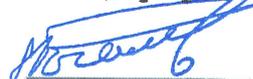




Некоммерческое партнерство  
**«НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ СОВЕТ  
Единой энергетической системы»**  
111250, г. Москва, проезд завода Серп и молот, дом 10  
Тел. (495) 012-60-07  
E-mail: [dtv@ntz-ecs.ru](mailto:dtv@ntz-ecs.ru), <http://www.ntz-ecs.ru/>

**УТВЕРЖДАЮ**

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

  
Н.Д. Рогалев

## **ПРОТОКОЛ**

заседания секции «Гидроэлектростанции и гидротехнические сооружения»  
НП «НТС ЕЭС» на тему:

«Рассмотрение результатов технологического и ценового аудита инвестиционного  
проекта «МГЭС Псынгасу в Кабардино-Балкарской Республике» 1 Этап –  
Предпроектная документация. Основные технические решения»

г. Москва

05 июля 2021 г.

Присутствовали:

Члены секции «Гидроэлектростанции и гидротехнические сооружения» НП «НТС  
ЕЭС» (дистанционно).

Для рассмотрения были представлены следующие материалы:

1. АО «Проектно-изыскательский и научно-исследовательский институт  
«Гидропроект им. С.Я. Жука»  
«МГЭС Псынгасу в Кабардино – Балкарской Республике. Подготовка материалов  
для предоставления на конкурс ДПМ (технический отчет)».

2. ООО «ЭФ-ТЭК»

«Заключение (отчет) по проведению публичного технологического и ценового  
аудита инвестиционного проекта «МГЭС Псынгасу в Кабардино- Балкарской  
Республике». 1 этап – Предпроектная документация. Основные технические решения».

В результате конкурсного отбора инвестиционных проектов по строительству  
генерирующих объектов, функционирующих на основе возобновляемых источников  
энергии (ДПМ ВИЭ) был одобрен проект компании ПАО «РусГидро». Малая ГЭС  
Псынгасу мощностью 21,3 МВт. МГЭС должна быть построена силами компании и  
введена в эксплуатацию уже в 2024 году.

Площадка строительства МГЭС Псынгасу в Урванском районе Кабардино-  
Балкарской республики. Станция станет четвертой ступенью Нижне-Черекского  
каскада ГЭС, включающего в настоящее время Кашхатау ГЭС, Аушигерскую ГЭС и  
Зарагижскую ГЭС. Подача воды в деривацию для всех станций каскада организована  
на головном узле верхней ступени каскада – Кашхатау ГЭС.

Станция станет вторым объектом малой гидроэнергетики, построенным ПАО «РусГидро» в Кабардино-Балкарии после Верхнебалкарской МГЭС, введенной в эксплуатацию в 2020 году.

Генеральный проектировщик МГЭС Псыгансу - АО «Проектно-изыскательский и научно-исследовательский институт «Гидропроект» им. С.Я. Жука. Станция будет построена по деривационной схеме с созданием напора при помощи канала, в который будет поступать вода, уже отработавшая на турбинах расположенной выше Зарагижской ГЭС.

Уточнение исходных данных и, соответственно, результатов водохозяйственных и водно-энергетических расчетов будет выполнено в рамках технического проекта для утвержденного варианта компоновки сооружений МГЭС, а также применительно к выбранному к установке на МГЭС гидросиловому оборудованию.

Объем годового стока, поступающего к турбинам МГЭС Псыгансу, определен в результате водохозяйственных и водно-энергетических расчетов Зарагижской ГЭС и составляет: средний многолетний - 1,06 км<sup>3</sup>, максимальный - 1,27 км<sup>3</sup>, минимальный - 0,92 км<sup>3</sup>.

В среднем за многолетие основная доля притока (81%) приходится на период апрель-сентябрь, 19% поступает к турбинам в октябре-марте.

Обязательный санитарный попуск в р. Черек 2 м<sup>3</sup>/с обеспечивается специальными попусками ниже плотины гидроузлов Головного гидроузла Кашхатау ГЭС.

