



Л.И. Кулеева, С.В. Митрофанов, Л.А. Семенова

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПОДСТАНЦИИ

Л.И. Кулеева, С.В. Митрофанов, Л.А. Семенова

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПОДСТАНЦИИ



Учебное пособие

Оренбург
2016

УДК 621.311.1(076.5)

ББК 31.278я7

К 90

Рецензент - зам. начальника ПТО ООО «А7-Энерго» В. А. Морозов

Кулеева, Л.И.

К 90 Проектирование подстанции: учебное пособие / Л. И. Кулеева, С. В. Митрофанов, Л. А. Семенова; Оренбургский гос. ун-т. – Оренбург: ОГУ, 2016. – 110 с.

ISBN 978-5-7410-1542-1

Учебное пособие к курсовому проекту содержит рекомендации по проектированию подстанции, а именно: по построению годового графика нагрузки по продолжительности, выбору схемы электрических присоединений, выбору и проверке силовых трансформаторов на аварийную перегрузку, расчету токов короткого замыкания, выбору и проверке основного оборудования подстанции, расчету заземляющих устройств, грозозащиты.

Учебное пособие предназначено для студентов направления подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника», профиль «Электроснабжение», очной и заочной форм обучения по дисциплинам «Проектирование подстанции» и «Электрические станции и подстанции».

УДК 621.311.1(076.5)

ББК 31.278я7

ISBN 978-5-7410-1542-1

©Кулеева Л.И.,
Митрофанов С.В.,
Семенова Л.А., 2016
©ОГУ, 2016

Содержание

Введение	5
1 Расчет и построение годового графика нагрузки по продолжительности	6
2 Выбор и обоснование главной схемы электрических соединений	8
3 Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов	9
4 Расчет токов короткого замыкания	13
5 Условия выбора и проверки оборудования подстанции на напряжении 35 - 110 кВ по режиму короткого замыкания	19
5.1 Выбор и проверка гибких шин и токопроводов	19
5.2 Выбор высокочастотного заградителя	23
5.3 Выбор подвесных изоляторов	24
5.4 Выбор ограничителя перенапряжений	25
5.5 Выбор и проверка разъединителя	26
5.6 Выбор и проверка высоковольтных выключателей	27
5.7 Выбор трансформаторов тока в цепи выключателя	28
5.8 Выбор аппаратов в нейтрали силового трансформатора	29
5.9 Выбор и проверка трансформаторов тока в цепи силового трансформатора	30
5.10 Выбор трансформаторов напряжения на стороне 110 кВ	30
6 Выбор и проверка оборудования на стороне 6-10 кВ	31
6.1 Выбор типа и конструкции распределительного устройства на стороне низшего напряжения 6-10 кВ	31
6.2 Выбор и проверка шинного моста	32
6.3 Выбор и проверка опорных изоляторов для наружной установки	36
6.4 Выбор и проверка проходных изоляторов	37
6.5 Выбор и проверка выключателей КРУ (КРУЭ) ячейки ввода, секционного и отходящей линии	38
6.6 Выбор и проверка отходящей кабельной линии	39
6.7 Выбор и проверка трансформаторов тока: ячейки ввода, ячейки секционного выключателя, отходящей линии	40
6.8 Выбор и проверка сборных шин	43
6.9 Выбор опорных изоляторов для внутренней установки	43

6.10 Выбор и проверка трансформатора напряжения	43
6.11 Выбор предохранителей для защиты трансформатора напряжения	45
7 Собственные нужды подстанции и оперативный ток	46
7.1 Выбор мощности трансформатора собственных нужд	47
7.2 Выбор предохранителей для защиты трансформатора собственных нужд	48
8 Конструктивное выполнение и расчет заземляющих устройств	49
9 Защита электрооборудования и обслуживающего персонала от перенапряжений	53
10 Релейная защита силовых трансформаторов подстанции и отходящей линии	56
11 Техника безопасности в электроустановках.....	58
Заключение.....	60
Список использованных источников.....	61
Приложение А Структура работы.....	64
Приложение Б Условно графические обозначения элементов электрических схем и принятые сокращения	66
Приложение В Типовые схемы распределительных устройств по классам напряжений 35-220 кВ	70
Приложение Г Суточные графики активных нагрузок отдельных отраслей промышленности	75
Приложение Д Графики аварийных перегрузок сухих трансформаторов	79
Приложение Е Расчетные выражения для определения приведенных значений сопротивлений	84
Приложение Ж Основные технические данные некоторых силовых трансформаторов	85
Приложение И Основные характеристики проводов.....	90
Приложение К Диаграмма определения отклонения гибкого токопровода с горизонтальным расположением фаз под действием токов КЗ	91
Приложение Л Основные технические характеристики аппаратов	92
Приложение М Принципиальные электрические схемы соединения обмоток трансформаторов напряжения.....	96
Приложение Н Основные технические данные КРУ внутренней установки напряжением 6-10 кВ	103

Введение

В учебном пособии приведены краткие основные рекомендации по выполнению курсового проекта по дисциплинам «Проектирование подстанции» и «Электрические станции и подстанции» для студентов очной и заочной форм обучения направления подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника», профиль «Электроснабжение». Материалы учебного пособия могут быть использованы при выполнении контрольной работы по дисциплине «Электрические станции и подстанции» студентами заочной формы обучения.

В учебном пособии кратко рассмотрены основные вопросы построения годового графика нагрузок по продолжительности; рекомендации по выбору главной схемы электрических соединений подстанции; числа, типа и мощности силовых трансформаторов; расчета токов короткого замыкания; вопросы выбора и проверки оборудования на стороне высшего и низшего напряжений подстанции; кратко рассмотрены собственные нужды подстанции; техника безопасности; вопросы расчета заземления и грозозащиты подстанции.

Курсовой проект состоит из «бланка задания», пояснительной записки формата А4, графического материала, выполненного на двух листах формата А1.

Контрольная работа включает «бланк задания», пояснительную записку формата А4.

1 Расчет и построение годового графика нагрузки по продолжительности

В задании на курсовой проект указан тип промышленности для электроснабжения которой необходимо спроектировать районную понизительную подстанцию. Пользуясь приложением Г, выбирается типовой суточный график нагрузки для соответствующей отрасли в летний и зимний периоды. Принимая максимальную нагрузку по графику равной заданной полной мощности (S_{\max}) или активной мощности (P_{\max}) подстанции, при известной S_{\max} или P_{\max} можно перевести типовой график нагрузки в график нагрузки конкретного потребителя, используя следующие соотношения для каждой ступени графика:

$$P_i = \frac{n_i P_{\max}}{100}, \quad (1.1)$$

где P_i – мощность на i -ой ступени суточного графика, МВт;

P_{\max} – максимальная нагрузка подстанции, указанная в задании, МВт.

Затем по суточному зимнему графику нагрузки определяют суточный расход (потребление) электроэнергии (W_c) и среднесуточную нагрузку (P_{cpc}):

$$W_c = \sum P_i t_i, \quad (1.2)$$

$$P_{cpc} = \frac{W_c}{t_c}, \quad (1.3)$$

где t_i – продолжительность i -ой ступени суточного графика, час;

t_c – продолжительность суток – 24 ч.

Затем строят годовой график нагрузки по продолжительности для заданной промышленности. Годовой график нагрузки по продолжительности показывает длительность работы подстанции в течение года с различными нагрузками. По оси ординат откладывают нагрузки в соответствующем масштабе, по оси абсцисс – часы,

года от 0 до 8760 ч. Продолжительность зимних и летних суток (если не указано в задании) можно принять $n_3 = 183$ или (182); $n_L = 183$ (для високосного года).

На основе характерных суточных графиков за летние и зимние периоды определяется количество часов на каждой ступени графика.

