



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 Научного совета РАН по
проблемам надёжности и безопасности больших систем энергетики на тему:
**«Рассмотрение результатов технологического и ценового аудита проекта
«Строительство двух одноцепных ВЛ 110 кВ Певек – Билибино» на стадии
обоснования инвестиций»**

г. Москва

№ 2/17

21 февраля 2017 г.

Присутствовало: 52 чел.

С докладом **«Предварительное технико-экономическое обоснование по
титулу «Строительство двух одноцепных ВЛ 110 кВ Певек – Билибино»**
выступили **А. А. Устинов** —технический директор проектного подразделения
ООО «Премьер-Энерго» и **Е. В. Граховский** — технический директор
подразделения электрических сетей и систем ООО «Премьер-Энерго».

Предпосылки строительства ВЛ 110 кВ Певек – Билибино

Существующая ВЛ 110 кВ Чаунская ТЭЦ – Билибинская АЭС
протяженностью 490 км введена в эксплуатацию в 1960 г. и характеризуется 100
% износом основных элементов ВЛ. Среднее количество технологических
инцидентов по ВЛ составляет 6 в год.

В связи с изменением состава генерирующих объектов энергосистемы
Чаун-Билибинского энергоузла в среднесрочной перспективе, а именно — выводе
из эксплуатации Билибинской АЭС и вводе плавучей атомной

теплоэлектростанции в г. Певек, а также в связи с присоединением новых промышленных потребителей в Билибинском районе (месторождения Песчанка и Кекура) актуальной становится задача сооружения надёжного транзита электрической мощности в направлении Певек – Билибино.

Протоколом оперативного штаба Минэнерго России по вопросам энергоснабжения Чукотского автономного округа от 29.11.2016 № 09-2886-пр и планом мероприятий («дорожной картой») от 12.12.2016 № 9519п-П9 «Об обеспечении энергоснабжения Чукотского автономного округа при замещении выбывающих мощностей объектов генерации», утверждённым заместителем Председателя Правительства Российской Федерации **А. В. Дворковичем**, предусмотрен ряд первоочередных мероприятий для обеспечения энергоснабжения Чукотского автономного округа, в том числе сооружение двух одноцепных ВЛ 110 кВ Певек – Билибино.

Варианты трассировки

Были рассмотрены варианты прохождения проектируемых линий (табл. 1).

Таблица 1

Показатель	Варианты трассировки		
	вариант 1	вариант 2	вариант 3
Протяжённость трассы, км	490	470	610
Дисконтированные затраты, млн руб.	25 889	26 085	34 286

Первый вариант трассы предусматривает прохождение ВЛ вдоль существующей линии 110 кВ Чаунская ТЭЦ – Билибинская АЭС. Этот вариант характеризуется наименьшими дисконтированными затратами и наличием опыта эксплуатации АО «Чукотэнерго» ВЛ по данным условиям трассы.

Второй вариант трассы предусматривает прохождение ВЛ по кратчайшему пути и характеризуется заболоченностью грунтов и повышенной ветровой нагрузкой из-за максимального приближения к побережью.

Третий вариант ВЛ предусматривает приближение ВЛ к действующей автодороге Певек – Билибино и характеризуется наилучшей доступностью для обслуживания из-за наличия автодорог, но имеет наибольшую стоимость вследствие большой протяжённости.

Оптимальным вариантом является вариант прохождения новых ВЛ вдоль существующей ЛЭП 110 кВ Чаунская ТЭЦ – Билибинская АЭС исходя из следующего: наименьшая стоимость, оптимальная протяжённость, прохождение трассы вдоль существующей ВЛ позволяет сохранить сложившуюся схему обслуживания АО «Чукотэнерго», прохождение трассы по району с изученными геологическими характеристиками.

Выбор номинального напряжения проектируемых ВЛ

В существующей сети Чаун-Билибинского энергоузла наивысшим уровнем напряжения является 110 кВ.

В соответствии с заданием на проектирование выполнено технико-экономическое сравнение вариантов сооружения ВЛ на напряжении 110 кВ и 220 кВ. Техничко-экономические показатели вариантов сооружения ВЛ на номинальных напряжениях представлены в табл. 2.

Таблица 2

Показатель	Номинальное напряжение	
	110 кВ	220 кВ
	Техничко-экономические показатели вариантов сооружения ВЛ на номинальных напряжениях 110 и 220 кВ	
Стоимость потерь электроэнергии, млн руб. в год	770,00	224,50
Эксплуатационные издержки, млн руб. в год	322,79	471,63
Амортизационные отчисления, млн руб. в год	1611,00	2259,42
Дисконтированные затраты, млн руб.	48 251,31	57 865,32
Дисконтированные затраты, %	100,00	119,92

Сооружение ВЛ на напряжение 220 кВ сопряжено с необходимостью сооружения нескольких новых подстанций 220/110 кВ, что приводит к дополнительным затратам и значительному удорожанию.

В соответствии с расчётами статической устойчивости вариант на напряжении 110 кВ обеспечивает необходимые перетоки мощности в сечении Певек – Билибино с учётом установки статических компенсаторов реактивной мощности (СКРМ) на подстанции (ПС) 110 кВ Комсомольский и распределительном пункте (РП) 110 кВ Билибино. Динамическая устойчивость в энергоузле также обеспечивается при выбранном варианте развития электрических сетей.

С учётом значительной разницы в дисконтированных затратах (19,92 %) между вариантами на напряжении 110 и 220 кВ предпочтительным является вариант со строительством ВЛ Певек – Билибино на напряжении 110 кВ.

