

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ



«Красноярскстройэлектропроект»

Свидетельство № П-977-2016-2466119534-8 от 02 сентября 2016 г.

Заказчик – Филиал АО «ИЭСК» «Южные электрические сети»

**Ю21 Реконструкция ПС 220 кВ Светлая (замена Т-1 и
Т-2 мощностью 40 МВА каждый на два по 100 МВА)
(прирост мощности 120 МВА)**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о
сетях и системах инженерно-технического обеспечения**

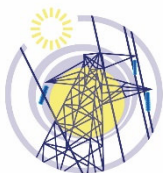
Подраздел 1. Система электроснабжения.

Книга 5. Собственные нужды переменного тока

Том 1.5.1.4

1-ЮЭС-2025/203-1-ИОС1.4

Изм.	№ док.	Подп.	Дата



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«Красноярскстройэлектропроект»

Свидетельство № П-977-2016-2466119534-8 от 02 сентября 2016 г.

Заказчик – Филиал АО «ИЭСК» «Южные электрические сети»

**Ю21 Реконструкция ПС 220 кВ Светлая (замена Т-1 и
Т-2 мощностью 40 МВА каждый на два по 100 МВА)
(прирост мощности 120 МВА)**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о
сетях и системах инженерно-технического обеспечения**

Подраздел 1. Система электроснабжения.

Книга 5. Собственные нужды переменного тока

Том 1.5.1.4

1-ЮЭС-2025/203-1-ИОС1.4

Технический директор

В.В. Транковский

Главный инженер проекта

Г.С. Лазарев

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Содержание тома

Обозначение	Наименование	Примечание
1-ЮЭС-2025/203-СП	Состав проектной документации	
1-ЮЭС-2025/203-1-ИОС1.5.ТЧ	ПС 220 кВ Светлая. Собственные нужды переменного тока	
Приложение А	Задание на разработку проектной и рабочей документации	
Приложение Б	Изменение № 1 к заданию на разработку проектной и рабочей документации	
1-ЮЭС-2025/203-1-ИОС1.5.С	Спецификация оборудования, изделий и материалов	
Графическая часть		
1-ЮЭС-2025/203-1-ИОС1.5.ГЧ л.1	Схема электрическая принципиальная однолинейная собственных нужд	
1-ЮЭС-2025/203-1-ИОС1.5.ГЧ л.2	План сети собственных нужд	

Согласованно

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

						1-ЮЭС-2025/203-1-ИОС1.5.С			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Содержание тома	Стадия	Лист	Листов
Разработал		Лозачев			04.25		П	1	1
Проверил		Транковский			04.25		 ООО «Красноярскстрой электропроект»		
Н. контр.		Бочачев			04.25				
ГИП		Лазарев			04.25				

Состав проектной документации

Состав проектной документации представлен в отдельной книге 1-ЮЭС-2025/203-СП.

Согласованно		

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

						1-ЮЭС-2025/203-СП		
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Состав проектной документации		
Разработал		Лозачев			04.25			
Проверил		Транковский			04.25			
Н. контр.		Бочачев			04.25			
ГИП		Лазарев			04.25	 ООО «Красноярскстрой электропроект»		
						Стадия	Лист	Листов
						П	1	1

Содержание

1.	Основание для разработки проектной документации	6
2.	Перечень нормативной документации	7
3.	Электротехнические решения	9
4.	Разработка комплекса мероприятий по выполнению требований электромагнитной совместимости микропроцессорных устройств	20

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

1. Основание для разработки проектной документации

Основание для проектирования:

- Инвестиционная программа АО «ИЭСК»;
- Схема и программа развития электроэнергетических систем России на 2025 – 2030 годы (идентификатор 24.25.1.109);
- Задание на разработку проектной и рабочей документации «Реконструкция ПС 220 кВ Светлая с заменой силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью 80 МВА каждый (прирост мощности 80 МВА)»;
- Изменение № 1 к заданию на разработку проектной и рабочей документации «Реконструкция ПС 220 кВ Светлая с заменой силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью 80 МВА каждый (прирост мощности 80 МВА).

Инв. № подл.	Подпись и дата					Взам. инв. №	
						1-ЮЭС-2025/203-1-ИОС1.5.ТЧ	Лист
							3
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

2. Перечень нормативной документации

Настоящий раздел разработан на основании следующих нормативных документов:

1. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения, СТО 56947007-29.240.30.010-2008, введены 20.12.07 ОАО «ФСК ЕЭС»;
2. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ», СТО 56947007-29.240.30.047-2010;
3. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), 7-ое издание;
4. РД 34.20.175 «Указания по ограничению токов короткого замыкания в сетях напряжением 35 кВ и выше». СПО ОРГРЭС, 1975;
5. СО 153-34.21.122-2003 (РД 34.21.122) «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций», Минэнерго России, 2003;
6. Нормы технологического проектирования ПС переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. СТО 56947007-29.240.10.248-2017;
7. ГОСТ 9920-89 (МЭК 815-86, МЭК 694-80) «Электроустановки переменного тока на напряжении от 3 до 750 кВ. Длина пути утечки внешней изоляции», Госстандарт СССР, 1989;
8. СП52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение», Министерство регионального развития Российской Федерации;
9. СП 131.13330.2020 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99*;
10. ГОСТ 12.1.030-81* «Электробезопасность. Защитное заземление, зануление», Госстандарт СССР, 1982, изм. 1, 1988;
11. РД 153-34.0-03.301-00 «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий»;
12. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утверждены Приказом МинЭнерго РФ от 19 июня 2003 №229;
13. РД 34.09.101-94 «Типовая инструкция по учету электроэнергии и ее производстве, передаче и распределении», СПО ОРГРЭС, 1995 г.;
14. СО 153-34.48.508. (РД 34.48.508) «Правила защиты установок проводной связи энергосистем от опасных напряжений и токов»;
15. РД 34.48.152 «Руководящие указания по проектированию электропитания средств диспетчерского и технологического управления в энергосистемах»;
16. Федеральный закон от 22.07.2008г. №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
17. РТМ 36.18.32.4-92 – «Указания по расчету электрических нагрузок»
18. СО 34.04.181-2003 «Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей», РАО «ЕЭС России», 2003;
19. Нормативы численности промышленно – производственного персонала электрических сетей, РАО «ЕЭС России», 2002;
20. «Правила по охране труда при работе на высоте», утв. приказом Минтруда России от 28.03.2014 г. № 155н, рег.№ 33990;
21. «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» (ПОТЭЭ);
22. СанПиН 2.2.4.3359-16 «Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах», Минздрав России, 2016;

Взам. инв. №						Подпись и дата						Инв. № подл.						Изм.	Кол. ч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	1-ЮЭС-2025/203-1-ИОС15.ТЧ	Лист	4
диспетчерского и технологического управления в энергосистемах»; 16. Федеральный закон от 22.07.2008г. №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности». 17. РТМ 36.18.32.4-92 – «Указания по расчету электрических нагрузок» 18. СО 34.04.181-2003 «Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей», РАО «ЕЭС России», 2003; 19. Нормативы численности промышленно – производственного персонала электрических сетей, РАО «ЕЭС России», 2002; 20. «Правила по охране труда при работе на высоте», утв. приказом Минтруда России от 28.03.2014 г. № 155н, рег.№ 33990; 21. «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» (ПОТЭЭ); 22. СанПиН 2.2.4.3359-16 «Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах», Минздрав России, 2016;																										

23. ГОСТ 12.1.002-84 «Электрические поля промышленной частоты», Госстандарт СССР. Переиздан в 2002 году;
24. СП 484.1311500.2020 «Системы противопожарной защиты. Системы пожарной сигнализации и автоматизация систем противопожарной защиты. Нормы и правила проектирования»;
25. СП 118.13330.2022 «Свод правил. Общественные здания и сооружения»;
26. СО 153-34.20.187-2003 «Рекомендации по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ», Минэнерго России, 2003;
27. РД 153-34.0-49.101-2003 «Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий»;
28. Постановление Правительства РФ от 16 февраля 2008 г. № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» с изменениями от 12.11.2016 г.
29. Федеральный закон от 30.12.2009 г. № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».
30. СТО 56947007-29.240.044-2010 «Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства»
31. Методические указания по проектированию развития энергосистем, утвержденным Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 30.06.2003г. №281;
32. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (утв. Приказом Минтруда от 24.07.2013 №328н);
33. ГОСТ Р 21.101-2020 Основные требования к проектной и рабочей документации;
34. Иные действующие законодательные и нормативно-технические документы.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист 5
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	1-ЮЭС-2025/203-1-ИОС1.5.ТЧ			

- к промышленным потребителям, что обуславливает первую и вторую категорию по надежности электроснабжения;

В соответствии с заданием на проектирование изменение схем распределения нагрузки существующей ПС не предусматривается. Сведения о количестве электроприемников собственных нужд устанавливаемого оборудования, их установленные и расчетные мощности будут определены на стадии проектной документации.

3.4 Требования к надежности электроснабжения и качеству электроэнергии

Под надежностью электроснабжения (согласно ГОСТ Р 27.102-2021) следует понимать непрерывное обеспечение потребителей электроэнергией заданного качества в соответствии с графиком электропотребления и по схеме, которая предусмотрена для длительной эксплуатации.

