

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования

САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
АЭРОКОСМИЧЕСКОГО ПРИБОРОСТРОЕНИЯ

О. Я. Солёная, В. П. Кузьменко, С. В. Солёный

ПРОЕКТИРОВАНИЕ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ
И ПОДСТАНЦИЙ

Учебно-методическое пособие



Санкт-Петербург
2023

УДК
ББК
В

Рецензенты:

доктор технических наук, профессор *С. А. Сериков*;
кандидат технических наук, доцент *А. И. Савельев*

Утверждено

редакционно-издательским советом университета
в качестве учебно-методического пособия

Протокол №

Солёная, О. Я.

В Проектирование электрических станций и подстанций:
учеб.-метод. пособие / О. Я. Солёная, В. П. Кузьменко, С. В. Со-
лёный. – СПб.: ГУАП, 2023. – 73 с.

Содержит рекомендации по выполнению курсового проекта, а также оформлению пояснительной записки и графического материала для представления работы к защите. Изложен порядок выполнения проекта, приведена методика выбора главных электрических соединений трансформаторной подстанции, расчета мощности силовых трансформаторов и токов короткого замыкания, выбора основного и вспомогательного электрооборудования.

Предназначено для студентов высших учебных заведений, обучающихся по направлениям подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника» и 13.05.02 «Специальные электромеханические системы» очной, очно-заочной и заочной форм обучения.

УДК
ББК

ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ КУРСОВОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ

При выполнении курсового проектирования по дисциплине «Электрические станции и подстанции» выполняются следующие **задачи**:

а) упрочение у студентов знаний, полученных при изучении теоретических курсов по основам электроснабжения, релейной защиты и автоматики, переходных процессов; апробирование методик расчета токов короткого замыкания, выбора первичных схем электрических соединений и конструкций распределительных устройств, расчета и выбора защитно-коммутационных аппаратов;

б) приобретение навыков самостоятельного решения технических вопросов и комплексного проектирования электрических установок с учетом технико-экономических показателей;

в) ознакомление с литературой, которая практически используется при расчетах и конструктивном проектировании электрических схем в распределительных устройствах.

Темой курсового проекта является «Проектирование электрической части трансформаторной подстанции».

Цель курсового проекта – расчет электрической части трансформаторной подстанции и выбор токоведущих частей.

Защита проекта позволяет:

а) привить студенту навыки и представления инженерных решений, принятых в проекте;

б) установить меру самостоятельности и глубины обработки материала проекта студентом, показать наличие у него твердых знаний по вопросам, которые рассматриваются в проекте.

Проект сдается руководителю на проверку. Готовый проект защищается студентом.

Оформление пояснительной записки и графической части

Проект составляется из пояснительной записки и графической части. Пояснительная записка должна иметь объем от 30 до 50 страниц машинописного текста с поясняющими схемами.

Содержание записки должно быть поделено на разделы, которые имеют порядковые номера в логической последовательности. Заголовки разделов должны быть написаны заглавными буквами, каждый раздел рекомендуется начинать с новой страницы.

В случае необходимости в разделах могут вводиться подразделы, которые нумеруются в пределах данного раздела и должны содержать номера разделов и подразделов, разделенные точкой (на-

пример, 2.3 – означает третий подраздел второго раздела). Заголовки подраздела пишутся строчными буквами.

Если возникает необходимость в перечислениях, то вводятся обозначения малыми буквами русского алфавита со скобкой и без точки.

Ссылки на литературные источники вставляются в текст в виде порядкового номера в списке использованной литературы, берутся в квадратные скобки.

Иллюстрации к тексту записки можно выполнять непосредственно по ходу текста или в виде вкладышей. Все иллюстрации именуется рисунками и обозначаются в пределах раздела (рис. 1.2, рис. 2.5). Каждый рисунок должен иметь подпись.

Таблицы нумеруются в пределах раздела. Номер ставится в правом верхнем углу. В тексте ссылки на таблицу пишутся сокращенно – табл. 2.1.

Заполнение страниц должно быть таким, чтобы левое поле было не меньше 25 мм, а правое 10 мм. Номер страницы выставляется по центру внизу страницы в виде арабской цифры.

Графическая часть должна содержать три чертежа формата А3.

На первом чертеже изображается главная схема электрических соединений подстанции для принятого варианта (Приложение 1). Кроме основного оборудования на чертеже должны быть изображены трансформаторы тока и напряжения, разрядники, заземляющие ножи, измерительные приборы для всех характерных присоединений и сборных шин, а также устройства контроля изоляции (при его наличии). На чертеже указывается тип выбранных аппаратов и токопроводящих частей. Приводится также схема присоединения трансформатора собственных нужд высшего напряжения.

На втором чертеже изображается конструкция распределительного устройства, указываются типоразмеры ячеек и оборудования.

На третьем чертеже приводится план расположения электрооборудования на подстанции (Приложение 2).

Содержание пояснительной записки

Пояснительную записку необходимо начинать с раздела «Введение», в котором нужно осветить перспективы развития электроэнергетической отрасли страны.

1. Расчет электрических нагрузок.

2. Выбор принципиальной электрической схемы первичных соединений подстанции.

3. Выбор и проверка силовых трансформаторов.
 4. Выбор и составление схемы распределительных устройств.
 5. Расчет токов короткого замыкания.
 6. Выбор электрических аппаратов и токоведущих частей.
 - 6.1. Выбор выключателей и разъединителей на стороне 35 и 10 кВ.
 - 6.2. Выбор шин и ошиновки.
 - 6.3. Выбор изоляторов.
 7. Выбор измерительных трансформаторов.
 - 7.1. Выбор трансформаторов тока.
 - 7.2. Выбор трансформаторов напряжения.
 8. Выбор трансформаторов собственных нужд.
- Графическая часть проекта:
- а) принципиальная схема электрических соединений подстанции;
 - б) конструкция распределительного устройства;
 - в) план расположения электрооборудования на подстанции.
- Заключение.

Задание на курсовое проектирование

Вариант выдается каждому студенту руководителем индивидуально. Исходные данные для курсового проектирования представлены в табл. 1.

В варианте указываются:

- напряжение питающей сети $U_{\text{ном}}$, номинальное напряжение нагрузки принимается равным 6 кВ или 10 кВ;
- мощность короткого замыкания от системы S'' на стороне высшего напряжения, используется для расчетов токов короткого замыкания (КЗ);
- максимум активной нагрузки $P_{\text{макс}}$ в зимний период, а также график зимней нагрузки;
- коэффициент мощности при максимальной нагрузке $P_{\text{макс}}$ (для других значений нагрузки он должен быть определен по типичному графику);
- количество линий высшего и низшего напряжения, которые используются при выборе схемы распределительного устройства соответствующего напряжения;
- график активной нагрузки в зимний период (в летний период график электропотребления по характеру изменения аналогичен зимнему с коэффициентом пропорциональности);
- число и мощность электродвигателей, используется для расчетов токов подпитки места КЗ.

Таблица 1

Исходные данные для проектирования

№ варианта	Номер графика нагрузки	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$S^{\text{н}}, \text{МВА}$	$P_{\text{макс}}, \text{МВт}$	cosφ	Количество линий ВЛ и НЛ		$P_{\text{дв}}, \text{кВт}$
1	10	35	550	34	0,92	2	12	4x500
2	9	110	910	52	0,94	2	8	2x1000
3	8	35	1750	17	0,91	4	10	3x2500
4	7	35	700	10	0,93	4	6	5x2500
5	6	110	2000	22	0,95	4	14	4x3000
6	5	35	800	17	0,92	2	8	2x8000
7	4	110	650	30	0,95	4	6	4x500
8	3	35	700	24	0,93	2	12	3x2500
9	2	110	1600	70	0,91	4	14	2x800
10	1	35	1100	35	0,9	2	14	3x3200
11	1	35	580	55	0,89	2	6	4x1000
12	2	110	1900	56	0,9	2	8	6x3000
13	3	35	1030	25	0,93	4	10	2x2500
14	4	110	910	17	0,94	4	10	4x3500
15	5	35	550	20	0,9	4	6	2x8000
16	6	110	1400	32	0,89	4	14	3x1000
17	7	35	850	58	0,91	2	8	3x2500
18	8	110	1200	44	0,92	2	6	2x6000
19	9	35	500	36	0,95	4	12	4x500
20	10	35	770	25	0,9	2	8	3x1500

