

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РФ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ОБРАЗОВАНИЮ



РУБЦОВСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ ИНСТИТУТ (филиал)
государственного образовательного учреждения высшего
профессионального образования
«Алтайский государственный технический университет
им. И.И. Ползунова»

Электрические станции и подстанции

И.А. Мацанке

Методическое пособие для курсового проектирования для студентов
направления «Электроэнергетика и электротехника» всех форм обучения

Рубцовск 2024

УДК 621.311

Мацанке И.А. Электрические станции и подстанции: Методическое пособие для курсового проектирования для студентов направления «Электроэнергетика и электротехника» всех форм обучения /Рубцовский индустриальный институт. – Рубцовск, 2024. – 44 с.

В методическом пособии приведены исходные данные для курсового проекта «Проектирование районной понизительной подстанции», методика расчета нагрузок подстанции и токов короткого замыкания, а также выбора и проверки оборудования и токоведущих частей, указан список учебной литературы.

Рассмотрено и одобрено
на заседании
научно-методического
совета Рубцовского
индустриального института.
Протокол №9 от 25.12.2023.

Рецензент:

© Рубцовский индустриальный институт, 2024

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	4
1 Определение расчетных нагрузок и выбор силовых трансформаторов.....	5
1.1 Определение расчетных нагрузок	5
1.2 Выбор количества и мощности силовых трансформаторов	6
2 Расчет токов короткого замыкания	7
3 Выбор электрических схем первичных соединений подстанции	10
4 Выбор оборудования на стороне ВН.....	11
4.1 Выбор выключателей.....	11
4.2 Выбор разъединителей	13
4.3 Выбор измерительных трансформаторов.....	14
4.4 Выбор ограничителей перенапряжения.....	16
5 Выбор оборудования на стороне СН.....	17
5.1 Выбор выключателей.....	17
5.2 Выбор разъединителей	18
5.3 Выбор измерительных трансформаторов.....	18
5.4 Выбор ограничителей перенапряжения.....	19
6 Выбор оборудования на стороне НН	20
6.1 Выбор ячеек закрытого распределительного устройства	20
6.2 Расчет и выбор трансформаторов тока	22
6.3 Выбор трансформаторов напряжения.....	24
7 Выбор и проверка токоведущих частей и изоляторов РУ НН 6-10 кВ	26
7.1 Выбор и проверка сборных шин.....	26
7.2 Выбор и проверка опорных изоляторов	27
7.3 Выбор и проверка силовых кабелей для отходящих линий	28
8 Собственные нужды подстанции	29
УКАЗАНИЯ ПО ОФОРМЛЕНИЮ КУРСОВОГО ПРОЕКТА.....	31
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	38
ПРИЛОЖЕНИЕ А	39
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	49
ПРИЛОЖЕНИЕ В	51
ПРИЛОЖЕНИЕ Г	58

Введение

Целью курсового проекта является закрепление знаний, полученных при изучении дисциплины «Электрические станции и подстанции».

Курсовой проект заключается в выполнении электрической части проекта «Расчет двухтрансформаторной или трехтрансформаторной подстанции».

В состав инженерных задач, решаемых при выполнении данного курсового проекта, входят следующие: выбор количества и мощности силовых трансформаторов, расчет токов короткого замыкания, выбор соответствующего оборудования на стороне высшего, среднего и низшего напряжения, выбор типа и сечения кабеля для отходящих линий, проверка оборудования на термическую и динамическую устойчивость при различных режимах работы и при воздействии токов короткого замыкания, выбор приборов учёта и измерения и определение мест их установки, выбор шин, опорных изоляторов, выбор регулировочных устройств. Результаты решения данных задач приводятся в пояснительной записке объемом не менее 30 страниц.

Графическая часть курсового проекта выполняется на двух листах формата А1. Первый лист должен содержать однолинейную схему заполнения ГПП. Второй лист должен содержать план и схему заполнения ЗРУ ГПП.

1 Определение расчетных нагрузок и выбор силовых трансформаторов

1.1 Определение расчетных нагрузок

Расчетная нагрузка подстанции – это суммарная нагрузка потребителей низшего и среднего напряжений.

Активная мощность на стороне среднего напряжения:

$$P_{с.н} = n_{с.н} \cdot P'_{с.н} \cdot K_{н.с}^{с.н}, \quad (1)$$

где $n_{с.н}$ - количество отходящих линий среднего напряжения;

$P'_{с.н}$ - активная мощность отходящей линии среднего напряжения, *МВт*;

$K_{н.с}^{с.н}$ - коэффициент несовпадения максимальных нагрузок потребителей среднего напряжения (таблица 1).

Реактивная мощность на стороне среднего напряжения:

$$Q_{с.н} = P_{с.н} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{с.н}. \quad (2)$$

Аналогично определяются нагрузки потребителей низшего напряжения:

$$P_{н.н1} = n_{н.н1} \cdot P'_{н.н1} \cdot K_{н.м}^{н.н};$$

$$P_{н.н2} = n_{н.н2} \cdot P'_{н.н2} \cdot K_{н.м}^{н.н};$$

$$Q_{н.н1} = P_{н.н1} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{н.н1};$$

$$Q_{н.н2} = P_{н.н2} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{н.н2};$$

$$P_{н.н} = P_{н.н1} + P_{н.н2};$$

$$Q_{н.н} = Q_{н.н1} + Q_{н.н2}.$$

Полная мощность на стороне среднего и низшего напряжения:

$$S_{с.н} = \sqrt{P_{с.н}^2 + Q_{с.н}^2}; \quad (3)$$

$$S_{н.н1} = \sqrt{P_{н.н1}^2 + Q_{н.н1}^2};$$

$$S_{н.н2} = \sqrt{P_{н.н2}^2 + Q_{н.н2}^2};$$

$$S_{н.н} = \sqrt{P_{н.н}^2 + Q_{н.н}^2}.$$

Активная, реактивная и полная мощность на стороне высшего напряжения:

$$P_{в.н} = P_{с.н} + P_{н.н}; \quad (4)$$

$$Q_{в.н} = Q_{с.н} + Q_{н.н}; \quad (5)$$

$$S_{в.н} = \sqrt{P_{в.н}^2 + Q_{в.н}^2}.$$

Таблица 1 - Коэффициент несовпадения максимальных нагрузок

Коэффициент	Количество потребителей, n				
	2-4	5-8	9-15	16-25	Свыше 25
$K_{н.м}$	0,95	0,9	0,65	0,8	0,75

$n_{с.н}$ - количество потребителей (отходящих линий) среднего напряжения.

$n_{н.н}$ - количество потребителей (отходящих линий) низшего напряжения определяется по формуле:

$$n_{н.н} = n_{н.н1} + n_{н.н2} \quad (6)$$

Полная мощность на стороне высшего напряжения принимается за расчетную мощность подстанции:

$$S_{расч} = S_{в.н}.$$

1.2 Выбор количества и мощности силовых трансформаторов

Согласно требованиям ПУЭ для электроснабжения потребителей I и II категории на подстанции рекомендуется устанавливать два и более трансформаторов. Для потребителей III категории возможна установка одного трансформатора.

Потребители проектируемой подстанции - в основном I и II категории. Потребители III категории составляют 10 % от общего потребления подстанции.

Выбор мощности силовых трансформаторов производится исходя из расчетной нагрузки подстанции $S_{расч}$, количества трансформаторов N и возможности обеспечения электроснабжения потребителей в послеаварийном режиме.

$$S_{т.расч} = \frac{S_{расч}}{N \cdot K_3}, \quad (7)$$

где K_3 - коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме, $K_3 = 0,65-0,75$.

Определяем мощность трансформаторов:

- 1) для двух- и трехтрансформаторной подстанции ($N=2, N=3$),
- 2) для двухтрансформаторной подстанции с завышенной и заниженной мощностью трансформаторов.

На основании полученных расчетных величин, заданных значений напряжения, а также с учетом частичного или полного отключения потребителей III категории и возможно частичного отключения потребителей II категории выбираем силовой трехобмоточный трансформатор по приложению Б1 или автотрансформатор по приложению Б2.

Технические данные трансформаторов (автотрансформаторов) записываем в таблицу 2.

Таблица 2 - Технические данные трансформатора

Тип трансформатора	Количество трансформаторов	$S_{ном}, MB \cdot A$	Номинальные напряжения, кВ			Потери, кВт		Напряжения к.з, %		
			$U_{в.н}$	$U_{с.н}$	$U_{н.н}$	$P_{х.х}$	$P_{кз}$	$U_K^{в.с}$	$U_K^{вн}$	$U_K^{с.н}$

Для послеаварийного режима оставшиеся в работе трансформаторы должны быть проверены на допустимую перегрузку в послеаварийном режиме:

$$K_{пер} \cdot (N - 1) \cdot S_{т.ном} \geq 0,9 \cdot S_{расч} , \quad (8)$$

где $K_{пер}$ - коэффициент перегрузки.

$$K_{пер} \leq \frac{0,9 \cdot S_{расч}}{(N - 1) \cdot S_{т.ном}} . \quad (9)$$

В послеаварийном режиме разрешается перегружать трансформатор на 30 % в течение 5 суток, если его нагрузка в нормальном режиме не превышала 0,93 паспортной мощности. Однако при этом необходимо применять средства для форсирования охлаждения и продолжительность перегрузки не должна превышать 6 часов в сутки.

Для принятия окончательного решения по количеству и мощности трансформаторов на подстанции необходимо произвести техническое сравнение вариантов.

2 Расчет токов короткого замыкания

Коротким замыканием (КЗ) называют всякое случайное или преднамеренное электрическое соединение различных фаз электроустановки между собой или с землей, при котором токи в аппаратах и проводниках, примыкающих к месту КЗ, резко возрастают, значительно превышая расчетные величины нормального режима. Ток короткого замыкания представляется суммой периодической и аperiodической составляющих. Наибольшее амплитудное значение полного тока КЗ наблюдается через полпериода (0,01 с) после начала КЗ. Этот ток называется ударным током КЗ ($i_{уд}$).

Для выбора аппаратов и проводников и проверки их по условиям КЗ рассчитывают:

$I_{ПО}^{(3)}$ - наибольшее начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ;

$I_{уд}^{(3)}$ - действующее значение ударного тока;

$i_{уд}^{(3)}$ - наибольшее амплитудное значение ударного тока

Расчетам токи в КЗ должны предшествовать анализ схемы электрической сети и определение наиболее тяжелых, но достаточно вероятных, так называемых расчетных условий, в которых оказывается тот или иной ее элемент.

При расчете токов КЗ используют схему замещения. Схема замещения представляет собой расчетную схему, в которой все электрические и трансформаторные связи представлены электрическими сопротивлениями, а генерирующие источники (энергосистема, генераторы, электродвигатели) - соответствующими ЭДС.

Параметры элементов схемы замещения можно определить в именованных или относительных единицах по приложению В2.

Расчет токов КЗ в электрических сетях напряжением 1 кВ и выше удобнее производить в относительных единицах. В установках выше 1 кВ активные сопротивления, как правило, не превышают 30 % величин индуктивного, и расчет токов КЗ производят, учитывая только индуктивные сопротивления.

За значение базисной мощности при расчете в относительных единицах рекомендуется:

$$S_{\delta} = 1000 \text{ МВ} \cdot A .$$

За значение базисного напряжения принимается:

$$U_{\delta} = U_{\text{ср.ном}} .$$

Значение базисного тока определяется по формуле:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном}}} . \quad (10)$$

Таблица 3 - Значения базисных напряжений и токов

$U_{\text{ном}} , \text{кВ}$	220	110	35	10	6
$U_{\text{ср.ном}} , \text{кВ}$	230	115	37	10,5	6,3
$I_{\delta} , \text{кА}$	2,51	5,03	15,62	55,02	91,75

В приближенных расчетах удельное индуктивное сопротивление воздушных линий принимается равным 0,4 Ом/км, кабельных - 0,06 Ом/км.

Сложная схема, содержащая несколько генерирующих источников и разветвленную сеть сопротивлений, в общем случае может быть приведена к схеме с одной радиальной ветвью путем ее преобразования.

Токи КЗ определяются по формулам:

$$I_{\kappa}^{(3)} = I_{\text{но}}^{(3)} = \frac{E_{*}}{X_{*}} \cdot I_{\delta} ; \quad (11)$$

где E_{*} - ЭДС в относительных единицах;

$$I_{\text{уд}}^{(3)} = K_{\text{уд}} \cdot I_{\text{но}}^{(3)} ; \quad (12)$$

где $K_{\text{уд}}$ - ударный коэффициент – учитывает действие апериодической составляющей тока КЗ приложение В1.

$$i_{\text{уд}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд}} \cdot I_{\text{но}}^{(3)} , \quad (13)$$

Если расчетные величины токов КЗ превышают значения допустимых (20...30 кА), то для их уменьшения используют токоограничивающие реакторы. Реакторы могут быть одинарными или сдвоенными. Включаются реакторы или непосредственно на участке между силовым трансформатором и вводным выключателем низшего напряжения, или на отходящих линиях.

При применении схемы с токоограничивающим реактором необходимо рассчитать требуемое сопротивление реактора и произвести его выбор по регламентируемым параметрам (номинальному напряжению, номинальному току и сопротивлению), приложение В3, В4.

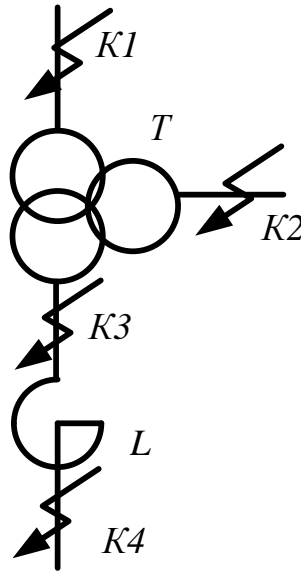


Рисунок 1 – Преобразованная схема замещения

Необходимое сопротивление в точке К4 для ограничения тока КЗ до допустимых значений.

$$X_{*4} = \frac{I}{I_{к.доп}^{(3)}} \cdot I_{\delta}^{(3)}, \quad (14)$$

где $I_{к.доп}^{(3)}$ - предельно допустимый ток КЗ;

X_{*4} - общее сопротивление в относительных единицах до точки К4.

Сопротивление реактора в относительных единицах будет равно:

$$X_{*L} = X_{*4} - X_{*3}. \quad (15)$$

$$X_{Lрасч} = X_{*L} \cdot \frac{U_{ср.ном}^2}{S_{\delta}}, \text{ Ом}. \quad (16)$$

Зная номинальный ток, напряжение и сопротивление по приложению В3, В4, выбираем токоограничивающий реактор.

После выбора реактора определяем ток КЗ в точке К4.

$$\begin{aligned} I_{к4}^{(3)} &= \frac{E_*}{X_{*4}} \cdot I_{\delta}; \\ X_{*4} &= X_{*3} + X_{*L}; \\ X_{*L} &= X_{Lном} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{ср.ном}^2}. \end{aligned} \quad (17)$$

Для удобства использования полученных величин токов КЗ в дальнейших вычислениях целесообразно их значения свести в таблицу 4.

Таблица 4 - Токи короткого замыкания

Коэффициент	$I_{no}^{(3)}$	$I_{y\partial}^{(3)}$	$i_{y\partial}^{(3)}$	$K_{y\partial}$
K1				
K2				
K3				
K4				

3 Выбор электрических схем первичных соединений подстанции

Распределительным устройством (РУ) называется электрическая установка, которая служит для приема электроэнергии от генераторов станции или трансформаторов подстанции и распределения ее по потребителям.

Электрической схемой называется чертеж, на котором в условных обозначениях нанесены все агрегаты и аппараты электрической установки и соединения между ними в той последовательности, в которой они выполняются в натуре.

Электрические цепи, по которым протекают рабочие токи нагрузки, относятся к схемам первичных соединений.

Контрольно-измерительные приборы, реле защиты и автоматики и соединения между ними относятся к схемам вторичных соединений.

Схемы первичных соединений обычно выполняются однолинейными, и три провода трехфазной цепи условно изображаются одной линией.

Схема соединений должна обеспечивать высокую надежность и бесперебойность электроснабжения, удобство оперативных переключений, ограничение токов короткого замыкания и возможность секционирования сети.

На выбор схем электрических соединений РУ влияет ряд факторов: напряжение; тип, назначение и местоположение ЭС, ПС, энергосистемы; число и мощность генераторов, силовых трансформаторов и линий; требуемая надежность, электроснабжения потребителей и т.д.

Схемы РУ подстанций приведены в [1].

Применяются следующие схемы распределительных устройств:

- с одной несекционированной системой шин;
- с одной секционированной системой шин;
- с двумя одиночными секционированными системами шин;
- с четырьмя одиночными секционированными системами шин;
- с одной секционированной и обходной системами шин;
- с двумя системами шин;
- с двумя секционированными системами шин;
- с двумя системами шин и обходной;
- с двумя секционированными системами шин и обходной.

4 Выбор оборудования на стороне ВН

В данном разделе необходимо выбрать высоковольтные коммутационные аппараты, трансформаторы тока и напряжения с проверкой их на термическую и динамическую стойкость к токам КЗ.

4.1 Выбор выключателей

Среди основных параметров выключателей высокого напряжения следует выделить группу номинальных параметров, присущих всем типам выключателей и определяющих условия их работы.

К основным номинальным параметрам выключателей в соответствии с рекомендациями Международной электротехнической комиссии (МЭК) относятся: номинальное напряжение $U_{ном}$; наибольшее рабочее напряжение $U_{н.р.}$; номинальный уровень изоляции в киловольтах; номинальная частота $f_{ном}$; номинальный ток $I_{ном}$; номинальный ток отключения $I_{о.ном}$; номинальный ток включения $I_{в.ном}$; номинальное переходное восстанавливающееся напряжение (ПВН) при КЗ на выводах выключателя; номинальные параметры при неудаленных КЗ; номинальная длительность КЗ; номинальная последовательность операций (номинальные циклы); нормированные показатели надежности и др.

Рассмотрим некоторые наиболее важные параметры. *Номинальное напряжение* $U_{ном}$ (линейное) — это базисное напряжение из стандартизованного ряда напряжений, определяющее уровень изоляции сети и электрического оборудования. Действительные напряжения в различных точках системы могут отличаться от номинального, однако они не должны превышать *наибольшие рабочие напряжения* (номинальное напряжение по МЭК), установленные для продолжительной работы.

Номинальный уровень изоляции выключателя характеризуется значениями испытательных напряжений, воздействующих на основную изоляцию выключателя.

Номинальный ток — действующее значение наибольшего тока, допустимого по условиям нагрева токоведущих частей выключателя в продолжительном режиме, принимающее следующие значения: 200; 400; 600; 800; 1000; 1250; 1600; 2000; 2500; 3150; 4000; 5000; 6300; 8000; 10000; 12 500; 16 000; 20 000; 25 000; 31 500 А.

Коммутационная отключающая способность выключателя характеризуется *номинальным током отключения* $I_{о.ном}$, который может отключить выключатель при наибольшем рабочем напряжении и нормированных условиях восстановления напряжения. Ток отключения характеризуется действующим значением его периодической составляющей $I_{о.п.}$, отнесенной к моменту возникновения дуги (момент размыкания дугогасительных контактов) и называемой номинальным током отключения $I_{о.ном}$ (2,5; 3,2; 4; 5; 6,3; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25; 31,5; 35,5; 40; 45; 50; 56; 63; 71; 80; 90; 100; 112; 125; 140; 160; 180; 200; 224; 250 кА), а также нормированным процентным содержанием b_n аperiodической составляющей, равным отношению аperiodической

составляющей i_a тока отключения к амплитуде периодической составляющей того же тока в момент размыкания дугогасительных контактов. Ток отключения выключателя определяется суммой периодической и апериодической составляющих.

Номинальный ток включения $I_{в.ном}$ — наибольший ток, который выключатель может включить при наибольшем рабочем напряжении. При возникновении КЗ в цепи за время около 10 мс ток достигает своего максимального значения, называемого ударным током КЗ. Поэтому номинальный ток включения должен быть не менее ударного тока КЗ из условия возможности включения на существующее КЗ в цепи [в режиме автоматического повторного включения (АПВ)].