Оборудование, примененное при реконструкции ПС 220 кВ Светлая отвечает требованиям надежности:

- безотказности;
- долговечности;
- ремонтпригодности;
- сохраняемости;
- режимной управляемости;
- устойчивости;
- живучести;
- безопасности.

Надежность электроснабжения потребителей ПС обеспечивается:

- секционированием распределительных устройств 35 и 10 кВ;
- применением современного оборудования;
- секционированием распределительных устройств 0,4 кВ с применением автоматического ввода резерва (АВР) на секционном автоматическом выключателе 0,4 кВ;
- прокладкой кабелей с учетом требований по электромагнитной совместимости;
- применением силовых и контрольных кабелей, не распространяющих горение типа нг(А)-LS.

Качество электроэнергии описывает ГОСТ 32144-2013, который устанавливает показатели и нормы качества электрической энергии (КЭ) в точках передачи электрической энергии пользователям электрических сетей.

Показателем КЭ, относящимся к частоте, является отклонение значения основной частоты напряжения электропитания от номинального значения. Отклонение частоты в синхронизированных системах электроснабжения не должно превышать $\pm 0,2$ Гц в течение 95% времени интервала в одну неделю и $\pm 0,4$ Гц в течение 100% времени интервала в одну неделю.

Согласно ГОСТ 32144-2013, медленные изменения напряжения электропитания (как правило, продолжительностью более 1 мин) обусловлены обычно изменениями нагрузки электрической сети.

Показателями КЭ, относящимися к медленным изменениям напряжения электропитания, являются отрицательное и положительное отклонения напряжения электропитания в точке передачи электрической энергии от номинального/согласованного

Взам. инв. №						Лист 8
Подпись и дата						Лист 8
Инв. № подл.						Лист 8
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

силового оборудования и пожарах на ПС предусмотрено:

- молниеотводы для защиты устанавливаемого оборудования от прямых ударов молний и ограничители перенапряжений для защиты от коммутационных перенапряжений;
- установка оборудования с обеспечением технологических разрывов между отдельными электроаппаратами;
- установка нового современного оборудования отвечающих требованиям нормативных документов и повышающих надежность электроснабжения и пожарную безопасность.

Для предотвращения развития аварийных ситуаций, связанных с повреждениями кабелей, проектом предусматривается:

- отдельная прокладка взаиморезервируемых силовых кабелей (контрольных кабелей) и кабелей разного класса напряжения;
- применение кабелей с изоляцией, не распространяющей горение, с индексом нг(А)-LS.

3.6 Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в системе электроснабжения, позволяющих исключить нерациональный расход электрической энергии, и по учету расхода электрической энергии

Для экономии электроэнергии настоящим проектом предусмотрен следующий перечень мероприятий:

- использование современного оборудования с меньшим потреблением электрической энергии;
- снижение плотности тока в электрической сети за счет унификации сечений и применения новых материалов и конструкций проводов и кабелей;
- внедрение интеллектуальных активно-адаптивных систем управления электрической сетью;
- применение силовых и контрольных кабелей с медными жилами.

Автоматизация контроля и управления является одним из важных условий повышения эффективности работы электрических сетей, устойчивости работы оборудования, надежности электроснабжения, уменьшения ошибок персонала, предотвращение повреждений основного оборудования, а также быстрого восстановления энергоснабжения после аварийных нарушений.

Система управления оборудованием предусматривается с реализацией функций автоматизированного контроля и управления.

На объекте проектирования предусмотрена существующая система учета электроэнергии.

Энергосберегающие мероприятия разрабатываются путем применения типовых мероприятий по энергосбережению к выявленным на этапе анализа объектам с наиболее расточительным или неэффективным использованием энергоресурсов.

Данным проектом предусматриваются следующие мероприятия по обеспечению энергетической эффективности:

- назначение ответственных за контролем расхода энергоресурсов и проведение мероприятий по энергосбережению;
- соблюдение правил эксплуатации энергооборудования;
- сетевое резервирование потребителей возможностью перевода питания с одной системы шин на другую;
- внедрение нового, более экономичного, электрооборудования;

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						1-ЮЭС-2025/203-1-ИОС1.5.ТЧ	Лист 10
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

- проведение переключений в рабочей схеме сети, обеспечивающих распределение электроэнергии при минимальных потерях;
- выравнивание нагрузок фаз в сетях 0,4 кВ;
- обеспечение работы измерительных трансформаторов и электросчетчиков в допустимых условиях (отсутствие недогрузки первичных цепей ТТ, перегрузки вторичных цепей ТТ и ТН, обеспечение требуемых температурных условий, устранение вибраций оснований счетчиков и т.д.).

3.7 Сведения о мощности сетевых и трансформаторных объектов, объем реконструкции

В соответствии с техническим заданием предусматриваются следующие мероприятия по реконструкции с учетом пусковых комплексов:

Первый пусковой комплекс:

- замена силового трансформатора Т-1 типа SFSZ-40000-230/38,5/11 мощностью 40 МВА на нетиповой трансформатор SFSZ-100000-230/38,5/10,5 мощностью 100 МВА (мощность обмотки по 35 кВ не менее 80 МВА, по 10 кВ не менее 40 МВА);
- замена маслоприемника трансформатора Т-1;
- монтаж нового маслосборника РГС-50;
- замена оборудования КРУ-35 кВ (ячейки В-35 №1, 5 и 6);
- замена ошиновки 35 кВ от Т-1 до КРУН-35 кВ;
- замена КЛ-35 кВ от КРУН-35 до первой опоры ВЛ 35 кВ Светлая – Баклаши;
- пуско-наладочные работы.

Второй пусковой комплекс:

- замена силового трансформатора Т-2 типа SFSZ-40000-230/38,5/11 мощностью 40 МВА на нетиповой трансформатор SFSZ-100000-230/38,5/10,5 мощностью 100 МВА (мощность обмотки по 35 кВ не менее 80 МВА, по 10 кВ не менее 40 МВА);
- замена маслоприемника трансформатора Т-2;
- замена ошиновки 35 кВ от Т-2 до КРУН-35 кВ;
- установка существующих блоков ТСН-1 и ТСН-2 на новое место;
- установка дополнительных ячеек КРУН-10 кВ для подключения ТСН-1 и ТСН-2;
- перевод питания ТСН-1 и ТСН-2 от шин КРУН-10 кВ;
- монтаж наземный кабельных ж/б лотков;
- пуско-наладочные работы.

Установленная мощность существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 составляет 40 МВА каждый.

В соответствии с заданием на проектирование проектом предусматривается замена трансформаторов Т-1 и Т-2 на нетиповые трансформаторы SFSZ-100000-230/38,5/10,5 мощностью 100 МВА каждый (мощность обмоток по 35 кВ не менее 80 МВА, по 10 кВ не менее 40 МВА), прирост мощности на 120 МВА.

Мощность трансформаторов собственных нужд после реконструкции не изменится.

Расчет токов замыкания на землю приведен в таблице Р2.1.

Таблица Р2.1 – Расчет токов замыкания на землю

ПС Светлая 220/35/10 кВ, РУ 10 кВ, 1 секция (1СШ-10кВ)					
Присоед.	Сечение КЛ/ВЛ	Длина КЛ/ВЛ, км	Уд. знач. I_c , А/км	I_c , А	ΣI_c , А

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

1-ЮЭС-2025/203-1-ИОС15.ТЧ

Лист

11

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Яч.№3	300	0,270	1,0	0,27	0,27
Яч.№9	300	0,270	1,0	0,27	0,27
Яч.№11	240	2,19	1,7	3,72	3,79
	120	0,06	1,16	0,07	
Яч.№13	400	3,5	1,0	3,5	3,5
Яч.№17	300	2,755	1,0	2,76	2,76
Суммарный ток ОЗЗ на 1 секции					10,59
ПС Светлая 220/35/10 кВ, РУ 10 кВ, 2 секция (2СШ-10кВ)					
Яч.№4	240	1,047	1,7	1,78	1,78
Яч.№14	120	0,085	1,16	0,10	1,7
	240	0,85	1,7	1,45	
	95	0,52	0,03	0,15	
Суммарный ток ОЗЗ на 2 секции					3,48
Суммарный ток ОЗЗ сети 10 кВ					14,07

Расчет токов замыкания на землю в сети 10 кВ выполнен для определения необходимости подключения оборудования для компенсации токов и снижения уровня перенапряжений.

Значения емкостных токов для кабельных линий, а также формулы для расчета емкостных токов воздушных линий и мощных двигателей взяты из книги «Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей», М.А. Шабад, стр.141-142.

Суммарный ток замыкания на землю в сети 10 кВ ПС Светлая 220/35/10 кВ составляет **14,07 А** (1 секция – 10,59 А, 2 секция – 3,48 А).

Согласно п.1.2.16 ПУЭ работа электрических сетей напряжением 10 кВ может предусматриваться как с изолированной нейтралью, так и с нейтралью, заземленной через дугогасящий реактор или резистор. Компенсация емкостного тока замыкания на землю должна применяться при значениях этого тока в нормальных режимах в сети напряжением 10 кВ – более 20 А.

Так как значение суммарного емкостного тока сети не превышает допустимое значение, то выполнять компенсацию емкостного тока с помощью дугогасящих реакторов не требуется.

3.8 Решения по организации масляного и ремонтного хозяйства

Масляное и ремонтное хозяйство согласно техническому заданию настоящим проектом не предусматривается.

