Общество с ограниченной ответственностью «Томскэлектросетьпроект»

Заказчик: **АО «ИЭСК»**

«Реконструкция ПС 110 кВ Луговая с заменой трансформаторов Т-1, Т-2 мощностью 25 МВА на трансформаторы мощностью 63 МВА (прирост мощности 76 МВА)»

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах инженерно-технического обеспечения
Подраздел 1. Система электроснабжения
Часть 1. Электротехнические решения

Ю5-373-ИОС1.1

Том 5.1.1

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2026

Общество с ограниченной ответственностью «Томскэлектросетьпроект»

Заказчик: **АО «ИЭСК»**

«Реконструкция ПС 110 кВ Луговая с заменой трансформаторов Т-1, Т-2 мощностью 25 МВА на трансформаторы мощностью 63 МВА (прирост мощности 76 МВА)»

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах инженерно-технического обеспечения
Подраздел 1. Система электроснабжения
Часть 1. Электротехнические решения
Ю5-373-ИОС1.1

Том 5.1.1

Директор **О.Г. Агеенко**

Главный инженер проекта **Д.В. Ершов**

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2026

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Содержание

Обозначение	Наименование	Стр.
Ю5-373-ИОС1.1-С	**Содержание**	3
Ю5-373-ИОС1.1.ТЧ	**Текстовая часть**	
	1 Перечень нормативной документации	7
	2 Реквизиты документов, на основании которых принято решение о разработке тома	8
	3 Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Система электроснабжения. Электротехнические решения	9
	3.1 Характеристика источников электроснабжения в соответствии с техническими условиями на подключение объекта капитального строительства к сетям электроснабжения общего пользования	9
	3.2 Обоснование принятой схемы электроснабжения, выбора конструктивных и инженерно-технических решений, используемых в системе электроснабжения в части обеспечения соответствия сооружений требованиям энергетической эффективности и требованиям оснащенности их приборами учета используемых энергетических ресурсов	10
	3.3 Сведения о количестве энергопринимающих устройств, об их установленной, расчетной и максимальной мощности	13
	3.4 Требования к надежности электроснабжения и качеству электроэнергии	13
	3.5 Описание решений по обеспечению электроэнергией электроприемников в соответствии с установленной классификацией в рабочем и аварийном режимах	14
	3.6 Описание проектных решений по компенсации реактивной мощности	15
	3.6.1 Проектные решения по релейной защите и автоматике, включая противоаварийную и режимную автоматику	16
	3.7 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	16
	3.7.1 Описание мест расположения приборов учета используемой электрической энергии и устройств сбора и передачи данных от таких приборов, а также технических решений включения приборов учета электрической энергии в интеллектуальную систему учета электрической энергии (мощности)	17

Обозначение	Наименование	Стр.
	3.7.2 Описание и перечень приборов учета электрической энергии, измерительных трансформаторов (при необходимости их установки одновременно с приборами учета), иного оборудования, которое указано в Основных положениях функционирования розничных рынков электрической энергии, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 4 мая 2012 г. N 442 "О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии", используется для коммерческого учета электрической энергии (мощности) и обеспечивает возможность присоединения приборов учета электрической энергии к интеллектуальной системе учета электрической энергии (мощности) гарантирующего поставщика, и способ присоединения приборов учета электрической энергии к интеллектуальной системе учета электрической энергии (мощности) гарантирующего поставщика (при необходимости)	18
	3.7.3 Сведения о показателях энергетической эффективности объекта капитального строительства, в том числе о показателях, характеризующих годовую удельную величину расхода электроэнергии в объекте капитального строительства	18
	3.7.4 Сведения о нормируемых показателях удельных годовых расходов электроэнергии и максимально допустимых величинах отклонений от таких нормируемых показателей	18
	3.7.5 Перечень мероприятий по учету и контролю расходования используемой электроэнергии	19
	3.7.6 Спецификацию предполагаемого к применению оборудования, изделий, материалов, позволяющих исключить нерациональный расход электроэнергии, в том числе основные их характеристики	19
	3.8 Сведения о мощности сетевых и трансформаторных объектов. Объем реконструкции	19
	3.9 Решения по организации масляного и ремонтного хозяйства	20
	3.10 Перечень мероприятий по заземлению (занулению) и молниезащите	21
	3.11 Сведения о типе оборудования, классе проводов и осветительной арматуры, которые подлежат применению при строительстве, реконструкции, капитальном ремонте объекта капитального строительства. Токи короткого замыкания	24
	3.11.1 Проверка ошиновки ОРУ 110 и 10 кВ по расчетным условиям	25
	3.12 Описание системы рабочего и аварийного освещения	25
	3.13 Описание дополнительных и резервных источников электроэнергии, в том числе наличие устройств автоматического включения резерва	25
	3.14 Перечень мероприятий по резервированию электроэнергии	26

Обозначение	Наименование	Стр.
	3.14.1 Перечень энергопринимающих устройств аварийной и (или) технологической брони и его обоснование	26
	3.14.2 Сведения о типе и количестве установок, потребляющих электрическую энергию, параметрах и режимах их работы	27
	3.15 Оперативный ток. Кабельное хозяйство	28
	3.16 Компоновка оборудования. Условия окружающей среды	29
	Приложения	
Ю5-373- ИОС1.1.Р1	Расчет и проверка проектируемого силового оборудования и ошиновки	31
Ю5-373- ИОС1.1.Р2	Технические решения по компенсации емкостных токов замыкания на землю на ПС 110 кВ Луговая	32
Ю5-373-ИОС1.1.Р3	Проверка существующих кабельных линий 10 кВ по условиям невозгораемости. Технические решения по ограничению токов короткого замыкания	35
Ю5-373- ИОС1.1.Р4	Расчет изоляторов в подвесных гирляндах 110 кВ	41
Ю5-373-ИОС1.ГЧ	**Графическая часть**	
л.1	Схема электрическая принципиальная ПС (существующая)	42
л.2	Схема электрическая принципиальная реконструируемой части ПС. 1 пусковой комплекс	43
л.3	Схема электрическая принципиальная реконструируемой части ПС. 2 пусковой комплекс	44
л.4	План ПС до реконструкции	45
л.5	План реконструируемой части ПС. 1 пусковой комплекс	46
л.6	Разрез 1-1. 1 пусковой комплекс	47
л.7	План реконструируемой части ПС. 2 пусковой комплекс	48
л.8	Разрезы 2-2; 3-3; 4-4. 2 пусковой комплекс	49
л.9	План расстановки оборудования в существующем здании ЗРУ 10 кВ. 2 пусковой комплекс	50
л.10	План молниезащиты реконструируемой части ПС. 1 пусковой комплекс	51
л.11	План молниезащиты реконструируемой части ПС. 2 пусковой комплекс	52
л.12	План заземления реконструируемой части ПС. 1 пусковой комплекс	53
л.13	План заземления реконструируемой части ПС. 2 пусковой комплекс	54
л.14	План расстановки существующего оборудования в существующем здании ОПУ.	55
л.15	План расстановки проектируемого оборудования в существующем здании ОПУ. 1 пусковой комплекс	56

Обозначение	Наименование	Стр.
л.16	План расстановки проектируемого оборудования в существующем здании ОПУ. 2 пусковой комплекс	57

1 Перечень нормативной документации

Настоящий раздел разработан на основании следующих нормативных документов:

1. Постановление Правительства РФ от 16 февраля 2008 г. № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;
2. 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»;
3. 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;
4. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), 6-ое и 7-ое издание;
5. РД 34.20.175 «Указания по ограничению токов короткого замыкания в сетях напряжением 35 кВ и выше». СПО ОРГРЭС, 1975;
6. СО 153-34.21.122-2003 (РД 34.21.122) «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций», Минэнерго России, 2003;
7. Нормы технологического проектирования ПС переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. СТО 56947007-29.240.10.248-2017;
8. 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;
9. СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение», Министерство регионального развития Российской Федерации;
10. СП 131.13330.2020 «СНиП 23-01-99* Строительная климатология»;
11. ГОСТ 12.1.030-81* «Электробезопасность. Защитное заземление, зануление», Госстандарт СССР, 1982, изм. 1, 1988;
12. РД 153-34.0-03.301-00 «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий»;
13. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утверждены Приказом МинЭнерго РФ от 19 июня 2003 №229;
14. ГОСТ Р 55438-2013 «Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии при создании (модернизации) и эксплуатации»;
15. ГОСТ Р 55105-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования;
16. Общие требования к системам противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики, телеметрической информации, технологической связи в ЕЭС России, утверждены приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 11.02.2008 №57;
17. РД 34.09.101-94 «Типовая инструкция по учету электроэнергии и ее производстве, передаче и распределении», СПО ОРГРЭС, 1995 г;
18. РД 45.158-2000 «Станции телефонные автоматические цифровые междугородные для применения на Взаимоувязанной сети связи Российской Федерации». Общие технические требования;
19. СО 153-34.48.508. (РД 34.48.508) «Правила защиты установок проводной связи энергосистем от опасных напряжений и токов»;
20. РД 34.48.152 «Руководящие указания по проектированию электропитания средств диспетчерского и технологического управления в энергосистемах»;

21. Руководящие указания по выбору объемов информации, проектированию систем сбора и передачи информации в энергосистемах;

22. Федеральный закон от 22.07.2008г. №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

23. РТМ 36.18.32.4-92 – «Указания по расчету электрических нагрузок»

24. СО 34.04.181-2003 «Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей», РАО «ЕЭС России», 2003;

25. Нормативы численности промышленно – производственного персонала электрических сетей, РАО «ЕЭС России», 2002;

26. «Правила по охране труда при работе на высоте», утв. приказом Минтруда России от 28.03.2014 г. № 155н, рег.№ 33990;

27. «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» (ПОТЭЭ);

28. СанПиН 2.2.4.3359-16 «Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах», Минздрав России, 2016;

29. ГОСТ 12.1.002-84 «Электрические поля промышленной частоты», Госстандарт СССР. Переиздан в 2002 году;

30. СП 484.1311500.2020 «Системы противопожарной защиты. Системы пожарной сигнализации и автоматизация систем противопожарной защиты. Нормы и правила проектирования»;

31. СО 153-34.20.187-2003 «Рекомендации по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ», Минэнерго России, 2003;

32. РД 153-34.0-49.101-2003 «Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий»;

33. Федеральный закон от 30.12.2009 г. № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».

35. Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем. РД 34.35.310-97;

36. СТО 56947007-29.240.044-2010 «Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства»

37. Методические указания по проектированию развития энергосистем, утвержденным Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 30.06.2003г. №281;

38. ГОСТ Р 21.1101-2013 Основные требования к проектной и рабочей документации;

39. РД 34.20.116-93 «Методических указаний по защите вторичных цепей электрических станций и подстанций от импульсных помех».

40. РД 153-34.0-20.527-98. «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования.» Москва. «Издательство НЦ ЭНАС» 2002.

41. Правила технологического функционирования электроэнергетических систем, утверждённые Постановлением Правительства РФ от 13.08.2018 №937.

42. Методические указания по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 – 750 кВ, утвержденные приказом Минэнерго России от 15.01.2024 № 6.

43. Методические указания по технологическому проектированию линий электропередачи классом напряжения 35 – 750 кВ, утвержденные приказом Минэнерго России от 31.08.2022 № 884.

2 Реквизиты документов, на основании которых принято решение о разработке тома основных технических решений

Настоящий том выполнен в соответствии с заданием на разработку проектной и рабочей документации «Реконструкция ПС 110 кВ Луговая с заменой трансформаторов Т-1, Т-2 мощностью 25 МВА на трансформаторы мощностью 63 МВА (прирост мощности 76 МВА)» (см. приложение А тома Ю5-373-ПЗ).

Основанием для проектирования объекта являются следующие документы:

1. Инвестиционная программа АО «ИЭСК» на 2020-2024 гг.

2. Схема и программа развития электроэнергетических систем России на 2024-2029 годы, утвержденная приказом Минэнерго России от 30.11.2023 № 1095.

Принятый вид строительства – реконструкция.

Настоящим томом рассматриваются электротехнические решения по реконструкции ПС 110 кВ Луговая, филиала АО «ИЭСК» «Южные электрические сети».

3 Сведения об инженерном оборудования, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Система электроснабжения. Электротехнические решения

Настоящим томом рассматриваются электротехнические решения по реконструкции ПС 110 кВ Луговая, филиала АО «ИЭСК» «Южные электрические сети».

Принятый вид строительства – реконструкция.

Реконструкция – комплекс работ на объектах по их переустройству в целях повышения надежности, технического уровня, улучшения технико-экономических показателей объекта, условий труда и охраны окружающей среды.

3.1 Характеристика источников электроснабжения в соответствии с техническими условиями на подключение объекта капитального строительства к сетям электроснабжения общего пользования

В административном отношении реконструируемый объект (ПС 110 кВ Луговая) находится в Российской Федерации, Иркутская область, г. Шелехов, ул. Култукский тракт, д. 30.

В настоящее время электроснабжение ПС 110 кВ Луговая от сети 110 кВ, осуществляется через следующие ЛЭП:

– ВЛ 110 кВ Шелехово - Луговая I цепь;

– ВЛ 110 кВ Шелехово - Луговая II цепь.

Источником электроснабжения в нормальном режиме работы является ПС 220 кВ Шелехово.

Переустройство линий и линейных заходов 110 кВ настоящим томом не предусматривается.

Шины ЗРУ 10 кВ реконструируемой ПС получают питание через два силовых двухобмоточных трансформатора мощностью по 25 МВА.

Общая установленная мощность силовых трансформаторов до реконструкции составляет 50 МВА.

Целью данного проекта является повышение пропускной способности оборудования и ошиновки сети 110 кВ подстанции Луговая с увеличением номинальной мощности силовых трансформаторов с 2х25 МВА до 2х63 МВА и возможностью (после реконструкции) подключение новых потребителей в объеме 76 МВА.

В нормальном режиме силовые трансформаторы на ПС работают раздельно.

Для питания собственных нужд на ПС имеются два существующих понижающих трансформатора ТСН 10,5/0,4 кВ мощностью 63 кВА каждый (типа ТМ-63/10/0,4) и собственный двухсекционный щит 0,4 кВ с АВР.

После реконструкции ПС основные источники электроснабжения не изменяются.

3.2 Обоснование принятой схемы электроснабжения, выбора конструктивных и инженерно-технических решений, используемых в системе электроснабжения в части обеспечения соответствия сооружений требованиям энергетической эффективности и требованиям оснащенности их приборами учета используемых энергетических ресурсов

В настоящее время на ПС 110 кВ Луговая установлены два двухобмоточных трансформатора с расщепленной обмоткой НН напряжением 110/10/10 кВ, мощностью по 25 МВА каждый.

Существующая схема ОРУ 110 кВ представлена в виде схемы № 110-4Н «Два блока (линия-трансформатор) с неавтоматической перемычкой со стороны линий». Количество подключенных ВЛ 110 кВ – 2 шт.

Существующая схема электрическая принципиальная ЗРУ 10 кВ представлена по типовой схеме № 10-2 «Две одиночные, секционированные выключателями, системы шин».

Существующая схема электрическая принципиальная ПС приведена в графической части тома Ю5-373-ИОС1.1.ГЧ л. 1.

После реконструкции ПС суммарная мощность силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 увеличится на 76 МВА и составит по 63 МВА каждый.

Схема электрическая принципиальная ОРУ 110 кВ после реконструкции изменится и будет приведена полностью к типовой схеме № 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии», при этом предусматривается замена ошиновки ОРУ 110, разъединителей 110 кВ, а также установка элегазовых выключателей 110 кВ колонкового типа с отдельно стоящими трансформаторами тока 110 кВ. Количество подключенных ВЛ 110 кВ не изменится и составит 2 шт.

Схема электрическая принципиальная ЗРУ 10 кВ после реконструкции не изменится и будет выполнена по типовой схеме № 10-2 «Две одиночные, секционированные выключателями, системы шин». Существующие ячейки РУ 10 кВ демонтируются и на их места устанавливаются новые ячейки КРУ 10 кВ в существующем здании ЗРУ 10 кВ. КЛ 10 кВ заводятся в новые ячейки КРУ 10 кВ.

В соответствии с требованиями технического задания, удобством выполнения СМР/ПНР и замены оборудования без полного отключении подстанции (распределительных устройств), предусматривается разбивка реконструкции на два пусковых этапа:

<u>Первый пусковой этап:</u>

- монтаж маслосборника;
- замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА, с реконструкцией существующего маслоприемника Т-2 и установкой трансформаторного портала 110 кВ;
- замена существующих шинных мостов РУ 10 кВ от Т-2 до ЗРУ 10 кВ;
- монтаж токоограничивающих реакторов (ТОР) 10 кВ трансформатора Т-2;
- реконструкция СОПТ с установкой АБ в следующем порядке:
    - новые шкафы ЩПТ устанавливаются в ряд, после панели№ 26. Монтируются ЩПТ, ЗУ1, АБ1, АБ2 и ШРОТ. ЗУ2 временно устанавливается в ряд с шкафом СН5 (до демонтажа панели №26 на 2ПК). Вводятся в работу временно (до демонтажа сущ. выпрямительных устройств) с питанием он существующего ЩСН.
- реконструкция защит Т-2 и общеподстанционных систем (см. тома Ю5-373-ИОС1.2 и Ю5-373-ИОС1.3 и планы ОПУ в графической части данного тома):
    - демонтаж панелей №10, 11;
    - монтаж новых панелей 9р, 10р, 11р, 12р 13р.

Проектируемая схема электрическая принципиальная ПС первого пускового комплекса приведена на чертеже Ю5-373-ИОС1.1.ГЧ л. 2.

Второй пусковой этап:

- замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА, с реконструкцией существующего маслоприемника Т-1;
- замена существующего оборудования на вновь проектируемое ячейки ОРУ 110 кВ (ВЛ 110 кВ Шелехово "Б", Трансформатор Т-1);
- замена существующих шинных мостов на ОРУ 10 кВ от Т-1 до ЗРУ 10 кВ;
- монтаж токоограничивающих реакторов (ТОР) 10 кВ трансформатора Т-1;
- замена существующего оборудования ЗРУ 10 кВ (1,3 СШ 10 кВ – ввод от Т-1) с переподключением существующих отходящих КЛ 10 кВ;
- замена существующего оборудования ЗРУ 10 кВ (2,4 СШ 10 кВ – ввод от Т-2) с переподключением существующих отходящих КЛ 10 кВ;
- установка новых ТСН-1 и ТСН-2 с подключением от ЗРУ 10 кВ (1СШ 10 кВ и 4СШ 10 кВ соответственно) и прокладкой новых кабелей 0,4 кВ до существующего ОПУ;
- реконструкция существующего ЩСН 0,4 кВ в следующем порядке:
    - перевод потребителей с сущ. 2с 0,4 кВ на сущ. 1с 0,4 кВ, демонтаж сущ. панелей СН: 3сн, 4сн, 5сн.
    - установка новых панелей собственных нужд: СН5, СН4, СН3, наладка, подключение нового СН3 вводными кабелями от новых ТСН-1 и ТСН-2; перевод всех сущ. потребителей к новой 2с 0,4 кВ.
    - демонтаж сущ. панелей СН: 1сн, 2сн.
    - монтаж новых панелей собственных нужд: СН1, СН2, наладка, перевод сущ. потребителей к новой 1с 0,4 кВ.
    - демонтаж существующих ТСН-1 и ТСН-2;
- реконструкция защит Т-1:
    - демонтаж панелей оставшихся панелей в помещении ОПУ (см. Планы ОПУ).
    - монтаж новых панелей 3р, 4р, 7р, 8р.
    - монтаж новых шкафов ЗДЗ и АЧР в ЗРУ 10 кВ.
- монтаж новых шкафов 1С, 2С, УЭ.
- демонтаж существующих панелей 1с и 2с.
- завершение реконструкции СОПТ в следующем порядке:
    - перенос шкафа ЗУ2 на место демонтируемой панели №26 и вводом СОПТ в постоянную работу с питанием он нового ЩСН (устанавливаемого на 2ПК);
    - демонтаж существующих выпрямительных устройств.
- монтаж оборудования ДГР-10 кВ (1,3 СШ 10 кВ и 2,4 СШ 10 кВ).
- монтаж прожекторных мачт, совмещенных с молниеотводами (ПМ1, ПМ2).

Проектируемая схема электрическая принципиальная ПС второго пускового комплекса приведена на чертеже Ю5-373-ИОС1.1.ГЧ л. 3.

Нейтрали стороны 110 кВ трансформаторов Т-1 и Т-2 в нормальном режиме разземлены через заземлитель нейтрали. После реконструкции режим заземления нейтралей 110 кВ Т-1 и Т-2 не изменится.

Для замены существующего оборудования на ОРУ и установки нового проектом также предусматриваются следующие решения:

- замена натяжных изолирующих подвесок и арматуры заменяемой ошиновки;
- замена фундаментов разъединителей и выключателей с опорными металлоконструкциями;
- монтаж площадок обслуживания приводов выключателей;
- установка новых шкафов питания и обогрева проектируемого оборудования 110 кВ (далее ШПО);
- установка выносных блоков дистанционного управления разъединителями;

- прокладка новых дополнительных поверхностных железобетонных кабельных лотков по открытой части ПС.

На основании СТО 56947007-29.240.30.010-2008, СТО 56947007-29.240.30.047-2010, а также п. 4.2.28. ПУЭ новые разъединители предусматриваются с комплектом заземляющих ножей. Так как стационарные заземлители разъединителей должны быть размещены так, чтобы были не нужны переносные заземления, и чтобы персонал, работающий на токоведущих частях любых участков присоединений и сборных шин, был защищен заземлителями со всех сторон, откуда может быть подано напряжение, на случай отключения в процессе ремонта разъединителя с заземлителями или только заземлителя этого разъединителя должны быть предусмотрены заземлители у других разъединителей на данном участке схемы, расположенные со стороны возможной подачи напряжения. Поэтому на любых участках присоединений и сборных шин предусматривается установка двух заземлителей разных разъединителей.

На всех устанавливаемых разъединителях и их заземлителях предусматривается двигательные приводы с дистанционным управлением от выносных блоков управления.

Установка разъединителей ОРУ 110 кВ планируется открыто, на опорные металлические блоки полной заводской сборки с защитой их от коррозии на заводе-изготовителе с применением технологии горячего оцинкования.

Устанавливаемые выключатели 110 кВ планируются элегазовые колонкового типа с выносными элегазовыми трансформаторами тока 110 кВ. Установка выключателей и трансформаторов тока 110 кВ планируется открыто, на общем опором металлическом блоке полной заводской сборки с защитой от коррозии с применением технологии горячего оцинкования.

Устанавливаемые шкафы ШПО планируются преимущественно комплектного заводского изготовления. Монтаж шкафов и блоков управления на ОРУ 110 кВ планируется выполнить на металлические отдельно стоящие рамы. Шкафы ШПО имеют навесное исполнение и степень защиты по ГОСТ 14254-96 не ниже IP65.

Для подключения ошиновки к устанавливаемому оборудованию предусматривается применение стандартных аппаратных прессуемых зажимов и сталеалюминиевых проводов.

Ответвления от сталеалюминевых проводов и шин, а также присоединение их к аппаратным зажимам предусматриваются опрессовкой.

В соответствии с техническим заданием для питания собственных нужд на ПС существующие понижающие трансформаторы собственных нужд ТСН 10,5/0,4 кВ мощностью 63 кВА каждый (типа ТМ-63/10/0,4) подлежат замене на два трансформатора 10,5/0,4 кВ мощностью 250 кВА каждый. Замене подлежит также двухсекционный щит собственных нужд 0,4 кВ с установкой новых панелей.

Для ввода нового оборудования в работу предусматривается комплекс пуско-наладочных испытаний в соответствии с гл. 1.8 ПУЭ.

Стальные ячейковые и трансформаторные порталы 110 кВ, установленные на ПС, подлежат замене. Приемные стальные порталы 110 кВ заходов ВЛ 110 кВ проектом не меняются. Дополнительно планируются к установке отдельностоящие прожекторные мачты с молниеприемниками на территории ПС для обеспечения молниезащиты проектируемого оборудования и организации системы наружного освещения ПС.

Существующий план ПС представлен на чертеже Ю5-373-ИОС1.1.ГЧ л. 4.

План расположения оборудования на открытой части ПС после первого пускового комплекса реконструкции приведен в графической части данного тома Ю5-373-ИОС1.1.ГЧ л. 5.

План расположения оборудования на открытой части ПС после второго пускового комплекса реконструкции приведен в графической части данного тома Ю5-373-ИОС1.1.ГЧ л. 7.

Для размещения аппаратуры управления, релейной защиты и автоматики, телемеханики, связи и т.д., проектом предусматривается реконструкция существующего оборудования (аппаратуры) в существующем здании ОПУ. Для поддержания заданного температурного режима в летнее время и обеспечения эффективной работы оборудования и персонала в помещении существующего ОПУ предусматривается установка сплит-системы кондиционирования.

Существующее здание ОПУ проектом не реконструируется, энергетическая эффективность данного здания проектом не исследовалась и не рассматривалась.

План расстановки оборудования в существующем здании ЗРУ 10 кВ на чертеже Ю5-373-ИОС1.1.ГЧ л. 9.

План расстановки оборудования в существующем здании ОПУ представлены на чертежах Ю5-373-ИОС1.1.ГЧ л. 14-16.

Согласно Федеральному закону от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» энергетическая эффективность электроэнергетики – отношение поставленной потребителям электрической энергии к затраченной в этих целях энергии из невозобновляемых источников. Показатели энергетической эффективности электросетевого комплекса (реконструируемой подстанции) определяются электрическими характеристиками устанавливаемого современного оборудования.

В соответствии со статьей 31 ФЗ «Требования к обеспечению энергетической эффективности зданий и сооружений» решения по энергоэффективному инженерному обеспечению зданий проектной документацией не предусматривается, т.к. установка и реконструкция существующих зданий на ПС не предусматривается данным титулом. Все существующие сооружения оснащены системами энергоснабжения, отопления, вентиляции.

Решения по учёту электрической энергии рассмотрены в томе Ю5-373-ИОС1.4.

3.3 Сведения о количестве энергопринимающих устройств, об их установленной, расчетной и максимальной мощности

Электрическая нагрузка ПС 110 кВ Луговая относится к коммунально-бытовым и промышленным потребителям.

Суммарная установленная мощность существующих силовых трансформаторов на ПС – 50 МВА (25 МВА – Т-1 и 25 МВА - Т-2).

Суммарная установленная мощность существующих трансформаторов собственных нужд составляет 2х63 кВА.

После реконструкции ПС суммарная мощность силовых трансформаторов увеличится на 76 МВА (63 МВА – Т-1 и 63 МВА - Т-2) и составит 126 МВА.

Мощность трансформаторов собственных нужд увеличится на 374 кВА и составит 500 кВА (2х250 кВА).

Нагрузочные характеристики устанавливаемого оборудования и ошиновки принимаются по длительно допустимым (далее ДДТН) и аварийно-допустимым (далее АДТН) токовым нагрузкам соответствующих проводов ВЛ 110 кВ отходящих от ОРУ 110 кВ, ПС 110 кВ Луговая (см. табл. 3.3.1). Длительно допустимая токовая нагрузка силовых трансформаторов приведена в таблице 3.3.2.

Таблица 3.3.1 – ДДТН и АДТН проводов ВЛ 110 кВ ПС 110 кВ Луговая

Наименование присоединения	Марка провода ВЛ	Длительно допустимая токовая нагрузка, А при ˚С Аварийно допустимая токовая нагрузка, А при ˚С			
		-40 ˚С	-5 ˚С	+25 ˚С	+40 ˚С
ВЛ 110 кВ Шелехово - Луговая I цепь	АС-120/19	609,57	503,49	390,00	318,24
		609,57	503,49	390,00	318,24
ВЛ 110 кВ Шелехово - Луговая II цепь	АС-120/19	609,57	503,49	390,00	318,24
		609,57	503,49	390,00	318,24

Таблица 3.3.2 – ДДТН трансформаторов Т-1, Т-2 ПС 110 кВ Луговая

Наименование присоединения	Длительно допустимая токовая нагрузка, А при ˚С			
	-20 ˚С	0 ˚С	+20 ˚С	+40 ˚С
Трансформатор Т-1	379,6	363,7	316,3	259,4
Трансформатор Т-2	379,6	363,7	316,3	259,4

3.4 Требования к надежности электроснабжения и качеству электроэнергии

Под надежностью электроснабжения 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 110 кВ Луговая отвечает требованиям надежности:

- безотказности;
- долговечности;
- ремонтопригодности;
- сохраняемости;
- режимной управляемости;
- устойчивости;
- безопасности.

Надежность электроснабжения потребителей ПС обеспечивается:

- наличием двух вводов ВЛ 110 кВ;
- взаиморезервированием силовых трансформаторов;
- наличием выключателей СВ 10 кВ;
- применением современного оборудования при реконструкции;
- 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.

Критерии надежности существующей схемы РУ 110 кВ:

В соответствии с СТО 56947007-29.240.30.047-2010 схема 110-4Н является лучшей схемой с позиций надежности и экономичности для тупиковых или ответвительных двухтрансформаторных подстанций при использовании современных выключателей с пружинными приводами. В нормальном режиме разъединители в неавтоматической перемычке отключены, остальные разъединители, а также выключатели в схеме включены.

Отказ линии или выключателя на ПС приводит к отключению по одному трансформатору на всех смежных подстанциях, подключенных к данной линии. Рассматриваемые отказы не приводят к ограничению электроснабжения потребителей из-за достаточной нагрузочной способности оставшихся в работе трансформаторов, а также действии автоматического ввода резерва на стороне низшего напряжения трансформаторов.

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 ±0,2 Гц в течение 95% времени интервала в одну неделю и ±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 значения.

Допустимые значения положительного и отрицательного отклонений напряжения в точках общего присоединения должны быть установлены сетевой организацией с учетом необходимости выполнения норм настоящего стандарта в точках передачи электрической энергии.

Для указанных выше показателей КЭ установлены следующие нормы: положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии не должны превышать 10% номинального или согласованного значения напряжения в течение 100% времени интервала в одну неделю.

Устанавливаемое проектом электротехническое оборудование не ухудшает показатели качества электрической энергии и не создает кондуктивных электромагнитных помех.

3.5 Описание решений по обеспечению электроэнергией электроприемников в соответствии с установленной классификацией в рабочем и аварийном режимах

Электрическая нагрузка ОРУ 110 кВ и ЗРУ 10 кВ на ПС 110 кВ Луговая относится к первой, второй и третьей категорий по надежности электроснабжения.

Согласно п.1.2.19 ПУЭ Электроприемники первой категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, и перерыв их электроснабжения при нарушении электроснабжения от одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания.

Согласно п.1.2.20 ПУЭ Электроприемники второй категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания. Для электроприемников второй категории при нарушении электроснабжения от одного из источников питания допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады.

Согласно п.1.2.21 ПУЭ для электроприёмников 3-й категории электроснабжение может выполняться от одного источника питания, при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта или замены повреждённого элемента системы электроснабжения, не превышает 1 суток.

В нормальном режиме питание ОРУ 110 кВ ПС осуществляется по двум ВЛ 110 кВ:

– ВЛ 110 кВ Шелехово - Луговая I цепь;

– ВЛ 110 кВ Шелехово - Луговая II цепь.

В аварийном режиме при повреждении одной из цепей ВЛ 110 кВ питание потребителей может осуществляться по второй цепи ВЛ 110 кВ с возможным отключением части потребителей в связи с перегрузкой силового трансформатора 110 кВ, оставшегося в работе (в зависимости от нагрузки сети 10 кВ).

В нормальном режиме электроснабжение потребителей 10 кВ осуществляется от четырех взаиморезервируемых секций шин с двумя секционными выключателями, разомкнутыми в нормальном режиме работы.

Аварийными ситуациями на ПС являются повреждения высоковольтного оборудования, потеря собственных нужд и т.д.

Для предотвращения развития аварийных ситуаций, связанных с повреждением силового оборудования и пожарах на ПС предусмотрено:

- молниезащита устанавливаемого оборудования от прямых ударов молний и ограничители перенапряжений для защиты от коммутационных перенапряжений;
- установка оборудования с обеспечением технологических разрывов между отдельными электроаппаратами;

- обеспечение требований современных нормативных документов, 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;
- установка огнепреградительных поясов в кабельных лотках, в местах выхода кабелей из ОПУ, из металлических коробов в железобетонные лотки.

3.6 Описание проектных решений по компенсации реактивной мощности

Коэффициент реактивной мощности на шинах 110 кВ реконструируемой ПС должен составлять 0,5, в соответствии с Приказом № 380 от 23.06.15 г. Министерства энергетики Российской Федерации «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии».

В соответствии с заданием на разработку проектной и рабочей документации установка компенсирующих устройств реактивной мощности не предусматривается данным проектом.

Компенсацию реактивной нагрузки рекомендуется выполнять непосредственно у электроприемников (на распределительных пунктах и ТП 10/0,4 кВ потребителей).

Режим заземления нейтрали в сети 10 кВ

В соответствии с заданием на проектирование настоящим проектом рассматривается вопрос о режиме заземления нейтрали 10 кВ на ПС 110 кВ Луговая, который определяет:

- ток в месте повреждения и перенапряжения на неповрежденных фазах при однофазном замыкании в сети 10 кВ (далее ОЗЗ);
- дальнейшую схему построения релейной защиты от замыканий на землю;
- уровень изоляции электрооборудования;
- бесперебойность электроснабжения;
- допустимое сопротивление контура заземления;
- безопасность персонала и электрооборудования при однофазных замыканиях.

Целью вопроса о режиме заземления нейтрали является расчет токов однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) в сети, прилегающей к РУ 10 кВ подстанции в её нормальном режиме работы.

Более подробные технические решения по компенсации емкостных токов замыкания на землю представлены в приложении Ю5-373-ИОС1.1.Р2 к данному тому.

3.6.1 Проектные решения по релейной защите и автоматике, включая противоаварийную и режимную автоматику

Релейная защита, управление, автоматизация и диспетчеризация системы электроснабжения, предусмотренная проектом, выполняется в соответствии с требованиями ПУЭ и действующими нормативами, стандартами и руководящими указаниями.

Проектируемая релейная защита ОРУ и ЗРУ выполняется на базе микропроцессорных терминалов, размещенных в панелях в здании ОПУ.

