

## **ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ**

**на выполнение проектных работ по объекту «Разработка проектной документации по объектам "Реконструкция ПС 110 кВ Загородная с выполнением работ по приведению оборудования в соответствие с перспективными токами КЗ»**

### **1. Конструктивно-планировочные решения для ПС**

- 1.1. Разработать и согласовать с Заказчиком технические решения по реконструкции ПС 110/6 кВ Загородная для приведения первичного оборудования в соответствие с перспективными токами короткого замыкания на основе технико-экономического сравнения вариантов с применением токоограничивающих реакторов 6-110 кВ и/или заменой выключателей 6-110 кВ.
- 1.2. Решения по реконструкции ОРУ 110 кВ разработать в существующих границах территории земельного участка, без расширения территории подстанции.
- 1.3. Схему электрических соединений РУ 110 кВ принять существующую.
- 1.4. На ОРУ 110 кВ предусмотреть замену всех разъединителей.
- 1.5. На ОРУ 110 кВ предусмотреть замену всех шкафов вторичной коммутации (РЗА, ШП, ШО и т.д).
- 1.6. Для контроля нагрева на ОРУ 110 кВ и ШМ 6 кВ Т-1, Т-2 все разъёмные соединения оснастить необратимыми термоиндикаторами.
- 1.7. Схему электрических соединений РУ 6 кВ принять без изменений 6-2 две секционированные выключателями, системы шин.
- 1.8. Все применяемые металлоконструкции, расположенные на открытом воздухе должны быть защищены от коррозии методом горячего оцинкования, выполненного в заводских условиях.
- 1.9. Выполнить расчет и проектирование контура заземления, молниезащиты и защиту от атмосферных и внутренних перенапряжений.
- 1.10. Прокладку кабельной продукции (силовых и контрольных кабелей) выполнить в поверхностных железобетонных лотках с учетом организации проезда по территории ПС.
- 1.11. Предусмотреть оперативную блокировку.
- 1.12. Определить необходимость компенсации емкостных токов замыкания на землю в сети 6 кВ с учетом требований пункта 621 ПТЭ, с разработкой способа заземления нейтрали в сети 6 кВ.
- 1.13. Разработать решения по реконструкции ограждения подстанции и ОРУ 110 кВ.
- 1.14. Разработать решения по косметическому ремонту зданий ЗРУ и ОПУ.
- 1.15. Разработать решения по восстановлению (замене) кабельных каналов.

### **2. Основное электрооборудование**

- 2.1. Замена силовых трансформаторов 110/6 кВ в данном проекте не рассматривается.
- 2.2. Силовые выключатели по способу гашения дуги принять:
  - на напряжении 110 кВ – элегазовые с отключающей способностью не менее 40 кА. (баковые или колонковые определить по результатам технико экономического сравнения);
  - на напряжении 6 кВ – вакуумные.

2.3. Разъединители 110 кВ с двигательным приводом главных и заземляющих ножей, трехполюсные горизонтально-поворотного типа.

2.4. Токоограничивающие реакторы 6-110 кВ сухого исполнения с использованием провода с комбинированной изоляцией, состоящей из полиамидно-фторопластовой пленки и двух слоев стеклоткани пропитанной теплостойким кремнийорганическим лаком. Конструкция сухих токоограничивающих реакторов не должна иметь шунтирующих элементов (шпилек) и болтовых соединений в обмотках, с дополнительной изоляцией между крестовинами и обмоткой.

2.5. Силовые и контрольные кабели должны удовлетворять условиям невозгораемости (с индексом НГ).

2.6. Режим обслуживания ПС с привлечением ОВБ (без постоянного дежурного персонала).

2.7. Тип и марки выбранного оборудования согласовать с заказчиком.

### **3. Схема собственных нужд, кабельная сеть, оперативный ток.**

3.1. Собственные нужды ПС, сформировать на существующих панелях в составе щита СН.

