

СОГЛАСОВАНО:

Филиал АО «СО ЕЭС»

Балтийское РДУ

Первый заместитель директора-
главный диспетчер

Курносов Д.С.

2021 г.

УТВЕРЖДАЮ:

АО «Западная энергетическая компания»

Врио заместителя генерального директора –
главного инженера

А.С. Татаров

2021 г.

СОГЛАСОВАНО:

АО «Янтарьэнерго»

Врио первого заместителя Генерального директора,
главного инженера

Зубрицкий Д.М.

2021 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ № 50/14 ТЗ**Разработка проектной и рабочей документации по объекту: «Строительство второй очереди ПС 110 кВ О-59 Прибрежная с установкой второго трансформатора 10 МВА»****1. Основание для проектирования**

- Технические условия № 40-06/21 от 21.06.2021 г. на технологическое присоединение к электрическим сетям АО «Западная энергетическая компания» энергопринимающих устройств ГП КО «Водоканал».
- Технические условия № 14-03/21 от 31.03.2021 г. на технологическое присоединение к электрическим сетям АО «Западная энергетическая компания» энергопринимающих устройств ООО «Десятая концессионная компания».
- Технические условия № Я-50/14 от 20.08.2014 г. на технологическое присоединение к электрическим сетям АО «Янтарьэнерго».

2. Вид строительства - реконструкция**3. Этапы проектирования – 2 этапа.**

- 1-й Этап: Разработка, согласование проектной и рабочей документации на строительство второй очереди ПС 110 кВ О-59 Прибрежная с установкой трансформатора 10 МВА.
- 2-й Этап: Разработка, согласование проектной и рабочей документации на реконструкцию первой очереди ПС 110 кВ О-59 Прибрежная.

4. Требование разработки вариантов – не требуется.**5. Нормативно технические документы:****Нормативные акты Федерального уровня:**

- Правила технологического функционирования электроэнергетических систем, утв. ПП РФ от 13.08.2018 № 937.
- Земельный кодекс Российской Федерации от 25.10.2001 № 136-ФЗ;
- Лесной кодекс РФ от 04.12.2006 №200-ФЗ;
- Водный кодекс РФ от 03.06.2006 №74-ФЗ;
- Градостроительный кодекс РФ от 29.12.2004 №190-ФЗ;

- Постановление правительства РФ от 16.02.2008 №87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;
- Федеральный закон «Об обеспечении единства измерений» от 26.06.2008 №102-ФЗ;
- Федеральный закон «О технологическом регулировании» от 27.12.2002 №184-ФЗ;
- Федеральный закон «О связи» от 07.07.2003 №126-ФЗ;
- Федеральный закон «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 №7;
- Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» от 04.05.1999 №96;
- Федеральный закон «Об особо охраняемых территориях» от 14.03.1995 №33-ФЗ;
- Федеральный закон «О животном мире» от 24.04. 1995 №52-ФЗ;
- Постановление Правительства РФ от 23.08.1994 №140 «О рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы»;
- Федеральный закон «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса» от 21.07.2001 №256-ФЗ;
- Федеральный закон РФ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» от 22 июля 2008г. №123-ФЗ;
- Стандарт организации АО «СО ЕЭС» «Релейная защита и автоматика. Автоматизированный сбор, хранение и передача в диспетчерские центры АО «СО ЕЭС» информации об аварийных событиях с объектов электроэнергетики, оснащенных цифровыми устройствами регистрации аварийных событий. Нормы и требования», СТО 59012820.29.020.009-2016.
- Стандарт организации ОАО «СО ЕЭС» «Релейная защита и автоматика. Автономные регистраторы аварийных событий. Нормы и требования», СТО 59012820.29.020.006-2015.
- «Типовой состав телеинформации, подлежащей передаче с объектов электроэнергетики в диспетчерские центры АО «СО ЕЭС».
- Требования к каналам связи для функционирования релейной защиты и автоматики, утвержденные приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 13.02.2019 № 97.
- ГОСТ Р 8.596-2002 «Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения»;
- ГОСТ Р 21.1101-2009 «Основные требования к проектной документации».
- ГОСТ 56302-2014 «Оперативно-диспетчерское управление. Диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования электроэнергетики».

