ТОО "СРБ-А"

Лицензия ГСЛ-№ 19004455

ЗАКАЗ: П-00-20-10

РАБОЧИЙ ПРОЕКТ

«Подводящие инженерные сети электроснабжения к объекту: «Строительство тепличного комплекса, расположенного по адресу: ЗКО, п. Зачаганск, мкрн. Балауса, ул. Энтузиастов, р-н Кирпичного завода»

ТОМ 1

ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Директор **Ипатов Н.С.**

Главный инженер проекта **Ахметова К.К.**

Настоящий проект соответствует требованиям нормативных, экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных документов и других норм, действующих на территории республики Казахстан и обеспечивает безопасность продукции для жизни, здоровья людей, имущества, охрану окружающей среды.

Главный инженер проекта Ахметова

СОДЕРЖАНИЕ

1. Общая часть
2. Технико-экономические показателя
3. Генеральный план
4.Схемы электрических соединений
5.Релейная защита, автоматика, управление, сигнализация, электрические измерения, учет электроэнергии, блокировка, вторичная коммутация
6. Собственные нужды
7. Электрическое освещение
8. Заземление и грозазащита
9. Компоновки и конструктивное выполнение
10. Строительная часть
11. Телемеханика и связь
12. Комплектность поставки
13. Кабельная линия 35 кВ
14. Конструкции железобетонные

Состав проекта

№ Тома	Обозначение	Наименование
ТОМ I	П-00-20-10-ОПЗ	Общая пояснительная записка
ТОМ II	П-00-20-10-ГП	Генеральный план
ТОМ III	П-00-20-10-КЖ	Конструкции железобетонные
ТОМ IV	П-00-20-10-ЭС Альбом 1. Альбом2.	 Электроснабжение. КЛ-35кВ Электроснабжение. Подстанция-КЛ 35/10кВ
ТОМ V	П-00-20-10	Сметная документация
ТОМ VI	П-00-20-10-ПОС	Проект организации строительства

2 . СОСТАВ УЧАСТНИКОВ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Инженер		Ерболат
Инженер		Игнатова
Инженер		Бендин
Главный архитектор проекта		Ахметова К.К.

3 . ПЕРЕЧЕНЬ ПРИЛАГАЕМЫХ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1. Задание на проектирование
2. Архитектурно-планировочное задание
3. Акт выбора земельного участка № 123 от 13.07.2016 г.
4. Решение № 3 от 04.01.2017г.
5. Инженерно-геологические исследования, выполненные ТОО «Уральский Каздорпроект» № 42/17 от 02.10.2017г.
6. ТУ на электроснабжение № 7-32-17/46 от 3.10.2017г., выданное ГФ АО «ЗапКазРЭК»
7. ТУ на водоснабжение № 08-08/4031 от 15.08.2017г., выданное ТОО «Батыс Су Арнасы»
8. ТУ на газоснабжение № 2-21-5678 от 16.08.2017 г., выданные АО «КазТрансГазАймак»
9. Копия лицензии.

1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ

ПС рассчитана для работы в условиях климатического района У и УХЛ, категории размещения. Нормальная работа ПС обеспечивается при следующих условиях:

- высота над уровнем моря до 1000 м;
- температура окружающего воздуха - не выше +40° С, при среднесуточной температуре - не выше +35° С, не ниже -40° С (эпизодически -45° С);
- максимальный нормативный скоростной напор ветра на высоте до15 м от земли по III ветровому району при повторяемости 10 раз в 10 лет - q_{max}=50 даН/м2;
- нормативная толщина стенки гололеда для высоты 10 м над поверхностью земли для I-IV районов при повторяемости 1 раз в 10 лет - до 20 мм;
- для районов с I-й степенью загрязненности атмосферы;
- для установки в грунтах с прочностными и деформационными характеристиками по СП 22.13330.2011 приложение 3, таблицы 1,2,3;
- грунтовые воды отсутствуют;
- сейсмичность района строительства - не выше 6 баллов.

Подстанция запроектирована по схеме электрических соединений ОРУ 35 кВ с использованием выключателей в цепях трансформаторов и линий. Распределение электроэнергии предусматривается по радиальным линиям напряжением 10 кВ. На подстанции устанавливаются два трехфазных двухобмоточных силовых трансформатора мощностью 6300 кВА напряжением 35/10 кВ. Эксплуатация подстанции предусматривается с централизованным обслуживанием, без постоянного дежурства обслуживающего персонала на подстанции.

Контроль за состоянием оборудования и нарушениями в его работе ведется с диспетчерского пункта, куда с помощью средств телемеханики подается два сигнала: "неисправность" или "авария". Для подстанции с расширенным объемом телесигнализации возможна передача индивидуальных сигналов на диспетчерский пункт. Подстанция оборудуется каналом связи с диспетчерским пунктом. Защита и управление подстанций осуществляется на переменном оперативном токе.

Подстанция состоит из следующих основных узлов открытого распределительного устройства напряжением 35 кВ (ОРУ 35 кВ):

- силовых трансформаторов;
- распределительного устройства напряжением 10 кВ, состоящего из шкафов наружной установки КРУН типа КРН-1У-10;
- комплекта устройства высокочастотной связи и телемеханики.

Материалы составлены с учетом изготовления строительных элементов и металлических конструкций подстанций индустриальным методом.

Поставки оборудования, строительных элементов и металлоконструкций на строительную площадку предусматриваются комплектно.

2. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ

2.1. Схема подстанции - тупиковые.

2.2. Род тока - переменный, трехфазный, промышленной частоты 50 Гц.

2.3. Напряжение высшее 35 кВ, низшее 10 кВ.

2.4. Мощность силовых трансформаторов 6300 кВ.А.

2.5. Трансформаторы собственных нужд типа ТМ-25/10, напряжением 10/0,4/0,23 кВ, мощностью 25 кВА.

2.6. Распределительное устройство 10 кВ - наружной установки, состоящее из шкафов типа КРН-1У-10.

2.7. Число отходящих линий напряжением 10 кВ - 14.

2.8. Оперативный ток - переменный, напряжением 220 В.

2.9. Площадь, занимаемая подстанцией (без ячеек ЯТС-80) в пределах ограды:

35,85*30*1075,5 м2.

3. Генеральный план

Площадка под строительство подстанции 35/10кВ расположена по адресу: Западно-Казахстанская область, п.Зачаганск, ул.Энтузиастов.

Проетирование предусмотрено согласно Гос. Акта.

Кадастровый номер земельного участка 08-130-154-2405.