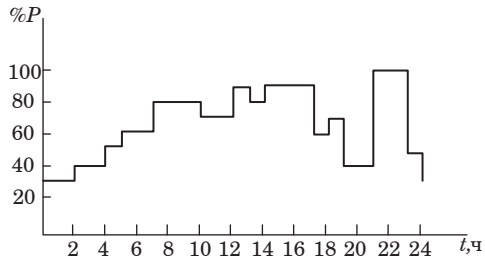


Рис. 1. Типовой график нагрузки

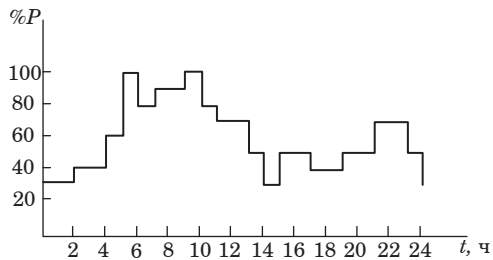


Рис. 2. Типовой график нагрузки

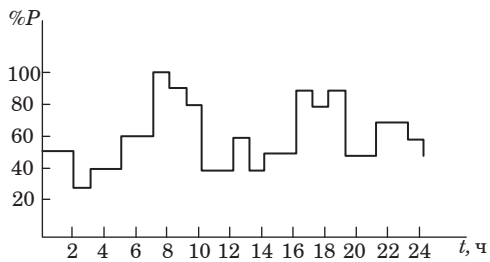


Рис. 3. Типовой график нагрузки

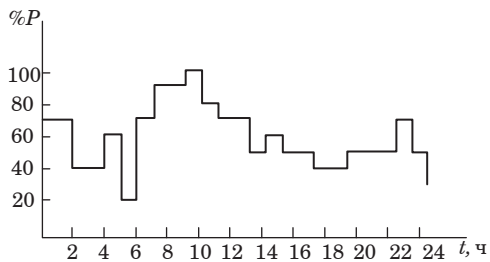


Рис. 4. Типовой график нагрузки

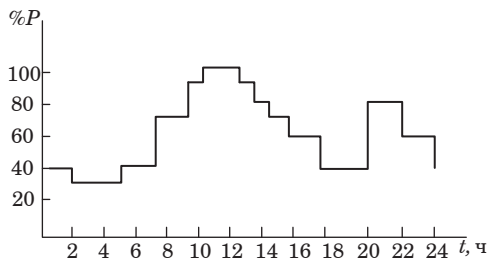


Рис. 5. Типовой график нагрузки

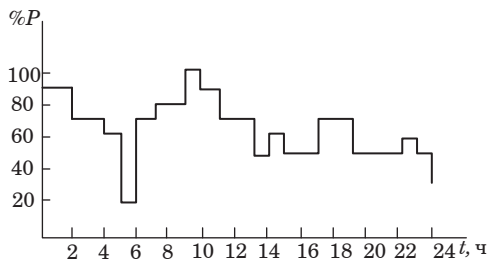


Рис. 6. Типовой график нагрузки

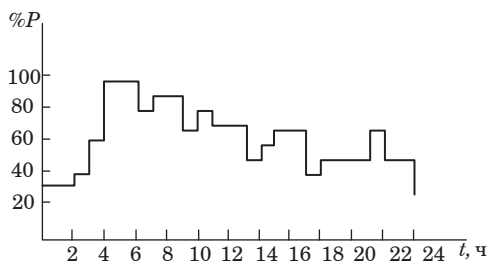


Рис. 7. Типовой график нагрузки

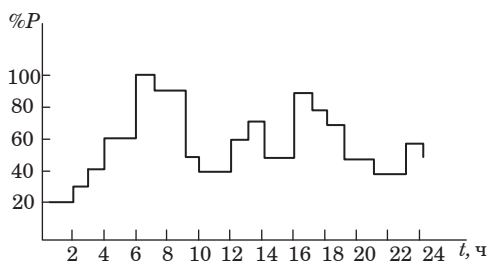


Рис. 8. Типовой график нагрузки

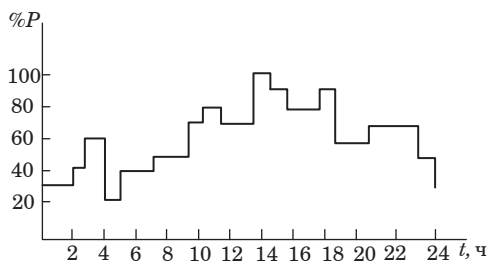


Рис. 9. Типовой график нагрузки

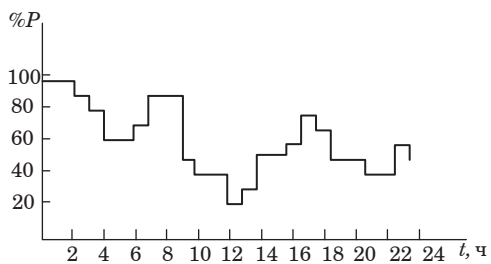


Рис. 10. Типовой график нагрузки

МЕТОДИКА ВЫПОЛНЕНИЯ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Расчет электрических нагрузок выполняется на основе суточных графиков активной и реактивной мощностей для зимнего и летнего периодов каждого узла нагрузки, которые приводятся в курсовом проекте в табличном виде (табл. 1.1). Такой расчет требует знания коэффициента мощности узла нагрузки ($\cos\varphi$).

Для определения расчетной активной электрической нагрузки находят совмещенные максимумы активной P_{Mc} нагрузки, полученные суммированием нагрузки $\cos\varphi$ для совпадающих моментов времени зимних режимных суток

$$P_{\Sigma}(t) = \sum_{i=1}^n P_i(t),$$

где $P_i(t)$ – ординаты активной и реактивной нагрузок i -го узла нагрузки ($i = 1, 2, \dots, n$).

Результаты суммирования записываются в соответствующие итоговые строки табл. 1.1. Аналогично получают суммарные графики нагрузки для летних режимных суток, а результаты записываются в таблицу, подобную табл. 1.1.

На основании итоговых строк таблиц суммирования нагрузок на отдельном листе строятся групповые графики нагрузки, соответствующие зимним и летним режимным суткам (рис. 1.1). В проектировании используют типовые суточные графики, характерные для данного вида производства, в которых максимальная суточная нагрузка принята за единицу или за 100 %, а остальные нагрузки выражены

Таблица 1.1

Значения графиков нагрузки в зимние режимные сутки

Интервал времени, ч	P , %	P , МВт	$\cos\varphi$	$S_{\text{зим}}$, МВА	$S_{\text{летн}}$, МВА
0	50	90	0.78	95	85
1	50	90	0.78	95	85
...
24	60	108	0.83	114	102

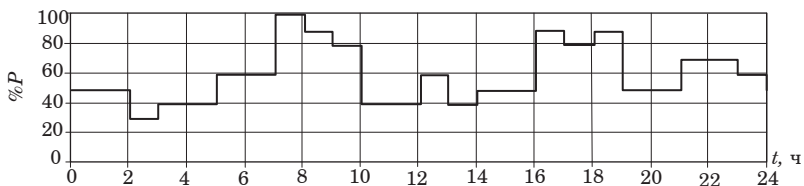


Рис. 1.1. Суточный график нагрузки потребителей в зимние режимные сутки

в долях единицы или в процентах. Суточные графики показывают изменение нагрузок в течение суток. Их строят по показаниям счетчиков активной и реактивной энергии через каждый час либо каждые полчаса (для выявления получасового максимума нагрузки).

Расчет электрических нагрузок необходим для решения вопросов о величине номинального напряжения электрической сети и многих других, возникающих на стадии проектирования.

По заданному типовому графику нагрузки строится в относительных единицах график активной $P(t)$ и полной $S(t)$ нагрузки для зимнего и летнего периодов. Необходимо сначала заполнить таблицу данных для каждого интервала времени по типовому графику.

Коэффициент мощности нагрузки обозначен для $P_{\text{макс}}$ и определяется по типичному графику

$$\cos \varphi = \left[\frac{P - P_{\text{макс}}}{P_{\text{макс}} - P_{\text{мин}}} (\cos \varphi_{\text{макс}} - 0,7) + 0,7 \right]$$

$$\cos \varphi (0 \text{ часов}) = \left[\frac{90 - 54}{180 - 54} (\cos \varphi_{0,95} - 0,7) + 0,7 \right] = 0,78. *$$

* Прим. В таблицах и далее по тексту в некоторых формулах приведены примеры заполнения, без привязки к конкретному расчету.

2. ВЫБОР ПРИНЦИПАЛЬНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ПЕРВИЧНЫХ СОЕДИНЕНИЙ ПОДСТАНЦИИ

При проектировании подстанции до разработки главной схемы составляется структурная схема распределения электроэнергии, на которой обозначаются все основные компоненты (РУ, трансформаторы) и связи между ними. Структурная схема служит для дальнейшей разработки более подробных и полных принципиальных схем, а также для общего ознакомления с работой подстанции.

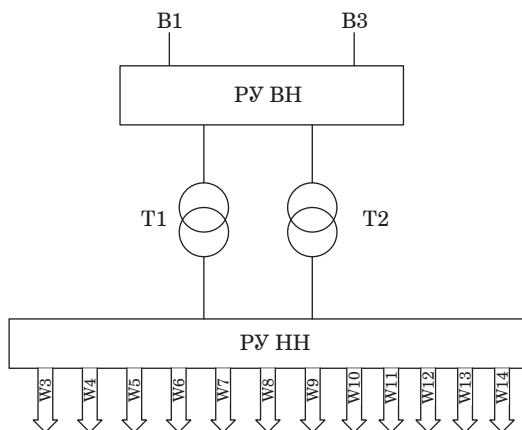


Рис. 2.1. Структурная схема проектируемой подстанции

Выбор структурной схемы подстанции будем производить основываясь на задании курсового проекта. По исходным данным в схеме присутствует: сторона высокого (ВН) и сторона низкого напряжения (НН), поэтому предпочтение отдадим схеме с двумя не-секционированными системами шин.

На рис. 2.1 приведена структурная схема подстанции.

На подстанции установлены два двухобмоточных трансформатора с РПН. Электроэнергия поступает из энергосистемы в ОРУ 35 (110) кВ подстанции от двух независимых линий, трансформируется и распределяется между потребителями в КРУН 10 кВ.

Необходимо составить структурную схему с учетом количества присоединений на основе исходных данных.

3. ВЫБОР И ПРОВЕРКА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Количество трансформаторов в схеме электроснабжения зависит от категории электроснабжения. Мощность двухтрансформаторных подстанций выбирается с учетом перегрузочной способности трансформатора в аварийном режиме.

Для обеспечения минимально необходимого уровня надежности электроснабжения потребителей 1-й и 2-й категории установка двух одинаковых трансформаторов ($n_T = 2$) является наиболее целесообразным решением. Трансформаторы должны обеспечивать питание всех потребителей при оптимальной их нагрузке, а в аварийном режиме один трансформатор, оставшийся в работе, обеспе-

чить питанием потребителей с учетом перегрузки на 40%. Требуемая мощность трансформатора $S_{\text{треб}}$ выбирается таким образом, чтобы при отключении одного трансформатора обеспечить питание потребителей

$$S_{\text{треб}} \geq (0,6 - 0,75) S_M,$$

где 0,6 – 0,75 – коэффициент, характеризующий долю потребителей.

По $S_{\text{треб}}$ выбирается ближайшее значение номинальной мощности трансформаторов $S_{\text{тр.ном}}$.

Для выбранных трансформаторов рассчитываются коэффициенты загрузки:

– в нормальном режиме

$$k_3 = \frac{S_M}{n_T S_{\text{ном.т}}},$$

– в послеаварийном режиме

$$k_{3.ав} = \frac{S_M}{(n_T - 1) S_{\text{ном.т}}}.$$

В нормальном режиме значение k_3 не должно выходить за пределы экономически целесообразных величин

$$0,5 \leq k_3 \leq 0,75,$$

а в аварийном режиме величина $k_{3.ав}$ не должна превышать технически допустимое значение [6]. На стадии проектирования можно принять, что

$$k_3 \leq 1,5.$$

Результаты выбора трансформатора приведены в табл. 3.1.

Таблица 3.1

Выбор трансформаторов подстанции *

$P_M + jQ_M$, МВА	S_M , МВА	$S_{\text{треб}}$, МВА	$S_{\text{тр.ном}}$, МВА	$n_{\text{тр}}$	k_3	$k_{3.ав}$	Тип трансформатора
3,2 + j1,0	3,35	2,39	2,5	2	0,67	1,34	ТМН-2500/35
...

Для выбранных трансформаторов из справочной литературы приводятся каталожные данные (табл. 3.2).

Таблица 3.2

Каталожные данные трансформаторов

Тип	S _{ном} , МВА	Пределы регулирования	Каталожные данные						Расчетные данные			Цена, тыс. руб.
			U _{ном} обмоток, кВ		u _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	R _Г , Ом	X _Г , Ом	ΔQ _х , квар	
			ВН	НН								
ТРДЦН-160000/220	160	±8×1,5%	230	10	12	525	167	0,6	1,08	39,7	960	269
...