3.2. Оперативный ток принять существующий - постоянный, уровень напряжения 220 В.

3.3. Все первичное оборудование, заземляющее устройство ПС, устройства РЗА, АИИС КУЭ, средства и системы связи и т.п., а также вторичные цепи должны отвечать требованиям ЭМС. Для этого применять типовые и оригинальные технические решения, включая оптимизацию трассировки кабельных потоков, исключение заземлений первичного оборудования в непосредственной близости от кабельных каналов и др.

Выполнить расчет параметров ЭМС объекта. Все рекомендации учесть при проектировании. Требования ЭМС должны выполняться на каждом этапе реконструкции и техпереворужения (в том числе при наличии на ПС нового и существующего оборудования).

### **4. Вторичная система ПС.**

4.1. При выполнении проектных работ в части реконструкции ПС 110 кВ Загородная, необходимо учитывать требования приказа №101 Минэнерго РФ, требования Технической политики группы РусГидро 2020 к оснащению защитами силовых трансформаторов 110 кВ и выше. Устройства РЗА должны обеспечивать быстрое и селективное отключение поврежденных элементов и их обратное включение устройствами АПВ и АВР и удовлетворять требованиям ближнего и дальнего резервирования. Учесть требования к импортозамещению. Выполнить замену устройств РЗА трансформаторов Т-1 и Т-2. Применить микропроцессорные шкафы. Учесть при работах по проектированию наличие ЗДЗ на ПС Загородная. Предусмотреть ЗИП (1 МП терминал каждого типа)

4.2. Разработать решения по замене автоматики СВ 110 кВ и реализации УРОВ 110 кВ. Применить микропроцессорный шкаф.

4.3. Предусмотреть модернизацию системы ЦС с установкой шкафа ЦС.

4.4. Предусмотреть проектом установку шкафа РАС с подключением всех присоединений 110 кВ и всех присоединений трансформаторов, учитывая СВ 6 кВ.

4.5. Предусмотреть замену панелей управления.

4.6. Обеспечить совместимости устройств РЗА с ПО «EKRASCADA» для интеграции в сеть РЗА ПЭС и выполнения синхронизации времени с сервером. Предусмотреть локальную сеть РЗА на ПС с доступом от сервера на ПС 110 кВ А СП ПЮЭС.

4.7. Разработать решения по ОБР 110, 6 кВ. Предусмотреть установку шкафа ОБР.

4.8. Выполнить расчет параметров срабатывания всех устройств РЗА на ПС 110 Загородная, подлежащих замене или требующих изменение параметров по результатам реконструкции. Также, оценить необходимость изменения параметров в прилегающей сети. Результаты расчетов оформить на заводских бланках устройств РЗА.

4.9. Измерение параметров электрической энергии осуществлять приборами с цифровой индикацией с возможностью ручного программирования коэффициентов трансформации. Предусмотреть наличие ЗИПа на приборы с цифровой индикацией и возможностью ручного программирования коэффициентов трансформации не менее 20% от общего количества аналогичных СИ устанавливаемых на объекте.

4.10. Класс точности трансформаторов тока применить 10 PR. Выполнить расчет насыщения трансформаторов, согласно действующих НТД.

4.11. Разработать решения по системе климата в ОПУ.

## 5. Учет электроэнергии, АИИС КУЭ.

Выполнить подключение вторичных цепей от измерительных трансформаторов к приборам коммерческого и технического учета электроэнергии существующей АИИС КУЭ подстанции.

5.1. Класс точности вторичной обмотки измерительных трансформаторов для учёта и измерений принять не ниже (см. таблицу 1);

5.2. Подключение счетчиков к измерительным трансформаторам тока и напряжения выполнить отдельным кабелем и на отдельные обмотки, через испытательную коробку.

5.3. Расчет по выбору ТТ с условиями проверки средств учета на обеспечение требуемой чувствительности при минимальной нагрузке присоединения (Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7). Чувствительность средств учёта электроэнергии должна соответствовать минимальной расчётной нагрузке присоединения.