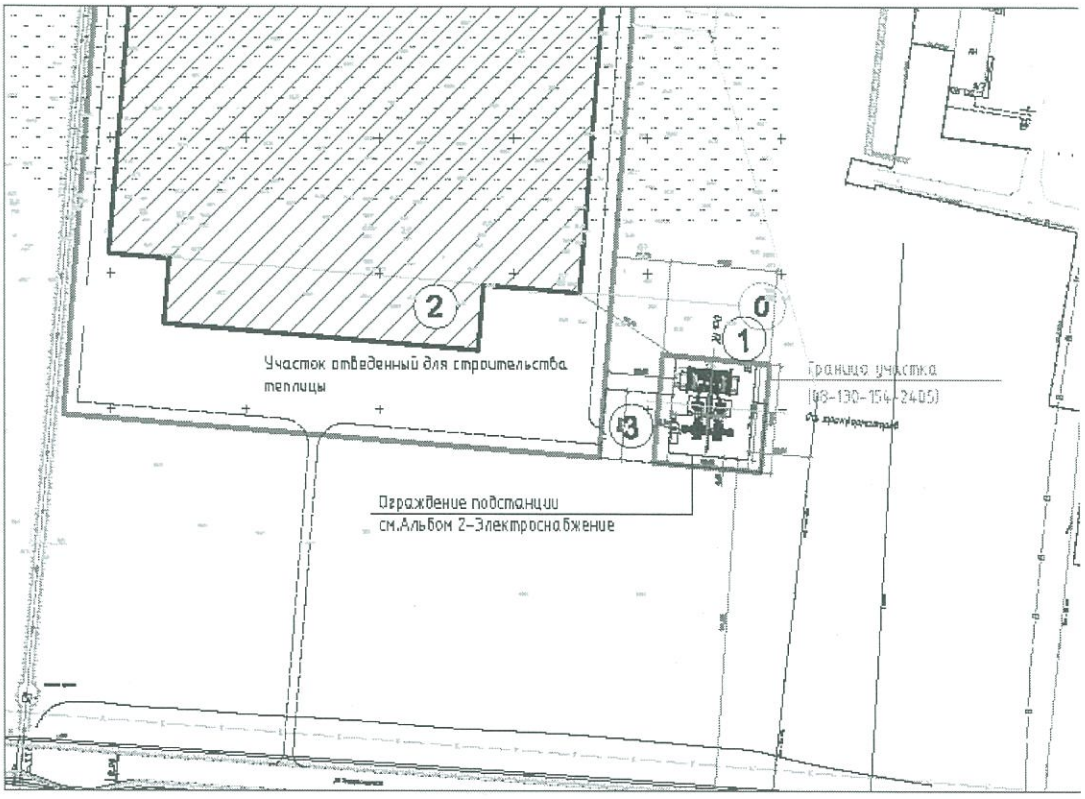
Целевое назначение участка- Для строительства и обслуживания подстанции 35/10кВ.

Площадь земельного участка- 0.1600га. Участок прямоугольной формы с размерами 40,0х40,0м.

Генеральный план разработан на основе геодезической съемки масштаба 1:500, выполненной ТОО «Орал-Топография» в 2020 году.

Система координат условная, система высот Балтиская.

Проезд к подстанции будет осуществляться с территории тепличного компле



1-Проектируемая подстанция; 2-Тепличный комплекс, 3-Разворотная площадка.

Технико-экономические показатели по генплану

Наименование территории	Ед.изм.	Кол-во	% к общей площади участка
Площадь участка	ГА	0,16	
Площадь участка в границах проектирования	ГА	0,2151	100
Площадь застрйки	$М^2$	1075,5	50
Площадь проезда	М2	680	31,61
Площадь грунтового покрытия	М2	395,5	18,39

4. СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ

Подстанция запроектирована по следующей схеме: тупиковая, двухтрансформаторная с выключателями в цепях трансформаторов на стороне 35 кВ, с выключателем в перемычке со стороны линий 35 кВ. Одна, секционированная выключателем, система шин (до 14 присоединений).

Схемой предусматривается установка силовых трансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой мощностью 6300 кВА. На стороне Н.Н. подстанции предусматривается одна, секционированная выключателем, система шин. К каждой секции шин высшего и низшего напряжения подключается по одному комплекту измерительных трансформаторов напряжения типа 3НОМ-35, НСМ-35 и НАМИ-10 соответственно.

Питание потребителей собственных нужд подстанции предусматривается от трансформаторов собственных нужд типа ТМ-25/10 мощностью 25 кВА, напряжением 10/0,4/0,23 кВ, присоединяемых до выключателя ввода от силового трансформатора. Для защиты от перенапряжений трансформаторов и оборудования предусматривается установка комплекта вентильных разрядников типа РВО-10 и РВС-35.

В цепях вводов от силовых трансформаторов в РУ-10 кВ и в цепях отходящих линий 10 кВ применяются вакуумные выключатели.

Схема подстанции предусматривает раздельную работу силовых трансформаторов на стороне НН.

Схема электрических соединений ПС отвечает разнообразным условиям присоединения к энергосистемам, имеющим место в проектировании подстанций 35 кВ.

5. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, АВТОМАТИКА, УПРАВЛЕНИЕ, СИГНАЛИЗАЦИЯ, ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ИЗМЕРЕНИЯ, УЧЕТ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, БЛОКИРОВКА, ВТОРИЧНАЯ КОММУТАЦИЯ

5.1 Схемы и объем релейной защиты, автоматики и измерений по трансформаторам 35/10 кВ и присоединениям 35 кВ даны в заводских чертежах.

5.2. Защита кабельной линии 35 кВ.

Согласно ПУЭ РК защита от многофазных замыканий выполнена в двухфазном двухрелейном исполнении.

На подстанции предусмотрены два варианта выполнения защиты на выключателе в перемычке: двухступенчатые направленная и ненаправленная защиты или двухступенчатая токовая защита и делительная защита.

5.3. Защиты, устанавливаемые на секционном выключателе 35 кВ.

5.4. Защита силовых трансформаторов. Согласно ПУЭ для трансформаторов предусмотрены следующие защиты:

5.4.1. От повреждений внутри кохуха трансформатора, сопровождающихся выделением газа и от понижения уровня масла - газовая защита и сигнализация понижения уровня масла.

5.4.2. От повреждений на выводах трансформаторов, а также от внутренних повреждений - дифференциальная токовая защита на реле РНТ-565, одноступенчатая максимальная токовая защита.

5.4.3. От токов внешних коротких замыканий - действие с первой выдержкой времени (проскальзывающий контакт реле времени) максимальной токовой защиты трансформатора на отключение выключателя ввода трансформатора и секционного выключателя до 10 кВ.

5.4.4. От токов коротких замыканий на шинах 10 кВ – мгновенная токовая защита на вводных выключателях 10 кВ.

5.4.5. От токов в обмотках, обусловленных перегрузкой – максимальная токовая защита от перегрузки, включенная на ток одной фазы.

5.5. Защита отходящих линий 10 кВ.

Согласно ПУЭ для защиты отходящих линий от междуфазных замыканий предусматривается максимальная токовая защита с обратно зависимой от тока выдержкой времени и токовая отсечка.

Защита выполняется в следующих вариантах:

- на встроенных в привод выключателя реле РТВ и РТМ;
- на реле тока РТ-85 с дешунтированием токовых электромагнитов приводов выключателя.

Для кабельных линий дополнительно предусматривается защита от замыканий на землю типа ЗЗП-1.

5.6. Защита, устанавливаемая на секционном выключателе 10 кВ.

Предусмотрено действие максимальной токовой защиты трансформатора на отключение секционного выключателя. Выдержка времени - та же, что и на отключение выключателя ввода 10 кВ. Селективность достигается путем блокировки отключения выключателя ввода при прохождении тока повреждения через трансформаторы тока шкафа секционного выключателя.

5.7. Защита трансформаторов собственных нужд и трансформаторов напряжения 35 и 10 кВ.

Защита трансформаторов собственных нужд 10/0,4 кВ осуществляется предохранителями ПКТ 101-10. Защита от повреждений в первичных цепях трансформаторов напряжения 10 кВ выполняется с помощью предохранителей ПКН 001-10У1.

Для предотвращения произвольного смещения нейтрали в цепи разомкнутого треугольника устанавливаются активные резисторы. Для защиты вторичных цепей трансформаторов напряжения и трансформаторов собственных нужд используются автоматические выключатели АП-50. Предусмотрена сигнализация отключенного положения автоматов.

5.8. Контроль изоляции сетей 35 и 10 кВ.

Контроль изоляции сетей 10 кВ, осуществляется с помощью реле максимального напряжения РН-53/60Д, включенного в цепь обмотки разомкнутого треугольника трансформатора напряжения.

5.9. Управление, автоматика, сигнализация, электрические измерения, учет электроэнергии, блокировка.

5.9.1. Управление выключателями 10 и 35 кВ осуществляется с помощью пружинных приводов, обеспечивающих ручное включение и отключение в нормальном режиме и автоматическое отключение в

аварийных режимахпри срабатывании соответствующих защит. Управление приводами воздушных выключателей 10 и 35 кВ осуществляется дистанционно с помощью ключей управления, установленных соответственно в шкафах КРН-1У-10 в релейных шкафах РШ.