Годовой расход (потребление) электроэнергии определяется по выражению:

$$W_z = P_{\max} (P_1 t_1 + P_2 t_2 + \dots + P_n t_n). \quad (1.4)$$

Коэффициент заполнения графика (коэффициент использования установленной мощности) определяется в соответствии с выражением:

$$K_{3z} = \frac{P_{cpc}}{P_{\max}}. \quad (1.5)$$

Полная мощность подстанции (если она не указана в задании) определяется по формуле:

$$S = \frac{P_{\max}}{\cos \varphi}. \quad (1.6)$$

Определяется число часов использования максимальной нагрузки в году (T_{\max}), необходимое в дальнейшем для выбора экономической плотности тока:

$$T_{\max} = \frac{W_z}{P_{\max}}. \quad (1.7)$$

2 Выбор и обоснование главной схемы электрических соединений

Главная схема электрических соединений подстанции – это совокупность основного электрооборудования: трансформаторов, линий электропередач, сборных шин, коммутационной и другой первичной аппаратуры со всеми выполненными между ними в действительности соединениями. Выбор главной схемы является определяющим при проектировании электрической части подстанции.

Учитывая, что в задании указано наличие потребителей первой категории, а также то, что они должны обеспечиваться питанием от двух независимых источников питания (перерыв допускается только на время автоматического восстановления питания), для питания потребителей первой категории на основании [1, 19, 25] принимаются схемы:

- 4Н – два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий;
- 5Н – мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий;
- 5АН – мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов.

Схемы электрических соединений подстанции при проектировании разрабатываются на основании техзадания и следующих положений:

- применяются простейшие схемы;
- преимущественно применяется одна система сборных шин на ГПП с разделением ее на секции.

На выводах вторичного напряжения 6-10 кВ ГПП и ПГВ, как правило, следует устанавливать выключатели для автоматического включения резерва [1, 19, 25].

3 Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов

Выбор числа трансформаторов на подстанции определяется категорийностью потребителей. Для питания потребителей первой категории на подстанциях принимается два трансформатора. Рабочие секции шин низшего напряжения для ограничения токов короткого замыкания работают раздельно, при этом облегчаются условия работы аппаратов низшего напряжения. Мощность трансформатора на двухтрансформаторной подстанции выбирается по заданной мощности подстанции. Мощность трансформатора на подстанции в соответствии с [3, 14, 27] ориентировочно можно определить:

$$S_{HT} = (0,65 - 0,7)S_{\max}$$
$$\text{или } S_{HT} = \frac{S_{\max}}{2}, \quad (3.1)$$

где S_{HT} – ориентировочное значение номинальной мощности трансформатора;

S_{\max} – максимальная нагрузка подстанции с учетом компенсирующих устройств, если их установка необходима.

$$S_{\max} = \sqrt{P_{\max}^2 + (Q_{\max} - Q_{\text{кy}})^2}, \quad (3.2)$$

где P_{\max} – максимальная активная мощность, МВт;

$Q_{\text{кy}}$ – мощность компенсирующих устройств, устанавливаемых на подстанции, Мвар;

Q_{\max} – максимальная реактивная мощность подстанции, Мвар.

$$Q_{\max} = P_{\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (3.3)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ – рассчитывается по заданному $\cos \varphi$:

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi}$$
$$Q_{\text{кy}} = Q_{\max} - Q_{\text{э}}, \quad (3.4)$$

где $Q_{\text{э}}$ – реактивная мощность, передаваемая из сети энергосистемы в часы наибольшей активной нагрузки системы:

$$Q_9 = P_{\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi_9, \quad (3.5)$$

где $\operatorname{tg} \varphi_9$ – базовое значение коэффициента реактивной мощности. На основании [29] в зависимости от точки присоединения к электрической сети можно принять равным из таблицы 3.1.

Таблица 3.1 – Предельные значения коэффициента $\operatorname{tg} \varphi_9$

Положение точки присоединения потребителя к электрической сети	$\operatorname{tg} \varphi_9$
напряжением 110 кВ (154 кВ)	0,5
напряжением 35 кВ (60 кВ)	0,4
напряжением 6-20 кВ	0,4
напряжением 0,4 кВ	0,35

Выбор номинальной мощности ГПП в зависимости от исходных данных можно определить по полной расчетной мощности:

$$S_{\max} = \sqrt{P_{\max}^2 + Q_9^2}. \quad (3.6)$$

Расчетная мощность трансформатора, полученная по формуле 3.1, округляется до ближайшей стандартной мощности по шкале: ГОСТ 11920 – 85, ГОСТ 12965 – 85.

Выбранный трансформатор необходимо проверить по ГОСТ 14209 – 85 на аварийную перегрузку[4, 6, 22]:

$$\begin{aligned} K_2 &\leq K_{2\text{дон}} \\ S_{HT} \cdot K_{2\text{дон}} &\geq S_{\max} \end{aligned} \quad (3.7)$$

где K_2 – расчетный коэффициент аварийной перегрузки;

$K_{2\text{дон}}$ – коэффициент допустимой аварийной перегрузки при отключении одного из трансформаторов во время аварии. Определяется по таблицам аварийных перегрузок и зависит от коэффициента начальной нагрузки (K_1), эквивалентной средней годовой температуры охлаждающей среды во время аварии ($t_{\text{охл}}$), длительности перегрузки (h), а также от системы охлаждения и мощности трансформатора.

Или определяют два коэффициента аварийных перегрузок, по эквивалентным зимним и летним температурам воздуха по географическим районным данным, указанным в ГОСТ 14209-85.

Коэффициент начальной нагрузки в максимальном режиме в соответствии с [6, 14, 27] можно определить:

$$K_1 = \frac{1}{S_{HT}} \sqrt{\frac{S_1^2 \Delta t_1 + S_2^2 \Delta t_2 + \dots + S_m^2 \Delta t_m}{\Delta t_1 + \Delta t_2 + \dots + \Delta t_m}}, \quad (3.8)$$

где K_1 – должен быть меньше чем $0,9^*$;

S_1, S_2, \dots, S_m – значения нагрузки в интервалах $\Delta t_1, \Delta t_2, \dots, \Delta t_m$.

Предварительная перегрузка определяется:

$$K'_2 = \frac{1}{S_{HT}} \sqrt{\frac{(S'_1)^2 \Delta h_1 + (S'_2)^2 \Delta h_2 + \dots + (S'_n)^2 \Delta h_n}{\Delta h_1 + \Delta h_2 + \dots + \Delta h_n}}, \quad (3.9)$$

где $(S'_1)^2, (S'_2)^2, (S'_n)^2$ – значения перегрузки в интервалах $\Delta h_1, \Delta h_2, \dots, \Delta h_n$.

Сравнить значение K'_2 с $K_{\max} = \frac{S_{\max}}{S_{HT}}$: если $K'_2 \geq 0,9K_{\max}$, следует принять

$K_2 = K'_2$; если $K'_2 < 0,9K_{\max}$, следует принять $K_2 = 0,9K_{\max}$. Продолжительность h перегрузки эквивалентного графика нагрузки (рисунок 3.1) рассчитать по формуле:

$$h = \frac{(K'_2)^2 h'}{(0,9K_{\max})^2}. \quad (3.10)$$

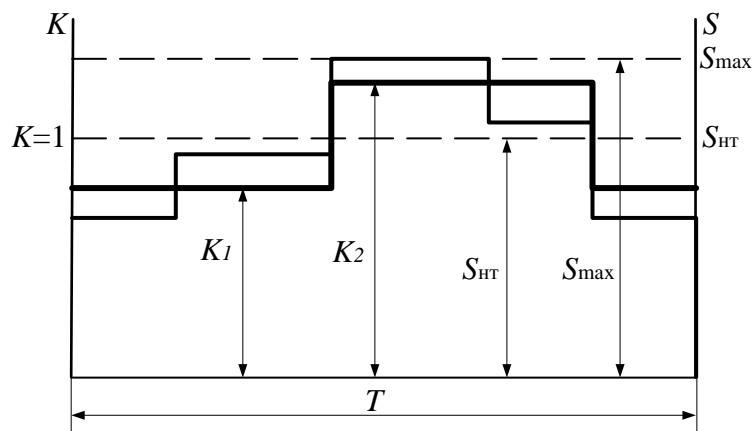


Рисунок 3.1 – Преобразование исходного графика нагрузки трансформатора в эквивалентный двухступенчатый

* Подробно о выборе и проверке трансформаторов [14].