* Прим. В таблицах приведены примеры заполнения, без привязки к конкретному расчету.

4. ВЫБОР И СОСТАВЛЕНИЕ СХЕМЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

При выборе схемы распределительных устройств (РУ) необходимо учитывать:

- использование современных схем распределительных устройств для надежного и бесперебойного энергообеспечения;
- энергоэффективность;
- высокий уровень проведения строительно-монтажных работ;
- соблюдение норм экологической безопасности;
- ремонтпригодность оборудования и конструкций;
- увеличение пропускной мощности подстанции;
- использование современных средств противоаварийной автоматики;
- проведение плановых работ и вывода в ремонт элементов установки без отключения смежных присоединений;
- высокий уровень автоматичности.

В качестве схемы для распределительного устройства 10 кВ принимаем схему с двумя одиночными секционированными выключателями системами шин. Данная схема используется при наличии двух трансформаторов, присоединенных к двум секциям. Делая выбор в пользу данной схемы, мы прежде всего делаем ставку на возможность дальнейшего расширения схемы и развития подстанции без ее реконструкции. Данный тип схемы обладает высо-

кой степенью надежности, так как система разделена секционными выключателями – секционирована. Секционирование шин придает схеме надежность электроснабжения (при отключении одной секции шин, вторая секция остается под напряжением) (рис. 4.1).

При эксплуатации данной схемы секционные выключатели СВ отключены. Это необходимо для ограничения токов короткого замыкания. Обе системы шин находятся под напряжением. На отходящих линиях установлены КРУ.

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – распределительное устройство, изготовленное из одинаковых блоков (ячеек), изготовленных промышленным путем на заводе. Ячейки изготовляют в виде шкафов, которые соединяясь с боковыми стенками соседних ячеек образуют общий ряд. В ячейках имеются специаль-

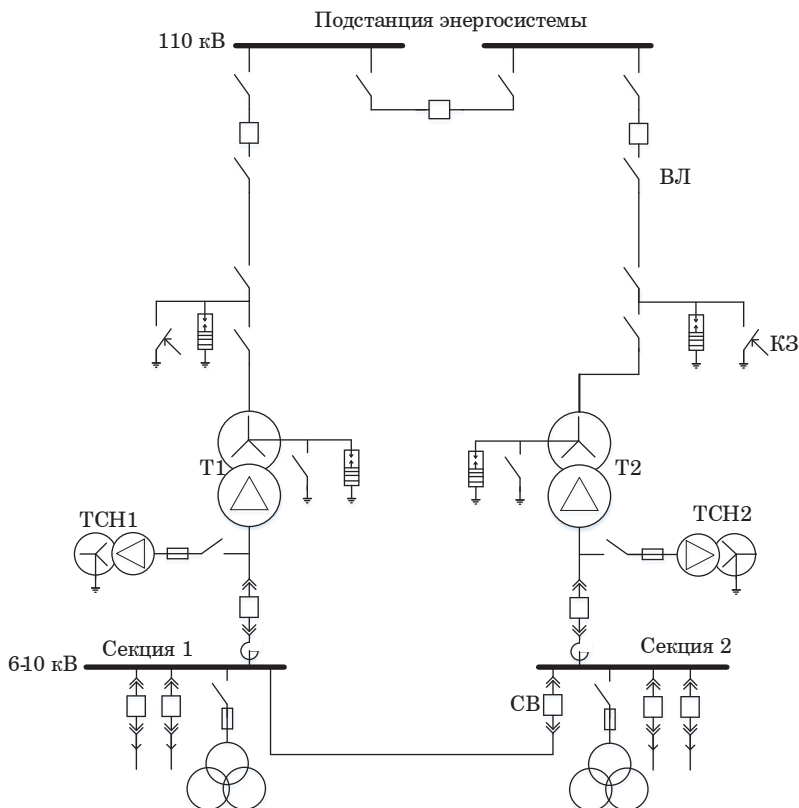


Рис. 4.1. Схема РУ ПС

ные релейные отсеки, в которых устанавливаются аппаратура учета, релейной защиты и управления Установка КРУ снижает стоимость монтажных работ, уменьшает время строительства электроустановки.

Для РУ 35 кВ рекомендуется принять схему одиночной секционированной системы шин. Такая схема используется, если со стороны ВН установлены 2 трансформатора и общее количество присоединений равно 2 [2].

Секционирование сети необходимо для снижения токов КЗ. Напряжение подается на 1 и 2 систему шин. Высоковольтная линия ВЛ1 подключаются к первой системе шин, высоковольтная линия ВЛ2 подключается ко второй системе шин.

Трансформатор Т1 подключен к первой системе шин, трансформатор Т2 подключен ко второй системе шин. При возникновении КЗ на шинах отключается вводной выключатель и отделяет поврежденный участок. Поврежденная линия выводится в ремонт, а для восстановления режима работы вводится резервная цепь путем включения СВ.

5. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Основной причиной нарушения нормального режима работы системы электроснабжения является возникновение коротких замыканий в сети или элементах электрооборудования.

Расчет токов короткого замыкания необходим для:

1. Выбора релейной аппаратуры, проверки основных компонентов электроустановок (шин, изоляторов, кабелей и т. д.)
2. Проверки электрооборудования на электродинамическую и термическую устойчивость.
3. Выбора уставок срабатывания защит и проверки их на чувствительность срабатывания.

Расчетным видом КЗ для выбора или проверки параметров электрооборудования обычно считают трехфазное КЗ.

Расчет токов КЗ осуществляется в следующем порядке:

1. Создается расчетная схема проектируемой электроустановки и выставляются расчетные точки КЗ.
2. На основании расчётной схемы составляется эквивалентная схема замещения, все сопротивления на схеме нумеруются.
3. Вычисляется величина сопротивления всех элементов замещения в относительных или именованных единицах измерения

и указываются на схеме замещения. Устанавливаются расчетные точки КЗ.

Далее методом поэтапного преобразования относительно точки КЗ приводим схему замещения к наиболее простому виду, добиваясь того, чтобы каждый источник питания или группа источников питания, характеризующаяся определенным значением эквивалентной ЭДС $E''_{\text{экв}}$ и ударного коэффициента $k_{\text{уд}}$, были объединены с точкой КЗ одним результирующим сопротивлением.

Определяют по закону Ома начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ I_{n0} , затем ударный ток $i_{\text{уд}}$, периодическую и апериодическую составляющие тока короткого замыкания ($I_{\text{нт}}$, $i_{\text{ат}}$).

Пример расчета.

При разработке расчетной схемы учтены нормальные условия соединений элементов схемы, то есть так как в схеме электроснабжения предусмотрена раздельная работа источников на шины 35 (6) кВ, которые нормально разделены отключенным секционным выключателем, то расчетным состоянием исходной схемы является режим, когда один трансформатор отключен, а секционный выключатель включен [5]. Схема замещения для расчета трехфазного тока КЗ в точках К1 (ВН) и К2 (НН) приведена на рис. 5.1.

На стороне ВН распределительное устройство подстанции выполнено по схеме одна система шин, секционированная выключателем. Следовательно, при расчете токов КЗ учитывается один трансформатор и две параллельные ЛЭП. Расчет выполняется в относительных единицах методом приближенного приведения [11].

ПС энергосистемы генерирует мощность КЗ $S''=6145$ МВА.

Сопротивления схемы замещения рассчитываются при следующих базисных условиях:

$$S_6 = 1000 \text{ МВ}\cdot\text{А}; U_{61} = 36,75 \text{ кВ}; U_{62} = 6,3 \text{ кВ}.$$

Базисный ток рассчитывается по соотношению:

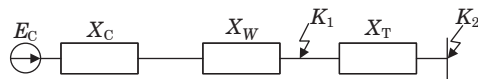


Рис. 5.1. Схема замещения для расчета тока КЗ

$$I_6 = \frac{S_6}{U_6 \sqrt{3}} \text{ кА.}$$

И составляет для первой ступени – $I_{61} = 15,7$ кА, для второй – $I_{62} = 91,6$ кА.

Для определения токов трехфазного КЗ сначала выполняется расчет сопротивлений элементов схемы замещения электрической сети в относительных единицах.

Определим сопротивление энергосистемы:

$$X_C = \frac{S_B}{S_{КЗ}} = \frac{1000}{6145} = 0,163.$$

Определим сопротивления линий электропередачи:

$$X_w = \frac{1}{n} \cdot X_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{61}^2},$$

где $X_0 = 0,4$ Ом/км – удельное сопротивление километра ЛЭП; l – длина ЛЭП, км; n – количество ЛЭП.

Определим сопротивления трансформатора (*указать тип*):

$$X_T = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}}.$$

Преобразование схемы относительно точки K_1 :

$$X_1 = X_c + X_{w1}.$$

Преобразование схемы относительно точки K_2 :

$$X_2 = X_1 + X_T.$$

В относительных единицах ток КЗ рассчитывается по формуле:

$$I_{n0}^{(3)} = \frac{E_c}{X_\Sigma},$$

где E_c – относительное значение ЭДС источника питания, принято равным 1,05; X_Σ – суммарное сопротивление от источника до точки КЗ.

Для точки K_1 (ВН) периодическая составляющая тока КЗ равна:

$$I_{n0}^{(3)} = \frac{1,05}{11,309} = 0,093.$$

для точки K_2 (НН):

$$I_{n0}^{(3)} = \frac{1,05}{18,059} = 0,058.$$

Для перевода в именованные единицы относительные значения токов КЗ необходимо умножить на базисный ток соответствующей ступени, тогда:

$$\text{– в точке } K_1: I_{n0}^{(3)} = 0,093 \cdot 15,7 = 1,46 \text{ кА},$$

$$\text{– в точке } K_2: I_{n0}^{(3)} = 0,058 \cdot 91,6 = 5,313 \text{ кА}.$$

Для того, чтобы определить, будет ли ток трехфазного КЗ наибольшим в данной схеме, рассчитаем ток однофазного КЗ в точке К1. Для этого сначала разработаем схемы замещения обратной и нулевой последовательности.

Схема замещения прямой последовательности аналогична схеме на рис. 5.1 (до точки К1), а также совпадают значения сопротивлений всех участков сети этой схемы.

Для всех участков при прямой последовательности:

$$X_{1\Sigma} = X_{\Sigma}.$$

Для схемы ПП:

$$E_{1\Sigma} = E_C = 1,05.$$

Далее выполняем расчет сопротивлений элементов схемы замещения обратной и нулевой последовательностей в относительных единицах.