Отраслевые НТД:

- Правила устройства электроустановок ПУЭ (действующее издание);
- Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей (действующее издание);
- РД 78.36.003-2002 Инженерно-техническая укрепленность. Технические средства охраны. Требования и нормы проектирования по защите объектов от преступных посягательств.
- Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем, утвержденные приказом Минэнерго России от 30.06.2003г. №281;
- Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения, СТО 56947007-29.240.30.010-2008;
- Нормы погрешности измерений технологических параметров тепловых электростанций и подстанций СО 34.11.321-96;
- СНиП 11-01-95, ГОСТ 34.602-8 и РД 3408501-89, других действующих нормативно-технических документов;
- Требования к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики, утвержденные приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 13.02.2019 № 101;
- Требования к каналам связи для функционирования релейной защиты и автоматики, утверждённые приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 97;
- Правила создания (модернизации) комплексов и устройств релейной защиты и автоматики в энергосистеме, утвержденных приказом Минэнерго №556 от 13.07.2020.;

- СТО 56947007-33.180.10.172-2014. Технологическая связь. Правила проектирования, строительства и эксплуатации ВОЛС на воздушных линиях электропередачи напряжением 35 кВ и выше;
- РД 153-34.0-48.518-98. Правила проектирования, строительства и эксплуатации волоконно-оптических линий связи на воздушных линиях электропередачи напряжением 110 кВ и выше;
- СТО 56947007-33.180.10.171-2014. Технологическая связь. Эталон проектной документации на строительство ВОЛС-ВЛ с ОКСН и ОКГТ;
- СТО 34.01-9.1-001-2018. Волоконно-оптические кабели связи. Общие технические требования;
- СТО 56947007-33.180.10.185-2014. Технологическая связь. Правила проведения технического надзора за проектированием и строительством волоконно-оптических линий связи на воздушных линиях электропередачи напряжением 35 кВ и выше;
- Приказ ПАО «Россети» от 05.12.2019 №330 «Об утверждении локальных нормативных актов по обеспечению надежной и безопасной эксплуатации объектов электросетевого хозяйства ДЗО ПАО «Россети» (в редакции приказа ПАО «Россети» от 24.08.2021 №407)

ОРД и НТД АО «ЗЭК» и АО «СО ЕЭС»:

- Соглашение о технологическом взаимодействии между АО «СО ЕЭС» и АО «Западная энергетическая компания» в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России в актуальной редакции
- Стандарт организации СТО 59012820.29.020.009-2016. Релейная защита и автоматика. Автоматизированный сбор, хранение и передача в диспетчерские центры АО «СО ЕЭС» информации об аварийных событиях с объектов электроэнергетики, оснащенных цифровыми устройствами регистрации аварийных событий. Нормы и требования утв. и введен в действие приказом ОАО «СО ЕЭС» от 30.12.2016 № 385;
- Типовой состав телеинформации, подлежащей передаче с объектов электроэнергетики в диспетчерские центры АО «СО ЕЭС», указанный в актуальной редакции.
- Соглашение №ОДУ-С-3-12/2019 Приложении № 5 к Соглашению о технологическом взаимодействии между АО «СО ЕЭС» и АО «Западная энергетическая компания» в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России в актуальной редакции
- Методические рекомендации по реализации информационного обмена энергообъектов с корпоративной информационной системой ОАО «СО ЕЭС» по протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-104.
- Общие требования к системам противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики. Телеметрической информации, технологической связи в и «Дополнительного соглашения №1 к Соглашению №ОДУ-С-3-12/2019 о технологическом взаимодействии между АО «СО ЕЭС» и АО «Западная энергетическая компания» ОАО «Янтарьэнерго» в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России, утвержденные приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 11.02.2008 №57. от 30.07.2019».
- СТО 56947007-29.240.10.299-2020 «Цифровая подстанция. Методические указания по проектированию ЦПС»;

Данный список НТД не является полным и окончательным. При проектировании необходимо руководствоваться последними редакциями документов, необходимых и действующих на момент разработки документации.