Управление разъединителями 10 и 35 кВ осуществляется с помощью ручных приводов.

5.9.2. Предусмотрен следующий объем автоматики:

- АВР секционных выключателей 10 и 35 кВ, АВР линий 35 кВ;
- двукратное АПВ выключателей отходящих линий 10 кВ;
- однократное АПВ выключателей линий 35 кВ и вводных выключателей 10 кВ;
- АЧР с действием на отключение выключателей 10 кВ при снижении частоты;
- ЧАПВ отключенные от АЧР выключателей 10 кВ;
- делительная автоматика с действием на отключение отходящих линий 10 кВ при отсутствии напряжения на подстанции в течение заданного времени;
- автоматическое восстановление нормального режима (АВНР) питания секций подстанции после АВР секционного выключателя 10 кВ;
- автоматическое регулирование напряжения силовых трансформаторов под нагрузкой (РПН);
- автоматика резервирования шинок обеспеченного питания 220 В от трансформаторов собственных нужд и трансформаторов напряжения 35 кВ;
- автоматическое включение и отключение обогрева счетчиков;
- автоматическое включение и отключение обогрева шкафов КРН-1У-10, релейных шкафов, баков и приводов масляных выключателей 35 кВ.

5.9.3. Измерение тока нагрузки, напряжения и учет электроэнергии выполнен в соответствии с ПУЭ РК.

Измерение тока нагрузки в одной фазе предусмотрено на вводах 10 кВ, на линиях 10 и 35 кВ, на секционных выключателях 10 и 35 кВ и в цепях трансформаторов собственных нужд.

Технический учет активной и реактивной энергии предусмотрен на активной энергии - на линиях 10 кВ; на трансформаторах собственных нужд - расчетный учет активной энергии. Расчетный учет активной энергии на линиях 10 и 35 кВ производится если линия принадлежит потребителю. Расчетный учет реактивной энергии производится, если потребителю разрешено использование реактивной мощности. Заводом не предусматривается установка счетчиков расчетного учета для линий 35 кВ.

5.9.4. Схема центральной сигнализации подстанции размещена в шкафу трансформатора напряжении I секция 10 кВ. Центральная сигнализация принимает сигналы аварии и неисправностей из всех шкафов КРН и РШ. При работе центральной, сигнализации одновременно осуществляется фиксация аварии или неисправности в шкафу КРН или РН поврежденного

присоединения. По цепям аварийной сигнализации фиксируется аварийное отключение выключателей, по цепям предупредительной сигнализации, кроме указанных в пп. 4.4.5 и 4.8 , - следующие сигналы:

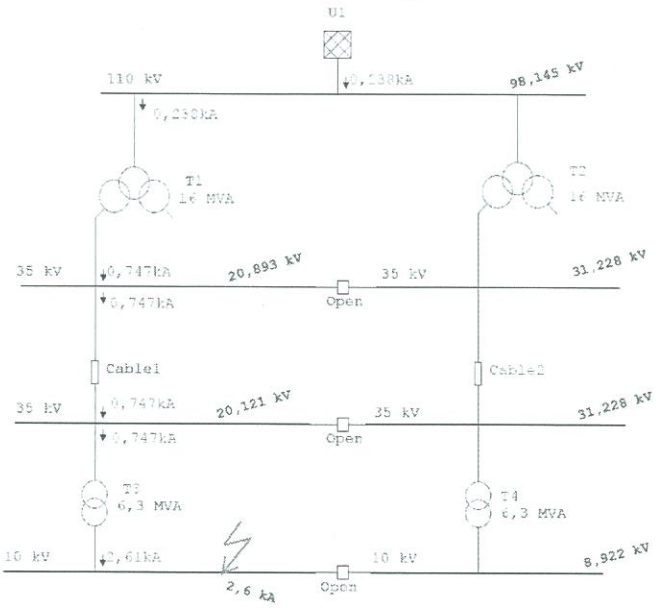
- работа защиты от замыканий на землю в кабельных сетях 10 кВ;
- работа защит трансформаторов, линий 35 кВ, секционного выключателя 10 кВ;
- работа устройств автоматики присоединений подстанции;
- отключение автоматических выключателей в цепях управления, напряжения, собственных нужд.

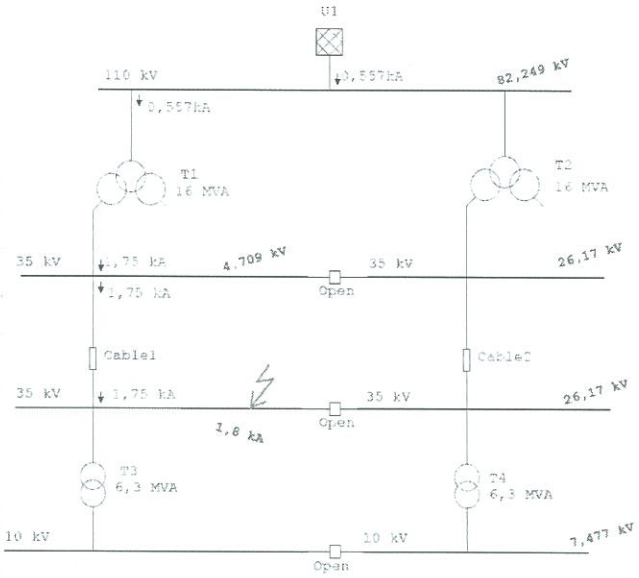
В схеме центральной сигнализации предусмотрена звуковая и световая сигнализация, в шкафах КРН и РШ - световая сигнализация.

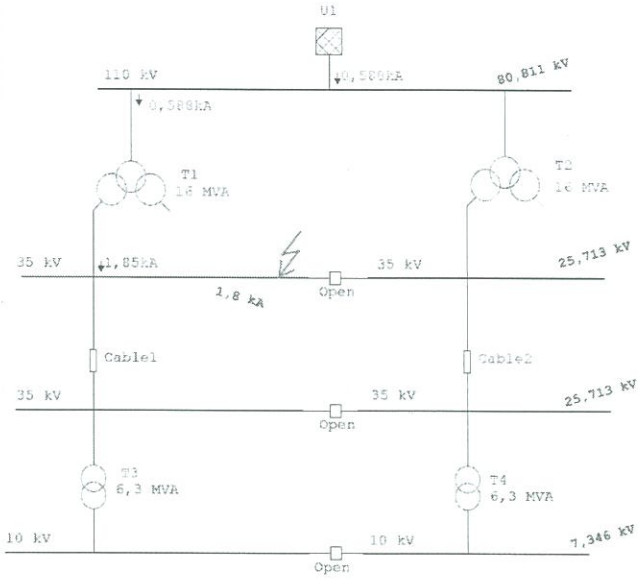
5.9.5. Для предотвращения ошибочных действий обслуживающего персонала при оперативных переключениях предусматривается по всей номенклатуре схем электромагнитная блокировка.

Блокировка исключает возможность отключения или включения тока нагрузки разъединителями, подачи напряжения при включенных заземляющих ножах, включения заземляющих ножей на шины, не отделенные разъединителями от шин, находящихся под напряжением.

5.10. Расчет токов КЗ.