Значения сопротивлений обратной последовательности участков сети к соответствующим точкам КЗ такое же, как и в прямой последовательности, поэтому можно принять:

$$X_{2\Sigma} \approx X_{1\Sigma} = 0,559.$$

Схема замещения нулевой последовательности (рис. 5.2) отличается от предыдущих схем тем, что токи нулевой последовательности возвращаются через землю с учетом схемы соединения обмоток трансформатора на ПС (звезда с заземленной нейтралью – звезда с изолированной нейтралью / замкнутый треугольник).

Сопротивление токам нулевой последовательности энергосистемы:

$$X_{C0} = 2 \cdot X_C.$$

Для двух параллельных одноцепных ЛЭП со стальным тросом $X_0/X_1=5,5$.

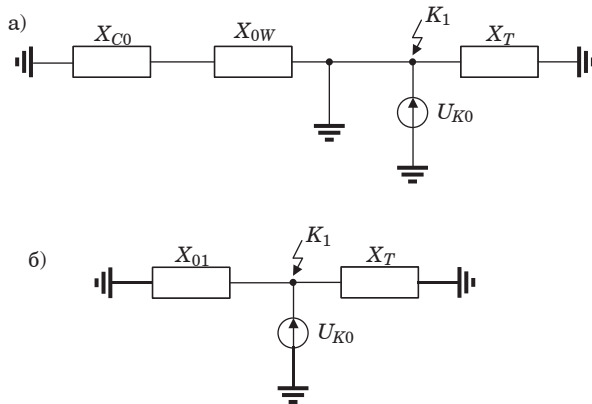


Рис. 5.2. Исходная (а) и эквивалентная (б) схемы замещения нулевой последовательности

Сопротивление ЛЭП (указать марку, километраж):

$$X_{0W} = 5,5X_W.$$

Преобразование схемы (рис. 5.2) к простейшему виду.

$$X_{01} = X_{C0} + X_{0W},$$

Эквивалентное сопротивление нулевой последовательности:

$$X_{\Sigma} = \frac{X \cdot X_T}{X + X_T}.$$

Дополнительное сопротивление для $K_1^{(1)}$ и ток прямой последовательности:

$$X_{\Delta}^{(1)} = X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}. \quad I_{K1A1}^{(1)} = \frac{E_{1\Sigma}}{X_{1\Sigma} + X_{\Delta}^{(1)}}.$$

Полный ток в месте однофазного КЗ определяется по формуле:

$$I_{K1}^{(1)} = m^{(1)} \cdot I_{K1A1}^{(1)}.$$

где m – коэффициент выбираемый из табл. 5.1.

Расчетные соотношения дополнительной реактивности $x_{\Delta}^{(n)}$ и $m^{(n)}$ – коэффициент, показывающий, во сколько раз ток поврежденной фазы в месте КЗ больше тока прямой последовательности.

**Расчетные соотношения дополнительной реактивности
и коэффициента m**

	$k^{(3)}$	$k^{(2)}$	$k^{(1)}$	$k^{(1.1)}$
$x_{\Delta}^{(n)}$	0	$x_{2\Sigma}$	$x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}$	$\frac{x_{2\Sigma}x_{0\Sigma}}{x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}}$
$m^{(n)}$	1	$\sqrt{3}$	3	$\sqrt{3} \sqrt{1 - \frac{x_{2\Sigma}x_{0\Sigma}}{(x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma})^2}}$

Начальное значение периодического тока однофазного КЗ:

$$I_{\text{ПО}}^{(1)} = \cdot I_{K1}^{(1)} \cdot I_{61}, \text{ кА.}$$

Если по результатам расчета $I_{\text{ПО}}^{(3)} > I_{\text{ПО}}^{(1)}$, то выбор оборудования на стороне 35 кВ будет выполняться по току трехфазного короткого замыкания.

Для проверки оборудования на динамическую устойчивость ток-кам КЗ рассчитываем ударный ток по формуле:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} I_{n0} k_y,$$

где k_y – ударный коэффициент, зависящий от расстояния точки КЗ от источника питания:

$$k_y = 1 + e^{-0,01/Ta}.$$

Периодическая составляющая тока КЗ во времени не меняется, потому что источником питания является условный источник «система», то есть:

$$I_{n\tau} = I_{n0}.$$

Для сети 35 кВ ориентировочно принимаем вакуумный выключатель типа ВР35НТ-35-25/1600У1, $t_{\text{с.в}} = 0,06$ с, для сети 6 кВ – вакуумный выключатель типа ВР6В-6-40/1600У2, $t_{\text{с.в}} = 0,05$ с.

Апериодическая составляющая на момент отключения выключателя $i_{a\tau}$ определяется для момента времени τ , состоящего из собственного времени отключения выключателя $t_{\text{с.в}}$ и минимального времени действия релейной защиты $t_{\text{р.з. min}} = 0,01$ с:

$$\tau = t_{\text{с.в}} + t_{\text{р.з. min}} = 0,035 + 0,01 = 0,045 \text{ с,}$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} I_{n0} \cdot \gamma_{a\tau} = \sqrt{2} I_{n0} \cdot e^{-\tau/Ta},$$

где T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ. Для системы, которая связана со сборными шинами 6 кВ, где рассматривается КЗ, $T_a=0,05$ с; для системы, которая связана со сборными шинами, где рассматривается КЗ, воздушными ЛЭП напряжением 35 кВ $T_a=0,02$ с.

Для точки K_2 (35 кВ) и K_3 (6 кВ) $\tau = 0,06 + 0,01 = 0,07$ с и $\tau = 0,05 + 0,01 = 0,06$ с соответственно, поэтому:

$$i_{атк1} = \sqrt{2} \cdot 1,46 \cdot e^{-0,07/0,02} = 0,062 \text{ кА};$$

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,46 \cdot 1,607 = 3,318 \text{ кА};$$

$$i_{атк2} = \sqrt{2} \cdot 5,313 \cdot e^{-0,06/0,05} = 2,263 \text{ кА};$$

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 5,313 \cdot 1,819 = 13,667 \text{ кА}.$$

Результаты расчета токов КЗ для выбора оборудования приводятся в виде таблицы (табл. 5.2).

Таблица 5.2

Результаты расчета токов КЗ

Точка КЗ	Ток КЗ, кА				T_a , с	$K_{уд}$	τ , с
	$I_{ПО}$	$I_{Пт}$	$i_{ат}$	$i_{уд}$			
$K_1^{(3)}$							
$K_2^{(3)}$							
$K_1^{(1)}$							

6. ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ И ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ

6.1. Выбор выключателей и разъединителей на стороне 35 и 10 кВ

Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для проведения тока цепи в нормальном режиме и отключения электроустановок при перегрузках и токах КЗ, чрезмерных понижениях напряжения и других аварийных режимах. Наиболее тяжелой и ответственной операцией является отключение токов КЗ и включение на существующее КЗ.

К выключателям высокого напряжения предъявляются следующие требования:

- надежное отключение любых токов (от десятков ампер до номинального тока отключения);
- быстрота действия, т. е. наименьшее время отключения;
- пригодность для быстродействующего автоматического повторного включения, т. е. быстрое включение выключателя сразу же после отключения;
- возможность пофазного (пополюсного) управления для выключателей 110 кВ и выше;
- легкость ревизии и осмотра контактов;
- взрыво- и пожаробезопасность;
- удобство транспортировки и эксплуатации.

Выключатели высокого напряжения должны длительно выдерживать номинальный ток $I_{НОМ}$ и номинальное напряжение $U_{НОМ}$. На высоком и среднем напряжении в пределах одного распределительного устройства в учебном проектировании выключатели выбираются однотипными по цепи самого мощного присоединения. В нашем случае – по цепи силового трансформатора.

6.2. Выбор выключателей и разъединителей в цепи трансформаторов напряжением 35 кВ

Рабочий форсированный ток:

$$I_{р.ф} = \frac{1,4S_{т.ном}}{\sqrt{3}U_{ср}} 10^3 = \frac{1,4 \cdot 10}{\sqrt{3} \cdot 37} 10^3 = 218,45 \text{ А.}$$

Принимаем вакуумный выключатель ВР35НТ-35-25/1600У1 (выключатель вакуумный, колонковый, с электромагнитным приводом, производства завода «РЗВА») и разъединители РДЗ-35/1000УХЛ1 (разъединитель для наружной установки, двухколочный, горизонтально-поворотного типа, с заземляющими ножами, производства завода НПП «Контакт»). Разъединители предназначены для включения и отключения обесточенных участков электрической сети высокого напряжения, а также заземления отключенных участков при помощи заземлителей.

Тепловой импульс при времени отключения выключателя $t_{откл}$, состоящий из полного времени отключения выключателя с учетом гашения дуги $t_{п.в} = 0,09$ с и максимального времени действия релейной защиты $t_{р.з.мах} = 0,1$ с:

$$B_k = (I_{n0})^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 1,46^2 \cdot [(0,09 + 0,1) + 0,02] = 0,448 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Номинальный тепловой импульс:

– для выключателей:

$$I_T^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

– для разъединителей:

$$I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 4 = 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

Результаты расчетов для принятых аппаратов приведены в табл. 6.1.

Таблица 6.1

**Условия выбора выключателя ВР35НТ-35-25/1600У1
и разъединителя РДЗ-35/1000УХЛ1**

Параметры аппарата	Условия выбора	Расчетные данные аппаратов	Каталожные данные	
			выключателя	разъединителя
Номинальное напряжение, кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	35	35	35
Длительный номинальный ток, А	$I_{р.ф} \leq I_n$	218,45	1600	1000
Номинальный ток динамической стойкости, кА	$I_{н0} \leq I_{пр.с}$ $i_{уд} \leq i_{пр.с}$	1,46	25	-
		3,318	64	80
Термическая стойкость, кА ² ·с	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$	0,448	1875	3969
Номинальный ток отключения, кА	$I_{пт} \leq I_{откл.н}$ $i_{ат} \leq i_{а.ном}$	1,46	25	-
		0,062	8,485	-

Следовательно, данные выключатели и разъединители удовлетворяют всем условиям выбора и проверки.

Выбор выключателей в цепях напряжением 6 (10) кВ трансформаторов ПС.

Рабочий форсированный ток:

$$I_{р.ф} = \frac{1,4S_{т.ном}}{\sqrt{3}U_{ср}} 10^3 = \frac{1,4 \cdot 10}{\sqrt{3} \cdot 6,6} 10^3 = 1225 \text{ А}.$$

Принимаем вакуумный выключатель ВВЭМ-10-31,5 / 3150УЗ в ячейках серии КРУ общепромышленного исполнения и разъединитель РВР-10/4000.

Назначение и область применения.

ВВЭМ-10-31,5 / 3150УЗ – вакуумный высоковольтный выключатель для частых коммутаций электрических цепей при нормальных и аварийных режимах в ячейках комплектных распределительных устройств в электрических сетях трехфазного переменного тока частотой 50Гц с напряжением 10 (6) кВ с изолированной или компенсированной нейтралью.