5.4. Проверку нагрузки вторичных обмоток измерительных трансформаторов и проверка сечения и длины проводов и кабелей цепей напряжения по потерям напряжения. (Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7);

5.5. Предусмотреть резервное питание шкафа АИИС КУЭ с УСПД от разных СШ СН, с установкой коммутационных аппаратов защиты.

5.6. Измерительный комплекс должен быть защищен от несанкционированного доступа в соответствии с требованиями всех действующих разделов ПУЭ и ПП РФ 442 от 04.05.2012.

### Классы точности средств измерений

Таблица 1

Объект измерений	Классы точности, не ниже, для:			
	прибор учета активной энергии	прибор учета реактивной энергии	Трансформатор тока	Трансформатор напряжения
Генерация	0,5S	1,0	0,5S	0,5
Мощностью 670 кВт и более	0,5S	1,0	0,5S	0,5
Мощностью менее 670 кВт:				
110 кВ	0,5S	1,0	0,5S	0,5
35 кВ и ниже	0,5S	1,0	0,5S	0,5

## 6. Средства телемеханики и связь

6.1 Выполнить предпроектное обследование подстанции, в объеме оборудования ССПИ и связи, в том числе на смежных подстанциях, а также с описанием метрологических характеристик существующих измерительных обмоток трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, с описанием наличия свободных блок-контактов для подключения цепей телесигнализации положения выключателей, разъединителей 110 кВ, заземляющих ножей 110 кВ. Отчет с результатами предпроектного обследования оформить отдельным томом и согласовать с Филиалом АО «ДРСК» «Приморские электрические сети» и Филиалом АО «СО ЕЭС»

Приморское РДУ (далее –Приморское РДУ).

6.2 Разработать рабочую документацию по модернизации подстанции устройством сбора и передачи информации, системой связи, дооснащению (при необходимости) дополнительным оборудованием панелей управления и защит, релейных и клеммных шкафов ОРУ 110 кВ, ЗРУ- 6 кВ, ОПУ,

6.3 При создании сети связи для ПС 110 кВ Загородная предусмотреть интеграцию в существующую сеть связи филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети», с направлением передачи телеметрической информации и каналов телефонной связи для оперативных переговоров в Филиал АО «СО ЕЭС» Приморское РДУ, ЦУС филиала «ДРСК» «Приморские электрические сети» с применением оборудования производства Eltex.

6.4 Устройство сбора и передачи информации (далее УСПИ) должно быть совместимым (однотипным) с большей частью устройств телемеханики, использующимися на подстанциях филиала и обеспечивать:

- в УСПИ должен быть предусмотрен модуль синхронизации времени по GPS/ГЛОНАСС. Присвоение меток времени должно осуществляться в измерительных преобразователях, контроллерах, датчиках (за исключением датчиков неэлектрических величин);

- для УСПИ и оборудования связи предусмотреть гарантированное электропитание от двух источников;

- предусматривать исключительно цифровые измерительные преобразователи, совместимые (однотипные) с преобразователями, использующимися на подстанциях филиала, класс точности не хуже 0,5;

- в качестве устройств, обеспечивающих передачу телеинформации в Приморское РДУ, должны использоваться резервированные устройства телемеханики, работающие в режиме «горячего» резервирования как в части сбора информации от датчиков (измерительных преобразователей, контроллеров) в составе ССПИ, так и информационного взаимодействия с Приморским РДУ, при этом должна быть обеспечена передача телеинформации с каждого устройства телемеханики одновременно по двум каналам передачи данных с поддержкой двух активных соединений с активного устройства телемеханики (контроллера, сервера) ССПИ;

- передача в Приморское РДУ ТС положения коммутационного аппарата (КА) должна осуществляться одним обобщенным сигналом положения КА, формируемым методом одновременного получения двух сигналов от одного КА: «включен» и «отключен» соответственно, получаемых с помощью нормально замкнутого и нормально разомкнутого контактов, отнесенных к одному 144 положению КА. При этом передача обобщенного параметра ТС должна выполняться с использованием идентификаторов типа информации в соответствии с ГОСТ Р МЭК 60870-5-101-2006.