Подробные решения по релейной защите, автоматике и вторичным соединениям рассмотрены в томе Ю5-373-ИОС1.2.

Технические решения по системе сбора и передачи информации приведены в томе Ю5-373-ИОС1.3.

3.7 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 настоящими решениями 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;

– организация автоматизированного технического учета электроэнергии для контроля электропотребления, анализа полученных данных и принятия мер по его снижению.

Обогрев приводов устанавливаемых выключателей и разъединителей включается автоматически при достижении заданной температуры и настраивается непосредственно в шкафах привода.

Управление разъединителями выполняется как дистанционно от выносных блоков управления, так и по месту от привода.

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.

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;

– установка трансформаторов тока для системы коммерческого и технического учета электроэнергии;

– внедрение автоматизированного коммерческого учета отпуска электроэнергии, ее потребления на собственные нужды;

– внедрение нового, более экономичного, электрооборудования;

– комплексная автоматизация и телемеханизация электрических сетей, применение коммутационных аппаратов нового поколения, средств дистанционного определения мест повреждения в электрических сетях для сокращения длительности неоптимальных ремонтных и послеаварийных режимов, поиска и ликвидации аварий;

– повышение достоверности измерений в электрических сетях на основе использования новых информационных технологий, автоматизации обработки телеметрической информации.

– проведение переключений в рабочей схеме сети, обеспечивающих распределение электроэнергии при минимальных потерях;

– выравнивание нагрузок фаз в сетях 0,4 кВ;

– установка и ввод в работу средств телеизмерений;

– 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.).

Решения по учету электроэнергии приведены в томе Ю5-373-ИОС1.4.

3.7.1 Описание мест расположения приборов учета используемой электрической энергии и устройств сбора и передачи данных от таких приборов, а также технических решений включения приборов учета электрической энергии в интеллектуальную систему учета электрической энергии (мощности)

На границе балансовой принадлежности объектов электросетевого хозяйства (в точках подключения к энергосистеме) в соответствии с «Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии» предусматривается установка приборов коммерческого учета электроэнергии.

Для организации сбора, хранения и передачи данных с проектируемых счетчиков коммерческого учета предусматривается использование устройства сбора и передачи данных системы автоматизированной системы коммерческого учёта электроэнергии.

Более подробные решения о месте расположения приборов учета и устройств сбора и передачи данных от них приведены в томе Ю5-373-ИОС1.4.

3.7.2 Описание и перечень приборов учета электрической энергии, измерительных трансформаторов (при необходимости их установки одновременно с приборами учета), иного оборудования, которое указано в Основных положениях функционирования розничных рынков электрической энергии, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 4 мая 2012 г. N 442 "О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии", используется для коммерческого учета электрической энергии (мощности) и обеспечивает возможность присоединения приборов учета электрической энергии к интеллектуальной системе учета электрической энергии (мощности) гарантирующего поставщика, и способ присоединения приборов учета электрической энергии к интеллектуальной системе учета электрической энергии (мощности) гарантирующего поставщика (при необходимости)

Описание технических решений и перечни приборов учета электрической энергии, измерительных трансформаторов (необходимость их установки одновременно с приборами учета), иного оборудования приведены в томе Ю5-373-ИОС1.4.

3.7.3 Сведения о показателях энергетической эффективности объекта капитального строительства, в том числе о показателях, характеризующих годовую удельную величину расхода электроэнергии в объекте капитального строительства

Основной расход электроэнергии на реконструируемой ПС 110 кВ Луговая осуществляется на собственные нужды.

Основными потребителями собственных нужд на подстанции являются:

- электрическое отопление зданий ЗРУ 10 кВ и ОПУ;
- освещение (внутреннее, наружное);
- обдув силовых (авто)трансформаторов;
- питание приводов регуляторов напряжения (авто)трансформатора;
- питание и обогрев приводов разъединителей и выключателей 110 кВ;
- питание приводов выключателей 10 кВ;
- питание цепей оперативной блокировки;

- питание СОПТ.

В соответствии с заданием на разработку проектной и рабочей документации (см. приложение А тома Ю5-373-ПЗ) новыми электроприемниками собственных нужд на ПС являются устанавливаемые электродвигательные приводы разъединителей, выключателей, обогрев шкафов наружной установки, системы охлаждения Т-1 и Т-2, привода РПН Т-1 и Т-2, наружное освещение ПС и др.

Подключение существующих и новых потребителей собственных нужд предусматривается организовать с вновь устанавливаемых панелей щита собственных нужд 0,4 кВ в существующем здании ОПУ.

3.7.4 Сведения о нормируемых показателях удельных годовых расходов электроэнергии и максимально допустимых величинах отклонений от таких нормируемых показателей

В соответствии с ТЗ установка и реконструкция зданий проектом не предусматривается. Поэтому решения о расходе электроэнергии на электроснабжение зданий проектом не рассматриваются.

Удельные характеристики расхода электроэнергии ПС 110 кВ Луговая не нормируются.

3.7.5 Перечень мероприятий по учету и контролю расходования используемой электроэнергии

Специальных мероприятий по учету и контролю расходования используемой электроэнергии проектом не предусматриваются. Решения по учету электроэнергии приведены в томе Ю5-373-ИОС1.4.

3.7.6 Спецификацию предполагаемого к применению оборудования, изделий, материалов, позволяющих исключить нерациональный расход электроэнергии, в том числе основные их характеристики

Спецификация предполагаемого к применению оборудования, позволяющих исключить нерациональный расход электроэнергии, приведены в томе Ю5-373-ИОС1.4.

3.8 Сведения о мощности сетевых и трансформаторных объектов

Суммарная установленная мощность существующих силовых трансформаторов на ПС – 50 МВА (25 МВА – Т-1 и 25 МВА - Т-2).

Суммарная установленная мощность существующих трансформаторов собственных нужд составляет 2х63 кВА.

После реконструкции ПС суммарная мощность силовых трансформаторов увеличится на 76 МВА (63 МВА – Т-1 и 63 МВА - Т-2), мощность трансформаторов собственных нужд увеличится на 374 кВА (2х250 кВА).

3.9 Решения по организации масляного и ремонтного хозяйства

Согласно техническому заданию, проектом предусмотрена реконструкция маслоприёмников и маслосборника с контролем и сигнализацией по уровню наполнения.

Установка нового маслоприёмника планируется на территории ОРУ 110 кВ.

Проектом предусматривается организация фундаментов и маслоприемников с отводом масла под устанавливаемые силовые трансформаторы. Технические решения по отводу воды и масла из маслоприемников выполнены в томе 794-24-18-ИОС3.

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.

Ремонт и обслуживание технологического оборудования ПС выполняется силами персонала филиала АО «ИЭСК» Южные электрические сети и подрядными организациями.

Целью технического обслуживания и ремонта является поддержание и восстановление качества оборудования электросетевого комплекса, удовлетворяющего нормативным требования и позволяющего обеспечивать требуемый уровень надежности объектов путем эффективной организации деятельности.

Сроки и объемы ремонта оборудования ПС устанавливаются в зависимости от его технического состояния, определяемого по результатам осмотров, технического диагностирования. Типовая номенклатура и технология выполнения работ (операций) при проведении ремонтов предусмотрена типовыми технологическими картами на ремонт конкретных видов оборудования, ячеек, секций сборных шин, руководствами по ремонту отдельных видов оборудования.

Основанием для решения о ремонте, замене, модернизации, реконструкции либо техническом перевооружении энергообъекта (оборудования) может являться: физический износ оборудования (в т.ч. отработка назначенного ресурса, результаты экспертизы промышленной безопасности, выход из строя оборудования либо отдельных его элементов); изменение требований законодательства; регламентные сроки ТОиР; показатели энергоэффективности; иные условия (например, увеличение подключаемой нагрузки и проч.).

Применяемое в проекте высоковольтное оборудование является мало обслуживаемым, с увеличенным сроком эксплуатации и длительным межремонтным периодом, оснащенное системами диагностики, обеспечивающими возможность перехода на техническое обслуживание и ремонт по техническому состоянию.

3.10 Перечень мероприятий по заземлению (занулению) и молниезащите

Молниезащита

В соответствии с СО 153-34.21.122-2003 ПС 110 кВ Луговая 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 от прямых ударов молнии существующего оборудования и зданий, а также вновь устанавливаемых силовых трансформаторов и оборудования ОРУ 110 кВ и 10 кВ, предусматривается существующими молниеотводами, установленными на территории ПС. Дополнительно для защиты проектируемого оборудования от прямых ударов молнии на ПС установлены отдельностоящие прожекторные мачты, совмещенные с молниеотводами и тросостойки с молниеотводами на порталах 110 кВ. Грозозащитные тросы ВЛ 110 кВ заходят на территорию ПС.

План зон молниезащиты 1ПК приведен в графической части данного тома Ю5-373-ИОС1.1.ГЧ л.10.

План зон молниезащиты 1ПК приведен в графической части данного тома Ю5-373-ИОС1.1.ГЧ л.11.

Защита силовых трансформаторов и остального оборудования подстанции от волн перенапряжений, приходящих с ВЛ, осуществляется согласно п. 4.2.133 ПУЭ ограничителями перенапряжений 110, 10 кВ. Количество и места установки ОПН выбраны исходя из количества линий, присоединяемых к ПС и длины защищаемого тросом подхода ВЛ с повышенным защитным уровнем.

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 и защищаются дополнительно шиной уравнивания потенциалов;

- 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.

Заземление

Проектом предусматривается укладка нового контура заземления для вновь проектируемого оборудованием ОРУ 110/10 кВ и силовых трансформаторов Т-1, Т-2, ТСН-1, ТСН-2.

Существующий контур заземления ПС 110 кВ Луговая выполнен в виде металлической сетки и вертикальных электродов. Сопротивление существующего контура заземления согласно протоколу измерения сопротивления заземляющего устройства №474 от 31.08.2023 г. составляет 0,24 Ом, что соответствует нормативному значению. Однако, т.к. проект предусматривает замену большей части оборудования и фундаментов ОРУ 110 кВ, что приведет к повреждению контура заземления, то предусматривается укладка новых заземлителей.

В соответствии с техническим циркуляром № 11/2006 ассоциации «Росэлектромонтаж», табл. 1, минимальная толщина электродов заземления из черной стадии, проложенных на глубине более 0,5 м для прямоугольного сечения с точки зрения коррозионной и механической стойкости должна составлять не менее 5 мм.

В целях выравнивания электрического потенциала и обеспечения присоединений устанавливаемого электрооборудования к контуру заземления ПС, предусматривается контур с вертикальными и горизонтальными заземлителями, объединенными между собой в заземляющую сетку. Данная металлическая сетка выполнена из стали круглой марки Ст3 диаметром 18 мм, с вертикальными электродами из стали круглой марки Ст3 диаметром 20 мм и длиной 5 м. Выпуски горизонтального заземлителя предусматриваются из стали полосовой марки Ст3 сечением 50х5 мм.

Продольные заземлители прокладываются вдоль осей устанавливаемого и существующего электрооборудования со стороны обслуживания на глубине 0,7 м от поверхности земли и на расстоянии не менее 0,8-1,0 м от фундаментов или оснований оборудования.

Дополнительные поперечные заземлители прокладываются в удобных местах между оборудованием на глубине 0,7 м от поверхности земли в соответствии с п. 1.7.90 ПУЭ. Размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающих к местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов и к заземляющему устройству ОПН, не должны превышать 6 х 6 м.

В соответствии с п. 1.7.112. ПУЭ сечение горизонтальных заземлителей для электроустановок напряжением выше 1 кВ следует выбирать по условию термической стойкости (кратковременный нагрев, соответствующий времени действия защиты и отключения выключателя), а также с учетом запаса на коррозию.

Для определения сечения заземлителя был выполнен расчет, на основании п. 15 «Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ» СТО 56947007-29.130.15.114-2012 и сведен в таблицу 3.10.1.

Таблица 3.10.1 – Выбор сечения заземлителя по условиям термической стойкости и коррозии

Исходные данные		Расчетные величины	
Ток короткого замыкания (КЗ), кА, максимальный для ОРУ 110 кВ	18,43	Допустимое сечение по термической устойчивости, мм^2	94,6
Время отключения КЗ, с	0,12	Коэффициент, учитывающий продолжительность воздействия КЗ	0,367
Коррозионная зона (по табл. П.А.10 СТО)	К4 (средняя)	Глубина коррозии, мм	0,87
Допустимое сечение для заземлителей при токе 1 кА, длительностью 1 с (по табл. 2 СТО) мм^2/кА	14	Допустимое сечение по условиям коррозии, мм^2	32,4
Расчетный срок службы заземлителя, лет	35	Суммарное минимально допустимое сечение заземлителя, мм^2	127

Сечение заземляющих проводников и заземлителей следует выбирать по условию тепловой устойчивости (см. п. 7 таблица 1 СТО) с учётом запаса на коррозию (см. п. 15.2.7 СТО).

Допустимое сечение заземляющего проводника по термической стойкости $S_{\text{ту}}$ определяют по формуле:

$$S_{\text{ту}} = I_{\text{кз}} \cdot S_{1\text{кА}} \cdot q$$

где $S_{1\text{кА}}$ – допустимое сечение для тока в 1 кА продолжительностью воздействия 1 секунда (таблица 2 СТО);

q – коэффициент, учитывающий продолжительность воздействия тока.

$$q = \sqrt{t - 0{,}09}, \text{ при } t > 1 \text{ с;}$$

$$q = 0{,}8\sqrt{t}, \text{ при } t < 1 \text{ с.}$$

При использовании стальных заземлителей и заземляющих проводников к расчётному значению сечения, выбранного по термической стойкости ($S_{\text{ту}}$), добавляется сечение, которое будет потеряно стальным заземлителем из-за коррозии в месте его установки ($S_{\text{кор}}$) за время дальнейшей эксплуатации электроустановки (t). Таким образом, полная площадь сечения стального заземляющего проводника и заземлителя должна быть равна

$$S_{\text{полн}} = S_{\text{ту}} + S_{\text{кор}}(t)$$

Если $\delta_{\text{к}}(t)$ – глубина коррозии стального искусственного заземлителя или заземляющего проводника круглого сечения для требуемого срока службы электроустановки - (t), мм, то добавка к сечению по термической стойкости заземлителя по условиям коррозии составит:

$$S_{\text{кор}}(t) = \pi \cdot \delta_{\text{к}}(t) \cdot \left(\sqrt{\frac{4 \cdot S_{\text{ту}}}{\pi}} + \delta_{\text{к}}(t) \right)$$

где глубина коррозии $\delta_{\text{к}}(t)$ определяется расчётом с учетом коэффициентов (Приложение П.А.6 СТО) по формуле $\delta_{\text{к}}(t) = \text{a}_k \cdot \ln^3 t + b_k \cdot \ln^2 t + c_k \cdot \ln t + d_k$, где t – расчетное время эксплуатации в месяцах.

Соответственно диаметр искусственного заземлителя с учётом потерь на коррозию будет равен:

$$D_{\text{из}} = \sqrt{\frac{4 \cdot S_{\text{полн}}}{\pi}}$$

Это расчётное значение диаметра увеличивается до ближайшего номинального диаметра прутка.

Для заземлителя и заземляющего проводника из полосовой стали на значение $2\delta_{\text{к}}(t)$ увеличивается толщина полосы, и затем выбирается номинальная толщина полосы с ближайшим большим значением.

Из анализа таблицы 3.10.1 приняты следующие параметры заземлителей:

Горизонтальный заземлитель – стальной круг диаметром 18 мм.

Вертикальный заземлитель – стальной круг диаметром 20 мм.

Выпуски к оборудованию – полоса стальная сечением 50х5 мм.

Нормируемое сопротивление контура ЗУ принято 0,5 Ом, в соответствии с п. 1.7.90 ПУЭ как для электроустановок напряжением выше 1 кВ в сетях с эффективно заземленной нейтралью.

Удельное эквивалентное сопротивление грунта на площадке подстанции для расчета параметров ЗУ по данным геофизических исследований без учета сезонного промерзания, составляет для верхнего слоя грунта (до 1 м) 31,5 Ом·м, для нижнего слоя грунта (от 1 м до 5 м) 22 Ом·м.

Для заземления пожарных машин к горизонтальным заземлителям привариваются стальные стержни диаметром 20 мм и длиной 1 м. Места установки и заземления передвижной пожарной техники должны быть обозначены указательными знаками, прямоугольной формы синего цвета с белой надписью: «Место заземления пожарной машины», согласно СТП 001.062.042-2024 «Система обеспечения пожарной безопасности объектов защиты АО «ИЭСК». Размер знака не менее 200х400 мм, ширина белого канта 5 мм, минимальная высота прописных букв 45 мм, минимальная высота строчных букв 30 мм, буквы белого цвета.

В соответствии с п. 8.2.9 СТО 56947007-29.130.15.114-2012 «Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ» для местного выравнивания потенциала у оборудования на рабочих местах проектом предусмотрена арматурная сетка размером не менее 1х2 м с ячейками не более 100х100 мм из стали круглого сечения диаметром не менее 6 мм. Сетка присоединена к оборудованию в одном или двух местах. Выравнивание потенциалов для обеспечения допустимого напряжения прикосновения с помощью сетки арматурной сочетается с покрытием из щебня толщиной не менее 10 см. Площадь покрытия щебнем должна выступать за устройства выравнивания потенциала не менее чем на 0,2 м.

Для снижения наводимых при КЗ и ударах молнии токов в экранах контрольных кабелей и выравнивания потенциала на всём их протяжении согласно РД 34.20.116-93 п. 4.3.5 в новых лотках с данными кабелями прокладываются дополнительные заземлители (шина уравнивания потенциалов – ШУП). В качестве ШУП принята стальные шины из круга диаметром 16 мм. Присоединение ШУП к контуру заземления выполняется через каждые 20-30 м, в местах пересечения и ответвления лотков, а также по концам ШУП.

После монтажа заземляющего устройства предусматривается проверка параметров заземляющего устройства, согласно СО 34.20.525-00 «МУ по контролю состояния заземляющих устройств электроустановок». В случае превышения допустимой величины сопротивления ЗУ необходимо выполнить мероприятия согласно РД 153-34.0-20.525-00.

План заземления ПС 1 пускового комплекса приведен в графической части данного тома Ю5-373-ИОС1.1.ГЧ л.12.

План заземления ПС 2ПК приведен в графической части данного тома Ю5-373-ИОС1.1.ГЧ л.13.

При принятых в соответствии с ПУЭ конструкциях и технических решениях по ПС биологическая защита обслуживающего персонала от воздействия электрического поля, согласно СанПиН 2.2.1./2.1.1.1200-03 и ГОСТ 12.1.002-84, не требуется.

3.11 Сведения о типе оборудования, классе проводов и осветительной арматуры, которые подлежат применению при строительстве, реконструкции, капитальном ремонте объекта капитального строительства. Токи короткого замыкания

В настоящем проекте основное устанавливаемое оборудование и ошиновка выбраны по номинальному напряжению присоединений, максимальному длительному току, по отключающей способности и стойкости к токам короткого замыкания, внешним климатическим воздействиям (учтена температура наружного воздуха, степень загрязнения атмосферы и сейсмичность площадки), и механической прочности опорных конструкций при наименьших расстояниях от токоведущих частей до различных элементов распредустройств, зданий, сооружений.

При выборе оборудования и ошиновки учтены нормальные эксплуатационные, аварийные режимы, а также перегрузочная способность оборудования.

Токи КЗ на шинах 110 и 10 кВ ПС 110 кВ Луговая приняты расчетные в соответствии с томом 794-24-18-БиР. Значения токов короткого замыкания приведены в таблице 3.11.1.

Таблица 3.11.1. Токи короткого замыкания на 2025 г. и 2029 г. с учетом реконструкции.

№ п/п	Наименование	U, кВ	2025		2029	
			I(3), кА	I(1), кА	I(3), кА	I(1), кА
1	ПС 110 кВ Луговая	110 1с	18,36	15,32	18,43	15,32
		110 2с	18,03	14,91	18,09	14,91
		10 1с	21,38	-	21,32	-
		10 2с	21,38	-	21,32	-
		10 3с	20,87	-	20,81	-
		10 4с	20,87	-	20,81	-

Основные технические параметры применяемого коммутационного оборудования для реконструкции ПС приведены на схеме электрической принципиальной в графической части тома.

Выбор вновь устанавливаемого основного оборудования и проверка существующего оборудования приведен в приложении Ю5-373-ИОС1.1.Р1 данного тома.

Полный перечень основного оборудования и материалов, объемы демонтажных, монтажных и пуско-наладочных работ на ПС 110 кВ Луговая будут уточнены на стадии разработки рабочей документации.

Проверка основного оборудования и ошиновки выполнена по РД 153-34.0-20.527-98 «Расчет токов КЗ и выбор оборудования».

Всё оборудование, устанавливаемое на открытом распределительном устройстве, принято в исполнении для холодного климата с категорией размещения для эксплуатации на открытом воздухе «УХЛ1» по ГОСТ 15150-69.

3.11.1 Проверка ошиновки ОРУ 110 и 10 кВ по расчетным условиям

Сечение гибкой ошиновки реконструируемых ячеек ОРУ 110 кВ и шинных мостов 10 кВ выбрано исходя из максимальных допустимых токов нагрузки, с учетом значений максимальных токов КЗ. Марка применяемых проводов АС - провод, состоящий из стального сердечника с повитыми вокруг алюминиевыми проволоками.

В соответствии с пунктом 125 ПТФ ЭЭС выбранная ошиновка ПС не должна ограничивать пропускную способность подключенных присоединений РУ.

Выбор и проверка ошиновки приведена в приложении Ю5-373-ИОС1.1.Р1 данного тома.

3.12 Описание системы рабочего и аварийного освещения

Согласно заданию на разработку проектной и рабочей документации реконструкция системы освещения на ПС 110 кВ Южная не предусматривается данным проектом.

В связи, с демонтажем существующих ячейковых и трансформаторных порталов 110 кВ, проектом предусматривается реконструкция существующей системы наружного освещения открытой части ПС. Освещение будет выполнено при помощи прожекторов, устанавливаемых на стальных конструкциях вновь проектируемых порталов 110 кВ и отдельностоящих прожекторных мачт, с соблюдением требуемой нормируемой освещенности не ниже 10 лк.

План расстановки оборудования системы наружного освещения и светотехнические расчеты будут предоставлены этапе разработки рабочей документации.

Местное рабочее освещение предусматривается в шкафах питания, обогрева, шкафах приводов, клеммных шкафах, устанавливаемых на ОРУ с помощью стационарных малогабаритных светильников.

Для подключения переносного ремонтного освещения в устанавливаемых шкафах питания и обогрева (ШПО) предусматривается установка понижающих трансформаторов 220/12 В и стационарная розетка типа РШ-1-10 А.

В соответствии с п. 6.1.13 ПУЭ 7-ое издание для питания осветительных приборов освещения подстанции принято напряжение 220 В переменного тока.

Системы рабочего и аварийного освещения в существующих зданиях ОПУ и ЗРУ 10 кВ остаются существующими.

3.13 Описание дополнительных и резервных источников электроэнергии, в том числе наличие устройств автоматического включения резерва

Согласно заданию на разработку проектной и рабочей документации (см. приложение А тома Ю5-373-ПЗ) установка дополнительных и резервных источников электроэнергии проектом не предусматривается.

Проектом предусматривается предусмотрена замена силовых трансформаторов Т-1 и Т-2, всего основного электротехнического оборудования ОРУ 110 кВ.

В нормальном режиме работы сети 110 кВ основным источником электроснабжения ПС 110 кВ Луговая являются шины РУ 110 кВ ПС 220 кВ Шелехово по двум цепям ВЛ 110 кВ.

Реконструируемые секции КРУ 10 кВ предусматриваются с автоматический ввода резерва (АВР) на секционных выключателях 10 кВ.

Во вновь устанавливаемом щите СН в ОПУ предусмотрен АВР на секционном выключателе 0,4 кВ.

3.14 Перечень мероприятий по резервированию электроэнергии

Резервирование электроснабжения по стороне 110 кВ на ПС Луговая предусмотрено наличием:

– электроснабжение реконструируемой ПС 110 кВ Луговая по двум взаимнорезервируемым ВЛ 110 кВ, подключенных к ОРУ 110 кВ;

– взаиморезервирование силовых трансформаторов Т-1 и Т-2;

– наличие ремонтной перемычки 110 кВ.

Для обеспечения электроснабжения проектируемых электроприёмников 0,4 кВ на ПС предусмотрены следующие мероприятия:

– установка новых трансформатора собственных нужд 10,5/0,4 кВ мощностью 2х250 кВА;

– резервирование секций шин 10 кВ с АВР;

– резервирование секций шин 0,4 кВ проектируемого щита ЩСН с применением автоматического ввода резерва (АВР) на секционном автоматическом выключателе 0,4 кВ;

– использование в качестве независимого источника существующую систему оперативного постоянного тока;

– прокладка силовых кабельных линий (КЛ) к взаимно резервирующим источникам питания по разным кабельным трассам, либо по одной трассе, но на разных горизонтальных уровнях.

Все проектируемые потребители СН 0,4 кВ проектируемого оборудования ОРУ 110 кВ получают питание по «кольцевой» схеме с возможностью питания от разных секций РУ.

Мероприятий по резервирования электроэнергии для систем РЗиА, ТМ, АИИС КУЭ и т.д., приведены в соответствующих частях (томах) проектной документации по данному титулу.

В рамках задания на проектирование и технических решений, принятых в данном проекте, разработка дополнительных мероприятий по данному разделу не предусматривается.

3.14.1 Перечень энергопринимающих устройств аварийной и (или) технологической брони и его обоснование

Технологической броней электроснабжения является наименьшая потребляемая мощность, и продолжительность времени, необходимые потребителю для безопасного завершения технологического процесса, цикла производства, после чего может быть произведено отключение соответствующих энергопринимающих устройств.

Технологическая броня электроснабжения устанавливается для потребителей - юридических лиц, использующих в производственном цикле непрерывные технологические процессы, внезапное прекращение которых вызывает опасность для жизни людей, окружающей среды и (или) необратимое нарушение технологического процесса и имеющих электроприемники, фактическая схема электроснабжения которых удовлетворяет требованиям, предъявляемым к электроприемникам первой категории по надежности электроснабжения.

Аварийной броней электроснабжения является минимальный расход электрической энергии (наименьшая мощность), обеспечивающие безопасное для жизни и здоровья людей и окружающей среды состояние предприятия с полностью остановленным технологическим процессом.

Аварийная броня электроснабжения устанавливается для потребителей электрической энергии - юридических лиц, имеющих электроприемники, фактическая схема электроснабжения которых удовлетворяет требованиям, предъявляемым к электроприемникам первой категории по надежности электроснабжения

Согласно постановлению Правительства РФ от 04.05.2012 N 442 (ред. от 22.06.2019) "О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии" устанавливаются следующие категории потребителей электрической энергии (мощности), ограничение режима потребления электрической энергии, которых может привести к экономическим, экологическим, социальным последствиям:

– Государственные органы, в том числе Федеральная служба безопасности Российской Федерации, Министерство внутренних дел Российской Федерации, Федеральная служба охраны Российской Федерации, Служба внешней разведки Российской Федерации, Федеральная служба войск национальной гвардии Российской Федерации, Главное управление специальных программ Президента Российской Федерации, медицинские учреждения, государственные учреждения ветеринарии, а также организации связи - в отношении объектов сетей связи.

– Организации, осуществляющие эксплуатацию объектов централизованного водоснабжения и (или) канализации населенных пунктов, - в отношении этих объектов.

– Угольные и горнорудные предприятия - в отношении объектов вентиляции, водоотлива и основных подъемных устройств, а также метрополитен - в отношении объектов, используемых для обеспечения перевозки пассажиров.

– Воинские части Министерства обороны Российской Федерации, Министерства внутренних дел Российской Федерации, войск национальной гвардии Российской Федерации, Федеральной службы безопасности Российской Федерации, Министерства Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий, Федеральной службы охраны Российской Федерации и Главного управления специальных программ Президента Российской Федерации.

– Учреждения, исполняющие уголовные наказания, следственные изоляторы, образовательные организации, предприятия и органы уголовно-исполнительной системы.

– Федеральные ядерные центры и объекты, работающие с ядерным топливом и материалами.

– Организации, выполняющие государственный оборонный заказ с использованием объектов производства взрывчатых веществ и боеприпасов с непрерывным технологическим процессом, - в отношении таких объектов.

– Организации железнодорожного, водного и воздушного транспорта - в отношении объектов систем диспетчерского управления, блокировки, сигнализации и защиты железнодорожного, водного и воздушного транспорта, а также субъекты электроэнергетики - в отношении диспетчерских центров субъектов оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и центров управления объектами электросетевого хозяйства.

В соответствии с техническим заданием (см. приложение А тома Ю5-373-ПЗ) и ТУ схема электроснабжения электроприемников и решения по резервированию электроэнергии не изменяется данным проектом, поэтому сведения о дополнительной аварийной и технологической броне не описываются в данном проекте.

3.14.2 Сведения о типе и количестве установок, потребляющих электрическую энергию, параметрах и режимах их работы

Основными установками (электроприемниками) потребляющими электроэнергию на подстанциях являются потребители собственных нужд (СН):

- обдув силовых трансформаторов;
- питание приводов регуляторов напряжения трансформатора;
- питание и обогрев приводов выключателей и разъединителей;
- освещение (внутреннее, наружное);
- электрическое отопление здания;
- питание шкафов оперативного тока;
- питание цепей оперативной блокировки;
- питание СОПТ.

Согласно заданию на разработку проектной и рабочей документации (см. приложение А тома 794-24-18-ПЗ) для питания собственных нужд 0,4 кВ существующего и проектируемого оборудования ПС проектом предусматривается установка нового щита СН 0,4/0,23 кВ в существующем здании ОПУ.

Проектируемый ЩСН подключается к новым трансформаторам собственных нужд 10,5/0,4 кВ. Мощность новых ТСН составляет 2х250 кВА (ТСН-1, ТСН-2).

Питание проектируемых потребителей собственных нужд реконструируемой подстанции осуществляется на напряжении ~400/230 В переменного тока от проектируемого щита ЩСН, состоящего из двух секции 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. Нулевой защитный PE-проводник и нулевой рабочий N-проводник присоединяются к полосе заземления заземляющего устройства ПС, к которому присоединены открытые проводящие части (корпуса) всех распределительных пунктов, групповых щитков, шкафов, электроприемников.

Питание сторонних потребителей, технологически не связанных с реконструируемой ПС 110 кВ Луговая от сети собственных нужд ПС согласно п.9.1.2. «Нормы технологического проектирования ПС переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. СТО 56947007-29.240.10.248-2017» не допускается.

Подробные технические решения по ЩСН 0,4 кВ, а также перечень электроприемников СН представлены в томе Ю5-373-ИОС1.5.

3.15 Оперативный ток. Кабельное хозяйство

Оперативный ток на реконструируемой ПС постоянный, напряжением 220 В. Проектом предусмотрен новый щит оперативного постоянного тока и новые аккумуляторные батареи, устанавливаемые в существующем здании ОПУ.

Источником напряжения оперативного тока служат зарядно-выпрямительные устройства и комплект аккумуляторных батарей, установленных в ОПУ. Технические решения в части реконструкции СОПТ приведены в томе Ю5-373-ИОС1.6.

Кабели 10 кВ к ТСН и ДГР прокладываются в железобетонных кабельных лотках. Под зданием ЗРУ 10 кВ кабели прокладываются по существующим кабельным конструкциям (полкам).

Проектируемые силовые и контрольные кабели прокладываются по территории ПС по новым поверхностным железобетонным кабельным лоткам и частично по существующим кабельным трассам (конструкциям) с организацией ответвлений к проектируемому оборудованию в металлорукавах, двустенных гофрированных трубах, с раздельной прокладкой силовых, контрольных и взаиморезервируемых кабелей с учетом требований по защите вторичных цепей от импульсных помех. 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 от оборудования выполнены в металлорукавах.

Траншеи для прокладки кабеля в земле (в различных трубах и без покрытий) разрабатываются вручную, ширина траншей принимается в среднем 0,3 м, глубина 0,7 м. При переходе кабелей под дорогами и проездами на территории подстанции кабели прокладываются в ж/б 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.

Для обратной засыпки траншей с проложенным кабелем в гофрированных трубах использовать просеянную мелкую землю (вынутый грунт) согласно п. 2.3.83. ПУЭ и п. 5.5 Материалов для проектирования (шифр А5-95).

Ввод кабеля в различные шкафы на ОРУ осуществляется с применением сальниковых уплотнителей.

Ввод новых кабелей в ОПУ и ЗРУ 10 кВ осуществляется через специальные проёмы с кабельными неметаллическими трубами в полу или перекрытиях. Зазоры в проходках из неметаллических труб, отверстия и проёмы после прокладки кабелей заделываются несгораемым материалом, термоусаживаемыми манжетами и противопожарной пеной.

В существующем здании ОПУ для прокладки кабелей к панелям выполнен существующий кабельный фальшпол со съёмными крышками. Под каждым существующим рядом релейных панелей предусмотрены существующие кабельные конструкции. С торцовой стены (в сторону ОРУ 110 кВ) существующего ОПУ кабели прокладываются в существующем фальшполе со съемными крышками и с предусмотренными отверстиями для входа-выхода кабелей в ОРУ.

Решения по прокладке железобетонных лотков, организации проездов через них, приведены в томе Ю5-373-КР.

Кабель, для подключения светильников, установленных на молниеотводах принимается бронированный. Около конструкции с молниеотводом эти кабели проложены в земле на протяжении не менее 10 м. В месте ввода кабелей в кабельное сооружение труба соединяется с заземляющим устройством ПС.

Прокладка кабелей предусмотрена с соблюдением требований пунктов 2.3.79, 2.3.82, 2.3.123, 2.3.124 ПУЭ седьмого издания.

Согласно "Правилам пожарной безопасности для энергетических предприятий" РД153-34.0-03.301-00 и п. 2.3.124-5 ПУЭ необходимо устанавливать огнепреградительные пояса из противопожарных подушек с пределом огнестойкости Е145 (0,75 ч) в местах подвода (выхода) кабелей к зданиям ЗРУ, ОПУ и другим сооружениям, а также в местах разветвления железобетонных лотков на территории ОРУ. 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.