Выключатели поставляются на все комплектные распределительные устройства – строительные предприятия России, Белоруссии, Украины, Польши, а также широко используются для замены масляных и маломасляных выключателей, отработавших свой ресурс, по программе Ретрофит во всех КРУ и КСО прежних лет выпуска.

Тепловой импульс:

$$B_k = (I_{п0})^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 5,313^2 \cdot (0,05 + 1,5 + 0,05) = 45,16 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Номинальный тепловой импульс:

$$I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 3 = 2976 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Результаты расчетов для принятого выключателя приведены в табл. 6.2.

Таблица 6.2

Выбор выключателя ВВЭМ -10-31,5/3150

Параметры аппарата	Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
Номинальное напряжение, кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	6	10
Длительный номинальный ток, А	$I_{р.ф} \leq I_n$	1225	3150
Номинальный ток динамической стойкости, кА	$I_{п0} \leq I_{пр.с}$ $i_{уд} \leq i_{пр.с}$	5,313 13,667	31,5 80
Термическая стойкость, кА ² ·с	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$	45,16	2976
Номинальный ток отключения, кА	$I_{пт} \leq I_{откл.н}$ $i_{ат} \leq i_{а.ном}$	5,313 2,263	31,5 13,36

Таким образом, данные выключатели и разъединители на стороне 6 (10) кВ удовлетворяют всем условиям выбора и проверки. Габаритные размеры выключателя приведены на рис. 6.1.

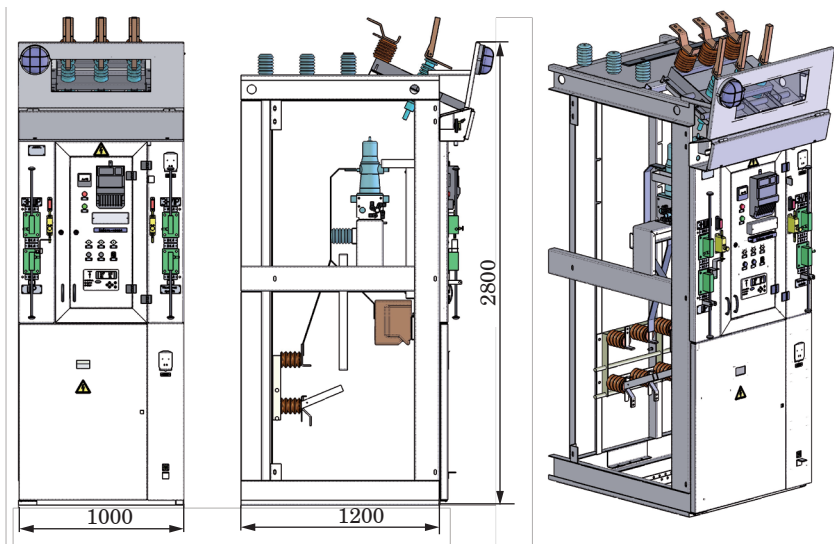


Рис. 6.1. Габаритные и установочно-присоединительные размеры выключателя к ячейке КРУН (выкатное исполнение)

6.3. Выбор шин и ошиновки

Основное электрическое оборудование электростанций и подстанций (генераторы, трансформаторы,) и аппараты в этих цепях (высоковольтные выключатели, разъединители, заземляющие устройства др.) соединяются между собой проводниками разного типа, которые образуют токоведущие части электрической установки.

Токосоведущие части должны выдерживать рабочие токи без чрезмерного повышения температуры; противостоять кратковременному электродинамическому и термическому действию токов КЗ; выдерживать механические нагрузки, создаваемые собственной массой и массой связанных с ними аппаратов, а также усилия, возникающие в результате атмосферных воздействий; удовлетворять требованиям экономичности.

Максимальная мощность, передаваемая через присоединение в нормальном режиме, равна номинальной мощности трансформатора (с учетом увеличения его загрузки на будущее):

$$S_T = 6,3 \text{ МВА.}$$

Согласно [11] в распределительных ячейках 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами АС. В закрытых ячейках 6 (10) кВ ошиновка и сборные шины выполняются сборными алюминиевыми шинами.

Шины 35 кВ выполняем гибкими проводом марки АС-150/24 с допустимым током 450 А.

Проверяем шины по нагреву форсированным током (п.п. 6.1) по условию:

$$I_{\text{р.ф}} < I_{\text{н}} \\ 218,45 \text{ А} < 450 \text{ А},$$

следовательно, перегрева шин в послеаварийном режиме не будет.

Если ток КЗ не превышает 20 кА, проверка на электродинамическое действие тока КЗ не производится [11].

$$I_{\text{КЗ}}^{(3)} = 5,316 \text{ кА} < 20 \text{ кА}.$$

На термическое воздействие токов КЗ шины также не проверяются, поскольку выполнены неизолированными проводами на открытом воздухе [11].

Проверим ошиновку по условиям коронирования. Начальная критическая напряженность:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) \text{ кВ/см}.$$

Для многожильных проводов $m = 0,82$, а расчетный радиус провода

$$r_0 = 0,86 \text{ см} [5].$$

Напряженность вокруг провода:

$$E = \frac{0,354U}{r_0 \lg(D_{\text{ср}} / r_0)},$$

где U – линейное напряжение, кВ; $D_{\text{ср}}$ – среднегеометрическое расстояние между фазами, см.

При горизонтальном расположении фаз $D = 300$ см:

$$D_{\text{ср}} = 1,26D = 1,26 \cdot 300 = 378 \text{ см}.$$

Провода не будут коронировать, если выполняется условие:

$$1,07E \leq 0,9E_0.$$

Выбор ошиновки на стороне 6–10 кВ.

В закрытых РУ 6-10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за высокой их стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках. При токах до 3000 А применяются одно- и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения, так как они обеспечивают меньшие потери от эффекта близости и поверхностного эффекта, а также лучшие условия охлаждения.

Сборные шины и ответвления от них к электрическим аппаратам (ошиновка) 6–10 кВ из проводников прямоугольного или коробчатого профиля крепятся на опорных фарфоровых изоляторах.

Для лучшей теплоотдачи и удобства эксплуатации шины окрашивают при переменном токе фаза А в желтый, фаза В - зеленый и фаза С – красный цвет; при постоянном токе положительная шина в красный, отрицательная – синий цвет.

Согласно ПУЭ сборные шины электроустановок и ошиновка в пределах открытых и закрытых РУ всех напряжений по экономической плотности тока не проверяются.

Выбор сечения шин производится по нагреву (по допустимому току). При этом учитываются не только нормальные, но и послеаварийные режимы, а также режимы в период ремонтов и возможность неравномерного распределения токов между секциями шин. Условие выбора:

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}},$$

где I_{\max} – допустимый ток на шины выбранного сечения с учетом поправки при расположении шин плашмя или температуре воздуха.

На стороне НН 6-10 кВ ошиновка выполняется твердыми шинами и выбирается при наибольшей нагрузке трансформатора $S_{\text{НН.max}}$:

$$I_{\text{НН.р}} = \frac{S_{\text{НН.max}}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot U_{\text{НН.ном}}} \cdot 10^3 \text{ А}$$

Выбираем алюминиевые шины прямоугольного сечения (100 × 10) мм с тремя полосьями на фазу с расчетным сечением 3×997 мм² и допустимым током 3650 А. При горизонтальном расположении полос допустимый ток уменьшается до 0,94 $I_{\text{доп}}$ и составляет 3431 А.

С учетом перегрузочной способности трансформатора рабочий форсированный ток составляет $I_{p.ф} = 1225$ А (пп. 6.1) следующим образом:

$$I_{p.ф} < 0,94I_{доп}.$$

При таком условии ошиновка не будет перегреваться при отключении одного из трансформаторов.

Проверяем шины на термическую стойкость при КЗ при условии:

$$q \geq q_{\min},$$

где q_{\min} – минимальное сечение по термической стойкости, мм²; q – выбранное сечение, мм².

Минимальное сечение определяем по приближенной формуле:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \text{ мм}^2,$$

где C – сложная функция, учитывающая температуру нагрева проводника при КЗ и в нормальном режиме. Для алюминиевых шин $C = 91 \text{ Ас}^{1/2}/\text{мм}^2$ [13]; B_k – тепловой импульс при трехфазном КЗ (п. 5).

Шины термически стойкие, если q_{\min} , мм² значительно меньше принятого сечения 997 мм².

Для проверки шин на механическую прочность определим частоту собственных колебаний конструкции при расположении шин в горизонтальной плоскости:

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{J}{F}},$$

где l – длина пролета между изоляторами, $l = 0,9$ м; J – момент инерции при горизонтальном расположении шин.

$$J = \frac{h^3 b}{12} = \frac{10^3 \cdot 100}{12} = 8333 \text{ см}^4,$$

тогда:

$$f_0 = \frac{173,2}{0,9^2} \sqrt{\frac{8333}{997 \cdot 3}} = 357 \text{ Гц}.$$

Поскольку $f_0 > 200$ Гц, расчет можно вести без учета колебательного процесса в шинной конструкции.

Наибольшее удельное усилие при трехфазном КЗ определяется из соотношения:

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} k_{\phi} i_y^2 / a,$$

где a – расстояние между фазами, принятое в РП 6 кВ равным 0,8 м;
 k_{ϕ} – коэффициент формы.

Поскольку $a \gg 2(b + h)$, то $k_{\phi} = 1$;

$$f^{(3)} = f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 1 \cdot (13,667 \cdot 10^3)^2 / 0,8 = 40,41 \text{ Н/м.}$$

Равномерно распределенная сила f создает изгибающий момент:

$$M = f^{(3)} \cdot l^2 / 10 = 40,41 \cdot 0,9^2 / 10 = 3,27 \text{ Н/м.}$$

Напряжение в материале шины, возникающее при воздействии сгибающего момента, составляет:

$$\sigma_{\text{расч}} = M / W,$$

где W – момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия.

При горизонтальном расположении прямоугольных шин:

$$W = 2bh^2 / 6 = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,01^2 / 6 = 0,0000033 \text{ м}^3,$$

$$\sigma_{\text{расч}} = 3,27 / 0,0000033 = 0,99 \text{ МПа.}$$

Для алюминиевых шин $\sigma_{\text{доп}} = 82,3 \text{ МПа}$ [6]. Поскольку:

$$\sigma_{\text{расч}} < \sigma_{\text{доп}},$$

$$0,99 \text{ МПа} < 82,3 \text{ МПа.}$$

Условие выполняется, следовательно, шины механически прочны.