6. Основные характеристики проектируемого объекта:

Показатель	Значение	
Место размещения объекта реконструкции	Калининградская обл, г Калининград, ш Мамоновское, пос. Прибрежный. Кад. № 39:15:151314:51	

Показатель	Значение	
Конструктивное исполнение ПС и РУ (открытое, закрытое, КТП, КРУЭ и т.д.)	Ячейка 1 секции ОРУ 110 кВ – существующая. Ячейка 2 секции - на базе элегазовых колонковых выключателей	
Тип схемы ОРУ-110 кВ	РУ110 кВ – преобразовать в схему №110-5АН	

Количество линий 110 кВ, подключаемых к подстанции	Существующая ВЛ 110 кВ О-1 Центральная – Ладушкин с отпайкой на ПС О-59 Прибрежная, разделяется на 2 ВЛ 110 кВ с заходами на ПС 110 кВ О-59 Прибрежная: ВЛ 110 кВ О-1 Центральная – Прибрежная ВЛ 110 кВ Ладушкин – Прибрежная	
Количество резервных присоединений по каждому РУ	РУ 110 кВ - нет	
Основное электротехническое оборудование	На второй секции ОРУ 110 кВ установить разъединители 110 кВ с моторными приводами главных и заземляющих ножей, с опорными рамами и опорными стойками заводского исполнения, род тока питания моторного привода – переменный ток Выключатели 110 кВ - элегазовые колонковые. Трансформаторы тока 110 кВ – элегазовые, с обмоткой учета класса точности 0.2. Количество обмоток и номинальные токи определить на стадии проектирования. РУ-15 кВ 2 секция – на базе шкафов КРУ с выкатными вакуумными выключателями.	
Количество и мощность существующих силовых трансформаторов	Трансформатор 2 секции трехфазный с системой охлаждения – Д, С РПН на высокой стороне, напряжение 110/15 кВ мощностью 10 МВА – 1 шт.	
Система собственных нужд	ТСН1 – существующий, ТСН2 - 100/15/0,4. ЩСН заменить в проекте 2 этапа	
Система оперативного тока (СОТ)	Существующая. Необходимость замены определить проектом 2 этапа	

Релейная защита и автоматика	<p>1. Для защиты каждой новой ЛЭП 110 кВ применить шкафы микропроцессорных (МП) защит с поддержкой протокола МЭК 61850, предусмотрев при этом основные и резервные ступенчатые защиты.</p> <p>1.1. Количество и состав защит ВЛ 110 кВ определить проектом и согласовать с АО «Янтарьэнерго»</p> <p>2. Для схем автоматики управления выключателя (АУВ) каждой ЛЭП 110 кВ применить МП шкафы с поддержкой протокола МЭК 61850. В данных шкафах предусмотреть установку дополнительного оборудования и устройств, необходимых для осуществления взаимодействия со средствами передачи данных и существующими смежными устройствами РЗА, В шкафах АИИСКУЭ предусмотреть установку коммерческих счетчиков электрической энергии.</p> <p>3. Для устройств РЗА предусмотреть отдельный оперативный ток:</p> <ul style="list-style-type: none"> - цепей основных и резервных защит; - цепей питания микропроцессорных устройств; - цепей автоматики управления выключателем стороны ВН, НН. <p>7. Логическую защиту шин 2 секции КРУ 15 кВ.</p> <p>8. Дуговую защиту шин 2 секции КРУ 15 кВ. Тип дуговой защиты - (фото-тиристорная, опτικο-волоконная) - определить при проектировании.</p> <p>9. Для защиты и автоматики присоединений 15 кВ в отсеках РЗА шкафов КРУ 15 кВ 2 секции - микропроцессорные устройства РЗА. Предусмотреть селективную сигнализацию при однофазных замыканиях на землю фидеров 15 кВ.</p> <p>10. В составе проектной и рабочей документации по РЗА предусмотреть для каждого проектируемого микропроцессорного устройства 15 кВ и 110 кВ структурную схему используемой конфигурации логики РЗА и таблицу установленных и назначаемых функций внутренних реле устройства на матрицах входных и выходных сигналов.</p>	
------------------------------	--	--