Сравнение вариантов реконструкции и строительства новой ВЛ

В соответствии с техническим заданием на проектирование для выбранного класса напряжения 110 кВ дополнительно рассматривались варианты строительства новых ВЛ с металлическими и деревянными опорами и реконструкции существующей ВЛ и строительство новой ВЛ с металлическими и деревянными опорами (табл. 3):

В результате технико-экономического сопоставления вариантов по критерию минимума дисконтированных затрат варианты 3 и 4 не рекомендуются к дальнейшему рассмотрению как наиболее дорогие.

Вариант 1 характеризуется рядом преимуществ:

- возможность использования типовых металлических опор;
- большой срок их службы;
- наличие большого спектра типовых решений сооружения ВЛ.

С учётом особенностей эксплуатации ВЛ в климатических условиях Чукотского автономного округа по критерию минимальных дисконтированных затрат принят вариант строительства двух одноцепных ВЛ на металлических опорах вдоль существующей ВЛ 110 кВ.

Таблица 3

Показатель	Величина показателя для вариантов			
	Новое строительство двух ВЛ		Реконструкция существующей ВЛ и новое строительство одной ВЛ	
Материал исполнения опор	металл	дерево	металл	дерево
Вариант	1	2	3	4
Капиталовложения, млн руб.	13 874	11 774	14 859	12 721
Амортизационные отчисления, млн руб. в год	273,05	381,26	292,76	412,49
Эксплуатационные затраты, млн руб. в год	109,22	242,62	117,10	262,49
Дисконтированные затраты за период эксплуатации, млн руб.	21 119	21 305	22 401	22 771
Дисконтированные затраты за период эксплуатации, %	100,00	100,88	106,10	107,85

Основные этапы строительства

На этапе 2019 г. предусмотрено сооружение первой ВЛ 110 кВ Певек – Билибино с заходом на ПС 110 кВ Комсомольский, реконструкция ПС 110 кВ Комсомольский с расширением для подключения ВЛ и установки СКРМ, а также строительство нового распределительного пункта 110 кВ в г. Билибино.

На этапе 2021 г. предусмотрен ввод второй ВЛ 110 кВ Певек – Билибино с подключением к ПС 110 кВ Южный с приведением ПС 110 кВ Южный к типовой схеме, ПС 110 кВ Комсомольский и РП 110 кВ Билибино.

Результаты расчётов электроэнергетических режимов

Для основных этапов сооружения проектируемых объектов (ввод первой ВЛ в 2019 г., ввод второй ВЛ в 2021 г.), а также на перспективу 5 и 10 лет выполнены расчёты электрических режимов, статической и динамической устойчивости.

На основании проведённых расчётов выполнен выбор сечения провода, необходимый объём компенсирующих устройств на подстанциях Чаун-Билибинского энергоузла.

Основные технические решения по ВЛ

На основе технико-экономического сравнения приняты следующие основные технические решения:

- анкерные опоры — классические металлические опоры на свайных и грибовидных фундаментах;
- промежуточные — металлические опоры из гнутого профиля;
- классическая стеклянная изоляция;
- высокотехнологичный провод с Z-образным повивом;
- для обеих ВЛ предусматривается создание волоконно-оптической линии связи (ВОЛС), посредством волоконно-оптического кабеля (ВОК) встроенного в грозотрос и позволяющего передавать информацию как для нужд энергетиков, так и нужд Чукотского автономного округа (интернет, телевидение, телефония и т. п.).

Основные технические решения по ПС для рекомендуемого варианта

Для присоединения проектируемых ВЛ проектом предусматривается:

- сооружение распределительного пункта РП 110 кВ Билибино с установкой СКРМ;
- сооружение нового переключательного пункта (ПП) Бета в новом месте (близ автодороги для удобства обслуживания);
- реконструкция ПС 110 кВ Комсомольский с установкой СКРМ;
- реконструкция ПС 110 кВ Южный с заменой отделителей и короткозамыкателей на выключатели.

РП Билибино располагается на смежной площадке с энергоисточником и в перспективе может являться распределительным устройством будущего энергоисточника в г. Билибино (РП).

Стоимость ВЛ 110 кВ Певек – Билибино

Итоговая величина инвестиций на реализацию титула по строительству ВЛ 110 кВ Певек – Билибино представлена в табл. 4.

Предварительная стоимость составила чуть более 24 млрд руб. с НДС, в том числе ВЛ — около 10 млрд руб. для каждой цепи, подстанционные объекты — около 3 млрд руб. Данная стоимость не превышает лимита, указанного в задании на проектировании (27 582,6 млн руб. с НДС), и уточняется при разработке проектной документации и прохождения государственной экспертизы.

Таблица 4

Стоимость ВЛ Певек – Билибино		
ВЛ	ПС (реконструкция)	ПС (новое строительство)
ВЛ 110 кВ Певек – Билибино № 1 10 704,01 млн руб. с НДС	ПС 110 кВ Комсомольский 912,84 млн руб. с НДС	РП 110 кВ Билибино 1 192,70 млн руб. с НДС
ВЛ 110 кВ Певек – Билибино № 2 10 922,46 млн руб. с НДС	ПС 110 кВ Южный 371,43 млн руб. с НДС	ПП 110 кВ Бета 61,62 млн руб. с НДС
Итого 24 165,06 млн руб. с НДС		

Выводы

1. На основании технико-экономического сравнения вариантов оптимальная трасса новой ВЛ 110 кВ Певек – Билибино» определена вдоль существующей ВЛ.