В соответствии с [3, 6, 22] $K_2 = 1,4$ при соблюдении следующих условий: когда нагрузка трансформаторов до и после аварийной перегрузки не превышала 0,9 от его паспортной мощности, то трансформатор возможно перегружать в срок до 5 суток на 40 %, но при этом продолжительность перегрузки в каждые сутки не должна превышать 6 часов при температуре окружающего воздуха не более 20 °С. Коэффициент аварийной перегрузки допускается более 50 % по согласованию с заводом изготовителем.

Затем все данные выбранного и проверенного трансформатора сводятся в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 – Паспортные данные выбранного трансформатора

Тип тр-ра	$U_{вн}$, кВ	$U_{нн}$, кВ	$U_{сн}$, кВ	u_k , %	$P_{кз}$, кВт	$P_{хх}$, кВт	S , МВА	Высота тр-ра, мм	Ширина тр-ра, мм	Длина тр-ра, мм

4 Расчет токов короткого замыкания

Для проверки электрооборудования, аппаратов, шин, кабелей, токоограничивающих реакторов необходимо знать токи короткого замыкания. При этом необходимо определить ток трехфазного короткого замыкания в месте повреждения. На основании расчетной схемы установки составляется схема замещения, которая приводится к наиболее простому виду. Данная схема замещения предусматривает отдельную работу секций шин на стороне низшего напряжения и отдельную работу питающих линий.

Основные допущения при расчетах токов короткого замыкания:

- 1) трехфазная система считается симметричной;
- 2) короткое замыкание наступает в такой момент времени, при котором ток КЗ будет иметь наибольшее значение;
- 3) в электроустановках напряжением выше 1000 В пренебрегают активным сопротивлением элементов цепи КЗ.

Расчет токов трехфазного короткого замыкания можно проводить с использованием метода расчетных кривых [4, 10], метода типовых кривых [8, 17] или используя систему относительных единиц.

В курсовом проектировании рассматривается расчет токов короткого замыкания в электроустановках выше 1000 В в системе неограниченной (бесконечной) мощности, под которой подразумевают мощный источник питания, напряжение на шинах которого остается практически постоянным при любых изменениях режима сети [10, 14]. В этом случае мощность системы условно считают равной бесконечности ($S_c = \infty$), а сопротивление системы равным нулю ($X_c = 0$), хотя в действительности мощности энергосистем и их сопротивления имеют какие-то конечные значения [14].

Расчет токов КЗ ведется в относительных единицах, использование которых существенно упрощает расчетные выражения. Для перехода к относительным значениям различных физических величин, необходимо предварительно выбрать значения, принимаемые за базисные.

За базисное значение мощности S_{δ} принимают либо суммарное значение мощности всех источников питания, либо число кратное 10.

За базисное значение напряжения U_{δ} принимают напряжение той ступени, на которой рассматривается точка короткого замыкания, равное среднему номинальному напряжению (U_{cp}) в соответствии со шкалой средних номинальных напряжений (приложение Е).

Базисный ток (I_{δ}) определяется:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}}, \text{ кА.} \quad (4.1)$$

Поскольку рассматривается система неограниченной (бесконечной) мощности, то в этом случае действующее значение периодической составляющей (I_{II}) будет равно сверхпереходному (I'') и установившемуся (I_{∞}) значению тока короткого замыкания: $I'' = I_{II} = I_{\infty}$.

Сверхпереходной ток трехфазного КЗ в именованных единицах определяется:

$$I'' = \frac{I_{\delta}}{X_{*\Sigma}}, \text{ кА,} \quad (4.2)$$

а в относительных единицах:

$$I''_* \cong \frac{1}{X_{*\Sigma}},$$

где $X_{*\Sigma}$ – суммарное сопротивление до точки КЗ в относительных единицах.

Основные расчетные выражения для определения сопротивлений элементов расчетной схемы в относительных единицах приведены в приложении Е).

В практических расчетах, при условии, что расчетная схема содержит последовательно включенные элементы, ударный ток определяется по формуле [8]:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I'' \cdot k_y, \text{ кА,} \quad (4.3)$$

где k_y – ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

Мощность короткого замыкания определяется по выражению:

$$S_{K3} = \sqrt{3} \cdot U_{cp} \cdot I'' , \text{ МВА.} \quad (4.4)$$

Для расчетной точки K_1 (рисунок 4.1) на стороне высшего напряжения 35–220 кВ принимаются следующие базисные условия: $U_{\delta} = U_{cp(BH)}$; $S_{\delta} = 100 \text{ МВА}$.

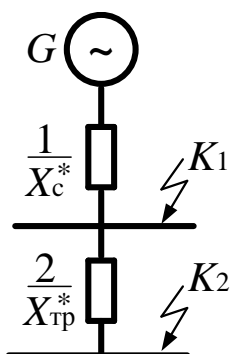


Рисунок 4.1 – Схема замещения

Определяется суммарное сопротивление до точки КЗ (K_1) в относительных единицах. Если указана длина питающей линии, то для схемы замещения, приведенной на рисунке 4.1:

$$X_{*\Sigma(1)} = X_{*c} + X_{*л}.$$

Определяются токи короткого замыкания: базисный, сверхпереходной и ударный в соответствии с выражениями (4.1 – 4.3).

При определении ударного тока КЗ в учебном проектировании можно воспользоваться средними значениями T_a и k_y , приведенными в таблице 4.1 [13].

Таблица 4.1 – Значения ударного коэффициента k_y и постоянной времени затухания T_a апериодической составляющей тока КЗ

Элементы или части энергосистемы	T_a , с	k_y
Система, связанная со сборными шинами, где рассматривается КЗ, воздушными линиями напряжением, кВ		
35	0,02	1,608
110 – 150	0,02 - 0,03	1,608 - 1,717
220 – 380	0,03 - 0,04	1,717 - 1,78
Система, связанная со сборными шинами 6-10 кВ, где рассматривается КЗ, через трансформаторы мощностью, МВА		
80 и выше	0,06 - 0,15	1,85 - 1,935
32 – 80	0,05 - 0,1	1,82 - 1,904
5,6 – 32	0,02 - 0,05	1,6 - 1,82

Если расчет сопротивлений ведется без учета активных сопротивлений, то обычно принимают $k_y = 1,8$.

Определяется мощность КЗ в соответствии с выражением (4.4).

Затем проводится расчет токов короткого замыкания на стороне низшего напряжения в точке K_2 .

Принимаются базисные условия: $U_{\delta} = U_{cp(HH)}$; $S_{\delta} = 100 \text{ МВА}$.

Определяются сопротивления элементов системы в относительных единицах (приложение Е).

Суммарное сопротивление до точки КЗ (K_2) равно:

$$X_{*\Sigma(2)} = X_{*c} + X_{*л} + X_{*mp}. \quad (4.5)$$

Определяются базисный, сверхпереходной и ударный токи короткого замыкания в соответствии с выражениями (4.1 – 4.3). Если в нагрузке присутствуют синхронные и асинхронные двигатели мощностью 100 кВт и более, и они не отделены от точки КЗ силовыми трансформаторами или токоограничивающими реакторами, то при расчете токов короткого замыкания необходимо учитывать подпитку от этих электродвигателей [8, 17].

Определяется мощность КЗ в соответствии с выражением (4.4).

Все данные расчета токов короткого замыкания сводятся в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 – Сводная таблица результатов расчета токов короткого замыкания и мощности

Наименование точки КЗ	U_{δ} , кВ	S_{δ} , МВА	I_{δ} , кА	I'' , кА	$i_{y\partial}$, кА	$S_{кз}$, МВА
K_1						
K_2						

Для проверки шин, кабелей и электрических аппаратов на термическую стойкость в режиме короткого замыкания используется понятие теплового импульса B_k , характеризующего количество теплоты, выделившейся в проводнике (при протекании тока короткого замыкания), который определяется:

$$B_k = (I'')^2 \cdot t_{кз}, \quad (4.6)$$

где I'' – значение периодической составляющей тока КЗ при $t = 0$;

$t_{кз}$ – время КЗ, зависящее от уровня (места) на котором рассматривается точка КЗ.