	<p>11. Микропроцессорные устройства РЗА, устанавливаемые на объекте проектирования, объектах, технологически связанных с объектом проектирования, и объектах, на которых предусматривается выполнение работ, должны обеспечивать свою работу при частоте 45,0 – 55,0 Гц.</p> <p>12. Для микропроцессорных устройств ВН, НН техническую документацию, руководство по эксплуатации, сервисное и прикладное программное обеспечение на компакт-диске для наладки и технического обслуживания, руководство пользователя системы SCADA, а также необходимые соединительные шлейфы и аксессуары.</p> <p>13. Расчеты уставок защит на сторонах ВН и НН с учетом руководящих указаний по расчетам РЗА, а также рекомендаций и методик разработчиков микропроцессорных устройств ВН, НН.</p> <p>14. Расчеты селективности и чувствительности автоматов на ЩСН и ЩПТ, а также цепей ТН. При необходимости выполнить замену существующего ЩСН.</p> <p>15. Расчеты на термическую стойкость и невозгораемость кабельных связей 1 кВ, 15 кВ и кабелей 0,4 кВ к ЩСН и ЩПТ.</p> <p>16. Привязку выходных цепей контроллеров ПЗУ ЩПТ к системе SCADA, АСУТП к устройствам сигнализации подстанции.</p> <p>17. Предусмотреть поставку комплекта программно - технического измерительного комплекса.</p> <p>18. Предусмотреть затраты на обучение персонала вновь вводимому оборудованию.</p> <p>19. Выполнить систему синхронизации времени для вновь вводимых и реконструируемых устройств РЗА.</p> <p>20. Разработать схему организации каналов связи для функционирования релейной защиты и автоматики согласно приказа Минэнерго №97 от 13.02.2019г. Выполнить подключение</p>	
--	---	--

	<p>по сетям связи и интеграцию в АСУ ТП новых устройств РЗА.</p> <p>21. Выполнить систему микроклимата в существующем ОПУ (вентиляция, обогрев, кондиционирование).</p> <p>22. Разработать и представить отдельными томами решения по РЗА смежных объектов электроэнергетики класса 110 кВ.</p> <p>23. Расчеты уставок защит линий 110 кВ на смежных объектах электроэнергетики;</p> <p>24. Выполнить проверку ТТ, в том числе по времени до насыщения</p>	
Регистрация аварийных сигналов и процессов (РАС, СМПР, ОМП)	<p>Выполнить проект для системы регистрации аварийных событий и процессов (СРАСП), АИИС КУЭ, существующих устройств РЗА и ПА, в части подключения цепей устройств РЗА, ПА, устройств связи и других систем для присоединений 110 кВ.</p> <p>Передачу данных в автоматизированную систему Филиала АО «СО ЕЭС» Балтийское РДУ и ДОТиСУ АО «Янтарьэнерго» осуществлять по протоколу МЭК 61850 и МЭК 60870-5-104.</p> <p>Обмен телеинформацией с оборудованием осуществлять по протоколу МЭК 61850.</p> <p>Обеспечить сбор и передачу аварийных файлов осциллограмм РАС ПС 110 кВ О-59 Прибрежная в ССНТИ Филиала АО «СО ЕЭС» Балтийское РДУ в соответствии со стандартом АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.009-2016 «Релейная защита и автоматика. Автоматизированный сбор, хранение и передача в диспетчерские центры АО «СО ЕЭС» информации об аварийных событиях с объектов электроэнергетики, оснащенных цифровыми устройствами регистрации аварийных событий».</p>	
Система управления основным и вспомогательным оборудованием, сбора и передачи информации, АСУ ТП	<p>Выполнить проект системы сбора и передачи информации (ССПИ) ПС 110 кВ О-59 Прибрежная.</p> <p>Проектом предусмотреть:</p> <p>1. Организацию двух независимых цифровых каналов связи (географически разнесенных), для передачи телеинформации с ПС 110 кВ О-59 Прибрежная, в ДОТиСУ АО</p>	