2. Расчёт электрических режимов Чаун-Билибинского энергоузла с учётом строительства двух одноцепных ВЛ 110 кВ Певек – Билибино показал, что в нормальных и послеаварийных режимах на уровне зимнего максимума/минимума и летнего максимума/минимума нагрузок на годы ввода проектируемых объектов, а также на перспективу 5 и 10 лет уровни напряжения, токовая загрузка основного оборудования ПС и проводов ВЛ не превышают допустимых значений.

3. В соответствии с «Укрупненными нормативами цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства», утверждёнными приказом Минэнерго России от 08.02.2016 № 75 (УНЦ), стоимость строительства ВЛ 110 кВ Певек – Билибино на этапе основных технических решений (ОТР) составила 24 165,06 млн руб. с НДС.

Итоговая стоимость строительства ВЛ 110 кВ Певек – Билибино будет уточняться на этапе разработки проектной документации с соответствующим учётом разработанных локальных сметных расчётов.

С докладом «Технологический и ценовой аудит предпроектной документации инвестиционного проекта «Строительство двух одноцепных ВЛ 110 кВ Певек – Билибино», выступил Д. А. Панасюк — руководитель проекта АО «Газовые системы».

В целях исполнения обязательств по договору № ГС-П10/16 от 27.10.2016, заключённому между ПАО «РАО Энергетические системы Востока» (Заказчик) и АО «Газовые системы» (Исполнитель), оказаны услуги по проведению технологического и ценового аудита (ТЦА) предпроектной документации «Строительство двух одноцепных ВЛ 110 кВ Певек-Билибино» на стадии обоснования инвестиций.

Цель выполнения предпроектной документации — проработка альтернативных вариантов и определение технико-экономических показателей проектов строительства новых объектов.

Обоснование выбора:

- трассы проектируемой ВЛ;
- типов опор ВЛ;
- варианта типа строительства — реконструкция или новое строительство;
- проводов;
- конструктивного исполнения распределительных и коммутационных устройств;
- основных технических решений.

Получение принципиальных технических решений по объекту на основе вариантных проработок.

Цель выполнения аудита предпроектной документации

В объём проведённого аудита вошла экспертно-инженерная оценка:

- обоснованности бюджета инвестиционного проекта;
- целесообразности принятых конструктивных, технических и сметных решений;
- целесообразности принятых технологических решений.

Финансово-экономическая оценка инвестиционного проекта.

Идентификация основных рисков

Анализ вариантов трассы проектируемой ВЛ

По варианту 1 трасса ВЛ 110 кВ Певек – Билибино № 1 и № 2 начинается в г. Певек и следует в юго-восточном направлении вдоль существующей дороги, ВЛ 35 кВ, 110 кВ до посёлка Комсомольский. Участок трассы составляет 127 км. Далее ВЛ 110 кВ поворачивают на юг и следуют параллельно существующей ВЛ 110 кВ до г. Билибино. Общая протяжённость трассы составит около 490 км.

По варианту 2 трасса ВЛ 110 кВ Певек – Билибино № 1 и № 2 до посёлка Комсомольский следует аналогично варианту 1. Далее ВЛ поворачивает на юго-юго-запад, следуя около 133 км, после чего поворачивает на запад и следует до г. Билибино около 210 км. Общая протяжённость трассы составляет 470 км.

По варианту 3 на первом участке до посёлка Комсомольский следование ВЛ аналогично вариантам 1 и 2. Далее от посёлка Комсомольский следование ВЛ до г. Билибино предполагается вдоль автозимника с продлённым сроком эксплуатации. Общая протяжённость трассы составляет около 610 км.

Основные замечания по вариантам трассы

При определении стоимости ВЛ по варианту 2 прохождения трассы допущена неточность. Итоговая стоимость одноцепной ВЛ по рассматриваемому варианту составит 6 200,2 млн руб. Итоговая стоимость проекта по варианту 2 должна составить 12 621,8 млн руб. Отклонение стоимости по выявленной ошибке составляет 10,3 %.

В материалах отсутствуют данные и обоснование величины прочих затрат при определении стоимости строительно-монтажных работ ВЛ. Так, прочие затраты для строительства на равнинной местности по вариантам составили:

- для варианта 1 — 5,83 млн руб/км;
- для варианта 2 — 5,86 млн руб/км;
- для варианта 3 — 6,25 млн руб/км.

Расчёты ущерба от недоотпуска электроэнергии проведены некорректно. Выявлено несоответствие расчётных и итоговых данных по ущербу от недоотпуска электроэнергии. Согласно указанию генерального проектировщика материалы предпроектной документации будут откорректированы. Данные изменения на выводы предпроектной документации не влияют.

В предоставленных материалах отсутствуют таблицы расчёта дисконтированных затрат на период эксплуатации объекта, ввиду чего не представляется возможным оценить корректность произведённого расчёта.

Затраты на эксплуатацию ВЛ 110 кВ по всем рассмотренным вариантам рассчитаны в процентах от капитальных затрат. Данное допущение полностью нивелирует преимущество варианта 3, предусматривающего строительство ВЛ вдоль существующего автозимника с круглогодичным сроком эксплуатации. Согласно указанию генерального проектировщика величина эксплуатационных издержек для варианта 3 рассчитана с понижающим коэффициентом в целях учёта доступности подъездных дорог (автозимника). Указанный коэффициент принят экспертно в размере 0,9 от удельных эксплуатационных затрат на 1 км ВЛ 110 кВ.

С учётом меньшей стоимости, а также технических и эксплуатационных преимуществ, к дальнейшему рассмотрению и организации проектно-изыскательских работ рекомендуется вариант прохождения трассы ВЛ 110 кВ Певек – Билибино вдоль существующей ВЛ 110 кВ (вариант 1).