Расчеты годовой выработки электроэнергии и КИУМ МГЭС Псыгансу выполнены на основе расчетного периода с 1927 по 1964 гг. Средний за расчетный ряд КИУМ составляет 0,43. Вероятно, что за последние 65 лет могло произойти изменение стока, в связи с быстро меняющимися в настоящее время климатическими условиями, что следует учесть при подготовке проекта.

Здание ГЭС размещено в глубокой выемке на первой надпойменной террасе р. Черек. Площадка здания станции расположена в выемке, глубиной около 7 м. Для предотвращения затопления здания станции при прохождении по р. Черек расчетного паводка предусмотрена защитная дамба.

Противофильтрационный элемент защитной дамбы - ядро из глинистых грунтов.

Габариты и конструкция здания ГЭС определены составом и типом гидросилового, электротехнического и механического оборудования. Высотное положение здания ГЭС определяется высотой отсасывания гидротурбины и уровнем нижнего бьефа при прохождении расчетного паводка по р. Черек. Массивная гидротехническая часть здания ГЭС состоит из агрегатной зоны, монтажной площадки и блока служебных помещений и представляет собой монолитную железобетонную конструкцию, выполненную единым блоком без деформационно-осадочных швов.

В агрегатной зоне размещаются три вертикальных гидроагрегата. Подвод воды к гидротурбинам осуществляется индивидуальными подводными водоводами с Dн=2,6м. Выходы из отсасывающих труб оборудуются ремонтными затворами. Для маневрирования затворами установлена электрическая передвижная таль на монорельсе.

Гидротурбинное оборудование проектируется для работы без постоянного присутствия эксплуатационного персонала.

Предполагается, что радиально-осевая гидротурбина будет поставляться комплектно с системой автоматического управления (САУ), предназначенной для обеспечения нормальной работы гидротурбины при управлении АСУ ТП без постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Основные конструктивно-компоновочные, архитектурно-строительные и объемно-планировочные решения соответствуют общепринятым нормам и стандартам проектирования ГЭС и должны обеспечивать выполнение основных производственных функций МГЭС Псыгансу. МГЭС Псыгансу имеет стандартный перечень зданий и сооружений, характерный для ГЭС данного типа и для участия в конкурсе ДПМ.

Рассматриваемая работа выполнена в рамках первого этапа работ по договору №П- 44/20 от 18.08.2020 «Выполнение инженерных изысканий и работ по разработке проектной документации МГЭС Псыгансу» - «Подготовка материалов для ДПМ. Предпроектные проработки. Основные технические решения». В качестве объектов-аналогов при подготовке материалов для ДПМ были использованы Зарагижская ГЭС и Верхнебалкарская МГЭС.

Окончательно, архитектурно-строительные и объемно-планировочные решения этих зданий и сооружений МГЭС должны быть определены на стадии П (проектирование), начинающейся после выполнения данного этапа работы по договору № П- 44/20 от 18.08.2020 «Выполнение инженерных изысканий и работ по разработке проектной документации МГЭС Псыгансу».

Выдача мощности трёх генераторов 21,3 МВт (3x7,1) осуществляется на напряжении 10,5кВ. Для приёма и распределения электроэнергии на генераторном напряжении используется трёхсекционное комплектное генераторное распределительное устройство 10,5кВ (ГРУ-10,5кВ). Далее посредством кабельной линии II секция шин ГРУ-10,5кВ соединяется с силовым трансформатором 110/10,5кВ мощностью 25МВА. Для приёма, распределения и передачи электроэнергии на напряжении 110 кВ предусматривается строительство открытого распределительного устройства 110 кВ (ОРУ-110 кВ). Для достижения максимального уровня автоматизации все подвижные элементы коммутационного оборудования ОРУ и ГРУ снабжаются двигательными приводами.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики на 01.01.2021 составила 220,1 МВт, в том числе ГЭС - 198,1 МВт, ТЭС - 22 МВт. Электроснабжение потребителей осуществляется от электростанций Кабардино-Балкарского филиала ПАО «РусГидро» (ГЭС суммарной установленной мощностью 198,1 МВт) и от тепловых электростанций промпредприятий (ТЭЦ АО «Гидрометаллург» (6 МВт) и ТЭЦ ООО «Росс-Спирт» (16 МВт).