5.11 Расчет релейной защиты

5.11.1 Расчет дифференциальной защиты силовых трансформаторов

Наименование	Обозначения и расчетная формула	Числовые значения	
		Обмотка ВН	Обмотка НН
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, соответствующий его номинальной мощности	$I_{ном}=S_{ном}/\sqrt{3}$ x $U_{ном}$, А	6300/√3x35= 103,923	6300/√3x10,5 =346,41
Группа соединения обмоток защищаемого трансформатора	Y/Д-11	Y	Д
Схема соединения вторичных обмоток трансформатора тока		Y	Y
Коэффициент трансформации трансформаторов тока	$K_{тт}=I_{1ном.тт}/I_{2ном.тт}$	150/5	400/5
Вторичный ток в плечах защиты при номинальном первичном токе	$I_{ном.вт}=I_{ном}/K_{тт}$, А	$\frac{103,92}{150/5}=3,464$	$\frac{346,41}{400/5}=4,33$
Диапазон регулирования напряжения		10%	
Условие выравнивания входных вторичных токов по величине	$0,1I_{ном} < I_{ном.тт} < 2,5I_{ном}$	0,1x103,923< 150<2,5x103, 92 10,39<150<2 59,8	0,1x346,41<4 00<2,5x346,4 1 34,641<400< 866,025
Расчет сопротивления контура включения при полном насыщении трансформатора	$X_{вкл}=U^2/S_{ном}$ x ($X_{кз}$+1,1x1,3x (0,094 +0,74x $U_к$%/100)), Ом	$X_{вкл}$=(0,222+1,1x1,3x(0,094+ 0,74x8/100)) x35²/10= 123	
Расчет амплитудного значения броска тока намагничивания	$I_{БР.НАМ.}=\frac{\sqrt{2}U(1+A-0,13)}{\sqrt{3}X_{ВКЛ}}, A$	$I_{БР.НАМ.}=\frac{\sqrt{2}\cdot 35000(1+0,39-0,13)}{\sqrt{3}\cdot 123}=292,7$	
Расчет кратности тока по отношению к амплитудному значению номинального тока ТТ	$K_{БР.НАМ.ТТ}=\frac{I_{БР.НАМ.}}{\sqrt{2}I_{1НОМ.ТТ}}$	$K_{БР.НАМ.ТТ}=\frac{292,7}{\sqrt{2}\cdot 400}=0,52<6,7$	
Дифференциальная токовая отсечка			

Отстройка от броска тока намагничивания	$I_{d.max}$ > $K_{отс}$ x $K_{бр.нам.тт}$	$I_{d.max}$ > 1,4 x 0,52 = 0,728
Отстройка от максимального тока внешнего короткого замыкания на стороне 10 кВ	$I_{d.max} > K_{ОТС} \cdot K_{НБ} \cdot \frac{I_{КЗ.ВН.max}}{I_{НОМ}}$	$I_{d.max} > 1,2 \cdot 0,52 \cdot \frac{1800}{103,92} = 10,8$
Уставка срабатывания дифференциальной отсечки	$I_{d.max}$	Принимаем $I_{d.max}$ =11I_{n1}
Дифференциальная токовая защита с торможением		
Определение минимального тока срабатывания	$I_{ds} > K_H(K_{нер} \cdot E + \left(\frac{\Delta U_{рег}}{1-\Delta U_{рег}}\right) + f_{и}$	$I_{ds} > 1,1(1,0 \cdot 0,1 + \left(\frac{0,1}{1-0,1}\right) + 0,02) = 0,254$ Принимаем I_{ds}=0,3
Определение крутизны первого наклонного участка тормозной характеристики	$\frac{I_d}{I_t} > K_H(K_{нер} \cdot E + \left(\frac{\Delta U_{рег}}{1-\Delta U_{рег}}\right) + f_{и}$	$I_{ds} > 1,1(2,0 \cdot 0,1 + \left(\frac{0,1}{1-0,1}\right) + 0,02) = 0,364$ Принимаем $\frac{I_d}{I_t} = 37\%, \alpha = 20^o$
Точка изменения тормозной характеристики	$SLP < 2 + \frac{3}{4} \cdot K_{бр.нам.тт}^{3/4} \cdot \frac{I_d}{I_t}$	$SLP < 2 + \frac{3}{4} \cdot 0,45^{3/4} \cdot 0,37 = 2,78$ Принимаем *SLP*=3
Определение крутизны второго наклонного участка тормозной характеристики	Id/It2	Принимаем Id/It2=65% α=33°
Уставка блокировки по второй гармонике	I_{2f}/I_{1f}	Принимаем I_{2f}/I_{1f}= 0,15
Уставка блокировки по пятой гармонике	I_{5f}/I_{1f}	Принимаем I_{5f}/I_{1f} = 0,35
Проверка возможности использования самоадаптирующегося торможения	$I_{бр.нам}$ < 8 $I_{ном}$	$\frac{I_{бр.нам.}}{I_{ном}} = \frac{292,7}{103,92} = 2,82 < 8$ Применение самоадаптирующегося торможения возможно

5.11.2 Расчет уставок релейной защиты

Наименование защиты	Величина первичного тока, от которого отстраивается МТЗ (токовая отсечка), А	Параметр срабатывания		Уставка времени $t_у$, с	Принятая уставка	Проверка чувствительности	Действие защиты
		Первичный	Вторичный				
1	2	3	4	5	6	7	8
Трансформатор 6300/35/10 ($К_{тт}$-150/5)							
МТЗ	$I_н$=103,92 А	$I_{СЗ}=\frac{K_Н}{K_в}\cdot I_Н=\frac{1,1}{0,885}\cdot 103,92=129,17A$	$I_{СР}=\frac{K_{СХ}}{K_т}\cdot I_{СЗ}=\frac{1,1}{150/5}\cdot 129,17=4,74A$	1,1	129,17	$K_ч=\frac{1800\cdot 0,87}{129,17}>12,12>1,5$	Отключение В-35 кВ
	Согласование с МТЗ ВВ 10 кВ	$I_{СЗ}=1,1\cdot I_{СЗВВ10}=1,1\cdot 621,47=683,6A$	$I_{СР}=\frac{K_{СХ}}{K_т}\cdot I_{СЗ}=\frac{1,1}{\sqrt{3}\cdot(150/5)}\cdot 683,6=14,47A$	--	683,6	$K_ч=\frac{1800\cdot 0,87}{\sqrt{3}\cdot 683,6}>1,32>1,2$	
МТЗ обратной последовательности	$I_н$=103,92 А	$I_{сз}$ = 0,1 * $I_н$ =0,1 * 103,92=10,392 А	$I_{СР}=\frac{K_{СХ}}{K_т}\cdot I_{СЗ}=\frac{1,1}{150/5}\cdot 10,392=0,38A$	0	0,4		На сигнал
Перегрузка трансформатора	$I_н$=103,92 А	$I_{сз}$ = 1,1 * Iн =1,1 * 103,92=114,312А	$I_{СР}=\frac{K_{СХ}}{K_т}\cdot I_{СЗ}=\frac{1,1}{150/5}\cdot 114,312=4,19A$	8	4,19	$K_ч=\frac{1800\cdot 0,87}{114,312}>13,7>1,5$	На сигнал о перегрузке по току с дальнейшей блокировкой работы РПН
Перегрузка РПН	$I_н$=103,92 А	$I_{СЗ}=\frac{K_Н}{K_в}\cdot I_Н=\frac{1,1}{0,885}\cdot 103,92=129,17A$	$I_{СР}=\frac{K_{СХ}}{K_т}\cdot I_{СЗ}=\frac{1,1}{150/5}\cdot 129,17=4,74A$	1,1		$K_ч=\frac{1800\cdot 0,87}{129,17}>12,12>1,5$	На сигнал о перегрузке по току с дальнейшей блокировкой работы РПН
Газовая защита	1 ступень			0			На сигнал о наличие газа в баке трансформатора
	2 ступень			0			Отключение В-35кВ, В-10кВ при сильном газообразовании в баке трансформатора
Струйное реле РПН				0			Отключение В-35кВ, В-10кВ при сильном