Время короткого замыкания определяется в зависимости от уровня (места) КЗ по выражению:

$$t_{кз} = t_{pz} + t_{\epsilon} + T_a, \quad (4.7)$$

где t_{pz} – время срабатывания релейной защиты с учетом действия АПВ. Принимается лежащим в пределах от 0,01 до 0,02 с.;

t_{ϵ} – полное время отключения, которое указывается в каталожных данных выключателя. Принимается для быстродействующих выключателей равным (0,05 – 0,1) с;

T_a – постоянная времени цепи КЗ, учитывает влияние апериодической составляющей в токе КЗ.

Постоянная времени цепи КЗ определяется в зависимости от соотношения результирующих индуктивного и активного сопротивлений цепи КЗ. В учебном проектировании на основании [8, 13, 14] можно воспользоваться средними значениями T_a и k_y , приведенными в таблице 4.1.

Принимается, что на подстанции будут установлены быстродействующие выключатели и их время срабатывания примерно равно $t_{\epsilon} \approx (0,05 \div 0,1)$ с. Тогда время короткого замыкания для отходящей линии в соответствии с приведенной схемой замещения (рисунок 4.1):

$$t_{кзл} = 0,02 + 0,1 + 0,05 = 0,17 \text{ с.}$$

Время короткого замыкания для секционного выключателя определяется:

$$t_{кзсв} = t_{pz} + t_{\epsilon} + T_a + \Delta t, \quad (4.8)$$

где Δt – время ступени селективности (избирательности), добавляется чтобы секционный выключатель не сработал раньше выключателя отходящей линии, $\Delta t = (0,3 - 0,5 \text{ и т.д.})$ с.

Время короткого замыкания для выключателя ячейки ввода определяется:

$$t_{кзяв} = t_{pz} + t_{\epsilon} + T_a + 2\Delta t. \quad (4.9)$$

Действительное время короткого замыкания на стороне 110 – 220 кВ (высшего напряжения) определяется:

$$t_{кзВН} = t_{pz} + t_e + T_a + 3\Delta t. \quad (4.10)$$

Затем определяется тепловой импульс для отходящей линии, секционного выключателя, выключателя ячейки ввода, для аппаратов на стороне ВН, и все расчеты сводятся в таблицу 4.3.

Таблица 4.3 – Расчетные значения времени короткого замыкания и теплового импульса

Наименование ячейки	Значение параметров	
	$t_{кз}, \text{с}$	$B_k = I_{кз}^2 \cdot t_{кз}, \text{кА}^2\text{с}$
Отходящая линия		
Секционная ячейка		
Ячейка ввода		
Сторона ВН		

В течение последних десятилетий токи короткого замыкания в электрических системах сильно увеличиваются вследствие увеличения мощности станций. Создание крупных энергообъединений и развитие сетей также приводит к значительному повышению токов КЗ. Поэтому в электроустановках применяют искусственные меры координации токов короткого замыкания, чем обеспечивается возможность применения более дешевого электрооборудования.

Для ограничения токов короткого замыкания на подстанции применяют:

- 1) раздельную работу трансформаторов на стороне НН;
- 2) трансформаторы с расщепленными обмотками;
- 3) для уменьшения токов однофазного короткого замыкания (по команде центрального диспетчерского пункта) нейтрали части трансформаторов могут быть разземлены [14];
- 4) схемное решение, т.е. раздельную работу питающих линий на стороне ВН;
- 5) реакторы (устанавливают при необходимости).

5 Условия выбора и проверки оборудования подстанции на напряжении 35 - 110 кВ по режиму короткого замыкания

5.1 Выбор и проверка гибких шин и токопроводов

В ОРУ 110 кВ и выше применяются гибкие сталеалюминевые шины, обладающие малым удельным сопротивлением и хорошей механической прочностью. Питающую линию на напряжение 110 кВ выполняют проводом марки АС, АСК или современными компаундированными проводами повышенной теплостойкости марки АКТ. Рабочий ток линии без перегрузки определяют по формуле:

$$I_{раб} = \frac{S_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_{вн} \cdot 2}. \quad (5.1)$$

Сечение питающей линии выбирается по экономической плотности тока:

$$F_{эк} = \frac{I_{раб}}{j_{эк}}, \quad (5.2)$$

где $j_{эк}$ – нормированная экономическая плотность тока, А/мм², определяемая материалом проводника, конструкцией сети, числом часов использования максимальной нагрузки T_{max} и т.д., таблица 5.1 [14].

Сечение, найденной по экономической плотности тока, округляют до ближайшего стандартного с учетом ограничений по короне и механической прочности. Согласно [2] для ВЛ 110 кВ минимально допустимое сечение составляет 70 мм², для ВЛ 150 кВ – 120 мм². По механической прочности минимально допустимое сечение для ВЛ 110 кВ, сооружаемых на двухцепных и многоцепных опорах принимают не менее 120 мм².

Выбранное сечение необходимо проверить по нагреву и допустимому току в аварийном режиме, когда одна из цепей отключена.

Таблица 5.1 – Значения экономической плотности тока в функции от T_{\max}

Проводник	при T_{\max} , ч		
	1000-3000	3000-5000	более 5000
Неизолированный провода и шины:			
медные	2,5	2,1	1,8
алюминиевые	1,3	1,1	1
Кабели с бумажной и провода с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией с жилами:			
медными	3	2,5	2
алюминиевыми	1,6	1,4	1,2
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с жилами:			
медными	3,5	3,1	2,7
алюминиевыми	1,9	1,7	1,6

Проверка сечения на нагрев (по допустимому току) производится:

$$\begin{aligned} I_{\text{доп}} &\geq I_{\max} \\ I_{\text{доп}} &= 2I_{\text{раб}} \end{aligned} \quad (5.3)$$

Выбранное сечение проверяется на термическое действие токов КЗ:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \leq q, \quad (5.4)$$

где q_{\min} – минимальное сечение по термической стойкости;

q – выбранное сечение.

На электродинамическое действие тока КЗ проверяют гибкие шины РУ при $I''^{(3)} \geq 20$ кА и провода воздушных линий при $i_{\gamma 0} \geq 50$ кА [2, 14].

При больших токах КЗ провода в фазах в результате динамического взаимодействия могут настолько сблизиться, что произойдет схлестывание или пробой между фазами.

Проверка шин и токопроводов на электродинамическую стойкость производится по току двухфазного КЗ, т. к. при этом виде КЗ наблюдается наибольшее сближение фаз.

Определяется усилие от длительного протекания тока двухфазного КЗ по выражению:

$$f = 2 \cdot 10^{-7} \frac{I^{(2)2}}{a}, \text{ Н/м} \quad (5.5)$$

где a – расстояние между фазами, м;

$I^{(2)}$ – среднеквадратичное значение (за время прохождения) тока двухфазного КЗ.

С достаточной точностью для расчетов можно принять [14]:

$$I^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I''^{(3)}, \quad (5.6)$$

где $I''^{(3)}$ – действующее значение тока трехфазного КЗ, А.

Подставляя выражение (5.6) в (5.5), получаем усилие:

$$f = \frac{1,5 \cdot \left(I''^{(3)}\right)^2}{a} \cdot 10^{-7}, \text{ Н/м.} \quad (5.7)$$

Сила тяжести 1 м токопровода с учетом внутрифазных распорок:

$$g = 1,1 \cdot 9,8 \cdot m, \text{ Н/м} \quad (5.8)$$

где m – масса 1 м токопровода, кг.

Определяют отношение $\frac{\sqrt{h}}{t_{\text{ЭК}}}$, где h – максимальная расчетная стрела провеса

провода в каждом пролете при максимальной расчетной температуре, м; $t_{\text{ЭК}}$ – эквивалентное по импульсу время действия быстродействующей защиты, с. Для генераторов и трансформаторов в среднем:

$$t_{\text{ЭК}} = t_3 + 0,05,$$

где t_3 – действительная выдержка времени защиты от токов КЗ;

0,05 – учитывает влияние апериодической составляющей тока КЗ.