Высоковольтные выключатели по способу гашения дуги подразделяются на воздушные, элегазовые, электромагнитные и вакуумные.

Среди достоинств выключателей элегазового типа можно отметить следующее:

- возможность установки в электроустановках как закрытого, так и открытого исполнения практически всех классов напряжения;
- простота и надежность конструкции;
- большой коммутационный ресурс контактной системы;
- неплохая отключающая способность;
- высокая скорость срабатывания;
- взрыво- и пожаробезопасность;
- небольшие габаритные размеры и масса (в несколько раз меньше масляного выключателя).

Как и любое устройство, выключатель имеет и недостатки:

- высокие требования к качеству элегаза;
- применение специальной аппаратуры для периодического обслуживания коммутационного аппарата;
- образование в процессе эксплуатации вредных для организма человека веществ — фторидов.

Несмотря на некоторые недостатки, элегазовый выключатель является достойной заменой масляных и воздушных коммутационных аппаратов.

Достоинства и недостатки вакуумных выключателей.

В электроустановках до 110 кВ широко применяются вакуумные выключатели, которые хорошо зарекомендовали себя своей высокой надежностью и практичностью. Среди достоинств ВВ следует выделить:

- простая и надежная конструкция;
- высокая коммутационная устойчивость;
- сравнительно небольшие расходы на эксплуатацию и ремонт.

Несмотря на множество достоинств, как и у любого другого выключателя, у ВВ существуют свои недостатки:

- возникновение коммутационных перенапряжений при отключении токов нагрузки;
- малый ресурс дугогасительной камеры при коммутации тока КЗ;
- сравнительно невысокая отключающая способность (по сравнению с

элегазовыми и масляными аппаратами).

Выключатели элегазовые баковые типа ВЭБ предназначены для коммутации электрических цепей в нормальных и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц. Выключатели **имеют** пружинный привод типа ППрК и **встроенные трансформаторы тока**.

Выключатели элегазовые колонковые трехполюсные ВЭКТ предназначены для коммутации электрических цепей в нормальных и аварийных режимах, в том числе в циклах АПВ в сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц.

Выбор коммутационной аппаратуры производим по следующим условиям:

- по номинальному напряжению сети: $U_{ном} \geq U_{сети}$;
- по длительному току: $I_{ном} \geq I_{раб.мах}$.

Проверяем выбранные аппараты по условиям:

- термической стойкости к токам КЗ: $I_{терм} \geq I_{по}^{(3)}$, $t_m \geq t_{\phi}$;
- динамической стойкости к токам КЗ: $i_{дин} \geq i_{уд}$.

Рабочий максимальный ток в послеаварийном режиме определяется по формуле:

$$I_{раб.мах} = 1,3 \cdot \frac{S_{н.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}^{в.н}}. \quad (18)$$

Результаты выбора оборудования рекомендуется оформить в табличной форме.

Таблица 5 - Выбор выключателей

Условия выбора	Расчетные величины	Выключатель
$U_{ном} \geq U_c$, кВ		
$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$, кА		
$I_{откл} \geq I_{по}^{(3)}$, кА		
$I_{дин} \geq I_{уд}^{(3)}$, кА		
$I_{терм} \geq I_{по}^{(3)}$, кА		
$t_T \geq t_{\phi}$, сек	2	
Тип		

4.2 Выбор разъединителей

Разъединители серии РГП изготавливаются в трехполюсном исполнении. Полюс разъединителя РГП выполнен в виде двухколонкового аппарата с разворотом главных ножей на 90° в горизонтальной плоскости.

Токоведущая система разъединителей РГП выполнена в виде двух контактных ножей, установленных на верхних фланцах изоляторов. Токовый

переход с основания контактного ножа на контактный вывод осуществляется через скользящий контакт розеточного типа защищенный от загрязнения кожухом.

Контактный нож разъединителей РГП представляет из себя две пары контактных ламелей, на концах которых имеются отгибы (ловители). Контактные ламели выполнены из бериллиевой бронзы и не требуют регулировки контактного нажатия в течение всего срока службы. На конце контактного ножа имеется контакт типа «кулачок», образованный отгибами двух параллельных шин и защищенный от обледенения кожухом. Все скользящие поверхности покрыты гальваническим серебром, а неподвижные - оловом. Контакты заземлителя также изготавливаются из двух пар ламелей из бериллиевой бронзы. На концах соединительных тяг расположены сферические подшипники скольжения, допускающие перекосы при повороте приводных валов и вала заземлителей.

Конструкция разъединителей РГП предусматривает установку следующих типов приводов:

для главных ножей – ПДС-СЭЩ (двигательный), ПР СЭЩ-П (ручной);

для заземляющих ножей - ПДС-СЭЩ, ПР СЭЩ-П (ручной).

Технические характеристики трансформаторов тока приведены в приложении Г1 – Г2.

Таблица 6 - Выбор разъединителей

Условия выбора	Расчетные величины	Разъединитель
$U_{ном} \geq U_c$, кВ		
$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$, кА		
$I_{дин} \geq I_{уд}^{(3)}$, кА		
$I_{терм} \geq I_{по}^{(3)}$, кА		
$t_T \geq t_{\phi}$, сек	2	
Тип		

4.3 Выбор измерительных трансформаторов

Выбор трансформаторов тока при проектировании РУ заключается в выборе типа трансформатора, определении ожидаемой нагрузки (P_2 или r_2) сопоставлении ее с номинальной, проверке на электродинамическую и термическую стойкость.

При выборе номинального первичного тока следует исходить из значения рабочего тока утяжеленного режима соответствующего присоединения.

Класс точности намечают в соответствии с назначением трансформатора тока.

Трансформаторы тока, предназначенные для присоединения расчетных

счетчиков, должны отвечать классу точности 0,5, для присоединения щитовых приборов -1 и 3, для релейной защиты – 3-5. чтобы убедиться в том, что погрешности трансформатора не выходят за пределы намеченного класса, следует сопоставить расчетную нагрузку с нагрузкой, указанной в каталоге.

По конструкции различают трансформаторы тока катушечные одновитковые (ТПОЛ), многовитковые с литой изоляцией (ТПЛ). Для больших токов применяют ТТ типа ТШЛ и ТПШЛ, у которых роль первичной обмотки выполняет шина. Для ОРУ выпускают ТТ типа ТФН в фарфоровом корпусе с бумажно-масляной изоляцией и каскадного типа ТРН.

На выводах некоторых выключателей и силовых трансформаторов напряжением 35 кВ и выше устанавливаются встроенные трансформаторы тока типа ТВ.

Динамическая устойчивость трансформаторов тока характеризуется краткостью динамической устойчивости КД, которая представляет отношение $i_{дин}^{(3)}$ к амплитуде первичного номинального тока трансформатора тока:

$$i_{дин} = K_{Д} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ном}, \quad (19)$$

$$\text{или } I_{дин} = K_{Д} \cdot I_{ном}. \quad (20)$$

Термическая устойчивость трансформатора тока оценивается по термической краткости КТ и представляет отношение гарантированного односекундного тока термической устойчивости к первичному номинальному току трансформатора тока:

$$I_T(1) = K_T \cdot I_{ном}. \quad (21)$$

При значениях времени, отличных от 1 с,

$$I_T(t) = \frac{I_T(1)}{\sqrt{t}}. \quad (22)$$

Технические характеристики трансформаторов тока приведены в приложении Г3 – Г6.

Результаты расчетов и выбора запишем в таблицу 7.

Таблица 7 - Технические характеристики трансформаторов тока

Условия выбора	Внутренней установки		Наружной установки	
	расчетные величины	тип ТТ	расчетные величины	тип ТТ
$U_{ном} \geq U_c$				
$I_{1н} \geq I_{раб.мах}$				
$I_{дин} \geq I_{уд}^{(3)}$				
$I_{терм} \geq I_{но}^{(3)}$	2		2	
$t_T \geq t_{\phi}$				

Трансформаторы напряжения масляные НАМИ

Трехфазный антирезонансный масляный трансформатор напряжения типа

НАМИ-35 УХЛ1 предназначен для установки в электрических сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц с изолированной или с компенсированной нейтралью с целью передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, устройствам автоматики, защиты, сигнализации и управления.

Электромагнитный антирезонансный однофазный трансформатор напряжения типа НАМИ-110 УХЛ1 предназначен для установки в электрических сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц с глухо заземленной нейтралью с целью передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, устройствам автоматики, защиты, сигнализации и управления.

Трансформатор напряжения НАМИ-110 УХЛ1 имеет одноступенчатую некаскадную конструкцию. Он состоит из активной части, помещенной в металлический корпус. На верху корпуса расположена изоляционная крышка с металлическим компенсатором давления, обеспечивающим компенсацию температурных изменений объема масла и защиту внутренней изоляции от увлажнения. Компенсатор закрыт защитным колпаком с прорезью для визуального контроля уровня масла. Трансформатор заполнен трансформаторным маслом марки ГК.

Трансформатор напряжения НАМИ-220 УХЛ1 имеет каскадную конструкцию и состоит из двух ступеней в фарфоровых корпусах с металлическими фланцами. Каждая ступень трансформатора имеет по два магнитопровода, закрепленных на соответствующих фланцах. Каждая ступень трансформатора имеет компенсатор давления, обеспечивающий компенсацию температурных изменений объема масла и защиту внутренней изоляции от увлажнения. Компенсатор закрыт защитным колпаком с прорезью для визуального контроля уровня масла. Трансформатор заполнен трансформаторным маслом ГК.

Выбор трансформаторов напряжения заключается в выборе типа трансформатора и схемы соединения его обмоток, определении ожидаемой нагрузки $S_{2расч}$ и сопоставлении ее с номинальной $S_{2ном}$. На динамическую и термическую стойкости трансформаторы напряжения не проверяются.

При выборе типа трансформатора напряжения учитывают уровень первичного и вторичного напряжения, класс точности, схему соединения его обмоток, необходимое число фаз.

Для щитовых измерительных приборов допускают погрешности $1\div 3\%$, для коммерческих счетчиков - $0,5\%$, для большинства реле защиты - $3\div 5\%$.

Технические характеристики трансформаторов напряжения приведены в приложении Г7.

4.4 Выбор ограничителей перенапряжения

Ограничители перенапряжений ОПН-35 и ОПНп-35 в фарфоровых (ОПН) или полимерных (ОПНп) крышках на основе оксидно-цинковых варисторов

без искровых промежутков предназначены для защиты электрооборудования сетей с изолированной нейтралью класса напряжения 6 кВ переменного тока частоты 50 Гц от атмосферных и коммутационных перенапряжений.

Ограничители перенапряжений ОПН-П (110-220кВ)

Ограничители перенапряжения нелинейные с полимерной внешней изоляцией предназначены для защиты электрооборудования на классы напряжения 110, 150 и 220 кВ 2-5 класса пропускной способности, работающего в сети с эффективно заземленной нейтралью (коэффициент замыкания на землю не выше 1,4), от грозových и коммутационных перенапряжений.

Серия включает в себя: ОПН-П1-110/73/10/2УХЛ1; ОПН-П2-110/73/10/2УХЛ1; ОПН-П1-110/77/10/2УХЛ1; ОПН-П2-110/77/10/2УХЛ1; ОПН-П1-110/83/10/2УХЛ1; ОПН-П2-110/83/10/2УХЛ1; ОПН-П1-110/88/10/2УХЛ1; ОПН-П2-110/88/10/2УХЛ1; ОПН-П1-150/100/10/2УХЛ1; ОПН-П1-150/105/10/2УХЛ1; ОПН-П1-150/115/10/2УХЛ1; ОПН-П1-220/154/10/2УХЛ1; ОПН-П1-220/163/10/2УХЛ1; ОПН-П1-220/172/10/2УХЛ1.

Технические характеристики трансформаторов тока приведены в приложении Г8.

Результаты выбора оформить в виде таблицы.

Таблица 8 - Параметры ограничителей перенапряжений

Тип	U_n , кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ

5 Выбор оборудования на стороне СН

5.1 Выбор выключателей

Рабочий максимальный ток на вводе в РУ СН определяется по формуле:

$$I_{\text{раб.мах}}^{с.н} = \frac{S_{с.н}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}^{с.н}} \cdot \frac{S_{н.т}}{S_{т.расч}}, \quad (23)$$

где $S_{с.н}$ - полная расчетная мощность на стороне среднего напряжения;

$S_{расч}^{с.н}$ - полная расчетная мощность на стороне среднего напряжения.

Рабочий максимальный ток секционной ячейки РУ СН определяется по формуле:

$$I_{\text{раб.мах св}} = \frac{I_{\text{раб.мах ввод}}}{2}. \quad (24)$$

Рабочий максимальный ток отходящей линии РУ СН определяется по формуле:

$$I_{\text{раб.мах}}^{CH1} = 2 \cdot \frac{P'_{с.н}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}^{с.н} \cdot \cos \varphi_{с.н}}, \quad (25)$$

где $P'_{с.н}$ - активная мощность отходящих линий среднего напряжения.

Результаты выбора оборудования рекомендуется оформить в табличной форме.

Таблица 9 - Выбор выключателей

Условия выбора	Выключатель на вводе		Секционный выключатель		Выключатель отходящей линии	
	Расчетные величины	Каталожные величины	Расчетные величины	Каталожные величины	Расчетные величины	Каталожные величины
$U_{ном} \geq U_c$, кВ						
$I_{ном} \geq I_{раб.тах}$, кА						
$I_{откл} \geq I_{по}^{(3)}$, кА						
$I_{дин} \geq I_{уд}^{(3)}$, кА						
$I_{терм} \geq I_{по}^{(3)}$, кА						
$t_T \geq t_{\phi}$, сек	1,5		1,2		0,7	
Тип						

5.2 Выбор разъединителей

Таблица 10 - Выбор разъединителей

Условия выбора	Разъединитель на вводе		Секционный разъединитель		Разъединитель отходящей линии	
	Расчетные величины	Каталожные величины	Расчетные величины	Каталожные величины	Расчетные величины	Каталожные величины
$U_{ном} \geq U_c$, кВ						
$I_{ном} \geq I_{раб.тах}$, кА						
$I_{дин} \geq I_{уд}^{(3)}$, кА						
$I_{терм} \geq I_{по}^{(3)}$, кА						
$t_T \geq t_{\phi}$, сек	1,5		1,2		0,7	
Число заземляющих ножей						
Тип						

5.3 Выбор измерительных трансформаторов

Результаты расчетов и выбора запишем в таблицу 11.

Таблица 11 - Выбор трансформаторов тока

Условия выбора	Выключатель на вводе		Секционный выключатель		Выключатель отходящей линии	
	Расчетные величины	Каталожные величины	Расчетные величины	Каталожные величины	Расчетные величины	Каталожные величины
$U_{ном} \geq U_c$, кВ						
$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$, кА						
$I_{дин} \geq I_{уд}^{(3)}$, кА						
$I_{терм} \geq I_{по}^{(3)}$, кА						
$t_T \geq t_{\phi}$, сек	1,5		1,2		0,7	
Тип						

Трансформаторы напряжения

Выбор трансформаторов напряжения заключается в выборе типа трансформатора и схемы соединения его обмоток, определении ожидаемой нагрузки $S_{2расч}$ и сопоставлении ее с номинальной $S_{2ном}$. На динамическую и термическую стойкости трансформаторы напряжения не проверяются.

При выборе типа трансформатора напряжения учитывают уровень первичного и вторичного напряжения, класс точности, схему соединения его обмоток, необходимое число фаз.

Для щитовых измерительных приборов допускают погрешности $1 \div 3\%$, для коммерческих счетчиков - $0,5\%$, для большинства реле защиты - $3 \div 5\%$.

5.4 Выбор ограничителей перенапряжения

Ограничители перенапряжения нелинейные с полимерной внешней изоляцией предназначены для защиты электрооборудования на классы напряжения 35, 110 кВ 2-5 класса пропускной способности, от грозовых и коммутационных перенапряжений.

Результаты выбора оформить в виде таблицы.

Таблица 12 - Параметры ограничителей перенапряжений

Тип	U_n , кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ

6 Выбор оборудования на стороне НН

6.1 Выбор ячеек закрытого распределительного устройства

Выбор оборудования 6-10 кВ начинают с выбора типа ячеек: КСО или КРУ и выяснения, каким оборудованием комплектуются те или иные ячейки.

КСО – камеры стационарные одностороннего обслуживания, комплектуются вакуумными и элегазовыми выключателями.

КРУ – комплектные распределительные устройства различных серий с выкатными тележками, комплектуются вакуумными, элегазовыми и электромагнитными выключателями различных серий.

В курсовом проекте необходимо выбрать выключатели для вводных, секционных и ячеек отходящих линий.

Помимо выключателей на стороне 6-10 кВ необходимо выбрать все трансформаторы тока, трансформатор напряжения и трансформатор собственных нужд, а также выключатели нагрузки или разъединители.

Камера КСО представляет собой металлическую сборно-сварную конструкцию, в которую встроены выключатели, аппаратура, трансформаторы напряжения, трансформаторы тока, разъединители, заземляющие и блокировочные устройства, токоведущие части (сборные шины и отводки от них).

Доступ в камеру обеспечивают две двери: верхняя – в зону высоковольтного выключателя, трансформатора напряжения или предохранителя, нижняя – в зону кабельных присоединений, силового трансформатора или разъединителей.

Между дверью с аппаратурой вспомогательных цепей и высоковольтным выключателем установлена съемная перегородка, предотвращающая доступ в зону высокого напряжения.

Между отсеком выключателя и кабельным отсеком (в зависимости от типа устанавливаемого выключателя) предусмотрена разделительная перегородка. На камере имеются смотровые окна для обзора внутренней части камеры.

В камерах КСО имеется устройство для установки лампы внутреннего освещения, обеспечивающее возможность безопасной замены перегоревшей лампы без снятия напряжения.

Сборные шины камер КСО имеют с фасада сетчатые ограждения. На фасаде камеры в нижней части имеется площадка для присоединения шины заземления.

Шкафы КРУ всех серий имеют жесткую конструкцию, в которую встроены выключатели, трансформаторы напряжения, трансформаторы тока, токоведущие части (сборные шины и отпайки). В верхней части шкафов КРУ устанавливаются релейные шкафы со встроенной аппаратурой релейной защиты и автоматики (РЗиА), аппаратурой управления, измерения и сигнализации, клеммниками и цепями вторичных соединений.

Корпуса шкафов предусматривают встраивание выкатных элементов (тележек), в которых размещены выключатели, трансформаторы напряжения и разъединяющие контакты (выполняющие роль разъединителей).

Конструкция шкафов и выкатных элементов предусматривает возможность их закрепления в рабочем и контрольном положениях, а также их выкатывание из шкафа для ревизии и ремонта.

В качестве коммутационных аппаратов для шкафов КРУ применяются выключатели: маломасляные, вакуумные и элегазовые.

Переход сборных шин с одного ряда камер на другой выполняется с помощью шинных мостов. Шинный мост без разъединителей устанавливается в любом месте распреустройства. Шинный мост с двумя разъединителями устанавливается только на крайние камеры ряда.

Конструкция шкафов предусматривает кабельный и шинный ввод.

Для цепей ввода от силового трансформатора:

$$I_{\text{раб.таx вв}}^{\text{н.н}} = \frac{S_{\text{н.н}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}^{\text{н.н}}} \cdot \frac{S_{\text{н.т}}}{S_{\text{т.расч}}}, \quad (26)$$

где $S_{\text{н.н}}$ - полная расчетная мощность на стороне низшего напряжения.

для секционной ячейки:

$$I_{\text{раб.таx с.я.}}^{\text{н.н}} = \frac{I_{\text{раб.таx вв}}^{\text{н.н}}}{2};$$

для отходящих линий:

$$I_{\text{раб.таx}}^{\text{HH1}} = 2 \cdot \frac{P'_{\text{н.н1}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}^{\text{н.н}} \cdot \cos \varphi_{\text{н.н1}}}, \quad (27)$$

$$I_{\text{раб.таx}}^{\text{HH2}} = 2 \cdot \frac{P'_{\text{н.н2}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}^{\text{н.н}} \cdot \cos \varphi_{\text{н.н2}}}, \quad (28)$$

где $P'_{\text{н.н1}}$ и $P'_{\text{н.н2}}$ - активные мощности отходящих линий низшего напряжения.