3.16 Компоновка оборудования. Условия окружающей среды

Замена оборудования ОРУ 110 кВ предусматривается без изменения существующих основных осей ячеек. Установка оборудования предусматривается на новые железобетонные фундаменты и опорные металлоконструкции заводской готовности.

Для удобства обслуживания приводов выключателей и исключения заносов шкафов снегом в зимнее время года проектом предусматривается установка площадок обслуживания приводов выключателей с защитным ограждением и сетчатой крышей.

Существующая компоновка и конструкция ПС обеспечивает возможность проведения ремонта и технического обслуживания оборудования с применением автокранов, гидроподъемников или телескопических вышек преимущественно без снятия напряжения с соседних присоединений, а также подъезд передвижных лабораторий к оборудованию для проведения профилактических работ и пожарных машин для тушения пожара.

Ошиновка ОРУ 110 кВ выполнена частично алюминиевый трубами (заводская жесткая ошиновка ОРУ 110 кВ) и сталеалюминевыми проводами типа АС 185/29.

С учетом замены силовых трансформаторов Т-1, Т-2 предусматривается замена шинных мостов 10 кВ. Шинные мосты 10 кВ от Т-1 и Т-2 выполняются сталеалюминевым проводом типа АС 600/72 (три провода в фазе).

При замене силовых трансформаторов Т-1, Т-2 и оборудования 110 кВ предусматривается замена существующих ячейковых и трансформаторных стальных порталов на ОРУ 110 кВ.

Для защиты проектируемого оборудования на ОРУ 110 кВ предусматривается установка отдельностоящих прожекторных мачт, совмещенных с молниеотводами.

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 перемонтажу шин. Все ответвления от проводов и шин, а также присоединение их к аппаратным зажимам, ответвительным зажимам предусматриваются опрессовкой.

В связи с сейсмичностью площадки настоящим проектом предусматриваются сейсмозащитные мероприятия:

• использованием опорных металлоконструкций сейсмостойкого исполнения, все опорные металлоконструкции отвечают сейсмичности 8 и 9 баллов;

• панели (шкафы)привариваются к закладным металлоконструкциям пола;

• вновь устанавливаемое оборудование принято сейсмостойкого исполнения.

При разработке настоящего проекта учтены условия окружающей среды, приведенные в таблице 3.16.1.

Таблица 3.16.1

Наименование	Значение
1. Климатический район и подрайон (СП 131.13330.2018)	IВ
2. Сейсмичность площадки, баллы по шкале MSK-64 (карта ОСР-2016-А)	8
3. Число грозовых часов в году, час	Менее 10
4. Степень загрязнённости атмосферы (1.9.28÷1.9.43 ПУЭ) (прим. 1)	II
5. Абсолютная максимальная температура воздуха, °С (СП 131.13330.2018)	+37
6. Абсолютная минимальная температура воздуха, °С (СП 131.13330.2018)	-50
7. Температура воздуха наиболее холодной пятидневки ˚С, обеспеченностью 0,92 (СП 131.13330.2018)	-33
8. Температура воздуха наиболее холодных суток ˚С, обеспеченностью 0,92 (СП 131.13330.2018)	-37
9. Толщина стенки гололеда (рис. 2.5.2. ПУЭ), мм	20
10. Скорость ветра при наличии гололеда (2.5.38-2.5.74 ПУЭ), м/с	16
11. Скорость ветра при отсутствии гололеда (табл. 2.5.1 ПУЭ), м/с	32
12. Район по ветровому давлению (рис. 2.5.1. ПУЭ)	III
13. Нормативное ветровое давление (табл. 2.5.1. ПУЭ), кПа	0,65
14. Средняя скорость ветра за три наиболее холодных месяца года, м/с (СП 20.133330.2011)	2
15. Район по весу снегового покрова (СП 20.133330.2016)	II
16. Вес снегового покрова на 1 м2 горизонтальной поверхности земли, кПа (СП 20.13330.2016)	1
17. Высота площадки над уровнем моря, м	до 1000
18. Глубина промерзания открытого грунта согласно архивных данных, м	2,8

Примечание:

Для открыто устанавливаемого оборудования и изоляторов ПС в соответствии приложением 2 ГОСТ 9920-89 внешняя наружная опорная изоляция устанавливаемого оборудования принимается в исполнении с удельной длиной пути утечки изоляции не менее 2,25 см/кВ.

Расчет и проверка проектируемого силового оборудования и ошиновки

Таблица 1.

Присоединение РУ	Обозначение, тип оборудования	Проверка по номинальному – расчетному току (максимальному току)			По электродинамической стойкости (предельный сквозной ток)			По термической стойкости			По току отключения выключателя			По номинальному напряжению		
		Расчетный параметр	Каталожные данные	Условие выбора	Расчетный параметр	Каталожные данные	Условие выбора	Расчетный параметр	Каталожные данные	Условие выбора	Расчетный параметр	Каталожные данные	Условие выбора	Расчетный параметр	Каталожные данные	Условие выбора
		$I_{расч}, A$	$I_{ном}, A$	$I_{расч} \le I_{ном}$	$i_{уд}, кА$	$i_{дин(ампл)}, кА$	$i_{уд} \le i_{дин(ампл)}$	B_K	B_T	$B_K \le B_T$	$I_{КЗ}, кА$	$I_{откл.выкл.}, кА$	$I_{КЗ} \le I_{откл.выкл.}$	$U_{ном.сети}, кВ$	$U_{ном.}, кВ$	$U_{ном.сети} \le U_{ном}$
ОРУ 110 кВ	Выключатель: Uн=110 кВ, Iн=2000 А, Iт.с.=40 кА, Iд.с.=102 кА, Iоткл.=40 кА	482	2000	482<2000	46,92	102	46,92<102	71,33	4800	71,3<4800	18,43	40	18,43<40	110	110	110=110
	Трансформатор тока: Uн=110 кВ, Ктт=800/5, Iн=800 А, Iт.с.=40 кА, Iд.с.=101 кА		800	482<800		101	46,92<101		1600	71,3<1600	-	-	-	110	110	110=110
	Разъединитель: Uн=110 кВ, Iн=1000 А, Iт.с.=31,5 кА, Iд.с.=80 кА		1000	482<1000		80	46,92<80		2976,75	71,3<2976,7	-	-	-	110	110	110=110
	Ограничитель перенапряжений нелинейный: Uн=110 кВ; Iвзр.б=40 кА.	-	-	-	-	-	-	18,43 кА	40 кА	18,43<40	-	-	-	110	110	110=110
	Гибкая ошиновка (АС 185/29)	482	510	482<510	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Жесткая ошиновка 110 кВ (труба Al)	482	1000	482<1000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ОРУ 10 кВ	Токоограничивающий реактор: Uн=10 кВ, Iн=3200 А, Iт.с.=17,7 кА, Iд.с.=45,1 кА	2639	3200	2639<3200	28,15	45,1	28,15<45,1	25,47	939,87	25,47<939,87	-	-	-	10	10	10=10
	ОПН (наружной установки) Uн=10 кВ; Iвзр.б=40 кА	-	-	-	-	-	-	21,38 кА	40 кА	21,38<40	-	-	-	10	10	10=10
	Провод АС 600/72 (три провода в фазе)	2639	1050х3=3150	2639<3150	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
КРУ 10 кВ	Выключатель (вводной, секционный): Uн=10 кВ, Iн=3000 А, Iт.с.=31,5 кА, Iд.с.=81 кА, Iоткл.=31,5 кА	2639	3150	2639<3150	28,15	81	28,15<81	25,47	2976,75	25,47<2976,75	10,76	31,5	10,76<31,5	10	10	10=10
	Трансформатор тока (вводной, секционный): Uн=10 кВ, Ктт=3000/5, Iн=3000А, Iт.с.=20 кА, Iд.с.=51 кА		3000	2639<3000		51	28,15<51		400	25,47<400	-	-	-	10	10	10=10
	Выключатель (отходящих линий): Uн=10 кВ, Iн=1000 А, Iт.с.=20 кА, Iд.с.=51 кА, Iоткл.=20 кА	-	-	-		51	28,15<51		1200	25,47<1200	10,76	20	10,76<20	10	10	10=10
	Трансформатор тока (отходящих линий): Uн=10 кВ, Ктт=100/5, Iн=100А, Iт.с.=20 кА, Iд.с.=51 кА		-	-		51	28,15<51		400	25,47<400	-	-	-	10	10	10=10
	Сборные шины и шинный ввод КРУ 10 кВ	2639	3150	2639<3150	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Таблица 2. Токи короткого замыкания

Место КЗ	Ток КЗ, кА			
	I^3_{max} (кА)	$3I^0$ (кА)	Та / куд (по ГОСТ 27514-87 табл.3)	$i_{у.max}$ (кА)
	Расчетные токи			
На шинах 110 кВ	18,43	15,32	0,05/ 1,8	46,92
На шинах 10 кВ (с установкой ТОР 10 кВ)	10,76	-	0,06/ 1,85	28,15
На шинах 10 кВ (без ТОР 10 кВ)	21,38		0,06/ 1,85	55,94

Проверка проектируемого оборудования:

Проверка основного устанавливаемого оборудования и ошиновки выполнена по РД 153-34.0-20.527-98 «Расчет токов КЗ и выбор оборудования».

Расчетные значения:

Ударный ток трехфазного КЗ:

$i_{уд.110} = \sqrt{2} \cdot I_{кз} \cdot K_у = \sqrt{2} \cdot 18{,}43 \cdot 1{,}8 = 46{,}92$ А;

$i_{уд.10} = \sqrt{2} \cdot I_{кз} \cdot K_у = \sqrt{2} \cdot 10{,}76 \cdot 1{,}85 = 28{,}15$ А;

$i_{уд.10} = \sqrt{2} \cdot I_{кз} \cdot K_у = \sqrt{2} \cdot 21{,}38 \cdot 1{,}85 = 55{,}94$ А.

Интеграл Джоуля допустимый:

$B_т = I2_т2 \cdot Kt_т$

Интеграл Джоуля расчетный:

$B_{К.110} = I^2_{кз} \cdot (t_{р.з.} + t_{о.в.} + T_а) = 18{,}43^2 \cdot (0{,}1 + 0{,}06 + 0{,}05) = 71{,}33$ кА$^2 \cdot$ с.

$B_{К.10} = I^2_{кз} \cdot (t_{р.з.} + t_{о.в.} + T_а) = 10{,}76^2 \cdot (0{,}1 + 0{,}06 + 0{,}06) = 25{,}47$ кА$^2 \cdot$ с.

$B_{К.10} = I^2_{кз} \cdot (t_{р.з.} + t_{о.в.} + T_а) = 21{,}38^2 \cdot (0{,}1 + 0{,}06 + 0{,}06) = 100{,}56$ кА$^2 \cdot$ с.

Расчетный ток:

В качестве рассчетного тока, в соответствии с п. 7.15 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ» (НТП ПС), приняты:

$I_p = S_{тр} \cdot k_п / (\sqrt{3} \cdot U_{ном})$,

- По ОРУ 110 кВ по току трансформатора, устанавливаемого в перспективе, с допустимым коэффициентом перегруза К=1,2.

I_{p110} = 80000·1,2/(√3·115) = 482 А.

- По КРУ 10 кВ по току трансформатора, устанавливаемого в перспективе, с допустимым коэффициентом перегруза К=1,2.

I_{p10} = (80000/2)·1,2/(√3·10,5) = 2639 А.

Проверка проектируемой гибкой ошиновки:

Проверка основного устанавливаемого оборудования и ошиновки выполнена по РД 153-34.0-20.527-98 «Расчет токов КЗ и выбор оборудования».

Сечение проектируемых проводов ОРУ 110 и 10 кВ принимается, с учетом длительно допустимого тока силового трансформатора с его допустимой перегрузкой, согласно п. 7.15 НТП ПС.

Допустимый длительный ток для проводов АС (ПУЭ 7-ое изд., табл. 1.3.29) составляет:

АС 185/29 – 510 А (при +25°С); 632 А (при -5°С и ниже).

3хАС 600/72 – 3х1050=3150 А (при +25°С); 3906 А (при -5°С и ниже).

Проверка ошиновки по термической стойкости:

$$q_{\min(110кВ)} = I_{к.з.} \cdot \frac{\sqrt{t_{р.з.} + t_{о.в.} + T_а}}{C_{тер}} = 18430 \cdot \frac{\sqrt{0{,}1 + 0{,}06 + 0{,}05}}{90} = 93{,}84 \text{ мм}^2 \le 185 \text{ мм}^2$$

$$q_{\min(10кВ)} = I_{к.з.} \cdot \frac{\sqrt{t_{р.з.} + t_{о.в.} + T_а}}{C_{тер}} = 21380 \cdot \frac{\sqrt{0{,}1 + 0{,}06 + 0{,}06}}{90} = 111{,}42 \text{ мм}^2 \le 1800 \text{ мм}^2$$

где

Стер =90 – постоянное значение для алюминиевых проводов (ГОСТ Р 52736 2007).

Iкз – максимальный ток КЗ;

tр.з. – время срабатывания релейной защиты;

tо.в. – полное время отключения выключателя;

Та – постоянная времени затухания апериодической составляющей, в зависимости от места К.З.

Таким образом, сечение проектируемой гибкой ошиновки удовлетворяет требованию по термической стойкости.

Согласно ПУЭ 7-ое изд., п. 1.3.28. Проверке по экономической плотности тока не подлежат сборные шины электроустановок и ошиновка в пределах открытых и закрытых распределительных устройств всех напряжений.

Выводы:

Согласно выше приведенным расчетам устанавливаемое оборудование и ошиновка соответствуют расчетным токам КЗ и длительно допустимым токам.

Технические решения по компенсации емкостных токов замыкания на землю

Режим заземления нейтрали в сети 10 кВ

В соответствии с п. 6.7.4 задания на проектирование настоящим проектом рассматривается вопрос о режиме заземления нейтрали 10 кВ на ПС 110 кВ Луговая, который определяет:

- ток в месте повреждения и перенапряжения на неповрежденных фазах при однофазном замыкании в сети 10 кВ (далее ОЗЗ);
- дальнейшую схему построения релейной защиты от замыканий на землю;
- уровень изоляции электрооборудования;
- бесперебойность электроснабжения;
- допустимое сопротивление контура заземления;
- безопасность персонала и электрооборудования при однофазных замыканиях.

Целью вопроса о режиме заземления нейтрали является расчет токов однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) в сети, прилегающей к РУ 10 кВ подстанции в её нормальном режиме работы.

Исходя из результатов расчетов следует, что максимальный ток ОЗЗ по секциям РУ составляет:

I секция (1СШ 10 кВ) – 38,202 А;

II секция (2СШ 10 кВ) – 21,443 А;

III секция (3СШ 10 кВ) – 32,745 А;

IV секция (4СШ 10 кВ) – 24,452 А;

Так как отсутствуют точные данные о развитии сети перспективный ток ОЗЗ можно определить путём увеличения существующего тока на 25% согласно РД 34.20.179.

Таким образом перспективный ток ОЗЗ по секциям составит:

I секция (1СШ 10 кВ) – 47,752 А;

II секция (2СШ 10 кВ) – 26,803 А;

III секция (3СШ 10 кВ) – 40,932 А;

IV секция (4СШ 10 кВ) – 30,565 А;

Согласно РД 34.20.179. Компенсация тока ОЗЗ должна применяться при значениях емкостного тока замыкания на землю сети, не имеющих железобетонных и металлических опор в нормальных режимах ее работы:

- более 30 А при напряжении 3-6 кВ;
- более 20 А при напряжении 10 кВ

В сетях напряжением 3-20 кВ, имеющих железобетонные и металлические опоры на воздушных линиях электропередачи, и во всех сетях напряжением 35 кВ – при токе более 10 А;

Так как в расчетной сети 10 кВ имеются железобетонные опоры на стойках СВ-105, то нормируемый ток ОЗЗ должен составлять не более 10 А.

Расчетная мощность реакторов Qр (кВ·А) определяется по формуле:

$$Q_р = I_c \cdot \frac{U_{ном}}{\sqrt{3}}$$

где I_c – максимальный ток ОЗЗ с учетом запаса на развитие сети, А;

Uном – номинальное напряжение сети, кВ

Для обеспечения возможности работы одного ДГР на две секции (выход из строя одного из ДГР или ремонтные работы) принимаем суммарный емкостный ток для секций для 1 и 2 секций (для 1 и 2 секций) 10 кВ.

$$Q_p = 74{,}555 \cdot \frac{10}{\sqrt{3}} = 430{,}4\ кВА\ \text{- для 1 и 2 секций 10 кВ;}$$

$$Q_p = 71{,}497 \cdot \frac{10}{\sqrt{3}} = 412{,}8\ кВА\ \text{- для 3 и 4 секций 10 кВ;}$$

Ближайшая стандартная мощность принимается:

- для 1, 2 секций 10 кВ $Q_{ДГР}$= 500 кВА.
- для 3, 4 секций 10 кВ $Q_{ДГР}$= 500 кВА.

Реакторы принимаются плунжерные с плавным регулированием тока в диапазоне не менее 8-80 А (для ДГР-500 кВА).

При резонансном заземлении нейтрали сети после возникновения ОЗЗ и погасании тока дуги происходят возможные повторные пробои на напряжении, меньшем или равном фазному, что приводит к перенапряжениям на неповрежденных фазах, не превышающим 2,4Uф.

При неточной настройке ДГР процесс выравнивания напряжений фаз после погасания дуги носит характер биений, частота которых определяется степенью расстройки компенсации и добротностью колебательного контура. При точной настройке ДГР или небольшой перекомпенсации, расстройка и возникновение биений при ОЗЗ возможны при отключении присоединения с большим емкостным током подпитки. Опасность биений состоит в том, что повторное замыкание может произойти при напряжении, близком к максимуму, что вызывает перенапряжения на здоровых фазах.

При расстройке компенсации от 15% до 30% дуговые перенапряжения достигают (2,8-3,0)·Uф, что с точки зрения ограничения перенапряжений делает применение ДГР неэффективным.

Возникновение больших расстроек компенсации обусловлено следующими факторами:

- блокировка автоматики настройки ДГР при возникновении в сети ОЗЗ и невозможность дальнейшей подстройки плунжерного реактора, вплоть до устранения замыкания;

- вероятные изменения конфигурации сети, вызванные оперативными переключениями, а также неконтролируемыми переключениями в потребительских сетях.

Для ограничения перенапряжений при ОЗЗ проектом предусматривается подключение параллельно с ДГР высокоомного резистора.

Значение сопротивления резистора, Ом, выбираем по формуле:

$$R_N \leq \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot \Delta I_C};$$

где

ΔI_c – наибольший ток раскомпенсации ОЗЗ, А; при отключении фидера с наибольшим током ОЗЗ;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение сети, кВ

Однако, исходя из практики применения комбинированного заземления нейтрали в России, чаще всего мощность резистора, выбранного строго по указанному выше условию, является избыточной и остаточный активный ток резистора в месте ОЗЗ является риском повторных зажиганий дуги. Уточнение значения сопротивления резистора, позволяющего снизить перенапряжения до заданной величины, должно осуществляется расчетным путем с учетом всех влияющих факторов по специализированным программам. Поэтому окончательный выбор резисторов производим по принципу недопустимости увеличения активного тока в месте замыкания и выбору сопротивления в большую сторону от условия, приведенного выше.

В случае, когда емкостный ток одного фидера на секции значительно отличается от величин емкостных токов остальных фидеров секции, ток ΔI_c принимаем как средний емкостный ток всех фидеров 1 и 2 секции (3 и 4 секции).

$$R_N \leq \frac{10000}{\sqrt{3}\cdot(74{,}555/12)} = 923{,}26 \textit{Ом- для 1 и 2 секций 10 кВ}$$

$$R_N \leq \frac{10000}{\sqrt{3}\cdot(71{,}497/8)} = 646{,}02 \textit{Ом-для 3 и 4 секций 10 кВ}$$

Таким образом, принимаем большее стандартное значение сопротивления резистора из ряда выпускаемых отечественными производителями:

- для 1, 2 секций 10 кВ Rст=1000 Ом; номинальная мощность Ррез= 33 кВт; номинальный ток 5,8 А. Допустимое время протекания номинального тока >24 с.

- для 3, 4 секций 10 кВ Rст=700 Ом.; номинальная мощность Ррез= 48 кВт; номинальный ток 8,2 А. Допустимое время протекания номинального тока >24 с.

Мощность присоединительного трансформатора для вывода нейтрали выбирается исходя из мощности подключаемого ДГР и резистора.

$$S'_{тр} = \sqrt{Q_P^2 + P_{рез}^2}$$

$$S'_{тр} = \sqrt{(430{,}4^2 + 33^2)} = 431.66 \text{ кВА - } \textit{для 1 и 2 секций 10 кВ}$$

$$S'_{тр} = \sqrt{(412{,}8^2 + 48^2)} = 415.58 \text{ кВА - } \textit{для 3 и 4 секций 10 кВ}$$

Ближайшая стандартная мощность трансформатора принимается:

- для 1, 2 секций 10 кВ $S'_{тр}$ = 630 кВА. Схема и группа соединений обмоток Ун/Д-11.
- для 3, 4 секций 10 кВ $S'_{тр}$ = 630 кВА. Схема и группа соединений обмоток Ун/Д-11.

При выборе нейтралеобразующих трансформаторов для подключения ДГР следует иметь в виду, что трансформатор с группой соединения обмоток Ун/Д является более предпочтительным, чем с группой соединения обмоток Zн по ряду причин, а именно:

1. В силу конструктивных особенностей трансформаторов с группой соединения обмоток Zн для них не является возможным проведение испытаний в режимах КЗ и ХХ, соответственно нет возможности всецело убедиться в надежности изделия.
2. Для трансформаторов с группой соединения обмоток Zн характерно расположение на одном стержне обмоток разных фаз, что при отсутствии возможности проверки междуфазной изоляции может являться причиной снижения надежности этих трансформаторов.
3. Трансформаторы с группой соединения обмоток Zн конструктивно сложнее, чем с группой соединения обмоток Ун/Д, что влечет за собой повышение стоимости изделия. Соответственно, при сходных параметрах трансформаторы с группой соединения обмоток Zн имеют более высокую стоимость.

Проверка существующих кабельных линий 10 кВ по условиям невозгораемости. Технические решения по ограничению токов короткого замыкания

1. Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания выполнен на 2025 г. и на перспективу 2029 г. (с учетом установки трансформаторов мощностью 63 МВА) в соответствии с томом 794-24-18-БиР «Раздел 13. Расчет установившихся электроэнергетических режимов и токов КЗ».

Результаты расчета токов короткого замыкания представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Токи короткого замыкания

Шины	2025 год		2029 год	
	$I^{(3)}$, кА	$I^{(1)}$, кА	$I^{(3)}$, кА	$I^{(1)}$, кА
110 кВ	18,36	15,32	18,43	15,32
10 кВ 1с	21,38	-	21,32	-
10 кВ 2с	21,38	-	21,32	-
10 кВ 3с	20,87	-	20,81	-
10 кВ 4с	20,87	-	20,81	-

2. Проверка КЛ 10 кВ на невозгорание.

Для каждой конкретной линии производится расчёт максимального выдерживаемого тока, при котором не произойдёт возгорание. Чем выше ток КЗ и чем дольше время его протекания, тем больше нагревается кабель, тем больше вероятность его возгорания.

Расчёт кабелей по условию невозгорания производится в соответствии с Циркуляром № Ц-02-98(Э) и СРМ-2000 ч.2:

1.Определяется начальная температура жил кабеля (до короткого замыкания).

За начальную температуру принимают максимально возможную температуру предшествующего режима

$$\mathbf{Q_{нач} = Q_0 + (I_р^2 / I_{дл.д}^2) * (Q_{доп}-Q_{окр}),}$$

где: $\mathbf{Q_0}$ – фактическая температура окружающей среды во время короткого замыкания, ^{0}С (принимается +25^{0}С)

$\mathbf{Q_{Доп}}$ – расчетная длительно допустимая температура жилы, ^{0}С (в зависимости от типа изоляции кабеля);

$\mathbf{Q_{окр}}$ – расчетная температура окружающей среды, ^{0}С (для земли +15^{0}С, для воздуха +25 ^{0}С).

$\mathbf{I_{дл.д}}$ – длительно допустимый ток для кабелей, А.

2.Определяется значение коэффициента **К**:

$$\mathbf{К = b * I_{КЗ}^2 * t_O / S^2},$$

где **b** – постоянная, характеризующая теплофизические характеристики материала (для медных жил – 19,58 м^4/кА^2·с, для алюминиевых-45,65 м^4/кА^2·с);

$\mathbf{t_O}$ – время протекания тока короткого замыкания, с.

$$\mathbf{t_O = t_В + t_{РЗ} + t_А},$$

где $\mathbf{t_В}$ – время отключения выключателя (резервной защиты), равное 0,06 с;

$\mathbf{t_{РЗ}}$ – время срабатывания резервной защиты, равное 1 с.

$\mathbf{t_А}$ – эквивалентная постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания, равное 0,05.

S – сечение жилы кабельной линии, мм^2.

3.Определяется температура жил в конце короткого замыкания

$$\mathbf{Q_К = Q_{нач} * e^К + \mathit{a}\,(e^К – 1)},$$

где ***a*** – величина, обратная температурному коэффициенту электрического сопротивления при 0 ^{0}С, равная 228 ^{0}С.

Максимально допустимая температура нагрева жил кабелей 10 кВ с бумажной изоляцией - 200 °С (с возможностью дальнейшей эксплуатации), 300°С (непригодны к эксплуатации).

Максимально допустимая температура нагрева жил кабелей 10 кВ СПЭ изоляцией - 250 °С.

Проверка существующих отходящих КЛ 10 кВ на невозгорание по току КЗ без установки токоограничивающих реакторов 10 кВ сведена в таблицу №2.

Таблица №2. Проверка кабелей 10 кВ на невозгорание по току КЗ в начале КЛ **(без ТОР)**.

Линия	Марка и сечение кабеля	$I_{раб.max}$, А	$I_{дл.д}$, А	Qн, °С	К	$t_в$, с	Температура нагрева жил к моменту отключения вводного выключателя °С	Результат
1 Секция 10 кВ								
яч.1.5. ЦРП-2 "Б"	ААБл-3х120	120	218	31,4	1,527	1,11	**966,1**	**Нет**
яч.1.7. ШАТП-4 (ТП-75)	ААБ-3х150	150	246	35,7	0,977	1,11	**472,5**	**Нет**
яч.1.8. ЦРП-2	ААБлУ-3х150	150	246	35,7	0,977	1,11	**472,5**	**Нет**
яч.1.9. ТП-5953п "А"	3хАПвПУ-1х400/50	300	525	50,7	0,137	1,11	91,8	Да
яч.1.11. Хлебозавод "Б"	ААШв-3х120	120	218	31,4	1,527	1,11	**966,1**	**Нет**
2 Секция 10 кВ								
яч.2.5. ТП-59 "Б"	ААБлУ-3х150	150	246	35,7	0,977	1,11	**472,5**	**Нет**
яч.2.6. ТП-4048	ААБл-3х240	200	314	36,1	0,382	1,11	158,9	Да
яч.2.7. ТП-3726	ААБл-3х240	200	314	36,1	0,382	1,11	158,9	Да
яч.2.9. 4 м/р	ААБл-3х185	175	275	39,0	0,642	1,11	**279,6**	**Нет**
яч.2.10. Хлебозавод "А"	ААШв-3х95	100	194	29,7	2,436	1,11	**2717,2**	**Нет**
яч.2.11. КТПН-2266	3хАПвПУ-1х400/50	300	525	50,7	0,137	1,11	91,8	Да
яч.2.12. ТП-5953 "Б"	3хАПвПУ-1х400/50	300	525	50,7	0,137	1,11	91,8	Да
3 Секция 10 кВ								
яч.3.5. ТП-4182	ААБл-3х240	200	314	36,1	0,382	1,11	158,9	Да
яч.3.6. ТП-5953 "А"	3хАПвПУ-1х400/50	300	525	50,7	0,137	1,11	91,8	Да
яч.3.7. ТП-23 (6432)	3хАПвЭасПу-1х300	250	476	63,7	0,244	1,11	144,4	Да
яч.3.10. ООО "Русичи"	ААБл-3х70	70	161	27,5	4,487	1,11	**22465,3**	**Нет**
яч.3.11. ТП-59 "А"	ААБлУ-3х150	150	246	35,7	0,977	1,11	**472,5**	**Нет**
4 Секция 10 кВ								
яч.4.5. ЦРП-2 "А"	ААБл-3х120	120	218	31,4	1,527	1,11	**966,1**	**Нет**
яч.4.6. Теплицы "А"	3хАПвПУ-1х400/50	300	525	50,7	0,137	1,11	91,8	Да
яч.4.7. ТП-76	ААБл-3х120	120	218	31,4	1,527	1,11	**966,1**	**Нет**
яч.4.9. ТП-51 4 м/р	ААБл-3х120	120	218	31,4	1,527	1,11	**966,1**	**Нет**

Вывод: По результатам расчета невозгорание силовых кабелей 10 кВ при действии резервной защиты, исходя из КЗ в начале кабельной линии, значения расчетных температур нагрева токопроводящих жил отходящих кабелей сечением менее 240 мм^2 превышают 200 °С.

Проверка существующих КЛ 10 кВ, приведенная выше, показала, что большая часть проводников существующих отходящих фидеров 10 кВ не проходит по невозгоранию.

3. Мероприятия по ограничению токов короткого замыкания

Для уменьшения токов КЗ на шинах РУ 10 кВ и соблюдения проверки по невозгоранию существующих КЛ 10 кВ рекомендуется установка сухих токоограничивающих реакторов 10 кВ на открытой части подстанции.

Определим результирующее сопротивление, Ом, цепи КЗ до установки реактора:

$$x_{рез.} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{КЗmax}},$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение РУ, кВ;

$I_{КЗmax.}$ – максимальный ТКЗ на шинах РУ, кА.

$$x_{рез.} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 21,38} = 0,284 \text{ Ом}.$$

Для ограничения токов короткого замыкания на шинах 10 кВ до величины не более 11 кА рассчитаем требуемое сопротивление ТОР 10 кВ по формуле:

$$x_{р.треб.} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{max.треб.}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 11} = 0,551 \text{ Ом};$$

где $I_{max.треб.}$ − ориентировочный максимальный ток, принятый равным 11 кА;

Разность полученных значений сопротивлений даст требуемое сопротивление реактора:

$$x_{ректора} = x_{р.треб} - x_{рез} = 0,551 - 0,284 = 0,268 \text{ Ом},$$

Выбираем по каталожным данным заводов-изготовителей реакторов ближайшее большее индуктивное сопротивление. Параметры выбранного выключателя сводим в таблицу №3.

Таблица №3 – Параметры выбранного реактора

Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Номинальное индуктивное сопротивление, Ом	Термическая стойкость реактора, кА	Электродинамическая стойкость реактора, кА
10,5	3200	0,28	17,7	45,1

Определим значение результирующего сопротивления цепи КЗ с учетом сопротивления выбранного токоограничивающего реактора 10 кВ:

$$x_{резул} = x_{реактора} + x_{рез} = 0,28 + 0,284 = 0,564 \text{ Ом};$$

Рассчитаем результирующий ТКЗ на шинах РУ 10 кВ после установки реактора:

$$I_{КЗmax.рез.} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot x_{резул}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,564} = 10,97 \text{ кА};$$

Необходимо произвести повторную проверку кабельных линий 10 кВ после установки реакторов.

4. Проверку существующих КЛ 10 кВ после установки реакторов

Проверка оборудования осуществляется аналогичным образом как в разделе 2. Результаты проверки сведены в таблицу №4.

Таблица №4. Проверка кабелей 10 кВ на невозгорание по току КЗ в начале КЛ **(после установки ТОР 10 кВ)**.

Линия	Марка и сечение кабеля	$I_{раб.max}$, А	$I_{дл.д}$, А	Qн, °С	К	$t_в$, с	Температура нагрева жил к моменту отключения вводного выключателя °С	Результат
1 Секция 10 кВ								
яч.1.5. ЦРП-2 "Б"	ААБл-3х120	120	218	34,6	0,402	1,11	164,6	Да
яч.1.7. ШАТП-4 (ТП-75)	ААБ-3х150	150	246	46,3	0,257	1,11	126,8	Да
яч.1.8. ЦРП-2	ААБлУ-3х150	150	246	46,3	0,257	1,11	126,8	Да
яч.1.9. ТП-5953п "А"	3хАПвПУ-1х400/50	300	525	50,7	0,036	1,11	58,4	Да
яч.1.11. Хлебозавод "Б"	ААШв-3х120	120	218	34,6	0,402	1,11	164,6	Да
2 Секция 10 кВ								
яч.2.5. ТП-59 "Б"	ААБлУ-3х150	150	246	46,3	0,257	1,11	126,8	Да
яч.2.6. ТП-4048	ААБл-3х240	200	314	47,3	0,101	1,11	76,4	Да
яч.2.7. ТП-3726	ААБл-3х240	200	314	47,3	0,101	1,11	76,4	Да
яч.2.9. 4 м/р	ААБл-3х185	175	275	39,0	0,169	1,11	98,0	Да
яч.2.10. Хлебозавод "А"	ААШв-3х95	100	194	34,0	0,641	1,11	**269,6**	**Нет**
яч.2.11. КТПН-2266	3хАПвПУ-1х400/50	300	525	50,7	0,036	1,11	58,4	Да
яч.2.12. ТП-5953 "Б"	3хАПвПУ-1х400/50	300	525	50,7	0,036	1,11	58,4	Да
3 Секция 10 кВ								
яч.3.5. ТП-4182	ААБл-3х240	200	314	47,3	0,101	1,11	76,4	Да
яч.3.6. ТП-5953 "А"	3хАПвПУ-1х400/50	300	525	50,7	0,036	1,11	58,4	Да
яч.3.7. ТП-23 (6432)	3хАПвЭасПу-1х300	250	476	67,0	0,064	1,11	83,0	Да
яч.3.10. ООО "Русичи"	ААБл-3х70	70	161	32,6	1,181	1,11	**621,1**	**Нет**
яч.3.11. ТП-59 "А"	ААБлУ-3х150	150	246	46,3	0,257	1,11	126,8	Да
4 Секция 10 кВ								
яч.4.5. ЦРП-2 "А"	ААБл-3х120	120	218	34,6	0,402	1,11	164,6	Да
яч.4.6. Теплицы "А"	3хАПвПУ-1х400/50	300	525	50,7	0,036	1,11	58,4	Да
яч.4.7. ТП-76	ААБл-3х120	120	218	34,6	0,402	1,11	164,6	Да
яч.4.9. ТП-51 4 м/р	ААБл-3х120	120	218	34,6	0,402	1,11	164,6	Да

Вывод: Проверка, приведенная выше, показала, что после установки ТОР 10 кВ и снижение уровня ТКЗ на шинах РУ 10 кВ большая часть кабельных линий существующих отходящих фидеров 10 кВ проходит по невозгоранию.