Анализ вариантов проводов проектируемой ВЛ

Сопоставление проведено для трёх марок проводов:

- с композитным сердечником марки АССС - АААС-Z261-2Z;
- компактированный АААС - АААС-Z261-2Z;
- марки АС - АС 240/56.

Основные замечания

В предоставленных материалах отсутствуют таблицы расчёта дисконтированных затрат на период эксплуатации объекта, ввиду чего не представляется возможным оценить корректность произведённого расчёта.

В материалах некорректно произведена оценка затрат по доставке проводов. Стоимость доставки для проводов АС 240/56 принята равной 101,26 руб/ т. При этом для проводов АААС и АССС стоимость доставки составила 81,84 руб/т. Согласно разъяснениям генерального проектировщика стоимость доставки тонны груза определена в зависимости от объёма транспортируемых материальных ценностей. Провод АС 240/56 транспортируется в цилиндрических бухтах. Провода АААС и АССС комплектуются на заводе и перевозятся в специализированных транспортировочных контейнерах, позволяющих сократить потребность в полезном объёме груза до 20 % и выше по сравнению с традиционными цилиндрическими бухтами.

Исходя из представленного технико-экономического сравнения проводов ВЛ 110 кВ для дальнейшего рассмотрения рекомендуется провод АААС-Z261-2Z.

Анализ вариантов типов опор проектируемой ВЛ и сравнение варианта реконструкции взамен новой ВЛ 110 кВ Певек-Билибино 2

Вариант 1 — строительство двух новых одноцепных ВЛ параллельно существующей ВЛ 110 кВ Чаунская ТЭЦ – Билибинская АЭС на металлических опорах.

Вариант 2 — строительство двух новых одноцепных ВЛ параллельно существующей ВЛ 110 кВ Чаунская ТЭЦ – Билибинская АЭС на деревянных опорах.

Вариант 3 — реконструкция существующей ВЛ 110 кВ Чаунская ТЭЦ – Билибинская АЭС и строительство новой одноцепной ВЛ на металлических опорах.

Вариант 4 — реконструкция существующей ВЛ 110 кВ Чаунская ТЭЦ – Билибинская АЭС и строительство новой одноцепной ВЛ на деревянных опорах.

Основные замечания

В предоставленных материалах отсутствуют таблицы расчёта дисконтированных затрат на период эксплуатации объекта, ввиду чего не представляется возможным оценить корректность произведённого расчёта.

В материалах отсутствуют данные и обоснование величины прочих затрат при определении стоимости строительно-монтажных работ ВЛ. Для варианта 1 прочие затраты составили от 5,83 млн руб/км для равнинной местности, для варианта 2 — 6,34 млн руб/км, для варианта 3 — 7,00 млн руб/км. Согласно указанию генерального проектировщика значения прочих затрат при определении стоимости строительно-монтажных работ ВЛ по равнинной местности по вариантам будут откорректированы в окончательной редакции предпроектной документации. Данные изменения на выводы предпроектной документации не влияют.

В целом Исполнитель подтверждает целесообразность и обоснованность выбора варианта 1, предусматривающего строительство двух новых одноцепных ВЛ на металлических опорах для дальнейшего рассмотрения и реализации.

Анализ рассмотренных вариантов реконструкции ПС 110/35/6 кВ Южный

В ОТР выполнено сопоставление четырёх вариантов конструктивного исполнения РУ:

- РУ 110 кВ открытого исполнения (ОРУ 110 кВ);
- РУ 110 кВ закрытого исполнения (ЗРУ 110 кВ);
- комплектное РУ в элегазовом исполнении (КРУЭ 110 кВ);
- РУ 110 кВ открытого исполнения с элегазовыми компактными устройствами (ЭКУ 110 кВ).

Основные замечания

В работе не выбран итоговый вариант конструктивного исполнения РУ 110 кВ ПС Южный после реконструкции. Приведены общие преимущества и недостатки вариантов. Согласно указаниям генерального проектировщика для ПС 110/35/6 кВ Южный по минимуму дисконтированных затрат рекомендуется вариант реконструкции подстанции с ОРУ 110 кВ.

В предоставленных материалах отсутствует обоснование и расшифровка расчёта величин капитальных затрат вариантов исполнения ПС. Согласно разъяснениям генерального проектировщика для расчёта стоимости использовались проекты-аналоги, поэтому расшифровка не приведена. На стадии разработки проектной документации будет приведена детализация сводного сметного расчёта.

Анализ рассмотренных вариантов реконструкции ПС 110/35/6 кВ Комсомольский

В ОТР выполнено сопоставление четырёх вариантов конструктивного исполнения РУ:

- РУ 110 кВ открытого исполнения (ОРУ 110 кВ);
- РУ 110 кВ закрытого исполнения (ЗРУ 110 кВ);
- комплектное РУ в элегазовом исполнении (КРУЭ 110 кВ);
- РУ 110 кВ открытого исполнения с элегазовыми компактными устройствами (ЭКУ 110 кВ).

Основные замечания

В работе не выбран итоговый вариант конструктивного исполнения РУ 110 кВ ПС Комсомольский после реконструкции. Приведены общие преимущества и недостатки рассмотренных вариантов. Согласно разъяснениям генерального проектировщика для ПС 110/35/6 кВ Комсомольский по минимуму дисконтированных затрат рекомендуется вариант реконструкции подстанции с ОРУ 110 кВ.

Применённая в ОТР варианта с КРУЭ 110 кВ схема с обходной системой шин в соответствии со СТО 56947007-29.240.30.010-2008 не рекомендуется для КРУЭ вследствие его значительного удорожания (до 30 % от общих капитальных затрат). Надёжность оборудования КРУЭ достаточно высокая и повышение его надёжности за счёт применения обходной системы шин нецелесообразно.

