диафрагмы в плотине по аналогии с Гоцатлинской ГЭС;

- предусмотреть систему автоматического контроля над фильтрационными процессами в зонах расположения береговых дамб.

В представленной документации отсутствует расположение створов станции, водохранилища с привязкой на карту.

Поскольку во введении упоминается, что предложенные варианты будут использоваться в качестве контррегулятора Зеленчукской ГАЭС, необходимо рассмотреть режимы работы ГАЭС, реверсивные режимы работы водохранилища (бассейн нижнего бьефа).

При столь значительных величинах концентрации твёрдого стока в воде (до 4,5 кг/м³) не рассматриваются технические решения по предотвращению образования наносов в верхнем и нижнем бьефах, возможности последующего удаления или складирования отложений (см. СТО 173 302 82. 27. 140. 011-2008).

Эксперт считает возможным рассмотреть технические решения по возведению продольной русловой дамбы, отгораживающей водозабор от основного течения реки, с целью создания водозаборного ковша, обеспечивающего предотвращение попадания наносов в энергетический тракт МГЭС.

Во всех вариантах поверхностно (для обоснования инвестиций) рассмотрены вопросы, связанные с рисками естественного рельефа местности, наличия объектов историко-культурного наследия.

Во всех вариантах не приведена информация о возможных рисках затопления при формировании верхнего бьефа.

Эксперт провел расчёты и картографические исследования по границам затопления береговых зон при устройстве русловой плотины при нормальном подпорном уровне (НПУ) равном 743,5 м для варианта 5.

Анализ зон затопления показал, что рядом расположенные населённые пункты, а также сооружения Зеленчукской ГЭС-ГАЭС, в зону затопления не попадают. Единственным сооружением, попадающим в зону вероятного подтопления, является мост через реку Кубань в районе поселения Сары-Тюз. На основании вышесказанного Экспертом сделан вывод о том, что место расположения створа русловой плотины Красногорской МГЭС является наиболее оптимальным.

Эксперт проанализировал технические решения по выбору створа реки для строительства МГЭС, организации русловой плотины, береговых дамб, отводящего канала, эксплуатационного водосброса, а также напорных водоводов и пришел к выводу, что компоновочные решения гидроузла варианта 5, рекомендованные проектировщиком, являются наиболее оптимальными.

Выбор гидротурбин

Для выполнения заявленных в исходных данных условий работы рассмотрены следующие варианты (по количеству и типу совместно работающих гидроагрегатов):

- вариант 1. Три радиально-осевые гидротурбины мощностью 8,55 МВт каждая;

- вариант 2. Две поворотно-лопастные гидротурбины мощностью 12,835 МВт каждая;

- вариант 3. Одна поворотно-лопастная гидротурбины мощностью 17,2 МВт и одна поворотно-лопастная гидротурбины мощностью 8,55 МВт.

По результатам проведённых расчётов Экспертом сделан вывод о том, что Проектировщиком был правильно сделан выбор гидротурбин для заданных параметров расхода и напора.

Электротехническое оборудование и схема выдачи мощности»

Компоновка и конструктивные решения главной электрической схемы Красногорской МГЭС-1 разработаны с учётом требований нормативной документации, используемой при проектировании энергетических объектов.

Однако имеются следующие замечания и рекомендации, которые следует учесть на следующем этапе работы:

- параметры оборудования необходимо выбрать на основе результатов расчётов токов короткого замыкания;

- главная электрическая схема Красногорской МГЭС-1 вариантов 1, 2, и 3 ненадёжна. При выводе в ремонт или аварийном отключении трансформатора Т1 или Т2 полностью прекращается выдача мощности в сеть 110 кВ МГЭС-1 или МГЭС-2 соответственно. Предлагается дополнительно оценить вариант блочной схемы выдачи мощности генераторов ГЭС;

- рассмотреть мероприятия, которые исключат возможное подтопление ОРУ-110 кВ в случае прорыва правобережной дамбы.

Принятые проектные решения учитывают передовой отечественных и зарубежный опыт строительства и эксплуатации аналогичных объектов.

Согласно предоставленной проектной документации решения, принятые на данной стадии проектирования, подлежат уточнению и корректировке на следующих стадиях проектирования после выполнения внестадийной работы по теме «Схема выдачи мощности Красногорских МГЭС-1 и МГЭС-2».

Возможности для оптимизации принятых технических решений и сметной стоимости

В качестве оптимизации принятых технических решений могут служить:

- оптимизация строительно-монтажных работ во взаимоувязке строительных работ на всех этапах сооружения объекта, в том числе применение новейших способов монтажа оборудования и повышение материально-технической оснащённости производителя работ;

- оптимизация организационно-технологических решений производства строительно-монтажных работ с учётом местных условий при обеспечении максимального сокращения сроков выполнения работ и эффективном использовании материально-технических ресурсов;

- применение современных методов планирования строительно-монтажных работ.