6.5 Объём телемеханизации ПС необходимо предусмотреть не менее следующего:

- телесигнализация (ТС) положения выключателей главной электрической схемы подстанции

- телеуправление (ТУ) приводами выключателей главной электрической схемы подстанции.

- аварийно-предупредительная телесигнализация (АПТС) с устройств РЗА;

- телеизмерения текущие (ТИТ): мощность (суммарная активная, суммарная реактивная), ток для каждого присоединения ВЛ, секционных выключателей, фидеров; напряжение линейное отдельно на каждой секции для всех напряжений, частота сети, температуру наружного воздуха на подстанции.

В составе проекта выполнить:

- структурную схему системы сбора телеинформации подстанции;

- схему организации каналов связи, с указанием пропускной способности каждого канала, всех промежуточных узлов связи (включая узлы связи сетевой компании и узлы доступа операторов связи, через которые проходят данные каналы) протоколов и интерфейсов сопряжения, кратких характеристик основного каналаобразующего оборудования

- схему передачи информации на сетевом уровне с указанием информации об IP-адресации, организации маршрутизации и использовании сетевой трансляции IP-адресов (NAT),
- матрицу каналов связи с указанием направлений передачи информации, промежуточных узлов связи, протоколов и скорости передачи данных;
- схему подключения измерительных преобразователей с указанием класса точности и коэффициента трансформации измерительных обмоток ТТ и ТН;
- схемы подключения цепей телесигнализации и телеуправления;
- кабельные трассы;
- кабельный журнал подключения УСПИ к контактным группам ТС, ТИ, ТУ;
- схему электропитания устройств УСПИ и связи на подстанции с ИБП двойного преобразования с внешними АКБ и РЩ с АВР.

6.6 Устройство УСПИ должно обеспечивать связь с ПУ по основному и резервному каналу для каждого направления.

6.7 При проектировании предусмотреть дооснащение панелей управления и защит, релейных шкафов, приводов коммутационных аппаратов средствами сбора технологической информации.

6.8 Для формирования телеизмерений применить многофункциональные измерительные преобразователи (далее – МИП), обеспечивающие следующие требования:

- измерение параметров электрического напряжения, тока, частоты, углов фазовых сдвигов, электрической мощности в трехфазных трехпроводных и четырехпроводных электрических сетях переменного тока с номинальной частотой 50 Гц;
- протоколы передачи: МЭК 60870-5-101, Modbus RTU;
- передача измеренных параметров по цифровым интерфейсам RS-485

6.9 Перечень сигналов ТС, ТУ, ТИ согласовать с филиалом АО «ДРСК» «Приморские электрические сети» и Приморским РДУ.

При наличии исполнительных устройств проектом предусмотреть передачу дополнительной телесигнализации:

- состоянии (исправности, неисправности) схемы управления коммутационным аппаратом; состоянии (готовности, неготовности) привода коммутационного аппарата;
- срабатывании устройств РЗА (по каждому устройству РЗА и сработавшей защите или автоматике);
- неисправности устройств РЗА (по каждому комплекту, устройству РЗА);
- потере собственных нужд и оперативного тока подстанции;
- недопустимом повышении температуры верхних слоев масла трансформатора;
- недопустимом уровне масла трансформатора;
- нарушении работы системы охлаждения трансформатора;
- неисправности РПН;
- неисправности (отказе) устройств инженерных и вспомогательных систем подстанции (обобщенные сигналы по каждой системе);
- срабатывании охранной сигнализации зданий, сооружений и территории подстанции (обобщенный сигнал);
- работе автоматической установки пожаротушения (обобщенные сигналы);
- работе пожарной сигнализации подстанции (обобщенные сигналы по отдельным компонентам оборудования и/или пожароопасным помещениям);
- обнаружении гололедообразования на проводах и тросах ВЛ, о наличии гололеда (работа соответствующих систем обнаружения гололеда);
- неисправности в системе телемеханики, связи.