Согласно разъяснениям генерального проектировщика ПС Комсомольская рассматривается как РУ ПС с повышенными требованиями к надёжности питания ВЛ, так как к ней подключаются ВЛ от генерирующих источников: Чаунской ТЭЦ, проектируемой плавучей атомной тепловой электростанции (ПАТЭС) и вновь строящейся ТЭС. Кроме того, применение обходной СШ на ПС 110 кВ Комсомольский рекомендовано замечаниями ПАО «РАО ЭС Востока» (письмо от 15.08.2016 № ТС-9/5390) и АО «Чукотэнерго» (системного оператора на территории ЧБЭУ).

В предоставленных материалах отсутствует обоснование и расшифровка расчёта величин капитальных затрат вариантов исполнения ПС. Согласно разъяснениям генерального проектировщика для расчёта стоимости использовались проекты-аналоги. На стадии разработки проектной документации будет приведена детализация сводного сметного расчёта.

Анализ вариантов реконструкции РП 110 кВ Билибино

В ОТР выполнено сопоставление четырёх вариантов конструктивного исполнения РУ:

- РУ 110 кВ открытого исполнения (ОРУ 110 кВ);
- РУ 110 кВ закрытого исполнения (ЗРУ 110 кВ);
- комплектное РУ в элегазовом исполнении (КРУЭ 110 кВ);
- РУ 110 кВ открытого исполнения с элегазовыми компактными устройствами (ЭКУ 110 кВ).

Основные замечания

В материалах не обоснована одновременная установка БСК и УШР на РП Билибино. Согласно разъяснениям генерального проектировщика необходимость одновременной установки БСК и УШР на РП Билибино будет обоснована при

выпуске окончательной редакции тома 01-753-ОТР.РС (балансы и режимы) предпроектной документации.

Приведённые главные электрические схемы и компоновочные решения не совпадают с приятными техническими решениями. Для вариантов ОРУ, ЗРУ, и ЭКУ установка БСК и УШР на схемах и компоновках не предусмотрена. Согласно разъяснениям генерального проектировщика при расчётах капитальных затрат по вариантам учитывались все изменения: большее количество ячеек 110 кВ, дополнительная установка УШР, БСК, увеличение земляных работ и т. д. Всё это будет отражено в откорректированной предпроектной документации.

При сопоставлении стоимости вариантов ОРУ/КРУЭ разница в цене оборудования составила всего 20 %: 569 млн руб. без НДС и 681 млн руб. без НДС соответственно. В приведённых технико-коммерческих предложениях (ТКП) разница стоимости оборудования составила около 2 раз: 130 и 270 млн руб. соответственно. Согласно разъяснениям генерального проектировщика несоответствие обусловлено увеличением количества ячеек по измененной электрической схеме.

При расчёте капитальных вложений по вариантам конструктивного исполнения ПС учтены затраты по разработке скального грунта с перемещением. Доля указанных затрат колеблется от 26 до 40 % в общем объёме капитальных вложений. В предоставленных материалах отсутствует обоснование объёмов перемещения грунтов и расчёт стоимости по данному виду работ. В связи этим Исполнитель считает необходимым детализировать капитальные затраты по подготовке площадки строительства на стадии разработки проектной документации.

В предоставленных материалах отсутствует обоснование необходимости сооружения нового диспетчерского центра на РП Билибино. Не проведено сопоставление стоимости строительства нового ДЦ на РП Билибино и прокладки каналов связи до существующего ДЦ. Согласно разъяснениям генерального проектировщика необходимость сооружения нового ДЦ обоснована технико-экономическим обоснованием, разработанным по итогам совещания ПАО «РАО ЭС Востока», АО «Чукотка», ООО «Премьер Энерго», состоявшегося 1 декабря 2016 г.

Анализ вариантов реконструкции ПС 110/35/6 кВ Быстрый

Проектом реконструкции предусматривается присоединение ПС Быстрый к электрической сети 110 кВ при помощи отпайки. В 2021 г. образуется ВЛ 110 кВ Комсомольский – Южный с отпайкой на ПС Быстрый. Вторая секция РУ 110 кВ ПС Быстрый присоединяется также отпайкой к сооружаемой в 2019 г. ВЛ 110 кВ Береговая – Комсомольский.

Исполнитель подтверждает соответствие проектных решений действующим на территории РФ нормам и стандартам, а также современному развитию технологии в области энергетики.

Анализ вариантов реконструкции ПП Бета

При строительстве второй одноцепной ВЛ 110 кВ Певек – Билибино в период до 2021 г. существующий транзит 110 кВ Комсомольский – Гамма – ПП

Бета – Билибинская АЭС выводится из эксплуатации, а взамен него сооружается новый транзит с подвеской волоконно-оптического кабеля по всей длине трассы.

Новый транзит 110 кВ планируется выполнить по новой трассе, в связи с чем, существующий ПП Бета полностью демонтируется.

На ПП Бета устанавливаются два разъединителя 110 кВ в пределах ограждения, модуль отпайки, организуется высоко-частотный (ВЧ) обход от ПС 110 кВ Алискерово до РП 110 кВ Билибино. Исполнитель подтверждает соответствие проектных решений действующим на территории РФ нормам и стандартам, а также современному развитию технологии в области энергетики.

Заключение

Исполнитель провёл инженерный анализ материалов, представленных Заказчиком в рамках ТЦА. Исполнитель не усматривает возможностей для оптимизации настоящего Инвестиционного проекта. Оптимизирующие предложения могут быть при рассмотрении проектной документации на стадии проведения ТЦА «Проектирование».