КРУ должны быть устойчивы к воздействию сквозных токов короткого замыкания, т.е. должны выдерживать (во включенном положении установленных коммутационных аппаратов главных цепей) номинальный ток электродинамической стойкости, установленный для КРУ конкретного типа. Время протекания тока термической стойкости 1 или 3 с устанавливается в технических условиях. При иной длительности протекания тока термической стойкости соотношение между током и временем находят по формуле:

$$I_1^2 \cdot t_1 = I_2^2 \cdot t_2,$$

где I_1 - ток термической стойкости, соответствующий времени t_1 , кА;

t_1 - время протекания тока термической стойкости, равное 1 или 3 с;

I_2 - ток термической стойкости, соответствующий времени протекания t_2 , кА;

t_2 - время протекания тока термической стойкости, с.

Основные параметры шкафов КРУ и КСО на напряжение до 10 кВ внутренней установки [1], приложение Г9.

Таблица 13 – Выбор ячеек КРУ напряжением 6 (10) кВ

Условия выбора	Ячейка ввода		Ячейка секционного выключателя		Ячейка отходящей линии	
	расчетное значение	паспортное значение	расчетное значение	паспортное значение	расчетное значение	паспортное значение
$U_{ном} \geq U_c, \text{ кВ}$						
$I_{ном} \geq I_{п. ав.}, \text{ кА}$						
$i_{дин} \geq i_{удК2}^{(3)}, \text{ кА}$						
$I_{терм} \geq I_{п0К2}^{(3)}, \text{ кА}$						
$t_m \geq t_{ф.}, \text{ с}$	1,5		1,2		0,7	
Тип выключателя						
Тип КРУ						

Таблица 14 – Выбор выключателей на напряжение 6 (10) кВ для КРУ

Условия выбора	Вводной выключатель		Секционный выключатель		Выключатель отходящей линии	
	расчетное значение	паспортное значение	расчетное значение	паспортное значение	расчетное значение	паспортное значение
$U_{ном} \geq U_{сети}, \text{ кВ}$						
$I_{\text{т.т.}} \geq I_{\text{т.ад.}}, \text{ А}$						
$I_{отк} \geq I_{н0К2}^{(3)}, \text{ кА}$						
$i_{дин} \geq i_{уд.К2}^{(3)}, \text{ кА}$						
$I_{тер.} \geq I_{н0К2}^{(3)}, \text{ кА}$						
$t_m \geq t_{ф.}, \text{ с}$	1,5		1,2		0,7	
Тип выключателя	ВВ/TEL-10		ВВ/TEL-10		ВВ/TEL-10	

6.2 Расчет и выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока предварительно выбираются по условию прохождения рабочего максимального тока по первичной обмотке, напряжению сети стойкости к токам короткого замыкания. Затем производится окончательный расчет и выбор, исходя из числа и мощности приборов (приложение Г10), подключаемых к вторичной обмотке трансформатора.

Расчет нагрузки трансформаторов тока.

Трансформаторы тока выбираются по номинальному току и напряжению и проверяются на электродинамическую и термическую стойкость к токам КЗ. Кроме того, для выбора трансформаторов тока рассчитываем мощность вторичной нагрузки. При определении этой нагрузки учитывается нагрузка от сопротивлений приборов (амперметров, счётчиков активной и реактивной мощности), соединительных проводов и переходного сопротивления контактов. Расчёт мощности нагрузки приборов сведен в таблицу 15.

Расчетные нагрузки трансформаторов тока определяются по формулам:

$$S_2 = I_{2н}^2 \cdot Z_2 ; \quad (29)$$

$$Z_2 = z_{\text{пров}} + z_{\text{приб}} + z_{\text{конт}} ; \quad (30)$$

где $z_{\text{конт}}$ – расчетное сопротивление контактов, $z_{\text{конт}} \approx 0,1$ Ом;

$z_{\text{приб}}$ – расчетное сопротивление подключаемых к ТТ приборов.

$$z_{\text{приб}} = \frac{\sum S_{\text{приб}}}{(I_{2н})^2} . \quad (31)$$

$$z_{\text{приб}} = \frac{1,1}{5^2} = 0,04 \text{ Ом}.$$

$r_{\text{пров}}$ – расчетное сопротивление проводов, которое определяется по формуле:

$$z_{\text{пров}} = \rho \cdot \frac{l}{S} \text{ Ом}, \quad (32)$$

где ρ – удельная проводимость алюминиевых проводов, $\rho = 28$ Ом·мм²/м;

l – длина токовых цепей, 36 м. – на вводе, 5 м. – на отходящих линиях;

S – сечение проводов токовых цепей.

Таблица 15 - Расчет потребляемой мощности

Наименование и тип прибора	Фаза А, ВА	Фаза В, ВА	Фаза С, ВА
Амперметр Э-878			
Счетчик активной (реактивной) энергии, W_a			
Итого			

Таблица 16 – Выбор трансформаторов тока для вводной и секционной ячеек

Условия выбора	Ввод РУ 10 кВ		Секционная ячейка	
	расчетное значение	паспортное значение	расчетное значение	паспортное значение
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}, \text{ кВ}$				
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.ут}}, \text{ А}$				
$I_{\text{тер}} \geq I_{\text{нО}}^{(3)}, \text{ кА}$				
$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}^{(3)}, \text{ кА}$				
$t_{\phi} \geq t_{\text{ср}}, \text{ с}$				
$S_2 \geq S_{\text{ном}}, \text{ ВА}$				
$Z_{2\text{ном}} \geq Z_2, \text{ Ом}$				
Класс точности				
$I_1 / I_2, \text{ А}$				
Тип трансформатора тока				

Таблица 17 – Выбор трансформаторов тока на ячейки отходящих линий

Условия выбора	Отходящие линии НН1		Отходящие линии НН1	
	расчетное значение	паспортное значение	расчетное значение	паспортное значение
$U_{ном} \geq U_{сети}, кВ$				
$I_{\hat{i}\hat{i}} \geq I_{\hat{i}.\hat{a}\hat{a}}, А$				
$I_{тер.ст} \geq I_{по}^{(3)}, кА$				
$i_{дин} \geq i_{уд}^{(3)}, кА$				
$t_{\phi} \geq t_{ср}, с$				
$S_2 \leq S_{ном}, ВА$				
$Z_{2ном} \geq Z_2, Ом$				
Класс точности				
$I_1 / I_2, А$				
Тип трансформатора				

6.3 Выбор трансформаторов напряжения

Для щитовых измерительных приборов допускают погрешности 1÷3%, для коммерческих счетчиков - 0,5%, для большинства реле защиты - 3÷5%.

Поскольку часть приборов имеет две обмотки напряжения (электрические счетчики, ваттметры), подлежащие присоединению на линейные напряжения АВ и ВС, целесообразно установить два однофазных трансформатора напряжения. Возможны и другие варианты. Так, для низшего напряжения 6-10 кВ возможна установка трехфазных трансформаторов.

Однофазные трансформаторы напряжения могут иметь схемы соединения обмоток в «треугольник» или «неполный треугольник» при $U_{1ном} = U_c$ и

$U_{2ном} = 100 В$ или в «звезду» при $U_{1ном} = \frac{U_c}{\sqrt{3}}$ и $U_{2ном} = \frac{100}{\sqrt{3}} В$.

Таблица 18 - Мощность подключаемых приборов

Наименование прибора	Кол-во	Мощность, присоединённая к фазам АВ, ВА	Мощность, присоединённая к фазам ВС, ВА	Мощность, присоединённая к фазам СА, ВА
Вольтметр Э-377				
Счётчик активной (реактивной) энергии				
Реле напряжения				
Итого				

Основные параметры трансформаторов напряжения: тип, схема соединения обмоток, номинальная вторичная нагрузка, уровень первичного и вторичного напряжений, класс точности (приложение Г10), сопоставляем с расчетными данными.

По приложению Г7 выбираем трансформатор напряжения и проверяем его по наиболее загруженной фазе, по условию:

$$S_{2\text{ном}} \geq S_{2\text{расч}} \quad (33)$$

С учётом рассчитанных суммарных нагрузок, напряжения сети и класса точности 0,5 выбирается трансформатор напряжения. Выполняется проверка по вторичной мощности. Параметры выбранного трансформатора напряжения заносятся в таблицу 19.

Таблица 19 - Выбор измерительного трансформатора напряжения

Тип трансформатора	Номинальное напряжение, В		Ном. мощность при КЛТ=0,5, ВА	Предельная мощность, ВА
	ВН	НН		

Определяется потеря напряжения в соединительных проводах. Согласно ПУЭ для расчётных счётчиков она не должна превышать 0,25%.

$$\Delta U = \frac{I_{\text{пр}} \cdot R_{\text{пр}}}{U_{\text{нн}}}; \quad (34)$$

$$I_{\text{пр}} = \frac{S_{2\text{расч}}}{U_{\text{нн}}}; \quad (35)$$

$$R_{\text{пр}} = \frac{l \cdot \rho}{S}, \quad (36)$$

где $R_{\text{пр}}$ – сопротивление провода, Ом;

ρ – удельное сопротивление провода, Ом·м;

l – длина провода, м;

S – площадь сечения провода, м²;

$S_{2\text{расч}}$ – мощности приборов, включенных во вторичную цепь трансформаторов напряжения, ВА.

Для алюминиевых проводов: $\rho = 0,028 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$. Принимается $l = 36 \text{ м}$; $S = 4 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2$. При определении расчетных вторичных нагрузок мощности катушек напряжения присоединяемых приборов складываются отдельно по каждой фазе:

$$S_{2\text{расч}} = \sum_I^n S_{\text{приб } I} \quad (37)$$

При определении вторичной нагрузки сопротивление проводов не учитывают, однако учитывают потерю напряжения в них.

Согласно ПУЭ потеря напряжения в проводах для коммерческих счетчиков не должна превышать 0,5%, а в проводах к щитовым измерительным приборам -3%.

7 Выбор и проверка токоведущих частей и изоляторов РУ НН 6-10 кВ

Условия выбора и проверки токоведущих частей и изоляторов РУ 6-10 кВ.

Таблица 20 - Условия выбора токопроводов и изоляторов

Наименование	По напряжению	По экономической плотности тока	По рабочему току, продолжительного режима	По термической стойкости	По механической прочности
Шины	-	-	$I_{доп} \geq I_{раб. max}$	$S_m \geq S_{min}$	$\sigma_{доп} \geq \sigma_{расч}$
Опорные изоляторы	$U_{ном} \geq U_c$	-	-	-	$F_{доп} \geq F_{расч}$
Кабели	$U_{ном} \geq U_c$	$S_{\text{э}} = \frac{I_{ном}}{J_{\text{э}}}$	$I_{доп} \geq I_{раб. max}$	$\sum S_{каб} \geq S_{min}$	-

7.1 Выбор и проверка сборных шин

Сборные шины РУ представляют собой неизолированные токоведущие проводники прямоугольного, круглого или профильного сечения.

Сборные шины являются центральной и наиболее ответственной частью РУ, так как к ним поступает электроэнергия от всех трансформаторов подстанции (или генераторов станции) и к ним же присоединяются все отходящие линии.

В закрытых РУ сборные шины выполняют из алюминиевых полос прямоугольного сечения. В помещении РУ шины монтируются на специальных шинных полках или каркасах ячеек. Шины укладываются на опорных изоляторах на ребро или плашмя и закрепляются при помощи шинодержателей. Условия охлаждения шин, установленных на ребро, лучше, чем расположенных плашмя.

Для возможности перемещения шин вдоль их оси при температурном удлинении шина в середине участка крепится жестко, а в пролете - свободно. Кроме того, при большой длине шин устанавливаются компенсаторы.

Наибольшие применяемые размеры однополосных шин составляют 120x10 мм. При больших токовых нагрузках применяют многополосные шины - пакеты из двух и реже из трех полос - на фазу: нормальное расстояние между полосами в пакете принимают равным толщине одной полосы.

При рабочих токах, превышающих допустимые для двухполосных шин, наиболее целесообразно применять шины корытного (коробчатого) сечения.

Сборные шины и вся ошиповка окрашивается эмалевыми красками в опознавательные цвета (фаза А-желтый, В-зеленый, С-красный; нулевые шины при незаземленной нейтрали - белый, при заземлении - черный). Окраска защищает шины от окисления и улучшает теплоотдачу с их поверхности.

Шины выбирают по длительно допустимому току.

$$I_{доп} \geq I_{раб.мах} \quad (38)$$

Шины проверяются на термическую стойкость.

$$S_{min} = \frac{\sqrt{B}}{C} \quad (39)$$

$$B = I_{н.о}^2 \cdot t_{\phi} \quad (40)$$

где B – тепловой импульс;

$I_{н.о}$ – начальное действующее значение тока КЗ, А;

t_{ϕ} – время отключения тока КЗ; (0,5-3 с);

C – коэффициент, характеризующий теплоотдачу,

Шины проверяются на механическую прочность

$$\sigma_{доп} \geq \sigma_{расч} \quad ,$$

где $\sigma_{доп}$ – допустимое механическое напряжение.

Расчетное механическое напряжение

$$\sigma_{расч} = 1,76 \cdot 10^{-8} \cdot \frac{l^2}{a \cdot W} \cdot \left(i_{уд}^{(3)} \right)^2 \quad (41)$$

где l – расстояние между изоляторами вдоль фазы, м (наибольшая ширина ячейки);

a – расстояние между осями шин смежных фаз, м (250+в при расположении шин на ребро и 250+h при расположении шин плашмя);

$i_{уд}^{(3)}$ – амплитудное значение тока КЗ, А;

W – момент сопротивления относительно оси, перпендикулярной направлению действия усилия, м³.

7.2 Выбор и проверка опорных изоляторов

По напряжению выбирается

$$U_{ном} \geq U_c \quad ,$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение изолятора;

U_c – напряжение РУ,

и проверяется на механическую прочность

$$F_{доп} \geq F_{расч} \quad ,$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр} \quad ,$$

где $F_{разр}$ – минимальная изгибающая разрушающая нагрузка (Р50);

0,6 – коэффициент определен согласно ПУЭ.

$$F_{расч} = 1,76 \cdot \frac{l}{a} \cdot K_h \cdot \left(i_{уд}^{(3)} \right)^2 \cdot 10^{-7} \quad (42)$$

$$K_h = \frac{H}{H_{из}} \quad ; \quad H = H_{из} + b + \frac{h}{2} \quad .$$

7.3 Выбор и проверка силовых кабелей для отходящих линий

Выбор по напряжению

$$U_{ном} \geq U_c ,$$

по экономической плотности тока, $I_э \cdot \frac{A}{мм^2}$,

$$S_э = \frac{I'_{ном}}{I_э} ,$$

где $I_э$ - находится по приложению Г11;

$I'_{ном}$ - номинальный ток отходящей линии,

$$I'_{ном} = \frac{P'_{н.н}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}^{н.н} \cdot \cos \varphi_{н.н}} ,$$

где $P'_{н.н}$ - мощность отходящих линий $P'_{н.н1}$ и $P'_{н.н2}$;

$\cos \varphi_{н.н}$ - коэффициенты мощности отходящих линий $\cos \varphi_{н.н1}$ и $\cos \varphi_{н.н2}$

соответственно,

по длительно допустимому току

$$I'_{доп} \geq I'_{раб.мах} ,$$

$I'_{раб.мах}$ - рабочий утяжеленный ток.

$$I'_{доп} = N \cdot K_{пер} \cdot K_{нопр} \cdot I_{доп}^{Iкаб} , \quad (43)$$

где $I'_{доп}$ - допустимый ток для N кабелей с учетом их перегрузочной способности в послеаварийном режиме и совместной прокладке в одной траншее;

N – количество параллельно проложенных кабелей ($N \geq 2$) ;

$K_{пер}$ - коэффициент допустимой перегрузки в послеаварийном режиме;

$K_{нопр}$ - поправочный коэффициент на число работающих кабелей, лежащих рядом в земле;

$I_{доп}^{Iкаб}$ - справочное значение длительно допустимого тока для выбранного сечения одного кабеля.

Суммарное сечение кабелей

$$\sum S_{каб} = N \cdot S_{Iкаб} .$$

Проверка на термическую стойкость.

$$S_{min} = \frac{I_{по}^{(3)} \cdot \sqrt{t_{\phi}}}{C} , \quad (44)$$

где S_{min} - минимальное по термической стойкости сечение пучка из N кабелей;

$I_{по}^{(3)} = I_{к4}^{(3)}$ - действующее значение периодической составляющей тока КЗ,

А;

t_{ϕ} - полное время срабатывания релейной защиты и силового выключателя (0,5-3 с);

C – коэффициент, учитывающий теплоотдачу.

Из полученных трех расчетных сечений кабеля выбираем наибольшее, которое удовлетворяло бы всем требованиям: экономической плотности, длительно допустимому току и термической стойкости.

Расчет производим дважды для отходящих линий НН1 и НН2.

Марки кабелей с алюминиевой жилой для прокладки в земле.

8 Собственные нужды подстанции

Приемниками энергии системы СН ПС являются электродвигатели системы охлаждения силовых трансформаторов и синхронных компенсаторов. Устройства обогрева масляных выключателей и шкафов с установленными в них электрическими аппаратами и приборами, электродвигатели компенсаторов, снабжающих сжатым воздухом воздушные выключатели и пневматические приводы, электрическое отопление и освещение. Система пожаротушения.

Наиболее ответственными приемниками являются приемники систем управления, телемеханики и связи, электроснабжение которых осуществляется или от сети переменного тока через стабилизаторы и выпрямители, или от независимого источника – аккумуляторной батареи.

Для электроснабжения потребителей СН ПС предусматриваются трансформаторы с вторичным напряжением 380/220 В. Они могут быть присоединены к сборным шинам РУ 6 кВ. Однако такая схема обладает недостатком, который заключается в нарушении ЭС СН при повреждениях в РУ. Поэтому ТСН присоединяют к выводам НН главных трансформаторов – на участке между трансформатором и выключателем.

Потребляемая мощность СН тупиковыми подстанциями 50-200 кВт, узловой – 200-500 кВт.

На двухтрансформаторных подстанциях 35-750 кВ устанавливается два ТСН, которые подключаются через разъединители и предохранители.

Для проектируемых нами подстанций мощность ТСН выбирают приближенно равной 0,1% от $S_{т.ном}$.

Технические характеристики трансформаторов приведены в приложении Г12, Г13.

Таблица 21 - Технические характеристики трансформатора собственных нужд

Тип	$S_{ном}$, кВ·А	Сочетание напряжений		Схемы соединения обмоток	Потери, Вт		$U_{кз}$, %	I_x , %
		ВН	НН		ХХ	КЗ		

Выбор предохранителей для защиты трансформаторов собственных нужд и трансформаторов напряжения

Выбор и проверку предохранителей осуществляем:

- по номинальному напряжению;
- по току плавкой вставки;
- по отключающей способности.

Ток плавкой вставки для трансформатора напряжения:

$$I_{пл.вст.} \geq 2 \cdot I_{ном}^{ТН} = \frac{2 \cdot S_{ном}^{ТН}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}. \quad (45)$$

Ток плавкой вставки для трансформаторов собственных нужд:

$$I_{пл.вст.} \geq 2 \cdot I_{ном}^{ТСН} = \frac{2 \cdot S_{ном}^{ТСН}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}. \quad (46)$$

Предохранители для трансформаторов напряжения и для трансформаторов собственных нужд выбираем по приложению Г13. Результаты выбора заносим в таблицу 22.

Таблица 22 – Выбор предохранителей для ТН и ТСН

Условие выбора	Трансформатор напряжения		Трансформатор собственных нужд	
	расчетное значение	паспортное значение	расчетное значение	паспортное значение
$U_n \geq U_{сети}, \text{кВ}$				
$I_{пл.вс} \geq I_{н.ав.}, \text{А}$				
$I_{отк} \geq I_{пок2}, \text{кА}$				
Тип				

УКАЗАНИЯ ПО ОФОРМЛЕНИЮ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

1 Оформление ПЗ в общем случае должно вестись в соответствии с требованиями государственных стандартов ГОСТ 2.105 и ГОСТ Р 21.101.