							газообразовании в баке РПН
СВ-35кВ ($К_{тт}$-300/5)							
МТЗ	$I_н$=103,92 А	$I_{сз} = \frac{K_н}{K_в} \cdot I_н = \frac{1,1}{0,885} \cdot 103,92 = 129,17A$	$I_{ср} = \frac{K_{сх}}{K_т} \cdot I_{сз} = \frac{1,1}{150/5} \cdot 129,17 = 4,74A$	1,0	129,17	$K_ч = \frac{1800 \cdot 0,87}{129,17} > 12,12 > 1,5$	Отключение В-35 кВ, СВ-35кВ
	Согласование с МТЗ ВВ 35 кВ	$I_{сз} = 1,1 \cdot I_{сзВВ10} = 1,1 \cdot 621,47 = 683,6A$	$I_{ср} = \frac{K_{сх}}{K_т} \cdot I_{сз} = \frac{1,1}{\sqrt{3} \cdot (150/5)} \cdot 683,6 = 14,47A$				
Ввод N1, 2 10 кВ $К_{тт}$=800/5							
МТЗ с пуском по напряжению	$I_н$=500 А	$U_{сз} = \frac{0,7U_{ср.ном.}}{K_н \cdot K_в} = \frac{0,7 \cdot 10000}{1,1 \cdot 0,885} = 7190,5B$	$U_{ср} = \frac{U_{сз}}{K_{тн}} = \frac{7190,5}{10000/100} = 71,9B$	0,4	683,6	$K_ч = \frac{2600 \cdot 0,87}{683,6} > 3,3 > 1,5$	Отключение ВВ, Блокировка АВР
Согласование с МТЗ СВ 10 кВ		$I_{сз} = \frac{K_н}{K_в} \cdot I_н = \frac{1,1}{0,885} \cdot 500 = 621,47A$	$I_{ср} = \frac{K_{сх}}{K_т} \cdot I_{сз} = \frac{1,1}{800/5} \cdot 683,6 = 4,7A$	0,4			
Ускорение МТЗ		$I_{сз} = 1,1 \cdot I_н = 1,1 \cdot 621,47 = 683,6A$					
УРОВ		$I_{сз}$ =1,1 * $I_н$ =1,1 * 500 = 50,0 А	$I_{ср} = \frac{K_{сх}}{K_т} \cdot I_{сз} = \frac{1,1}{800/5} \cdot 50 = 0,34A$	0,35	50		Отключение ВВ 35 кВ, Блокировка АВР
Дуговая защита	Превышение величины тока уставки, Работа датчиков ЗДЗ ВВ	$I_{сз}$ =$I_{ср_МТЗ}$ = 683,6 А	$I_{ср} = \frac{K_{сх}}{K_т} \cdot I_{сз} = \frac{1,1}{800/5} \cdot 683,6 = 4,7A$	0			Контроль по току ввода в схему ЗДЗ Отключение ВВ Отключение ВВ 35кВ Блокировка АВР
ВНР	0,95 * $U_{ном}$	$U_{сз}$ = 0,95 * $U_{ном}$ = 0,95 * 10000 = 9500 В	$U_{ср} = \frac{U_{сз}}{K_{тн}} = \frac{9500}{10000/100} = 95B$	8			Включение ВВ Блокировка АВР
СВ 10кВ ($К_{тт}$=800/5)							
МТЗ с пуском по напряжению	Iн = 500 А	$U_{сз} = \frac{0,7U_{ср.ном.}}{K_н \cdot K_в} = \frac{0,7 \cdot 10000}{1,1 \cdot 0,885} = 7190,5B$	$U_{ср} = \frac{U_{сз}}{K_{тн}} = \frac{7190,5}{10000/100} = 71,9B$	0,25	683,6	$K_ч = \frac{2600 \cdot 0,87}{683,6} > 3,3 > 1,5$	Отключение ВВ Блокировка АВР
Ускорение МТЗ		$I_{сз} = \frac{K_н}{K_в} \cdot I_н = \frac{1,1}{0,885} \cdot 500 = 621,47A$	$I_{ср} = \frac{K_{сх}}{K_т} \cdot I_{сз} = \frac{1,1}{800/5} \cdot 683,6 = 4,7A$	0,1			

УРОВ		$I_{сз}$ =1,1 * $I_н$ =1,1 * 500 = 50,0 А	$I_{СР} = \frac{K_{СХ}}{K_т} \cdot I_{СЗ} = \frac{1,1 \cdot}{800/5} \cdot 50 = 0,34A$	0,35	50		Отключение ВВ Блокировка АВР
Дуговая защита	Превышение величины тока уставки Работа датчиков ЗДЗ ВВ	$I_{сз}$ =$I_{ср_МТЗ}$ = 683,6 А	$I_{СР} = \frac{K_{СХ}}{K_т} \cdot I_{СЗ} = \frac{1,1}{800/5} \cdot 683,6 = 4,7A$	0			Контроль по току ввода в схему ЗДЗ Отключение ВВ Блокировка АВР
Линия яч. 4 ($К_п$-300/5)							
ТО	$I_н$ = 24,5 А	$I_{сз}$ =$К_н$ * $I_н$ =2,5 * 24,5 = 61,25 А	$I_{СР} = \frac{K_{СХ}}{K_т} \cdot I_{СЗ} = \frac{1,1}{300/5} \cdot 61,25 = 1,122A$	0	61,25	$K_ч = \frac{170 \cdot 0,87}{61,25} > 2,41 > 1,5$	Отключение В отх. фид.
МТЗ	$I_н$ = 24,5 А	$I_{СЗ} = \frac{K_{отс}}{K_в} \cdot I_Н = \frac{1,1}{0,96} \cdot 24,5 = 28,07A$	$I_{СР} = \frac{K_{СХ}}{K_т} \cdot I_{СЗ} = \frac{1,1}{300/5} \cdot 28,07 = 0,51A$	0,08	28,07	$K_ч = \frac{110 \cdot 0,87}{28,07} > 3,4 > 1,5$	Отключение В отх. фид.
ЗПН		$U_{сз}$ =1,15 * $U_{ср.ном}$ =1,15 * 10000 = 11500В	$U_{СР} = \frac{U_{СЗ}}{K_{тн}} = \frac{11500}{10000/100} = 115B$	180			Отключение В отх. фид.
ОЗЗ	I с.к. - емкостной ток кабеля	Принимаем 5А		0,5			Отключение В отх. фид.
Дуговая защита	Работа датчика ЗДЗ			0		При срабатывании датчика ЗДЗ в отсеке выкатного элемента - отключение ВВ и СВ При срабатывании датчика ЗДЗ в кабельном отсеке - отключение $В_{отх. фид.}$	
Линия яч. 14 ($К_п$-300/5)							
ТО	$I_н$ = 26,65 А	$I_{сз}$ =$К_н$ * $I_н$ =2,5 * 26,65 = 66,6 А	$I_{СР} = \frac{K_{СХ}}{K_т} \cdot I_{СЗ} = \frac{1,1}{300/5} \cdot 66,6 = 1,2A$	0	66,6	$K_ч = \frac{170 \cdot 0,87}{66,6} > 2,22 > 1,5$	Отключение В отх. фид.
МТЗ	$I_н$ = 26,65 А	$I_{СЗ} = \frac{K_{отс}}{K_в} \cdot I_Н = \frac{1,1}{0,96} \cdot 26,65 = 30,54A$	$I_{СР} = \frac{K_{СХ}}{K_т} \cdot I_{СЗ} = \frac{1,1}{300/5} \cdot 30,54 = 0,6A$	0,08	30,54	$K_ч = \frac{110 \cdot 0,87}{30,54} > 3,13 > 1,5$	Отключение В отх. фид.
ЗПН		$U_{сз}$ =1,15 * $U_{ср.ном}$ =1,15 * 10000 = 11500В	$U_{СР} = \frac{U_{СЗ}}{K_{тн}} = \frac{11500}{10000/100} = 115B$	180			Отключение В отх. фид.
ОЗЗ	I с.к. - емкостной ток кабеля	Принимаем 5А		0,5			Отключение В отх. фид.
Дуговая защита	Работа датчика ЗДЗ			0		При срабатывании датчика ЗДЗ в отсеке выкатного элемента - отключение ВВ и СВ При срабатывании датчика ЗДЗ в кабельном отсеке - отключение $В_{отх. фид.}$	