По результатам расчета на невозгорание КЛ 10 кВ значения расчетных температур нагрева токопроводящих алюминиевых жил сечением менее 120 мм^2 превышает 200 °С.

Данные кабели предусматривается заменить, с увеличением сечения токопроводящих жил (до 120 мм^2) на расстоянии не менее 50 м от шин РУ 10 кВ по территории ПС.

5. Выбор и проверка проектируемых силовых кабелей 10 кВ

В ЗРУ 10 кВ для подключения ТСН-1 (ТСН-2) и ДРГ-1 (ДРГ-2, ДРГ-3, ДРГ-4) от ячеек КРУ 10 кВ – отходящие кабельные линии 10 кВ выбраны кабели с алюминиевой жилой и с изоляцией из сшитого полиэтилена марки АПвВнг(А)-LS–10 кВ.

Кабели марок АПвВнг(А)-LS–10 кВ, выбранные для силовых кабельных линий, соответствуют классу пожарной опасности по ГОСТ 31565-2012.

Сечение кабелей выбиралось по допустимому длительному току с проверкой на термическую стойкость и невозгораемость при коротком замыкании.

Выбранные кабели проверены на термическую стойкость и невозгораемость при коротком замыкании в соответствии с ГОСТ Р 52736-2007 п. 6.3 и 6.3.5.

Результаты выбора и проверки силовых кабелей 10 кВ приведены в таблице №5 соответственно.

Таблица №5 – Выбор и проверка силовых кабелей 10 кВ

№ п/п	Параметр	Обозначение и расчетная формула	Числовое значение						Примечание
			КРУ 10 кВ (ТСН)			КРУ 10 кВ (ДГР)			
1	Номинальное рабочее напряжение, кВ	$U_{РН}$	10,5			10,5			
2	Максимальная нагрузка присоединения, кВА	$S_{РН}$	250			630			
3	Максимальный рабочий ток, А	$I_{РН}$	13,7			34,6			
4	Максимальный ток трехфазного КЗ, кА	$I_К^{(3)}$	10,97			10,97			
5	Эквивалентный односекундный термический ток трехфазного КЗ, кА	$I_{тер(1с)} = I_К^{(3)}\sqrt{1+\frac{T_а}{t_{откл}}(1-e^{-\frac{2t_{откл}}{T_а}})}$	11,284			11,284			
6	Коэффициент мощности, о.е.	$\cos\phi$	1			1			
7	Постоянная времени сети, с	$T_а$	0,05			0,05			Приняты на основании справочных данных
8	Время протекания тока КЗ, с	$t_{откл}$	0,86			0,86			
9	Интеграл Джоуля за время отключения тока трехфазного КЗ, кА²с	$B_К = I_К^2\sqrt{t_{откл}+T_а(1-e^{-\frac{2t_{откл}}{T_а}})}$	114,8			114,8			
10	Предварительно принятый кабель (тип и сечение)	$S_{пред}$	120			120			АПвВнг(А)-LS 3х120/70-10 кВ
11	Длительно допустимый ток кабеля А	$I_{ДД.К}$	291			291			
12	Допустимый ток односекундного КЗ кабеля, кА	$I_{тер(1с)}^{(кат)}$	11,3			11,3			
13	Удельное активное сопротивление кабеля, Ом·км	R_0	0,325			0,325			
14	Удельное реактивное сопротивление кабеля, Ом·км	X_0	0,089			0,089			
15	Принятая экономическая плотность тока, А/мм²	$J_Э$	1,6			1,6			
16	Экономическое сечение кабеля, мм²	$S_Э = \frac{I_{РН}}{J_Э}$	8,6			21,7			
17	Термическое сечение кабеля, мм²	$S_Т = 10^3\frac{\sqrt{B_К}}{C_{тер}}$	119,0			119,0			На основании ГОСТ Р 52736—2007 табл.8 принято $C_{тер} = 90\ А\cdot с^{\frac{1}{2}}/мм^2$
18	Эквивалентное сечение кабеля по номинальному допустимому току, мм²	$S_I = S_{пред}\frac{I_{РН}}{I_{ДД.К}}$	5,7			14,3			
19	Принятое суммарное сечение пучка кабелей, мм²	$S_П \geq \max(S_Э, S_Т, S_I)$	119,0			119,0			
20	Принятое количество кабеля в фазе, шт	$n_К \geq \frac{S_П}{S_{пред}}$	1			1			
21	Суммарное каталожный длительно допустимый ток пучка кабелей, А	$I`_{ДД.К} = n_К \cdot I_{ДД.К}$	291			291			
22	Расчетная температура окружающей среды (нормируемая), °С	$\Theta_{ОС.Н}$	25			25			
23	Расчетная температура окружающей среды (принятая), °С	$\Theta_{ОС}$	25			25			Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца в г.Иркутск +25°С
24	Допустимая температура жилы, °С	$\Theta_Ж$	70			70			Принято согласно рекомендациям ПУЭ
28	Уточненный длительно допустимый ток, А	$I_{ДДУ} = K_1K_2K_3I`_{ДД.К}$	291			291			
29	Условие проверки кабеля по длительно допустимому току	$I_{ДДУ} \geq I_{РН}$	291,0	>	13,7	291,0	>	34,6	**Условие выполняется**
30	Условие проверки кабеля по односекундному термическому току	$I_{тер(1с)}^{(кат)} > I_{тер(1с)}$	11,3	>	11,3	11,3	>	11,3	**Условие выполняется**
31	Коэффициент токовой загрузки кабеля в нормальном режиме, о.е.	$K_{з.ДДТН} = \frac{I_{РН}}{I_{ДДУ}}$	0,05			0,12			
32	Протяженность кабеля, м	$L_{КЛ}$	50			50			
33	Падение напряжения в кабеле, В	$\Delta U = \sqrt{3}\cdot I_{РН}L_{КЛ}\left(\frac{R_0}{n_К}cos\phi + \frac{X_0}{n_К}\sqrt{1-cos^2\phi}\right)$	0,39			0,98			
34	Падение напряжения в кабеле, %	$\Delta U\% = \frac{\Delta U}{U_{РН}}100\%$	0,00			0,01			
35	Допустимая температура жилы кабеля при КЗ (паспортная)	$\Theta_{КЗ.К}$	250			250			
36	Температура кабеля в нормальном режиме, °С	$\Theta_Н = \Theta_{ОС} + (\Theta_Ж - \Theta_{ОС.Н})\left(\frac{I_{РН}}{I_{ДДУ}}\right)$	27,1			30,4			
37	Условие по нагреву кабеля в нормальном режиме	$\Theta_Н < \Theta_Ж$	27,1	<	70,0	30,4	<	70,0	**Условие выполняется**
38	Теплофизическая постоянная, кА²с	b	45,65			45,65			Циркуляр Ц-02-98(Э)
39	Коэффициент, о.е.	$k^{(3)} = \frac{b\cdot B_К}{S_{пред}^2}$	0,364			0,364			
40	Температура жилы при КЗ, °С	$\Theta_{КЗ} = \Theta_Н e^{k^{(3)}} + 228\cdot(e^{k^{(3)}}-1)$	139,1			143,8			
41	Условие по невозгоранию	$\Theta_{КЗ} \leq \Theta_{КЗ.К}$	139,1	<	250	143,8	<	250	**Условие выполняется**

6. Выбор сечения экрана проектируемого силового кабеля 10 кВ

Согласно инструкциям производителей кабелей, площадь сечения экрана кабеля можно определить по формуле:

$$S_{ЭКР} = \frac{I_К}{0{,}203 \cdot К},$$

где $S_{ЭКР}$ – сечение медного экрана, мм^2;

$I_К$ – значение тока короткого замыкания в медном экране, кА;

К – поправочный коэффициент, для продолжительности короткого замыкания, отличающейся от 1 с, который можно определить по формуле:

$$К = \frac{1}{\sqrt{t_{КЗ}}},$$

В электрических сетях с изолированной, компенсированной и заземленной через высокоомный резистор нейтралью, ток короткого замыкания в медном экране производится по току двухфазного КЗ:

$$I_К = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_К^{(3)},$$

где $I_К^{(3)}$ – ток трехфазного КЗ в расчетной точке.

Результаты выбора и проверки экрана силовых кабелей 10 кВ приведены в таблице №6 соответственно.

Таблица №6 – Выбор и проверка экрана силовых кабелей 10 кВ

№ п/п	Параметр	Обозначение и расчетная формула	Числовое значение						Примечание
			КРУ 10 кВ (ТСН)			КРУ 10 кВ (ДГР)			
1	Номинальное рабочее напряжение, кВ	$U_{РН}$	10,5			10,5			
2	Максимальный ток трехфазного КЗ, кА	$I_К^{(3)}$	10,97			10,97			
3	Ток двухфазного КЗ на землю, кА	$I_К^{(1,1)} = I_К^{(3)}\sqrt{3}/2$	9,50			9,50			
4	Время протекания тока КЗ, с	$t_{ОТКЛ}$	1,11			1,11			
5	Предварительно принятый экран (сечение)	$S_{пред.з}$	70			70			
6	Допустимый ток односекундного короткого замыкания в медном экране, кА	$I_{доп(1с)}$	13,4			13,4			
7	Поправочный ко эффициент времени КЗ, с	$k=1/\sqrt{t_{ОТКЛ}}$	0,949			0,949			
8	Приведённый ток короткого замыкания в медном экране, кА	$I_{доп(прив)} = I_{доп(1с)} \cdot k$	12,719			12,719			
9	Условие проверки кабеля по односекундному термическому току	$I_{доп(прив)} > I_К^{(1,1)}$	12,719	>	9,500	12,719	>	9,500	**Условие выполняется**

Расчеты и проверка показали, что выбранные силовые кабели 10 кВ проходят по вышеуказанным условиям.

Расчет изоляторов в гирлянде на ОРУ 110 кВ.

Район по степени загрязнения для ПС 110 кВ Луговая – II* (как для подстанционной изоляции).

Определение количества изоляторов в гирляндах на ОРУ 110 кВ произведено согласно методике, изложенной в ПУЭ, изд. 7, гл. 1.9.

Количество подвесных тарельчатых изоляторов в поддерживающих и натяжных гирляндах определяем в соответствии с ПУЭ 7-е изд. (п. 1.9.20) с добавлением в каждую цепь гирлянды напряжением 110 кВ одного изоляторов типа ПС 70Е 212W.

Определение количества подвесных тарельчатых изоляторов в натяжных и поддерживающих гирляндах, с учетом п. 1.9.20 ПУЭ 7-е изд., шт., выполним по формуле:

$$m = \frac{L}{L_и} + 1, \quad (1)$$

Определение длины пути утечки изоляторов, см, выполним по формуле:

$$L = \lambda_э \cdot U \cdot k, \quad (2)$$

где $\lambda_э$ = 2,25 см/кВ – удельная эффективная длина пути утечки для II* степени загрязнения по ПУЭ 7-е изд. (табл. 1.9.1);

U = 121 кВ – наибольшее рабочее междуфазное напряжение по ГОСТ 721-77;

k – коэффициент использования длины пути утечки.

Коэффициент использования k изоляционных конструкций, составленных из однотипных изоляторов, определяем по ПУЭ 7-е изд. (п. 1.9.44) и формуле:

$$k = k_u \cdot k_k, \quad (3)$$

где k_u – коэффициент использования подвесных тарельчатых изоляторов определяем по ПУЭ 7-е изд. (табл. 1.9.20) в зависимости от отношения длины пути утечки изолятора, принятая по заводским данным для типа ПС70Е, $L_и$ = 303 мм, к диаметру его тарелки D = 255 мм:

$$\frac{L_и}{D} = \frac{303}{255} = 1{,}19;$$

Следовательно, коэффициент использования подвесных тарельчатых изоляторов принимаем

k_k – коэффициент использования составной изоляционной конструкции определяем по ПУЭ 7-е изд. (п. 1.9.49), k_k = 1 – для натяжных и поддерживающих одноцепных;

$$k = 1 \cdot 1{,}1 = 1{,}1;$$

Расчетная длина пути утечки изоляторов, по формуле (2), равна:

$L = 2{,}25 \cdot 121 \cdot 1{,}1 = 299{,}48$ см;

Определим количества подвесных тарельчатых изоляторов в натяжных гирляндах по формуле (1):

$m = \frac{299{,}48}{303} \cdot 10 + 1 = 10{,}88 \approx 11$ шт.;

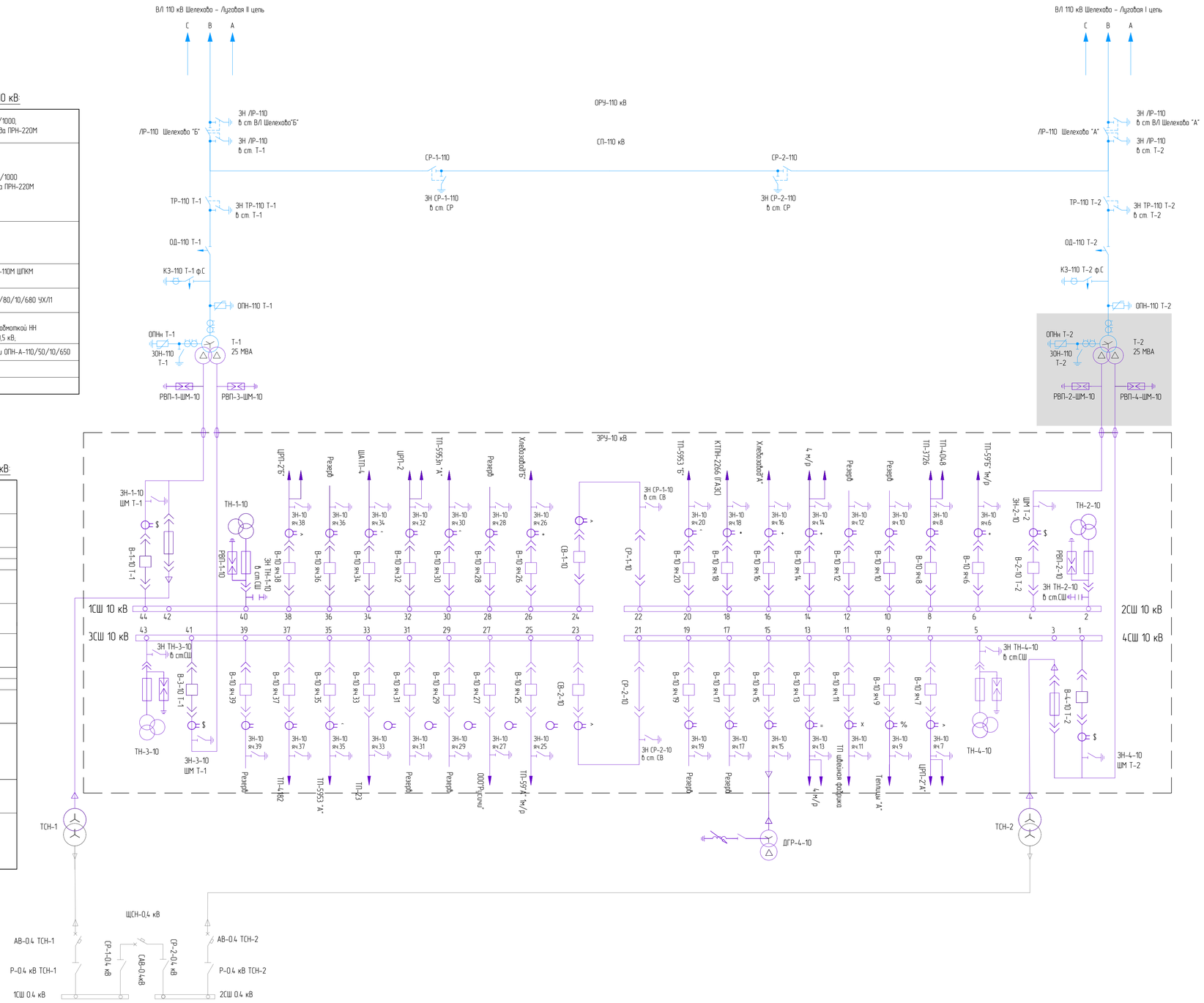
Следовательно, **натяжную и поддерживающую гирлянду изоляторов на ОРУ 110 кВ принимаем из 11 шт. тарельчатых стеклянных изоляторов типа ПС 70Е 212W**.

Существующее оборудование ОРУ 110 кВ:

Разъединитель трехполюсный типа РНДЗ-2-110/1000, с двумя комплектами заземляющих ножей, привода ПРН-220М
Разъединитель трехполюсный типа РНДЗ-18-110/1000 с одним комплектом заземляющих ножей, привода ПРН-220М
Отделитель 110 кВ типа ОД-110М/630
Короткозамыкатель однофазный 110 кВ типа КЗ-110М ШПКМ с ТТ типа ТШЛ-0.5
Ограничитель перенапряжений 110 кВ ОПН-П-110/80/10/680 УХЛ1
Встроенный ТТ типа ТВТ-110/300/5 Силовой трансформатор 110 кВ с расщепленной обмоткой НН ТРДН-25000/110 УХЛ1; $U_{ном}$=115±9х1,78%/10,5-10,5 кВ;
Ограничители перенапряжений 110 кВ в нейтрали ОПН-А-110/50/10/650
Заземлитель типа ЗОН-110М, привод ПРН-11
Разрядник вентильный 10 кВ типа РВП-10

Существующее оборудование ЗРУ 10 кВ:

Трансформатор напряжения 10 кВ НТМИ-10 $\frac{10}{\sqrt{3}}/\frac{0.1}{\sqrt{3}}/\frac{0.1}{3}$ кВ
Трансформатор тока ТПЛМ-10 200/5 +, 600/5 ^, 1000/5 >, 1500/5 $, 150/5 *
Предохранитель ПКТ-10, ПК-10/30 #
Разрядник РВП-10
Выключатель масляный: ВМП-10К ПЭ-11 600, 1000 =, 1500 %
Комплектное РУ типа КРУ-2-10 Выкатной элемент КВЭ-10-15-1000
Выключатель масляный ВМП7-10/20-630 * ВМП-10К ПЭ-11 600, 1000 =, 1500 %
Предохранитель ПКТ-10, ПК-10/30 #
Разрядник РВП-10
Трансформатор напряжения 10 кВ НТМИ-10 $\frac{10}{\sqrt{3}}/\frac{0.1}{\sqrt{3}}/\frac{0.1}{3}$ кВ
Трансформатор тока ТПОЛ-10 200/5 +, 600/5 ^, 400/5 =, 1000/5 >, 1500/5 $ ТПЛ-10 300/5 x, ТПЛ-10 400/5 * Т/ЛО-10 600/5 %
Трансформатор масляный ТМ-63/10/0.4
Разъединитель РДЗ-1-35/1000 Трансформатор присоединительный ТМ-630/10У1 Дугогасительный реактор РЗДПОМ-480/10У1



Примечания
1. Схема электрическая главная разработана на основании "Электрической схемы ПС 110/10 кВ Луговая", филиал АО "ИЭСК" ЮЭС, 2024 г.
2. Оборудование затонированное серым цветом демонтируется на ПК.

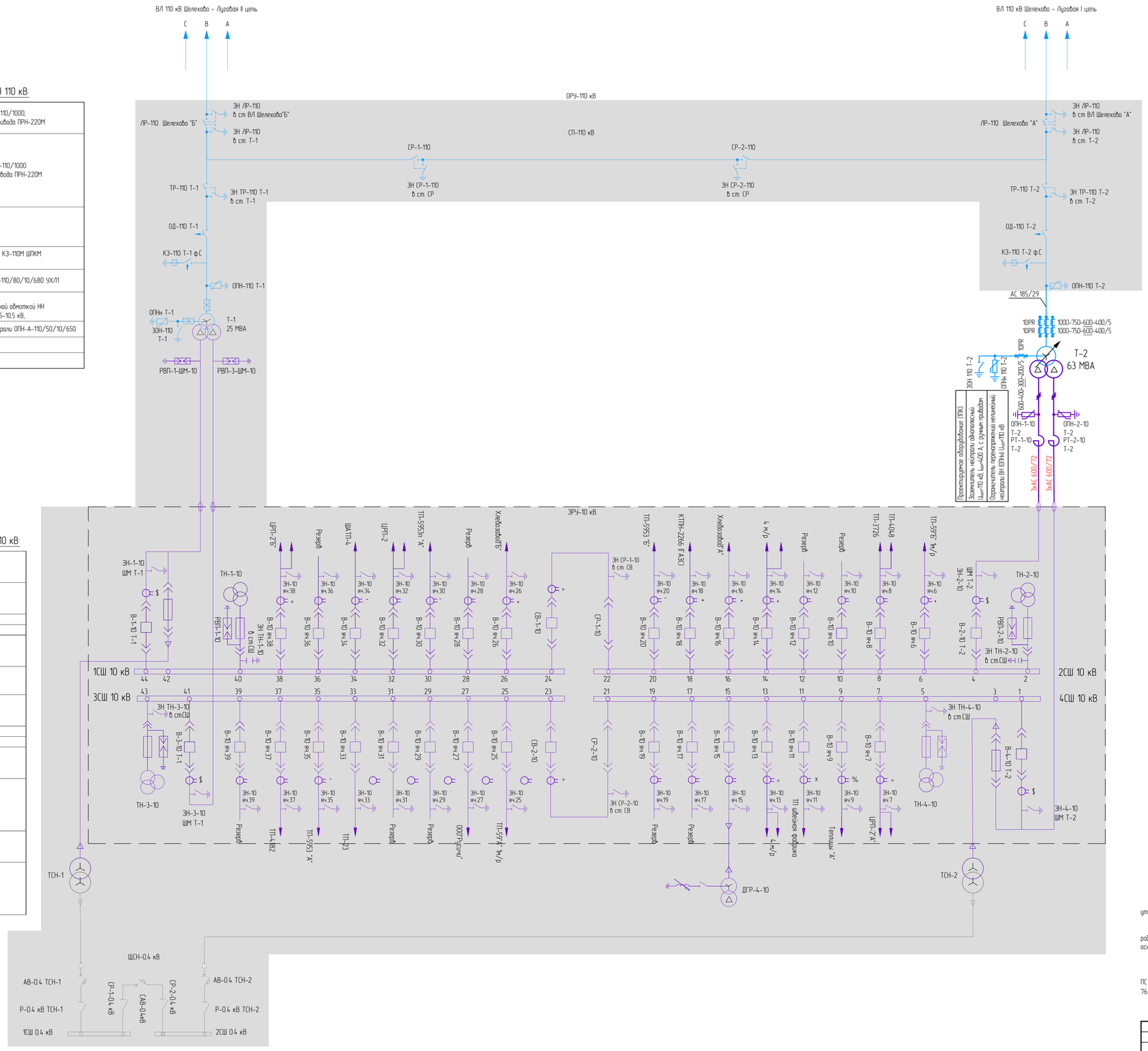
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	Ю5-373-ИОС1.1.ГЧ
						"Реконструкция ПС 110 кВ Луговая с заменой трансформаторов Т-1, Т-2 мощностью 25 МВА на трансформаторы мощностью 63 МВА (прирост мощности 76 МВА)"
Разраб.		Жданова			04.26	Раздел 5. Подраздел 1. Система электроснабжения. Часть 1. Электротехнические решения — Стадия: П; Лист: 1; Листов:
Проверил		Сажин			04.26	
Н.контр.		Кренделев			04.26	Схема электрическая принципиальная ПС (существующая)
ГИП		Ершов			04.26	ООО "Томскэлектросетьпроект"

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

Формат А1

Существующее оборудование ОРУ 110 кВ:

Разъединитель трехполюсный типа РНДЗ-2-110/1000, с двумя комплектами заземляющих ножей, привода ПРН-220М
Разъединитель трехполюсный типа РНДЗ-18-110/1000 с одним комплектом заземляющих ножей, привода ПРН-220М
Отделитель 110 кВ типа ОД-110М/630
Короткозамыкатель однофазный 110 кВ типа КЗ-110М ШПКМ с ТТ типа ТШЛ-0.5
Ограничитель перенапряжений 110 кВ ОПН-П-110/80/10/680 УХЛ1
Встроенный ТТ типа ТВТ-110/300/5 Силовой трансформатор 110 кВ с расщепленной обмоткой НН ТРДН-25000/110 УХЛ1; $U_{ном}$=115±9х1,78%/10,5-10,5 кВ;
Ограничители перенапряжений 110 кВ в нейтрали ОПН-А-110/50/10/650
Заземлитель типа ЗОН-110М, привод ПРН-11
Разрядник вентильный 10 кВ типа РВП-10



Существующее оборудование ЗРУ 10 кВ:

Трансформатор напряжения 10 кВ НТМИ-10 $\frac{10}{\sqrt{3}}/\frac{0.1}{\sqrt{3}}/\frac{0.1}{3}$ кВ
Трансформатор тока ТПЛМ-10 200/5 ±, 600/5 ˜, 1000/5 ≥, 1500/5 $, 150/5 *
Предохранитель ПКТ-10, ПК-10/30 #
Разрядник РВП-10
Выключатель масляный ВМП-10К ПЭ-11 600, 1000 =, 1500 %
Комплектное РУ типа КРУ-2-10 Выкатной элемент КВЭ-10-15-1000
Выключатель масляный ВМП7-10/20-630 * ВМП-10К ПЭ-11 600, 1000 =, 1500 %
Предохранитель ПКТ-10, ПК-10/30 #
Разрядник РВП-10
Трансформатор напряжения 10 кВ НТМИ-10 $\frac{10}{\sqrt{3}}/\frac{0.1}{\sqrt{3}}/\frac{0.1}{3}$ кВ
Трансформатор тока ТПОЛ-10 200/5 ±, 600/5 ˜, 400/5 =, 1000/5 ≥, 1500/5 $ ТПЛ-10 300/5 ≤, ТПЛ-10 400/5 * ТЛМ-10 600/5 %
Трансформатор масляный ТМ-63/10/0.4
Разъединитель РДЗ-1-35/1000 Трансформатор присоединительный ТМ-630/10У1 Дугогасительный реактор РЗДПОМ-480/10У1

Проектируемое оборудование (ПК)

Силовой трансформатор 110 кВ	Трансформатор тока встроенный в ввода ВН, Uн=110 кВ, Кл.т. 10PR/10PR, Кт.т. 1000-750-600-400/5 А;
	Трансформатор тока встроенный в ввод нейтрали, Uн=110 кВ, Кт.т. 600-400-300-200/5 А, Кл.т. 10PR;
	Силовой трехфазный двухобмоточный трансформатор 110 кВ с расщепленной обмоткой НН ТРДН-63000/110 УХЛ1 (SFFZ-63000/110). $S_{ном.ВН}$=63000 кВА; $S_{ном.НН1}$=31500 кВА; $S_{ном.НН2}$=31500 кВА; $U_{ном}$=115±9х1,778%/10,5-10,5 кВ; Yн/Δ-11-Δ-11; $U_{к.ВН-НН1}$=10,5%; $U_{к.ВН-НН2}$=20%; $U_{к.НН1-НН2}$=30%;
Ограничитель перенапряжений нелинейный (ОПН), Uн=10 кВ, УХЛ1	
Реактор токоограничивающий с вертикальным расположением фаз, Uн=10 кВ, Iн=3200 А, Xр=0,28 Ом, Im.c.=17,7 кА, Ii.c.=45,1 кА, УХЛ1	

Максимальные токи короткого замыкания

	2025 год		2029 год	
Сторона, $U_{ном}$	$I_{п0}$, кА	$I_{пτ}$, кА	$I_{п0}$, кА	$I_{пτ}$, кА
110 кВ	18,36	15,32	18,43	15,32
10 кВ (Т-2 с ТОР)	10,97	-	10,94	-

1 Проектируемые элементы реконструируемой части подстанции данного пускового комплекса выполнены сплошными утолщенными линиями, существующие - сплошными тонкими.

2 Оборудование затонированное серым цветом демонтируется на 2ПК.

3 Элементы схемы и линии электрической связи между ними выполнены цветом, соответствующим классу напряжения, на котором работает данное оборудование, согласно ГОСТ Р 56303-2014. Диспетчерские наименования проектируемого оборудования приняты на основании ГОСТ Р 56302-2014.

4 Максимальные токи КЗ на шинах 110 и 10 кВ указаны в соответствии с томом 794-24-18-БиР

5 Технические характеристики и типы проектируемого оборудования уточняются на стадии разработки рабочей документации

6 Схема реконструируемой части подстанции выполнена на основании задания на проектирование "Реконструкция ПС 110 кВ Луговая с заменой трансформаторов Т-1, Т-2 мощностью 25 МВА на трансформаторы мощностью 63 МВА (прирост мощности 76 МВА)", АО "ИЭСК", 2024 г. и "Электрической схемы ПС 110/10 кВ Луговая", филиал АО "ИЭСК" ЮЭС, 2024 г.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	Ю5-373-ИОС1.1.ГЧ
Разраб.		Жданова			04.26	"Реконструкция ПС 110 кВ Луговая с заменой трансформаторов Т-1, Т-2 мощностью 25 МВА на трансформаторы мощностью 63 МВА (прирост мощности 76 МВА)"
Проверил		Сажин			04.26	Раздел 5. Подраздел 1. Система электроснабжения. Часть 1. Электротехнические решения
Н.контр.		Крендясев			04.26	Схема электрическая принципиальная реконструируемой части ПС. 1 пусковой комплекс
ГИП		Ершов			04.26	

Стадия	Лист	Листов
П	2	

ООО "Томскэлектросетьпроект"

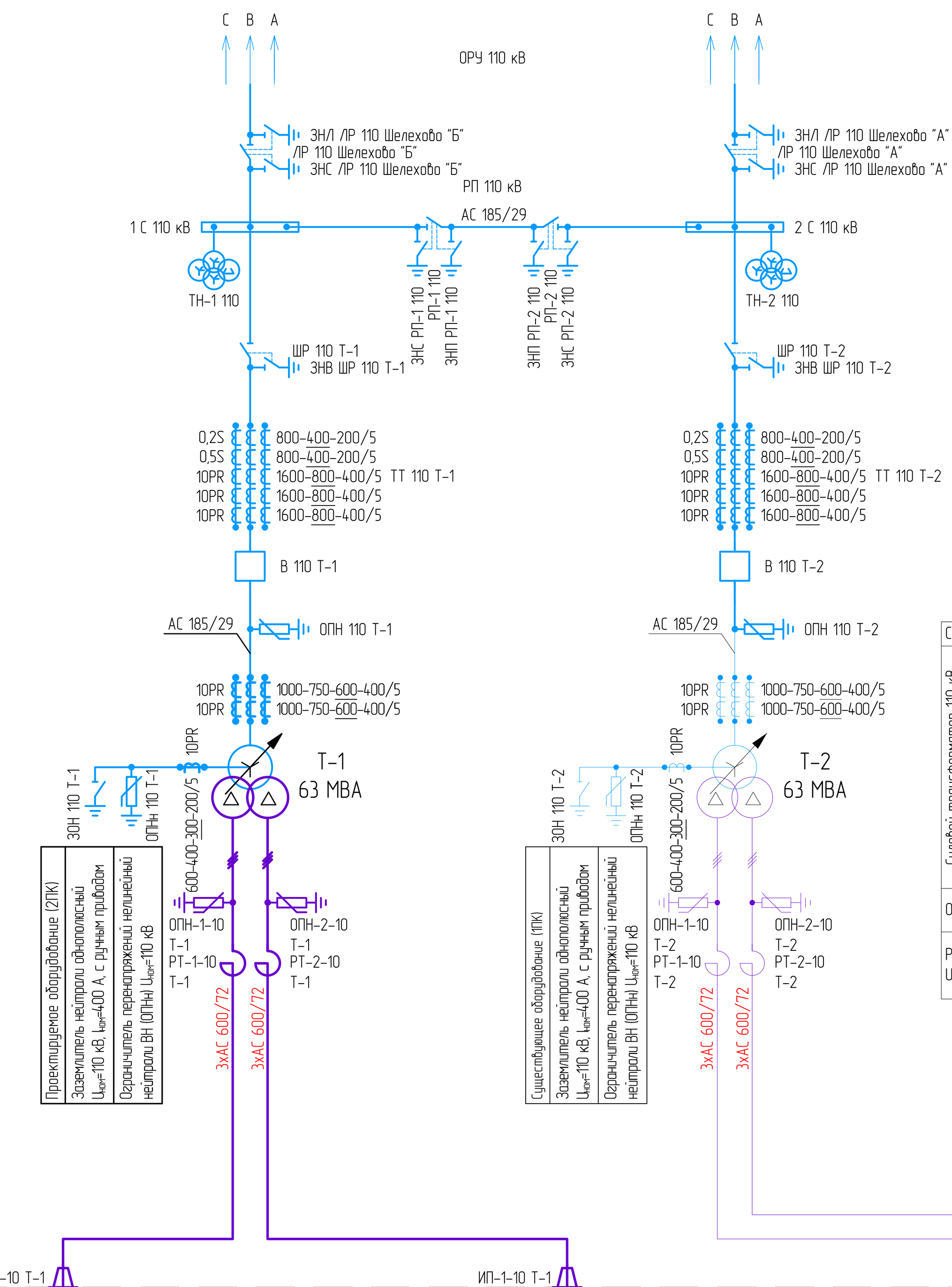
Формат А1

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Номер ячейки	1	2	3
Диспетчерское наименование	ВЛ 110 кВ Шелехово – Луговая II цепь. Шинные аппараты 1 С 110 кВ. Трансформатор Т-1	Ремонтная перемычка 110 кВ	ВЛ 110 кВ Шелехово – Луговая I цепь. Шинные аппараты 2 С 110 кВ. Трансформатор Т-2
Конструкция фазы линии	АС 120/19	–	АС 120/19
Длительно допустимая токовая нагрузка ВЛ, А: +25°С/-5°С	390 / 503	–	390 / 503
Конструкция фазы ошиновки ячейки ОРУ	АС 185/29	АС 185/29	АС 185/29
Длительно допустимая токовая нагрузка ОРУ, А: +25°С/-5°С	510 / 658	510 / 658	510 / 658