Экспертно-инженерная оценка целесообразности принятых конструктивных и технических решений

В целом Инвестиционный проект строительства соответствует всем основным требованиям к подобного рода документам и оборудованию, сформулированным в действующих НТД РФ и таможенного союза (ТС).

Реализация проекта направлена, в первую очередь, на повышение надёжности электроснабжения, улучшения качества поставляемой электроэнергии и получение социального эффекта, окупаемость проекта должна быть обеспечена в процессе формирования тарифов на услуги Заказчика и в данной работе не рассматривается.

Выводы

В части технических решений строительства ВЛ 110 кВ Певек– Билибино:

- с учётом меньшей стоимости, а также технических и эксплуатационных преимуществ к дальнейшему рассмотрению и организации проектно-изыскательских работ рекомендуется вариант прохождения трассы ВЛ 110 кВ Певек – Билибино вдоль существующей ВЛ 110 кВ (вариант 1);

- целесообразность и обоснованность выбора варианта 1 предусматривающего строительство двух новых одноцепных ВЛ на металлических опорах, для дальнейшего рассмотрения и реализации подтверждается Исполнителем;

- исходя из представленного технико-экономического сравнения проводов ВЛ 110 кВ для дальнейшего рассмотрения рекомендуется провод АААС-Z261-2Z.

В части технических решений:

- для ПС 110/35/6 кВ Южный на основании минимальных дисконтированных затрат рекомендуется вариант реконструкции подстанции с ОРУ 110 кВ;

- для ПС 110/35/6 кВ Комсомольский по минимуму дисконтированных затрат рекомендуется вариант реконструкции подстанции с ОРУ 110 кВ;

- для РП 110 кВ Билибино в связи с суровыми климатическими условиями Чукотского автономного округа к дальнейшему проектированию рекомендуется вариант нового строительства совмещенного производственного здания (СПЗ) с размещением в нём КРУЭ, оборудования и всех необходимых для функционирования РП помещений.

В связи с превышением оценки стоимости Проекта над стоимостью, определённой в соответствии с укрупненными показателями, можно сделать вывод об обоснованности предварительной оценки затрат стоимости реализации проекта ВЛ 110 кВ Певек-Билибино, представленной в рассматриваемой документации. Детализация статей затрат по реализации Инвестиционного проекта должна осуществляться на последующих этапах проектирования. Подтверждение обоснованности стоимости проекта целесообразно провести при рассмотрении проектной документации на II стадии проведения ТЦА «Проектирование».

В обсуждении докладов приняли участие:

Член-корр. РАН **Г. Г. Ольховский** — президент ОАО «ВТИ», д.т.н. **Е. О. Адамов** — научный руководитель АО «НИКИЭТ им. Н.А. Доллежала», член-корр. РАН **Е. В. Аметистов**, член-корр. АЭН РФ к.э.н. **В. А. Джангиров** — заместитель председателя комитета Торгово-промышленной палаты РФ по энергетической стратегии и развитию ТЭК, **В. Н. Бородин** — заместитель генерального директора по технической политике – главный инженер ПАО «РАО Энергетические системы Востока», **О. А. Пророков** — главный технолог Департамента инженерной поддержки АО «Концерн Росэнергоатом», д.т.н. **В. А. Баринов** — заведующий отделением перспектив развития электроэнергетики ОАО «ЭНИН им. Г.М. Кржижановского», д.т.н. **Б. К. Максимов** — профессор НИУ «МЭИ», **А. А. Каплун** — директор Департамента перспективного развития ПАО «РусГидро», к.т.н. **И. И. Шабанов** — начальник технического отдела АО «Институт Теплоэлектропроект», **П. В. Соколов** — АО «Концерн Росэнергоатом», **Д. С. Рыков** — начальник отдела АО «Концерн Росэнергоатом».

Совместное заседание отмечает:

- не представлены расчёты надёжности системы энергоснабжения, в частности надёжности ВЛ 110 кВ, дизельной электростанции, доставки дизельного топлива, поставки электроэнергии от ПАТЭС в г. Певеке;
- требует технико-экономического обоснования необходимость применения в проекте грозозащитного троса на ВЛ 110 кВ;
- наличие в проекте автоматического повторного включения (АПВ) линии 110 кВ не требует дополнительного применения грозозащитного троса, поскольку в условиях низкой грозовой деятельности (1 – 1,2 удара молнии в год) указанного АПВ вполне достаточно для ВЛ 110 кВ длиной 300 км. Это замечание полностью согласуется требованиями ПУЭ;
- вызывают сомнения 7 % годовых потерь электроэнергии в ВЛ 110 кВ, поскольку устройства компенсации реактивной мощности на шинах 110 кВ на приёмном конце не были убедительно представлены, а это приведёт к повышенным потерям.

- вызывает сомнение целесообразность использования металлических опор при строительстве ВЛ в условиях вечной мерзлоты. В этих условиях целесообразно применять композитные опоры.

- не раскрыты особенности работы РЗА в условиях высокоомных грунтов со слоем вечной мерзлоты;

- требуют дополнительного обоснования строительство ВЛ напряжением 110 кВ. Таким протяженным ВЛ (около 500 км) по экономическим соображениям больше соответствуют напряжение 220 кВ.

Позиция проектировщика по представленным замечаниям

1. Согласно п. 2.5.116 ПУЭ-7 воздушные линии 110 – 750 кВ с металлическими опорами должны быть защищены от прямых ударов молнии тросами по всей длине.