Масляное хозяйство, состоящее из склада масла и мастерской с оборудованием для обработки и анализа масла, в соответствии с п. 4.2.198 Правила устройства электроустановок (ПУЭ), 7-ое издание предусматриваются на электростанциях, ПС 500 кВ и выше независимо от мощности установленных трансформаторов и ПС 330 кВ с трансформаторами мощностью 200 МВ · А и более.

Проектом предусматривается дополнительная установка маслосборника РГС-50 и реконструкция сети маслоотведения от Т-1 и Т-2.

Взам. инв. №	3.8 Решения по организации масляного и ремонтного хозяйства Масляное и ремонтное хозяйство согласно техническому заданию настоящим проектом не предусматривается. Масляное хозяйство, состоящее из склада масла и мастерской с оборудованием для обработки и анализа масла, в соответствии с п. 4.2.198 Правила устройства электроустановок (ПУЭ), 7-ое издание предусматриваются на электростанциях, ПС 500 кВ и выше независимо от мощности установленных трансформаторов и ПС 330 кВ с трансформаторами мощностью 200 МВ ·А и более. Проектом предусматривается дополнительная установка маслосборника РГС-50 и реконструкция сети маслоотведения от Т-1 и Т-2.						Лист	
	Подпись и дата							
Инв. № подл.	Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	1-ЮЭС-2025/203-1-ИОС15.ТЧ	12

3.9 Перечень мероприятий по заземлению (занулению) и молниезащите

В соответствии с СО 153-34.21.122-2003, ПС 220 кВ Светлая относится к специальным объектам с ограниченной опасностью. Для таких объектов минимально допустимый уровень надежности защиты от прямых ударов молнии (ПУМ) устанавливается в пределах 0,9-0,999.

Молниезащита ПС 220 кВ Светлая предусматривается существующая. Для защиты оборудования от прямых ударов молнии на ПС 220 кВ Светлая установлены молниеотводы на порталах, прожекторной мачте, а также отдельностоящие.

Проектируемое оборудование входит в зону существующей молниезащиты ПС 220 кВ Светлая. Установка дополнительных средств молниезащиты на ПС 220 кВ Светлая не предусматривается, так как высшие точки устанавливаемого оборудования не выше существующего.

Существующая система молниезащиты подстанции после реконструкции не изменится.

Защита силовых трансформаторов и остального оборудования подстанции от волн перенапряжений, приходящих с ВЛ, осуществляется согласно п.4.2.133 ПУЭ ограничителями перенапряжений (ОПН).

В соответствии с СО 34.35.311-2004 проектом предусмотрены следующие мероприятия по предотвращению импульсных помех во вторичных цепях до предельно допустимых значений:

- заземление кратчайшим путем корпусов (или конструкций) измерительных трансформаторов, коммутационных аппаратов;
- трассы кабелей цепей вторичной коммутации на ОРУ проходят на таком расстоянии от молниеотводов, чтобы исключалась возможность обратного перекрытия изоляции кабелей с земли;
- для обеспечения электробезопасности и нормальной работы системы РЗА, ПА и АСУ ТП выполнено защитное и рабочее заземление устройств;
- для цепей постоянного оперативного тока применяются экранированные кабели. Экраны кабелей заземлены с двух сторон;
- отдельным кабелем прокладываются следующие линии:
 - переменного тока от трансформаторов тока;
 - постоянного тока (цепи управления, сигнализации, контроля, измерения и т.п.);
 - силовые цепи переменного тока 380/220 В.
- силовые и контрольные кабели прокладываются по разным трассам в разных лотках.

Устанавливаемое оборудование присоединяется к существующему контуру заземления подстанции стальной полосой сечением 40х5 мм² не менее чем в двух точках. Заземляющие проводники (выпуски), присоединяющие оборудование и металлоконструкции к существующему контуру заземления ПС, прокладываются на глубине не менее 0,3 м.

В новых кабельных лотках с контрольными кабелями прокладывается шина уравнивания потенциалов (ШУП).

3.10 Сведения о типе, классе проводов и осветительной арматуры, которые подлежат применению при строительстве объекта капитального строительства

Полные объёмы монтируемого оборудования и материалов будут определены при дальнейшем проектировании. Объёмы монтируемого оборудования и материалов будут уточняться на стадии разработки проектной и рабочей документации.

В настоящем проекте новое оборудование выбрано по номинальному напряжению присоединений, максимальному длительному току, по отключающей способности и стойкости

Взам. инв. №							
Подпись и дата							
Инв. № подл.							
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	1-ЮЭС-2025/203-1-ИОС1.5.ТЧ	Лист
							13

- питание приводов выключателей 10 кВ;
- питание приводов регуляторов напряжения трансформаторов;
- питание цепей оперативной блокировки.

Питание потребителей собственных нужд реконструируемой подстанции осуществляется на напряжении ~380/220 В переменного тока от существующего щита ЩСН, состоящего из двух секций с АВР с системой заземления TN-C-S согласно п.1.7.3 ПУЭ 7-е издание, в которой функции нулевого защитного и нулевого рабочего проводников совмещены в одном проводнике (PEN) в какой-то ее части, начиная от источника питания.

Проектируемые силовые и контрольные кабели прокладываются по территории ПС 220 кВ Светлая частично в существующих и новых поверхностных ж/б лотках, в ОПУ по существующим кабельным каналам в полу. При этом силовые кабели принимаются медные с изоляцией, не распространяющей горение с индексом нг(А)-LS. Контрольные кабели применяются медные, экранированные с индексом нг(А)-LS. Спуски кабеля к оборудованию выполнены в металлорукавах.

При переходе под дорогами и проездами на территории подстанции кабели прокладываются в блоках типа БДЛ.

Согласно п. 2.3.111 ПУЭ требуется обеспечивать переезд, сохраняя уровень лотков.

Запрещается поверхностные лотки опускать ниже уровня площадки ПС для прохода под дорогой.

Дополнительный ввод новых кабелей в ОПУ осуществляется через неметаллические трубы. Зазоры в отрезках труб, отверстиях и проёмы после прокладки кабелей заделываются негорючим материалом, термоусаживаемыми манжетами или противопожарной пеной. Ввод кабеля в различные шкафы осуществляется с применением сальниковых уплотнителей.

Прокладка кабелей предусмотрена с соблюдением требований пунктов 2.3.123, 2.3.124 ПУЭ седьмого издания.

После прокладки кабельных линий в существующих кабельных поверхностных ж/б лотках необходимо предусмотреть мероприятия по восстановлению огнепреградительных поясов.

Согласно "Правилам пожарной безопасности для энергетических предприятий" РД153-34.0-03.301-00 с учетом седьмого издания п. 2.3.120-5 ПУЭ необходимо устанавливать в кабельных лотках негорючие разделительные перегородки с пределом огнестойкости не менее 0,25 часа, а в местах выхода кабелей из ОПУ, металлических коробов в железобетонные лотки устанавливать огнепреградительные пояса п. 2.3.124-5 ПУЭ из противопожарных подушек с пределом огнестойкости Е145 (0,75 ч). Место перегородок обозначить нанесением на плиты полос красного цвета. Монтаж противопожарных подушек производить в соответствии с инструкцией завода-изготовителя. Перед сооружением противопожарной перегородки очистить проем от мусора. Укладку подушек вести, начиная с нижнего ряда (длинная сторона подушки укладывается вглубь проема), при этом кабели должны быть отделены от строительных конструкций подушками. Заполнение считается полным, если отсутствуют просветы в проеме. После укладки подушек и проверки качества заполнения, обработать торцы перегородок вспучивающимся огнезащитным покрытием (не менее 2-х слоев) с обеих сторон, при этом кабели должны быть обработаны на длину не менее 200 мм в обе стороны от перегородки.

3.15 Компоновка и конструктивные решения

Установка силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 планируется открытого типа, преимущественно комплектного заводского изготовления на проектируемые фундаменты.

Установка дополнительных ячеек КРУН-10 кВ планируется на проектируемых

Инв. № подл.	<table><tr><td>Изм.</td><td>Кол. уч.</td><td>Лист</td><td>№ док.</td><td>Подпись</td><td>Дата</td></tr></table>					Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Лист
						Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	
						1-ЮЭС-2025/203-1-ИОС1.5.ТЧ	15					
Подпись и дата												
Взам. инв. №												

плиты полосу красного цвета. Монтаж противопожарных подушек производить в соответствии с инструкцией завода-изготовителя. Перед сооружением противопожарной перегородки очистить проем от мусора. Укладку подушек вести, начиная с нижнего ряда (длинная сторона подушки укладывается вглубь проема), при этом кабели должны быть отделены от строительных конструкций подушками. Заполнение считается полным, если отсутствуют просветы в проеме. После укладки подушек и проверки качества заполнения, обработать торцы перегородок вспучивающимся огнезащитным покрытием (не менее 2-х слоев) с обеих сторон, при этом кабели должны быть обработаны на длину не менее 200 мм в обе стороны от перегородки.

3.15 Компоновка и конструктивные решения

Установка силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 планируется открытого типа, преимущественно комплектного заводского изготовления на проектируемые фундаменты.

Установка дополнительных ячеек КРУН-10 кВ планируется на проектируемых

металлоконструкциях, преимущественно комплектного заводского изготовления.