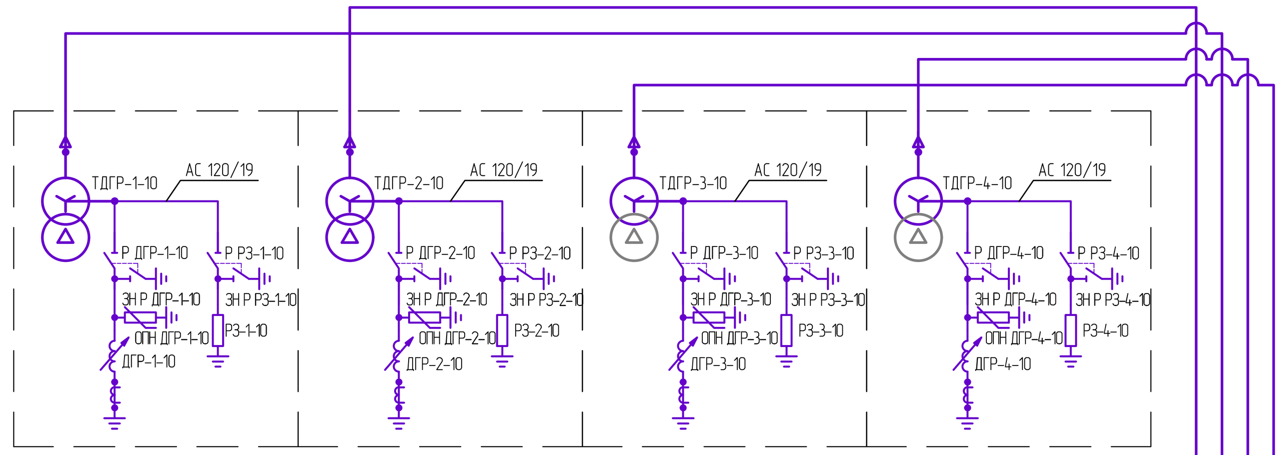
Проектируемое оборудование (2ПК)	
Комплектная трансформаторная подстанция блочного типа 110 кВ	Разъединитель горизонтально-поворотный трехполюсный, с 2-мя комплектами ЗН, Uн=110 кВ, Iн=1000 А, Iт=31,5 кА, Iд=80 кА, УХЛ1, с электродвигательными приводами для главных и заземляющих ножей
	Жесткая ошиновка (шины КТПБ) УХЛ1, Iн=1000 А, Iт=31,5 кА, Iд=80 кА
	Трансформатор напряжения индуктивный Uн=110 кВ, УХЛ1, $\frac{110}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$/0,1 кВ, кл.т. 0,2/0,5/3;
	Разъединитель горизонтально-поворотный трехполюсный с 2-мя комплектами ЗН, Uн=110 кВ, Iн=1000 А, Iт=31,5 кА, Iд=80 кА, УХЛ1, с электродвигательными приводами для главных и заземляющих ножей
	Разъединитель горизонтально-поворотный трехполюсный с 1-м комплектом ЗН, Uн=110 кВ, Iн=1000 А, Iт=31,5 кА, Iд=80 кА, УХЛ1, с электродвигательными приводами для главных и заземляющих ножей
	Трансформатор тока элегазовый Uн=110 кВ, Iт=40 кА, Iд=101 кА, УХЛ1, Кл.т. 0,2S/0,5S/10PR/10PR/10PR, Кт.т. 800-400-200/5 (для обмоток учёта, измерений) Кт.т. 1600-800-400/5 (для обмоток защит)
	Выключатель элегазовый колонковый, УХЛ1 Uн=110 кВ, Iн=2000 А, Iоткл=40 кА, Iт.с.=40 кА, Iд.с.=101 кА, с пружинным приводом
	Ограничитель перенапряжений нелинейный (ОПН) Uн=110 кВ, УХЛ1
Силовой трансформатор 110 кВ	Трансформатор тока встроенный в ввода ВН, Uн=110 кВ, Кл.т. 10PR/10PR; Кт.т. 1000-750-600-400/5 А;
	Трансформатор тока встроенный в ввод нейтрали, Uн=110 кВ, Кт.т. 600-400-300-200/5 А; Кл.т. 10PR;
	Силовой трехфазный двухобмоточный трансформатор 110 кВ с расщепленной обмоткой НН ТРДН-63000/110 УХЛ1 (SFFZ-63000/110); $S_{ном.ВН}$=63000 кВА; $S_{ном.НН1}$=31500 кВА; $S_{ном.НН2}$=31500 кВА; $U_{ном}$=115±9х1,778%/10,5-10,5 кВ; Yн/Δ-11-Δ-11; $U_{к(ВН-НН)}$=10,5%; $U_{к(ВН-НН1(НН2))}$=20%; $U_{к(НН1-НН2)}$=30%;
Ограничитель перенапряжений нелинейный (ОПН), Uн=10 кВ, УХЛ1	
Реактор токоограничивающий с вертикальным расположением фаз, Uн=10 кВ, Iн=3200 А, Хр=0,28 Ом, Iт.с.=17,7 кА, Iд.с.=45,1 кА, УХЛ1	

Проектируемое оборудование (2ПК)
Заземлитель нейтрали однополюсный $U_{ном}$=110 кВ, $I_{ном}$=400 А, с ручным приводом
Ограничитель перенапряжений нелинейный нейтрали ВН (ОПНн) $U_{ном}$=110 кВ

Существующее оборудование (1ПК)
Заземлитель нейтрали однополюсный $U_{ном}$=110 кВ, $I_{ном}$=400 А, с ручным приводом
Ограничитель перенапряжений нелинейный нейтрали ВН (ОПНн) $U_{ном}$=110 кВ

Существующее оборудование (1ПК)	
Силовой трансформатор 110 кВ	Трансформатор тока встроенный в ввода ВН, Uн=110 кВ, Кл.т. 10PR/10PR; Кт.т. 1000-750-600-400/5 А;
	Трансформатор тока встроенный в ввод нейтрали, Uн=110 кВ, Кт.т. 600-400-300-200/5 А; Кл.т. 10PR;
	Силовой трехфазный двухобмоточный трансформатор 110 кВ с расщепленной обмоткой НН ТРДН-63000/110 УХЛ1 (SFFZ-63000/110); $S_{ном.ВН}$=63000 кВА; $S_{ном.НН1}$=31500 кВА; $S_{ном.НН2}$=31500 кВА; $U_{ном}$=115±9х1,778%/10,5-10,5 кВ; Yн/Δ-11-Δ-11; $U_{к(ВН-НН)}$=10,5%; $U_{к(ВН-НН1(НН2))}$=20%; $U_{к(НН1-НН2)}$=30%;
Ограничитель перенапряжений нелинейный (ОПН), Uн=10 кВ, УХЛ1	
Реактор токоограничивающий с вертикальным расположением фаз, Uн=10 кВ, Iн=3200 А, Хр=0,28 Ом, Iт.с.=17,7 кА, Iд.с.=45,1 кА, УХЛ1	

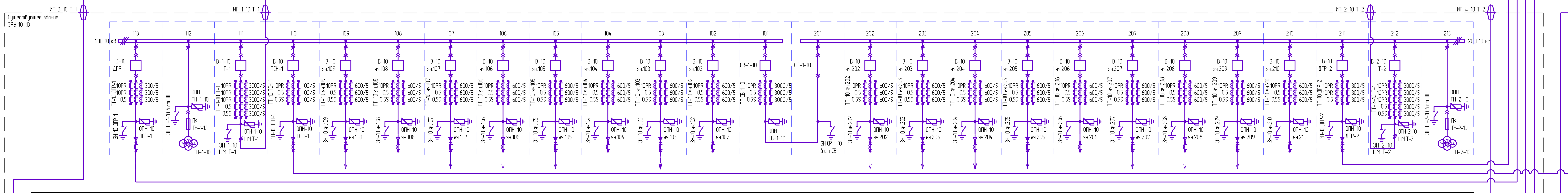
Проектируемое оборудование (2ПК)
Трансформатор присоединительный 10 кВ масляный герметичного исполнения; ТМПС-630/10 УХЛ1; 630 кВА; $U_{ном}$=10,5/0,23 кВ; Yн/Д-11; $U_{к(вн-нн)}$=5,5%;
Разъединитель горизонтально-поворотный однополюсный, УХЛ1, с 1-м комплектом ЗН, Uн=35 кВ, Iн=1000 А, Iт=20 кА, Iд=51 кА, с электродвигательными приводами для ГН и ЗН
Ограничитель перенапряжений нелинейный (ОПН), Uн=10 кВ, УХЛ1
Резистор защитный Uн=10 кВ, УХЛ1, Rн=1000 Ом, Р=33 кВт, Iр=5,8 А – (для 1СШ и 2СШ 10 кВ); Rн=700 Ом, Р=48 кВт, Iр=8,2 А – (для 3СШ и 4СШ 10 кВ);
Дугогасящий плунжерный плавно-регулируемый реактор 10 кВ Uн=10/√3 кВ; Qн=500 кВА; диапазон Iкомп.=13-135 А, УХЛ1. Встроенный трансформатор тока Uн=10 кВ, Ктт=150/5, кл.т.-10Р. Система автоматического регулирования тока компенсации.



Максимальные токи короткого замыкания

	2025 год		2030 год	
Сторона, $U_{ном}$	$I_{(3)}$, кА	$I_{(1)}$, кА	$I_{(3)}$, кА	$I_{(1)}$, кА
110 кВ	18,36	15,32	18,43	15,32
10 кВ (Т-1, Т-2)	10,97	–	10,94	–

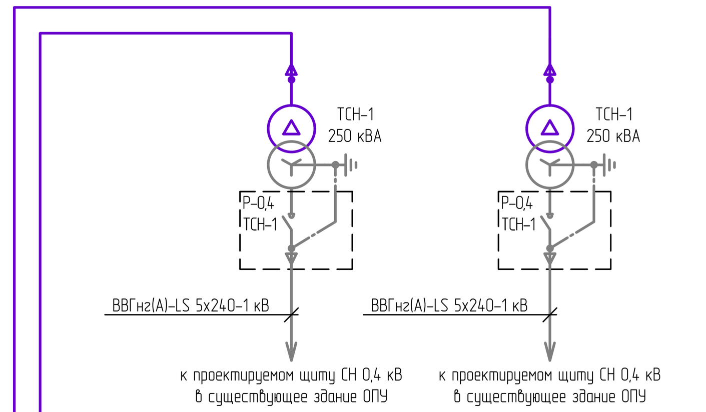
Проектируемое оборудование (2ПК)	
Комплектное распределительное устройство 10 кВ	Изолятор проходной $U_{ном}$=10 кВ, $I_{ном}$=3150 А
	Шинный ввод (мост) $U_{ном}$=10 кВ, $I_{ном}$=3150 А, $I_{терм}$=25 кА, $I_{дин}$=64 кА
	Сборные шины $U_{ном}$=10 кВ, $I_{ном}$=3150 А, $I_{терм}$=25 кА, $I_{дин}$=64 кА
	Выключатель вакуумный $U_{ном}$=10 кВ, $I_{ном}$=3150 А, $I_{откл}$=31,5 кА, $I_т$=31,5 кА, $I_д$=81 кА (яч. ввода Т-1, Т-2, СВ) $I_{ном}$=1000 А, $I_{откл}$=20 кА, $I_т$=20 кА, $I_д$=51 кА (яч. отход. линий)
	Трансформатор тока в литой изоляции $U_{ном}$=10 кВ, $I_{терм}$=40 кА, $I_{дин}$=102 кА, Кл.т. 0,5S/0,5/10PR/10PR/10PR; Кт.т. 3000/5 (яч. ввода); Кл.т. 0,5S/0,5/10PR; Кт.т. 3000/5 (яч. СВ); Кл.т. 0,5S/0,5/10PR; Кт.т. 600/5, $I_т$=20 кА, $I_д$=51 кА (яч. ОЛ); Кл.т. 0,5/10PR/10PR; Кт.т. 300/5, $I_т$=20 кА, $I_д$=51 кА (яч. ДГР); Кл.т. 0,5S/0,5/10PR; Кт.т. 100/5, $I_т$=20 кА, $I_д$=51 кА (яч. ТСН);
	Ограничитель перенапряжений нелинейный $U_{ном}$=10 кВ
	Заземлитель $U_{ном}$=10 кВ, $I_{терм}$=20 кА
	Предохранитель встроенный $U_{ном}$=10 кВ
	Трансформатор напряжения электромагнитный, антирезонансный, $\frac{10}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$/0,1 кВ; кл.т. 0,2/0,5/3Р;
	Трансформатор тока нулевой последовательности 0,66 кВ



Номер ячейки	113	112	111	110	109	108	107	106	105
Диспетчерское наименование	ДГР-1-10 (1СШ 10 кВ)	ТН-1-10	В-1-10 Т-1	ТСН-1-10	ЦРП-2 "Б"	Резерв	ШАТП-4 (ТП-75)	ЦРП-2	ТП-5953п "А"
Тип и марка линии	АПвВнг(А)-LS 3х120/70	–	3хАС 600/72	АПвВнг(А)-LS 3х120/70	2хААБл-3х120	–	ААБ-3х150	2хААБЛу-3х150	3хАПвПУ-1х400

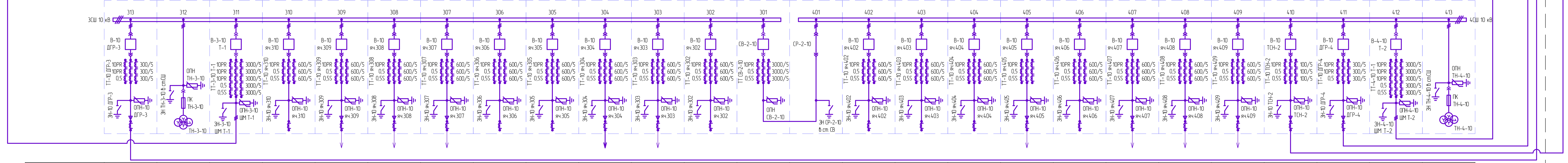
Номер ячейки	104	103	102	101	201	202	203	204	205
Диспетчерское наименование	Резерв	Хлебозавод "Б"	Резерв	СВ-1-10	СР-1-10	ТП-5953 "Б"	КТПН-2266 (ГАЗС)	Хлебозавод "А"	4 м/р
Тип и марка линии	–	ААШв 3х120-10 кВ	–	–	–	3хАПвПУ-1х400	2х3хАПвПУ-1х400	ААШв 3х120-10 кВ	2хААБл-3х185

Номер ячейки	206	207	208	209	210	211	212	213
Диспетчерское наименование	Резерв	ТП-3726	ТП-4048	ТП-59 "Б" 1м/р	Резерв	ДГР-2-10 (2СШ 10 кВ)	В-2-10 Т-2	ТН-2-10
Тип и марка линии	–	ААБл-3х240	ААБл-3х240	ААБЛу-3х150	–	АПвВнг(А)-LS 3х120/70	3хАС 600/72	–



Проектируемое оборудование (2ПК)
Трансформатор собственных нужд масляный герметичного исполнения; ТМГ-250/10/0,4 УХЛ1; 250 кВА; $U_{ном}$=10,5±2х2,5%/0,4 кВ; Д/Yн-11; $U_{к(вн-нн)}$=4,5%;
Шкаф ввода с рубильником 0,4 кВ, 400 А

Проектируемое оборудование (2ПК)	
Комплектное распределительное устройство 10 кВ	Изолятор проходной $U_{ном}$=10 кВ, $I_{ном}$=3150 А
	Шинный ввод (мост) $U_{ном}$=10 кВ, $I_{ном}$=3150 А, $I_{терм}$=25 кА, $I_{дин}$=64 кА
	Сборные шины $U_{ном}$=10 кВ, $I_{ном}$=3150 А, $I_{терм}$=25 кА, $I_{дин}$=64 кА
	Выключатель вакуумный $U_{ном}$=10 кВ, $I_{ном}$=3150 А, $I_{откл}$=31,5 кА, $I_т$=31,5 кА, $I_д$=81 кА (яч. ввода Т-1, Т-2, СВ) $I_{ном}$=1000 А, $I_{откл}$=20 кА, $I_т$=20 кА, $I_д$=51 кА (яч. отход. линий)
	Трансформатор тока в литой изоляции $U_{ном}$=10 кВ, $I_{терм}$=40 кА, $I_{дин}$=102 кА, Кл.т. 0,5S/0,5/10PR/10PR/10PR; Кт.т. 3000/5 (яч. ввода); Кл.т. 0,5S/0,5/10PR; Кт.т. 3000/5 (яч. СВ); Кл.т. 0,5S/0,5/10PR; Кт.т. 600/5, $I_т$=20 кА, $I_д$=51 кА (яч. ОЛ); Кл.т. 0,5/10PR/10PR; Кт.т. 300/5, $I_т$=20 кА, $I_д$=51 кА (яч. ДГР); Кл.т. 0,5S/0,5/10PR; Кт.т. 100/5, $I_т$=20 кА, $I_д$=51 кА (яч. ТСН);
	Ограничитель перенапряжений нелинейный $U_{ном}$=10 кВ
	Заземлитель $U_{ном}$=10 кВ, $I_{терм}$=20 кА
	Предохранитель встроенный $U_{ном}$=10 кВ
	Трансформатор напряжения электромагнитный, антирезонансный, $\frac{10}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}$/0,1 кВ; кл.т. 0,2/0,5/3Р;
	Трансформатор тока нулевой последовательности 0,66 кВ



Номер ячейки	313	312	311	310	309	308	307	306	305
Диспетчерское наименование	ДГР-3-10 (3СШ 10 кВ)	ТН-3-10	В-3-10 Т-1	Резерв	ТП-4182	ТП-5953 "А"	ТП-23 (6432)	Резерв	Резерв
Тип и марка линии	АПвВнг(А)-LS 3х120/70	–	3хАС 600/72	–	ААБл-3х240	3хАПвПУ-1х400	3хАПвЭасПу-1х300	–	–

Номер ячейки	304	303	302	301	401	402	403	404	405
Диспетчерское наименование	ООО "Русичи"	ТП-59 "А" 1м/р	Резерв	СВ-2-10	СР-2-10	Резерв	Резерв	Резерв	ТП-51 (4 м/р)
Тип и марка линии	ААБл 3х120-10 кВ	ААБЛ-3х150	–	–	–	–	–	–	2хААБЛ-3х120

Номер ячейки	406	407	408	409	410	411	412	413
Диспетчерское наименование	Резерв	ТП-76 швейная фабрика (ВРУ-2)	Теплицы "А"	ЦРП-2 "А"	ТСН-2-10	ДГР-4-10 (4СШ 10 кВ)	В-4-10 Т-2	ТН-4-10
Тип и марка линии		ААБЛ-3х120	3хАПвПУ-1х400	2хААБЛ-3х120	АПвВнг(А)-LS 3х120/70	АПвВнг(А)-LS 3х120/70	3хАС 600/72	–

1 Проектируемые элементы реконструируемой части подстанции данного пускового комплекса выполнены сплошными утолщенными линиями, существующие – сплошными тонкими.

2 Элементы схемы и линии электрической связи между ними выполнены цветом, соответствующим классу напряжения, на котором работает данное оборудование, согласно ГОСТ Р 56303-2014. Диспетчерские наименования проектируемого оборудования приняты на основании ГОСТ Р 56302-2014.

3 Максимальные токи КЗ на шинах 110 и 10 кВ указаны в соответствии с томом 794-24-18-БиР.

4 Технические характеристики и типы проектируемого оборудования уточняются на стадии разработки рабочей документации.

5 Схема реконструируемой части подстанции выполнена на основании задания на проектирование "Реконструкция ПС 110 кВ Луговая с заменой трансформаторов Т-1, Т-2 мощностью 25 МВА на трансформаторы мощностью 63 МВА (прирост мощности 76 МВА)", АО "ИЭСК", 2024 г. и "Электрической схемы ПС 110/10 кВ Луговая", филиал АО "ИЭСК" ЮЭС, 2024 г.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	Ю5-373-ИОС1.1.ГЧ			
						"Реконструкция ПС 110 кВ Луговая с заменой трансформаторов Т-1, Т-2 мощностью 25 МВА на трансформаторы мощностью 63 МВА (прирост мощности 76 МВА)"			
Разраб.		Жданова			04.26	Раздел 5. Подраздел 1. Система электроснабжения. Часть 1. Электротехнические решения	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Сажин			04.26		П	3	
Н.контр.		Крендясев			04.26	Схема электрическая принципиальная реконструируемой части ПС. 2 пусковой комплекс	ООО "Томскэлектросетьпроект"		
ГИП		Ершов			04.26				

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Формат А2х3

Номер ячейки	1	2	3
Диспетчерское наименование	ВЛ 110 кВ Шелехово – Луговая II цепь. Шинные аппараты 1 С 110 кВ. Трансформатор Т-1	Ремонтная перемычка 110 кВ	ВЛ 110 кВ Шелехово – Луговая I цепь. Шинные аппараты 2 С 110 кВ. Трансформатор Т-2
Конструкция фазы линии	АС 120/19	–	АС 120/19

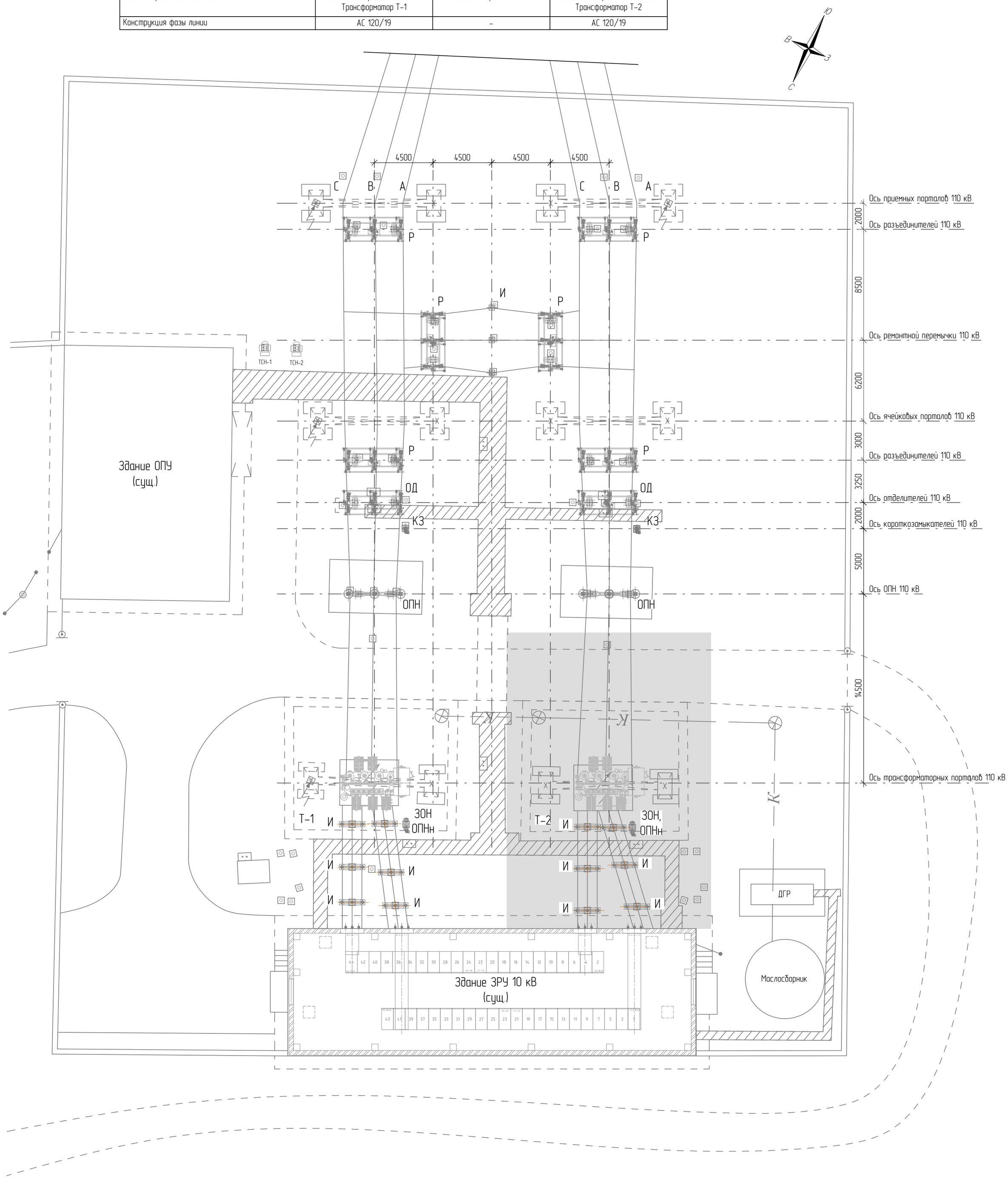


Таблица условных обозначений

Обозначение	Наименование
Т-1, Т-2	Трансформатор силовой
ТСН-1, ТСН-2	Трансформатор собственных нужд
Р	Разъединитель
ОПН	Ограничитель перенапряжений
И	Изолятор опорный
ТН	Трансформатор напряжения
В	Выключатель
ТТ	Трансформатор тока
ЗОН	Заземлитель нейтрали
ДГР	Реактор дугогасящий
	Существующие кабельные каналы

Примечания:
1. План разработан на основании инженерных изысканий, предоставленных Заказчиком и выполненных ООО "АСК "БАРС" в августе 2024 г.
2. Существующее оборудование и ошиновка выделены сплошной тонкой линией.
3. Оборудование затонированное серым цветом демонтируется на 1ПК.

Масштаб 1:200

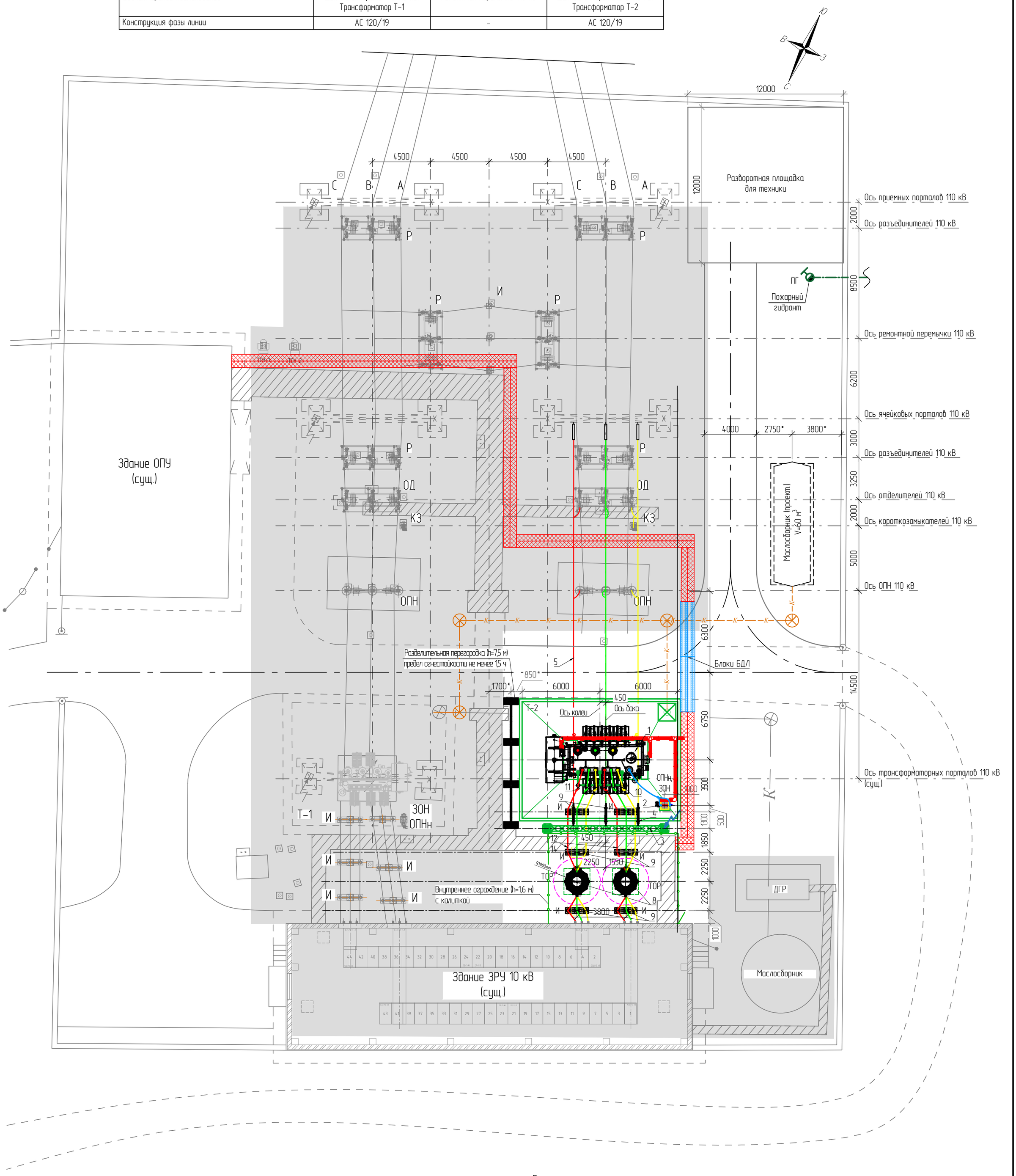
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	Ю5-373-ИОС1.1.ГЧ			
						"Реконструкция ПС 110 кВ Луговая с заменой трансформаторов Т-1, Т-2 мощностью 25 МВА на трансформаторы мощностью 63 МВА (прирост мощности 76 МВА)"			
Разраб.		Жданова			04.26	Раздел 5. Подраздел 1. Система электроснабжения. Часть 1. Электротехнические решения	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Сажин			04.26		П	4	
Н.контр.		Крендясев			04.26	План ПС до реконструкции	ООО "Томскэлектросетьпроект"		
ГИП		Ершов			04.26				

Взам. инв. N

Подпись и дата

Инв. N подл.

Номер ячейки	1	2	3
Диспетчерское наименование	ВЛ 110 кВ Шелехово – Луговая II цепь. Шинные аппараты 1 С 110 кВ. Трансформатор Т-1	Ремонтная перемычка 110 кВ	ВЛ 110 кВ Шелехово – Луговая I цепь. Шинные аппараты 2 С 110 кВ. Трансформатор Т-2
Конструкция фазы линии	АС 120/19	–	АС 120/19



Примечания:

1. План разработан на основании инженерных изысканий, предоставленных Заказчиком и выполненных ООО "АСК "БАРС" в августе 2024 г.
2. Существующее оборудование и ошиновка выделены сплошной тонкой линией. Проектируемое оборудование и ошиновка, устанавливаемое на 1 пусковом комплексе (1ПК), показано сплошной толстой линией.
3. Оборудование затонированное серым цветом демонтируется на 2ПК.
4. Работать совместно с разрезом на листе 6 графической части данного тома.
5. Тип и габаритные размеры оборудования уточняется на стадии разработки РД.
6. Проектируемое оборудование на открытой части подстанции устанавливается на вновь устанавливаемые строительные конструкции и фундаменты. Проектируемые фундаменты и строительные конструкции (включая кабельные ж.б. лотки) показаны условно, учтены и разработаны в томе архитектурно-строительные и конструктивные решения.
7. При монтаже проектируемого оборудования и ошиновки, необходимо выполнять соблюдение и проверку всех габаритов от токоведущих частей до различных элементов ОРУ, согласно указанным в ПУЭ 7-е изд., глава 4.2.
8. Размеры отмеченные * уточнить при монтаже.