Для оптимизации проекта в целях снижения стоимости Эксперт рекомендует:

- заключить долгосрочные договоры на поставку оборудования исключающих риски увеличения стоимости с связи с колебанием курса валют;

- во избежание простоя в строительномонтажных работах, а также несения затрат на складирование оборудования и материалов разработать чёткий график поставки оборудования, отвечающий потребностям строительномонтажных работ;

- во избежание необоснованного увеличения стоимости строительномонтажных работ, разработать схему контроля за приёмкой работ у подрядчика.

Финансово-экономическая оценка инвестиционного проекта

В представленных предпроектных проработках отсутствуют расчёты, обосновывающие снятие режимных ограничений по располагаемой мощности Зеленчукской ГЭС и увеличение выработки на каскаде Кубанских ГЭС. В этой связи Эксперт не может подтвердить объёмы комплексного эффекта от реализации проекта.

Стоимостные показатели эффекта, рассчитанные на основе этих объёмов, определены с учётом прогнозных цен конкурентного отбора мощности (КОМ) и рынка на сутки вперёд (РСВ) для первой ценовой зоны и ОЭС Юга.

Стоимость наименее затратного варианта 4 составляет 10,5 млрд руб. с НДС в ценах I квартала 2017 г., что на 0,9 млрд руб. превышает затраты, предусмотренные программой договоров о предоставлении мощности возобновляемых источников энергии (ДПМ ВИЭ), и составляет 9,6 млрд руб. с НДС.

Результаты расчётов показывают, что Красногорские малые ГЭС являются достаточно эффективными только при условии получения комплексного эффекта на других объектах.

Заключение по результатам технологического и ценового аудита по объекту Красногорская МГЭС-1

Технологический аудит

Технологические и конструктивные решения, предусмотренные инвестиционным проектом, выполненным АО «Мособлгидропроект», соответствуют заданию на проектирование, технической политике Заказчика, требованиям технических регламентов, в том числе безопасности, современности и актуальности предлагаемых технологий строительства, и учитывают требования современных технологий производства, необходимые для функционирования объекта капитального строительства, и эксплуатационных расходов на реализацию инвестиционного проекта в процессе жизненного цикла.

Эксперт отмечает достаточность представленных исходных данных и технических решений, установленных в задании на проектирование, для разработки проектной документации и реализации инвестиционного проекта.

Эксперт оценивает риски реализации проекта как очень низкие.

Ценовой аудит

Сметная документация учитывает полный комплекс работ.

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

В рамках предпроектных работ затраты на строительство Красногорской МГЭС-1 были оценены для пяти вариантов компоновок. Способ расчёта ориентировочных затрат выполнен по объектам-аналогам. Объекты-аналоги выбраны корректно.

Допущены арифметические ошибки при пересчёте сметной стоимости в текущие цены. После корректировки расчёт ориентировочного объёма инвестиций можно считать достоверным.

Занижена стоимость пуско-наладочных работ.

Разница по стоимости между вариантами, учитывая раннюю стадию проработки, показывает, что варианты можно считать равнозначными по стоимости строительства, и выбор варианта необходимо осуществить на основе приоритетов по технологии.

В обсуждении докладов приняли участие

Член-корр. РАН **В. М. Батенин** — директор ОИВТ РАН, д.т.н. профессор **Н. Д. Роголёв** — президент НП «НТС ЕЭС», ректор НИУ «МЭИ», д.т.н. профессор **О. А. Терешко** — руководитель учебно-методического центра НП «КОНЦ ЕЭС», **Д. И. Ермаков** — ГИП АО «Мособлгидропроект» по Красногорским малым ГЭС-1 и ГЭС-2.


Совместное заседание решило

1. Одобрить предпроектные проработки выбора оптимальной компоновки сооружений Красногорской малой ГЭС-1 в Карачаево-Черкесской республике, выполненные АО «Мособлгидропроект».

2. Поддержать решение ООО «ЭФ-ТЭК», выполнившего технологический и ценовой аудит по объекту Красногорская МГЭС-1, что объём разработанной документации по выбранному варианту строительства Красногорской МГЭС-1 является достаточным для разработки проектной документации.

3. Рекомендовать АО «Мособлгидропроект» при разработке проектной документации Красногорской МГЭС-1 учесть предложения ООО «ЭФ-ТЭК», представленные при публичном рассмотрении технологического и ценового аудита по объекту Красногорская МГЭС-1, а также предложения, высказанные на заседании.

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



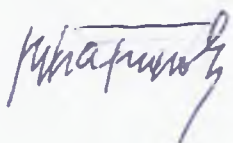
В. В. Молодюк

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 АО
«Энергетический институт им. Г.М.
Кржижановского», д.т.н., академик АЭН



В.А. Баринов