Несмотря на допущение в ПУЭ в части возможности сооружения ВЛ без тросов в районах с низкой грозовой деятельностью, при проработке проектных решений, прежде всего, учитывается фактор высокой значимости надёжности электроснабжения потребителей по двум радиальным ВЛ 110кВ от точки генерации (г. Певек) в точку нагрузки (г. Билибино и далее).

Кроме того, по всей протяжённости проектируемых ЛЭП предусматривается подвеска оптоволоконной линии связи (ВОЛС) для обеспечения быстродействующими каналами связи как для нужд энергетиков (АО «Чукотэнерго»), так и для нужд правительства и жителей Чукотского автономного округа. Таким образом, проектом предусматривается подвеска кабеля связи (ВОЛС), исполнение которого может быть как с грозотросом так и без такового.

Исходя из требований ПУЭ, конструктивного исполнения ВЛ (с ВОЛС), а также для повышения надёжности Чаун-Билибинского энергоузла (ЧБЭУ) в проекте определена необходимость подвески грозотроса (ОКГТ) по всей протяженности проектируемых ВЛ 110 кВ.

2. На ПС 110 кВ Комсомольский предусмотрена установка источников реактивной мощности (ИРМ) с выдачей реактивной мощности до 50 МВАр (БСК: 2х25 Мвар + УШР: 2х25 МВАр), на РП 110 кВ Билибино предусмотрена установка источников реактивной мощности с выдачей реактивной мощности до 75 МВАр (БСК: 3х25 Мвар + УШР: 2х25 МВАр). Указанный объём ИРМ позволяет осуществлять плавное регулирование напряжения на всем транзите 110 кВ Певек – Билибино в нормальных и послеаварийных режимах.

3. Годовые потери 7 % приведены по состоянию на 2021 г. (год ввод второй ВЛ 110 кВ Певек – Билибино) при работе Билибинской АЭС.

При выводе Билибинской АЭС с 2022 г. и далее потери мощности по ВЛ 110 кВ Певек – Билибино составят 9,49 МВт, (12,58 % от передаваемой мощности 75,4 МВт). Суммарные потери по Чаун-Билибинскому району в целом в период максимальных нагрузок составят 11,35 МВт (12,75%). Годовой объём потерь электроэнергии 52,21 млн кВт.ч (9,02% от годового электропотребления ЧБЭУ на уровне 2022 года и далее).

По результатам обследования существующей ЛЭП на деревянных опорах (см. том 01-753-ОТР.ППО) существующая ВЛ 110 кВ Певек – Билибино имеет износ 100 % и находится в аварийном состоянии. То есть, без даже расчётов можно сделать вывод о необходимости сооружения новых ВЛ 110 кВ Певек – Билибино, в том числе для целей повышения надёжности электроснабжения ЧБЭУ. Эффект повышения надёжности в цифрах приведен в прилагаемом файле «о надёжности».

4. В составе пояснительной записки (ОТР) выполнено описание принципов защит применяемых для ВЛ 110 кВ и подстанционного оборудования. Состав оборудования РЗА определён нормативными документами (ПУЭ, НТП ПС и т. д.) и выполнен в строгом соответствии с требованиями введённых на данный момент нормативных документов. К особенностям работы РЗА в условиях высокоомных грунтов со слоем вечной мерзлоты можно отнести расчётную отстройку параметров срабатывания ступенчатых защит (дистанционная защита от междуфазных замыканий и токовая защита нулевой последовательности) от режимов растекания токов КЗ по высокоомным грунтам вблизи поврежденной ВЛ, пробое изоляторов ВЛ или при обрыве провода с падением на землю. При наличии значительного сопротивления растеканию токов нулевой последовательности в грунте, соответствующие значения учитываются в расчётной величине переходного сопротивления. Значительные величины переходного сопротивления усложняют учёт нагрузки при определении коротких замыканий, однако в зависимости от производителя микропроцессорных терминалов защит, используются различные алгоритмы отстройки от влияния нагрузки, которые увеличивают возможность обнаружения коротких замыканий через большое переходное сопротивление. Встроенные адаптивные алгоритмы компенсации нагрузки препятствуют расширению зоны охвата при однофазных замыканиях на землю на сильно загруженных линиях электропередачи.

5. В проекте выполнена расчётная проверка и выбор параметров срабатывания по универсальным методикам для защит разных типов. После уточнения производителя возможна более детальная проработка и выбор параметров срабатывания с учётом методик конкретного производителя. Выполненную расчётную проверку на данном этапе можно считать допустимой, в связи с применением по опорного способа заземления, что в свою очередь позволяет приблизить заземление опоры и растекание токов КЗ по грунту к среднесправочным значениям и, как результат, не приведёт к значительным погрешностям в уже выполненных расчётах по усредненным методикам.

На этапе проектирования (стадия «П») после уточнения производителя микропроцессорных терминалов, конкретных параметров опор ВЛ 110 кВ, уточнения сечений заземлений и сопротивлений грунтов будут выполнены уточняющие расчёты и более точная отстройка расчётных параметров срабатывания устройств РЗА.

6. В рамках проведения предпроектных работ рассмотрены варианты с сооружением транзита Певек – Билибино на напряжении 110 и 220 кВ.

В существующей сети ЧБЭУ наивысшим уровнем напряжения является 110 кВ. Сооружение связи на напряжении 220 кВ сопряжено с необходимостью сооружения нескольких новых подстанций 220/110 кВ, что приводит к дополнительным затратам, увеличению сроков строительства, необходимости увеличения штата и дополнительному обучению персонала эксплуатирующей организации.