Масштаб 1:200

Таблица условных обозначений

Обозначение	Наименование
Т-1, Т-2	Трансформатор силовой
ТСН-1, ТСН-2	Трансформатор собственных нужд
Р	Разъединитель
ОПН	Ограничитель перенапряжений
И	Изолятор опорный
В	Выключатель
ТТ	Трансформатор тока
ЗОН	Заземлитель нейтрали
ДГР	Реактор дугогасящий
ТОР	Токоограничивающий реактор
	Ограждение территории ПС
	Внутреннее ограждение
	Молниеотвод
	Стенка противопожарная
	Железобетонный поверхностный кабельный лоток для прокладки контрольных и силовых кабелей 0,4 кВ
	Существующие кабельные каналы

Взам. инв. N

Подпись и дата

Инв. N подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.		Жданова			04.26
Проверил		Сажин			04.26
Н.контр.		Крендясев			04.26
ГИП		Ершов			04.26

Ю5-373-ИОС1.1.ГЧ

"Реконструкция ПС 110 кВ Луговая с заменой трансформаторов Т-1, Т-2 мощностью 25 МВА на трансформаторы мощностью 63 МВА (прирост мощности 76 МВА)"

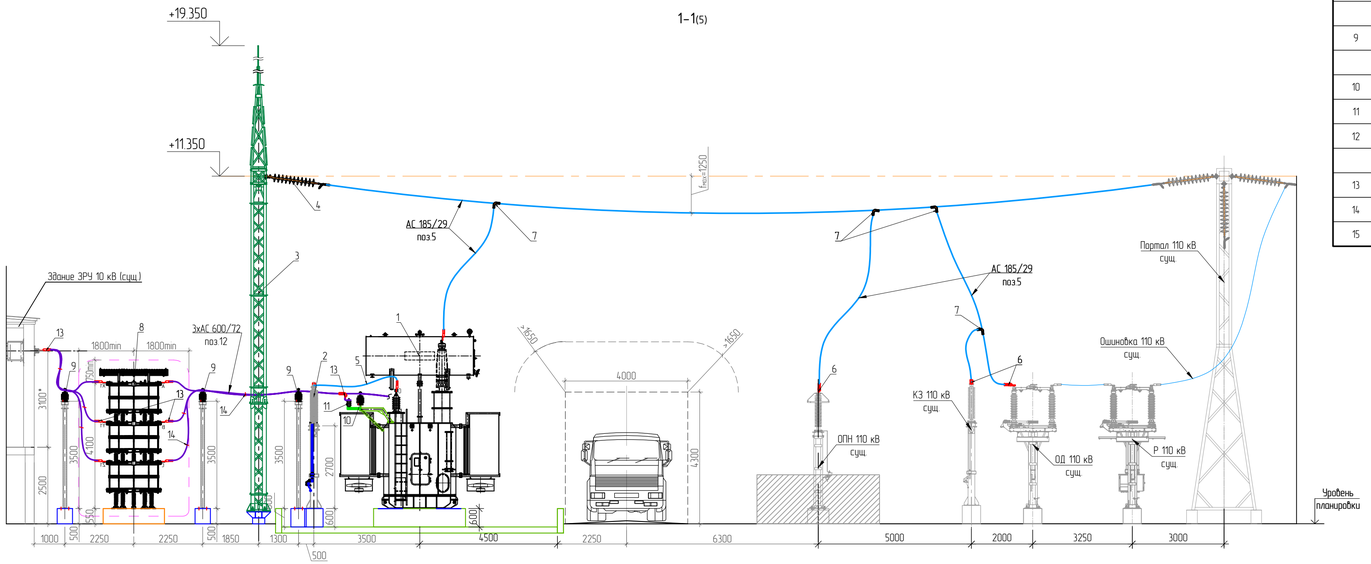
Раздел 5. Подраздел 1. Система электроснабжения. Часть 1. Электротехнические решения

Стадия	Лист	Листов
П	5	

План реконструируемой части ПС. 1 пусковой комплекс

ЭСП ТОМСК

ООО "Томскэлектросетьпроект"



Перечень оборудования и материалов (продолжение)

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
		ОРУ 10 кВ			
8		Реактор токоограничивающий с вертикальным	2	3500	3-фазный комплект
		расположением фаз, $U_{ном}$=10 кВ; $I_{ном}$=3200 А;			
		X_p=0,28 Ом; $I_{пс}$=17,7 кА; $I_{дс}$=45,1 кА; УХЛ1			
9		Блок шинных опор 10 кВ, УХЛ1, комплектно с	6	350	3-фазный комплект
		опорными металлоконструкциями			
10		Шинная опора 10 кВ, УХЛ1	6	10	1-фазный комплект
11		ОПН 10 кВ, УХЛ1	6	5	1-фазный комплект
12		Провод неизолированный сталеалюминиевый	270	2,17	м
		АС-600/72, ГОСТ 839-2019			
13		Зажим аппаратный прессуемый А4А-600-2Т	72	1,961	
14		Зажим ответвительный прессуемый ОА-600-2Т	6	2,14	
15		Распорки для гибкой ошиновки Р-4-120М	90	0,4	

Перечень оборудования и материалов (начало)

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
		ОРУ 110 кВ			
1		Трансформатор силовой трехфазный	1	96000,	3-фазный комплект
(Т-2)		двухобмоточный с расщепленной обмоткой НН		в т.ч. масла 25800	
		типа ТДТН(SFFZ)-63000/110 УХЛ1			
		$S_{ном.в(г)}$=63 МВА; $S_{ном.н(н1)}$=31,5 МВА; $S_{ном.н(н2)}$=31,5 МВА;			
		$U_{вн}$=115 кВ; $U_{нн1(г)}$=10,5 кВ; $U_{нн2}$=10,5 кВ;			
		Ун/Δ-Δ-0-11, сторона ВН с РПН±9х1,78%;			
2		Блок заземлителя однофазного нейтрали 110 кВ,	1	550	1-фазный комплект
		с ручным приводом, с совместной установкой			
		ОПН нейтрали трансформатора ОПНн-110).			
		комплектно опорными металлоконструкциями			
3		Портал стальной 110 кВ, ПСЛ-110-92С	1	1900	учтен в спецификациях решениях
4		Гирлянда изоляторов натяжная 110 кВ	3	–	
5		Провод неизолированный сталеалюминиевый	165	0,728	м
		АС 185/29, ГОСТ 839-2019			
6		Зажим аппаратный прессуемый А2А-185-8Т	13	0,416	
7		Зажим ответвительный прессуемый ОА-185-1	14	0,36	

Примечания
1. Проектируемое оборудование и ошиновка, монтируемые на 1 пусковом комплексе (ПК), показаны сплошной толстой линией.
2. Рассматривать совместно с планом ПС лист 5 графической части данного тома.
3. Тип и габариты оборудования уточняются на стадии разработки РД.
4. Фундаменты и строительные конструкции показаны условно, разработаны и учтены в томе конструктивных решений.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	Ю5-373-ИОС1.1.ГЧ		
						"Реконструкция ПС 110 кВ Луговая с заменой трансформаторов Т-1, Т-2 мощностью 25 МВА на трансформаторы мощностью 63 МВА (прирост мощности 76 МВА)"		
Разраб.		Жданова			04.26	Раздел 5. Подраздел 1. Система электроснабжения. Часть 1. Электротехнические решения	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Сажин			04.26		П	6	
Н.контр.		Кренгзасев			04.26	Разрез 1-1. 1 пусковой комплекс	ООО "Томскэлектросетьпроект"		
ГИП		Ершов			04.26				

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. N подл.

Номер ячейки	1	2	3
Диспетчерское наименование	ВЛ 110 кВ Шелехово – Луговая II цепь. Шинные аппараты 1 С 110 кВ. Трансформатор Т-1	Ремонтная перемычка 110 кВ	ВЛ 110 кВ Шелехово – Луговая I цепь. Шинные аппараты 2 С 110 кВ. Трансформатор Т-2
Конструкция фазы линии	АС 120/19	–	АС 120/19
Конструкция фазы ошиновки ячейки	АС 185/29	АС 185/29	АС 185/29

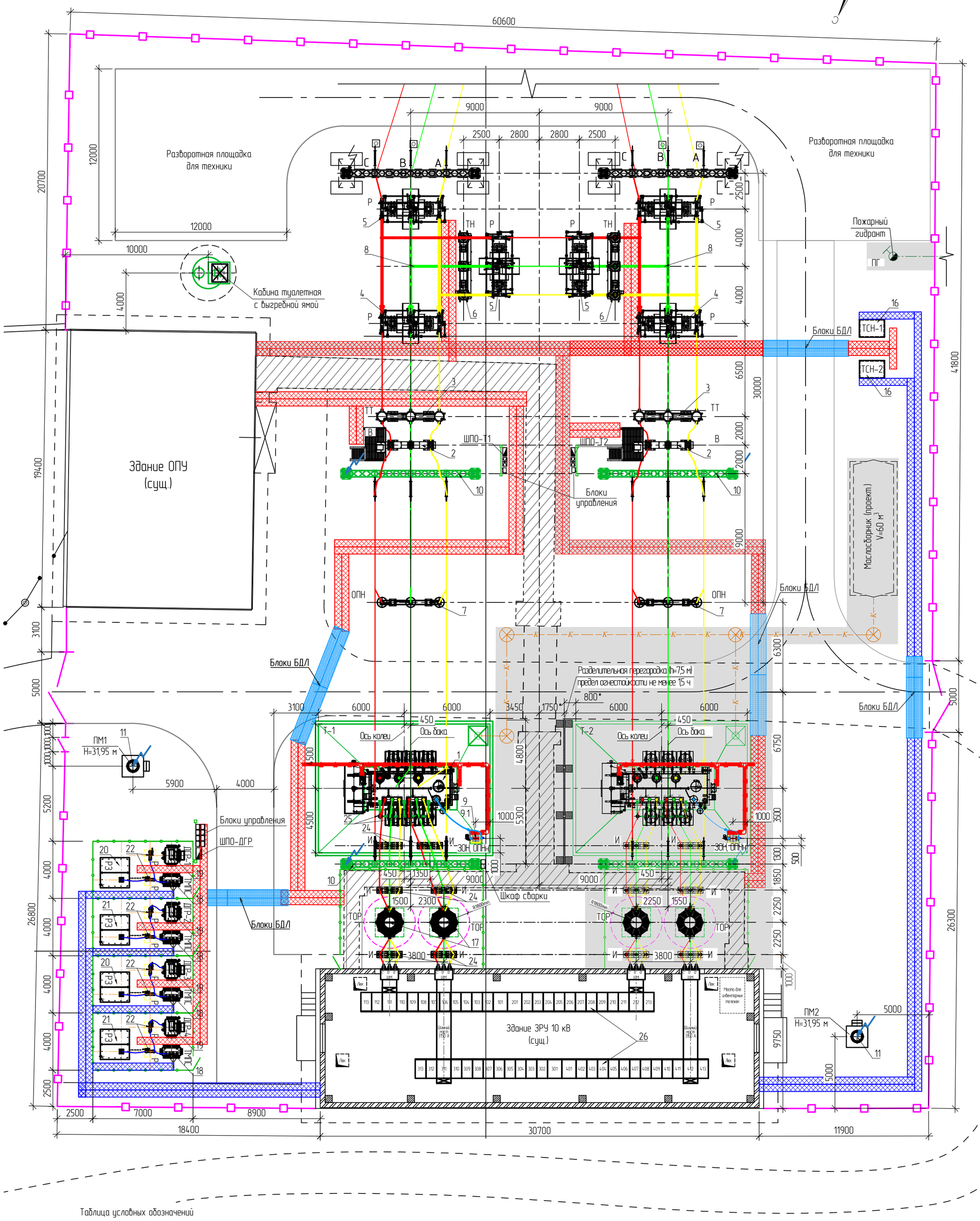


Таблица условных обозначений

Обозначение	Наименование
Т-1, Т-2	Трансформатор силовой
ТСН-1, ТСН-2	Трансформатор собственных нужд
Р	Разъединитель
ОПН	Ограничитель перенапряжений
И	Изолятор опорный
ТН	Трансформатор напряжения
В	Выключатель
ТТ	Трансформатор тока
ЗОН	Заземлитель нейтрали
ТМПС	Трансформатор присоединительный
ДГР	Реактор дугогасящий
РЗ	Резистор защитный
ТОР	Токоограничивающий реактор
	Ограждение территории ПС
	Внутреннее ограждение
	Молниеотвод
	Стенка противопожарная
	Железобетонный поверхностный кабельный лоток для прокладки контрольных и силовых кабелей 0,4 кВ
	Железобетонный кабельный лоток для прокладки силовых кабелей 10 кВ
	Существующие кабельные каналы

Примечания:

1. План разработан на основании инженерных изысканий, предоставленных Заказчиком и выполненных ООО "АСК "БАРС" в августе 2024 г.
2. Существующее оборудование и ошиновка выделены сплошной тонкой линией. Оборудование, установленное на 1ПК, затонированно серым цветом.
3. Проектируемое оборудование и ошиновка, монтируемые на 2 пусковом комплексе (2ПК), показаны сплошной толстой линией.
4. Работать совместно с разрезами на листе 8 графической части данного тома.
5. Тип и габаритные размеры оборудования уточняется на стадии разработки РД.
6. Проектируемое оборудование на открытой части подстанции устанавливается на вновь устанавливаемые строительные конструкции и фундаменты. Проектируемые фундаменты и строительные конструкции (включая кабельные ж.б. лотки) показаны условно, учтены и разработаны в томе архитектурно-строительные и конструктивные решения.
7. При монтаже проектируемого оборудования и ошиновки, необходимо выполнять соблюдение и проверку всех габаритов от токоведущих частей до различных элементов ОРУ, согласно указанным в ПУЭ 7-е изд., глава 4.2.
8. Размеры отмеченные * уточнить при монтаже.

Масштаб 1:200

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.		Жданова			04.26
Проверил		Сажин			04.26
Н.контр.		Крендясев			04.26
ГИП		Ершов			04.26

105-373-ИОС1.1.ГЧ

"Реконструкция ПС 110 кВ Луговая с заменой трансформаторов Т-1, Т-2 мощностью 25 МВА на трансформаторы мощностью 63 МВА (прирост мощности 76 МВА)"

Раздел 5. Подраздел 1. Система электроснабжения. Часть 1. Электротехнические решения

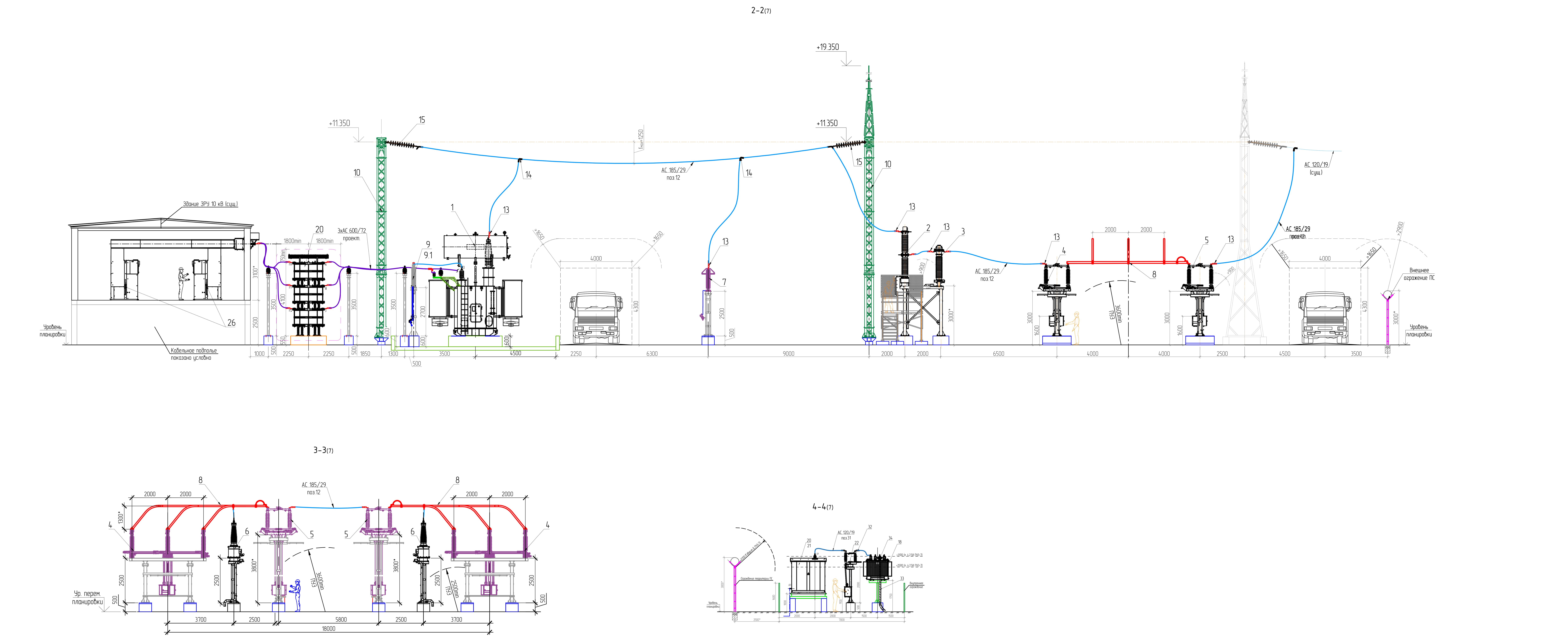
Стадия	Лист	Листов
П	7	

План реконструируемой части ПС. 2 пусковой комплекс

ООО "Томскэлектросетьпроект"

Формат А2

Взам. инв. N | Подпись и дата | Инв. N подл.



Перечень оборудования и материалов

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
		ОРУ 110 кВ			
1		Трансформатор силовой трехфазный	1	96000,	3-фазный комплект
(Т-1)		двухобмоточный с расщепленной обмоткой НН		в т.ч. масла 25800	
		типа ТДТН(SFFZ)-63000/110 УХЛ1			
		$S_{ном.ВН}$=63 МВА; $S_{ном.НН1}$=31,5 МВА; $S_{ном.НН2}$=31,5 МВА;			
		$U_{ВН}$=115 кВ; $U_{НН1}$=10,5 кВ; $U_{НН2}$=10,5 кВ;			
		Yн/Δ-Δ-0-11; сторона ВН с РПН±9х1,78%;			
2		Выключатель колонковый элегазовый,	2	3420	3-фазный комплект
		$U_{ном}$=110 кВ, $I_{ном}$=2000 А, $I_{откл}$=40 кА, УХЛ1			
		компл. с заводскими опорами и площадкой для			
		обслуживания с защитным ограждением			
3		Трансформатор тока, $U_{ном}$=110 кВ,	6	480	1-фазный компл.
		Кл.т. 0,2S/0,5S/10PR/10PR/10PR			
		Кт.т. 800-400-200/5 (для учета, измерений)			
		Кт.т. 1600-800-400/5 (для защит)			
4		Разъединитель 110 кВ	2	1300	3-фазный комплект
		горизонтально-поворотный, трехполюсный,			
		с 1-м компл. ЗН, с эл. приводом ГН и ЗН,			
		$U_{ном}$=110 кВ, $I_{ном}$=1000 А, $I_{терм.}$=31,5 кА, УХЛ1			
		компл. с опорными металлоконструкциями			
		и выносным блоком управления			
5		Разъединитель 110 кВ	4	1350	3-фазный комплект
		горизонтально-поворотный, трехполюсный,			
		с 2-мя компл. ЗН, с эл. приводом ГН и ЗН,			
		$U_{ном}$=110 кВ, $I_{ном}$=1000 А, $I_{терм.}$=31,5 кА, УХЛ1			
		компл. с опорными металлоконструкциями			
		и выносным блоком управления			
6		Трансформатор напряжения	6	450	1-фазный комплект
		$U_{ном}$=110 кВ, Кл.т. 0,2/0,5/3,			
		Кт.т. 110/√3; 0,1/√3; 0,1/√3; 0,1 кВ			
		компл. с опорными металлоконструкциями			
7		Ограничитель перенапряжений нелинейный	6	250	1-фазный комплект
		110 кВ, компл. с опорными металлоконструкциями			
8		Комплект жесткой ошиновки	2	500	3-фазный комплект
		$U_{ном}$=110 кВ, $I_{ном}$=1000 А, $I_{терм.}$=31,5 кА			
9		Блок ограничителя перенапряжений нейтрали	1	550	1-фазный комплект
9.1		с заземлителем однофазным нейтрали (ЗОН-110),			
		110 кВ, с ручным приводом, компл. с опорными			
		металлоконструкциями			
10		Портал стальной 110 кВ, ПСЛ-110-Я2С	3	1900	
11		Мачта освещения с мобильной короной	2	2500	
		и молниеотводом			

Перечень оборудования и материалов

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
		Провода, арматура, прочие материалы (ОРУ 110кВ)			
12		Провод неизолированный сталеалюминиевый	330	0,728	м
		АС-185/29, ГОСТ 839-2019			
13		Зажим аппаратный прессуемый А2А-185-8Т	78	0,416	
14		Зажим ответвительный прессуемый ОА-185-1	12	0,36	
15		Гирлянда изоляторов натяжная 110 кВ	9	-	
		ОРУ 10 кВ			
16		Трансформатор двухобмоточный масляный	2	950	3-фазный комплект
ТСН-1, ТСН-2		герметичный 10 кВ, $S_{ном.}$=250 кВА			
		$U_{ВН}$=10,5 кВ; $U_{НН}$=0,4 кВ; Δ/Yн-11			
17		Реактор токоограничивающий с вертикальным	2	3200	3-фазный комплект
		расположением фаз, $U_{ном.}$=10 кВ; $I_{ном.}$=3200 А;			
		$X_р$=0,28 Ом; $I_{т.с.}$=17,7 кА; $I_{д.с.}$=45,1 кА, УХЛ1			
18		Трансформатор присоединительный 10 кВ	4	950	
		масляный, герметичный 10 кВ, $S_{ном.}$=630 кВА			
		$U_{ВН}$=10,5 кВ; $U_{НН}$=0,4 кВ; Δ/Yн-11			
19		Реактор дугогасящий плунжерный	4	-	1-фазный комплект
		плавно-регулируемый 10 кВ, $U_{ном.}$=10/√3 кВ,			
		$Q_{ном.}$=500 кВА; диапазон $I_{комп.}$=13-135 А; УХЛ1			
		с встроенным трансформатором тока			
		$U_{ном.}$=10 кВ, Кт.т. 150/5, Кл.т. 10Р и системой			
		автомат. регулирования тока компенсации			
20		Резистор защитный 10 кВ	2	-	1-фазный комплект
		$R_{ном}$=1000 Ом, Р=33 кВт, $I_р$=5,8 А, УХЛ1			
21		Резистор защитный 10 кВ	2	-	1-фазный комплект
		$R_{ном}$=700 Ом, Р=48 кВт, $I_р$=8,2 А, УХЛ1			
22		Разъединитель 35 кВ	8	-	1-фазный комплект
		горизонтально-поворотный, однополюсный,			
		с 1-м компл. ЗН, с эл. приводом ГН и ЗН,			
		$U_{ном}$=35 кВ, $I_{ном}$=1000 А, $I_{терм.}$=20 кА, УХЛ1			
		компл. с опорными металлоконструкциями			
		и выносным блоком управления			
23		Ограничитель перенапряжений нелинейный 10 кВ	6	-	1-фазный комплект
24		Шинная опора 10 кВ, УХЛ1,	18	-	1-фазный комплект
		компл. с опорными металлоконструкциями			
25		Шинная опора 10 кВ, УХЛ1,	6	-	1-фазный комплект
		ЗРУ 10 кВ			
26		Комплектное распределительное устройство	52	-	ячейка
		10 кВ в комплекте с шинными мостами			
		и проходными изоляторами в здание			

Перечень оборудования и материалов

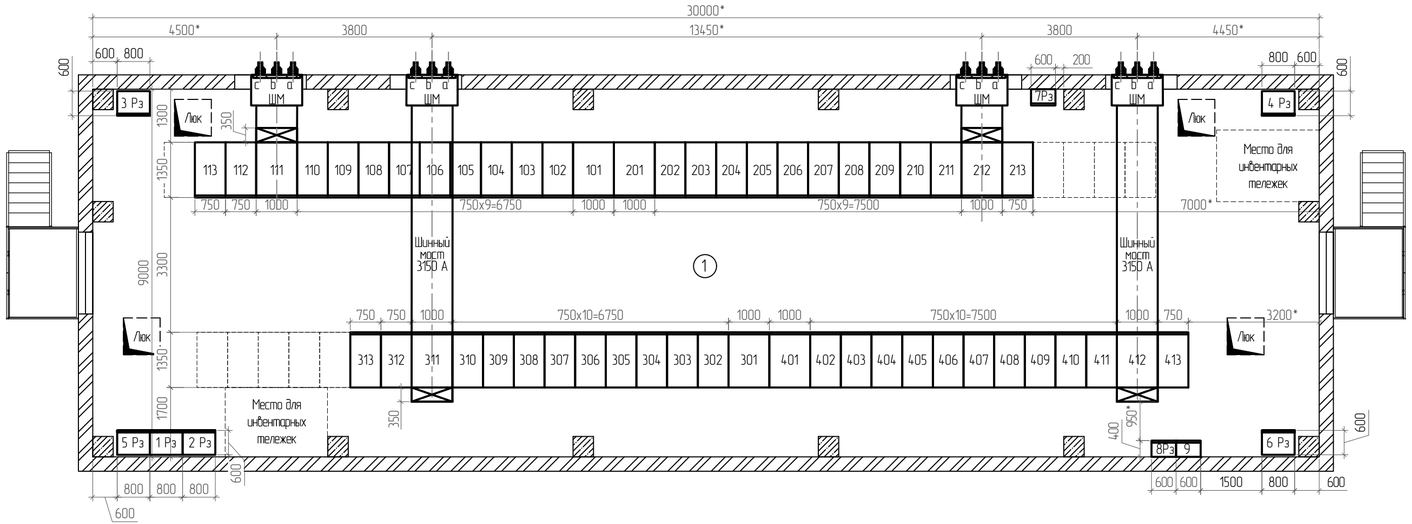
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
		Провода, арматура, прочие материалы (ОРУ 10кВ)			
27		Провод неизолированный сталеалюминиевый	540	2,17	м
		АС 600/72, ГОСТ 839-2019			
28		Зажим аппаратный прессуемый А4А-600-2Т	144	0,961	
29		Зажим ответвительный разъемный РОА-400-1	12	0,67	
30		Распорки для провода АС-600/72 Р-4-120М	250	0,4	
31		Провод неизолированный сталеалюминиевый	40	0,471	м
		АС 120/19, ГОСТ 839-2019			
32		Зажим аппаратный прессуемый А2А-120-Т	32	0,1	м
33		Кабель силовой 10кВ с алюминиевыми жилами	650	-	6 отрезков от ЗРУ до ТСН/ДГР
		с изоляцией из СПЭ АПвВнг(А)-LS-10 3х120/70			
34		Кабельная трехфазная муфта 10 кВ	6	-	
		наружная, для кабеля с изоляцией из СПЭ			
		сечением 120 мм², 3ПКНТп-10			
35		Кабельная трехфазная муфта 10 кВ	6	-	
		внутренняя, для кабеля с изоляцией из СПЭ			
		сечением 120 мм², 3ПКВТп-10 нг-LS			

Примечания:
1. Проектируемое оборудование и ошиновка показаны сплошной толстой линией.
2. Просматривать совместно с планом ПС лист 7 графической части данного тома.
3. Тип оборудования уточняется на стадии РД.
4. Фундаменты показаны условно, рассматривать совместно с томом конструктивных решений.

						Ю5-373-ИОС1.1.ГЧ
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	"Реконструкция ПС 110 кВ Луговая с заменой трансформаторов Т-1, Т-2 мощностью 25 МВА на трансформаторы мощностью 63 МВА (прирост мощности 76 МВА)"
Разраб.		Жданова			04.26	Раздел 5. Подраздел 1. Система электроснабжения. Часть 1. Электротехнические решения
Проверил		Сажин			04.26	Стадия: П; Лист: 8; Листов:
Н.контр.		Крендясев			04.26	Разрезы 2-2, 3-3, 4-4. 2 пусковой комплекс
ГИП		Ершов			04.26	ООО "Томскэлектросетьпроект"

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

План существующего здания ЗРУ 10 кВ



Экспликация помещений

Номер по плану	Наименование	Площадь, $м^2$	Кат. помещения	Температура, °С
1	Помещение КРУ 10 кВ	266	В4	+5..+30

Перечень проектируемых шкафов РЗА

Номер по плану	Наименование	Примечание
1Рз	Шкаф управления ДГР 1СШ–2СШ	Монтаж 2 ПК
2Рз	Шкаф управления ДГР 3СШ–4СШ	Монтаж 2 ПК
3Рз	Шкаф дуговых защит 1СШ 10 кВ (навесной)	Монтаж 2 ПК
4Рз	Шкаф дуговых защит 2СШ 10 кВ (навесной)	Монтаж 2 ПК
5Рз	Шкаф дуговых защит 3СШ 10 кВ (навесной)	Монтаж 2 ПК
6Рз	Шкаф дуговых защит 4СШ 10 кВ (навесной)	Монтаж 2 ПК
7Рз	Шкаф АЧР 1СШ–2СШ 10 кВ	Монтаж 2 ПК
8Рз	Шкаф АЧР 3СШ–4СШ 10 кВ	Монтаж 2 ПК
9	Шкаф УСПД (навесной)	Монтаж 2 ПК

Условные обозначения

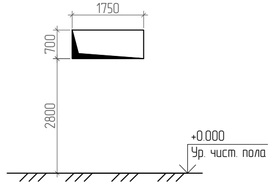
Примечания:

1. План ЗРУ 10 кВ разработан на основании технического паспорта и исходных данных, полученных от Заказчика.
2. Проектируемое оборудование реконструируемой части подстанции на данном пусковом комплексе выполнено сплошными утолщенными линиями, существующее – сплошными тонкими.
3. Все проектируемое оборудование и шкафы (по принятым в смежных томах решениям) устанавливаются на 2 ПК.
4. Сейсмическая активность района строительства составляет 8 баллов шкалы MSK-64.
5. Высота внутри помещения ЗРУ 10 кВ в свету не менее 4500 мм.
6. Размеры ШМ уточняются и поставляются заводом-изготовителем КРУ 10 кВ.
7. В здании предусматриваются места для ввода/вывода кабелей в полу (основании).
8. Размеры, отмеченные *, могут быть уточнены при дальнейшем проектировании.

Ведомость проектируемого оборудования ЗРУ 10 кВ (2ПК)

Номер	Наименование	Количество	Примечание
111, 212, 311, 412	Ячейка КРУ кассетного типа: Ввод 10 кВ с вакуумным выключателем, Iн=3150 А.	4	
112, 213, 312, 413	Ячейка КРУ кассетного типа: Трансформатор напряжения 10 кВ	4	
101, 301	Ячейка КРУ кассетного типа: Секционный выключатель 10 кВ с вакуумным выключателем, Iн=3150 А.	2	
201, 401	Ячейка КРУ кассетного типа: Секционный разъединитель 10 кВ, Iн=3150 А.	2	
–	Ячейка КРУ кассетного типа: Кабельная линия 10 кВ (отходящий фидер) с вакуумным выключателем, Iн=1000 А.	40	
ШМ	Шинный мост с проходными изоляторами 10 кВ, Iн=3150 А.	4	комплект

Существующие проемы в ЗРУ 10 кВ для проходных изоляторов



Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	Ю5-373-ИОС1.1.ГЧ			
						"Реконструкция ПС 110 кВ Луговая с заменой трансформаторов Т-1, Т-2 мощностью 25 МВА на трансформаторы мощностью 63 МВА (прирост мощности 76 МВА)"			
Разраб.		Жданова			04.26	Раздел 5. Подраздел 1. Система электроснабжения. Часть 1. Электротехнические решения	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Сажин			04.26		П	9	
Н.контр.		Крендясев			04.26	План расстановки оборудования в существующем здании ЗРУ 10 кВ. 2 пусковой комплекс	ЭСП ТОМСК ООО "Томскэлектросетьпроект"		
ГИП		Ершов			04.26				

Взам. инв. N | Подпись и дата | Инв. N подл.

Формат А4х3

Номер ячейки	1	2	3
Диспетчерское наименование	ВЛ 110 кВ Шелехово – Луговая II цепь. Шинные аппараты 1 С 110 кВ. Трансформатор Т-1	Ремонтная перемычка 110 кВ	ВЛ 110 кВ Шелехово – Луговая I цепь. Шинные аппараты 2 С 110 кВ. Трансформатор Т-2
Конструкция фазы линии	АС 120/19	–	АС 120/19

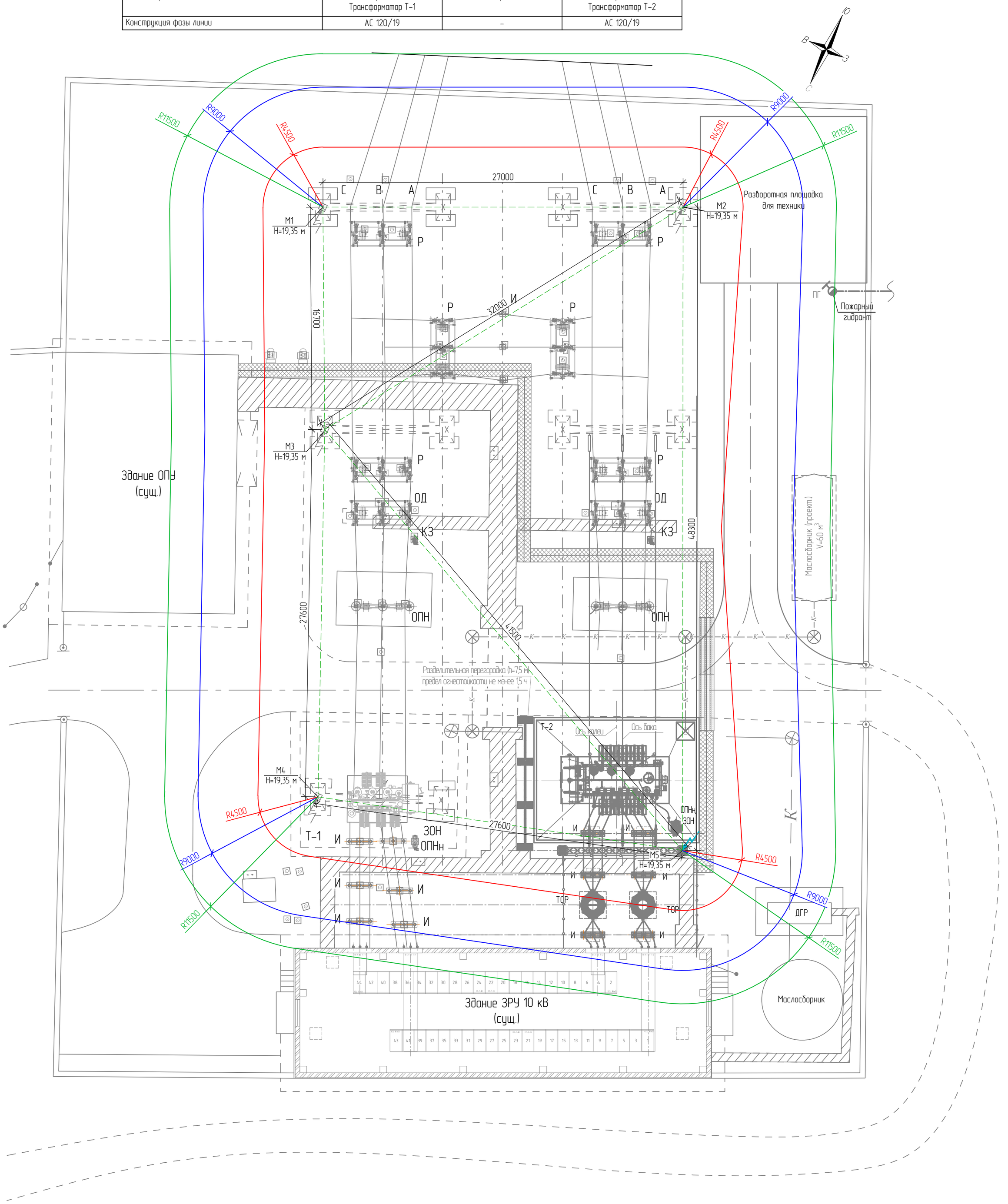


Таблица условных обозначений

Обозначение	Наименование
	Молниеотвод
М1 – М4	Молниеотводы в расчете
	Расчет на уровне 4,0 м
	Расчет на уровне 6,5 м
	Расчет на уровне 11,0 м
	Расчетное расстояние между молниеотводами

Примечания:

1. Молниезащита ПС разработана на основании СО 153-34.21.122-2003 "Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций.
2. По расчетам проектной организации существующие молниеотводы обеспечивают защиту проектируемых конструкций и оборудования от воздействия молний с надежностью 0,99.
3. Расчет молниезащиты на высоте 4,0 метров выполнен для наиболее высокого устанавливаемого оборудования на ОРУ 10 кВ (ДГР) и существующего здания ОПУ. Расчет молниезащиты на высоте 6,5 метров выполнен для наиболее высокого устанавливаемого оборудования на ОРУ 110 кВ и существующего здания ЗРУ 10 кВ. Расчет молниезащиты на высоте 11,0 метров выполнен для ошиновки ОРУ 110 кВ.