По диаграмме, приведенной в [14] или в приложении К, в зависимости от $\frac{f}{g}$ и $\frac{\sqrt{h}}{t_{эк}}$ определяют отклонение провода b , м, и угол α .

Найденное значение b сравнивают с максимально допустимым:

$$b_{дон} = \frac{a - d - a_{дон}}{2}, \quad (5.9)$$

где d – диаметр токопровода;

$a_{дон}$ – наименьшее допустимое расстояние в свету между соседними фазами в момент их наибольшего сближения.

Для токопроводов ОРУ согласно ПУЭ [2] при 110 кВ – 0,45 м; 150 кВ – 0,6 м; 220 кВ – 0,95 м; 330 кВ – 1,4 м; 500 кВ – 2 м.

Если окажется, что $b > b_{дон}$, то необходимо уменьшить стрелу провеса или увеличить расстояние между фазами (повторить расчет по выражениям (5.5) – (5.9)).

Гибкие проводники напряжением 35 кВ и выше должны быть проверены по условиям короны. Разряд в виде короны возникает при высоких напряжениях электрического поля, с максимальными значениями начальной критической напряженности электрического поля, E_o , кВ/см:

$$E_o = 30,3 \cdot m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_o}} \right), \quad (5.10)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов $m = 0,82$);

r_o – радиус провода, см.

Напряженность электрического поля (E_{max}) около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E_{max} = \frac{0,354 \cdot U}{r_o \cdot \lg \frac{a_{cp}}{r_o}}, \quad (5.11)$$

где U – линейное напряжение, кВ;

a_{cp} – среднее геометрическое расстояние между фазами, при горизонтальном расположении фаз, см, $a_{cp} = 1,26 \cdot a$ (a – расстояние между соседними фазами, см).

При горизонтальном расположении проводов напряженность на среднем проводе примерно на 7 % больше величины, определенной по (5.11). Провода не будут коронировать, если наибольшая напряженность поля (E_{\max}) у поверхности любого провода не более $0,9E_{окр}$, т.е. должно выполняться условие:

$$1,07E_{\max} < 0,9E_{окр}. \quad (5.12)$$

При расположении фаз по вершинам равностороннего треугольника $a_{cp} = a$. В распределительных устройствах 330 кВ и выше каждая фаза для уменьшения коронирования выполняется двумя, тремя или четырьмя проводами, т.е. применяются расщепленные проводники.

5.2 Выбор высокочастотного заградителя

Высоковольтная связь – комплекс оборудования связи, использующего в качестве среды передачи провода и кабели высокоплотных линий электропередачи.

Линия электропередачи является линией высокой надежности, надежность ее в десятки раз превосходит надежность специальных проводных линий. Каналы связи по линиям электропередач значительно дешевле каналов связи по специальным проводным линиям. Существует несколько схем ВЧ каналов: «фаза-земля»; «фаза-фаза» и другие.

Высокочастотные заградители серии ВЗ предназначены для обеспечения передачи сигналов противоаварийной автоматики (ПА), релейной защиты (РЗ), телефонной связи, телемеханики, промодулированных высокой частотой (24 – 1000 кГц) по фазному проводу или грозотросу высоковольтной линии электропередачи (10, 35 – 750 кВ). Основная функция высокочастотного заградителя – ослабление шунтирующего действия шин подстанции на параметры тракта канала ВЧ связи.

Заградитель представляет собой высокочастотный фильтр, который включается в рассечку провода высоковольтной линии электропередачи для предотвращения потерь высокочастотного сигнала.

Основные составляющие высокочастотного заградителя – реактор, элемент настройки (ЭН), защитное устройство, предохраняющее ЭН от перенапряжения.

Элемент настройки включается параллельно реактору и состоит из конденсатора, катушки индуктивности и резистора.

Выбирается заградитель в соответствии с [4, 26]. Технические параметры заградителя сводятся в таблицу 5.2.

Таблица 5.2 – Параметры заградителя

Тип заградителя	Номинальные параметры		Тип реактора	Индуктивность реактора, Гн	Тип ЭН	Габаритные размеры, мм	
	$U_{вн}$, кВ	I , А				Диаметр	Высота

5.3 Выбор подвесных изоляторов

Изоляторы предназначены для изоляции токоведущих частей от земли и других частей установки, находящихся под иным потенциалом, а также для поддержания токоведущих частей. С высокой стороны применяют подвесные и натяжные гирлянды изоляторов. Количество изоляторов в подвесной гирлянде зависит от номинального напряжения подстанции. В установках 110 кВ в подвесной гирлянде 7 изоляторов, в натяжной гирлянде количество изоляторов увеличивается на один. На механическую прочность подвесные изоляторы на высокой стороне можно не проверять, так как расстояния между фазами принимаются большими и при выборе количества изоляторов в гирлянде механические нагрузки уже учтены (вес провода, скорость ветра, гололед и т.д.). Выбирают обычно линейные подвесные стержневые полимерные изоляторы (кремнийорганические) или стеклянные изоляторы.

Параметры выбранного изолятора сводятся в таблицу 5.3.

Таблица 5.3 – Расчетные и паспортные данные изолятора

Тип изолятора	Условия выбора/проверки	Расчетные данные	Паспортные данные
	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст}$, кВ	$U_{ном}$, кВ
	$F_{расч} \leq F_{доп}$	$F_{расч}$	$F_{доп}$

5.4 Выбор ограничителя перенапряжений

На стороне 110 кВ для защиты изоляции подстанционного оборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений выбирается ограничитель перенапряжений нелинейный типа ОПН - РК - 110У1 с номинальным напряжением 110 кВ. Установки ограничителей перенапряжений осуществляется в соответствии с [2, 30].

Проверка ограничителей перенапряжений с учетом [30] для сетей с глухозаземленной и эффективно-заземленной нейтралью осуществляется по выражению:

$$U_{po} \geq 1,05 \frac{U_{нс}}{\sqrt{3}}. \quad (5.13)$$

где U_{po} – наибольшее рабочее напряжение промышленной частоты, которое может быть приложено непрерывно к ОПН;

$U_{нс}$ – наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение электрической сети.

Технические параметры ограничителя перенапряжений сводятся в таблицу 5.4.

Таблица 5.4 – Параметры ограничителя перенапряжений

Наименование аппарата	$U_{ном}$, кВ	Наибольшее рабочее перенапряжение, кВ	Расчетный ток коммутационного перенапряжения, А	Остающееся напряжение при расчетном токе коммутационного перенапряжения, кВ

5.5 Выбор и проверка разъединителя

Разъединитель выбирается по напряжению установки, по току, по конструкции и роду установки и проверяется по электродинамической и термической стойкости.

Выбирают разъединители:

– по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}. \quad (5.14)$$

– по номинальному току:

$$I_{раб} \leq I_{ном}. \quad (5.15)$$

– по роду установки: внутренней или наружной.

Проверяют разъединители:

– на электродинамическую стойкость:

$$i_{уд} \leq i_{дин}. \quad (5.16)$$

– на термическую стойкость:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (5.17)$$

где $t_{тер}$ – время протекания тока термической стойкости, берется из справочника;

$I_{тер}$ – ток термической стойкости, принимается из справочника для соответствующего $t_{тер}$.

Все расчетные и паспортные данные разъединителя сводятся в таблицу 5.5.

Таблица 5.5 – Условия выбора и проверки, расчетные и паспортные данные разъединителя

Условия выбора/проверки	Расчетные данные	Паспортные данные
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст}$, кВ	$U_{ном}$, кВ
$I_{раб} \leq I_{ном}$	$I_{раб}$, А	$I_{ном}$, А
$i_{уд} \leq i_{дин}$	$i_{уд}$, А	$i_{дин}$, А
$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	$B_k = I''^2 \cdot t_{расч}$, А ² с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$, А ² с
род установки	наружный (внутренний)	
	тип привода	

5.6 Выбор и проверка высоковольтных выключателей

Выбор выключателей производится:

- по роду установки: внутренней или наружной;
- по номинальному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (5.18)$$

- по току продолжительного режима:

$$I_{раб} \leq I_{ном}. \quad (5.19)$$

Проверяют выключатели:

- по отключающей способности:

$$I'' \leq I_{отк}, \quad (5.20)$$

где I'' – сверхпереходный ток, определяемый для момента времени $t = 0$;

$I_{отк}$ – ток отключения выключателя, берется из справочных данных.