Линия яч. 6 ($К_{тт}$-300/5)							
ТО	$I_н$ = 21,23 А	$I_{сз}$ =$К_н$ * $I_н$ =2,5 * 21,23 = 53,08 А	$I_{СР} = \frac{K_{СХ}}{K_т} \cdot I_{СЗ} = \frac{1,1}{300/5} \cdot 53,08 = 0,97A$	0	53,08	$K_ч = \frac{170 \cdot 0,87}{53,08} > 2,78 > 1,5$	Отключение В отх. фид.
МТЗ	$I_н$ = 21,23 А	$I_{СЗ} = \frac{K_{отс}}{K_в} \cdot I_Н = \frac{1,1}{0,96} \cdot 21,23 = 24,32A$	$I_{СР} = \frac{K_{СХ}}{K_т} \cdot I_{СЗ} = \frac{1,1}{300/5} \cdot 24,32 = 0,44A$	0,08	24,32	$K_ч = \frac{110 \cdot 0,87}{24,32} > 3,93 > 1,5$	Отключение В отх. фид.
ЗПН		$U_{сз}$ =1,15 * $U_{ср.ном}$ =1,15 * 10000 = 11500В	$U_{СР} = \frac{U_{СЗ}}{K_{тн}} = \frac{11500}{10000/100} = 115B$	180			Отключение В отх. фид.
ОЗЗ	I с.к. - емкостной ток кабеля	Принимаем 5А		0,5			Отключение В отх. фид.
Дуговая защита	Работа датчика ЗДЗ			0		При срабатывании датчика ЗДЗ в отсеке выкатного элемента - отключение ВВ и СВ При срабатывании датчика ЗДЗ в кабельном отсеке - отключение $В_{отх. фид.}$	
Линия яч. 7 ($К_{тт}$-300/5)							
ТО	$I_н$ = 17,34 А	$I_{сз}$ =$К_н$ * $I_н$ =2,5 * 17,34 = 43,35 А	$I_{СР} = \frac{K_{СХ}}{K_т} \cdot I_{СЗ} = \frac{1,1}{300/5} \cdot 43,35 = 0,8A$	0	43,35	$K_ч = \frac{170 \cdot 0,87}{43,35} > 3,4 > 1,5$	Отключение В отх. фид.
МТЗ	$I_н$ = 17,34 А	$I_{СЗ} = \frac{K_{отс}}{K_в} \cdot I_Н = \frac{1,1}{0,96} \cdot 17,34 = 19,87A$	$I_{СР} = \frac{K_{СХ}}{K_т} \cdot I_{СЗ} = \frac{1,1}{300/5} \cdot 19,87 = 0,4A$	0,08	19,87	$K_ч = \frac{110 \cdot 0,87}{19,87} > 4,81 > 1,5$	Отключение В отх. фид.
ЗПН		$U_{сз}$ =1,15 * $U_{ср.ном}$ =1,15 * 10000 = 11500В	$U_{СР} = \frac{U_{СЗ}}{K_{тн}} = \frac{11500}{10000/100} = 115B$	180			Отключение В отх. фид.
ОЗЗ	I с.к. - емкостной ток кабеля	Принимаем 5А		0,5			Отключение В отх. фид.
Дуговая защита	Работа датчика ЗДЗ			0		При срабатывании датчика ЗДЗ в отсеке выкатного элемента - отключение ВВ и СВ При срабатывании датчика ЗДЗ в кабельном отсеке - отключение $В_{отх. фид.}$	
Линия яч. 8 ($К_{тт}$-300/5)							
ТО	$I_н$ = 20,2 А	$I_{сз}$ =$К_н$ * $I_н$ =2,5 * 20,2 = 50,5 А	$I_{СР} = \frac{K_{СХ}}{K_т} \cdot I_{СЗ} = \frac{1,1}{300/5} \cdot 50,5 = 0,9A$	0	50,5	$K_ч = \frac{170 \cdot 0,87}{50,5} > 2,92 > 1,5$	Отключение В отх. фид.
МТЗ	$I_н$ = 20,2 А	$I_{СЗ} = \frac{K_{отс}}{K_в} \cdot I_Н = \frac{1,1}{0,96} \cdot 20,2 = 23,14A$	$I_{СР} = \frac{K_{СХ}}{K_т} \cdot I_{СЗ} = \frac{1,1}{300/5} \cdot 20,2 = 0,4A$	0,08	20,2	$K_ч = \frac{110 \cdot 0,87}{20,2} > 4,73 > 1,5$	Отключение В отх. фид.
ЗПН		$U_{сз}$ =1,15 * $U_{ср.ном}$ =1,15 * 10000 = 11500В	$U_{СР} = \frac{U_{СЗ}}{K_{тн}} = \frac{11500}{10000/100} = 115B$	180			Отключение В отх. фид.
ОЗЗ	I с.к. - емкостной ток кабеля	Принимаем 5А		0,5			Отключение В отх. фид.
Дуговая защита	Работа датчика ЗДЗ			0		При срабатывании датчика ЗДЗ в отсеке выкатного элемента - отключение ВВ и СВ	

						При срабатывании датчика ЗДЗ в кабельном отсеке - отключение $В_{отх.\ фид.}$	
Линия яч. 18 ($К_{тт}$-300/5)							
ТО	$I_н$ = 29,31 А	$I_{сз}$ =$К_н$ * $I_н$ =2,5 * 29,31 = 73,28 А	$I_{СР} = \frac{K_{СХ}}{K_{т}} \cdot I_{СЗ} = \frac{1,1}{300/5} \cdot 73,28 = 1,34A$	0	73,28	$K_ч = \frac{170 \cdot 0,87}{73,28} > 2,0 > 1,5$	Отключение В отх. фид.
МТЗ	$I_н$ = 29,31 А	$I_{СЗ} = \frac{K_{отс}}{K_{в}} \cdot I_{Н} = \frac{1,1}{0,96} \cdot 29,31 = 33,58A$	$I_{СР} = \frac{K_{СХ}}{K_{т}} \cdot I_{СЗ} = \frac{1,1}{300/5} \cdot 33,58 = 0,615A$	0,08	33,58	$K_ч = \frac{110 \cdot 0,87}{33,58} > 2,8 > 1,5$	Отключение В отх. фид.
ЗПН		$U_{сз}$ =1,15 * $U_{ср.ном}$ =1,15 * 10000 = 11500В	$U_{СР} = \frac{U_{СЗ}}{K_{тн}} = \frac{11500}{10000/100} = 115B$	180			Отключение В отх. фид.
ОЗЗ	I с.к. - емкостной ток кабеля	Принимаем 5А		0,5			Отключение В отх. фид.
Дуговая защита	Работа датчика ЗДЗ			0		При срабатывании датчика ЗДЗ в отсеке выкатного элемента - отключение ВВ и СВ При срабатывании датчика ЗДЗ в кабельном отсеке - отключение $В_{отх.\ фид.}$	
Линия яч. 16 ($К_{тт}$-300/5)							
ТО	$I_н$ = 27,0 А	$I_{сз}$ =$К_н$ * $I_н$ =2,5 * 27,0 = 67,5 А	$I_{СР} = \frac{K_{СХ}}{K_{т}} \cdot I_{СЗ} = \frac{1,1}{300/5} \cdot 67,5 = 1,23A$	0	67,5	$K_ч = \frac{170 \cdot 0,87}{67,5} > 2,19 > 1,5$	Отключение В отх. фид.
МТЗ	$I_н$ = 27,0 А	$I_{СЗ} = \frac{K_{отс}}{K_{в}} \cdot I_{Н} = \frac{1,1}{0,96} \cdot 27,0 = 30,9A$	$I_{СР} = \frac{K_{СХ}}{K_{т}} \cdot I_{СЗ} = \frac{1,1}{300/5} \cdot 30,9 = 0,6A$	0,08	30,9	$K_ч = \frac{110 \cdot 0,87}{30,9} > 3,1 > 1,5$	Отключение В отх. фид.
ЗПН		$U_{сз}$ =1,15 * $U_{ср.ном}$ =1,15 * 10000 = 11500В	$U_{СР} = \frac{U_{СЗ}}{K_{тн}} = \frac{11500}{10000/100} = 115B$	180			Отключение В отх. фид.
ОЗЗ	I с.к. - емкостной ток кабеля	Принимаем 5А		0,5			Отключение В отх. фид.
Дуговая защита	Работа датчика ЗДЗ			0		При срабатывании датчика ЗДЗ в отсеке выкатного элемента - отключение ВВ и СВ При срабатывании датчика ЗДЗ в кабельном отсеке - отключение $В_{отх.\ фид.}$	

6. СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ

Для питания потребителей собственных нужд (оперативные цепи, электрическое освещение, обогрев счетчиков, приводов, баков выключателей, релейных шкафов, ящиков зажимов и шкафов КРН-1У-10) предусматривается установка двух трехфазных трансформаторов типа ТМ-25/10 мощностью 25 кВА напряжением 10/0,4/0,23 кВ с заземленной нейтралью в соответствии с ПУЭ РК.