Масштаб 1:200

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	Ю5-373-ИОС1.1.ГЧ			
						"Реконструкция ПС 110 кВ Луговая с заменой трансформаторов Т-1, Т-2 мощностью 25 МВА на трансформаторы мощностью 63 МВА (прирост мощности 76 МВА)"			
Разраб.		Жданова			04.26	Раздел 5. Подраздел 1. Система электроснабжения. Часть 1. Электротехнические решения	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Сажин			04.26		П	10	
Н.контр.		Крендясев			04.26	План молниезащиты реконструируемой части ПС. 1 пусковой комплекс	ООО "Томскэлектросетьпроект"		
ГИП		Ершов			04.26				

Взам. инв. N

Подпись и дата

Инв. N подл.

Номер ячейки	1	2	3
Диспетчерское наименование	ВЛ 110 кВ Шелехово – Луговая II цепь. Шинные аппараты 1 С 110 кВ. Трансформатор Т-1	Ремонтная перемычка 110 кВ	ВЛ 110 кВ Шелехово – Луговая I цепь. Шинные аппараты 2 С 110 кВ. Трансформатор Т-2
Конструкция фазы линии	АС 120/19	–	АС 120/19
Конструкция фазы ошиновки ячейки	АС 185/29	АС 185/29	АС 185/29

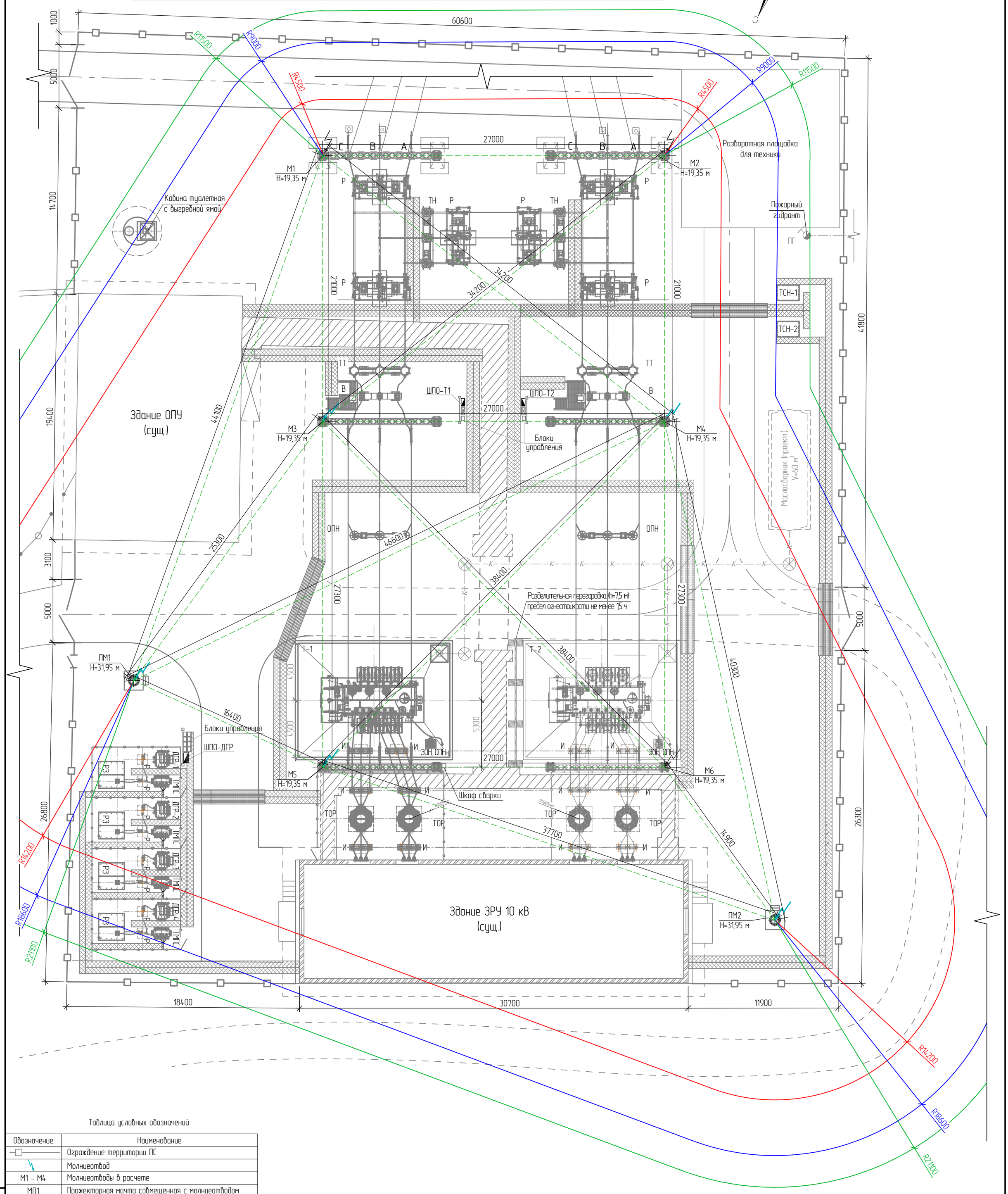


Таблица условных обозначений

Обозначение	Наименование
	Ограждение территории ПС
	Молниеотвод
М1 – М4	Молниеотводы в расчете
МП1	Прожекторная мачта совмещенная с молниеотводом
	Расчет на уровне 4,0 м
	Расчет на уровне 6,5 м
	Расчет на уровне 11,0 м
	Расчетное расстояние между молниеотводами

Примечания:

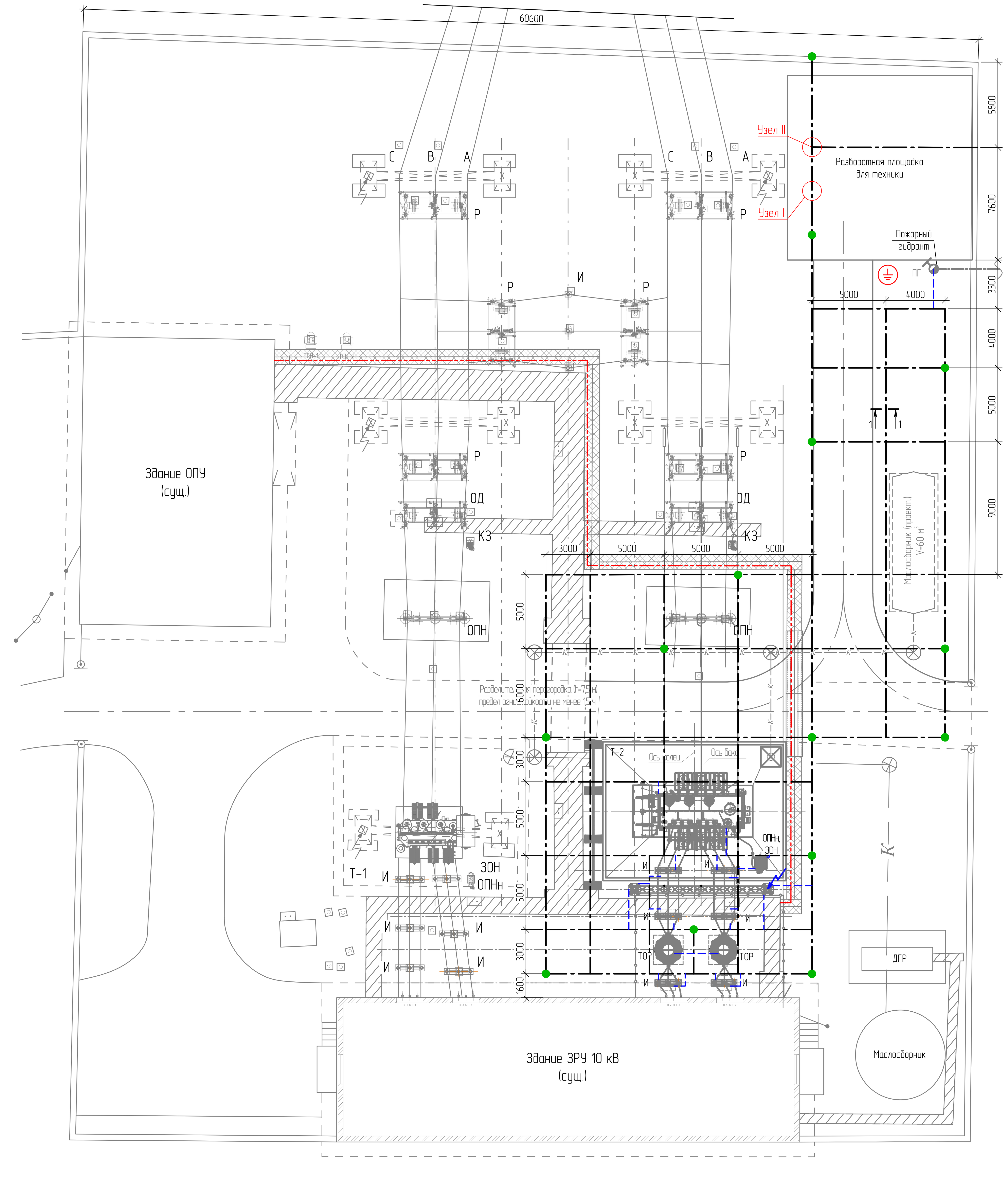
1. Молниезащита ПС разработана на основании СО 153-34.21.122-2003 "Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций.
2. По расчетам проектной организации существующие молниеотводы обеспечивают защиту проектируемых конструкций и оборудования от воздействия молний с надежностью 0,99.
3. Расчет молниезащиты на высоте 4,0 метров выполнен для наиболее высокого устанавливаемого оборудования на ОРУ 10 кВ (ДГР) и существующего здания ОПУ. Расчет молниезащиты на высоте 6,5 метров выполнен для наиболее высокого устанавливаемого оборудования на ОРУ 110 кВ и существующего здания ЗРУ 10 кВ. Расчет молниезащиты на высоте 11,0 метров выполнен для ошиновки ОРУ 110 кВ.

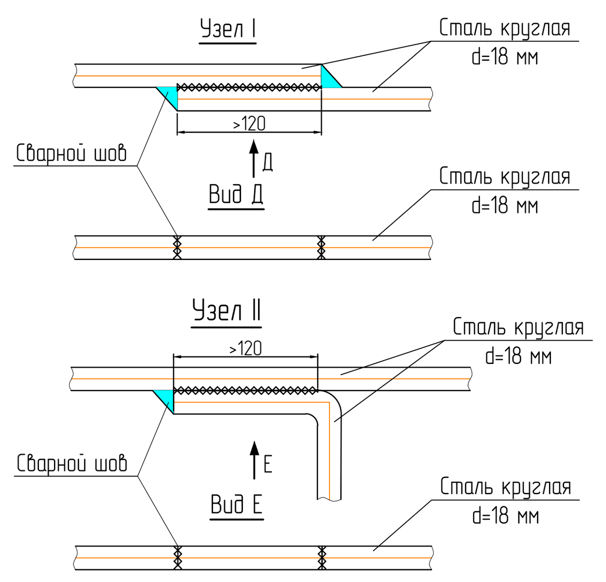
Масштаб 1:200

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	Ю5-373-ИОС1.1.ГЧ		
						"Реконструкция ПС 110 кВ Луговая с заменой трансформаторов Т-1, Т-2 мощностью 25 МВА на трансформаторы мощностью 63 МВА (прирост мощности 76 МВА)"		
Разраб.		Жданова			04.26	Раздел 5. Подраздел 1. Система электроснабжения. Часть 1. Электротехнические решения	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Сажин			04.26		П	11	
Н.контр.		Крендясев			04.26	План молниезащиты реконструируемой части ПС. 2 пусковой комплекс	ООО "Томскэлектросетьпроект"		
ГИП		Ершов			04.26				

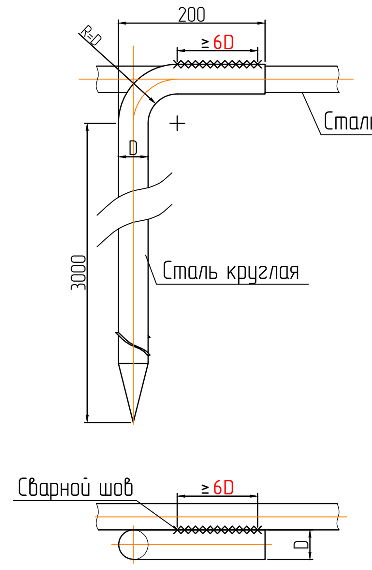
Взам. инв. N | Подпись и дата | Инв. N подл.

Формат А2

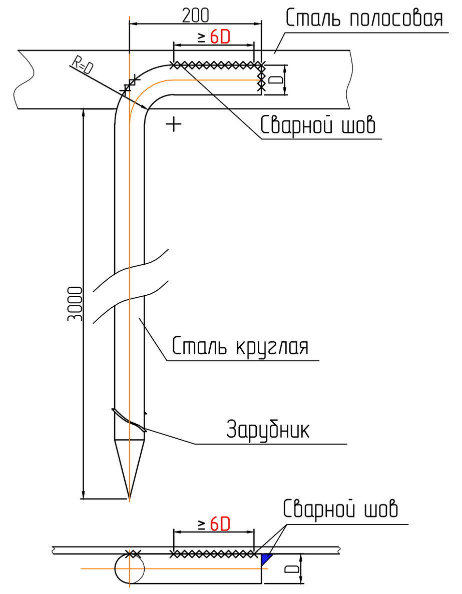


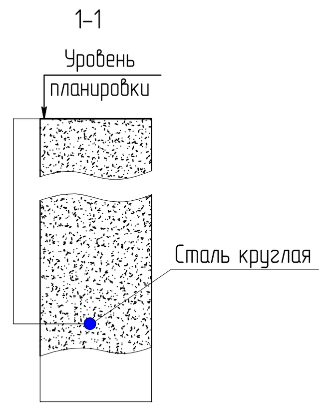


Присоединение круглой стали к вертикальному заземлителю

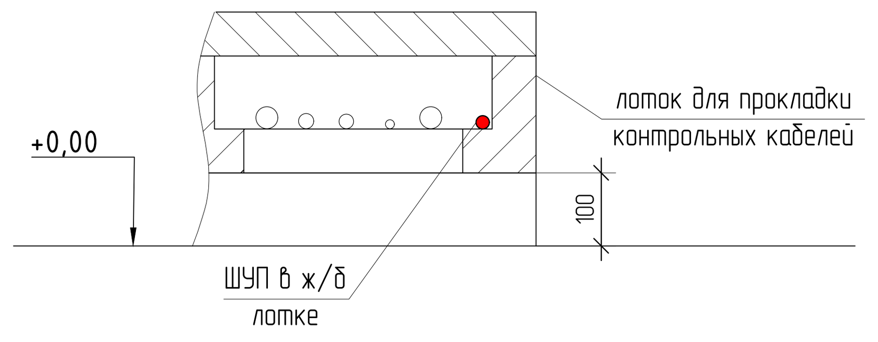


Присоединение полос заземления к стали круглой





Знак металлический "Место заземления пожарной машины" (эскиз)



Указания по соединению элементов ЗУ:

1. Длина сварных швов должна быть не менее 6D, высота шва – не менее 4мм.
2. Сварные швы покрываются битумным лаком для защиты от коррозии.
3. Все не указанные в данном решении соединения деталей заземляющего устройства ПС должны удовлетворять требованиям "Норм устройства сетей заземления" Москва 2002г. Энергосервис.

Указания по снижению напряжения прикосновения:

1. В соответствии с РД 153-34.0-20.525-00 для снижения напряжений прикосновения на местах работ оперативного персонала предусматриваются следующие мероприятия:
– прокладка продольных и поперечных заземлителей вблизи приводов оборудования.
– местное выравнивание потенциала и использование высокоомных (гравий, щебень) изоляционных покрытий.
2. Местное выравнивание потенциала должно быть выполнено у оборудования на рабочих местах. Для местного выравнивания потенциала предусмотрена арматурная сетка размером не менее 1х2 м с ячейками не более 100х100 мм из стали круглого сечения диаметром не менее 6 мм. Сетка должна быть присоединена к оборудованию в одном или двух местах.
3. Выравнивание потенциалов для обеспечения допустимого напряжения прикосновения с помощью сетки арматурной сочетатся с покрытием из щебня толщиной не менее 10 см. Площадь покрытия щебнем должна выступать за устройства выравнивания потенциала не менее чем на 0,2 м.

Указания по устройству ШУП:

1. Согласно РД 34.20.116-93 п. 4.3.5 выполнить дополнительное экранирование кабелей вторичных цепей, для уменьшения уровней помех. Для этого в прокладываемых поверхностных железобетонных лотках с контрольными кабелями выполнить прокладку дополнительного заземлителя из стали круглой d=16 мм по всей трассе кабельного лотка.
2. По всей длине ШУП должен быть обеспечен непрерывный контакт.
3. Присоединение ШУП к контуру заземления производить через каждые 15-20 м, в местах пересечения и ответвления лотков, а также по концам ШУП.

Таблица условных обозначений

Обозначение	Наименование
	Проектируемый горизонтальный заземлитель, поз.2
	Шина уравнивания потенциалов (ШУП), поз.3
	Выпуск горизонтального заземлителя для присоединения электрооборудования, поз.1
	Вертикальный заземлитель L=3 м, поз.4
	Место заземления пожарной техники, поз. 5
	Молниеотвод

Спецификация элементов ЗУ

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1	ГОСТ 103-2006	Сталь полосовая 50х5 мм	30	1,96	м, выпуски
2	ГОСТ 2590-2006	Сталь круглая не мерной длины, d=18 мм,	460	2,0	м
3	ГОСТ 2590-2006	Сталь круглая не мерной длины, d=16 мм,	100	1,58	м, ШУП
4	ГОСТ 2590-2006	Сталь круглая d=20 мм, L=3,2 м	14	7,89	шт.
5		Знак металлический "Место заземления пожарной техники"	1	0,2	

Общие указания по контуру заземления:

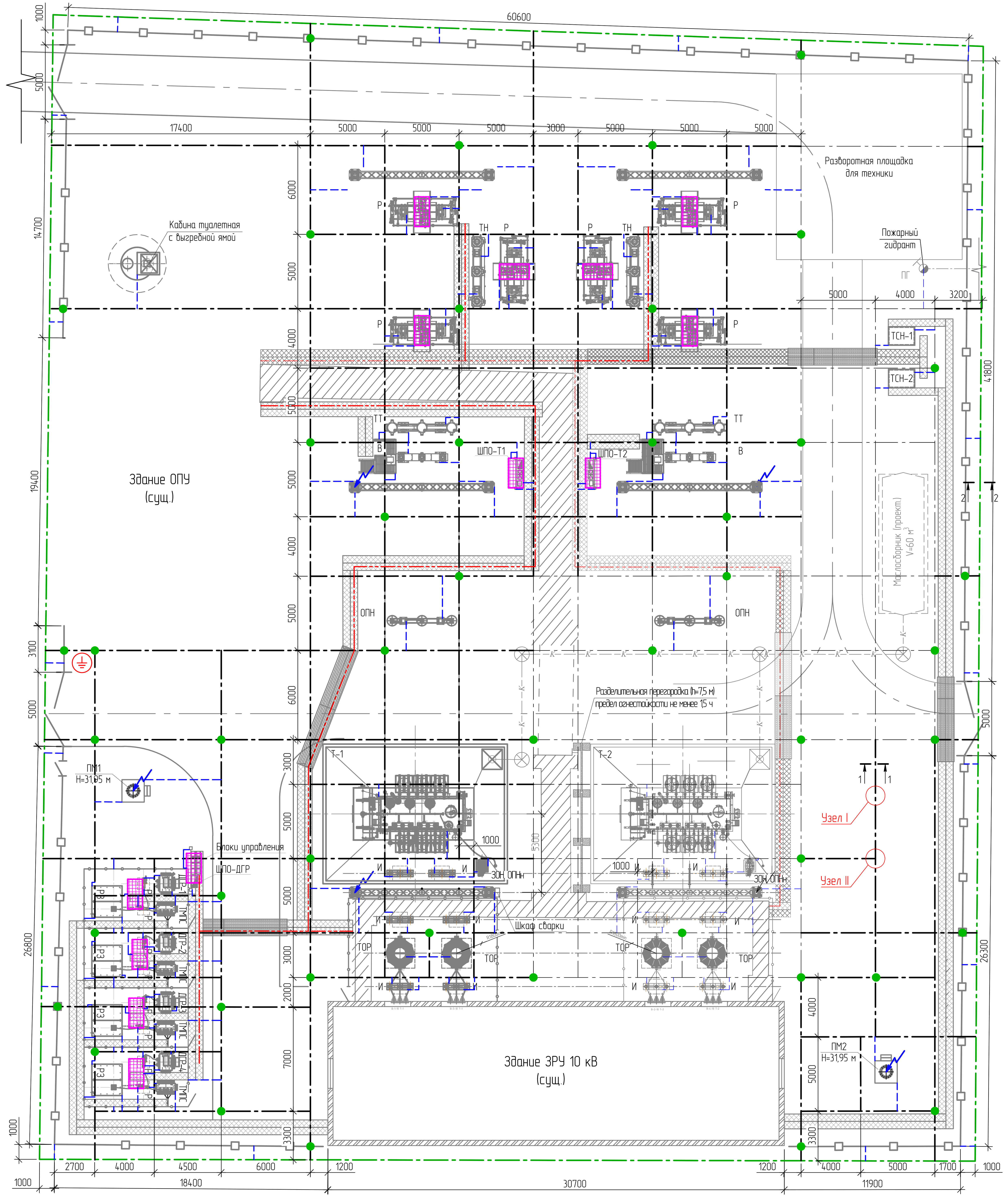
1. Проектируемое заземляющее устройство выполнить в соответствии с требованиями ПУЭ (издание седьмое) гл.1.7. и СНиП 3.05.06-85 и присоединить его к существующему заземляющему устройству ПС (заземленным конструкциям) не менее чем в 4-х местах. Если в процессе строительства указанные на плане существующие заземлители будут повреждены, их необходимо восстановить, обеспечив надежное сварное соединение.
2. Занулению подлежат металлические корпуса электрооборудования, электродвигателей, распределительных шкафов и т.д.
3. Все работы по прокладке заземляющего устройства выполнять одновременно с планировочными и строительными работами по нулевому циклу.
4. Заземляющие горизонтальные проводники не должны иметь окраски, должны быть зачищены от ржавчины, следов масла и т.п.
5. Соединения горизонтальных заземлителей между собой выполнить согласно решений представленных в типовом альбоме А7-2010 и осуществляется только ручной дуговой сваркой. Все соединения элементов заземляющего устройства выполняются сваркой в нахлестку в соответсвии с ГОСТ 5264-80. Длина нахлестка должна быть не менее 6 диаметров для круглого заземлителя и не менее 2хВ (ширины) для заземлителя из полосовой стали. Высота сварных швов для заземлителей из круглой стали не менее диаметра, для заземлителя из полосовой стали не менее толщины полосы. Прочность шва проверяется ударом молотка весом 1,5-2 кг. Места соединения стыков после сварки должны быть покрыты слоем битумного лака для защиты от коррозии. Места входа заземляющего проводника в грунт окрасить битумным лаком (мастикой) в два слоя не менее 10 см в обе стороны от проводника. Все не указанные в данном решении соединения деталей заземляющего устройства ПС должны удовлетворять требованиям "Норм устройства сетей заземления" Москва 2002г. Энергосервис.
6. Проводники (выпуски), присоединяющие оборудование и металлоконструкции к заземляющей сетке, должны прокладываться на глубине не менее 0,3 м. Открытые части сварных швов на оборудовании и металлоконструкциях зачищаются и покрываются грунтовкой ГФ-021 (один слой) и эмалью ПФ-115 (один слой). Покрывается полностью сварной шов и на 5-10 см в обе стороны от сварного шва.
7. Траншеи для заземлителей следует засыпать однородным сухим грунтом, не содержащих строительного мусора. Засыпка должна проводится с утрамбовкой грунта.
8. После монтажа проектируемого ЗУ необходимо замерить его фактическое сопротивление. В случае превышения допустимой величины сопротивления ЗУ необходимо выполнить мероприятия согласно РД 153-34.0-20.525-00.
9. Сечение вновь прокладываемых горизонтальных заземлителей (сталь круглая d=18 мм) и вертикальных электродов (сталь круглая d=20 мм) принято на основании Технического циркуляра № 11/2006 "О заземляющих электродах и заземляющих проводниках"от 16.10.2006 (в дополнение к требованиям главы 1.7 ПУЭ, утвержденным Президентом Ассоциации "Росэлектромонтаж") исходя из минимальных размеров с точки зрения коррозионной и механической стойкости согласно Таблицы 1, а так же термической стойкости при протекании токов КЗ.
10. Выпуски к оборудованию (из стали полосовой 50х5 мм) крепить к фундаментам дюбель-гвоздями ДГ 4,5х40 ТУ 14-4-1231-83 по необходимости.
11. Согласно Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей п.2.7.7. открыто проложенные заземляющие проводники должны быть предохранены от коррозии и окрашены в черный цвет.
12. Продольные и поперечные заземлители должны быть проложены вдоль осей электрооборудования со стороны обслуживания на глубине 0,5-0,7 м от поверхности земли и на расстоянии 0,8-1,0 м от фундаментов или оснований оборудования по ПУЭ (издание седьмое) п. 1.7.90.
13. Для устройства заземления разрабатывается траншея глубиной 0,7 м на длину горизонтального электрода. Вертикальные электроды из стержней d=20 мм. погружаются в траншею так, чтобы верхняя часть выступала над дном траншеи на 100-150 мм для присоединения горизонтального электрода. Погружение вертикальных электродов производится методом ввертывания. Для электродов заземления, ввертываемых в грунт, должна применяться круглая горячекатаная сталь марки Ст.3. Горизонтальный электрод выполняется из стали круглой марки Ст.3.
14. Для изготовления стержневого вертикального электрода конец стержня заостряется и на расстоянии 40 мм от конца привариваеется разрезанная шайба (забурник). Шайбу разрубить и растянуть на 30 мм. При указанной приварке шайбы должны применяться механизмы ПВЗ и ПВЗМ для забуривания электродов, имеющих правое вращение.
15. Болтовые соединения выполнить классом контактного соединения – 2 по ГОСТ 10434-82.
16. При повреждении существующего контура заземления при производстве строительно-монтажных работ необходимо восстановить существующий контур заземления. Соединить проектируемый контур заземления с существующим контуром заземления при проведении строительно монтажных работ. Перед началом работ определить трассу существующего контура ЗУ, с помощью металлоискателя и шурфов.
17. Согласно ПУЭ 4.2.135 от молниеотводов должно быть обеспечено растекание тока молнии по магистралям заземления не менее чем в двух направлениях с углом не менее 90° между соседними. Кроме того, должно быть установлено не менее одного вертикального электрода длиной 3-5 м на каждом направлении, на расстоянии не менее длины электрода от места присоединения к магистрали заземления стойки с молниеотводом.
18. Наружная ограда присоединяется к заземляющему устройству ПС в связи с тем, что в настоящее время расстояние от заземленных конструкций ПС до ограждения составляет менее 2 м, при этом заземление ограждения выполняется с помощью вертикальных электродов из стали круглой диаметром 20 мм и длиной 3 м, установленных у стоек ограждения по его периметру через каждые 20...50 м.
19. Согласно ГОСТ Р 58882-2020 п.7.4.3.3 Для выравнивания потенциалов и обеспечения надежной работы охранной сигнализации и других устройств (например, видеонаблюдения), установленных по периметру ограждения, и обеспечения безопасности людей (в том числе посторонних) и животных контур ЗУ должен выходить за пределы ограждения и располагаться в 1 м от него на глубине 1 м.
20. Для заземления пожарных машин к горизонтальным заземлителям привариваются стальные стержни диаметром 18 мм и длинной 1 м. Места заземления должны быть обозначены знаками пожарной безопасности в соответствии с ГОСТ 12.4.026-2015 «Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний».
21. Нормируемое сопротивление заземляющего устройства ПС принимается 0,5 Ом, как для электроустановок выше 1 кВ с эффективно заземленной нейтралью по п 1.7.90. ПУЭ.
22. Согласно протоколу №474 "Измерения сопротивления растеканию тока заземляющих устройств" от 31.08.2023 г. полученного в ходе предпроектного обследования сопротивление контура ЗУ ПС составляет 0,24 Ом. Так как дополнительно проектируемый контур присоединяется к существующему ЗУ ПС, что только уменьшит его сопротивление, то расчет общего сопротивления ЗУ не выполняется.

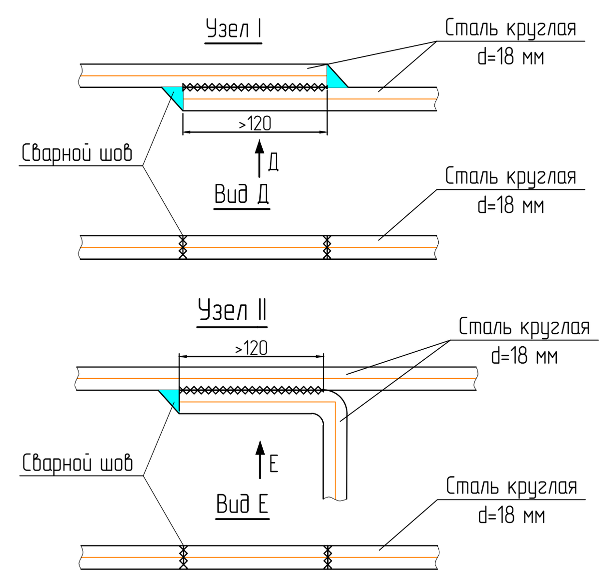
Масштаб 1:200

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	Ю5-373-ИОС1.1.ГЧ		
						"Реконструкция ПС 110 кВ Луговая с заменой трансформаторов Т-1, Т-2 мощностью 25 МВА на трансформаторы мощностью 63 МВА (прирост мощности 76 МВА)"		
Разраб.		Жданова			04.26	Раздел 5. Подраздел 1. Система электроснабжения. Часть 1. Электротехнические решения	Стадия П	Лист 12 / Листов
Проверил		Сажин			04.26			
Н.контр.		Крендясев			04.26	План заземления реконструируемой части ПС. 1 пусковой комплекс	ООО "Томскэлектросетьпроект"	
ГИП		Ершов			04.26			

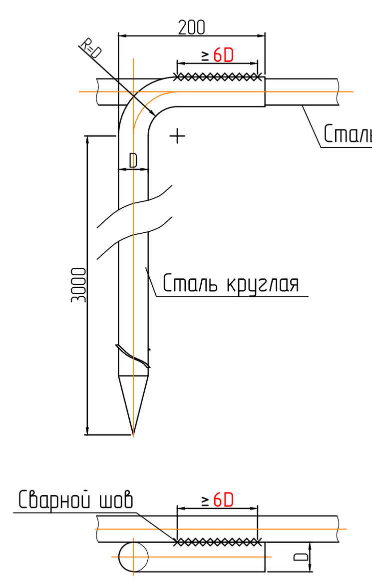
Формат А3х3

Взам. инв. N. | Подпись и дата | Инв. N подл.

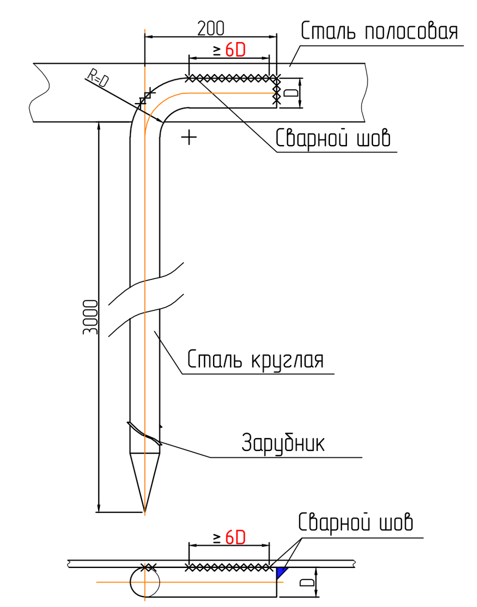


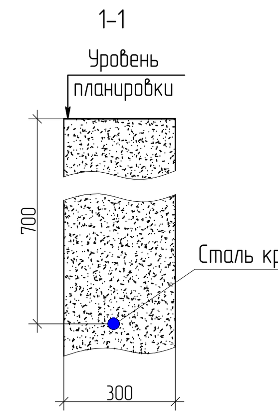


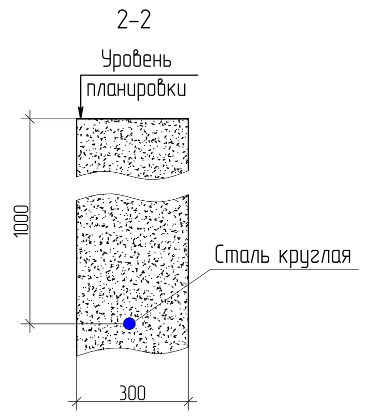
Присоединение круглой стали к вертикальному заземлителю



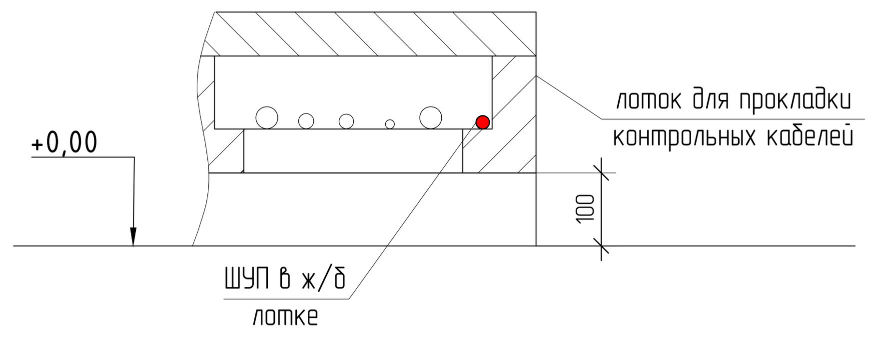
Присоединение полос заземления к стали круглой







Знак металлический "Место заземления пожарной машины" (эскиз)



Указания по соединению элементов ЗУ:

1. Длина сварных швов должна быть не менее 6D, высота шва – не менее 4мм.
2. Сварные швы покрываются битумным лаком для защиты от коррозии.
3. Все не указанные в данном решении соединения деталей заземляющего устройства ПС должны удовлетворять требованиям "Норм устройства сетей заземления" Москва 2002г. Энергосервис.