- по термической стойкости:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}; \quad (5.21)$$

- по электродинамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{дин}, \quad (5.22)$$

Все расчеты сводятся в таблицу 5.6.

Таблица 5.6 – Условия выбора и проверки, расчетные и паспортные данные выключателя

Условия выбора/проверки	Расчетные данные	Паспортные данные
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст}$, кВ	$U_{ном}$, кВ
$I_{раб} \leq I_{ном}$	$I_{раб}$, А	$I_{ном}$, А
$I'' \leq I_{отк}$	I'' , А	$I_{отк}$, А
$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	$B_k = I''^2 \cdot t_{расч}$, А ² с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$, А ² с
$i_{уд} \leq i_{дин}$	$i_{уд}$, А	$i_{дин}$, А
род установки	наружный (внутренний)	
	тип привода	

5.7 Выбор трансформаторов тока в цепи выключателя

Трансформаторы тока (ТТ) в цепи выключателя выбираются по номинальному напряжению, первичному и вторичным токам, конструкции, классу точности и проверяются на термическую и динамическую стойкость к токам КЗ.

В последнее время рекомендуют применять газовые (азотные) измерительные трансформаторы тока наружной установки класса напряжения 110 кВ – ТОГФ, имеющие следующие преимущества перед масляными и элегазовыми:

- взрыво-пожаро безопасные;
- не подпадают под экологический контроль;
- их среда – азотная – проста и единообразна для всех климатических исполнений.

Выбирают трансформаторы тока:

- по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (5.23)$$

- по номинальному току:

$$I_{раб} \leq I_{ном}. \quad (5.24)$$

Проверяют:

- по электродинамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{дин}; \quad (5.25)$$

- по термической стойкости:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}; \quad (5.26)$$

- по величине вторичной нагрузки (при необходимости):

$$r_{2н} \geq r_2 \text{ или } S_{2н} \geq S_2, \quad (5.27)$$

где $r_{2н}$ – паспортная величина трансформатора тока для соответствующего класса точности;

r_2 – суммарное сопротивление всех элементов, включенных во вторичную обмотку трансформаторов тока.

Все расчеты сводятся в таблицу 5.7.

Таблица 5.7 – Условия выбора и проверки, расчетные и паспортные данные трансформатора тока в цепи выключателя

Условия выбора/проверки	Расчетные данные	Паспортные данные
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст}$, кВ	$U_{ном}$, кВ
$I_{раб} \leq I_{ном}$	$I_{раб}$, А	$I_{ном}$, А
$i_{уд} \leq i_{дин}$	$i_{уд}$, А	$i_{дин}$, А
$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	$B_k = I''^2 \cdot t_{расч}$, А ² с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$, А ² с
класс точности		

5.8 Выбор аппаратов в нейтрали силового трансформатора

В установках 110 кВ в нейтрали трансформатора предусматривается заземлитель нейтрали (ЗОН-110 или ЗРО-110), который выбирается по тем же показателям, что и разъединитель. Результаты выбора и проверки заземлителя нейтрали сводятся в таблицу 5.8.

Таблица 5.8 – Условия выбора и проверки расчетные и паспортные данные заземлителя нейтрали

Условия выбора (проверки)	Расчетные данные	Паспортные данные
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст}$, кВ	$U_{ном}$, кВ
$I_{раб} \leq I_{ном}$	$I_{раб}$, А	$I_{ном}$, А
$i_{уд} \leq i_{дин}$	$i_{уд}$, А	$i_{дин}$, А
$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	$B_k = I''^2 \cdot t_{расч}$, А ² с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$, А ² с
тип привода		

Кроме заземлителя нейтрали в нейтрали силового трансформатора устанавливается ограничитель перенапряжений нелинейный ОПН-РК-110/56н с длительно до-

пустимым напряжением 56 кВ, предназначенный для защиты изоляции разземленных нейтралей трансформатора от коммутационных, атмосферных и внутренних перенапряжений [2].

Проверка ограничителя перенапряжений осуществляется по выражению (5.13). Расчетные и паспортные данные ограничителя перенапряжений свести в таблицу, аналогичную таблице 5.4.

5.9 Выбор и проверка трансформаторов тока в цепи силового трансформатора

В цепи силового трансформатора для питания катушек реле защиты силового трансформатора устанавливают встроенные трансформаторы тока с двумя вторичными обмотками.

Результаты выбора и проверки трансформатора тока в цепи силового трансформатора свести в таблицу, аналогичную таблице 5.7.

5.10 Выбор трансформаторов напряжения на стороне 110 кВ

Для контроля изоляции и для питания приборов на стороне высшего напряжения устанавливают измерительные трансформаторы напряжения НАМИ – 110 кВ или рекомендуется устанавливать заземляемый газовый трансформатор напряжения ЗНГ (технические данные трансформаторов напряжения и принципиальные электрические схемы соединения обмоток приведены в приложениях Л и М).

Проверка трансформаторов напряжения на стороне 110 кВ аналогична проверке трансформаторов напряжения на стороне 10 кВ (п. 6.10).

6 Выбор и проверка оборудования на стороне 6-10 кВ

6.1 Выбор типа и конструкции распределительного устройства на стороне низшего напряжения 6-10 кВ

Исходя из выбранной ранее главной схемы электрических соединений подстанции, предварительно следует выбрать конструкцию ЗРУ для последующей связи с ней выбираемых электрических аппаратов, токоведущих частей и их расположения.

Выбирается комплектное распределительное устройство (КРУ) или КРУЭ любой серии, предназначенное для приема и распределения электрической энергии промышленной частоты 50 Гц. В качестве вводных и секционных шкафов у нисходящих линий должны применяться КРУ с указанием серии завода изготовителя и технических характеристик, а именно:

- номинальное напряжение U_n ;
- номинальный ток главных цепей I_n ;
- номинальный ток сборных шин $I_{нш}$;
- ток электродинамической стойкости шкафа $i_{динш}$;
- ток термической стойкости $I_{терм}$;
- тип выключателя;
- тип привода выключателя;
- габаритные размеры шкафа: высота, ширина, глубина.

Количество ячеек КРУ (КРУЭ) зависит от принятой схемы электрических соединений подстанции, а именно:

- количества ячеек ввода;
- числа ячеек секционирования;
- числа ячеек отходящих линий;
- числа ячеек трансформаторов напряжения;
- числа ячеек трансформаторов собственных нужд.

На каждой из секций шин необходимо предусмотреть еще 2 резервные ячейки, а также место для установки шкафа ККУ (комплектных компенсирующих устройств) – при необходимости.

Основные данные выбранного комплектного распределительного устройства представить в виде таблицы 6.1.

Таблица 6.1 – Основные данные КРУ

Параметр	Значение
Номинальное напряжение U_n , кВ	
Номинальный ток главных цепей I_n , А	
Номинальный ток сборных шин $I_{нсм}$, А	
Ток электродинамической стойкости главных цепей шкафа $i_{динсм}$, кА	
Ток термической стойкости $I_{терм}$, кА	
Тип трансформатора тока	
Тип трансформатора напряжения	
Тип трансформатора тока нулевой последовательности	
Тип выключателя	
Тип привода выключателя	
Габаритные размеры, мм высота ширина глубина	

Основные данные часто используемых ячеек выкатанного типа представлены в приложении Н.

6.2 Выбор и проверка шинного моста

Шинный мост – это соединение силового трансформатора с распределительным устройством низшего напряжения (РУ НН). В качестве шинного моста могут использоваться как гибкие, так и жесткие шины, а также комплектные токопроводы, в настоящее время широко используют жесткие прямоугольные шины.