2 Текст пояснительной записки должен быть написан аккуратно литературным и технически грамотным языком на одной стороне листа бумаги А4 одним из следующих способов:

- машинописным через 1,5 межстрочных интервала. Размер шрифта должен быть 12-14;

- с применением печатающих и графических устройств вывода ЭВМ (ГОСТ 2.004);

- рукописным чертежным шрифтом по ГОСТ 2.304 с высотой букв и цифр не менее 2,5 мм и расстоянием между основаниями строк текста - 10 мм. Цифры и буквы необходимо писать четко чернилами, пастой или тушью черного цвета.

3 Вписывать в текст записки, изготовленной машинописным способом, отдельные слова, формулы, условные знаки (рукописным способом), а также выполнить иллюстрации следует черными чернилами, пастой или тушью.

4 Опечатки, опiski и графические неточности, обнаруженные в процессе выполнения записки, допускается исправлять подчисткой или закрашиванием белой краской с нанесением на том же месте исправленного текста машинописным способом или же черными чернилами, пастой или тушью рукописным способом.

5 Текст пояснительной записки оформляют на листах, в рамке: поле слева – 20 мм, справа, сверху и снизу - 5 мм.

Расстояние от рамки формы до границ текста в начале и в конце строк - не менее 3 мм.

Расстояние от верхней или нижней строки текста до верхней или нижней рамки должно быть не менее 10 мм.

Абзацы в тексте начинают отступом, равным 5 ударам пишущей машинки (15-17мм).

6 На листе пояснительной записки, следующей за титульным листом, выполняется основная надпись формы 1 по ГОСТ 21.101.

На последующих листах пояснительной записки оформляются основные надписи формы 2 из указанного стандарта.

Допускается на последующих листах записки упрощение надписи формы 3 (приложение А к данному разделу).

7 Разделы должны иметь порядковые номера в пределах всей ПЗ, обозначенные арабскими цифрами без точки и записанные с абзацевого отступа. Подразделы должны иметь нумерацию в пределах каждого раздела. Номер подраздела состоит из номеров раздела и подраздела, разделенных точкой. В конце номера подраздела точка не ставится. «Содержание», «Заключение», «Список использованных источников» не нумеруются. «Введение» не нумеруется, если не содержит подразделов.

8 Внутри пунктов или подпунктов могут быть приведены перечисления.

Перед каждой позицией перечисления следует ставить дефис или строчную букву, после которой ставится скобка. Для дальнейшей детализации перечислений необходимо использовать арабские цифры, после которых ставится скобка, а запись производится с абзацного отступа.

Пример:

а) -----

б) -----

1) ---

2) ---

в) -----

9 Разделы, подразделы должны иметь заголовки. Пункты, как правило, заголовков не имеют.

Заголовки следует печатать с прописной буквы без точки в конце, не подчеркивая. Переносы слов в заголовках не допускаются. Если заголовок состоит из двух предложений, их разделяют точкой.

Расстояние между заголовком и текстом при выполнении документа машинописным способом должно быть равно 3 - 4 интервалам, при выполнении рукописным способом - 15 мм. Расстояние между заголовками раздела и подраздела - 2 интервала, при выполнении рукописным способом - 8 мм.

10 Каждый раздел записки рекомендуется начинать с нового листа (страницы), на котором выполняется основная надпись формы 1. На последующих листах раздела ПЗ оформляются основные надписи формы 2 или 3. Не следует помещать заголовки разделов на отдельных листах.

11 Нумерация листов пояснительной записки должна быть сквозной в пределах всей записки. Первой страницей является титульный лист. На титульном листе номер страницы не проставляется.

Номера страниц проставляются в основной надписи «Лист». В графе основной надписи «Листов» указывается количество страниц в пояснительной записке.

На листах без рамки и основной надписи номер страницы, в соответствии с ГОСТ 7.32, проставляется в правом верхнем углу.

Изложение текста

12 Текст записки должен быть кратким, четким и не допускать различных толкований.

13 В тексте документа не допускается:

- применять обороты разговорной речи, техницизмы, профессионализмы;
- применять для одного и того же понятия различные научно-технические термины, а также иностранные слова и термины при наличии равнозначных слов и терминов в русском языке;
- сокращать наименования единиц физических величин, если они употребляются без цифр;
- применять сокращения слов, кроме установленных правилами русской орфографии, а также ГОСТ 7.12;

В тексте пояснительной записки, за исключением формул, таблиц и

рисунков, не допускается:

- применять математический знак (-) вместо слова отрицательное значение величины. Вместо математического знака (-) следует писать «минус»;

- применять знак «Ø» для обозначения диаметра (следует писать слово «диаметр»). При указании размера диаметра на чертежах, помещенных в тексте документа, перед размером следует писать знак «Ø».

- употреблять математические знаки без числовых значений, например, \leq - (меньше или равно), \geq - (больше или равно), а также знаки № - (номер), % - (процент);

- применять индексы стандартов (ГОСТ, ОСТ, СТ и т.д.) без регистрационного номера.

14 В ПЗ следует применять стандартизованные единицы физических величин, их наименования и обозначения в соответствии с ГОСТ 8. 417.

15 Дробные числа необходимо приводить в виде десятичных дробей. При невозможности выразить числовое значение в виде десятичной дроби, допускается записывать в виде простой дроби в одну строку через косую черту, например $5/32$; $(50A-4C)/(40B+20)$.

16 В формулах в качестве символов следует применять обозначения, установленные соответствующими государственными стандартами. Пояснения символов и числовых коэффициентов, входящих в формулу, если они не пояснены ранее в тексте, должны быть приведены непосредственно под формулой. Пояснения каждого символа следует давать с новой строки в той последовательности, в которой символы приведены в формуле. Первая строка пояснения должна начинаться со слова «где» без двоеточия после него.

17 Переносить формулы на следующую строку допускается только на знаках выполняемых операций, причем знак в начале следующей строки повторяют. При переносе формулы на знаке умножения применяют знак (x).

18 Применение машинописных и рукописных символов в одной формуле не допускается.

19 Формулы, за исключением формул, помещаемых в приложении, должны нумероваться сквозной нумерацией арабскими цифрами, которые записывают на уровне нижней строки формулы в круглых скобках. Одну формулу обозначают знаком (1).

Ссылки в тексте на порядковые номера формул дают в скобках, например, в формуле (1).

Допускается нумерация формул в пределах раздела. Полный номер формулы, состоящей из номеров раздела и формулы, разделенных точкой, например, (3.1).

Оформление иллюстраций и приложений

Иллюстрации, при необходимости, могут иметь наименование и пояснительные данные (подрисовочный текст). Слово «Рисунок» и наименование помещают после пояснительных данных и располагают следующим образом: Рисунок 2 – Расчетная схема КЗ.

20 Приложения должны располагаться в порядке появления ссылок в тексте основных разделов.

21 Приложения оформляются как продолжения пояснительной записки на последующих ее страницах по правилам и формам, установленным действующими стандартами.

22 Каждое приложение должно начинаться с нового листа с указанием наверху посередине страницы слова «Приложение» и его обозначения.

Приложение должно иметь заголовок, который записывают симметрично относительно текста с прописной буквы отдельной строкой, под его обозначением.

23 Приложения обозначают заглавными буквами русского алфавита начиная с «А», за исключением букв Ё, З, Й, О, Ч, Ь, Ы. После слова «Приложение» следует буква, обозначающая его последовательность.

Если в документе одно приложение, оно обозначается «Приложение А».

24 Приложения выполняют на листах формата А4; допускается оформлять приложения на листах формата А3, А4х3, А4х4, А2 и А1 по ГОСТ 2.301.

25 Приложения должны иметь общую с остальной частью документа сквозную нумерацию страниц.

Все приложения должны быть перечислены в содержании документа с указанием их номеров и заголовков.

Построение таблиц

26 В тексте пояснительной записки следует помещать итоговые и наиболее важные таблицы. Название таблицы, при его наличии, должно отражать ее содержание, быть точным, кратким. Название следует помещать над таблицей, через тире после номера таблицы (Таблица 1 – Расчет нагрузок цеха).

При переносе части таблицы на ту же или другие страницы название помещают только над первой частью таблицы.

27 Таблицы следует нумеровать арабскими цифрами в пределах раздела. Допускается нумерация таблиц в пределах всего документа. Например, «Таблица 1» или «Таблица В.1», когда она приведена в приложении В. Допускается нумеровать таблицы в пределах раздела.

28 Заголовки граф и строк следует писать с прописной буквы, а подзаголовки граф - со строчной буквы, если они составляют одно предложение с заголовком, или с прописной буквы, если они имеют самостоятельное значение. В конце заголовков и подзаголовков таблиц точки не ставят. Заголовки и подзаголовки граф указывают в единственном числе.

29 Таблицы слева, справа и снизу, как правило, ограничивают линиями. Диагональное деление таблицы не допускается. Головка таблицы должна быть отделена линией от остальной части таблицы. Высота строк таблицы должна быть не менее 8 мм.

30 Таблицу, в зависимости от ее размера, помещают под текстом, в котором впервые дана ссылка на нее, или на следующей странице, а при необходимости, в приложении к документу.

Допускается помещать таблицу вдоль длинной стороны листа документа.

31 Если строки или графы таблицы выходят за формат страницы, таблицу делят на части, которые в зависимости от особенностей таблицы помещают одну часть под другой или рядом, при этом в каждой части таблицы повторяют

ее головку и боковик. При делении таблицы на части допускается ее головку или боковик заменять соответственно номером граф и строк.

Слово «Таблица», заголовок (при его наличии) и порядковый номер таблицы указывают один раз над первой частью таблицы, а над последующими частями таблицы пишут слово «Продолжение таблицы» с указанием номера.

32 Графу «Номер по порядку» в таблицу включать не допускается. Нумерация граф таблицы арабскими цифрами допускается в тех случаях, когда в тексте имеются ссылки на них, при делении таблицы на части, а также при переносе части таблицы на следующую страницу.

33 Если цифровые данные в графах таблицы выражены в различных единицах физических величин, то их указывают в заголовке каждой графы. Если все параметры, размещенные в таблице, выражены в одной и той же единице физической величины, то ее обозначение необходимо помещать над таблицей справа, а при делении таблицы на части - над каждой ее частью.

Ссылки

34 На материалы, взятые из литературы и других источников, должны быть даны ссылки с указанием номера источника по списку использованной литературы. Номер ссылки проставляется арабскими цифрами в квадратных или косых скобках.

Ссылаться следует на документ в целом или его разделы и приложения. Ссылки на подпункты, пункты, таблицы и иллюстрации не допускаются, за исключением подразделов, пунктов, таблиц и иллюстраций данного документа.

При ссылке на стандарты и технические условия указывают только их обозначение, при этом допускается не указывать год их утверждения.

При ссылке в тексте на формулу необходимо указать ее полный номер в скобках, например, «в формуле (2)» или «в формуле (2.3)».

При ссылке на таблицу указывают в скобках ее полный номер и слово «таблица» с указанием ее номера. По такому же принципу делают ссылки на рисунки, например, «смотри рисунок 2».

При ссылке на приложения в скобках без сокращения пишется слово «(приложение А)», если приложений несколько, например, «(приложение В1, В2)».

Титульный лист

35 Титульный лист выполняется на бланке формата А4, изготовленном типографским способом. Заполнение полей титульного листа производится чертежным шрифтом по ГОСТ 2.104:

- 10 мм применяется при написании темы проекта и обозначения документа;
- 7 мм применяется при написании подзаголовка темы проекта, года защиты;
- 5 мм - для всех остальных надписей.

36 Перенос слов на титульном листе и в заголовках текста не разрешается. Точка в конце заголовка не ставится.

37 Если при групповом и комплексном проектировании выполняется одна пояснительная записка, то на титульном листе указываются все исполнители

проекта. При необходимости указываются те части пояснительной записки, в которых они принимали участие.

Содержание

38 В содержании последовательно перечисляются все заголовки разделов, подразделов и приложений, с указанием номера страницы, на которой они помещены. Содержание включают в общую нумерацию пояснительной записки.

Слово "Содержание" записывают в виде заголовка (симметрично тексту) с прописной буквы. Наименования, включенные в содержание, записывают строчными буквами (кроме первой прописной) с абзаца.

Основная часть

39 Наименования основных разделов пояснительной записки определяется заданием на курсовой проект. Содержание и объем устанавливаются требованиями методических указаний профилирующей кафедры и руководителем проекта.

Заключение

40 Заключение должно содержать окончательные выводы, характеризующие итоги работы студента в решении поставленных перед ним задач. Выводы должны быть сделаны на основе сравнения технико-экономических показателей действующего и проектируемого объектов.

Список использованных источников

41 В список использованных источников включаются все источники, расположенные в порядке появления ссылок в тексте записки или по алфавиту. Дается библиографическое описание каждого из источников в соответствии с ГОСТ 7.1.

Примеры основных надписей

Форма 1 - Основная надпись для заглавных листов пояснительной записки

Изм	Кол	Лист	Недок	Подп.	Дата			
Разраб.						5	8*5=40	15
Проверил								
Н.контр								
УТВ								
20		20		15	10	70		50

Форма 2 – Основная надпись для последующих листов пояснительной записки

						5	3*5=15	120	8	7	Лист
Изм	Кол	Лист	Редок	Подп.	Дата						
10	10	10	10	15	10						10

Форма 3 – Допускается для последующих листов пояснительной записки



Форма 4 – Основная надпись для листов основного комплекта рабочих чертежей

[illegible]

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ополева Г. Н. Схемы и подстанции электроснабжения: Справочник: Учеб. пособие. — М.: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2006. — 480 с. — (Высшее образование).
2. Справочник по электрическим установкам высокого напряжения /Под ред. И.А. Баумштейна, С.А. Бажанова. М.: Энергоиздат, 1989. - 768 с.
3. Справочник по проектированию электроснабжения /Под ред. Ю.Г. Барыбина, Л.Е. Федорова, М.Г. Зименкова, А.Г. Смирнова. М.: Энергоатомиздат, 1990. - 576 с.
4. Крючков И.П., Кувшинский Н.Н., Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций: Справочные материалы. М.: Энергия, 1978. — 456 с.
5. Васильев А.А., Крючков И.П. Электрическая часть станций и подстанций. М.: Энергоатомиздат, 1990. — 575 с.
6. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). 7-е издание (утв. приказом Минэнерго РФ от 8 июля 2002 г. N 204).
7. Электротехнический справочник. Т.3, книга первая /Под общей ред. В.Г. Герасимова и др. М.: Энергоатомиздат, 1988. — 880 с.
8. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. М.: Энергоатомиздат, 1989.
9. Электрооборудование и автоматизация: Справочник по электроснабжению промышленных предприятий /Под общей ред. А.А. Федорова. М.: Энергоатомиздат, 1981. — 624 с.
10. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для вузов/ Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. - М.: АКАДЕМА, 2004. - 448 с.
11. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для высших учебных заведений / Б.И. Кудрин – М.: Интермент Инжиниринг 2006. 672с.
12. Киреева Э.А. Электроснабжение и электрооборудование промышленных предприятий: Учебное пособие / Э.А. Киреева. М.: КНОРУС, 2011. — 368с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица А.1 – Варианты заданий

Номер вар.	Номер расч. схем	Напряжение, кВ			$S_K^{(3)}, \text{ МВ} \cdot \text{А}$		ЛЭП, км				Нагрузки СН		
		ВН	СН	НН	$C1$	$C2$	I_{w1}	I_{w2}	I_{w3}	I_{w4}	$n_{с.н}$	$P'_{с.н}$	$\cos\varphi_{с.н}$
1	A1	110	35	6	4500	3600	45	30	20	-	10	8,5	0,9
2	A4	110	35	6	3800	4900	40	30	-	-	10	5,5	0,94
3	A7	220	35	10	4300	-	60	-	-	-	12	5	0,89
4	A5	110	35	6	4000	-	80	-	-	-	10	8,5	0,9
5	A2	220	35	10	4900	-	30	-	-	-	10	7	0,95
6	A8	220	35	6	3500	-	50	-	-	-	8	7	0,95
7	A3	110	35	6	3900	-	60	40	20	20	8	2,5	0,95
8	A6	220	35	10	5100	4200	70	35	50	-	8	3,5	0,95
9	A1	110	35	10	4700	4000	80	50	50	-	10	16	0,9
10	A4	110	35	10	5800	4400	50	20	-	-	12	7,5	0,93
11	A7	220	110	10	5500	-	80	-	-	-	10	25	0,85
12	A5	110	35	6	4700	-	15	-	-	-	12	6	0,95
13	A2	220	35	10	5300	-	60	-	-	-	10	7,2	0,85
14	A8	110	35	6	5200	-	30	-	-	-	6	5	0,91
15	A3	110	35	10	4800	-	40	20	10	25	8	3	0,94
16	A6	220	110	6	5100	5600	100	60	50	-	10	16	0,85
17	A3	110	35	6	4800	4300	90	60	70	30	12	6	0,95
18	A4	220	110	10	3900	5300	50	80	-	-	10	18	0,85
19	A7	110	35	10	4400	-	80	-	-	-	8	5	0,93
20	A5	110	35	10	4900	-	40	-	-	-	8	6	0,94

Продолжение таблицы А.1

Номер вар.	Номер расч. схем	Нагрузки НН1			Нагрузки НН2			Т _м , час/год
		$n_{н.н1}$	$P'_{н.н1}$	$\cos\varphi_{с.н}$	$n_{н.н2}$	$P'_{н.н2}$	$\cos\varphi_{с.н}$	
1	A1	10	4,5	0,9	9	4	0,8	6100
2	A4	8	4	0,85	9	2,5	0,75	6000
3	A7	8	6	0,75	9	3	0,85	5900
4	A5	10	5,5	0,9	9	4	0,8	5800
5	A2	10	4	0,8	11	2,5	0,9	5700
6	A8	8	2,5	0,7	11	1	0,9	5600
7	A3	8	3	0,7	9	1,6	0,9	5500
8	A6	10	3	0,8	9	1,2	0,9	5400
9	A1	8	10	0,8	11	7	0,75	5300
10	A4	10	6	0,75	9	2	0,9	5200
11	A7	10	10	0,8	11	8	0,85	5100
12	A5	10	6	0,75	9	3	0,85	5000
13	A2	10	3,7	0,9	11	2,5	0,95	5500
14	A8	10	1,8	0,7	7	0,9	0,85	5400
15	A3	8	3	0,85	9	1,6	0,8	5600
16	A6	8	6	0,9	11	5	0,85	5300
17	A3	10	6	0,75	11	3	0,85	5700
18	A4	10	8	0,85	11	6	0,8	5200
19	A7	10	3	0,75	9	2,6	0,9	5800
20	A5	8	2,5	0,7	9	3	0,8	5100

Продолжение таблицы А.1

Номер вар.	Номер расч. схем	Напряжение, кВ			$S_{\Sigma}^{(3)}, \text{МВ}\cdot\text{А}$		ЛЭП, км				Нагрузки СН		
		ВН	СН	НН	$C1$	$C2$	I_{w1}	I_{w2}	I_{w3}	I_{w4}	$n_{с.н}$	$P'_{с.н}$	$\cos\varphi_{с.н}$
21	A1	110	35	6	4500	3600	45	30	20	-	7	12	0,92
22	A4	110	35	6	3500	5100	60	40	-	-	9	8	0,89
23	A7	220	35	10	4300	-	60	-	-	-	7	15	0,9
24	A5	110	35	10	3500	-	25	-	-	-	9	10	0,91
25	A2	110	35	10	4000	-	50	-	-	-	9	11	0,94
26	A8	110	35	6	3200	-	80	-	-	-	11	7	0,95
27	A3	110	35	10	2800	-	40	30	20	15	11	6	0,95
28	A6	110	35	10	4000	5100	70	25	60	-	7	15	0,9
29	A1	110	35	10	3900	4900	40	30	35	-	5	25	0,92
30	A4	110	35	6	5100	3800	20	30	-	-	5	30	0,93
31	A7	110	35	6	4100	-	100	-	-	-	9	10	0,94
32	A5	220	110	10	4900	-	30	-	-	-	9	24	0,91
33	A2	220	35	10	5300	-	6	-	-	-	9	7,2	0,85
34	A8	110	35	6	4700	-	50	-	-	-	7	10	0,89
35	A7	220	110	10	4400	-	35	-	-	-	7	15	0,95
36	A3	220	110	10	4500	-	40	20	30	10	7	36	0,91
37	A2	220	35	6	4700	5000	60	30	50	-	9	16	0,85
38	A8	110	35	10	4000	-	100	-	-	-	11	8	0,9
39	A3	110	35	10	4300	-	40	40	20	15	11	6	0,85
40	A6	110	35	10	5100	3800	90	40	60	-	7	10	0,8