6. 10. Объем кабельно-проводниковой продукции определяется РД.

6.11 Предусмотреть дистанционное управление всеми коммутационными аппаратами главной электрической схемы из ОИК ОДГ ВРЭС, ДП ЦУС ПЭС АО «ДРСК».

6.12 Предусмотреть передачу телеметрической информации в направлении диспетчерского центра Филиала АО «СО ЕЭС» Приморское РДУ, ОИК «Диспетчер» ОДГ ВРЭС, ЦУС ПЭС по двум независимым каналам связи, организация которых исключает возможность одновременного отказа (вывода из работы) по общей причине. Протокол передачи телеметрической информации должен соответствовать ГОСТ Р МЭК 60870-5-104, со скоростью передачи данных не ниже 128 Кбит/с.

6.13 Предусмотреть расширение ПО сервера ОИК «Диспетчер» ОДГ ВРЭС СП ПЮЭС на количество телепараметров на передаваемых с ПС 110 кВ Загородная.

6.14 Для построения каналов передачи данных и каналов диспетчерской связи на ПС 110 кВ Загородная предусмотреть сетевые маршрутизаторы производства Eltex.

6.15. Телефонную связь для оперативных переговоров в направлении Филиала АО «СО ЕЭС» Приморское РДУ организовать по технологии VoIP, телефонную связь в направлении ЦУС филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети» организовать по FXO/FXS.

6.16 Технические характеристики каналов связи, точки измерения и объем передаваемой информации согласовывать на этапе проектирования с Филиалом АО «СО ЕЭС» Приморское РДУ и филиалом АО «ДРСК» «Приморские электрические сети».

6.17 Предусмотреть двухпозиционные телесигналы для выключателей, разъединителей, заземляющих ножей.

6.18 Передача телеизмерений должна быть предусмотрена в инженерных единицах. Суммарное время на измерение и передачу телеметрической информации (телеизмерений, телесигнализации) с объекта диспетчеризации в диспетчерский центр устанавливается требованиями подсистем автоматизированной системы оперативно-диспетчерского управления, использующих эту информацию, и должно лежать в пределах не более 2 секунд.

6.19 Предусмотреть решения по организации передачи аварийно-предупредительной сигнализации (АПТС) в Филиал АО «СО ЕЭС» Приморское РДУ от ПС 110 кВ Загородная.

6.20 Для резервирования электропитания аппаратуры телемеханики на подстанции предусмотреть два ИБП (основной, резервный) с технологией двойного преобразования (On-line) 19" исполнения с коэффициентом мощности не менее 90%, с внешними аккумуляторными батареями, рассчитанными на время автономной работы не менее 6 часов. Систему мониторинга ИБП осуществить по протоколу SNMP;

6.21 Аппаратное обеспечение (включая автоматизированные рабочие места, телекоммуникационное оборудование), осуществляющее обработку и/или передачу информации, должно входить в Единый реестр российской радиоэлектронной продукции (Постановление Правительства РФ от 10.07.2019 № 878).

6.22 Применяемые программные или программно-аппаратные средства защиты информации должны иметь действующие сертификаты соответствия ФСТЭК/ФСБ России.

6.23 Все используемое программное обеспечение (включая системное и прикладное) должно входить в Единый реестр российских программ для электронных вычислительных машин и баз данных (Федеральный Закон от 27.07.2006 № 149-ФЗ).