Предусмотрена замена ошиновки 35 кВ от Т-1 и Т-2 до КРУН-35 кВ на существующих опорных металлоконструкциях.

Определение степени загрязнения производится в зависимости от характеристик источников загрязнения и расстояния от них до электроустановки по таблицам 1.9.3 - 1.9.18 (ПУЭ 7-е издание). Так же на основании опыта эксплуатации существующего оборудования было принято принять нормальную степень загрязнения.

Существующая компоновка ПС 220 кВ Светлая обеспечивает возможность проведения ремонта и технического обслуживания оборудования:

- имеются сквозные проезды;
- имеется проезд к ОРУ 220 кВ;
- имеется проезд к КРУН-35 кВ;
- имеется проезд к КРУН-10 кВ;
- имеется два въезда на территорию подстанции.

Ошиновка ОРУ 220 кВ выполнена сталеалюминевыми проводами.

С учетом замены оборудования предусматривается частичная замена существующей ошиновки.

Стальные порталы, молниеотводы существующие.

Новые опоры под оборудование, площадки обслуживания и т.д. защищены от коррозии на заводах-изготовителях с применением технологии горячего цинкования.

Соединение гибких проводов в пролетах должно выполняться опрессовкой с помощью соединительных зажимов, а соединения в петлях у опор, присоединение ответвлений в пролете и присоединение к аппаратным зажимам - опрессовкой или сваркой согласно ПУЭ 7-ое издание п. 4.2.46. При этом присоединение ответвлений в пролете выполняется, как правило, без разрезания проводов пролета. Пайка и скрутка проводов не допускаются. Болтовые соединения допускаются только на зажимах аппаратов и на ответвлениях к разрядникам, ОПН, конденсаторам связи и трансформаторам напряжения, а также для временных установок, для которых применение неразъемных соединений требует большого объема работ по ремонту шин. Все ответвления от проводов и шин, а также присоединение их к аппаратным зажимам, ответвительным зажимам предусматривается опрессовкой.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	1-ЮЭС-2025/203-1-ИОС1.5.ТЧ				16

4. Разработка комплекса мероприятий по выполнению требований электромагнитной совместимости микропроцессорных устройств

Современные устройства РЗА, АСУТП, АИИС КУЭ и связи, основанные на МП элементах, имеют широкие функциональные возможности и ряд других преимуществ перед электромеханическими устройствами. Однако, в отличие от них, современные устройства обладают одним существенным недостатком, заключающимся в повышенной чувствительности к электромагнитным помехам. Электрические подстанции являются мощными источниками электромагнитных помех, поэтому для нормального функционирования современных устройств необходимо обеспечивать их ЭМС с ЭМО на энергообъектах.

Попытки использования МП аппаратуры без усиления электромагнитной защиты МП систем и цепей их коммутации часто приводят к возникновению неисправностей:

- пробой изоляции;
- выгорание монтажа;
- повреждение элементов МП;
- сбои в работе и ложная работа систем РЗА;
- связи и управления.

Для обеспечения нормального функционирования МП требуется выполнение следующих условий:

- на энергообъектах уровни полей и помех, воздействующих на МП аппаратуру, не должны превышать значений, при которых обеспечивается устойчивая работа этих устройств;
- уровни разностей потенциалов, прикладываемых к изоляции вторичных цепей, не должны превышать допустимых значений;
- электронные устройства должны проходить испытания на помехоустойчивость по классам жесткости испытаний, определяемым соответствующими государственными и отраслевыми нормативными документами для применения на энергообъектах со свойственной им жесткой ЭМО.

Устанавливаемое оборудование ПС 220 кВ Светлая является источником электромагнитных полей и помех, поэтому для нормального функционирования современных устройств в настоящем проекте предусмотрены мероприятия, обеспечивающие их электромагнитную совместимость с электромагнитной обстановкой. При этом достигается, что уровни полей и помех, воздействующих на электронные и микропроцессорные устройства и их коммуникации, не превышают значений, при которых обеспечивается устойчивая работа этих устройств.

В соответствии с РД 34.20.116-93 проектом предусмотрены следующие мероприятия по предотвращению импульсных помех во вторичных цепях до предельно допустимых значений:

- заземление кратчайшим путем корпусов (или конструкций) измерительных трансформаторов, коммутационных аппаратов, терминалов защит и т.д;
- для обеспечения электробезопасности и нормальной работы систем РЗА и АИИСКУЭ выполнено защитное и рабочее заземление устройств;
- для цепей переменного тока трансформаторов тока и напряжения и цепей

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

постоянного (переменного) оперативного тока применяются экранированные кабели;

- отдельным кабелем прокладываются связи:
- переменного тока от трансформаторов тока;
- постоянного тока (цепи управления, сигнализации, контроля, измерения и т.п.);
- силовые цепи переменного тока.
- силовые и контрольные кабели прокладываются по разным трассам.

Применяемая аппаратура должна иметь сертификат соответствия для размещения в зоне влияния сильных электромагнитных полей, поэтому специальных мер по исключению влияния электромагнитного излучения не предусматривается.

Все вторичные цепи РЗА, АСУТП, АСКУЭ и связи, следует выполнять экранированным кабелем с обязательным заземлением экрана с обеих сторон.

Заземление экранов кабелей в здании необходимо осуществлять либо на вводе в здание, либо в месте конечной разделки кабелей. Для заземления экранов кабелей рекомендуется использовать конструкцию в виде специальных зажимов с большой площадью контакта (СТО 56947007-29.240.044-2010). Экраны необходимо заземлять в месте ввода кабелей в шкафы.

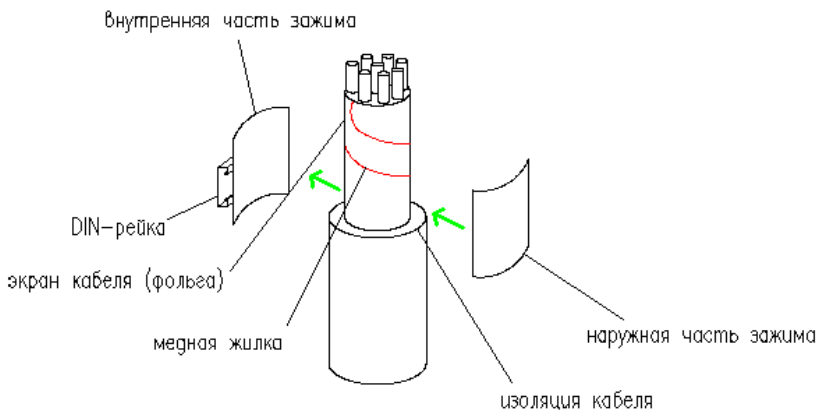


Рис. 4.1. Заземление экрана кабеля типа КВВГэ при помощи специального зажима

Металлические корпуса коробов, используемых для прокладки кабелей в РУ и в помещениях ОПУ заземляются по концам и в промежуточных точках с шагом 5-10 метров. Для заземления использовать гибкие медные провода сечением не менее 4 мм² (желто-зеленого цвета) (ПУЭ п. 1.7.127).

Согласно ГОСТ Р 50571-4-44-2019 необходимо предусматривать прокладку шунтирующих проводников уравнивания потенциалов для усиления экрана контрольного кабеля для предотвращения его повреждения при близких КЗ;

Прокладка шунтирующих проводников уравнивания потенциалов принимается из следующих соображений:

Шунтирующие проводники уравнивания потенциалов закладываются для контрольных кабелей, выходящих за пределы ОПУ;

Для контрольных кабелей, прокладываемых внутри ОПУ (между панелями), ввиду

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

близости точек заземления экранов, уравнивания потенциалов не требуется;

Для контрольных кабелей, выходящих за пределы ОПУ и имеющих одинаковые трассы (параллельных кабелей), предусматривается по одному шунтирующему проводнику уравнивания потенциалов на группу параллельных кабелей.

Сечение шунтирующих проводников уравнивания потенциалов принимается согласно ГОСТ Р 50571.5.54-2024. Учитывая, что для защитных проводников электроустановок используется стальная полоса 40х5 (200 мм²), то половина данного сечения (100 мм²) в пересчете на медный проводник составит 10 мм². Таким образом, для шунтирующих проводников уравнивания потенциалов принимается одножильный медный гибкий проводник желто-зеленого цвета сечением 10 мм².

Шунтирующие проводники уравнивания потенциалов для усиления экрана контрольного кабеля заземляются с двух сторон.

В одном контрольном кабеле не допускается объединение цепей различных классов по уровню испытательного напряжения, измерительных цепей трансформаторов тока и напряжения, цепей управления с цепями измерения и сигнализации, цепей управления, измерения и сигнализации с силовыми цепями переменного тока 0,4/0,23 кВ.

Для обеспечения условий отсутствия обратного перекрытия на цепи вторичной коммутации с ЗУ при ударе молнии следует отнести все вторичные кабели на расстояние не менее 1 м от контура ЗУ, порталов и молниеотводов.

Силовые кабели и вторичные кабели с цепями управления, измерения и сигнализации рекомендуется прокладывать по разным трассам. При прокладке их по одной трассе в соответствии с п. 9.2.9 СТО 56947007-29.240.044-2010 расстояние от контрольного кабеля должно быть не менее:

0,25 м — для силовых кабелей 0,4 кВ, ток КЗ в которых не превышает 1 кА, не используемых для питания потребителей на молниеотводах;

0,60 м — для силовых кабелей до 1 кВ;

1,20 м — для силовых кабелей выше 1 кВ.