Продолжение таблицы А.1

Номер вар.	Номер расч. схем	Нагрузки НН1			Нагрузки НН2			Т _м , час/год
		$n_{н.н1}$	$P'_{н.н1}$	$\cos\varphi_{с.н}$	$n_{н.н2}$	$P'_{н.н2}$	$\cos\varphi_{с.н}$	
21	A1	9	4	0,9	8	2	0,7	5000
22	A4	7	2	0,8	10	1	0,9	5800
23	A7	7	2	0,75	12	1,2	0,85	5500
24	A5	9	6	0,7	10	3	0,85	5300
25	A2	11	3	0,85	8	1	0,8	5000
26	A8	7	2,5	0,7	12	1	0,9	5900
27	A3	9	5	0,8	8	6	0,9	5700
28	A6	7	3	0,85	10	5	0,85	5600
29	A1	7	5	0,85	12	3	0,7	5400
30	A4	9	6	0,75	10	2,5	0,9	5200
31	A7	11	1	0,85	8	1	0,75	5100
32	A5	11	3	0,9	10	2	0,8	5500
33	A2	9	6	0,75	10	1,5	0,85	5700
34	A8	7	8	0,8	12	4	0,9	5400
35	A7	7	10	0,7	12	5	0,85	5600
36	A3	7	6	0,9	8	8	0,95	5300
37	A2	7	3	0,95	12	2	0,75	5800
38	A8	7	6	0,75	10	3	0,9	5200
39	A3	7	1,2	0,75	10	3	0,85	5900
40	A6	9	4	0,9	10	6	0,8	5100

Продолжение таблицы А.1

Номер вар.	Номер расч. схем	Напряжение, кВ			$S_{\varepsilon}^{(3)}, \text{ МВ}\cdot\text{А}$		ЛЭП, км				Нагрузки СН		
		ВН	СН	НН	$C1$	$C2$	I_{w1}	I_{w2}	I_{w3}	I_{w4}	$n_{с.н}$	$P'_{с.н}$	$\cos\varphi_{с.н}$
41	A1	220	110	10	3900	5100	50	30	35	-	10	10	0,85
42	A4	110	35	10	5000	3800	15	10	-	-	8	15	0,9
43	A7	110	35	10	4300	-	20	-	-	-	8	6	0,8
44	A5	220	35	10	4500	-	35	-	-	-	8	10	0,85
45	A2	220	110	10	4200	-	50	-	-	-	10	15	0,9
46	A8	220	35	6	4700	-	40	-	-	-	8	12	0,92
47	A3	110	35	10	4900	-	50	25	20	10	8	8	0,89
48	A6	110	35	6	6000	4800	30	20	25	-	12	4	0,9
49	A1	110	35	10	3700	5300	40	35	15	-	10	7	0,91
50	A4	110	35	10	3800	4100	35	40	-	-	10	6	0,94
51	A1	220	110	10	5500	4500	60	50	25	-	10	24	0,85
52	A6	220	110	10	5800	4300	80	40	35	-	10	20	0,8
53	A6	220	110	10	6000	4100	50	30	30	-	8	15	0,9
54	A1	220	110	10	5600	4600	35	30	15	-	12	10	0,89
55	A1	220	35	10	5400	4400	100	60	50	-	10	8	0,91
56	A1	220	110	10	5100	4900	75	40	50	-	12	15	0,9
57	A6	220	110	10	4800	5300	65	30	40	-	10	20	0,85
58	A1	110	35	10	5300	5800	55	25	50	-	8	15	0,92
59	A7	110	35	10	5700	-	30	-	-	-	10	10	0,93
60	A5	220	110	10	4800	-	45	-	-	-	8	40	0,88

Продолжение таблицы А.1

Номер вар.	Номер расч. схем	Нагрузки НН1			Нагрузки НН2			Т _м , час/год
		$n_{н.н1}$	$P'_{н.н1}$	$\cos\varphi_{с.н}$	$n_{н.н2}$	$P'_{н.н2}$	$\cos\varphi_{с.н}$	
41	A1	8	8	0,85	8	6	0,8	6000
42	A4	10	5	0,8	8	3	0,75	5000
43	A7	8	1	0,75	10	0,8	0,85	6000
44	A5	8	3	0,8	8	4	0,85	5800
45	A2	8	4	0,9	8	6	0,7	5600
46	A8	8	3	0,8	10	1,5	0,9	5400
47	A3	8	2	0,75	12	1	0,85	5200
48	A6	8	2	0,7	10	1	0,85	5000
49	A1	10	2	0,85	8	3	0,8	5900
50	A4	8	2,5	0,7	10	4	0,9	5100
51	A1	12	8	0,85	8	4	0,8	6000
52	A6	10	10	0,75	10	6	0,85	5100
53	A6	8	10	0,9	12	5	0,7	5000
54	A1	10	8	0,75	8	5	0,85	5900
55	A1	8	6	0,88	10	4	0,8	6000
56	A1	12	9	0,93	8	6	0,75	5200
57	A6	10	10	0,8	10	6	0,81	5800
58	A1	10	5	0,81	8	8	0,88	5600
59	A7	8	7	0,7	10	5	0,9	5600
60	A5	12	10	0,91	8	8	0,91	5400