Питание цепей оперативного тока и сигнализации осуществляется на напряжении 220 В переменного тока через стабилизаторы напряжения.

Ввод от трансформаторов собственных нужд осуществляется через пакетные переключатели на два направления, с помощью которых обеспечивается питание обеих секций шин 0,4 кВ, исключая при этом возможность обратного питания одного из трансформаторов собственных нужд со стороны 0,4 кВ. Это решение обеспечивает упрощение схем оперативной блокировки. Перевод нагрузки щита собственных нужд с одной секции на другую осуществляется указанными пакетными переключателями. Секционный пакетный выключатель не устанавливается.

7. ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ ОСВЕЩЕНИЕ

Напряжение сети электроосвещения 380/220 В, система с глухозаземленной нейтралью.

Наружное освещение подстанций предусмотрено прожектором промышленным светодиодным на мачте ПМС-24,0.

Освещение шкафов КРН-1У-10 выполняется лампами, установленными в отсеках шкафов, доступ к которым возможен только обслуживающему персоналу при соблюдении соответствующих мер безопасности в соответствии с действующими Правилами. Ремонтное освещение предусматривается на напряжении 12 В от переносных трансформаторов 220/12 В.

8. ЗАЗЕМЛЕНИЕ И ГРОЗОЗАЩИТА

Заземление подстанций должно выполняться в соответствии с ПУЭ. Защита подстанций от прямых ударов молнии и защита РУ подстанций от грозовых волн, набегающих с линий электропередачи, выполнена согласно ПУЭ РК.

9. КОМПОНОВКИ И КОНСТРУКТИВНОЕ ВЫПОЛНЕНИЕ

Компоновка подстанции допускают поэтапное развитие РУ и переход от одного этапа к другому совершается без значительных работ по реконструкции и перерывов в питании потребителей.

ОРУ 35 кВ ПС предусматривается беспортального типа. Сборные шины 35 кВ выполняются в виде шинных перемычек между линейным разъединителем и трансформаторным разъединителем. Присоединение мостика и трансформаторов напряжения 35 кВ выполняется подключением к перемычке между линейным разъединителем и трансформаторным разъединителем. Взаимное пересечение сборных шин присоединений осуществляется в разных плоскостях. Высота установки разъединителей для создания шинной перемычки принята повышенной. В местах присоединений применены жесткие токоведущие вставки, смонтированные на изоляторах ИОС-35, устанавливаемые на опоре.

Ошиновка ОРУ 35 кВ и трансформаторов со стороны 10 и 35 кВ выполняется гибкой - проводом марки АС. Соединение проводов предусматривается при помощи сварки или, если монтажной организацией сварка проводов не может быть освоена, с помощью ответвительных прессуемых зажимов.

РУ 10 кВ состоит из шкафов КРН-1У-10. Шкафы устанавливаются на раме и привариваются к ней. Прокладка кабелей по территории подстанции предусматривается в наземных лотках. На вводе в шкафы КРН-1У-10, к силовым трансформаторам, на подходах к выключателям, трансформаторам напряжения, к релейным шкафам и ящикам зажимов кабели прокладываются в стальных трубах.

10. СТРОИТЕЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Ограда принята незаглубленной, высотой 1,89 м.

В целях индустриализации, сокращения сроков строительства, уменьшения земляных работ и объема сборного железобетона, стойки опор под оборудование закреплены непосредственно в сверленых котлованах. Все железобетонные конструкции фундамента под трансформаторы, шкафы и опор под отдельно стоящее оборудование приняты по единому каталогу сборных железобетонных конструкций зданий и сооружений для всех видов энергетического строительства. Том 2. Часть 4. Конструкции электросетевых сооружений.

Фундамент под трансформаторы представляет собой незаглубленный фундамент, состоящий из ряда стоек УСО-5А, уложенных горизонтально. По стойкам с помощью дополнительных хомутов укладываются балки из швеллера № 10 (только для подстанций, расположенных на непучинистых и непросадочных грунтах).

Опоры под отдельно стоящее оборудование состоит из унифицированных сборных железобетонных стоек УСО-IА, УС0-2А, УС0-4А, УС0-5А и унифицированных металлоконструкций. Опора под блок приема представляет собой две стойки УСО-IА с металлической траверсой.

Изготовление сборных железобетонных элементов для подстанций предусмотрено на заводах железобетонных изделий с соблюдением технических требований к изготовлению, приемке и монтажу.

Марка бетона по морозостойкости и марка стали для изготовления арматурных каркасов всех железобетонных изделий должны выбираться в зависимости от расчетной наружной температуры воздуха в районе строительства в соответствии с требованиями, изложенными в типовых проектах или технических условиях на эти изделия.

Для районов с расчетной наружной температурой от -30° С до -40° С следует применять углеродистую сталь по ГОСТ 380-71 марки ВСт3псб.

Для металлоконструкций под выключатели следует применять сталь марки ВСт3псб для всех расчетных температур от -40° С и выше.

Прокладка кабеля осуществляется в кабельных лотках.

Укладка кабельных лотков производится по спланированной территории подстанции на железобетонных брусьях, укладываемых по уплотненному щебню. Вертикальная планировка, отвод масла с поверхностных вод должно решаться при привязке проекта к условиям конкретной строительной площадки в соответствии со СН РК 3.01-01-2011 "Генеральные планы промышленных предприятий" и ПУЭ РК.

11. ТЕЛЕМЕХАНИКА И СВЯЗЬ

10.1. Эксплуатация подстанции предусматривается без постоянного дежурного персонала с централизованным оперативным обслуживанием.

10.2. Подстанции запроектированы с возможностью выполнения телемеханики в следующем варианте: с полным объемом телемеханизации:

- телеуправление всеми выключателями, телесигнализация положения всех выключателей, телеизмерение токов вводов 10 кВ, напряжении 10 кВ, токов линий 35 кВ, напряжения 35 кВ, расширенный объем аварийно-предупредительной телесигнализации: работа защиты - один общий сигнал;
- работа АПВ, АВР и АЧР – один общий сигнал;
- авария трансформатора (работа газовой и дифференциальной защиты на отключение) - один общий сигнал для всех трансформаторов;
- неисправность трансформатора (перегрузка, работа первой ступени газовой защиты, перегрев, понижение уровня масла) - один сигнал с трансформатора; "земля" на секции 35 кВ - один сигнал с секции;

- неисправность на подстанции (во вторичных цепях, исчезновение напряжения на подстанции, выход из строя источника электропитания) - один общий сигнал.

10.3 Для выполнения телемеханизации подстанций в полном объеме при реальном проектировании требуется осуществить привязку схем вспомогательных цепей с выведением соответствующих цепей на ряды зажимов.