	<p>«Янтарьэнерго», Филиал Западные электрические сети (МЭК) IEC 60870-5-104 со скоростью обмена не менее 64 кбит/с;</p> <p>2. Передачу телеинформации в Филиал АО "СО ЕЭС" Балтийское РДУ по двум независимым каналам связи в ДЦ. Каналы связи должны быть организованы до узлов доступа ДЦ.</p> <p>3. Согласование объемов телеинформации с АО «Янтарьэнерго» и Филиалом АО «СО ЕЭС» Балтийское РДУ.</p> <p>4. Организацию двух независимых телефонных каналов связи, (основной и резервный) с оперативным персоналом ДОТиСУ АО «Янтарьэнерго» и Филиалом Западные электрические сети.</p> <p>5. Выполнить мероприятия для обеспечения дистанционного ввода графиков аварийного отключения потребителей ПС 110 кВ Прибрежная</p> <p>Точки измерения и объем передаваемой телеинформации корректируется на стадии разработки рабочей документации и согласовывается с ДОТиСУ АО «Янтарьэнерго» и Филиалом АО «СО ЕЭС» Балтийское РДУ.</p> <p>Методы передачи телеинформации должны соответствовать рекомендациям ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004, т.е. система сбора телеинформации должна обеспечивать возможность спорадической, циклической, периодической и фоновой передачи телеинформации, а также передачу по запросу.</p> <p>Телеинформация должна содержать метки всемирного координированного времени, которые должны передаваться в режимах, предусмотренных используемыми протоколами передачи и формулярами их согласования.</p> <p>Присвоение меток времени должно осуществляться в измерительных преобразователях, контроллерах, датчиках (за исключением датчиков неэлектрических величин). При</p>	
--	---	--

	<p>неработоспособности системы единого времени метки времени при передаче телеинформации в ДЦ должны иметь соответствующий признак («недействительно, IV») в соответствии с ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004.</p> <p>Передача ТИ в ДЦ должна осуществляться в инженерных единицах измеряемых величин. Должна быть обеспечена возможность установки апертуры для всех передаваемых в ДЦ ТИ, независимо для каждого параметра.</p> <p>Передача в ДЦ 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 нормального разомкнутого контактов, отнесенных к одному положению КА. При этом передача обобщенного параметра ТС должна выполняться с использованием идентификаторов типа информации в соответствии с ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004.</p> <p>В устройствах телемеханики на подстанции должна быть обеспечена возможность реализации алгоритмов замещения и оперативного дорасчёта параметров, в том числе установка заданных (ручных) значений дежурным персоналом объекта любому передаваемому параметру, параметры, имеющие заданное (ручное) значение, должны иметь соответствующие признаки (замещения, блокировки) в соответствии с ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004.</p> <p>В качестве устройств, обеспечивающих передачу телеинформации в ДЦ, должны использоваться резервированные устройства телемеханики, работающие в режиме «горячего» резервирования как в части сбора информации от датчиков</p>	
--	--	--

(измерительных преобразователей, контроллеров) в составе ССПИ, так и информационного взаимодействия с ДЦ, при этом должна быть обеспечена передачи телеинформации с каждого устройства телемеханики одновременно по двум каналам передачи данных с поддержкой двух активных соединений с активного устройства телемеханики (контроллера, сервера) ССПИ.