Снижение указанных расстояний не допускается.

Для обеспечения электробезопасности обслуживающего персонала и нормальной работы систем РЗА, ПА и АСУ ТП выполняются защитное и рабочее заземление устройств этих систем. Защитное заземление выполняется путем присоединения всех шкафов, панелей и корпусов устройств РЗА, ПА и АСУ ТП к закладным протяженным элементам (полосам, швеллерам), проложенным в полу, к которым крепятся эти устройства. Для снижения входного сопротивления рабочего заземления закладные элементы, проложенные в полу, для каждого ряда панелей должны быть соединены между собой на сварке по концам и в промежуточных точках с шагом 4-6 метров стальной полосой сечением не менее 100 мм².

Рабочее заземление систем РЗА и ПА допускается осуществлять присоединением рабочих (схемных) точек заземления устройств кратчайшим путем к зажимам защитного заземления панелей (шкафов) и корпусов устройств РЗА и ПА.

Рабочее заземление систем АСУ ТП выполняется согласно требованиям, предъявляемым к рабочим заземлениям вычислительных комплексов.

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Также предусмотреть применение кистевых браслетов с шарнирным контактом и заземляющим кордом, присоединяемым к заземляющему устройству.

СОГЛАСОВАНО:

Первый заместитель директора –
главный диспетчер Филиала
АО «СО-ЕОС» Иркутское РДУ



С.А. Клепиков
2024 г.

УТВЕРЖДАЮ:

Технический директор –
главный инженер АО «ИЭСК»



Ю.Н. Терских
2024 г.

ЗАДАНИЕ

на разработку проектной и рабочей документации
«Реконструкция ПС 220 кВ Светлая с заменой силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 на
трансформаторы мощностью 80 МВА каждый (прирост мощности 80 МВА)»

1. Основание для проектирования.

- 1.1 Инвестиционная программа АО «ИЭСК».
- 1.2 Схема и программа развития электроэнергетических систем России на 2024 – 2029 годы, утвержденная приказом Минэнерго России от 30.11.2023 № 1095.

2. Вид строительства.

- 2.1 Реконструкция.

3. Район, пункт и площадка строительства.

- 3.1 Участок расположен: Иркутская область, г. Шелехов, ул. Индустриальная (в районе д. 4Б).

4. Основные технико-экономические показатели.

- 4.1 Реконструкция ПС 220 кВ Светлая:
 - замена трансформаторов Т-1, Т-2 на два трансформатора напряжением 220/35/10 кВ и мощностью по 80 МВА каждый;
 - реконструкция оборудования РУ-35 кВ;
 - замена провода ВЛ-35 кВ Светлая -Баклаши.

5. Объем проектной документации.

- 5.1 Проектную документацию на объект капитального строительства разработать в соответствии с «Положением о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», утвержденным Постановлением Правительства РФ от 16.02.2008г. № 87, в объеме, необходимом для прохождения государственной экспертизы и осуществления строительства.
- 5.2 Рабочую документацию на объект капитального строительства разработать в объеме необходимом для реализации в процессе строительства архитектурных, технических и технологических решений, содержащихся в проектной документации.
- 5.3 Проектирование выполнить в соответствии с действующими нормативными документами: ГОСТ, СанПиН, СНиП, РДС, ВНТП, НТП, СП, ПУЭ, инструкциями производителей.

6. Основные проектные решения.

- 6.1 Схему РУ-35 кВ принять существующую типовую № 35-9 «Одна, секционированная выключателем, система шин».

Выполнить реконструкцию РУ-35 кВ в объеме:

- замена оборудования ячеек 35 кВ Баклаши А и Б на ток 1600А;
- замена ТТ-35 кВ ячеек 35 кВ Баклаши А и Б на ТТ с Ктт 1500/5;
- усиление/замена ошиновки 35 кВ от Т-1 и Т-2 до КРУН-35 кВ;
- прокладка дополнительных/замена КЛ-35 кВ от КРУН-35 кВ до первой опоры ВЛ-35 кВ Светлая-Баклаши.

Объем реконструкции уточнить при проектировании и согласовать с ЮЭС.

6.2 Схему РУ-10 кВ принять существующую типовую № 10-1 «Одинокная, секционированная выключателем, система шин». Количество ячеек отходящих линий на секциях шин 10 кВ уточнить проектом и согласовать с ЮЭС.

6.3 Принять два трёхобмоточных силовых трансформатора напряжением 220/35/10 кВ мощностью по 80 МВА каждый. Мощность силовых трансформаторов уточнить проектом и согласовать с ЮЭС.

6.4 Микропроцессорные устройства РЗА, устанавливаемые на объекте проектирования, объектах, технологически связанных с объектом проектирования, и объектах, на которых предусматривается выполнение работ, должны соответствовать «Требованиям 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», утверждённым приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 101.

6.5 На стадии ОТР определить объём необходимой реконструкции РЗА и ПА на ПС, питающих ВЛ 220 кВ, отходящих присоединений 35 кВ, 10 кВ. При установке дополнительных устройств РЗА применить МП терминалы того же типа, что установлены на ПС.

6.6 Проектом предусмотреть:

6.6.1 Реконструкцию маслосборника, маслоприёмников и фундаментов Т-1 и Т-2 (объём реконструкции определить проектом).

6.6.2 Установку реакторов 10 кВ на шинных мостах 10 кВ Т-1 и Т-2 (необходимость установки определить проектом по результатам расчётов $I_{кз}$).

6.6.3 Установку на каждой из секций шин 10 кВ ДГР с высокоомными резисторами (мощность ДГР уточнить проектом, результаты расчётов представить в проекте).

6.6.4 Установку в сети 10 кВ и 35 кВ на каждой из секций шин терминалов определения повреждённых фидеров, действующих на сигнал, а далее на отключение повреждённого фидера релейной защитой.

6.6.5 Трансформаторы тока: для ТТ 35 кВ, 10 кВ количество и класс точности вторичных обмоток определить на стадии ОТР. Трансформаторы тока для вводных ячеек 10/35 кВ Т-1 и Т-2 во всех трёх фазах предусмотреть четырёхобмоточные (либо два двухобмоточных ТТ, установленных последовательно) с классами обмоток 0,5S/0,5/10-/10-(0,5S/10-и 0,5/10-), а для СВ-10/35 кВ и новых линейных ячеек 10 кВ в трёх фазах, трёхобмоточные с классом: 0,5S/0,5/10-.

Для трансформаторов тока 220 кВ и трансформаторов тока вводных ячеек 10/35 кВ Т-1 и Т-2 класс точности для релейной защиты, Мощность вторичных обмоток, коэффициент безопасности для обмоток 0,5S и 0,5, выбранный коэффициент предельной кратности для обмоток релейной защиты подтвердить расчётами согласно ГОСТ Р 58669-2019 «Релейная защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные с замкнутым магнитопроводом для защиты. Методические указания по определению времени до насыщения при коротких замыканиях» с учётом использования терминалов различных производителей. По результатам расчётов параметров ТТ для проведения тендера составить перечень производителей терминалов, удовлетворяющих требованиям ГОСТ Р 58669-2019.

Для трансформаторов тока СВ-10, СВ-35 кВ, трансформаторов тока отходящих ячеек класс точности трансформаторов тока для релейной защиты, мощность вторичных обмоток, коэффициент безопасности для обмоток 0,5S и 0,5, выбранный коэффициент предельной кратности для обмоток для релейной защиты подтвердить расчётами согласно рекомендациям производителей терминалов.

Расчёты выполнить до составления технических требований к трансформаторам тока и заказа оборудования.

6.6.6 Присоединение ТСН к шинам КРУН-10 кВ через выключатели согласно пункту 9.1.12 «Норм технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС) СТО 56947007- 29.240.10.248-2017».

6.6.7 Установку дополнительных линейных ячеек 10 кВ аналогичных существующим типа К-59-НЭТЗ УХЛ1 (при необходимости установки для ТСН и ДГР-10).

6.6.8 Выполнение расчётов токов короткого замыкания сети СН-0,4 кВ и сети постоянного тока. Выбрать уставки автоматических выключателей (номинальных токов плавких

предохранителей) в данных сетях с учётом их чувствительности, селективности, быстродействия с выдачей проектных расчётов в СРЗЭИ ЮЭС. Кабельная продукция должна быть проверена на термическую стойкость и невозгорание при воздействии тока короткого замыкания. Расчёты оформить отдельным комплектом для СН-0,4 кВ и отдельным комплектом по сети постоянного тока, комплекты выдать в СРЗЭИ ЮЭС.

6.6.9 Схемы распределения по трансформаторам тока и напряжения устройств РЗА с привязкой к действующим устройствам и оборудованию.

6.6.10 Принципиальные и функционально-логические схемы (алгоритмы функционирования) устройств РЗА и внешних связей с другими устройствами РЗА, коммутационными аппаратами; переключающие устройства (испытательные блоки, переключатели и т.п.), необходимые для оперативного ввода/вывода из работы устройств РЗА и отдельных функций и цепей; сигналы, отображаемые с помощью светодиодов.