Для установки аппаратуры ВЧ связи и телемеханики, а также для организации рабочего места оперативных или ремонтных бригад и для хранения средств техники безопасности на подстанциях устанавливаются ячейки телемеханики и связи типа ЯТС-80. Кроме ячеек ЯТС-80 на подстанции могут применяться для установки аппаратуры ВЧ связи и телемеханики пункты управления, обслуживания в связи (ПУОС).

12. КОМПЛЕКТНОСТЬ ПОСТАВКИ

11.1. ПС поставляется в виде блоков, подготовленных к сборке и монтажу (см,таблицу блоков),

11.2. ПС поставляется в две очереди (в соответствии с опросным листом):

11.3. КРУН поставляется в составе из шкафов:

- ввода (2 шт);
- отходящей линии до 8 шт, (в зависимости от заказа);
- трансформатора напряжения (2 шт);
- трансформатора собственных нужд (2 шт);
- секционного (1 шт).

11.4. В поставку завода не входят: силовые трансформаторы, железобетонные конструкции и элементы, элементы контура заземления, трубы для прокладки кабелей, линейная арматура 10 и 35 кВ, подстанционная арматура, провода гибкой ошиновки ОРУ 10 и 35 кВ, подвесные и штыревые изоляторы, кабели контрольные и силовые, противопожарный инвентарь и эксплуатационное оборудование, оборудование и аппаратура высокочастотной связи и телемеханики (ячейки ЯТС-80), элементы ограды, рельсы и металлоизделия для варианта фундаментов на плитах НСП-1, конструкции молниеотводов отдельно стоящих на концевых опорах ВЛ 35кВ и на порталах, конструкции линейных порталов, трансформаторы собственных нужд 10/0,4/0,23 кВ.

N пп.	Наименование блоков	Количество
1	Шкафы КН1-1У-10*	Согл. опросному листу
2	Металлоконструкция** для установки релейных	Согл. опросному

	шкафов, компл. Шкаф релейный, шт	листу
3	Щиток сигналов ЩС-2 - 2 шт., комплект	1
4	Шкаф совмещенный противопожарного и эксплуатационного инвентаря - шт.	1
5	Блок разъединителя РНДЗ-2-35/1000У1 – компл.	4
6	Блок разъединителя РНДЗ-1б-35/1000У1 - компл.	2
7	Блок выключателя ВТ-35-630-12.5У1 - компл.	2
8	Блок разрядников РВС-35У1 (3 шт.) - компл.	2
9	Блок трансформатора напряжения НОМ-35-66У1 (2 шт.) – компл.	2
10	Блох опорных изоляторов ИОС-35-500У1 с расстоянием 1 м (3 шт.) - компл.	1
11	Блок опорных изоляторов ИОС-10-2000У1 (3 шт.) - компл.	2
12	Блок металлоконструкций для фундаментов трансформаторов мощностью 6300 кВА – компл.	2
13	Блок ошиновки 35 кВ с изоляторами ИОС-35-500У1 с расстоянием 1,4 м (3шт.) – компл.	2
14	Блок приема КЛ-35 кВ	2
15	Блок ящика зажимов ЯЗН-3-73 - компл.	2

13. КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ 35 кВ

Проект электроснабжения выполнен согласно задания на проектирование, тех.условий за N7-32-17/46 от 3.10.2017 г., выданных ГФ АО "ЗК РЭК", а также требований нормативно-технической документации РК.

Электроснабжение осуществляется посредством кабельной линии с прокладкой кабеля от подстанции 35/10 кВ "Зачаганск" до проектируемой подстанции 35/10 кВ.

Прокладку двух кабельных линий выполнить от разных секций шин подстанции 35/10 кВ "Зачаганск" бронированными кабелями с алюминиевыми жилами АПвПг-3х95. Марка и сечение кабелей выбраны по длительно допустимому току и экономическому сечению и проверены на допустимую потерю напряжения в конце линии с учетом роста нагрузок в аварийном и нормальном режимах, а также проверены по току короткого замыкания. Кабельные линии проложить в подготовленной траншее на глубине 1,0 м. При пересечении кабельных линий с инженерными сетями и дорогами кабель проложить в ПВХ-трубе согласно требованиям ПУЭ и типового проекта А5-92. На всем протяжении КЛ-35 кВ проложить сигнальную ленту. Кабельную линию выполнить так, чтобы в процессе

монтажа и эксплуатации было исключено возникновение в них опасных механических напряжений.

Графическая часть проекта выполнена на топоснове, выполненной отделом архитектуры.

Все необходимые данные для выполнения строительно-монтажных работ приведены в графической части проекта и в спецификации оборудования.

Глубина траншеи задана от поверхности земли окончательно спланированной территории. Объемы земляных работ приведены для траншей с отвесными стенками. При выполнении траншеи с углами естественного откоса следует принимать соответствующие поправки. Охранная зона выделяется для кабельных линий напряжением 1 кВ и выше, в пределах которой запрещается сбрасывать большие тяжести, выливать кислоты и щелочи, устраивать различные свалки (в том числе свалки шлака и снега). В пределах охранной зоны укладка других коммуникаций без согласования с организацией, эксплуатирующих кабельную линию, не допускается.

Основные показатели проекта:

Категория электроснабжения – II
Напряжение – 35 кВ
Установленная мощность (по ТУ) – 6,5 Мвт
Расчетная мощность – 6,5 Мвт
Длина проектируемых КЛ-35 кВ – 2,3 км

14. Конструкции железобетонные

14.1 Настоящий раздел железобетонных конструкций марки «КЖ» выполнен на основании задания на проектирование и чертежей смежных разделов.

Фундаменты под колонны и стены запроектированы в полном соответствии с требованиями:

- СН РК 5.01-01-2013 «Земляные сооружения. Основания и фундаменты»;
- НТП РК 01-01-3.1 (4.1)-2017 «Нагрузки и воздействия на здание»;
- СН РК 2.01-01-2013 «Защита строительных конструкций от коррозии»;

Индивидуальный проект электроснабжение тепличного комплекса по адресу: п. Зачаганск, мкрн. Балауса, ул. Энтузиастов, район Кирпичного завода в IIIВ климатическом районе;

Рабочий проект «Подводящие инженерные сети электроснабжения к объекту: «Строительство тепличного комплекса, расположенного по адресу: ЗКО, п. Зачаганск, мкрн. Балауса, ул. Энтузиастов, р-н Кирпичного завода» разработан на оснвании задания на проектирвание и нормативно-правовых документов.

Климатические параметры:

- Климатический район строительства IIIB;
- Температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки 33^0С
- Нормативная снеговая нагрузка 0,7КН/м^2;
- Нормативная ветровая нагрузка 0,38 КН/м^2
- Нормативная глубина промерзания грунта 1,62 – 2,11м.

Грунтовые воды не вскрыты на глубине до 10м.

Степень огнестойкости здания (СН РК 2.02-01-2014)- II

Уровень ответственности здания - II

Пожарная зона класса П II

По долговечности - II

14.2 Конструктивные решения

За относительную отметку 0,000 принята отметка верха земли, что соответствует абсолютной отметке +40.000.

Фундаменты -монолитные ЖБ отдельно стоящие, сборные железобетонные плиты по СТ РК 956-93 и железобетонные блоки по ГОСТ 13580-85.

- Все здания и сооружения заводского изготовления
- Отмостка- асфальтобетонная, шириной 1000мм

14.3 Антикоррозионная защита.

Антикоррозионная защита строительных конструкций в проекте выполнена в соответствии с требованиями СП РК 2.01-101-2013 «Защита строительных конструкций от коррозии».

Деревянные конструкции защищаются от гниения и поражения древоточцами глубокой пропиткой составом в соответствии с требованиями СП РК 2.01-101-2013.

Все деревянные элементы, соприкасающиеся со стенами осмолить и обернуть одним слоем рубероида или толи.

Для защиты от сульфатной агрессивности грунтов и подземных вод все бетонные и железобетонные конструкции, соприкасающиеся с грунтгом, выполнить из бетона на сульфатостойком портландцементе, повышенной плотности W6.