6.24 Автоматизированные рабочие места и сервера должны настраиваться с учетом требования нормативных документов АО «ДРСК» по информационной безопасности. На АРМ и серверах в обязательном порядке должно быть предусмотрено наличие средства антивирусной защиты. На АРМ и серверах в обязательном порядке должно быть предусмотрено использование сертифицированной ФСТЭК операционной системы, либо сертифицированных ФСТЭК средств защиты информации

6.25 Предусмотреть защиту всей передаваемой по каналам связи информации путем использования сертифицированных средств криптографической защиты информации и сертифицированных межсетевых экранов.

6.26 Материалы с пояснительной запиской представить Заказчику для последующего рассмотрения профильными подразделениями АО «ДРСК» и утверждения руководством АО «ДРСК».

## 7. Строительная часть подстанции

7.1. Для устанавливаемого оборудования предусмотреть поверхностные фундаменты лежневого типа, либо иные по обоснованию.

7.2. Железобетонным изделиям с элементами заглублений должна предусматриваться гидроизоляция не менее чем в два слоя.

7.3. Под устанавливаемые фундаменты предусмотреть подушку из щебня фракции 20-40 мм, толщиной не менее 200 мм.

7.4. Для устанавливаемого оборудования предусмотреть заземляющее устройство, систему уравнивания потенциалов, устройства молниезащиты в соответствии с требованиями СО 153-34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций», ПУЭ.

## 8. Дополнительные рекомендации.

При разработке проектных решений в качестве дополнительных исходных данных прилагается «Расчёт токов короткого замыкания в рамках выполнения проектных работ по электросетевым объектам Приморского края» выполненную по договору с АО «ДРСК» №П-104/22 от 27.12.2022 «Проектно-изыскательским и научно-исследовательским институтом «Гидропроект» имени С.Я. Жука», Том 2197-ПЗ.

*Приложение: Том 2197-ПЗ Расчёт токов короткого замыкания в рамках выполнения проектных работ по электросетевым объектам Приморского края».*

**И.о. главного инженера филиала АО «ДРСК»  
«Приморские электрические сети»**

**К.М. Долганин**

### Визы согласования

Должность	Дата	Виза	Подпись	ФИО
Зам. главного инженера по оперативно-технологическому и ситуационному управлению-начальник управления	27.02.2025	Согласовано	п/п	Казакул Алексей Александрович
Начальник управления транспорта и учета электроэнергии	24.02.2025	Согласовано	п/п	Перова Инна Владимировна
Начальник службы электрических режимов	26.02.2025	Согласовано	п/п	Тагиров Станислав Владимирович
Начальник службы центральной службы средств диспетчерского и технологического управления	27.02.2025	Согласовано	п/п	Усольцев Вадим Александрович
Начальник службы центральной службы релейной защиты и автоматики	26.02.2025	Согласовано	п/п	Макаревич Виталий Анатольевич
Начальник отдела учета электрической энергии	24.02.2025	Согласовано	п/п	Питченко Юрий Анатольевич
Начальник службы подстанций	24.02.2025	Согласовано	п/п	Голота М.Н. (Начальник Службы подстанций)

6.25 Предусмотреть защиту всей передаваемой по каналам связи информации путем использования сертифицированных средств криптографической защиты информации и сертифицированных межсетевых экранов.

6.26 Материалы с пояснительной запиской представить Заказчику для последующего рассмотрения профильными подразделениями АО «ДРСК» и утверждения руководством АО «ДРСК».

### **7. Строительная часть подстанции**

7.1. Для устанавливаемого оборудования предусмотреть поверхностные фундаменты лежневого типа, либо иные по обоснованию.

7.2. Железобетонным изделиям с элементами заглублений должна предусматриваться гидроизоляция не менее чем в два слоя.

7.3. Под устанавливаемые фундаменты предусмотреть подушку из щебня фракции 20-40 мм, толщиной не менее 200 мм.

7.4. Для устанавливаемого оборудования предусмотреть заземляющее устройство, систему уравнивания потенциалов, устройства молниезащиты в соответствии с требованиями СО 153-34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций», ПУЭ.