6.6.11 Вместе с этим должны быть предоставлены:

- техническая информация и руководство по эксплуатации на русском языке;
- методические материалы по расчёту параметров настройки;
- бланки заданий уставок РЗА в редактируемом формате;
- решения по синхронизации терминалов по сигналам точного времени;
- монтажные схемы панелей, шкафов и оборудования;
- данные по параметрированию (конфигурированию) микропроцессорных устройств РЗА в форме, рекомендованной заводом-изготовителем;
- схемы организации цепей оперативного тока устройств РЗА;
- схемы организации цепей напряжения устройств РЗА;
- заказные спецификации на устройства РЗА с указанием версии (типоисполнения) для микропроцессорных устройств РЗА.

6.6.12 Расчёт защит прилегающей сети 10/35 кВ (при необходимости).

6.6.13 Выполнить расчёт и выбор параметров настройки (уставок) устройств РЗА трансформаторов (Т-1 и Т-2). Выполнить анализ, расчёт и выбор параметров настройки (уставок) существующих устройств РЗА питающей сети 220 кВ для определения необходимости реконструкции существующих защит на смежных подстанциях с учётом следующих требований:

6.6.14 Выполнить анализ параметров настройки (уставок) устройств РЗА (основных и резервных защит) на предмет отстройки от КЗ за трансформаторами ПС 220 кВ Светлая. При необходимости предусмотреть мероприятия, исключающие неселективную работу устройств РЗА прилегающей сети при КЗ за трансформаторами.

6.6.15 Выполнить анализ параметров настройки (уставок) устройств РЗА резервных защит (ДЗ) прилегающей сети на предмет обеспечения дальнего резервирования трансформаторов ПС 220 кВ Светлая. При необходимости предусмотреть мероприятия по усилению ближнего резервирования (два независимых комплекта защит и УРОВ).

6.6.16 Устройство для силовых трансформаторов анкерных точек для крепления страховочных привязей.

6.6.17 Устройство противопожарных перегородок между силовыми трансформаторами Т-1 и Т-2 (необходимость установки определить проектом).

6.6.18 Вторичные кабельные связи выполнять контрольными кабелями, выпущенными по ГОСТ 26411-85, при применении ТУ кабеля необходимо предусмотреть на порядок выше сечение жил в два раза. Проектной организации при разработке РД в кабельном журнале учитывать сечение контрольных кабелей, выпущенных по ГОСТ и ТУ.

6.6.19 Выполнение расчета загрузки трансформаторов ПС, коммутационного и иного оборудования в нормальных и ремонтных схемах, а также при нормативных возмущениях в указанных схемах (на предмет выполнения условия n-1) на момент реализации реконструкции ПС и на перспективу 5 лет с учетом естественного ежегодного прироста нагрузки по данному району и с учетом выданных, но не реализованных договоров на тех. присоединение.

6.6.20 Реконструкцию ВЛ-35 кВ Светлая-Баклаши в объеме:

- замены провода на композитный без замены опор и по возможности использования существующей стеклянной изоляции. Тип провода определить проектом по результатам

расчётов нормальных и аварийных режимов работы ВЛ-35 кВ Светлая-Баклаши (объём работ и тип провода согласовать с ЮЭС);

- произвести расчет механической нагрузки на линейную арматуру, изоляцию и на опоры ВЛ-35 кВ с условием выполнения замены провода.

7. Охрана окружающей среды..

Выполнить раздел «Мероприятия по охране окружающей среды» содержащий:

7.1 Результаты оценки воздействия на окружающую среду.

7.2 Перечень мероприятий по предотвращению и (или) снижению возможного негативного воздействия намечаемой хозяйственной деятельности на окружающую среду и рациональному использованию природных ресурсов на период строительства и эксплуатации объектов электроснабжения ПС.

7.3 Перечень и расчёт затрат на реализацию природоохранных мероприятий и компенсационных выплат.

8. Обеспечение пожарной безопасности.

Выполнить раздел «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности», содержащий описание и обоснование проектных решений, обеспечивающих пожарную безопасность электрооборудования ПС.

9. Пусковые комплексы.

9.1 Проектом выделить следующие пусковые комплексы:

Первый пусковой комплекс:

- замена трансформатора Т-1 на трансформатор 220/35/10 кВ мощностью 80 МВА;
- монтаж нового маслоборника (при необходимости);
- замена оборудования КРУ-35 кВ (ячейки В-35 Баклаши А и Б);
- прокладка дополнительных/замена КЛ-35 кВ от КРУН-35 кВ до первой опоры ВЛ-35 кВ Светлая-Баклаши.

Второй пусковой комплекс:

- замена трансформатора Т-2 на трансформатор 220/35/10 кВ мощностью 80 МВА;
- перевод питания ТСН-1 и ТСН-2 от шин КРУН-10 кВ;
- монтаж оборудования ДГР-10 кВ.

Третий пусковой комплекс:

- замена провода ВЛ-35 кВ Светлая-Баклаши.

Состав и объем мероприятий пусковых комплексов в проектной документации может быть откорректирован с учётом ОТР, разработанных для этапов набора нагрузки.

10. Стадийность проектирования.

10.1 Предусмотреть этапы проектирования:

I этап:

- разработка, обоснование, согласование с АО «ИЭСК», ЮЭС, затем с Филиалом АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ основных технических решений (ОТР).

В составе ОТР представить сметную стоимость строительства.

II этап:

- разработка, согласование с АО «ИЭСК», ЮЭС, затем с Филиалом АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ технических требований к оборудованию в соответствии с требованиями нормативно-технических документов.

III этап:

- разработка, согласование с АО «ИЭСК», ЮЭС, затем с Филиалом АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ проектной документации;
- сопровождение негосударственной экспертизы проектной документации в соответствии с требованиями нормативно-технических документов.

IV этап:

- разработка, согласование с АО «ИЭСК», ЮЭС, затем с Филиалом АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ рабочей документации в соответствии с требованиями нормативно-технических документов.

Сводный сметный расчёт и локальные сметы на строительно-монтажные и наладочные работы выполнить в текущих ценах согласно Исходных данных Заказчика (см. Приложение №1).

11. Особые условия проектирования и строительства.

11.1 Проектирование выполнить в соответствии с действующими нормативными документами:

- Правила устройства электроустановок (ПУЭ), 7 издание;
- Требования к обеспечению надёжности электроэнергетических систем, надёжности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», утверждённые приказом Минэнерго РФ от 03.08.2018 № 630;
- Требования к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию, утверждённые приказом Минэнерго России от 08.02.2019 № 81.
- Методические указания по проектированию развития энергосистем, утвержденные Приказом Минэнерго России от 06.12.2022 № 1286;
- 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, утверждённые приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 101;
- Требования к каналам связи для функционирования релейной защиты и автоматики, утвержденные приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 97;
- Правила технологического функционирования электроэнергетических систем, утверждённые Постановлением Правительства РФ от 13.08.2018 № 937;
- Требования к релейной защите и автоматике различных видов и ее функционированию в составе энергосистемы, утвержденные приказом Минэнерго России от 10.07.2020 № 546;
- Правила создания (модернизации) комплексов и устройств релейной защиты и автоматики в энергосистеме, утвержденные приказом Минэнерго России от 13.07.2020 № 556;
- «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. СТО 56947007-29.240.10.248-2017»;
- «Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35-750 кВ. СТО 56947007-29.240.55.016-2008»;
- «Методические указания по выбору оборудования СОПТ». СТО-56947007-29.120.40.216-2016
- «Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем. (РД 34.35.310-97)»;
- Межгосударственный стандарт ГОСТ 34045-2023 «Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования»;
- ГОСТ Р 59909-2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Классификация»;
- ГОСТ Р 57114-2022 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-технологическое управление. Термины и определения»;
- ГОСТ Р 55105-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования»;
- ГОСТ Р 59232-2020 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление

режимами энергосистем. Устройства автоматической частотной разгрузки. Нормы и требования»;

- ГОСТ Р 58335-2018 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое ограничение снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности. Нормы и требования»;

- ГОСТ Р 58601-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Автономные регистраторы аварийных событий. Нормы и требования»;

- ГОСТ Р 59550-2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Сбор хранение и передача в диспетчерские центры в автоматическом режиме файлов с данными регистрации аварийных событий. Нормы и требования»;

- «Положение о составе разделов проектной документации и требования к их содержанию», утверждено Постановлением Правительства РФ №87 от 16.02.2008г. (в ред. от 21.12.2009г. №1044);

- «Общие требованиями к системам противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики, телеметрической информации, технологической связи в ЕЭС России», утверждено Приказом АО РАО «ЕЭС России» №57 от 11.02.2008г.;

- СНиП 11-01-95 и другими действующими нормативно-техническими документами. Данный список НТД не является полным и окончательным. При проектировании необходимо руководствоваться последними редакциями документов, необходимых и действующих на момент разработки документации.

11.2 Выполнить раздел «Разработка комплекса мероприятий по выполнению требований электромагнитной совместимости микропроцессорных устройств».

В разделе определить электромагнитную обстановку на всех присоединениях, на которых устанавливаются микропроцессорные устройства РЗА, АСУТП и др., а также определить комплекс мероприятий в соответствии с требованиями «Методических указаний по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства» (СТО 56947007- 29.240.044 - 2010).

11.3 Для проектирования и строительства данного объекта выполнить полный комплекс инженерных изысканий. Оформить отчёт по топографо-геодезическим, инженерно-геологическим и инженерно-гидрометеорологическим работам.