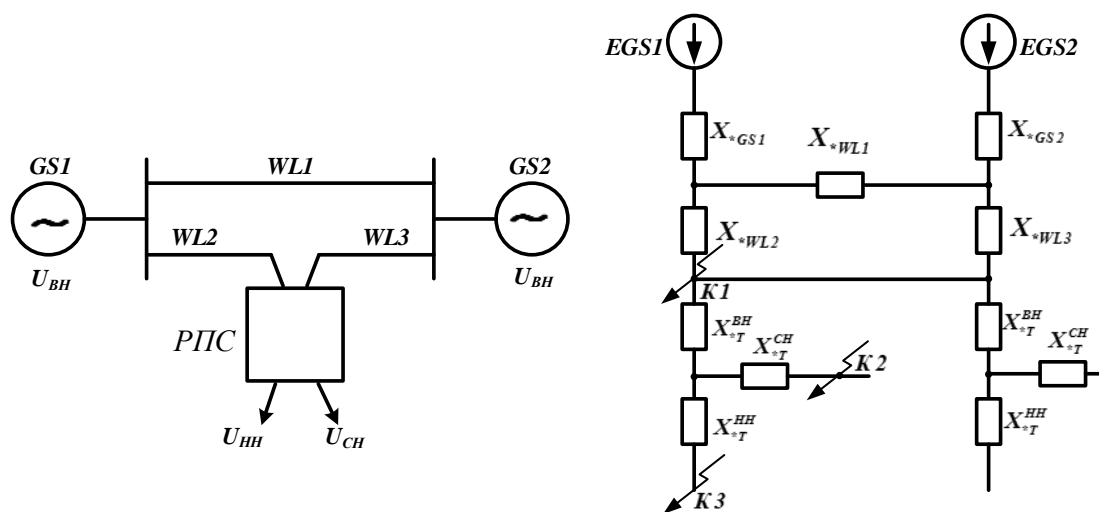


Рисунок А 1 – Расчетная схема и схема замещения

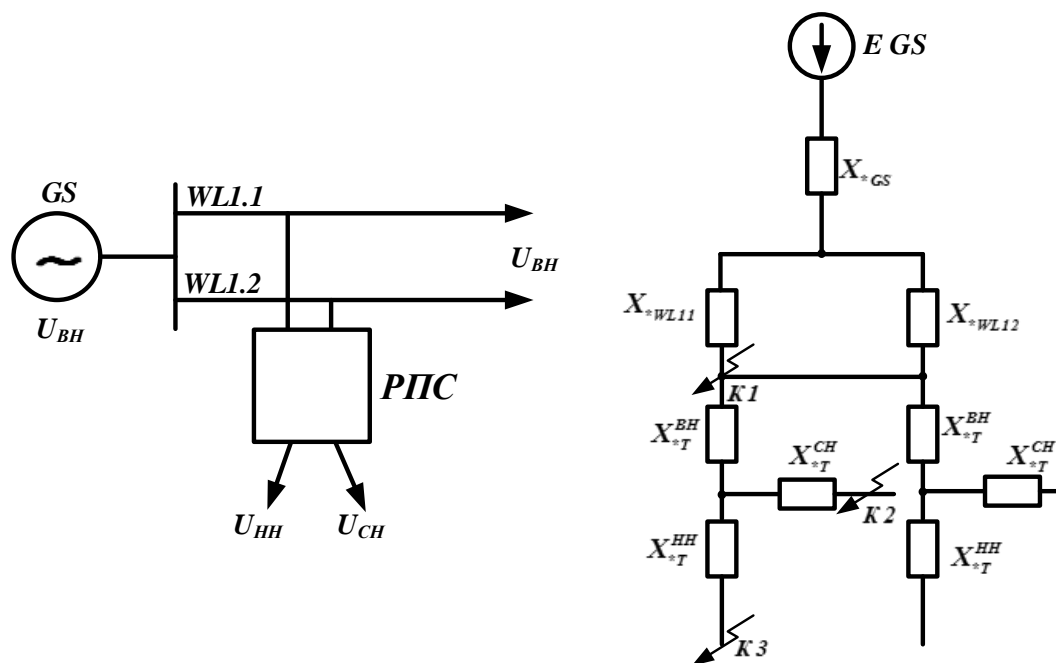


Рисунок А 2 – Расчетная схема и схема замещения

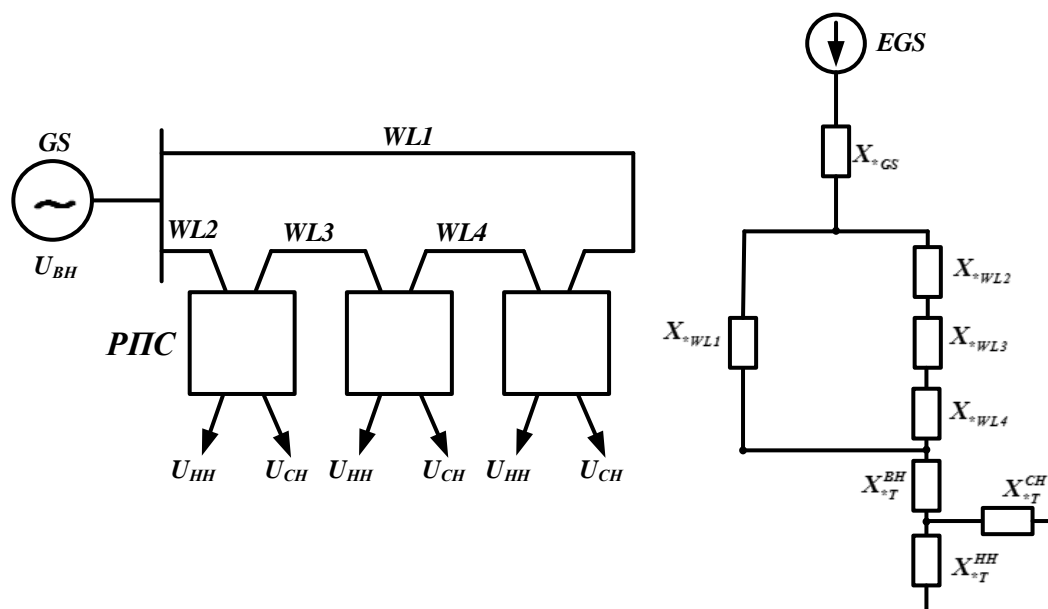


Рисунок А 3 – Расчетная схема и схема замещения

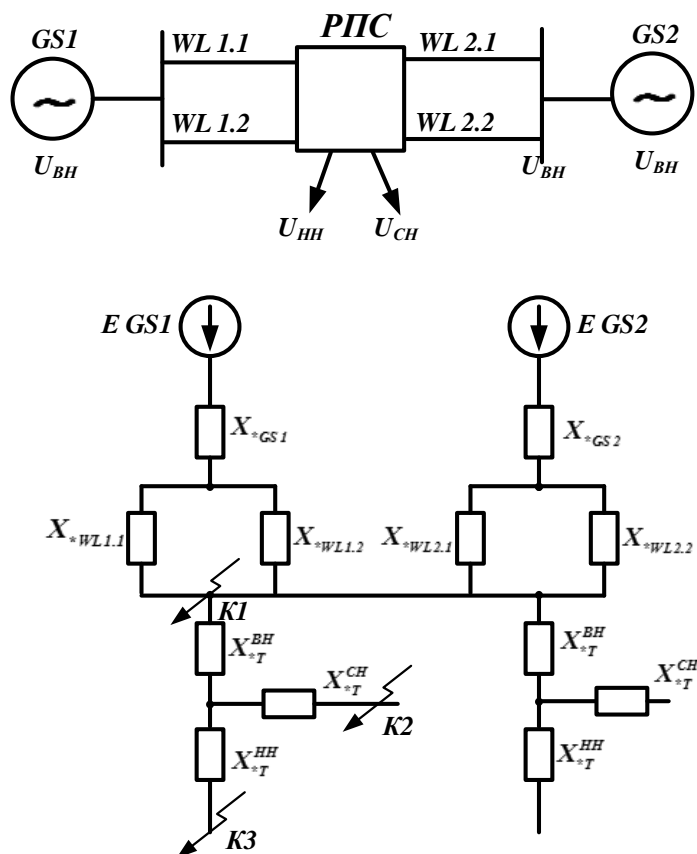


Рисунок А 4 – Расчетная схема и схема замещения

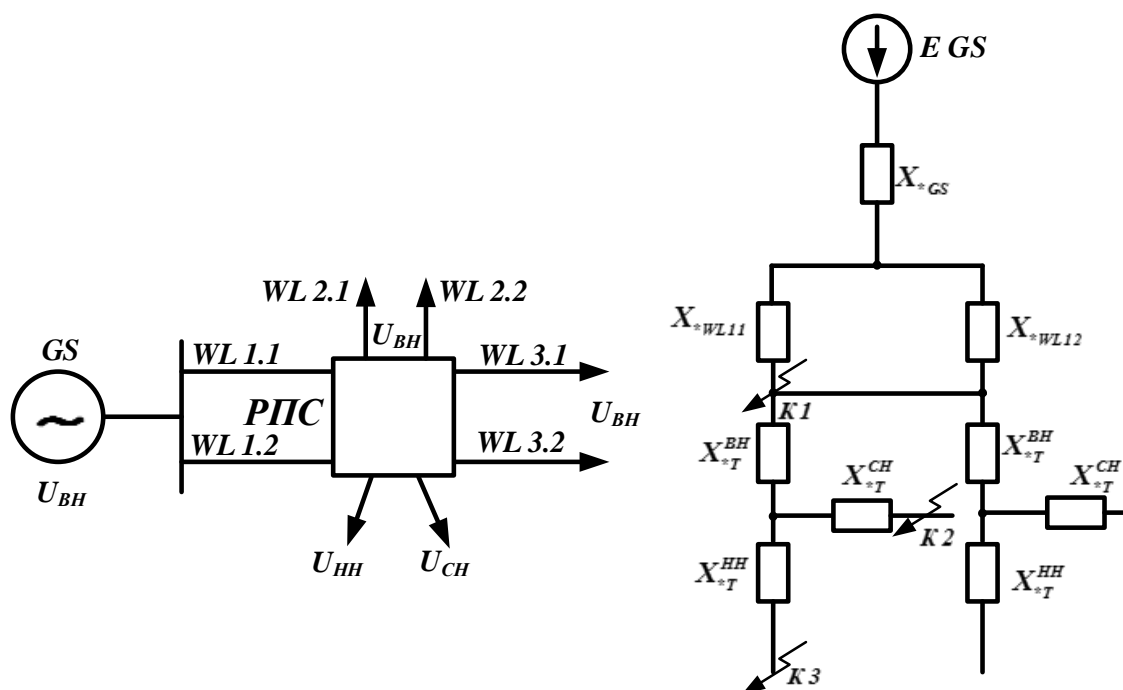


Рисунок А 5 – Расчетная схема и схема замещения

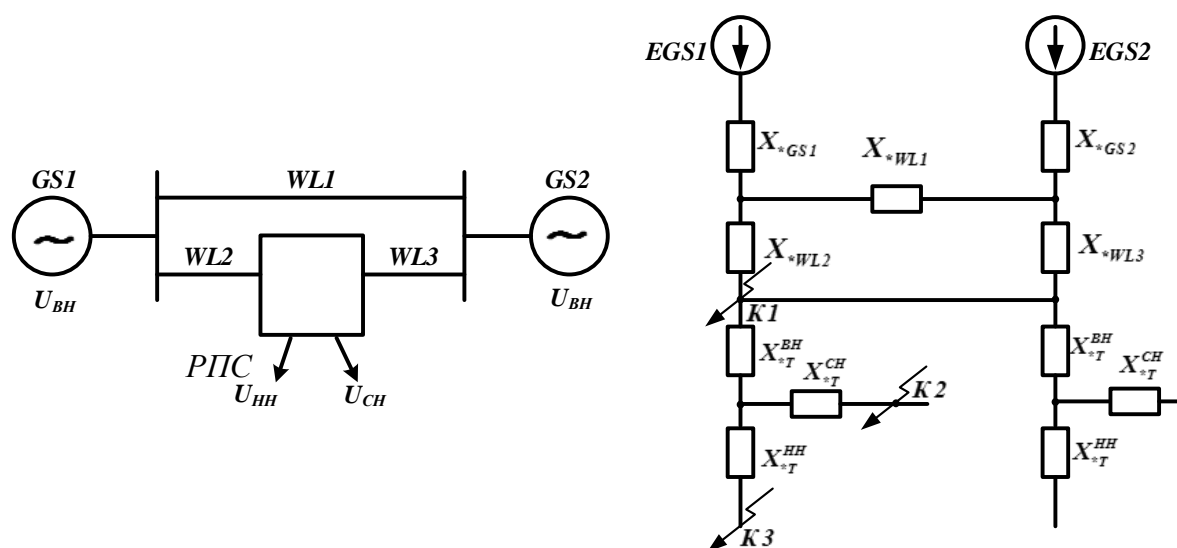


Рисунок А 6 – Расчетная схема и схема замещения

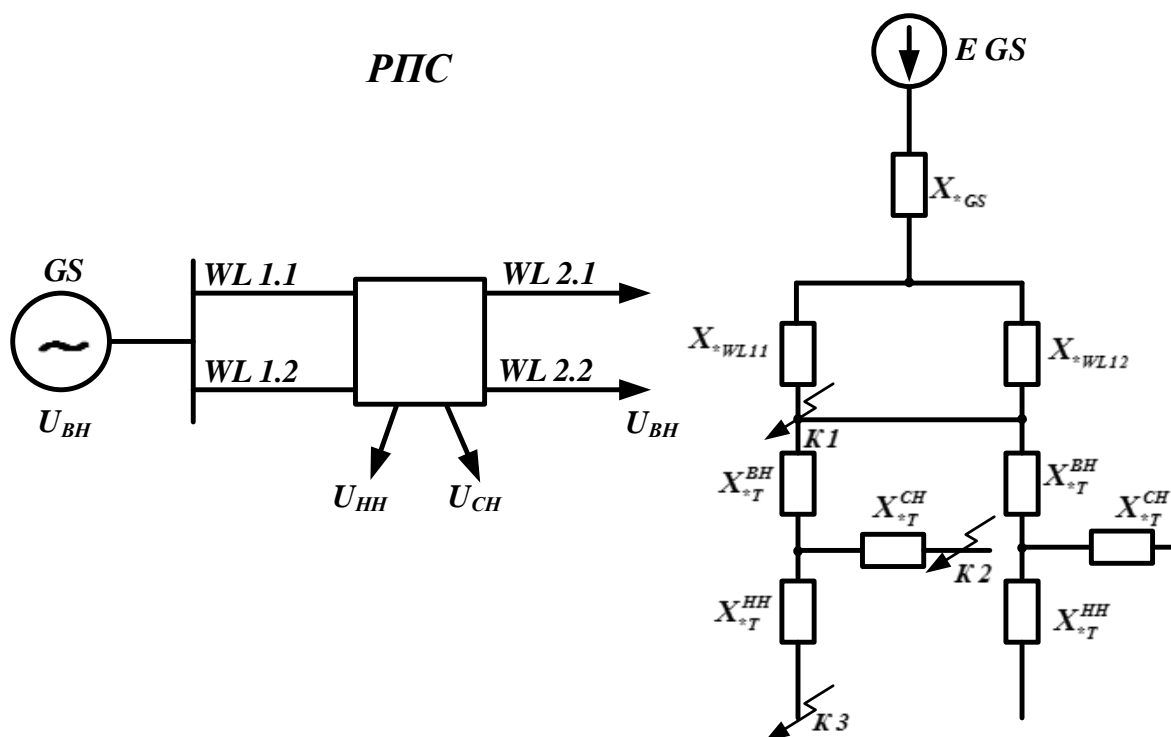


Рисунок А 7 – Расчетная схема и схема замещения

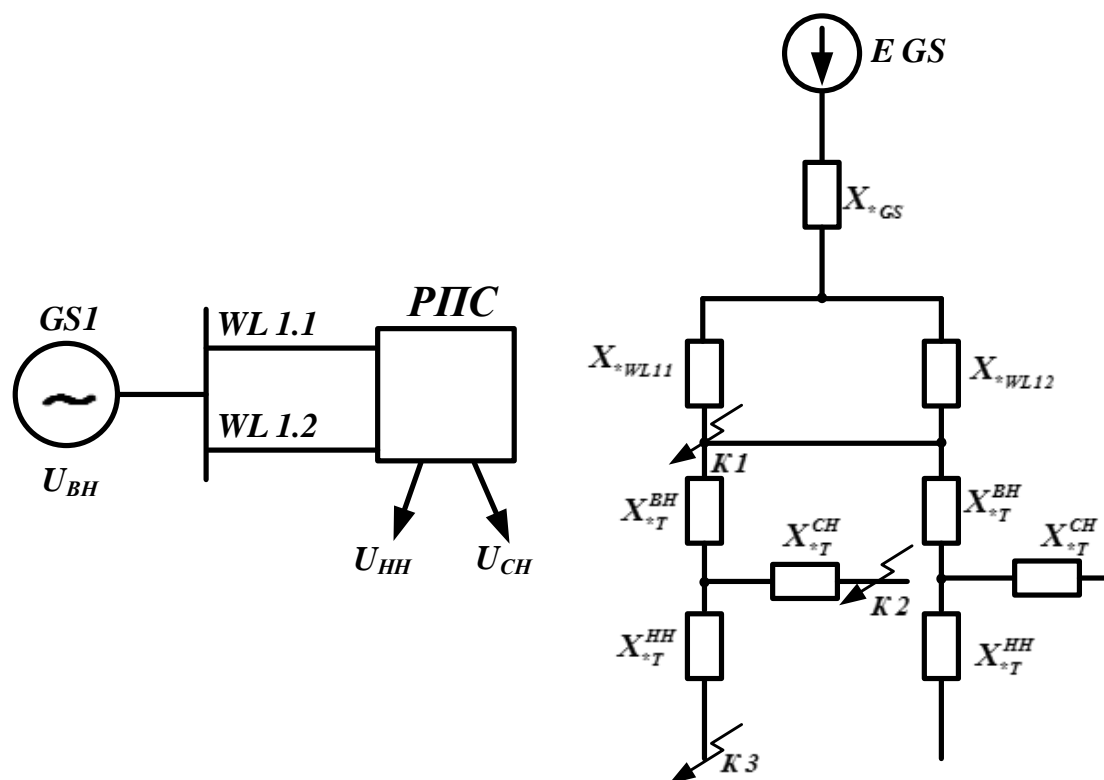


Рисунок А 8 – Расчетная схема и схема замещения

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Приложение Б 1 – Технические характеристики трансформаторов напряжением 110 кВ

Тип трансформатора	Номинальная мощность, МВА	Номинальное напряжение			Схема и группа соединения обмоток	Потери, кВт		Напряжения короткого замыкания			Ток х.х., %	
		ВН	СН	НН		х.х.	к.з.	ВН- СН	ВН- НН	СН- НН		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
ТМТН-6300/110	6,3	115	38,5	6,6; 11	УН/УН/Д-0-11	8,6	45	10,5	17,0	6,0	0,3	
ТМТН-10000/110 ТДТН-10000/110	10					12	70	10,5	17,5	6,5	0,5	
ТДТН-16000/110	16					15,8	90				0,5	
ТДТН-25000/110	25					21	130				0,3	
ТДТН-40000/110	40					30	200				0,3	
ТДТН-63000/110	63					45	270		18	7	0,28	
ТДТН-80000/110	80			6,3; 10,5		50	365	18,5	11	7	0,25	
ТДТН-25000/220	25			230		38,5	11; 10,5; 6,6	УН/УН/Д-0-11	30	130	12,5	22
ТДТН-40000/220	40	11; 6,6			54		220		0,55			
ТДТН-63000/220	63				60		270		20,5	7		0,6

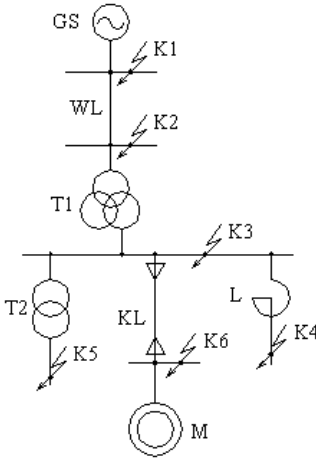
Приложение Б 2 – Технические характеристики автотрансформаторов напряжением 220 кВ

Тип трансформатора	Номинальная мощность, МВА	Номинальное напряжение			Схема и группа соединения обмоток	Потери, кВт		Напряжения короткого замыкания			Ток х.х., %
		ВН	СН	НН		х.х.	к.з.	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
АТДЦТН-63000/220/110 УХЛ1	63	230	121	11; 6,6	У _н авто/Д-0-11	20	175	11	35	22	0,1
АТДЦТН-125000/220/110 УХЛ1	125			10,5; 6,35		40	280		45	28	
АТДЦТН-200000/220/110 УХЛ1	200			11; 10,5; 6,35		50	370		32	20	
АТДЦТН-250000/220/110 УХЛ1	250			11; 10,5		60	420				

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Расчетные формулы и коэффициенты для расчета токов короткого замыкания

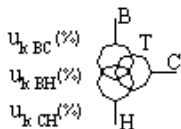
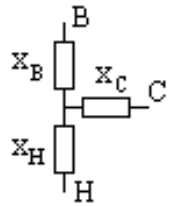
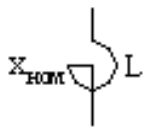
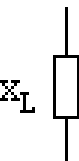
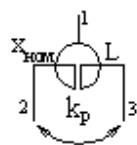
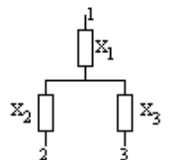
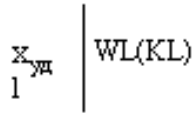
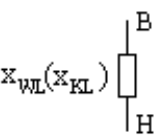
Приложение В1 - Средние значения отношения x_{Σ} / r_{Σ} постоянной времени T_a и ударного коэффициента k_{y0} для характерных радиальных ветвей системы электроснабжения напряжением выше 1 кВ

Схема	Точка КЗ	Ветвь	x_{Σ} / r_{Σ}	T_a, c	k_{y0}
	K1	Энергосистема	10	0,03	1,72
	K2	Энергосистема и ВЛ 110-220 кВ	15	0,05	1,8
	K3	Энергосистема и трансформатор ГПП 25-80 МВА	35-50	0,12-0,16	1,92-1,94
	K4	Линейный реактор			
		$I_{ном} \geq 1 \text{ кА}$ $I_{ном} \leq 0,63 \text{ кА}$	72 35	0,23 0,11	1,96 1,91
	K5	Трансформатор 10(6)/0,4-0,69 кВ	6-10	0,02-0,03	1,6-1,7
	K6	Кабельная линия 10(6) кВ длиной 200-300 м	3	0,61	1,4
		Асинхронный электродвигатель	13	0,04	1,6
		Синхронный электродвигатель мощностью, МВт: До 1,6 2-4 выше 4	16	0,05	1,8
			22	0,07	1,9
			32	0,10	1,9

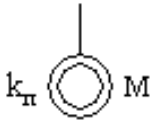
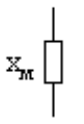
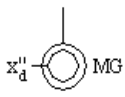
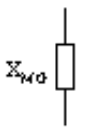
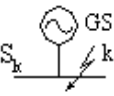

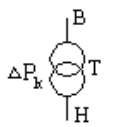
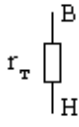
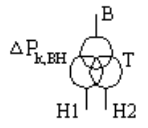
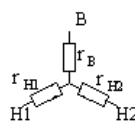
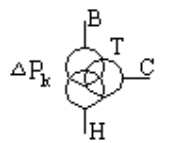
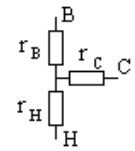
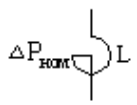
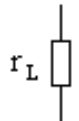
Приложение В2 – Расчетные формулы для определения сопротивления элементов сети

Элемент сети	Схема		Формула для определения сопротивлений в схеме замещения при $U_{\delta}=U_{cp,ном}$	
	расчетная	замещения	отн.ед.	Ом
Индуктивные сопротивления				
1	2	3	4	5
Трансформатор двухобмоточный			$x_{*m} = \frac{u_k \cdot S_{\delta}}{100 \cdot S_{ном,м}}$	$x_m = \frac{u_k \cdot U_{cp,ном}^2}{100 \cdot S_{ном,м}}$
Трансформатор двухобмоточный с напряжением НН до 1 кВ			—	$z_m = \frac{u_k \cdot U_{cp,ном}^2}{100 \cdot S_{ном,м}};$ $x_m = \sqrt{z_m^2 - r_m^2}$
Трансформатор двухобмоточный с расщепленной обмоткой низшего напряжения			$x_{*B} = \frac{u_{kBH} \cdot S_{\delta}}{100 \cdot S_{ном,м}} \left(1 - \frac{K_P}{4} \right);$ $x_{*H1} = x_{*H2} = \frac{u_{kBH} \cdot S_{\delta} \cdot K_P}{100 \cdot S_{ном,м} \cdot 2}$	$x_B = \frac{u_{kBH} \cdot U_{cp,ном}^2}{100 \cdot S_{ном,м}} \left(1 - \frac{K_P}{4} \right);$ $x_{H1} = x_{H2} = \frac{u_{kBH} \cdot U_{cp,ном}^2 \cdot K_P}{100 \cdot S_{ном,м} \cdot 2},$
			где $K_P = 4 \left(\frac{u_{kBH1}}{u_{kBH}} - 1 \right)$	

Продолжение приложения В2

1	2	3	4	5
Трансформатор трехобмоточный			$x_{*B} = \frac{u_{kB} \cdot S_{\delta}}{100 \cdot S_{ном,м}};$ $x_{*C} = \frac{u_{kC} \cdot S_{\delta}}{100 \cdot S_{ном,м}};$ $x_{*H} = \frac{u_{kH} \cdot S_{\delta}}{100 \cdot S_{ном,м}};$	$x_B = \frac{u_{kB} \cdot U_{ср,ном}^2}{100 \cdot S_{ном,м}};$ $x_C = \frac{u_{kC} \cdot U_{ср,ном}^2}{100 \cdot S_{ном,м}};$ $x_H = \frac{u_{kH} \cdot U_{ср,ном}^2}{100 \cdot S_{ном,м}};$
			$u_{kB} = (u_{kBC} + u_{kBH} - u_{kCH}), \text{ } \%;$ <p>где $u_{kC} = (u_{kBC} + u_{kCH} - u_{kBH}), \text{ } \%;$</p> $u_{kH} = (u_{kBH} + u_{kCH} - u_{kBC}), \text{ } \%$	
Реактор токоограничивающий одинарный			$x_{*L} = x_{ном} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{ср,ном}^2}$	$x_{*L} = x_{ном}$
Реактор токоограничивающий сдвоенный			$x_{*1} = -K_p \cdot x_{ном} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{ср,ном}^2};$ $x_{*2} = x_{*3} = (1 + K_p) \cdot x_{ном} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{ср,ном}^2}$	$x_1 = -K_p \cdot x_{ном};$ $x_2 = x_3 = (1 + K_p) \cdot x_{ном}$
Линия электропередачи			$x_{*WL} = x_{y\delta} \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{ср,ном}^2}$	$x_{WL} = x_{y\delta} \cdot l$

Продолжение приложения В2

1	2	3	4	5
Асинхронный электродвигатель			$x_{*M} = x_k'' \frac{S_{\delta}}{S_{ном}}$	$x_M = x_k'' \frac{U_{ср,ном}^2}{S_{ном}}$,
			где $x_k'' = 1 / K_i$	
Синхронный электродвигатель			$x_{*MG} = x_d'' \frac{S_{\delta}}{S_{ном}}$	$x_{MG} = x_d'' \frac{U_{ср,ном}^2}{S_{ном}}$
Энергосистема			$x_{*GS} = \frac{S_{\delta}}{S_k}$	$x_{GS} = \frac{U_{ср,ном}^2}{S_k}$
Активные сопротивления сети				
Трансформатор двухобмоточный			$r_{*m} = \frac{\Delta P_k \cdot S_{\delta}}{S_{ном,т}^2}$	$r = \frac{\Delta P_k \cdot U_{ср,ном}^2}{S_{ном,т}^2}$
Трансформатор двухобмоточный с расщепленной обмоткой низшего напряжения			$r_{*B} = \frac{\Delta P_{kBH} \cdot S_{\delta}}{2 \cdot S_{ном,т}^2} ;$ $r_{*H1} = r_{*H2} = 2 \cdot r_{*B}$	$r_B = \frac{\Delta P_{kBH} \cdot U_{ср,ном}^2}{2 \cdot S_{ном,т}^2} ;$ $r_{H1} = r_{H2} = 2 \cdot r_B$
Трансформатор трехобмоточный (см. примеч. 2)			$r_{*B} = r_{*C} = r_{*H} = 0,5 \cdot r_{*},$ где $r_{*} = \frac{\Delta P_k \cdot S_{\delta}}{S_{ном,т}^2}$	$r_B = r_C = r_H = 0,5 \cdot r ,$ где $r_{\delta} = \frac{\Delta P_k \cdot U_{\tilde{\delta}, \tilde{i} \tilde{i}}^2}{S_{\tilde{i} \tilde{i}, \delta}^2}$
Реактор токоограничиваю- щий одинарный			$r_{*L} = \frac{\Delta P_{ном} \cdot S_{\delta}}{I_{ном}^2 \cdot U_{ср,ном}^2}$	$r_L = \frac{\Delta P_{ном}}{I_{ном}^2}$

Продолжение приложения В2

1	2	3	4	5
Реактор токоограничивающий сдвоенный			$r_{*2} = r_{*3} = \frac{\Delta P_{ном} \cdot S_{\delta}}{I_{ном}^2 \cdot U_{ср.ном}^2}$	$r_2 = r_3 = \frac{\Delta P_{ном}}{I_{ном}^2}$
Линия электропередачи			$r_{WL} = r_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{ср.ном}^2}$	$r_{WL} = r_{уд} \cdot l$
Асинхронный электродвигатель			$r_{*M} = \frac{x_{*M}}{\omega \cdot T_a}$	$r_M = \frac{x_M}{\omega \cdot T_a}$
Синхронный электродвигатель			$r_{*MG} = \frac{x_{*MG}}{\omega \cdot T_a}$	$r_{MG} = \frac{x_{MG}}{\omega \cdot T_a}$

Примечания:

1. В таблице приняты следующие обозначения: ΔP_k - потери в трансформаторе, МВт; $\Delta P_{ном}$ - номинальные потери на фазу реактора, МВт; $r_{уд}$ - удельное сопротивление (активное) ЛЭП, Ом/км; l - длина ЛЭП, км; K_p - номинальный коэффициент связи сдвоенного токоограничивающего реактора; ω - круговая частота сети; T_a - постоянная времени апериодической составляющей тока статора электродвигателя.

2. Активные сопротивления схемы замещения трехобмоточного трансформатора даны для случая, когда номинальные мощности обмоток высшего ($S_{вн}$), среднего ($S_{см}$) и низшего ($S_{нн}$) напряжения трансформатора равны между собой.

Приложение В3 – Одинарные бетонные реакторы серий РБ, РБУ, РБГ, РБД, РБДУ, РБДГ

Тип	Номинальное индуктивное сопротивление, Ом	Длительно допустимый ток при естественном охлаждении, А	Электро-динамическая стойкость, кА
РБ, РБУ, РБГ 10-400-0,35	0,35	400	25
РБ, РБУ, РБГ 10-400-0,45	0,45	400	25
РБ, РБУ, РБГ 10-630-0,25	0,25	630	40
РБ, РБУ 10-630-0,40	0,4	630	32
РБГ 10-630-0,40	0,4	630	23
РБ, РБУ, РБГ 10-630-0,56	0,56	630	24
РБ, РБУ, РБГ 10-1000-0,14	0,14	1000	63
РБ, РБУ 10-1000-0,22	0,22	1000	49
РБГ 10-1000-0,22	0,22	1000	55
РБ, РБУ, РБГ 10-1000-0,28	0,28	1000	45
РБ, РБУ, РБГ 10-1000-0,35	0,35	1000	37
РБ, РБУ, РБГ 10-1000-0,45	0,45	1000	29
РБ, РБУ, РБГ 10-1000-0,56	0,56	1000	24
РБ, РБУ 10-1600-0,14	0,14	1600	66
РБГ 10-1600-0,14	0,14	1600	79
РБ, РБУ 10-1600-0,20	0,2	1600	52
РБГ 10-1600-0,20	0,2	1600	60
РБ, РБУ, РБГ 10-1600-0,25	0,25	1600	49
РБ, РБУ, РБГ 10-1600-0,35	0,35	1600	37
РБД, РБДУ 10-2500-0,14	0,14	2150	66
РБГ 10-2500-0,14	0,14	2500	79
РБД, РБДУ 10-2500-0,20	0,2	2150	52
РБГ 10-2500-0,20	0,2	2500	60
РБДГ 10-2500-0,25	0,25	2150	49
РБДГ 10-2500-0,35	0,35	2000	37
РБДГ 10-4000-0,105	0,105	3750	97
РБДГ 10-4000-0,18	0,18	3200	65

Приложение В4 – Сдвоенные бетонные реакторы серий РБС, РБСУ, РБСГ, РБСД

Тип	Номинальное индуктивное сопротивление, См	Длительно допустимый ток при естественном охлаждении, А	Электро- динами- ческая стойкость, кА
РБС, РБСУ-10-2Х 630-0,40	0,4	2Х630	32
РБСГ-10-2Х 630-0,40	0,4	2Х630	33
РБС, РБСУ, Р БСГ-10-2х 630-0,56	0,56	2х630	24
РБС, РБСУ, РБСГ-10-2х 1000-0,14	0,14	2Х1000	63
РБС, РБСУ-10-2Х 1000-0,22	0,22	2Х1000	49
РБСГ-10-2Х 1000-0,22	0,22	2Х1000	55
РБС, РБСУ, РБСГ-10-2х1000-0,28	0,28	2Х1000	45
РБСД, РБСДУ-10-2х1000-0,35	0,35	2х960	37
РБСГ-10-2х1000-0,35	0,35	2Х1000	37
РБСД, РБСДУ-10-2х 1000-0,4	0,45	2Х940	29
РБСГ-10-2Х 1000-0,45	0,45	2Х1000	29
РБСД, РБСДУ-10-2Х 1000-0,56	0,56	2х900	24
РБСГ-10-2Х 1000-0,56	0,56	2Х1000	24
РБС, РБСУ-10-2х1600-0,14	0,14	2Х 1600	66
РБСГ-10-2Х 1600-0,14	0,14	2Х1600	79
РБСД, РБСДУ-10-2Х 1600-0,20	0,2	2Х1420	52
РБС-10-2Х1600-0,2	0,2	2Х1600	60
РБСД, РБСДУ-10-2х1600-0,25	0,25	2Х1350	49
Р БС ДГ-10-2 х 1600-0,25	0,25	2Х1500	49
РБСДГ-10-2Х1600-0,35	0,35	2Х1470	37
РБСДГ-10-2Х 2500-0.14	0,14	2Х2100	79
РБСДГ-10-2х2500-0,20	0,2	2Х1800	60