В тракте телеизмерений должны использоваться многофункциональные измерительные преобразователи или контроллеры со следующими характеристиками:

- класс точности не хуже 0,5S;
- абсолютная погрешность измерения частоты – не более $\pm 0,01$ Гц, подключаемые к клеммам измерительных трансформаторов класса точности не хуже 0.5S.

Сбор телеинформации с измерительных преобразователей, контроллеров и датчиков (за исключением датчиков неэлектрических величин) в объектных ССПИ должен осуществляться по протоколу, обеспечивающему передачу меток времени и кодов качества.

Должна быть обеспечена возможность контроля работоспособности контроллеров присоединений, измерительных преобразователей и устройств сбора ТС. При выявлении неработоспособности указанных устройств параметры, соответствующие отключенному (вышедшему из строя) устройству сбора, должны иметь признак недостоверности (некорректности) в соответствии с ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004.

Формуляр, включающий в себя настройки протокола, информационного обмена, перечни ТИ, ТС, АПТС, должны быть согласованы с ДЦ.

	<p>Вероятность появления ошибки телеинформации должна соответствовать первой категории систем телемеханики ГОСТ 26.205-88.</p> <p>Суммарное время измерения и передачи телеинформации (кроме телеинформации, используемой для целей функционирования противоаварийной и режимной автоматики) с подстанций в автоматизированные системы диспетчерского управления ДЦ не должно превышать двух секунд без учета времени обработки данных в программно-технических комплексах ДЦ.</p> <p>Всё оборудование системы ССПИ должно иметь схему электропитания, обеспечивающую отсутствие единых точек отказа для основного и резервного направлений информационного обмена и сохранение работоспособности при перерывах электропитания до 6 часов.</p> <p>При измерении метеорологических параметров (температуры окружающего воздуха, скорости ветра и т.п.) проектом должны быть предусмотрены технические решения, обеспечивающие исключение влияния на измеряемые метеорологические параметры близкорасположенных препятствий (строений) и искусственных поверхностей, прямых солнечных лучей, осадков и т.п.</p>	
Система коммерческого учёта электроэнергии	<p>Для цепей учёта электроэнергии применить счётчики электрической энергии аналогичные установленным для всех присоединений 110 кВ. Данные счётчики интегрировать в действующую автоматизированную информационно-измерительную систему коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ). Резервное питание счётчиков осуществить от цепей постоянного оперативного тока.</p>	
Станционные сооружения ВОЛС	<p>Для передачи команд РЗА и ПА, а также для передачи технологической и диспетчерской информации применить</p>	

	<p>волоконно-оптические линии связи (ВОЛС) с переустройством существующих ВОЛС ПАО Вымпелком, ПАО «Ростелеком».</p> <p>Предусмотреть возможность использования оптических ресурсов операторов связи для организации каналов связи.</p> <p>Согласовать рабочую документацию с собственниками ВОЛС</p>	
ВЧ-связь	<p>Выполнить демонтаж в/ч заградителей на ВЛ 110 кВ №139 фаза «А» на ПС 330 кВ О-1 Центральная, ПС 110 кВ Ладушкин, ПС 110 кВ О-59 Прибрежная.</p> <p>Выполнить демонтаж оборудования в/ч связи АВК-3 на ПС 330 кВ О-1 Центральная</p> <p>Выполнить демонтаж конденсаторов связи, фильтров присоединения, на ВЛ 110 кВ №139 фаза «А» на ПС 330 кВ О-1 Центральная, ПС 110 кВ Ладушкин</p>	
Система гарантированного питания	<p>Выполнить систему гарантированного питания для систем связи, АСУ ТП, АИИСКУЭ.</p>	
Требования по структуре Оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления ПС	<p>Обслуживание ОВБ</p>	

Вид обслуживания. Требования к эксплуатации оборудования ПС, техническому обслуживанию и ремонту (ТОиР)	Обслуживается службой подстанций АО «Западная энергетическая компания»	
--	--	--

ПС присвоить следующее диспетчерское наименование: ПС 110 кВ Прибрежная.