Энергосистема Кабардино-Балкарской Республики является дефицитной по мощности и электроэнергии. Дефицит покрывается из ОЭС Юга.

В проекте были рассмотрены три варианта выдачи мощности:

#### Вариант 1

Для выдачи мощности Псыгансу ГЭС (21,3 МВт) в электрическую сеть энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики в этом варианте предложено сооружение двухцепных заходов ВЛ 110 кВ Зарагижская ГЭС - Псыгансу на Псыгансу ГЭС длиной 2x0,828 км с подвеской на опоры провода марки АС-185.

### Вариант 2

Для выдачи мощности Псыгансу ГЭС (21,3 МВт) в электрическую сеть энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики в Варианте 2 предложено сооружение двухцепных заходов ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС - ПТФ на Псыгансу ГЭС с проводом марки АС-120 протяжённостью 2х2,955 км.

### Вариант 3

В Варианте 3 для выдачи мощности Псыгансу ГЭС (21,3 МВт) в электрическую сеть энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики предлагается сооружение ВЛ 110 кВ Псыгансу ГЭС - Псыгансу.

Результаты сравнения капитальных затрат рассмотренных вариантов схемы выдачи мощности Псыгансу ГЭС показали:

- наименьшими капвложениями характеризуется Вариант 1;
- наибольшими капвложениями характеризуется Вариант 3.

К дальнейшей проработке был рекомендован Вариант 1 обладающий наименьшими капвложениями (257,047 млн.руб. в текущих ценах без НДС).

Аудитор отмечает, что разработанная схема выдачи мощности Псыгансу ГЭС в электрическую сеть энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики ОЭС Юга является недостаточно надежной.

В основных ремонтных схемах сети, а также при нормативных возмущениях, как в нормальной, так и в ремонтных схемах сети не во всех режимах обеспечивается выдача мощности Псыгансу ГЭС, а также ГЭС Нижне-Черекского каскада без ограничения.

Во всех рассмотренных вариантах при плановом или аварийном отключении трансформатора 110/10 кВ на площадке Псыгансу ГЭС нарушается выдача мощности электростанции в сеть 110 кВ.

В связи с этим Аудитор предлагает рассмотреть возможность повышения надёжности схемы выдачи мощности Псыгансу ГЭС в сеть 110 кВ путём установки на её площадке дополнительного трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА и соответствующего изменения схемы присоединения Псыгансу ГЭС к сети напряжением 110 кВ.

Представленная на экспертизу в «Том 1. «Разработка вариантов схемы выдачи мощности МГЭС Псыгансу» документация выполнена в соответствии с техническим заданием, однако во всех рассмотренных вариантах результаты расчётов электроэнергетических режимов в графическом виде представлены не в полном объёме (результаты расчётов при возникновении возмущений в нормальной и ремонтных схемах).

В работе не представлены результаты расчётов послеаварийных режимов с ликвидацией перегрузки оборудования путём разгрузки генераторов ГЭС.

Аудитор отмечает, что принятые решения на данной стадии проектирования схемы выдачи мощности Псыгансу ГЭС в энергосистему Кабардино-Балкарской Республики ОЭС Юга требуют уточнения на следующих этапах проектирования.

Аудитор отмечает:

- принятые технические и технологические решения соответствуют современному уровню развития технологий, с определением возможных ограничений на используемые технологии и необходимостью использования уникального специализированного оборудования.

- принятые технические и технологические решения должны уточняться на дальнейших стадиях разработки инвестиционного проекта (разработки рабочей документации).