Указания по снижению напряжения прикосновения:

1. В соответствии с РД 153-34.0-20.525-00 для снижения напряжений прикосновения на местах работ оперативного персонала предусматриваются следующие мероприятия:
- прокладка продольных и поперечных заземлителей вблизи приводов оборудования.
- местное выравнивание потенциала и использование высокоомных (гравий, щебень) изоляционных покрытий.
2. Местное выравнивание потенциала должно быть выполнено у оборудования на рабочих местах. Для местного выравнивания потенциала предусмотрена арматурная сетка размером не менее 1х2 м с ячейками не более 100х100 мм из стали круглого сечения диаметром не менее 6 мм. Сетка должна быть присоединена к оборудованию в одном или двух местах.
3. Выравнивание потенциалов для обеспечения допустимого напряжения прикосновения с помощью сетки арматурной сочетатся с покрытием из щебня толщиной не менее 10 см. Площадь покрытия щебнем должна выступать за устройства выравнивания потенциала не менее чем на 0,2 м.

Указания по устройству ШУП:

1. Согласно РД 34.20.116-93 п. 4.3.5 выполнить дополнительное экранирование кабелей вторичных цепей, для уменьшения уровней помех. Для этого в прокладываемых поверхностных железобетонных лотках с контрольными кабелями выполнить прокладку дополнительного заземлителя из стали круглой d=16 мм по всей трассе кабельного лотка.
2. По всей длине ШУП должен быть обеспечен непрерывный контакт.
3. Присоединение ШУП к контуру заземления производить через каждые 15-20 м, в местах пересечения и ответвления лотков, а также по концам ШУП.

Таблица условных обозначений

Обозначение	Наименование
	Проектируемый горизонтальный заземлитель, поз.2
	Шина уравнивания потенциалов (ШУП), поз.3
	Периметральный заземлитель, поз.2
	Выпуск горизонтального заземлителя для присоединения электрооборудования, поз.1
	Вертикальный заземлитель L=3 м, поз.4
	Место заземления пожарной техники, поз. 6
	Металлическая сетка размером 2 м х 1 м из круглой стали диаметром 6 мм. Шаг ячейки 100 мм х 100 мм, поз. 5
	Молниеотвод

Спецификация элементов ЗУ

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1	ГОСТ 103-2006	Сталь полосовая 50х5 мм	300	1,96	м, выпуски
2	ГОСТ 2590-2006	Сталь круглая не мерной длины, d=18 мм,	1100+290 =1390	2,0	м, в т.ч. периметр. заземл. – 290 м
3	ГОСТ 2590-2006	Сталь круглая не мерной длины, d=16 мм,	140	1,58	м, ШУП
4	ГОСТ 2590-2006	Сталь круглая d=20 мм, L=3,2 м	34	7,89	шт.
5	ГОСТ 23279-85	4С $\frac{6\ AIII-100}{6\ AIII-100}$ 200х100	13	8,88	шт. Сетка армат. легкая
6		Знак металлический "Место заземления пожарной техники"	1	0,2	

Общие указания по контуру заземления:

1. Проектируемое заземляющее устройство выполнить в соответствии с требованиями ПУЭ (издание седьмое) гл.1.7. и СНиП 3.05.06-85 и присоединить его к существующему заземляющему устройству ПС (заземленным конструкциям) не менее чем в 4-х местах. Если в процессе строительства указанные на плане существующие заземлители будут повреждены, их необходимо восстановить, обеспечив надежное сварное соединение.
2. Занулению подлежат металлические корпуса электрооборудования, электродвигателей, распределительных шкафов и т.д.
3. Все работы по прокладке заземляющего устройства выполнять одновременно с планировочными и строительными работами по нулевому циклу.
4. Заземляющие горизонтальные проводники не должны иметь окраски, должны быть зачищены от ржавчины, следов масла и т.п.
5. Соединения горизонтальных заземлителей между собой выполнить согласно решений представленных в типовом альбоме А7-2010 и осуществляется только ручной дуговой сваркой. Все соединения элементов заземляющего устройства выполняются сваркой в нахлестку в соответсвии с ГОСТ 5264-80. Длина нахлестка должна быть не менее 6 диаметров для круглого заземлителя и не менее 2хВ (ширины) для заземлителя из полосовой стали. Высота сварных швов для заземлителей из круглой стали не менее диаметра, для заземлителя из полосовой стали не менее толщины полосы. Прочность шва проверяется ударом молотка весом 1,5-2 кг. Места соединения стыков после сварки должны быть покрыты слоем битумного лака для защиты от коррозии. Места входа заземляющего проводника в грунт окрасить битумным лаком (мастикой) в два слоя не менее 10 см в обе стороны от проводника. Все не указанные в данном решении соединения деталей заземляющего устройства ПС должны удовлетворять требованиям "Норм устройства сетей заземления" Москва 2002г. Энергосервис.
6. Проводники (выпуски), присоединяющие оборудование и металлоконструкции к заземляющей сетке, должны прокладываться на глубине не менее 0,3 м. Открытые части сварных швов на оборудовании и металлоконструкциях зачищаются и покрываются грунтовкой ГФ-021 (один слой) и эмалью ПФ-115 (один слой). Покрывается полностью сварной шов и на 5-10 см в обе стороны от сварного шва.
7. Траншеи для заземлителей следует засыпать однородным сухим грунтом, не содержащих строительного мусора. Засыпка должна проводится с утрамбовкой грунта.
8. После монтажа проектируемого ЗУ необходимо замерить его фактическое сопротивление. В случае превышения допустимой величины сопротивления ЗУ необходимо выполнить мероприятия согласно РД 153-34.0-20.525-00.
9. Сечение вновь прокладываемых горизонтальных заземлителей (сталь круглая d=18 мм) и вертикальных электродов (сталь круглая d=20 мм) принято на основании Технического циркуляра № 11/2006 "О заземляющих электродах и заземляющих проводниках"от 16.10.2006 (в дополнение к требованиям главы 1.7 ПУЭ, утвержденным Президентом Ассоциации "Росэлектромонтаж") исходя из минимальных размеров с точки зрения коррозионной и механической стойкости согласно Таблицы 1, а так же термической стойкости при протекании токов КЗ.
10. Выпуски к оборудованию (из стали полосовой 50х5 мм) крепить к фундаментам дюбель-гвоздями ДГ 4,5х40 ТУ 14-4-1231-83 по необходимости.
11. Согласно Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей п.2.7.7. открыто проложенные заземляющие проводники должны быть предохранены от коррозии и окрашены в черный цвет.
12. Продольные и поперечные заземлители должны быть проложены вдоль осей электрооборудования со стороны обслуживания на глубине 0,5-0,7 м от поверхности земли и на расстоянии 0,8-1,0 м от фундаментов или оснований оборудования по ПУЭ (издание седьмое) п. 1.7.90.
13. Для устройства заземления разрабатывается траншея глубиной 0,7 м на длину горизонтального электрода. Вертикальные электроды из стержней d=20 мм. погружаются в траншею так, чтобы верхняя часть выступала над дном траншеи на 100-150 мм для присоединения горизонтального электрода. Погружение вертикальных электродов производится методом ввертывания. Для электродов заземления, ввертываемых в грунт, должна применяться круглая горячекатаная сталь марки Ст.3. Горизонтальный электрод выполняется из стали круглой марки Ст.3.
14. Для изготовления стержневого вертикального электрода конец стержня заостряется и на расстоянии 40 мм от конца привариваеется разрезанная шайба (забурник). Шайбу разрубить и растянуть на 30 мм. При указанной привaрке шайбы должны применяться механизмы ПВЗ и ПВЗМ для забуривания электродов, имеющих правое вращение.
15. Болтовые соединения выполнить классом контактного соединения – 2 по ГОСТ 10434-82.
16. При повреждении существующего контура заземления при производстве строительно-монтажных работ необходимо восстановить существующий контур заземления. Соединить проектируемый контур заземления с существующим контуром заземления при проведении строительно монтажных работ. Перед началом работ определить трассу существующего контура ЗУ, с помощью металлоискателя и шурфов.
17. Согласно ПУЭ 4.2.135 от молниеотводов должно быть обеспечено растекание тока молнии по магистралям заземления не менее чем в двух направлениях с углом не менее 90° между соседними. Кроме того, должно быть установлено не менее одного вертикального электрода длиной 3-5 м на каждом направлении, на расстоянии не менее длины электрода от места присоединения к магистрали заземления стойки с молниеотводом.
18. Наружная ограда присоединяется к заземляющему устройству ПС в связи с тем, что в настоящее время расстояние от заземленных конструкций ПС до ограждения составляет менее 2 м, при этом заземление ограждения выполняется с помощью вертикальных электродов из стали круглой диаметром 20 мм и длиной 3 м, установленных у стоек ограждения по его периметру через каждые 20...50 м.
19. Согласно ГОСТ Р 58882-2020 п.7.4.3.3 Для выравнивания потенциалов и обеспечения надежной работы охранной сигнализации и других устройств (например, видеонаблюдения), установленных по периметру ограждения, и обеспечения безопасности людей (в том числе посторонних) и животных контур ЗУ должен выходить за пределы ограждения и располагаться в 1 м от него на глубине 1 м.
20. Для заземления пожарных машин к горизонтальным заземлителям привариваются стальные стержни диаметром 18 мм и длинной 1 м. Места заземления должны быть обозначены знаками пожарной безопасности в соответствии с ГОСТ 12.4.026-2015 «Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний».
21. Нормируемое сопротивление заземляющего устройства ПС принимается 0,5 Ом, как для электроустановок выше 1 кВ с эффективно заземленной нейтралью по п 1.7.90. ПУЭ.
22. Согласно протоколу №474 "Измерения сопротивления растеканию тока заземляющих устройств" от 31.08.2023 г. полученного в ходе предпроектного обследования сопротивление контура ЗУ ПС составляет 0,24 Ом. Так как дополнительно проектируемый контур присоединяется к существующему ЗУ ПС, что только уменьшит его сопротивление, то расчет общего сопротивления ЗУ не выполняется.

Масштаб 1:200

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.		Жданова			04.26
Проверил		Сажин			04.26
Н.контр.		Крендясев			04.26
ГИП		Ершов			04.26

Ю5-373-ИОС1.1.ГЧ

"Реконструкция ПС 110 кВ Луговая с заменой трансформаторов Т-1, Т-2 мощностью 25 МВА на трансформаторы мощностью 63 МВА (прирост мощности 76 МВА)"

Раздел 5. Подраздел 1. Система электроснабжения. Часть 1. Электротехнические решения

Стадия	Лист	Листов
П	13	

План заземления реконструируемой части ПС. 2 пусковой комплекс

ООО "Томскэлектросетьпроект"

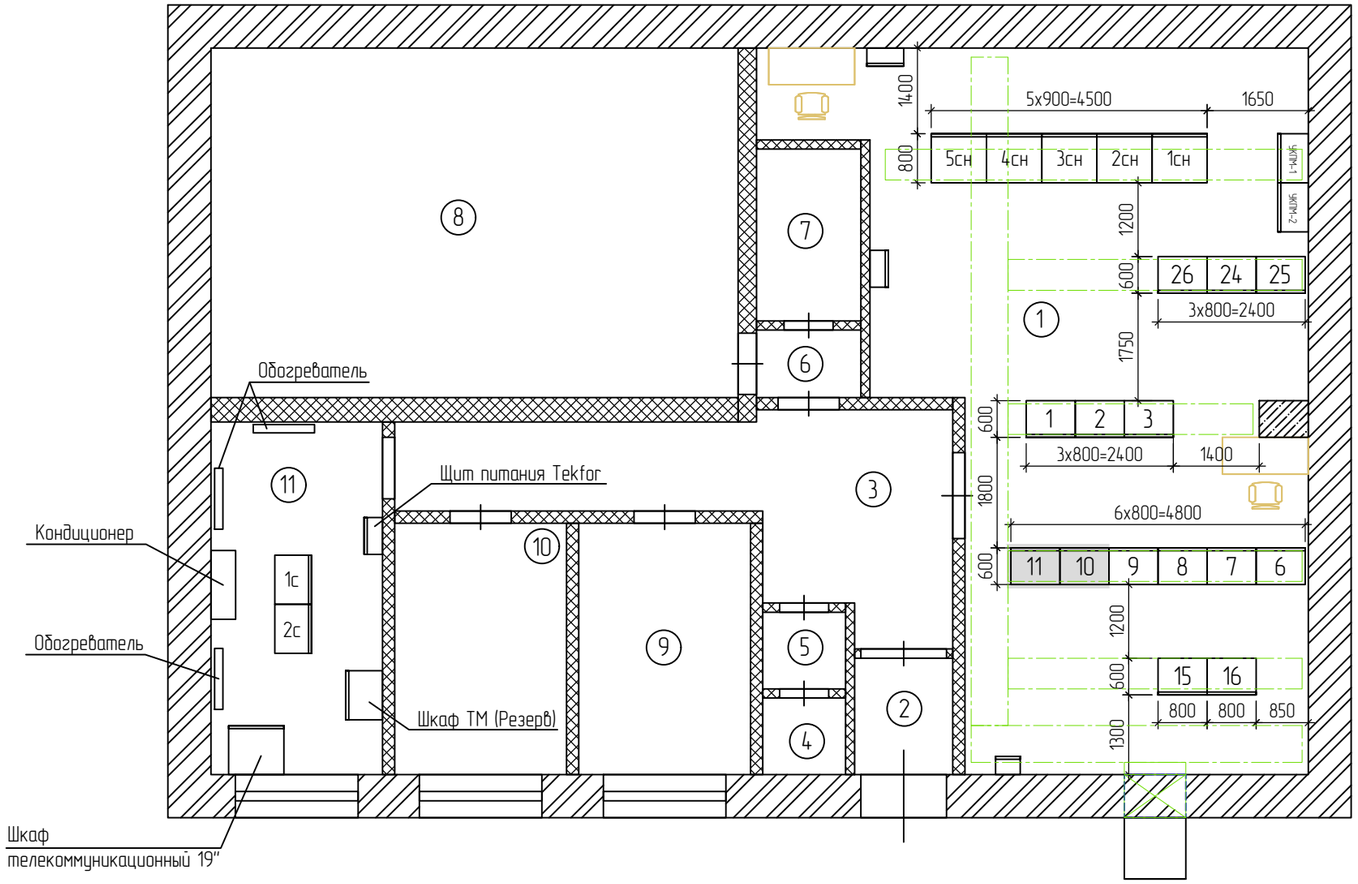
Формат А3х3

Взам. инв. N

Подпись и дата

Инв. N подл.

План существующего здания ОПУ



Перечень существующих панелей

Номер по плану	Наименование	Примечание
1	Центральная сигнализация	Демонтаж 2 ПК
2	Т-1, Т-2, панель регулирования	Демонтаж 2 ПК
3	ТН-10 кВ, СВ-1-10, СВ-2-10	Демонтаж 2 ПК
4	–	
5	–	
6	Т-1	Демонтаж 2 ПК
7	Т-1	Демонтаж 2 ПК
8	Т-1, Т-2	Демонтаж 2 ПК
9	Т-1, Т-2 (регулирование)	Демонтаж 2 ПК
10	Т-2	Демонтаж 1 ПК
11	Т-2	Демонтаж 1 ПК
15	Контроль изоляции выпрямленного тока	Демонтаж 2 ПК
16	Т-1, Т-2 (центральная сигнализация)	Демонтаж 2 ПК
24	Панель выпрямительных устройств	Демонтаж 2 ПК
25	Панель выпрямительных устройств	Демонтаж 2 ПК
26	Панель выпрямительных устройств	Демонтаж 2 ПК
1сн	Линии	Демонтаж 2 ПК
2сн	Ввод-0,4 кВ, ТСН-1	Демонтаж 2 ПК
3сн	СА-0,4 кВ (АВР)	Демонтаж 2 ПК
4сн	Ввод-0,4 кВ, ТСН-2	Демонтаж 2 ПК
5сн	Линии	Демонтаж 2 ПК
1с	Шкаф ГП	Демонтаж 2 ПК
2с	Шкаф ССПИ	Демонтаж 2 ПК

Таблица условных обозначений

Обозначение	Наименование
	Проем в стене для выхода силовых и контрольных кабелей из здания ОПУ на открытую часть ПС
	Кабельные каналы для прокладки силовых и контрольных кабелей в существующем полу

Экспликация помещений

Номер по плану	Наименование	Площадь, $м^2$	Кат. помещения	Температура, °С
1	Помещение ОПУ	78,7	В2	+18...+25
2	Тамбур	3,0	–	+5...+30
3	Коридор	18,9	–	+5...+30
4	Бытовое помещение	1,2	–	+18...+25
5	Бытовое помещение	1,4	–	+18...+25
6	Служебное помещение	2,4	–	+18...+25
7	Служебное помещение	4,7	–	+18...+25
8	Слесарная	49,0	–	+5...+30
9	Бытовое помещение	11,2	–	+18...+25
10	Бытовое помещение	11,2	–	+18...+25
11	Комната связи	16,0	В4	+18...+25

Примечания:
1. План ОПУ разработан на основании технического паспорта и исходных данных, полученных от Заказчика.
2. Проектируемое оборудование реконструируемой части подстанции выполнено сплошными утолщенными линиями, существующее – сплошными тонкими.
3. Существующие шкафы демонтируемые на 1 пусковом комплексе затонированы серым цветом.
4. Сейсмическая активность района строительства составляет 8 баллов шкалы MSK-64.
5. Высота внутри помещения ОПУ в свету не менее 4000 мм.
6. В помещении ОПУ предусмотрен существующий фальшпол.
7. Размеры, отмеченные *, могут быть уточнены при дальнейшем проектировании.

Взам. инв. N | Подпись и дата | Инв. N подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.		Жданова			04.26
Проверил		Сажин			04.26
Н.контр.		Крендясев			04.26
ГИП		Ершов			04.26

Ю5-373-ИОС1.1.ГЧ

"Реконструкция ПС 110 кВ Луговая с заменой трансформаторов Т-1, Т-2 мощностью 25 МВА на трансформаторы мощностью 63 МВА (прирост мощности 76 МВА)"

Раздел 5. Подраздел 1. Система электроснабжения. Часть 1. Электротехнические решения

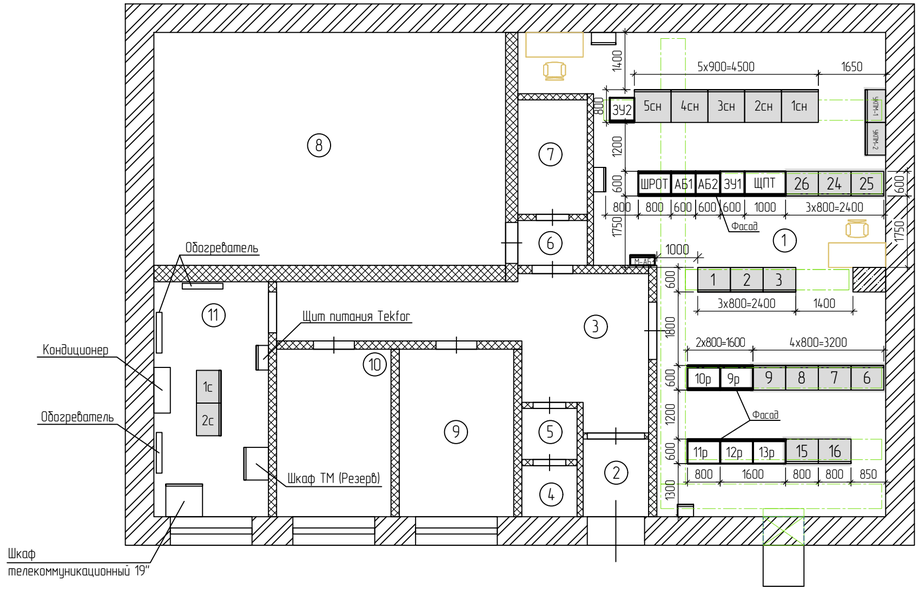
Стадия	Лист	Листов
П	14	

План расстановки существующего оборудования в существующем здании ОПУ

ЭСП ТОМСК
ООО "Томскэлектросетьпроект"

Формат А3

План существующего здания ОПУ



Перечень существующих панелей

Номер по плану	Наименование	Примечание
1	Центральная сигнализация	Демонтаж 2 ПК
2	Т-1, Т-2, панель регулирования	Демонтаж 2 ПК
3	ТН-10 кВ, СВ-1-10, СВ-2-10	Демонтаж 2 ПК
6	Т-1	Демонтаж 2 ПК
7	Т-1	Демонтаж 2 ПК
8	Т-1, Т-2	Демонтаж 2 ПК
9	Т-1, Т-2 (регулирование)	Демонтаж 2 ПК
15	Контроль изоляции выпрямленного тока	Демонтаж 2 ПК
16	Т-1, Т-2 (центральная сигнализация)	Демонтаж 2 ПК
24	Панель выпрямительных устройств	Демонтаж 2 ПК
25	Панель выпрямительных устройств	Демонтаж 2 ПК
26	Панель выпрямительных устройств	Демонтаж 2 ПК
1сн	Линии	Демонтаж 2 ПК
2сн	Ввод-0,4 кВ, ТСН-1	Демонтаж 2 ПК
3сн	СА-0,4 кВ (АВР)	Демонтаж 2 ПК
4сн	Ввод-0,4 кВ, ТСН-2	Демонтаж 2 ПК
5сн	Линии	Демонтаж 2 ПК
УКПМ	Устройства питания выпрямленным током УКПМ-1, УКПМ-2	Демонтаж 2 ПК
1с	Шкаф ГП	Демонтаж 2 ПК
2с	Шкаф ССПИ	Демонтаж 2 ПК

Перечень проектируемых панелей (1 ПК)

Номер по плану	Наименование	Примечание
9р	Шкаф основной защиты 2й комплект и АРН трансформатора Т-2	Монтаж 1 ПК
10р	Шкаф резервной защиты и АУВ 110 кВ, основной защиты 1й комплект трансформатора Т-2	Монтаж 1 ПК
11р	Центральная сигнализация	Монтаж 1 ПК
12р	Панель управления трансформатором Т-2	Монтаж 1 ПК
13р	Панель управления трансформатором Т-1	Монтаж 1 ПК
АБ1, АБ2	Шкаф аккумуляторных батарей	Монтаж 1 ПК
ЩПТ	Щит постоянного тока	Монтаж 1 ПК
ЗУ1	Шкаф выпрямительно-зарядного устройства №1	Монтаж 1 ПК
ЗУ2	Шкаф выпрямительно-зарядного устройства №2	Монтаж 1 ПК
ШРОТ	Шкаф распределения оперативного тока	Монтаж 1 ПК
М-АБ	Шкаф мониторинга аккум. батареи	Монтаж 1 ПК

Примечания:

1. Проектируемое оборудование реконструируемой части на данном пусковом комплексе выполнено сплошными утолщенными линиями, существующее – сплошными тонкими.
2. Существующие шкафы демонтируемые на 2 пусковом комплексе затонированы серым цветом.
3. Высота внутри помещения ОПУ в свету не менее 4000 мм.
4. В помещении ОПУ предусмотрен существующий фальшпол.
5. Размещение проектируемых шкафов и панелей предусматривается на свободные резервные места и взамен существующих демонтируемых панелей.

Экспликация помещений

Номер по плану	Наименование	Площадь, м^2	Кат. помещения	Температура, °С
1	Помещение ОПУ	78,7	В2	+18..+25
2	Тамбур	3,0	–	+5..+30
3	Коридор	18,9	–	+5..+30
4	Бытовое помещение	1,2	–	+18..+25
5	Бытовое помещение	1,4	–	+18..+25
6	Служебное помещение	2,4	–	+18..+25
7	Служебное помещение	4,7	–	+18..+25
8	Слесарная	49,0	–	+5..+30
9	Бытовое помещение	11,2	–	+18..+25
10	Бытовое помещение	11,2	–	+18..+25
11	Комната связи	16,0	В4	+18..+25

Таблица условных обозначений

Обозначение	Наименование
⊠	Проем в стене для выхода силовых и контрольных кабелей из здания ОПУ на открытую часть ПС
▭	Кабельные каналы для прокладки силовых и контрольных кабелей в существующем полу

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.		Жданова			04.26
Проверил		Сажин			04.26
Н.контр.		Крендясев			04.26
ГИП		Ершов			04.26

Ю5-373-ИОС1.1.ГЧ

"Реконструкция ПС 110 кВ Луговая с заменой трансформаторов Т-1, Т-2 мощностью 25 МВА на трансформаторы мощностью 63 МВА (прирост мощности 76 МВА)"

Раздел 5. Подраздел 1. Система электроснабжения. Часть 1. Электротехнические решения

Стадия	Лист	Листов
П	15	

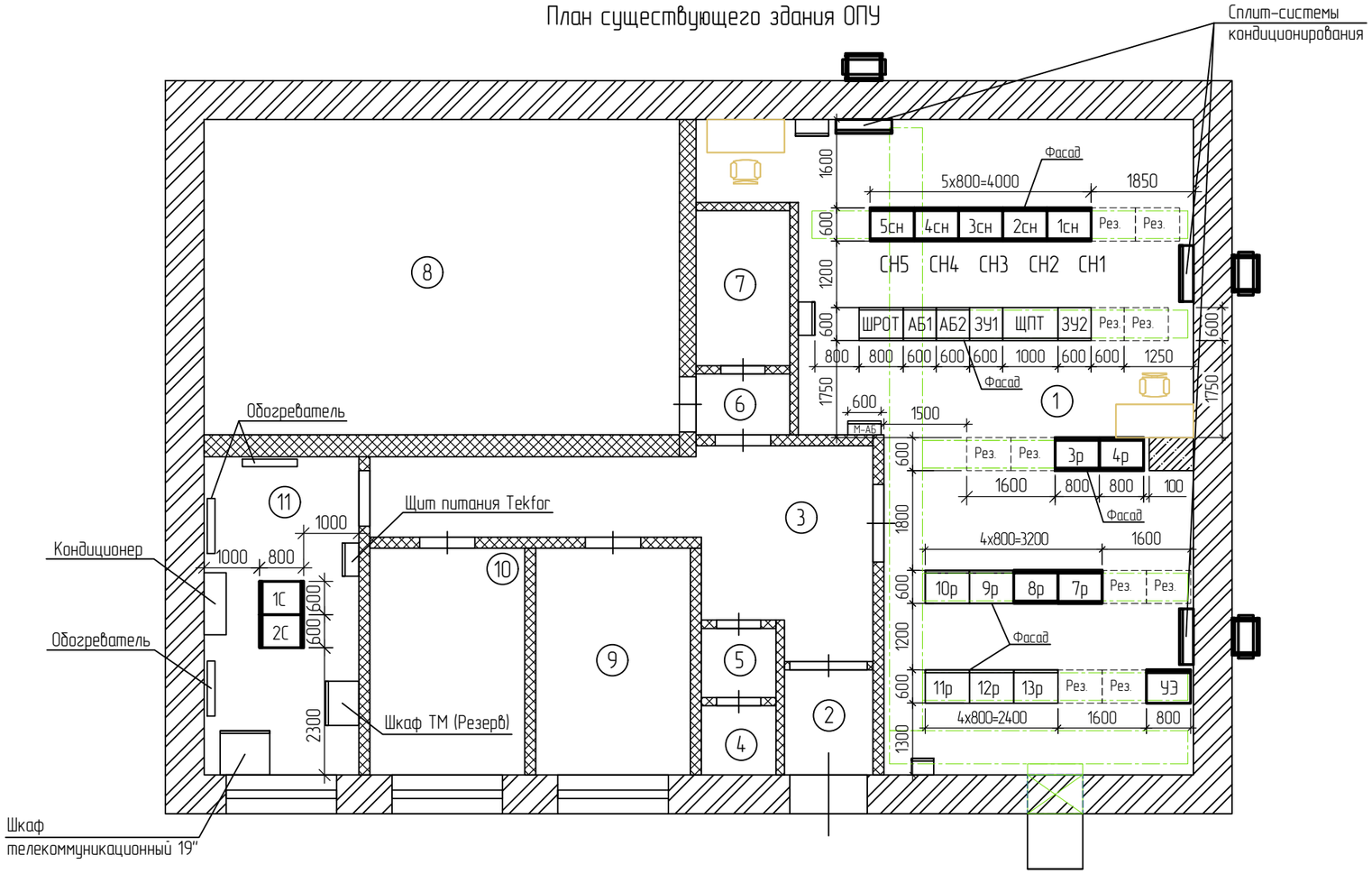
План расстановки проектируемого оборудования в существующем здании ОПУ. 1 пусковой комплекс

ЭСП ТОМСК
ООО "Томскэлектросетьпроект"

Взам. инв. N | Подпись и дата | Инв. N подл.

Формат А4х3

План существующего здания ОПУ



Перечень проектируемых панелей (2ПК)

Номер по плану	Наименование	Примечание
3р	Шкаф организации цепей напряжения 110 кВ	Монтаж 2 ПК
4р	Шкаф оперативной блокировки разъединителей	Монтаж 2 ПК
7р	Шкаф основной защиты 2й комплект и АРН трансформатора Т-1	Монтаж 2 ПК
8р	Шкаф резервной защиты и АУВ 110 кВ, основной защиты первый комплект силового трансформатора Т-1	Монтаж 2 ПК
9р	Шкаф основной защиты 2й комплект и АРН трансформатора Т-2	Смонтирован 1 ПК
10р	Шкаф резервной защиты и АУВ 110 кВ, основной защиты 1й комплект трансформатора Т-2	Смонтирован 1 ПК
11р	Центральная сигнализация	Смонтирован 1 ПК
12р	Панель управления трансформатором Т-2	Смонтирован 1 ПК
13р	Панель управления трансформатором Т-1	Смонтирован 1 ПК
УЭ	Шкаф УСПД АИИСКУЭ	Монтаж 2 ПК
СН1	Шкаф отходящих линий СН 0,4 кВ (1с 0,4 кВ)	Монтаж 2 ПК
СН2	Шкаф отходящих линий СН 0,4 кВ (1с 0,4 кВ)	Монтаж 2 ПК
СН3	Шкаф ввода и секционирования 0,4 кВ (ТСН-1, ТСН-2, СВ-0,4 кВ ЩСН (АВР))	Монтаж 2 ПК
СН4	Шкаф отходящих линий СН 0,4 кВ (2с 0,4 кВ)	Монтаж 2 ПК
СН5	Шкаф отходящих линий СН 0,4 кВ (2с 0,4 кВ)	Монтаж 2 ПК
АБ1	Шкаф аккумуляторных батарей №1	Смонтирован 1 ПК
АБ2	Шкаф аккумуляторных батарей №2	Смонтирован 1 ПК
ЩПТ	Щит постоянного тока	Смонтирован 1 ПК
ЗУ1	Шкаф выпрямительно-зарядного устройства №1	Смонтирован 1 ПК
ЗУ2	Шкаф выпрямительно-зарядного устройства №2	Смонтирован 1 ПК.Перенос 2 ПК
ШРОТ	Шкаф распределения оперативного тока	Смонтирован 1 ПК
М-АБ	Шкаф мониторинга аккум. батареи	Смонтирован 1 ПК
1С	Шкаф гарантированного питания	Монтаж 2 ПК
2С	Шкаф ССПИ	Монтаж 2 ПК

Таблица условных обозначений

Обозначение	Наименование
	Проем в стене для выхода силовых и контрольных кабелей из здания ОПУ на открытую часть ПС
	Кабельные каналы для прокладки силовых и контрольных кабелей в существующем полу

Экспликация помещений

Номер по плану	Наименование	Площадь, м^2	Кат. помещения	Температура, °С
1	Помещение ОПУ	78,7	В2	+18...+25
2	Тамбур	3,0	–	+5...+30
3	Коридор	18,9	–	+5...+30
4	Бытовое помещение	1,2	–	+18...+25
5	Бытовое помещение	1,4	–	+18...+25
6	Служебное помещение	2,4	–	+18...+25
7	Служебное помещение	4,7	–	+18...+25
8	Слесарная	49,0	–	+5...+30
9	Бытовое помещение	11,2	–	+18...+25
10	Бытовое помещение	11,2	–	+18...+25
11	Комната связи	16,0	В4	+18...+25

Примечания:

1. Проектируемое оборудование реконструируемой части на данном пусковом комплексе выполнено сплошными утолщенными линиями, существующее – сплошными тонкими.
2. Высота внутри помещения ОПУ в свету не менее 4000 мм.
3. В помещении ОПУ предусмотрен существующий фальшпол.
4. Размещение проектируемых шкафов и панелей предусматривается на свободные резервные места и взамен существующих демонтируемых панелей.
5. В помещении ОПУ, для поддержания заданного температурного режима в летнее время, предусматривается установка сплит-системы кондиционирования. Оборудование системы кондиционирования на плане показано условно и их размещение уточняется при дальнейшем проектировании.

Взам. инв. N

Подпись и дата

Инв. N подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.		Жданова			04.26
Проверил		Сажин			04.26
Н.контр.		Крендясев			04.26
ГИП		Ершов			04.26

Ю5-373-ИОС1.1.ГЧ

"Реконструкция ПС 110 кВ Луговая с заменой трансформаторов Т-1, Т-2 мощностью 25 МВА на трансформаторы мощностью 63 МВА (прирост мощности 76 МВА)"

Раздел 5. Подраздел 1. Система электроснабжения. Часть 1. Электротехнические решения

Стадия	Лист	Листов
П	16	

План расстановки проектируемого оборудования в существующем здании ОПУ. 2 пусковой комплекс

ЭСП ТОМСК
ООО "Томскэлектросетьпроект"

Формат А3