В соответствии с расчётами электрических режимов и статической устойчивости вариант строительства ВЛ Певек – Билибино на напряжении 110 кВ обеспечивает требуемые перетоки мощности из района г. Певек в район г. Билибино с учётом установки источников реактивной мощности на ПС 110 кВ Комсомольский и РП 110 кВ Билибино.

Строительство ВЛ Певек – Билибино на напряжении 110 кВ позволяет в рассматриваемой перспективе передавать необходимые объёмы мощности без перевода на более высокий класс напряжения. С учётом того, что для варианта на напряжении 220 кВ увеличение дисконтированных затрат составляет 20 % и капитальных затрат 40 %, к дальнейшему рассмотрению принят вариант строительства ВЛ Певек – Билибино на напряжении 110 кВ.

7. Сопоставление величин ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителям Чаун-Билибинского энергоузла при отключении ВЛ 110 кВ Певек – Билибино для существующей и перспективной схем.

Эффект повышения надёжности электроснабжения существующих и перспективных потребителей выражается в сокращении экономического ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителям.

Определение указанной величины осуществляется на основании справочных данных о единичных показателях надёжности элементов электрической сети, которые в свою очередь основаны на статистике отказов действующего электрооборудования и ЛЭП, протоколах расследований технологических нарушений в работе электроэнергетической системы России, со значительной временной выборкой за 7-летний период. В качестве источника справочных данных в работе использовался Справочник по проектированию электрических сетей под редакцией Д.Л. Файбисовича. Для расчёта экономического ущерба использованы следующие параметры

Длительность простоя потребителей — величина, включающая время восстановления элементов электрической сети при непреднамеренных (или аварийных) отключениях и время простоя оборудования в плановых ремонтах.

Отключение нагрузки потребителей — величина снижения нагрузки потребителя, вызванное аварийным и плановым выводом ВЛ из эксплуатации. Для одноцепной ВЛ данная величина принята равной максимальной нагрузке потребителей, обеспечиваемых электрической энергией посредством указанной ВЛ. Для двух одноцепных ВЛ рассматриваемый параметр соответствует максимальной величине передаваемой мощности по оставшейся в эксплуатации ВЛ. Данные величины приняты по результатам расчетов электроэнергетических режимов.

Годовой недоотпуск электроэнергии — объём недополученной электроэнергии вследствие аварийных или плановых простоев ВЛ.

Утвержденный тариф на электроэнергию принят в соответствии с постановлением правления Комитета государственного регулирования цен и тарифов Чукотского автономного округа от 23 декабря 2016 г. № 28 – э/2 «Об установлении тарифов на электрическую энергию (мощность), поставляемую АО «Чукотэнерго» покупателям на розничном рынке Чукотского автономного округа, на 2017 г.».

Годовой экономический ущерб от недоотпуска электроэнергии рассчитывается путём произведения величины годового недоотпуска электроэнергии на тариф на электроэнергию. Результаты расчётов представлены в табл. 5.

Таблица 5

№	Показатель	Ед. изм.	Величина показателя	
			существующая схема	перспективная схема
1	Длительность простоя потребителей одной ВЛ	часов в год	294,3*	294,3*
	Длительность простоя потребителей двух ВЛ одновременно		-	~0,01
1.1	Поток отказов по причине неисправности оборудования	отказ в год	3,9	3,9
1.2	Средняя частота плановых простоев	простой в год	2,9	2,9
1.3	Среднее время восстановления	0,001 лет	1,5	1,5
1.4	Среднее время плановых ремонтов	0,001 лет	1,7	1,7
2	Отключение нагрузки потребителей	МВт	68,4	14,1
3	Годовой недоотпуск электроэнергии	МВт·ч в год	20 130	4 150
4	Тариф на электроэнергию	руб/МВт·ч	12 500	
5	Годовой экономический ущерб	млн руб. в год	251,6	51,9

*принято на основе справочных данных

Таким образом, строительство двух одноцепных ВЛ 110 кВ Певек – Билибино обеспечит повышение уровня надёжности схемы электроснабжения потребителей Чаун-Билибинского энергоузла и приведёт к сокращению годового экономического ущерба от недоотпуска электроэнергии на 200 млн руб. (на 80 %).

Совместное заседание решило

1. Отметить необходимость строительства двух одноцепных ВЛ 110 кВ Певек – Билибино для выдачи электрической мощности вновь вводимой ПАТЭС в г. Певек, повышения надёжности энергоснабжения потребителей Чаун-Билибинского энергоузла Чукотского автономного округа после вывода из эксплуатации Билибинской АЭС и энергоснабжения перспективных потребителей Баимской горнорудной зоны.

2. Одобрить технологические решения, принятые ООО «Премьер-Энерго» в рамках предпроектных проработок инвестиционного проекта «Строительство двух одноцепных ВЛ 110 кВ Певек – Билибино», в части строительства новых ВЛ 110 кВ Певек – Билибино и РП 110 кВ Билибино, а также в части реконструкции существующих ПС 110 кВ АО «Чукотэнерго» с учётом предложений публичного ценового и технологического аудита проекта, выполненного АО «Газовые системы», а также предложений и замечаний, высказанных на заседании.

3. Рекомендовать ПАО «РАО ЭС Востока» к дальнейшему рассмотрению на этапе разработки проектной документации проекта «Строительство двух одноцепных ВЛ 110 кВ Певек – Билибино» в качестве основного принять вариант 1 прохождения трассы вдоль существующей ВЛ 110 кВ, со строительством двух ВЛ 110 кВ транзита Певек – Билибино на металлических опорах и проводом марки АААС-Z261-2Z с учётом меньшей стоимости, а также технических и эксплуатационных преимуществ данного варианта.

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