6.4. Выбор изоляторов

В распределительных устройствах шины крепятся на опорных, проходных и подвесных изоляторах. Выбор опорных изоляторов производится по следующим условиям:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}; F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}},$$

где $F_{\text{расч}}$ – сила, действующая на изолятор; $F_{\text{доп}}$ – допустимая нагрузка на головку изолятора; $F_{\text{доп}} = 0,6F_{\text{разр}}$; $F_{\text{разр}}$ – разрушающая нагрузка на изгиб.

При горизонтальном или вертикальном расположении изоляторов в всех фаз расчетная сила рассчитывается следующим образом:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \frac{i_{\text{уд}}^2}{a} l k_h 10^{-7} = f_{\phi} \cdot l \cdot k_h \text{ кН},$$

где k_h – поправочный коэффициент на высоту шины, если она расположена на ребро:

$$k_h = \frac{H}{H_{\text{из}}}; \quad H = H_{\text{из}} + b + \frac{h}{2},$$

где $H_{\text{из}}$ – высота изолятора=260 мм.

Проходные изоляторы выбираются по условиям:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}; \quad I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}; \quad F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}}.$$

Пример. Исходя из того, что максимальный ток на стороне НН $I_{\text{max}} = 3079 \text{ А}$, выбираем проходной изолятор ПУ-10/3150-12,5 ОУ2.

Расшифровка: И – изолятор; П – проходной; 10 – номинальное напряжение, кВ. Номинальный ток 3150 А. Минимальная механическая разрушающая сила при изгибе, 12,5 кН. У – климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69; 2 – категория размещения по ГОСТ 15543.1-89. Разрушающая нагрузка на изгиб $F_{\text{разр}} = 12500$.

Для проходных изоляторов расчетная сила определяется по формуле:

$$F_{\text{расч}} = 0,5 \cdot f_{\phi} \cdot l = 0,5 \cdot 8,89 \cdot 10^3 = 4,434 \cdot 10^3 \text{ кН}.$$

Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится аналогично условиям выбора описанным выше,

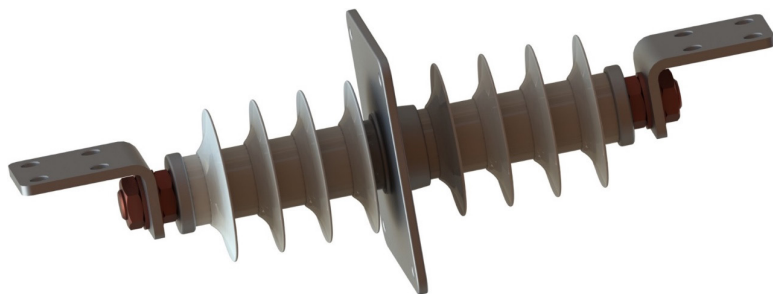


Рис. 6.2. Проходной изолятор ПУ-10/3150-12,5 О, У2

Технические характеристики изолятора

Тип	ГОСТ, ТУ	Арматура Верх/Низ изолятора	Ном. напряжение, кВ	Испытательное напряжение грозового импульса, кВ	Минимальная механическая разрушающая сила на изгиб, кН	Диаметр d , мм	Масса, кг
ИО10.7.5 УЗ	ГОСТ Р 52034-031	1 отв. М10 / 1 отв. М12	10	80	7,5	102	1,88

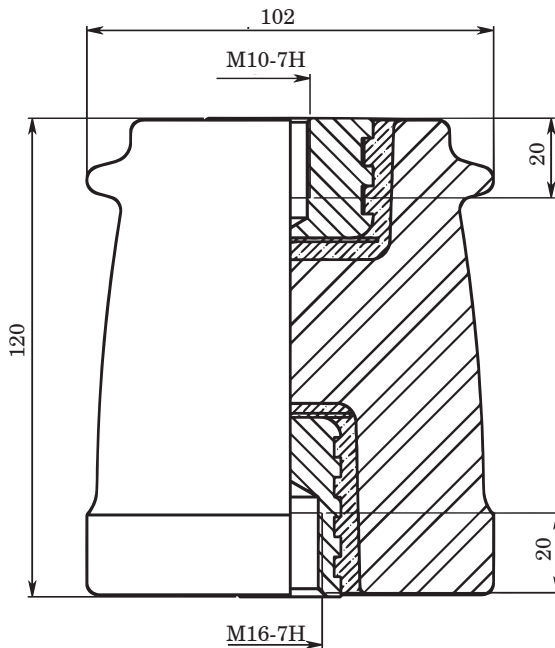


Рис. 6.3. Опорный изолятор ИО10.7.5 УЗ

примем опорный изолятор ИО10.7,5 УЗ. Технические характеристики приведены в табл. 6.3 и на рис. 6.3.

Расшифровка: О – опорный изолятор; 10 – номинальное напряжение, кВ; 7,5 – значение разрушающего усилия, кН; У – для работы в районах с умеренным климатом; З – категория размещения по ГОСТ 15543.1-89.

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \frac{i_{\text{уд}}^2}{a} l k_h 10^{-7} = f_{\text{ф}} \cdot l \cdot k_h;$$

$$F_{\text{расч}} = 8,868 \text{ кН при } i_{\text{уд}} = 52,3 \text{ кА};$$

$$k_h = \frac{H}{H_{\text{из}}}; \quad H = H_{\text{из}} + b + \frac{h}{2}, \quad k_h = 1,6.$$

где $H_{\text{из}}$ – высота изолятора = 120 мм; $F_{\text{доп}}$ – допустимая нагрузка на головку изолятора; $F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}} = 4500 \text{ кН}$ при $F_{\text{разр}} = 7500 \text{ кН}$ – разрушающая нагрузка на изгиб.

7. ВЫБОР ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

7.1 Выбор трансформаторов тока

Измерительные трансформаторы тока (ТТ) предусматриваются во всех цепях схемы, как правило, в паре (рядом) с выключателями в виде отдельных (выносных) или встроенных в выключатели (ТВ). Кроме того, на стороне ВН всех силовых трансформаторов устанавливаются встроенные ТТ (ТВТ). Условия выбора ТТ – те же, что и у разъединителей, то есть по напряжению, току, динамической стойкости, поскольку они включаются в электрическую цепь последовательно.

Согласно [6] трансформаторные подстанции снабжены следующими контрольно-измерительными приборами:

- на линиях 110 кВ – амперметр, ваттметр, варметр, фиксирующий прибор, который используется для определения КЗ;
- на совместном секционносоединительном и обходном выключателях – амперметр, ваттметр, варметр с двусторонней шкалой, расчетные счетчики и фиксирующий прибор;
- со стороны 35 кВ и 6 (10) кВ – амперметр, ваттметр, варметр и счетчики активной и реактивной энергии.

В табл. 7.1 приведено распределение вторичной нагрузки трансформаторов тока по фазам.

Вторичная нагрузка трансформаторов тока определяется по наиболее загруженной фазе. В рассматриваемом случае фазы А и С загружены одинаково. Учитывается также длина соединительных проводов $l_{\text{пр}}$, что для РП 110 кВ и 35 кВ составляет 100 м, а для РП 6 кВ – 4 м.

Таблица 7.1

Вторичная нагрузка трансформаторов тока ПС 35/6(10) кВ

Приборы	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Е – 350	–	0,5	–
Ваттметр	Д – 335	0,5	–	0,5
Варметр	Д – 335	0,5	–	0,5
Счетчик реактивной энергии	СА4У-И675М	2,5	–	2,5
Счетчик активной энергии	СП4У-И675М	2,5	–	2,5
Итого:		6,0	0,5	6,0

Проверим трансформаторы тока по вторичной нагрузке.

Трансформатор тока будет работать в необходимом классе точности, если сопротивление r_2 присоединенных к его вторичной обмотки приборов и соединительных проводов не превысит номинального значения

$$r_2 \leq r_{2\text{ном}}.$$

По табл. 7.1 суммарная мощность приборов $S_{\text{приб}} = 6,0$ В·А, следовательно, их сопротивление:

$$r_{\text{приб}} = S_{\text{приб}} / I_{2\text{ном}}^2 = 6,0 / 5^2 = 0,24 \text{ Ом}.$$

Сопротивление контактов $r_{\text{конт}}$ принимаем равным 0,1 Ом, тогда сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}} = z_{2\text{ном}} - 0,24 - 0,1.$$

Величина номинального сопротивления $z_{2\text{ном}}$ зависит от типа трансформатора тока. Например, для трансформатора ТФЗМ-35А-ХЛ1 в классе точности 0,5

$$z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом} [3],$$

тогда

$$r_{\text{пр}} = 1,2 - 0,24 - 0,1 = 0,86 \text{ Ом}.$$

Найдем сечение алюминиевых соединительных проводов, приняв $l_{\text{расч}} = l_{\text{п}}$ [6]:

$$F = \rho \cdot l_{\text{розр}} / r_{\text{пр}} = 0,0283 \cdot 100 / 0,86 = 3,29 \text{ мм}^2$$

Принимаем контрольный кабель АКВРГ с жилами сечением 4 мм².

Принимаем трансформаторы тока типа ТФЗМ-35А-ХЛ1 и ТШЛ-10-УЗ.

Условия выбора:

– по напряжению установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;

Таблица 7.2

Условия выбора трансформаторов тока

Параметры трансформаторов тока	Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
ТФЗМ-35А-ХЛ1			
Номинальное напряжение, кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	35	35
Длительный номинальный ток, А	$I_{max} \leq I_{1ном}$	218,45	300
Номинальный ток динамической стойкости, кА	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$	3,318	127
Термическая стойкость, кА ² ·с	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$	0,448	507
ТШЛ-10-УЗ			
Номинальное напряжение, кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	6	10
Длительный номинальный ток, А	$I_{max} \leq I_{1ном}$	1225	2000
Номинальный ток динамической стойкости, кА	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$	13,667	81
Термическая стойкость, кА ² ·с	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$	45,16	3675

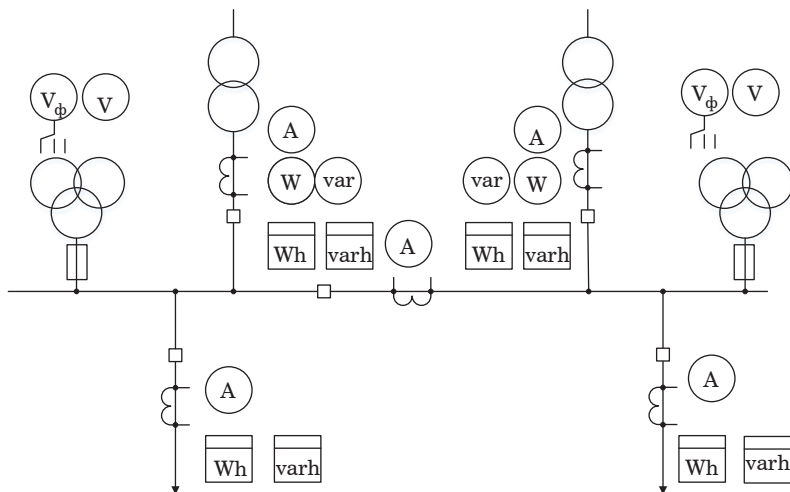


Рис. 7.1. Схема подключения измерительных приборов

- по номинальному току $I_{\max} \leq I_{1\text{ном}}$;
- по конструкции и классу точности;
- по электродинамической стойкости $i_y \leq k_{\text{эд}} \sqrt{2} I_{1\text{ном}}$, [4];
- по термической стойкости $B_k \leq I_T^2 t_T$.