В соответствии с пояснительной запиской при оценке затрат на строительство МГЭС Псыгансу на стадии разработки предпроектных работ в качестве объектов-аналогов использовались Зарагижская ГЭС и Верхнебалкарская МГЭС.

Стоимость строительно-монтажных работ (СМР) определена по физическим объемам работ, определенным по объекту-аналогу, стоимость электротехнического и вспомогательного оборудования по близким объектам-аналогам.

Стоимость основного гидросилового оборудования определена предварительно по варианту технико-коммерческого предложения (ТКП) завода-изготовителя. В дальнейшем в составе проектной документации данная стоимость подлежит уточнению на основе актуальных ТКП заводов.

Для подтверждения стоимости строительства Аудитором было проведено сопоставление основных строительных работ, представленных в отчете с объемами строительства по Зарагижской ГЭС принятой в качестве аналога.

На предпроектной стадии оценки гидроэлектростанций пересчет сметной стоимости следует вести по основным строительным объемам. Аудитором проведен собственный расчет, который показывает, что стоимость строительно-монтажных работ недооценена на 21% или 270 млн руб.

Для проверки соответствия стоимости объектам-аналогам проведено сравнение структуры стоимости удельных капитальных затрат и структуры стоимости с объектами капитального строительства МГЭС и ГЭС.

В целом для данной стадии Аудитор считает, что стоимость соответствует рыночной стоимости, на следующих стадиях разработки проекта, требуется уточнение как строительных объемов, так и стоимостных показателей оборудования. По результатам расчетов Аудитора, можно сделать вывод, что затраты на схемы выдачи мощности (СВМ) недооценены 22-45%.

Оценка финансово-экономической эффективности проекта строительства МГЭС Псыгансу выполнена в соответствии с международными стандартами по оценке эффективности инвестиционных проектов и российскими нормативными документами.

Ставки налогов приняты в соответствии с действующим на момент выполнения работы российским законодательством.

Расчеты проведены в рублях, в прогнозных ценах, т.е. с учетом инфляционного удорожания. Основные макроэкономические параметры проекта приняты в соответствии с «Едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро» на 2021-2046 гг.» (ЕСУ), утвержденными приказом ПАО «РусГидро» от 31.07.2020 №595.

В расчетах принят оптимистичный сценарий развития экономики, исходя из предположения, что проект пройдет по конкурсу на заключение ДПМ ВИЭ.

Расчеты выполнены при условии, что финансирование строительства МГЭС Псыгансу будет вестись за счет собственных средств ПАО «РусГидро». Ставка дисконтирования в соответствии с ЕСУ принята равной 7,5%.

ПАО «РусГидро», в соответствии с договором ДПМ ВИЭ, будет реализовывать весь объем мощности и электроэнергии на оптовом рынке электроэнергии и мощности. Предполагаемый срок действия ДПМ ВИЭ - 2025-2039 гг.

Выручка от продажи мощности на период действия ДПМ ВИЭ определяется по цене мощности, определяемой для данной МГЭС Коммерческим оператором в соответствии с Правилами определения цены на мощность генерирующих объектов, функционирующих на основе возобновляемых источников энергии. Правила утверждены постановлением Правительства РФ от 28.05.2013 №449.

Исходные данные для расчетов показателей экономической эффективности МГЭС проекта

| Показатели                                   | Значение |
|--|----------|
| Установленная мощность ГЭС, МВт              | 20,0     |
| Среднегодовая выработка электроэнергии, ГВтч | 74,4     |
| Реализация электроэнергии*, ГВтч             | 73,7     |
| Инвестиции в проект, млн. руб.               | 5508,9   |
| Норма прибыли на капитал (WACC), %           | 7,5      |

Результаты расчетов показателей эффективности

| Показатель                                     | Значение |
|--|----------|
| Внутренняя норма доходности (ВНД), %           | 9,0      |
| Чистый дисконтированный доход (ЧДД), млн.руб.  | 553,5    |
| Индекс доходности (ИД), о.е.                   | 1,11     |
| Срок окупаемости недисконтированный (Ток), лет | 11       |
| Срок окупаемости дисконтированный (Ток), лет   | 18       |

Результаты проведенных расчетов показывают, что показатели эффективности инвестиций в строительство МГЭС Псыгансу удовлетворяют критериям эффективности.