11.4 Выполнить раздел «Расчёт токов КЗ».

В составе раздела должны быть выполнены расчёты токов КЗ на шинах 10/35/220 кВ ПС 220 кВ Светлая. По результатам расчётов должны быть определены требования к отключающей способности коммутационного оборудования, термической и динамической стойкости коммутационного и иного оборудования, выполнена проверка соответствия оборудования расчётным токам КЗ, обеспечения требуемой погрешности измерительных трансформаторов тока по условиям надёжной работы устройств РЗ и СИ, расчёт параметров срабатывания устройств РЗ.

11.5 Разработать технические требования к комплексу защит и автоматики реконструируемого объекта.

11.6 Раздел «Релейная защита и противоаварийное управление» выполнить с учётом требований раздела «Основные проектные решения»:

- В части решений по РЗА рабочая документация должна содержать:
 - пояснительная записка, включающая в себя проектный расчет и выбор параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования устройств и комплексов РЗА ПС 220 кВ Светлая;
 - схемы распределения по трансформаторам тока и напряжения устройств РЗА, информационно-измерительных систем (автоматизированных систем управления технологическим процессом, автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии);
 - принципиальные и монтажные схемы электрических соединений устройств РЗА и внешних связей с другими устройствами РЗА, трансформаторами тока и напряжения, преобразователями аналоговых сигналов и дискретных сигналов, коммутационными аппаратами, устройствами

высокочастотной связи, на которых в графическом виде должны быть представлены все коммуникации между ними;

- принципиальные и (или) функционально-логические схемы в графическом виде, отражающие алгоритмы функционирования устройств РЗА, выполненные с применением стандартных для применяемого устройства РЗА логических элементов;
- данные по параметрированию (конфигурированию) микропроцессорных устройств РЗА, оформленные на бланках, рекомендуемых заводом-изготовителем устройств РЗА;
- схемы организации каналов связи, обеспечивающих функционирование РЗА, выполненные в соответствии с Требованиями к каналам связи для функционирования РЗА;
- заказные спецификации на устройства РЗА с указанием версии (типоисполнения) для микропроцессорных устройств РЗА;
- принципиальные и монтажные схемы организации цепей оперативного тока устройств РЗА;
- принципиальные и монтажные схемы организации цепей напряжения устройств РЗА;
- принципиальные и монтажные схемы электрических соединений автоматики управления выключателей;
- технические решения по реализации информационного обмена устанавливаемых (модернизируемых) комплексов и устройств РЗА с автоматизированной системой управления технологическим процессом объекта электроэнергетики, автоматизированными системами технологического управления, автоматизированными системами диспетчерского управления с учетом требований к сбору, хранению и передаче в автоматическом режиме в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике файлов с данными регистрации аварийных событий в соответствии с ГОСТ Р 59550-2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Сбор хранение и передача в диспетчерские центры в автоматическом режиме файлов с данными регистрации аварийных событий. Нормы и требования».

11.6.1 Выполнить расчёт и выбор параметров настройки (уставок) устройств РЗА трансформаторов (Т-1 и Т-2), присоединений 10/35 кВ. Выполнить анализ, расчёт и выбор параметров настройки (уставок) существующих устройств РЗА питающей сети 220 кВ для определения необходимости реконструкции существующих защит на смежных подстанциях с учётом следующих требований:

- выполнить анализ параметров настройки (уставок) устройств РЗА (основных и резервных защит) на предмет отстройки от КЗ за трансформаторами ПС 220 кВ Светлая. При необходимости предусмотреть мероприятия, исключающие неселективную работу устройств РЗА прилегающей сети при КЗ за трансформаторами;
- выполнить анализ параметров настройки (уставок) устройств РЗА резервных защит (ДЗ) прилегающей сети на предмет обеспечения дальнего резервирования трансформаторов ПС 220 кВ Светлая. При необходимости предусмотреть мероприятия по усилению ближнего резервирования (два независимых комплекта защит и УРОВ).

11.6.2 При необходимости реконструкции устройств РЗА на смежных подстанциях, устройства РЗА выполнить на МП терминалах. Расчёт уставок согласовать с АО «ИЭСК». Уставки защит должны быть оформлены на бланках уставок, рекомендованных производителем терминалов.

11.7 Разработать раздел «Расчёт электрических режимов» в прилегающей к ПС 220 кВ Светлая электрической сети 220-110 кВ для нормальной, ремонтных и аварийных схем.

В разделе должны быть приведены описание и результаты расчетов установившихся электроэнергетических режимов в прилегающей к объекту проектирования электрической сети 220-110 кВ в объеме, достаточном для выбора оборудования ПС, также необходимые для определения количественного состава устройств ПА и для расчёта и выбора параметров настройки и алгоритмов функционирования существующих и проектируемых комплексов и устройств ПА для нормальной и основных ремонтных схем, а также при нормативных возмущениях в указанных схемах в соответствии с требованиями Методических указаний по устойчивости энергосистем, утвержденных приказом Минэнерго России от 03.08.2018 г № 630 и Методических указаний по проектированию развития энергосистем, утвержденных приказом

Минэнерго России от 6 декабря 2022 г. № 1286, на год окончания реконструкции объекта и на последний год периода, рассмотренного в актуальной редакции Схемы и программы развития электроэнергетических систем России с учетом этапности реконструкции существующих и ввода/вывода электросетевых объектов, объектов генерации и динамики изменения электрических нагрузок (в случае прогнозирования существенного изменения режимно-балансовой ситуации в связи с вводом/выводом генерирующих и электросетевых объектов расчеты должны быть дополнительно выполнены для каждого года рассматриваемого периода).

При анализе перспективных режимов работы электрической сети 110 кВ и выше необходимо рассматривать режимы максимальных нагрузок в зимний и летний периоды.

Результаты расчетов электроэнергетических режимов должны включать в себя данные по токовым нагрузкам ЛЭП, (авто)трансформаторов ПС, потокораспределению активной и реактивной мощности, уровням напряжения в сети 110 кВ и выше, представленные в табличном и графическом видах (нанесенные на однолинейную схему замещения сети).

11.8 Расчёты электроэнергетических режимов должны выполняться на предоставленных Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири актуальных цифровых моделях для проведения расчета электрических режимов, в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2557 «Об утверждении Правил формирования и поддержания в актуальном состоянии цифровых информационных моделей электроэнергетических систем и перспективных расчетных моделей электроэнергетических систем для целей перспективного развития электроэнергетики». В случае необходимости проектная организация в предоставленных расчетных моделях выполняет моделирование дополнительных элементов электрической сети номинальным напряжением 110 кВ и ниже в объеме, необходимом для целей выполнения настоящей работы, после чего направляет скорректированные расчетные модели на рассмотрение в ОДУ Сибири.

11.9 На основании результатов расчетов должен быть проведен выбор оборудования ПС и ВЛ, определены объемы необходимого электросетевого строительства, очередность ввода элементов электрической сети, определены мероприятия по обеспечению допустимых параметров электроэнергетического режима.

11.10 В случае превышения расчетными величинами допустимых параметров питающей подстанции электрической сети 110 кВ (провода ЛЭП, выключатели, разъединители, ТТ, ВЧ-заградители, ошиновки и т.д.) предусмотреть режимные мероприятия, автоматику ограничения перегрузки оборудования, усиление сети, а также замену оборудования и устройств вне зависимости от принадлежности.

11.11 Разработать раздел проекта «Организация строительства». В разделе предусмотреть очерёдность выполнения работ по реконструкции с учётом обеспечения надёжности электроснабжения потребителей. В рабочем проекте выделить пусковые комплексы, временные сооружения и схемы, необходимые для поэтапной реконструкции оборудования.

11.12 В документации необходимо привести параметры планируемого к установке электросетевого оборудования напряжением 110 кВ и выше в объеме, предусмотренном приложениями № 1 и № 2 к Правилам предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденным приказом Минэнерго России от 20.12.2022 г. № 1340.

11.13 Рабочую документацию выполнять только после того, как заказчик произведёт выбор основного оборудования и материалов и письменно, но не позднее 10 рабочих дней с момента выбора, уведомит подрядную организацию о возможности выполнять разработку рабочей документации.

11.14 Выполнить согласование проектной документации с инспектирующими организациями и заинтересованными организациями.

11.15 В сводном сметном расчёте предусмотреть затраты на:

- приобретение спец. инструмента и аппаратуры, необходимого для ввода в работу поставляемого оборудования по техническим требованиям;
- проведение работ на подтверждение выполненных мероприятий требованиям электромагнитной совместимости;

- согласование, экспертизу, оформление землеустроительных дел с постановкой земельного участка на государственный кадастровый учёт (при необходимости расширения земельного участка).

11.16 Срок выдачи заказных спецификаций оговорить в календарном плане к договору.

11.17 На каждой стадии разработки проектно-сметной документации проектная организация должна предоставлять документацию в печатном и электронном виде в объёме:

- 4 комплекта на бумажном носителе, в т.ч. один экземпляр документации должен быть прошит, пронумерован и заверен печатью проектной организации;

- Один экземпляр в электронном виде в формате PDF и редактируемом виде MS Office. Схемы по РЗА должны быть выполнены в формате А3 и переданы без ограничений в редактируемом формате Visio и Adobe Acrobat (PDF).