7. В ходе проектирования по первому этапу обосновать и выполнить:

7.1 Анализ существующего и проектируемого оборудования 110/15 кВ на совместимость.

7.2. Расчет уставок устройств РЗА объекта проектирования и смежных объектов. Корректировку уставок устройств РЗА образованных присоединений 110 кВ: ВЛ 110 кВ О-1 Центральная – Прибрежная, ВЛ 110 кВ Ладушкин – Прибрежная с учетом присоединения к ПС 110 кВ Прибрежная.

7.3. Расчет токов короткого замыкания. По результатам расчетов токов КЗ должны быть определены требования к отключающей способности коммутационного оборудования на энергообъекте, а также, при необходимости, рекомендации по замене коммутационного оборудования и иного оборудования на объектах прилегающей сети и/или разработаны мероприятия по ограничению токов КЗ.

7.4. По первичному оборудованию:

- Строительство нового присоединения предусмотреть в открытом исполнении ОРУ 110 кВ
- Номинальное напряжение оборудования 110 кВ.

7.5. Схема распределительного устройства: 110-5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов.

В ОРУ-110 кВ предусмотреть:

- Трансформаторы тока 110 кВ в сторону силовых трансформаторов, с обмоткой учета класса точности 0.2S. Количество обмоток и номинальные токи определить на стадии проектирования.
- Выключатели 110 кВ элегазовые, колонковые с электромоторным приводом;
- Разъединители 110 кВ с электромоторным приводом главных и заземляющих ножей.

8. По вторичному оборудованию:

8.1. Микропроцессорные устройства РЗА, устанавливаемые на объекте проектирования, объектах, технологически связанных с объектом проектирования, и объектах, на которых предусматривается выполнение работ, должны обеспечивать свою работу при частоте 45,0 – 55,0 Гц.

8.2. Для микропроцессорных устройств ВН, НН предусмотреть наличие технической документации, руководство по эксплуатации, сервисное и прикладное программное обеспечение на компакт-диске для наладки и технического обслуживания, руководство пользователя системы, а также необходимые соединительные шлейфы и аксессуары.

8.3. Расчеты уставок защит на сторонах ВН и НН с учетом руководящих указаний по расчетам РЗА, а также рекомендаций и методик разработчиков микропроцессорных устройств ВН, НН. В составе РД предоставить заполненные бланки уставок устройств РЗА

Разработку основных решений по релейной защите и автоматике:

8.4. Устройства РЗА согласно требованиям ПУЭ и ПТЭ на стороне 110 кВ, на микропроцессорной базе;

8.5. Применение силовых и контрольных кабелей с изоляцией не распространяющей горения, в том числе контрольных экранированных кабелей;

8.6. Разработать схему распределения устройств информационно-технологических систем по ТТ и ТН;

8.7. Разработать схему организации каналов связи для функционирования релейной защиты и автоматики;

8.8. Аппаратно и функционально резервирующие друг друга устройства РЗА, должны подключаться на разные вторичные обмотки ТТ, питаться от разных автоматических выключателей оперативного тока и иметь независимые выходные цепи.

8.9. Предоставить план ОПУ с указанием мест установки нового оборудования

9. По средствам связи и телемеханики:

9.1. Определить возможность использования существующего оптоволоконного кабеля Л-139 АО «Янтарьэнерго» для организации основного канала связи с передачей данных в Филиал АО «Янтарьэнерго» Западные электрические сети и Филиал АО «СО ЕЭС» Балтийское РДУ. При отсутствии технической возможности присоединения – основной и резервный канал связи организовать через ближайшего провайдера цифровых услуг и сервисов с получением технических условий на присоединение.

9.2. Предусмотреть на ПС 110 кВ О-59 Прибрежная, мероприятия по организации передачи аварийных файлов осциллограмм РАС в ССНТИ Филиала АО «СО ЕЭС» Балтийское РДУ в соответствии со стандартом АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.009-2016 «Релейная защита и автоматика. Автоматизированный сбор, хранение и передача в диспетчерские центры АО «СО ЕЭС» информации об аварийных событиях с объектов электроэнергетики, оснащенных цифровыми устройствами регистрации аварийных событий.