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Технические характеристики оборудования ГПП

Приложение Г 1 - Разъединители наружной установки горизонтально-поворотного типа на номинальное напряжение 35 - 245 кВ

Наименование изделия и тип	Краткая техническая характеристика			
	Номинальное напряжение, кВ	Ток термостойкости, кА	Предельный сквозной ток, кА	Комплектующий привод, тип
1	2	3	4	5
РГ-35/1000 УХЛ1	35	16	40	ПРГ-01-5 УХЛ1 ПДГ-9-05 УХЛ1
РГ-35-П/1000 УХЛ1	35	16	40	ПРГ-01-5 УХЛ1 ПДГ-9-05 УХЛ1
РГ16-35/1000 УХЛ1	35	16	40	ПРГ-00-5 УХЛ1; ПРГ-01-5 УХЛ1
РГ16-35-П/1000 УХЛ1	35	16	40	ПРГ-00-5 УХЛ1; ПРГ-01-5 УХЛ1
РГ1а-35/1000 УХЛ1	35	16	40	ПРГ-00-5 УХЛ1; ПРГ-01-5 УХЛ1
РГ1а-35-П/1000 УХЛ1	35	16	40	ПРГ-00-5 УХЛ1; ПРГ-01-5 УХЛ1
РГ2-35/1000 УХЛ1	35	16	40	ПРГ-00-5 УХЛ1; ПРГ-01-5 УХЛ1
РГ2-35-П/1000 УХЛ1	35	16	40	ПРГ-00-5 УХЛ1; ПРГ-01-5 УХЛ1
РГ-35/2000 УХЛ1	35	31,5	80	ПРГ-01-5 УХЛ1 ПДГ-9-05 УХЛ1
РГ-35-П/2000 УХЛ1	35	31,5	80	ПРГ-01-5 УХЛ1 ПДГ-9-05 УХЛ1
РГ16-35-П/2000 УХЛ1	35	31,5	80	ПРГ-00-5 УХЛ1; ПРГ-01-5 УХЛ1
РГ16-35-П/2000 УХЛ1	35	31,5	80	ПРГ-00-5 УХЛ1; ПРГ-01-5 УХЛ1
РГ1а-35/2000 УХЛ1	35	31,5	80	ПРГ-00-5 УХЛ1; ПРГ-01-5 УХЛ1
РГ1а-35-П/2000 УХЛ1	35	31,5	80	ПРГ-00-5 УХЛ1; ПРГ-01-5 УХЛ1

Продолжение приложения Г 1

1	2	3	4	5
РГ2-35/2000 УХЛ1	35	31,5	80	ПРГ-00-5 УХЛ1; ПРГ-01-5 УХЛ1
РГ2-35-II/2000 УХЛ1	35	31,5	80	ПРГ-00-5 УХЛ1; ПРГ-01-5 УХЛ1
РГП-35/1000 УХЛ1	35	16	40	ПРГ-01-5 УХЛ1 ПДГ-9-05 УХЛ1
РГП16-35/1000 УХЛ1	35	16	40	ПРГ-00-5 УХЛ1 ПРГ-01-5 УХЛ1
РГП1а-35/1000 УХЛ1	35	16	40	ПРГ-00-5 УХЛ1 ПРГ-01-5 УХЛ1
РГП2-35/1000 УХЛ1	35	16	40	ПРГ-00-5 УХЛ1 ПРГ-01-5 УХЛ1
РГП-35/2000 УХЛ1	35	31,5	80	ПРГ-01-5 УХЛ1 ПДГ-9-05 УХЛ
РГП16-35/2000	35	31,5	80	ПРГ-00 УХЛ1 ПРГ-01-5 УХЛ1
РГП1а-35/2000 УХЛ1	35	31,5	80	ПРГ-00 УХЛ1 ПРГ-01-5 УХЛ1
РГП2-35/2000 УХЛ1	35	31,5	80	ПРГ-00 УХЛ1 ПРГ-01-5 УХЛ1
РГ-40,5-IV/630 Т1	40,5	16	40	ПРГ-01-5 Т1 ПДГ-9-05 Т1
РГ16-40,5-IV/630 Т1	40,5	16	40	ПРГ-00-5 Т1; ПРГ-01-5 Т1
РГ1а-40,5-IV/630 Т1	40,5	16	40	ПРГ-00-5 Т1; ПРГ-01-5 Т1
РГ2-40,5-IV/630 Т1	40,5	16	40	ПРГ-00-5 Т1; ПРГ-01-5 Т1
РГ-40,5-IV/1250 Т1	40,5	31,5	80	ПРГ-01-5 Т1 ПДГ-9-05 Т1
РГ16-40,5-IV/1250 Т1	40,5	31,5	80	ПРГ-00-5 Т1; ПРГ-01-5 Т1
РГ1а-40,5-IV/1250 Т1	40,5	31,5	80	ПРГ-00-5 Т1; ПРГ-01-5 Т1
РГ2-40,5-IV/1250 Т1	40,5	31,5	80	ПРГ-00-5 Т1; ПРГ-01-5 Т1
РГ-40,5-IV/2000 Т1	40,5	31,5	80	ПРГ-01-5 Т1 ПДГ-9-05 Т1

Продолжение приложения Г 1

1	2	3	4	5
РГ16-40,5-IV/2000 Т1	40,5	31,5	80	ПРГ-00-5 Т1; ПДГ-9П-05 Т1
РГ1а-40,5-IV/2000 Т1	40,5	31,5	80	ПРГ-00-5 Т1; ПДГ-9П-05 Т1
РГ2-40,5-IV/2000 Т1	40,5	31,5	80	ПРГ-00-5 Т1; ПДГ-9П-05 Т1
РД3-35/1000 НУХЛ1	35	16	40	ПРГ-2 УХЛ1
РД3-35/1000 НУХЛ1	35	16	40	ПРГ-2Б УХЛ1
РД3.1а-35/1000 НУХЛ1	35	16	40	ПРГ-01-2Б УХЛ1
РД3-35Б/1000 НУХЛ1	35	16	40	ПРГ-2Б УХЛ1
РД3.1а-35Б/1000 НУХЛ1	35	16	40	ПРГ-01-2Б УХЛ1
РД3-35Б/2000 НУХЛ1	35	31,5	80	ПРГ-2Б УХЛ1
РД3-35/1000 НУХЛ1 верт. уст.**	35	16	40	ПРГ-2Б УХЛ1
РД3-35/3150 УХЛ1	35	50	125	ПРГ-2 УХЛ1
РД3-35Б/1250 НТ1*	35	31,5	80	ПРГ-2Б Т1
РД-35/400 УХЛ1	35	12,5	31,25	ПРГ-2 УХЛ1
РД3-35/400 УХЛ1	35	12,5	31,25	ПРГ-2Б УХЛ1
РД-35Б/400 УХЛ1	35	12,5	31,25	ПРГ-2 УХЛ1
РД3-35Б/400 УХЛ1	35	12,5	31,25	ПРГ-2Б УХЛ1
РД-35-IV/400 УХЛ1	35	12,5	31,25	ПРГ-2 УХЛ1
РД3-35-IV/400 УХЛ1	35	12,5	31,25	ПРГ-2Б УХЛ1
РД-35 IV/400 УХЛ1	35	16	40	ПРГ-2 УХЛ1
РД3-35-IV/1000 УХЛ1	35	16	40	ПРГ-2Б УХЛ1
РД3.1а-35-IV/1000 УХЛ1	35	16	40	ПРГ-01-2Б УХЛ1
Разъединители напряжением 110 кВ				
РГН-110/1000 УХЛ1	110	31,5	80	ПДГ-9 УХЛ1, ПРГ-6 УХЛ1
РГН-110.П/1000 УХЛ1	110	31,5	80	-"-
РГН-К-110/1000 УХЛ1	110	31,5	80	-"-
РГН-К-110.П/1000 УХЛ1	110	31,5	80	-"-
РГН-СК-110/1000	110	31,5	80	-"-
РГН-СК-110.П/1000 УХЛ1	110	31,5	80	-"-
РГН-СК-110/2000 УХЛ1	110	40	100	-"-
РГН-СК-110.П/2000 УХЛ1	110	40	100	-"-

Продолжение приложения Г 1

1	2	3	4	5
РГН-110/2000 УХЛ1	110	40	100	- "-
РГН-110.ІІ/2000 УХЛ1	110	40	100	- "-
РГНП-110/1000 УХЛ1	110	31,5	80	- "-
РГНП-110/2000 УХЛ1	110	40	100	- "-
РГН-В-110/1000 УХЛ1	110	31,5	80	- "-
РГН-В-110.ІІ/1000 УХЛ1	110	31,5	80	- "-
РГ-110/1000 УХЛ1	110	31,5	80	- "-
РГ-110.ІІ/1000 УХЛ1	110	31,5	80	- "-
РГ-К-110/1000 УХЛ1	110	31,5	80	- "-
РГ-К-110.ІІ/1000 УХЛ1	110	31,5	80	- "-
РГП-110/1000	110	31,5	80	- "-
РГП-110/2000 УХЛ1	110	40	100	- "-
РГ-110/2000	110	40	100	- "-
РГ-110.ІІ/2000 УХЛ1	110	40	100	- "-
РГ-123.IV/800 Т1	123	31,5	80	ПДГ-9 Т1 ПДГ-9П
РГ-123.IV/1250 Т1	123	40	100	- "-
РГ-123.IV/1600 Т1	123	40	100	- "-
РГ-123.IV/2000	123	40	100	- "-
РГ-126.ІІ/1600 УХЛ1	126	40	100	ПДГ-9П УХЛ1
РГ-К-126.ІІ/1600 УХЛ1	126	40	100	- "-
РГ-145.IV/800 Т1	145	31,5	80	ПДГ-9 Т1 или ПДГ-9П Т1 или ПРГ-6Т1
РГ-145.IV/1250 Т1	145	40	100	- "-
РГ-145.IV/1600 Т1	145	40	100	- "-
РГ-145.IV/2000 Т1	145	40	100	- "-
РГ-245.IV/800 Т1	245	31,5	80	- "-
РГ-245.IV/1250 Т1	245	40	100	- "-
РГ-245.IV/1600 Т1	245	40	100	- "-
РГ-245.IV/2000 Т1	245	40	100	- "-
РГН-220/1000 УХЛ1	220	31,5	80	ПДГ-9 УХЛ1 или ПРГ-6 УХЛ1
РГН-220.ІІ/1000 УХЛ1	220	31,5	80	- "-
РГН-220/1000 УХЛ1	220	40	100	- "-

Продолжение приложения Г 1

1	2	3	4	5
РГН-220.П/2000 УХЛ1	220	40	100	- "-
РГ-220/1000 УХЛ1	220	31,5	80	- "-
РГ-220.П/1000 УХЛ1	220	31,5	80	- "-
РГ-220/2000 УХЛ1	220	40	100	- "-
РГ-220.П/2000 УХЛ1	220	40	100	- "-
РДЗ-110/1000 НУХЛ1	110	25	63	ПРГ-2Б УХЛ1 ПДГ-5 УХЛ1
РДЗ-110/2000 НУХЛ1	110	31,5	80	- "-
РДЗ-110/3150 НУХЛ1	110	40	100	- "-
РДЗ-110Б/1000 НУХЛ1	110	25	63	- "-
РДЗ-110Б/2000 НУХЛ1	110	31,5	80	- "-
РДЗ-110/1000 НУХЛ1 верт.уст**	110	25	63	ПРГ-2Б УХЛ1
РДЗ-СК-110/1000 НУХЛ1 **	110	25	63	- "-
РДЗ-110Б/1250 НТ1*	110	31,5	80	ПРГ-2Б Т1 ПДГ-5 Т1
РДЗП-110/1000 УХЛ1	110	25	63	ПРГ-2Б УХЛ1 ПДГ-5 УХЛ1
РДЗП-110/2000 УХЛ1	110	31,5	80	- "-
РДЗП-110/3150 УХЛ1	110	40	100	- "-
РДЗП-СК-110/1000 УХЛ1	110	25	63	ПРГ-2Б УХЛ1
РДЗ-150/1000 НУ1	150	25	63	ПДГ-5 УХЛ1
РДЗ-150/1000 НУ1	150	40	100	- "-
РДЗ-220/1000 НУХЛ1	220	25	63	- "-
РДЗ-220/2000 НУХЛ1	220	31,5	80	- "-
РДЗ-220/3150 НУХЛ1	220	50	125	- "-
РДЗ-220Б/1250 НТ1	220	40	100	ПДГ-5 Т1
РДЗ-220Б/1000 НУХЛ1	220	25	63	ПДГ-5 УХЛ1
РДЗ-220Б/2000 НУХЛ1	220	31,5	80	- "-
РДЗ-220Б/3150 НУХЛ1	220	50	125	- "-

Примечание: разъединители выпускаются в однополюсном, двухполюсном и трехполюсном исполнениях

РГП-35, РДЗ-35IV, с полимерной изоляцией для районов с IV степенью загрязнения атмосферы по ГОСТ 28856

Для однополюсного и трехполюсного разъединителей серии РГ и РГП возможна поставка в сборе с несущей металлоконструкцией и комплектом соединительных элементов.

1. Разъединители выпускаются без заземлителей, с одной или двумя заземлителями, в однополюсном и трехполюсном исполнениях.

2. РГП, РГНП - разъединители с полимерной изоляцией.

3. II - степень загрязнения по ГОСТ 9920 (в исполнении I индекс отсутствует);

IV - степень загрязнения по ГОСТ 9920 для разъединителей в исполнении T1.

4. Уровень изоляции разъединителей РГН по ГОСТ 1516.3 (испытательный грозовой импульс относительно земли 450 и 900 кВ на номинальное напряжение 110 и 220 кВ соответственно).

Разъединители РГ выполнены с повышенной электрической прочностью (испытательный грозовой импульс относительно земли 550 и 1050 кВ на номинальное напряжение 110 и 220 кВ соответственно).

* - только однополюсное или трехполюсное исполнение;

** - только трехполюсное исполнение.

Приложение Г 2 - Разъединители внутренней установки на номинальные напряжения 10, 20, 35 кВ

Наименование изделия и тип	Краткая техническая характеристика			
	Номиналь- ное нап- ряжение, кВ	Ток термостой- кости, кА	Предельный сквозной ток, кА	Комплектующий привод, тип
РВЗ-10/400 МУХЛ2	10	16	40	ПРЗ-3 УЗ
РВЗ-10/630 МУХЛ2	10	20	50	-"
РВЗ-10/1000 МУХЛ2	10	31,5	80	-"
РРИ-10/400 УХЛЗ**	10	20	51	ПР-4 УХЛЗ
РРИ.1а-10/400 УХЛЗ**	10	20	51	-"
РРИ.1а-I-10/400 УХЛЗ**	10	20	51	ПР-4 УХЛЗ
РРИ.1б-10/400 УХЛЗ**	10	20	51	-"
РРИ.1б-I-10/400 УХЛЗ**	10	20	51	-"
РРИ.2-10/400 УХЛЗ**	10	20	51	ПР-4 УХЛЗ
РРИ.1б-10/400-ПЗ.20...100 УХЛЗ	10	20	51	-"
РРИ.1б-10/400-П.З.20...100 УХЛЗ	10	20	51	-"
РРИ.1а-10/400-ПЗ.20...100 УХЛЗ**	10	20	51	-"
РКВЗ-10/2000 УЗ	10	31,5	80	ПЧ-50 МУЗ - гл.н. ПР-3УЗ - заз.
РВРЗ-III 10/2000 МУЗ	10	31,5	80	-"
РВРЗ-10/4000 МУЗ*	10	50/63	125/160	ПДГ-5 УХЛ1 - гл.н. ПЧ-50 МУЗ - заз.
*РВО-10/400 МУХЛ2	10	16	40	Управление оперативной штангой
*РВО-10/630 МУХЛ2	10	20	50	
*РВО-10/1000 МУХЛ2	10	31,5	80	

Примечание:

* - разъединители в однополюсном исполнении

** - разъединители в трехполюсном исполнении на общей изоляционной тяге

- остальные разъединители в трехполюсном исполнении на общей металлической раме

В обозначении разъединителей типа РРИ принято:

1а - с заземлителем со стороны разъёмного контакта;

1б - с заземлителем со стороны осевого контакта;

2 - с заземлителями с двух сторон;

П - с предохранителями без заземлителя;

ПЗ - с предохранителями с заземлителем.