Выбор шинного моста производится по экономической плотности тока. Для этого определяется рабочий ток шинного моста:

$$I_{paб} = \frac{S_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_{nn} \cdot n_c}, \quad (6.1)$$

где n_c – число секций.

Сечение проводника определяется:

$$S_{np} = \frac{I_{paб}}{j_э}, \quad (6.2)$$

где $j_э$ – экономическая плотность тока, определяется из таблицы в зависимости от T_{max} .

Выбираем жесткие алюминиевые однополостные шины марки АТ или АДО. Расположение на колпачке изолятора – плашмя (рисунок 6.1).

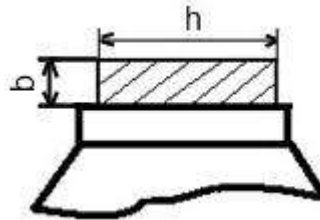


Рисунок 6.1 – Расположение шины на колпачке изолятора плашмя

Проверяют шины:

- 1) по длительно-допустимому току, т.е. по нагреву;
- 2) на электродинамическую стойкость;
- 3) по термической стойкости.

6.2.1 Проверка по длительно-допустимому току соответствует проверке по нагреву:

$$I_{ав} \leq I_{доп},$$

где $I_{доп}$ – допустимый ток на шине выбранного сечения и марки с учетом поправки при расположении шины плашмя, или температуры воздуха, отличной от принятой в таблицах ($\theta_{0ном} = 25^\circ C$).

$$I_{доп} = I_{доп.ном} \sqrt{\frac{\theta_{доп} - \theta_0}{\theta_{доп} - \theta_{ном}}} = I_{доп.ном} \sqrt{\frac{70 - \theta_0}{45}}, \quad (6.3)$$

где $\theta_{дон} = 70^{\circ}\text{C}$, $\theta_{ном} = 25^{\circ}\text{C}$;

θ_0 – действительная температура воздуха, рассматриваемого региона.

$$I_{ав} = \frac{S_{тран} \cdot K_{пер}}{\sqrt{3} \cdot U_{нн}} \quad \text{или} \quad I_{ав} = \frac{S_{ПС}}{\sqrt{3} \cdot U_{нн}}. \quad (6.4)$$

6.2.2 Проверка шин (шинного моста) по электродинамической стойкости

Проводится механический расчет однополосных шин. Наибольшая сила (F , Н), действующая на шину средней фазы (при расположении шин в одной плоскости), определяется при трехфазном КЗ:

$$F = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \frac{i_{yd}^2 \cdot l}{a}, \quad (6.5)$$

где i_{yd} – мгновенное значение тока в проводниках, А;

l – длина пролета между опорными изоляторами шинной конструкции наружной установки, лежит в пределах от 1 до 1,5 м;

a – расстояние между фазами (0,6 – 0,8) м.

Сила F создает изгибающий момент (M , Н·м) при расчете которого шина рассматривается как многопролетная балка, свободно лежащая на опорах:

$$M = F \cdot \frac{l}{10} \quad (6.6)$$

или $M = \frac{f \cdot l^2}{10}$

где f – наибольшее удельное усилие при трехфазном коротком замыкании, Н/м.

Напряжение в материале $\sigma_{расч}$, МПа, возникающие при воздействии изгибающего момента M :

$$\sigma_{расч} = \frac{M}{W}, \quad (6.7)$$

где W – момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию силы, см³.

При расположении шин плашмя:

$$W = \frac{h^2 \cdot b}{6}. \quad (6.8)$$

Шины механически прочные, если:

$$\sigma_{расч} \leq \sigma_{дон}, \quad (6.9)$$

где $\sigma_{дон}$ – допустимое механическое напряжение в материале шин.

Согласно п.1.4.15 ПУЭ [2]:

$$\sigma_{дон} \leq \sigma_p.$$

Допустимое напряжение жестких шин ($\sigma_{дон}$) следует принимать равным 70 % от временного сопротивления разрыву материала шин σ_p .

$$\sigma_{дон} \cong 0,7\sigma_{разр}.$$

Временное сопротивление разрыву и допустимые напряжения в материале шин приведены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Основные характеристики материалов шин

Материал шин	Марки	Временное сопротивление разрыву материала, $\sigma_{разр}$, МПа	Допустимое напряжение материала, $\sigma_{дон}$, МПа
Алюминий	АО, А АДО	118 59 – 69	82 41 - 48
Алюминиевый сплав	АД31Т	127	89
Медь	МГМ МГТ	345 – 355 245 – 294	171,5 – 178 171,5 – 206

6.2.3 Проверка шин по термической стойкости при коротком замыкании

Проверка по термической стойкости выполняется по условию $\Theta_k \leq \Theta_{дон}$ или

$$q_{\min} \leq q:$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \leq q, \quad (6.10)$$

где B_k – полный тепловой импульс соответствующей ступени;

C – постоянная для шин, берется из справочника в зависимости от материала или марки сплава шины [2, 7];

q – выбранное сечение.

6.3 Выбор и проверка опорных изоляторов для наружной установки

В распределительных устройствах шины крепятся на опорных, проходных и подвесных изоляторах. Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по номинальному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}. \quad (6.11)$$

Проверяются изоляторы по допустимой нагрузке:

$$F_{расч} \leq F_{дон}, \quad (6.12)$$

где $F_{расч}$ – сила, действующая на колпачок изолятора: $F_{дон} \approx 0,6F_{разр}$;

$F_{разр}$ – разрушающая нагрузка на изгиб, берется из справочника.

При горизонтальном или вертикальном расположении изоляторов всех фаз расчетная сила, $F_{расч}$, Н определяется:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{yd}^2}{a} \cdot l \cdot k_h \cdot 10^{-7}, \quad (6.13)$$

где k_h – поправочный коэффициент на высоту шины, если она расположена на ребро (рисунок 6.2).

$$k_h = \frac{H}{H_{из}};$$

$$k_h = H_{из} + b + \frac{h}{2}.$$

При расположении шины плашмя k_h определяется:

$$k_h = \frac{H_{из} + h + \frac{b}{2}}{H_{из}}, \quad (6.14)$$

где b и h – ширина и высота шины, мм;

$H_{из}$ – высота изолятора.

При расположении шин плашмя k_h можно принять равным единице.

При расположении шин в вершинах треугольника $F_{расч} = k_h F_u$ [4]:

$$F_{расч} = 1,62 \cdot \frac{i_{y0}^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7}. \quad (6.15)$$

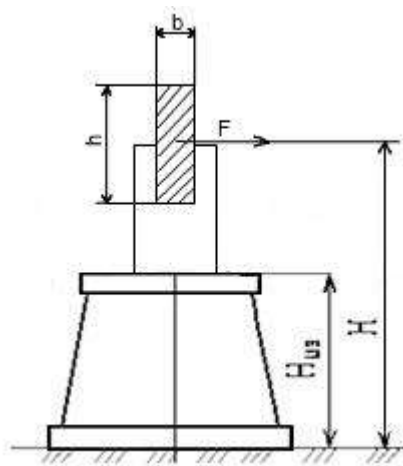


Рисунок 6.2 – Опорный изолятор

6.4 Выбор и проверка проходных изоляторов

Проходные изоляторы (для внутренних и наружных установок) предназначены для вывода токоведущих частей из зданий и прокладки шин через стены и перекрытия. Проходные изоляторы выбираются:

– по напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}. \quad (6.16)$$

– по номинальному току:

$$I_{max} \leq I_{ном}. \quad (6.17)$$

Проверяют по:

– по допустимой нагрузке:

$$F_{расч} \leq F_{дон}, \quad (6.18)$$

$$F_{расч} = 0,5 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l \cdot k_h \cdot 10^{-7}. \quad (6.19)$$

6.5 Выбор и проверка выключателей КРУ (КРУЭ) ячейки ввода, секционного и отходящей линии

Выключатель выбирают:

- по роду установки;
- по номинальному напряжению;
- по номинальному току.