9.3. Точки измерения и объём передаваемой телеинформации корректируется на стадии разработки проектной и рабочей документации и согласовывается с Филиалом АО «СО ЕЭС» Балтийское РДУ, ДОТиСУ АО «Янтарьэнерго».

9.4. Разработать структурную схему АСУ ТП и передачи данных РАС с отражением состава функциональных подсистем и направлений передачи информации.

10. По строительной части ОРУ 110 кВ:

10.1. Выполнить анализ существующих фундаментов под оборудование ОРУ-110 кВ второй очереди. При необходимости, проектом предусмотреть мероприятия по замене (реконструкции переустройству) существующих ж/б конструкций.

10.2. Все существующие конструкции и сооружения должны соответствовать действующим нормативным требованиям.

11. В ходе проектирования по второму этапу обосновать и выполнить:

11.1. Замену оборудования ОРУ-110 кВ первой очереди с выполнением пунктов 7.3 – 7.5 технического задания.

11.2. Замену ЩСН, СОПТ

11.3. Проект систем видеонаблюдения и контроля доступа на территории ПС.

11.4. Проект замены внутриплощадочных дорог, тротуаров и благоустройства. Дорожное покрытие выполнить из асфальтобетона.

11.5. Проект наружного освещения с установкой дополнительных мачт освещения.

11.6. Все технические решения по фундаментам, металлоконструкциям согласовать с АО «Западная энергетическая компания»;

12. Условия проектирования:

12.1. Топографические, инженерно-геологические, гидрологические, метеорологические и природоохранные условия площадки ПС, КЛ, необходимые для разработки безопасных, надежных и экономичных, современных технических и конструктивных решений.

12.2. Расчетные климатические условия: район по ветру - IV, по гололеду - II, степень загрязнения атмосферы – III, максимальная температура наружного воздуха +37 °С, минимальная - 33 °С.

12.3. Противопожарные мероприятия в соответствии с требованиями действующих РД и вновь утвержденными правилами пожарной безопасности для энергетических объектов.

12.4. Сметную документацию стоимости строительства в текущих ценах.

12.5. Выполнить согласование производителя, типа и характеристик оборудования в спецификации проекта с АО «Западная энергетическая компания».

13. Требования и условия к разработке природоохранных мероприятий

– Раздел «Охрана окружающей среды» с оценкой воздействия ПС на окружающую среду с оформлением отдельного тома.

14. Организация-заказчик - АО «Западная энергетическая компания».

15. Проектная организация – на основе конкурса.

16. Исходные данные - Перечень исходных данных, сроки передачи Заказчиком исходных данных, определяются договором на проектирование.

17. Сроки выполнения проекта – определяются Договором подряда.

18. Сроки строительства -2022-2023 гг.

19. Дополнительные требования:

- При разработке материалов ОТР, ПД и РД использовать действующие диспетчерские наименования существующих линий электропередачи, подстанций и подстанционного оборудования энергосистемы Калининградской области, согласно актуальным, ежегодно утверждаемым АО «Янтарьэнерго», АО «Западная энергетическая компания» в части касающейся: «Нормальной схеме электрических соединений 60-110-330 кВ АО «Янтарьэнерго» на предстоящий очередной год» и действующему «Перечню объектов диспетчеризации Филиала АО «СО ЕЭС» Балтийское РДУ с их распределением по способу управления».

- Проектную документацию согласовать с АО «Западная энергетическая компания», АО «Янтарьэнерго» и Филиалом АО «СО ЕЭС» Балтийское РДУ до направления её в экспертизу.

- Проект представить в четырех экземплярах, в том числе один экземпляр в электронном виде в формате PDF, DWG.

Начальник отдела
капитального строительства



В.В. Берковский