Приложение Г 3 - Трансформаторы тока элегазовые типа LVQB

Модель	LVQB-35 LVQBT-35	LVQB-110	LVQB(T)-220
Максимальное напряжение (кВ)	40.5	126	252
Номинальная частота (Гц)	50/60	50/60	50/60
Номинальное выдерживаемое напряжение промышленной частоты (кВ)	95	230	<5
Номинальное импульсное выдерживаемое напряжение включения (кВ)	-	-	460
Номинальное импульсное выдерживаемое напряжение при ударах молнии (кВ)	200	550	-
Частичный разряд при $1.2U_m/\sqrt{3}$ (пКл)	<5	<5	1050
Номинальный первичный ток (А)	50-5000	100-2500	300-4000
Номинальный вторичный ток (А)	5 or 1	5 or 1	5 or 1
Класс точности	0.2, 0.2S, 0.5, 0.5S, 5P, 10P, ТРУ	0.2, 0.2S, 0.5, 0.5S, 5P, 10P	0.2, 0.2S, 0.5, 0.5S, 5P, 10P, ТРУ
Номинальная выходная мощность (ВА)	15-60	15-60	15-60
Коэффициент прочности	5, 10	5, 10	5, 10
Номинальная предельная кратность	10, 15, 20	10, 15, 20	15, 20, 25
Ток термической стойкости (кА/с)	12.5, 31.5/1, 63/3	31,5; 63/3	50/3
Номинальный ток динамической стабильности (кА)	30-125	80-160	125
Номинальное давление элегаза (при температуре 20°C) (МПа)	0.4	0.4	0.4
Давление элегаза, при котором необходимо добавление (при температуре 20°C) (МПа)	0.35	0.35	0.35
Коэффициент ежегодной утечки элегаза (%)	≤0.5	≤0.5	≤0.5
Содержание влаги в элегазе (мкл/л)	≤150	≤150	≤150

Приложение Г 4 - Трансформаторы тока масляные встраиваемые

Конструктивное исполнение	Коэффициент трансформации	Класс точности	Номинальная вторичная нагрузка при $\cos\varphi = 0,8$, ВА	Трехсекундный ток термической стойкости, кА
1	2	3	4	5
ТВ-35-IX	100/5	1	5	50*
	150/5	0,5S	5	
	200/5	0,5S	10	
	300/5	0,5S	30	
	400/5	0,2S	10	
	500/5	0,2S	15	
	600/5	0,2S	20	
	750/5	0,2S	30	
	800/5	0,2S	40	
	1000/5	0,2S	50	
	1200/5	0,2S	100	
	1500/5	0,2S	100	
	2000/5	0,2S	100	
	3000/5	0,2S	100	
	100/1	1	5	
	150/1	0,5S	5	
	200/1	0,5S	10	
	300/1	0,5S	30	
	400/1	0,2S	10	
	500/1	0,2S	15	

Продолжение приложения Г 4

1	2	3	4	5
TB-220-IX	200/5	0,5	5	50*
	300/5	0,5S	10	
	400/5	0,5S	20	
	500/5	0,5S	30	
	600/5	0,5S	50	
	750/5	0,5S	50	
	1000/5	0,2S	25	
	1200/5	0,2S	40	
	1500/5	0,2S	50	
	2000/5	0,2S	50	
	200/1	0,5	5	
	300/1	0,5S	10	
	400/1	0,5S	20	
	500/1	0,5S	30	
	600/1	0,5S	50	
	750/1	0,5S	50	
	1000/1	0,2S	25	
	1200/1	0,2S	40	
	1500/1	0,2S	50	
	2000/1	0,2S	50	

Приложение Г 5 - Трансформаторы тока: технические характеристики

Тип трансформатора	Вариант исполнения	Номинальный ток, А		Вторичная нагрузка при $\cos \varphi=0,8$ в классе точности, В-А				Ток термической стойкости, кА(кратность)	Номинальная предельная кратность	Длительность протекания тока кЗ, с
		первичный	вторичный	0,5	1	3	10			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ТВ-110-I	200/5***	75	5	-	-	-	10	20	-	3
		100		-	-	20	-		-	
		150		-	-	20	-		-	
		200		-	-	10**	30		22	
	300/5	100		-	-	20	-		-	
		150		-	-	20	-		-	
		200		-	-	10**	30		22	
		300		-	-	15**	40		20	
	600/5	200		-	-	10**	30		22	
		300		-	-	15**	40		20	
		400		-	-	30	-		15	
		600		10	20	50**	-		25	
	1000/5	400		-	10	30**	-		15	
		600		10	20	50**	-		25	
		750		20	25	75**	-		15	
		1000		30	50**	-	-		20*	
	1200/5	600		10	-	-	-		35*	
		750		20	-	-	-		35*	
		1000		30	-	-	-		35*	
		1200		30	-	-	-		35*	
ТВ-110-II	200/5***	75	5	-	-	-	15	50	-	3
		100		-	-	20	-		5	
		150		-	-	20	-		10	
		200		-	10	20**	-		20	
	300/5***	100		-	-	20	-		5	
		150		-	-	20	-		10	
		200		-	10	20**	-		20	
		300		-	15	30**	-		20	
	600/5	200		-	-	15	-		34	
		300		-	15	-	-		50	
		400		-	25	-	-		40	
		600		25	-	-	-		60	
	1000/5	500		10**	15	-	-		80	
		600		25	-	-	-		60	
		750		50	-	-	-		37	
		1000		50	-	-	-		50*	
	2000/5	1000		50	-	-	-		50*	
		1200		50	-	-	-		42	
		1500		50	-	-	-		33*	
		2000		50	-	-	-		25*	

Продолжение приложения Г 5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ТВ-110- II	1000/1	500	1	25**	60	-	-	50	50	3
		600		30	-	-	-		50	
		750		50	-	-	-		37	
		1000		50	-	-	-		50*	
	2000/1	1000		50	-	-	-		50*	
		1200		50	-	-	-		42	
		1500		50	-	-	-		33*	
		2000		50	-	-	-		25*	

*) Значение номинальной предельной кратности ограничено допустимым током термической стойкости.

**) ВТоричная нагрузка, при которой гарантирована номинальная предельная кратность.

***) Термическая стойкость для данного исполнения указана при обмотке, замкнутой на номинальную нагрузку.

Приложение Г 6 - Технические характеристики ТФЗМ

Тип изделия	Номинальный первичный ток, А	Номинальный вторичный ток, А	Количество вторичных обмоток		Ток термической стойкости, кА	Ток электро-динамической стойкости, кА
			для защиты	для измерений		
1	2	3	4	5	6	7
ТФЗМ 35 А – У1	15; 20; 30; 40; 50; 75; 100; 150; 200; 300; 400; 600; 800; 1000	5	1	1	0,6; 0,7; 1,1; 1,5; 1,9; 2,3; 3,5; 5,8; 7; 11,6; 15; 22; 30; 37	3; 4; 6; 8; 10; 15; 21; 31; 42; 63; 84; 127; 107; 134
ТФЗМ 35 А – ХЛ1	15; 20; 30; 40; 50; 75; 100; 150; 200; 300; 400; 600; 800; 1000	5	1	1	0,6; 0,7; 1,1; 1,5; 1,9; 2,3; 3,5; 5,8; 7; 11,6; 15; 22; 30; 37	3; 4; 6; 8; 10; 15; 21; 31; 42; 63; 84; 127; 107; 134
ТФЗМ 35 Б–I У1	15; 20; 30; 40; 50; 75; 100; 150; 200; 300; 400; 600; 800; 1000; 1200; 1500; 2000	5	2	1	0,7; 1; 1,5; 2,1; 2,3; 3,5; 4,7; 7; 10,5; 15; 21; 31; 30; 37; 39; 41; 55	3; 4; 6; 8; 10; 15; 21; 31; 42; 63; 84; 127; 107; 134; 120; 106; 141
ТФЗМ 35 Б–I ХЛ1	15; 20; 30; 40; 50; 75; 100; 150; 200; 300; 400; 600; 800; 1000; 1200; 1500; 2000	5	2	1	0,7; 1; 1,5; 2,1; 2,3; 3,5; 4,7; 7; 10,5; 15; 21; 31; 30; 37; 39; 41; 55	3; 4; 6; 8; 10; 15; 21; 31; 42; 63; 84; 127; 107; 134; 120; 106; 141
ТФЗМ 35 Б –II У1	500; 1000; 2000; 3000	1 или 5	2	1	49; 49; 57; 57	125; 125; 145; 145
ТФЗМ 110 Б – I У1	50-100; 75-150; 100-200; 150-300; 200-400; 300-600; 400-800	5	2	1	2-4; 3-6; 4-8; 6-12; 8-16; 13-26; 14-28	10-20; 15-30; 21-42; 31-62; 42-84; 63-126; 62-124
ТФЗМ 110 Б – I ХЛ1	50-100; 75-150; 100-200; 150-300; 200-400; 300-600; 400-800	5	2	1	2-4; 3-6; 4-8; 6-12; 8-16; 13-26; 14-28	10-20; 15-30; 21-42; 31-62; 42-84; 63-126; 62-124
ТФЗМ 110 Б – III У1	750-1500; 1000-2000	1 или 5	2	1	26-52; 34-68	79-158; 106-212
ТФЗМ 110 Б – III ХЛ1	750-1500; 1000-2000	1 или 5	2	1	26-52; 34-68	79-158; 106-212
ТФЗМ 110 Б – IV У1	100; 150; 200; 300; 400; 600; 750; 1000; 1200; 1500; 2000	1 или 5	3	1	4; 6; 8; 12; 16; 26; 26; 30; 40; 45; 60	20; 30; 42; 62; 84; 84; 84; 90; 120; 150; 200
ТФЗМ 110 Б – IV ХЛ1	100; 150; 200; 300; 400; 600; 750; 1000; 1200; 1500; 2000	1 или 5	3	1	4; 6; 8; 12; 16; 26; 26; 30; 40; 45; 60	20; 30; 42; 62; 84; 84; 84; 90; 120; 150; 200

Продолжение приложения Г 6

1	2	3	4	5	6	7
ТФЗМ 110 Б – IV T1	100; 150; 200; 300; 400; 600; 750; 1000; 1200; 1500; 2000	1 или 5	3	1	4; 6; 8; 12; 16; 26; 26; 30; 40; 45; 60	20; 30; 42; 62; 84; 84; 84; 90; 120; 150; 200
ТФЗМ 220 Б – I T1	300-600; 400- 800; 600-1200; 750-1500; 1000- 2000	1 или 5	3	1	10-20; 9-18; 20- 40; 17-34; 19,6- 39,2	27-54; 24-48; 54- 108; 45-90; 50-100
ТФЗМ 220 Б - IV У1	500-1000-2000	1 или 5	3	1	9,8-19,8-39,2	9,8-19,8-39,2
ТФЗМ 220 Б – IV ХЛ1	500-1000-2000	1 или 5	3	1	9,8-19,8-39,2	9,8-19,8-39,2
ТФЗМ 220 Б – II T1	300-600; 400- 800; 600-1200; 750-1500; 1000- 2000	1 или 5	3	1	10-20; 9-18; 20- 40; 17-34; 19,6- 39,2	27-54; 24-48; 54- 108; 45-90; 50-100
ТФЗМ 220 Б – III ХЛ1	200-400-800; 300-600-1200	1 или 5	3	1	4,5-9-18; 9,8- 19,8-39,2	12-24-48; 25-50- 100
ТФЗМ 220 Б – III У1	200-400-800; 300-600-1200	1 или 5	3	1	4,5-9-18; 9,8- 19,8-39,2	12-24-48; 25-50- 100

Обозначение трансформаторов ТФЗМ-110, ТФЗМ-220

Структура условного обозначения ТФЗМ [*][*][*][*][*][*]:

Т — трансформатор тока;

Ф — фарфоровая крышка;

З — вторичная обмотка звеньевого типа;

М — маслонаполненный;

[*] — номинальное напряжение, кВ;

[*] — категория электрооборудования по степени загрязнения внешней изоляции (А, Б, В);

[*] — номер конструктивного варианта исполнения;

[*] — номинальный класс точности;

[*] — номинальный первичный ток, А;

[*] — номинальный вторичный ток, А;

[*] — климатическое исполнение (У, ХЛ, Т) и категория размещения (1) по ГОСТ 1515069.

Приложение Г 7 - Технические характеристики трансформатора НАМИ

Ном. напряжение первичной обмотки, кВ	10 (6)	35	$110\sqrt{3}$	220 / 3
Наибольшее рабочее напряжение первичной обмотки частоты 50 Гц, кВ	12 (7,2)	40,5	$126\sqrt{3}$	252 / $\sqrt{3}$
Ном. напряжение основной вторичной обмотки No1, кВ	0,1	0,1	$0,1 / \sqrt{3}$	$0,1 / \sqrt{3}$
Ном. напряжение дополнительной вторичной обмотки No2, кВ	0,1	0,1	0,1	0,1
Ном. напряжение основной вторичной обмотки No3, кВ	-	-	$0,1 / \sqrt{3}$	$0,1 / \sqrt{3}$
Номинальная мощность, ВА, основной вторичной обмотки No1 в классах точности				
0,2			200	200
0,5	200	360	400	400
1,0	300	500	600	600
3.0	600	12000	1200	-
Номинальная мощность, ВА, дополнительной вторичной обмотки No2 в классе точности 3,0	-	1200	1200	1200
Номинальная мощность, ВА, основной вторичной обмотки No3 в классах точности				
0,2	-	-	200	
0,5			400	100
1,0			600	200
3.0			1200	300
Предельная мощность первичной обмотки, ВА	1000	2000	2000	2000
Предельная мощность основной вторичной обмотки No1, ВА	900	1900	1200	1200
Предельная мощность дополнительной вторичной обмотки No2, ВА	100	100	1200	1200
Предельная мощность основной вторичной обмотки No3, ВА	-	-	1200	800
Группа соединения обмоток	1/1/1/1-0-0-0	1/1/1/1-0-0-0	1/1/1/1-0-0-0	1/1/1/1-0-0-0
Климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150	УХЛ1	УХЛ1	УХЛ1	УХЛ1

Приложение Г 8 - Технические данные ограничителей перенапряжения (ОПН)

Тип ограничителей	Класс напряжения, кВ	Наиболее длительно допустимое напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА
ОПН 35/40,5-10 УХЛ1	35	40,5	10
ОПН/TEL 35/40,5 УХЛ1	35	40,5	10
ОПН/TEL 110/78 УХЛ1	110	78	10
ОПН/TEL 110/73 УХЛ1	110	73	10
ОПН 110/80-10 УХЛ1	110	80	10
ОПННп-110/56-10 УХЛ1	110	56	10
ОПННф-110/56-10 УХЛ1	110	56	10

Приложение Г 9 - Данные КРУ и КСО

Наименование параметра	КРУ		КСО-2000
	КМ1-10-20УЗ	КМ1-10-31, 5УЗ	
Номинальное напряжение, кВ	6, 10	6, 10	6, 10
Номинальный ток главных цепей, кА	630, 1000, 1600, 2000. 2500. 3150	630, 1000, 1600, 2000, 2500, 3150	630, 1000
Номинальный ток отключения выключателя, встроенного в КРУ и КСО, кА	20	31,5	20
Ток термической стойкости, кА	20	31,5	20
Ток электродинамической стойкости главных цепей, кА	51	81	52
Номинальное напряжение вспомогательных цепей, В постоянного тока переменного тока	110, 220 220	110, 220 220	110, 220 220
Тип выключателей на ток до 1600 А на ток до 3200 А	вакуумный ВВ/TEL-10 ВБКЭ-10 масляный ВК-10; ВКЭ-10 элегазовый VF-12 масляный ВМПЭ-1 элегазовый VF-12	вакуумный ВВ/TEL-10 ВБКЭ-10 масляный ВК-10; ВКЭ-10 элегазовый VF-12 масляный ВМПЭ-1 элегазовый VF-12	вакуумный ВВ/TEL-10
Типы трансформаторов тока	ТОЛ-10; ТЛШ-10	ТОЛ-10; ТЛШ-10	ТОЛ-10; ТЛШ-10
Типы трансформаторов напряжения	НОЛ.08; НОЛ.06	НОЛ.08; НОЛ.06	НОЛ.08; НОЛ.06
	НАМИ-10	НАМИ-10	НАМИ-10

Приложение Г 10 - Технические характеристики электросчетчика СЭТ-4ТМ

Наименование величины	Значение
Номинальное (максимальное) значение тока, А	1(2) или 5(10)
Ток чувствительности, мА	0,001 I _{ном}
Номинальное значение измеряемого напряжения, В	3х(57,7-115)/(100-200) 3х(120-230)/(208-400)
Рабочий диапазон измеряемых напряжений, В	от 0,8U _{ном} до 1,15U _{ном}
Номинальное значение напряжения резервного питания, В	230 (постоянного или переменного тока)
Рабочий диапазон напряжений резервного питания, В	от 100 до 265 (постоянного или переменного тока)
Номинальная частота сети, Гц	50
Рабочий диапазон частот сети, Гц	от 47,5 до 52,5
Класс точности при измерении в прямом и обратном направлении:	
активной электроэнергии	0,2 S или 0,5 S
реактивной электроэнергии	0,5 или 1,0
Точность хода встроенных часов в нормальных условиях во включенном и выключенном состоянии, лучше, с/сутки	±0,5
Активная (полная) мощность, потребляемая каждой параллельной цепью напряжения, не более, Вт (ВА)	
U _{ном} = 3х(57,7-115)/(100-200)В	1,0 (1,5)
U _{ном} = 3х(120-230)/(208-400)В	1,5 (2,5)
Полная мощность, потребляемая каждой последовательной цепью, не более, В·А	0,1
Ток потребления от резервного источника питания в диапазоне напряжений от 100 до 265 В, мА:	
от источника постоянного тока	30-15
от источника переменного тока	45-28
Межповерочный интервал электросчетчика СЭТ-4ТМ, лет	12
Масса счетчика электроэнергии СЭТ-4ТМ, кг	1,6
Габаритные размеры электросчетчика СЭТ-4ТМ, мм	330х170х80,2

Приложение Г 11 - Экономическая плотность тока

Проводники	Экономическая плотность тока, А/мм при числе часов использования максимума нагрузки в год		
	более 1000 до 3000	более 3000 до 5000	более 5000
1	2	3	4
Неизолированные провода и шины:			
медные	2,5	2,1	1,8
алюминиевые	1,3	1,1	1,0
Кабели с бумажной и провода с резиновой и поливинилхлоридной изоляция и жилами:			
медными	3,0	2,5	2,0
алюминиевыми	1,6	1,4	1,2
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляция с жилами:			
медными	3,5	3,1	2,7
алюминиевыми	1,9	1,7	1,6

Приложение Г12 - Технические характеристики трехфазных
двухобмоточных трансформаторов 6 кВ

Тип	S _{ном} ,кВА	U _{ном} обмоток,кВ		U _к ,%	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х ,%
		ВН	НН				
ТМ-25/6	25	6	0,4	4,5	0,6	0,13	3,2
ТМ-40/6	40	6	0,4	4,5	0,88	0,19	3
ТМ-63/6	63	6,3	0,4;0,23	4,7	1,4	0,36	4,5
ТМ-100/6	100	6	0,4	4,5	1,97	0,36	2,6
ТМ-160/6	160	6,3	0,4;0,23	4,5-4,7	2,65-3,10	0,46-0,54	2,4
ТМ-250/6	250	6	0,4;0,69	4,5	3,7	0,82	2,3
ТМ-320/6	320	6,3	0,4	5,5	6,07	1,6	6
ТМ-400/6	400	6	0,4;0,69	4,5	5,5	1,05	2,1
ТМ-400/6	400	6	0,4	5,5	5,5	1,08	4,5
ТМ-630/6	630	6	0,4;0,69	5,5	7,6	1,56	2
ТМ-1000/6	1000	6	0,4;0,69	5,5	12,2	2,45	1,4
ТМЗ-1000/6	1000	6	0,4;0,69	5,5	11	2,45	1,4
ТМ-2500/6	2500	6	0,4;0,69	5,5	26	4,6	1
ТМЗ-2500/6	2500	6	0,4;0,69	5,3	24	4,6	1
ТСЗ-160/6	160	6	0,4;0,23	5,5	2,7	0,7	4
ТСЗ-250/6	250	6	0,4;0,23	5,5	3,8	1	3,5
ТСЗ-400/6	400	6	0,4;0,23	5,5	5,4	1,3	1,5
ТСЗ-630/6	630	6	0,4;0,69	5,5	7,3	2	1,5
ТСЗ-1000/6	1000	6	0,4;0,69	5,5	7,3	2	1,5
ТСЗ-1600/6	1600	6	0,4;0,69	5,5	16	4,2	1,5

Приложение Г13 - Технические характеристики трехфазных
двухобмоточных трансформаторов 10 кВ

Тип	S _{ном} , кВА	U _{ном обмоток} ,кВ		U _к ,%	ΔP _к ,кВт	ΔP _х ,кВт	I _х ,%
		ВН	НН				
ТМ-25/10	25	10	0,4	4,5	0,6	0,13	3,2
ТМ-40/10	40	10	0,4	4,5	1	0,19	3
ТМ-63/10	63	10	0,4	4,5	1,28	0,26	2,8
ТМ-100/10	100	10	0,4	4,5	1,97	0,36	2,6
ТМ-250/10	250	10	0,4;0,69	4,5	3,7	0,82	2,3
ТМ-320/10	320	10	0,4;0,23	5,5	6,2	0,91	0,7
ТМ-400/10	400	10	0,4;0,69	4,5	5,5	1,05	2,1
ТМЗ-400/10	400	10	0,4	5,5	5,5	1,08	4,5
ТМ-630/10	630	10	0,4;0,69	5,5	7,6	1,56	2
ТМ-1000/10	1000	10	0,4;0,63	5,5	12,2	2,45	1,4
ТМЗ-1000/10	1000	10	0,4;0,69	5,5	11	2,45	1,4
ТМ-2500/10	2500	10	0,4-6,3	5,5	26	4,6	1
ТМЗ-2500/10	2500	10	0,4;0,69	5,3	24	4,6	1
ТМ-6300/10	6300	10	0,4-6,3	6,6	46,5	9	0,8
ТДНС-16000/10	16000	10	6,3	10	85	18	0,6
ТСЗ-160/10	160	10	0,4;0,23	5,5	2,7	0,7	4
ТСЗ-250/10	250	10	0,4;0,23	5,5	3,8	1	3,5
ТСЗ-400/10	400	10	0,4;0,23	5,5	5,4	1,3	1,5
ТСЗ-630/10	630	10	0,4;0,69	5,5	7,3	2	1,5
ТСЗ-1000/10	1000	10	0,4;0,69	5,5	7,3	2	1,5
ТСЗ-1600/10	1600	10	0,4;0,69	5,5	16	4,2	1,5

И.А. Мацанке

Электрические станции и подстанции

Методическое пособие для курсового проектирования для студентов
направления «Электроэнергетика и электротехника» всех форм обучения

Рег.№223. заказ 141367. Тираж 100 экз.

Подписано к печати 30.12.23.