Также в работе выполнена оценка чувствительности проекта к изменению стоимости строительства и объема выработки электроэнергии и проведена идентификация основных рисков инвестиционного проекта.

На текущей стадии проекта (учитывая предварительный характер основных технических решений и возможность их уточнения на последующих стадиях проекта) инвестиционные, операционные, финансовые, рыночные и технологические риски оцениваются на среднем уровне.

Заслушав выступления и мнение экспертов по результатам дискуссии, заседание секции «Гидроэлектростанции и гидротехнические сооружения» НП «НТС ЕЭС» отмечает:

1. В результате конкурсного отбора инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе возобновляемых источников

энергии (ДПМ ВИЭ) был одобрен проект компании ПАО «РусГидро». Малая ГЭС Псынгасу мощностью 21,3 МВт.

2. Разработанная схема выдачи мощности Псынгасу ГЭС в электрическую сеть энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики ОЭС Юга является недостаточно надежной. Во всех рассмотренных вариантах при плановом или аварийном отключении трансформатора 110/10 кВ на площадке Псынгасу ГЭС нарушается выдача мощности электростанции в сеть 110 кВ. В работе не представлены результаты расчётов послеаварийных режимов с ликвидацией перегрузки оборудования путём разгрузки генераторов ГЭС.

3. Принятые решения на данной стадии проектирования схемы выдачи мощности Псынгасу ГЭС в энергосистему Кабардино-Балкарской Республики ОЭС Юга требуют уточнения на следующих этапах проектирования.

4. При дальнейших стадиях разработки проекта, необходимо уточнить как строительные объемы, так и стоимостные показатели оборудования. По результатам расчетов Аудитора, можно сделать вывод, что затраты на схемы выдачи мощности (СВМ) недооценены на 22-45%.

Заседание секции «Гидроэлектростанции и гидротехнические сооружения» НП «НТС ЕЭС» решило:

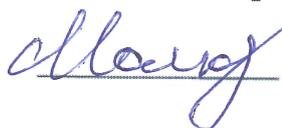
1. Одобрить результаты проведенного ООО «ЭФ-Инжиниринг» технологического и ценового аудита инвестиционного проекта по строительству Малой ГЭС Псынгасу.

2. Технологический и ценовой аудит представленного проекта показал, что принятые технические и технологические решения являются в целом обоснованными и подлежат дальнейшему уточнению на последующих стадиях проектирования (разработка проектной документации) и строительства.

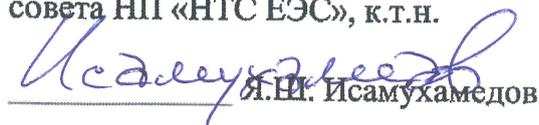
3. Замечания Аудитора по рассмотренному проекту следует учесть на данной стадии проектирования перед разработкой проектной документации.

4. Рассмотреть возможность повышения надёжности схемы выдачи мощности Псынгасу ГЭС в сеть 110 кВ путём установки на её площадке дополнительного трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА и соответствующего изменения схемы присоединения Псынгасу ГЭС к сети напряжением 110 кВ.

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

 В.В. Молодюк

Ученый секретарь Научно-технического  
совета НП «НТС ЕЭС», к.т.н.

 Я.Н. Исамухамедов

Председатель секции  
«Гидроэлектростанции и  
гидротехнические сооружения» НП  
«НТС ЕЭС», д.т.н.

 Е.Н. Беллендир

Ученый секретарь секции  
«Гидроэлектростанции и  
гидротехнические сооружения» НП  
«НТС ЕЭС»

 А.В. Толстикова