11.18 Подрядчик (проектная организация) несёт ответственность за правильность и достаточность разработанной проектной и рабочей документации (всех разделов проекта) независимо от подтверждения (согласования) Заказчиком проектно-сметной документации.

11.19 При направлении откорректированных материалов ПД (ОТР, СЭП) разработчиком должен быть приложен перечень направляемых томов (разделов) с указанием страниц, в которые были внесены изменения. Кроме того, указанные изменения должны быть выделены цветом по тексту документов.

11.20 Не допускается передача проектной документации в органы экспертизы без получения согласования АО «ИЭСК», собственников объектов, технологически связанных с объектом проектирования, и собственниками объектов, на которых предусматривается выполнение работ.

11.21 Сбор исходных данных, необходимых для корректного выполнения проектной документации и построения расчётной модели сети, от субъектов электроэнергетики и их верификация выполняются проектной организацией самостоятельно.

11.22 Разработанная проектная, рабочая и конкурсная документация являются собственностью Заказчика, и передача её третьим лицам без его согласия запрещается.

12. Проектная организация.

Определяется конкурсом.

13. Срок выполнения проекта.

По календарному графику к договору на выполнение проектно-изыскательских работ.

14. Заказчик.

Филиал АО «ИЭСК» «Южные электрические сети».

15. Перечень исходных данных.

15.1 Перечень исходных данных, сроки подготовки и их передачи определяются условиями Договора на разработку проектной документации и календарным графиком.

15.2 Получение исходных данных проектной организацией выполняется с выездом на объекты. Заказчик обеспечивает организационную поддержку доступа представителей проектной организации для получения информации.

Директор филиала АО «ИЭСК»
«Южные электрические сети»



А.В. Потапов

СОГЛАСОВАНО:

Первый заместитель директора –
главный диспетчер Филиала
АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ



Д.С. Зинаков

« 18 » 11 2024 г.

УТВЕРЖДАЮ:

Технический директор –
главный инженер
АО «ИЭСК»



Ю.Н. Терских
2024 г.

Изменение № 1

к заданию на разработку проектной и рабочей документации
«Реконструкция ПС 220 кВ Светлая с заменой силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью 80 МВА каждый (прирост мощности 80 МВА)»

1. **Наименование проектной и рабочей документации** «Реконструкция ПС 220 кВ Светлая с заменой силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью 80 МВА каждый (прирост мощности 80 МВА)» **принять в следующей редакции:** «Реконструкция ПС 220 кВ Светлая с заменой силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью 100 МВА каждый (прирост мощности 120 МВА)».

2. **Пункт 1.2 принять в следующей редакции:**

«1.2 Схема и программа развития электроэнергетических систем России на 2025-2030 годы (Приложение № 4 идентификатор 24.25.1.109).».

3. **Пункт 4.1 принять в следующей редакции:**

«4.1 Реконструкция ПС 220 кВ Светлая:

- замена трансформаторов Т-1, Т-2 на два трансформатора напряжением 220/35/10 кВ и мощностью по 100 МВА каждый;
- реконструкция оборудования РУ-35 кВ;
- замена провода ВЛ-35 кВ Светлая -Баклаши.».

4. **Пункт 6.3 принять в следующей редакции:**

«6.3 Принять два нетиповых силовых трансформатора напряжением 220/35/10 кВ мощностью по 100 МВА каждый (мощность обмоток принять по 35 кВ не менее 80 МВА, по 10 кВ не менее 40 МВА). Мощность, характеристики силовых трансформаторов уточнить в проектной документации и согласовать с Филиалом АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ, АО «ИЭСК» и ЮЭС.».

5. **Пункт 9.1 принять в следующей редакции:**

«9.1 Проектом выделить следующие пусковые комплексы:

Первый пусковой комплекс:

- замена трансформатора Т-1 на трансформатор 220/35/10 кВ мощностью 100 МВА;
- монтаж нового маслосборника (при необходимости);
- замена оборудования КРУ-35 кВ (ячейки В-35 Баклаши А и Б);
- прокладка дополнительных/замена КЛ-35 кВ от КРУН-35 кВ до первой опоры ВЛ 35 кВ Светлая – Баклаши.

Второй пусковой комплекс:

- замена трансформатора Т-2 на трансформатор 220/35/10 кВ мощностью 100 МВА;
- перевод питания ТСН-1 и ТСН-2 от шин КРУН-10 кВ;
- монтаж оборудования ДГР-10 кВ.

Третий пусковой комплекс:

- замена провода ВЛ-35 кВ Светлая-Баклаши.

Состав и объем мероприятий пусковых комплексов в проектной документации может быть откорректирован с учётом ОТР, разработанных для этапов набора нагрузки.».

6. Пункт 11.4 принять в следующей редакции:

«11.4 Выполнить раздел «Расчёт токов КЗ».

В составе раздела должны быть выполнены расчеты токов КЗ на шинах объекта проектирования, а также на шинах энергообъектов прилегающей электрической сети 10, 35, 220 кВ на год ввода объекта в эксплуатацию и на последний расчетный год СиПР ЭЭС. По результатам расчетов должны быть определены требования к отключающей способности устанавливаемых выключателей (в том числе с учетом параметров восстанавливающегося напряжения на контактах выключателя), термической и электродинамической стойкости выключателей и иного оборудования, выполнена проверка соответствия существующего оборудования расчетным токам КЗ, обеспечения требуемой погрешности измерительных трансформаторов тока по условиям надежной работы устройств РЗ и СИ и, при необходимости, разработаны рекомендации по замене оборудования на объекте проектирования и объектах прилегающей электрической сети 10, 35, 220 кВ и/или разработаны мероприятия по ограничению токов КЗ (секционирование, применение токоограничивающих реакторов, разземление нейтрали части трансформаторов, опережающее деление сети и т.д.).».

7. Пункт 11.7 принять в следующей редакции:

«11.7 Разработать раздел «Расчет электроэнергетических режимов».

В разделе должны быть приведены описание и результаты расчетов установившихся электроэнергетических режимов в прилегающей к объекту проектирования электрической сети 35-220 кВ для нормальной и основных ремонтных схем, а также при нормативных возмущениях в указанных схемах в соответствии с требованиями «Методических указаний по устойчивости энергосистем», утвержденных приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 630 и «Методических указаний по проектированию развития энергосистем», утвержденных приказом Минэнерго России от 06.12.2022 № 1286, с учетом этапности ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации) объектов электросетевого хозяйства, объектов по производству электрической энергии и динамики изменения электрических нагрузок на год окончания реконструкции объекта и на последний год среднесрочного периода, на который разработаны последние утвержденные схема и программа развития электроэнергетических систем России.

При анализе перспективных режимов работы электрической сети 35-220 кВ необходимо рассматривать режимы максимальных нагрузок в зимний период при температуре наружного воздуха наиболее холодной пятидневки.

Результаты расчетов должны включать в себя данные по токовым нагрузкам ЛЭП, (авто)трансформаторов ПС, потокораспределению активной и реактивной мощности, уровням напряжения в сети 35-220 кВ, представленные в табличном и графическом видах (нанесенные на однолинейную схему замещения сети).».

8. Пункт 11.8 принять в следующей редакции:

«11.8 Расчеты установившихся электроэнергетических режимов, токов короткого замыкания должны выполняться на расчетных моделях, сформированных на основании актуальных перспективных расчетных моделей, предоставленных Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири в соответствии с Порядком раскрытия цифровых информационных моделей электроэнергетических систем и предоставления системным оператором иным субъектам электроэнергетики, потребителям электрической энергии и проектным организациям перспективных расчетных моделей электроэнергетических систем или фрагментов таких моделей для целей перспективного развития электроэнергетики, утвержденным Приказом Минэнерго России от 17.02.2023 № 82. В случае необходимости проектная организация вносит изменения в предоставленные расчетные модели в части корректировки параметров существующих и/или моделирования дополнительных элементов электрической сети в объеме, необходимом для целей выполнения настоящей работы. Расчетные модели

прилагаются при направлении документации на согласование в Филиал АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ.».

9. Пункт 11.10 принять в следующей редакции:

«11.10 В случае несоответствия расчетных величин допустимым значениям параметров электроэнергетического режима и существующего оборудования электрической сети (провода ЛЭП, выключатели, разъединители, ТТ, ВЧ-заградители, шины, ошиновка и т.д.) выполнить разработку мероприятий по обеспечению допустимых параметров электроэнергетического режима, предусмотреть усиление соответствующей сети, установку устройств ПА, а также замену оборудования и устройств в рамках проектирования по настоящему титулу вне зависимости от принадлежности объектов. Границами района электрической сети 220 кВ, в пределах которых необходимо оценивать параметры электроэнергетического режима, принять отпайки ПС 220 кВ Светлая.».

10. Пункт 11.12 принять в следующей редакции

«11.12 В составе разрабатываемой документации должна содержаться информация в отношении оборудования ПС, планируемого к установке (замене, модернизации) в рамках проектирования по настоящему титулу и соответствующего критериям, указанным в пункте 12 Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденных приказом Минэнерго России от 20.12.2022 № 1340 (далее – Правила предоставления информации), должны быть определены проектные технические параметры и характеристики такого оборудования в объеме, предусмотренном приложением № 3 к Правилам предоставления информации.».

Заместитель Генерального директора –
директор филиала АО «ИЭСК»
«Южные электрические сети»

М.В. Старцев