Результаты выбора и проверки трансформаторов тока приведены в табл. 7.2.

Таким образом, при выполнении вышеперечисленных условий выбранные трансформаторы тока удовлетворяют всем условиям выбора и проверки.

Схема подключения измерительных приборов в цепях подстанции на стороне НН приведена на рис. 7.1.

7.2 Выбор трансформаторов напряжения

На каждой секции сборных шин РП 35 кВ устанавливаем трансформаторы напряжения (ТН) типа НОМ-35-66У1 для подключения вольтметра с переключателем для измерения трех междуфазных напряжений, регистрирующего вольтметра и фиксирующего прибора (U_0).

Номинальное напряжение первичной обмотки 35 кВ, вторичной – 100 В. Номинальная мощность 150 ВА в классе точности 0,5.

Схема соединения – $\star/\star/\triangle$.

В РП 6 кВ устанавливается трансформатор НТМИ-6УЗ. К нему присоединяются цепи напряжения ваттметра и варметров, расчетных счетчиков активной и реактивной энергии, вольтметр с пере-

Таблица 7.3

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения НТМИ-6УЗ

Прибор	Тип	$S_{\text{об}}, \text{В}\cdot\text{А}$	Число обмоток	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	Число приборов	Потребляемая мощность	
							$P, \text{Вт}$	$Q, \text{Вар}$
Вольтметр	Е-335	2	1	1	0	1	2	-
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Счетчик активной мощности	И-674	3 Вт	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Счетчик реактивной мощности	И-673	3 Вар	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Итого							20	29

ключателем для измерения напряжения на секции шин и контроля изоляции. В табл. 7.3 приведен расчет вторичной нагрузки этого трансформатора.

Фактическая нагрузка трансформатора напряжения составляет (табл. 7.3):

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{20^2 + 29^2} = 35,23 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Выбранный трансформатор напряжения НТМИ-6УЗ в классе точности 0,5, необходимом для присоединения расчетных счетчиков, имеет номинальную мощность 75 ВА [12]. Таким образом, поскольку:

$$S_2 = 35,23 \text{ В} \cdot \text{А} < S_{2\text{ном}} = 75 \text{ В} \cdot \text{А},$$

трансформаторы будут работать в выбранном классе точности.

8. ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ СОБСТВЕННЫХ НУЖД

Для обеспечения собственных нужд подстанции центра питания в открытых РУ 35 и 110 кВ и закрытых РП 6 и 10 кВ устанавливаются по два трансформатора, подключаемых между выводами трансформаторов и выключателями ввода. Это необходимо для возможности управления выключателями 6 (10) кВ при полной потере напряжения на шинах ЗРУ 6 (10) кВ. Шины 0,4 кВ для обеспечения надежности секционируются автоматическим воздушным выключателем. Питание оперативных цепей предусматривается от вводов НН трансформаторов собственных нужд к автоматическим выключателям через стабилизаторы напряжения. Они дают на выходе напряжение 220 В.

Основными потребителями электроэнергии в системе собственных нужд подстанций являются двигатели обдува трансформаторов, устройства обогрева коммутационных аппаратов и ячеек КРУН, осветительные установки.

Для питания оперативных цепей используется постоянный оперативный ток, поскольку проектируемая подстанция имеет напряжении 35 кВ сборные шины (в перспективе расширения нагрузки и количества потребителей).

Расчет нагрузки собственных нужд подстанции приведен в табл. 8.1.

Нагрузка собственных нужд составляет:

$$S_{\text{сн}} = \sqrt{P_{\text{вп}}^2 + Q_{\text{вп}}^2} = \sqrt{50,1^2 + 1,13^2} = 50,1 \text{ кВА}.$$

Таблица 8.1

Нагрузка собственных нужд подстанции центра питания

Потребители энергии	Установленная мощность, кВт	Количество приемников	cosφ	Суммарная мощность	
				P_n , кВт	Q_n , квар
Охлаждение ТДН-25000/35	1,0	2	0,85	1,7	1,24
Подогрев ВВНТ-35	2,8	6	0,92	15,45	0
Подогрев: – шкаф КРУН	1,0	4	0,92	3,68	0
– шкаф РЗ	1,0	20	0,89	17,8	0
Отопление и освещение ОПУ (опер. пульт управ.)	5,5	1	0,96	5,28	0
Наружное освещение	4,5	1	0,98	4,41	0
Нагрузка, потребляемая оперативным цепями	1,8	1	0,98	1,764	0
Итого :				50,1	1,3

Мощность трансформаторов выбирается с учетом коэффициента спроса [5]:

$$S_{\text{тр.сн}} = 0,714 \cdot k_{\text{ц}} \cdot S_{\text{вп}} = 0,714 \cdot 0,8 \cdot 145,01 = 28,62 \text{ кВА.}$$

К установке принимаются два трансформатора типа ТСН-40 кВА. При отключении одного из них второй будет загружен на:

$$0,8 \cdot 145,01 / 100 = 1,002.$$

Следовательно, перегрузка трансформаторов в послеаварийном режиме не превышает нормативное значение 1,4.

9. ВЫБОР ИСТОЧНИКОВ ОПЕРАТИВНОГО ТОКА

Источником питания оперативным переменным током являются трансформаторы тока, напряжения и собственных нужд.

Для защиты от КЗ наиболее надежным источником оперативного тока являются трансформаторы тока, так как при протекании тока КЗ его вторичный ток обеспечивает надежное отключение выключателя. Трансформатор напряжения в этом случае не может быть источником оперативного переменного тока, так как при КЗ резко снижается напряжение.

Трансформаторы тока и напряжения используются как индивидуальные источники оперативного тока для данного присоединения, которые не связаны с цепями управления других присоединений. Это обеспечивает их высокую надежность.

Выпрямленный оперативный ток позволяет применить более надежные схемы, аппаратуру постоянного тока и приводы с более простой кинематикой. Для получения выпрямленного напряжения (тока) применяют:

- силовые выпрямители для питания электромагнитов включения приводов выключателей;
- зарядные устройства, в которых запас энергии служит для питания различных аппаратов, даже при исчезновении напряжения на объекте;
- блоки питания, которые включают трансформаторы тока, напряжения и собственных нужд для питания вторичных цепей.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По мере того, как энергетическая отрасль продолжает развиваться и расти, практическое применение знаний в области электрических станций и подстанций становится все более важным.

Данное руководство служит ценным ресурсом для обучающихся по направлениям «Электроэнергетика и электротехника» и «Специальные электромеханические системы», предоставляя практические рекомендации по разработке и реализации курсового проекта, состоящего из основных этапов проектирования электрической подстанции.

В пособии подчеркивается важность применения теоретических концепций к реальным сценариям, таким как выбор основных электрических соединений для трансформаторных подстанций, расчет номинальных значений силовых трансформаторов и токов короткого замыкания, а также выбор соответствующего электрооборудования. Эти рекомендации и практические примеры позволяют развить у обучающихся более глубокое понимание тонкостей проектирования электрических подстанций и их функционального назначения в широких рамках энергетической отрасли.

Кроме того, в данном методическом руководстве представлены методики составления пояснительной записки и графических материалов для защиты курсового проекта, которые являются не менее важными компонентами и нормами для хорошо структурированной и визуально привлекательной проектной работы.

Следуя рекомендациям и методологиям, представленным в данном учебно-методическом пособии, обучающиеся могут не только успешно рассчитать и защитить свои курсовые проекты, но и приобрести практические навыки расчета и проектирования силового оборудования, что имеет большое значение для энергетической отрасли.

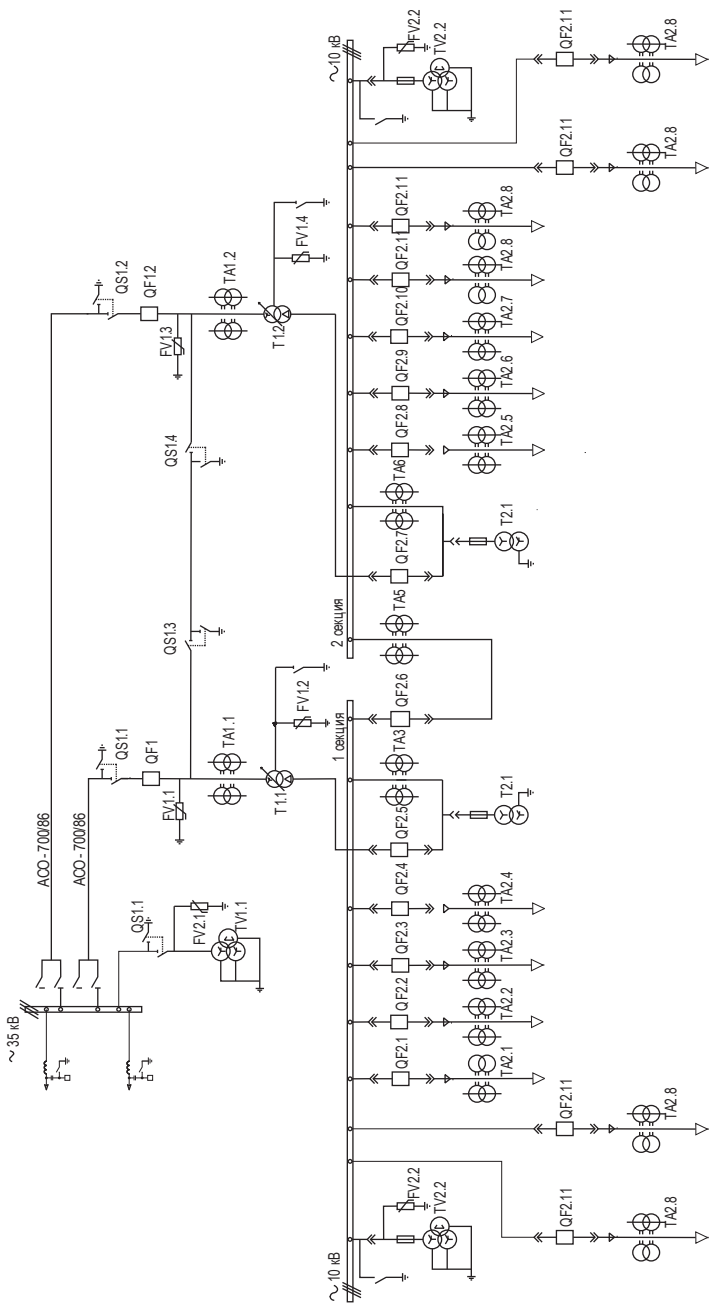
Данное пособие является ценным руководством для обучающихся очной, вечерней и заочной форм обучения, и направлено на то, чтобы помочь обучающимся сформировать прочную основу теоретических знаний в области электроэнергетики и электротехники.

Авторы пособия надеются, что данное руководство станет ценным ресурсом для профессионального развития обучающихся.

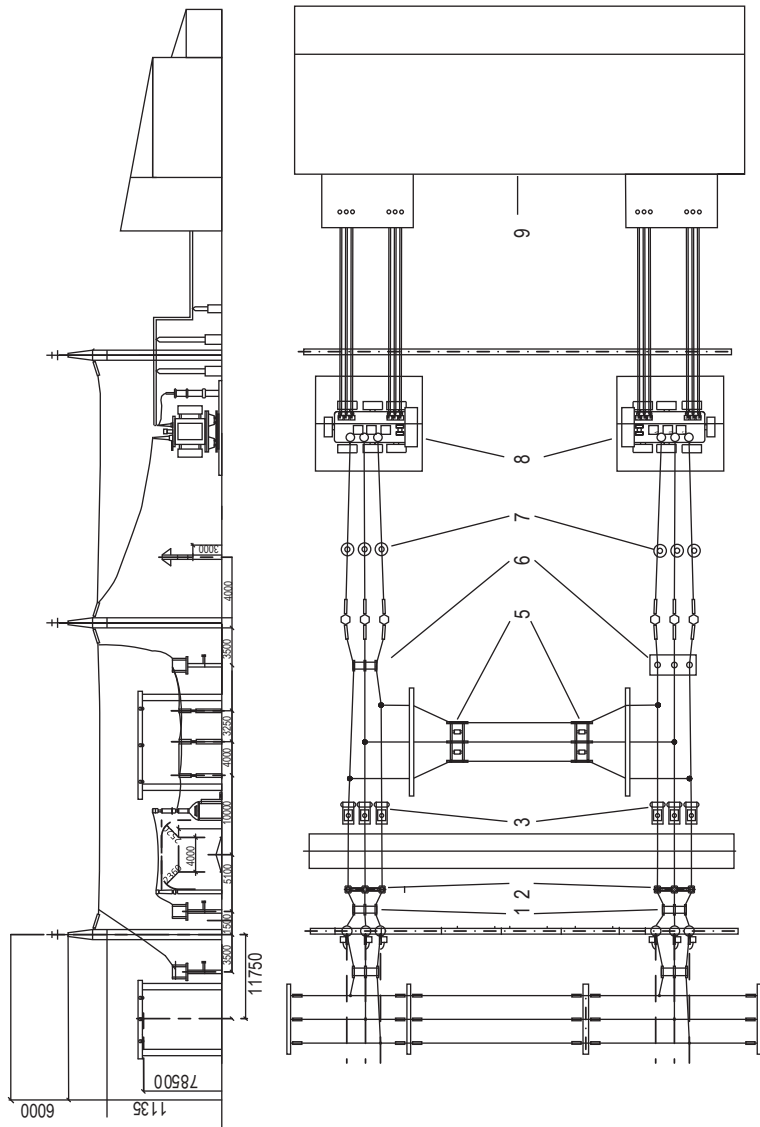
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Шишлаков, В. Ф.* Основы электроснабжения объектов отрасли: учебное пособие / В. Ф. Шишлаков, О. Я. Соленая, С. В. Солёный; – Электрон. текстовые дан. – СПб.: ГУАП, 2017. – 86 с.
2. Правила устройства электроустановок. – М.: Изд-во «Кнорус», М., 2014. – 488 с.
3. Электрическая часть станций и подстанций: учебник для вузов / А. А. Васильев, И. П. Крючков [и др.]; под ред. А. А. Васильева. -М.: Энергия 1980.-608 с.
4. *Рожкова, Л. Д.* Электрооборудование станций и подстанций / Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин. – М.: Энергия, 1960. – 600 с.
5. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
6. Нормы технологического проектирования понижающих подстанций с высшим напряжением 35–750 кВ. Электросетьпроект. – М., 1973. – 48 с.
7. Электротехнический справочник: В 3 т. / Под общ. ред. В.Г. Герасимова и др. – М.: Энергоатомиздат, 1985.
11. *Солёная, О. Я.* Переходные процессы в электрических системах: учеб. пособие / О. Я. Солёная, А. В. Рысин, С. В. Солёный. – СПб.: ГУАП, 2020. – 65 с
12. *Карапетян, И. Г.* Справочник по проектированию электроустановок / И. Г. Карапетян, Д. Л. Файбисович, И. М. Шапиро; под ред. Д.Л. Файбисовича. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Изд-во НИЦ ЭНАС, 2006. – 352 с.
13. *Шишлаков, В. Ф.* Электроэнергетические системы и сети: учебное пособие / В. Ф. Шишлаков, О. Я. Соленая, С. В. Солёный; С.-Петербург. гос. ун-т аэрокосм. приборостроения. – Электрон. текстовые дан. – СПб.: Изд-во ГУАП, 2017. – 127 с.
14. *Хорольский, В. Я.* Техничко-экономические расчеты распределительных электрических цепей: учеб. пособие / В.Я. Хорольский, М.А. Таранов, Д.В. Петров. – М.: Форум: НИЦ ИНФРА-М, 2015. – 96 с.: 60x90 1/16. – Режим доступа: <http://znanium.com/catalog.php?bookinfo=470339>.

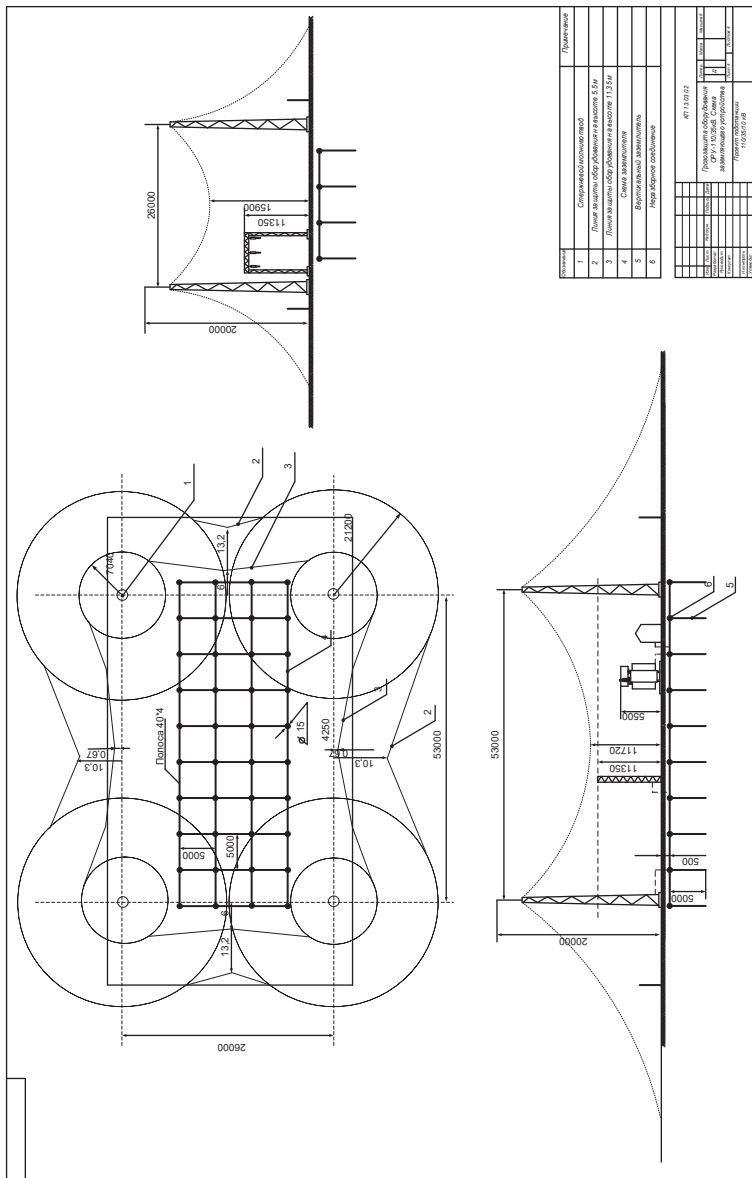
Схема электрических соединений подстанции



План расположения электрооборудования на ОРУ подстанции



Грозозащита оборудования ОРУ-110/35кВ. Схема заземляющего устройства



Содержание

Оформление пояснительной записки и графической части	3
Содержание пояснительной записки.....	4
Задание на курсовое проектирование	5
1. Определение расчетных электрических нагрузок	9
2. Выбор принципиальной электрической схемы первичных соединений подстанции.....	10
3. Выбор и проверка силовых трансформаторов.....	11
4. Выбор и составление схемы распределительных устройств	13
5. Расчет токов короткого замыкания	15
6. Выбор электрических аппаратов и токоведущих частей.....	21
6.1. Выбор выключателей и разъединителей на стороне 35 и 10 кВ.....	21
6.2. Выбор выключателей и разъединителей в цепи трансформаторов напряжением 35 кВ	22
6.3. Выбор шин и ошиновки	25
6.4. Выбор изоляторов	29
7. Выбор измерительных трансформаторов	32
7.1 Выбор трансформаторов тока	32
7.2 Выбор трансформаторов напряжения.....	35
8. Выбор трансформаторов собственных нужд	36
9. Выбор источников оперативного тока.....	37
Заключение	39
Список литературы.....	40
Приложение 1. Схема электрических соединений подстанции	41
Приложение 2. План расположения электрооборудования на ОРУ подстанции	42
Приложение 3. Грозозащита оборудования ОРУ-110/35кВ. Схема заземляющего устройства.....	43

Учебное издание

**Солёная,
Кузьменко,
Солёный**

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ
И ПОДСТАНЦИЙ**

Учебно-методическое пособие

Публикуется в авторской редакции
Компьютерная верстка *А. Н. Колешко*

Подписано к печати 07.02.2023. Формат 60 × 84 1/16.

Усл. печ. л. . Уч.-изд. л. .

Тираж 50 экз. Заказ №.

Редакционно-издательский центр ГУАП
190000, г. Санкт-Петербург, ул. Большая Морская, д. 67, лит. А