Проверяют по:

– электродинамической стойкости:

$$i_{дин} \geq i_{уд}. \quad (6.20)$$

– термической стойкости:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{квн}. \quad (6.21)$$

– отключающей способности:

$$I_{отк} \geq I''. \quad (6.22)$$

Все расчетные и паспортные данные сводятся в таблицу 6.3.

Таблица 6.3 – Условия выбора и проверки, расчетные и паспортные данные выключателей

Условия выбора/проверки	Расчетные данные	Паспортные данные		
		типы ячеек		
		ввода	секционная	отходящих линий
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст}$, кВ	$U_{ном}$, кВ	$U_{ном}$, кВ	$U_{ном}$, кВ
$I_{раб} \leq I_{ном}$	$I_{раб \text{ Я.В.}}$, А	$I_{ном}$, А	—	—
	$I_{раб \text{ С.В.}}$, А	—	$I_{ном}$, А	—
	$I_{раб \text{ Отх.л.}}$, А	—	—	$I_{ном}$, А
$i_{уд} \leq i_{дин}$	$i_{уд}$, А	$i_{дин}$, А	$i_{дин}$, А	$i_{дин}$, А
$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	$B_{k \text{ Я.В.}} = I''^2 \cdot t_{расч}$, А ² с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$, А ² с	—	—
	$B_{k \text{ С.В.}} = I''^2 \cdot t_{расч}$, А ² с	—	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$, А ² с	—
	$B_{k \text{ Отх.л.}} = I''^2 \cdot t_{расч}$, А ² с	—	—	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$, А ² с

6.6 Выбор и проверка отходящей кабельной линии

Кабели выбирают:

– по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}. \quad (6.23)$$

– по конструкции [16];

– по экономической плотности тока:

$$F_{эк} = \frac{I_{раб}}{j_э}, \quad (6.24)$$

где $I_{раб}$ – рабочий ток, А.

$$I_{paб} = \frac{S_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_{nn} \cdot m_{л}}, \quad (6.25)$$

где $m_{л}$ – число отходящих линий.

Кабельные линии проверяют:

– по допустимому току:

$$I_{max} \leq I_{дон}, \quad (6.26)$$

где I_{max} – максимальный ток, протекающий по кабелю;

$I_{дон}$ – длительно допустимый ток с учетом поправки на температуру окружающей среды (K_1) и число рядом проложенных кабелей в земле (K_2), поправочные коэффициенты находят из справочника [4, 16].

– по термической стойкости:

$$\begin{aligned} I_{тер}^2 \cdot t_{тер} &\geq B_{к} \\ \text{или} \quad q_{min} &\leq q \end{aligned} \quad (6.27)$$

6.7 Выбор и проверка трансформаторов тока: ячейки ввода, ячейки секционного выключателя, отходящей линии

Для вводной, секционной ячейки и ячейки отходящей линии выбирают трансформатор тока с двумя вторичными обмотками, необходимыми для питания измерительных приборов и катушек реле.

Выбирают трансформаторы тока по:

– напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}. \quad (6.28)$$

– номинальному току:

$$I_{paб} \leq I_{ном}. \quad (6.29)$$

Рекомендуют применять трансформаторы тока класса точности 0,5S.

Проверяют по:

– электродинамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{дин}. \quad (6.30)$$

– термической стойкости:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}. \quad (6.31)$$

– величине вторичной нагрузки:

$$S_{2рас} \leq S_{2н}. \quad (6.32)$$

К трансформаторам тока должны быть присоединены: амперметр, ваттметр, счетчики электрической энергии multifunctional.

Расчет мощности вторичной нагрузки ведется по наиболее загруженной фазе:

$$S_{2рас} = S_{приб} + S_{конт} + S_{пров}, \quad (6.33)$$

где $S_{приб}$ – мощность, потребляемая всеми приборами;

$S_{конт}$ – мощность, теряемая в контактах, ВА;

$S_{пров}$ – мощность, теряемая в соединительных проводах, ВА.

$$S_{конт} = I_2^2 \cdot r_k. \quad (6.34)$$

Принимаем $r_k \approx 0,1$ Ом.

Сопротивление соединительных проводов определяется:

$$r_{пр} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{S_{пров}}, \quad (6.35)$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода, монтаж может выполняться медными или алюминиевыми жилами;

$l_{расч}$ – зависит от схемы соединения приборов, для неполной звезды:

$$l_{расч} = \sqrt{3} \cdot l, \quad (6.36)$$

где l – длина провода от прибора до трансформатора тока в один конец лежит в пределах от 4 до 10 м.

Монтаж обычно выполняется медными проводами сечением 2,5 мм² или 4 мм².

$S_{приб}$ – мощность, потребляемая всеми установленными приборами, берется из справочника для каждого прибора.

Все расчеты сводятся в таблицу 6.4.

Таблица 6.4 – Условия выбора и проверки, расчетные и паспортные данные трансформаторов тока

Условия выбора (проверки)	Расчетные данные	Паспортные данные		
		типы ячеек		
		ввода	секционная	отходящих линий
Тип трансформатора	Определяется серией ячейки			
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст}$, кВ	$U_{ном}$, кВ	$U_{ном}$, кВ	$U_{ном}$, кВ
$I_{раб} \leq I_{ном}$	$I_{раб Я.В}$, А $I_{раб С.В}$, А $I_{раб Отх.л}$, А	$I_{ном}$, А — —	— $I_{ном}$, А —	— — $I_{ном}$, А
$i_{уд} \leq i_{дин}$	$i_{уд Я.В}$, А $i_{уд С.В}$, А $i_{уд Отх.л}$, А	$i_{дин}$, А — —	— $i_{дин}$, А —	— $i_{дин}$, А
$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$	$B_{k Я.В} = I''^2 \cdot t_{расч}$, А ² с $B_{k С.В} = I''^2 \cdot t_{расч}$, А ² с $B_{k Отх.л} = I''^2 \cdot t_{расч}$, А ² с	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$, А ² с — —	— $I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$, А ² с —	— — $I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$, А ² с
$S_{2рас} \leq S_{2н}$	$S_{2рас Я.В}$ $S_{2рас С.В}$ $S_{2рас Отх.л}$	$S_{2н}$ — —	— $S_{2н}$ —	— $S_{2н}$
Класс точности	0,2S; 0,5S			

6.8 Выбор и проверка сборных шин

Сечение сборных шин РУ всех напряжений выбирают по току.

Выбирают жесткие алюминиевые однополосные шины марки АО, АДО или медные шины марок МГМ, МГТ. Проверка осуществляется так же, как и проверка шинного моста, но шины располагают, как правило, на ребро для лучшего охлаждения, тепловой импульс для сборных шин берется из таблиц для секционного выключателя.

Все основные характеристики материала шин представлены в [4, 14].

6.9 Выбор опорных изоляторов для внутренней установки

Выбирают опорные изоляторы для внутренней установки:

– по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}. \quad (6.37)$$

Проверяют:

– по допустимой нагрузке:

$$F_{расч} \leq F_{дон}, \quad (6.38)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a} \cdot l \cdot k_h \cdot 10^{-7}, \quad (6.39)$$

где l – длина ячейки.

6.10 Выбор и проверка трансформатора напряжения

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 В или $\frac{100}{\sqrt{3}}$ и для отделения цепей измерения и ре-

лейной защиты от первичных цепей высокого напряжения. Могут быть приняты трансформаторы напряжений марок: НАМИ-10; НАЛИ-10; НАМИТ-10 (схемы соединения обмоток различных типов трансформаторов напряжения НАЛИ-10 и НАМИТ-10 представлены в приложении М).

Трансформаторы напряжения выбираются:

– по напряжению установки:

$$U_{ном} \geq U_{сет.ном} . \quad (6.40)$$

Проверяют:

– по вторичной нагрузке:

$$S_{2н} \geq S_{2рас} , \quad (6.41)$$

где $S_{2рас}$ – нагрузка всех измерительных приборов, присоединенных к трансформатору напряжения, ВА.

Вторичная нагрузка определяется по приведенной формуле в том случае, если схема соединения приборов соответствует схеме соединения вторичной обмотки трансформатора напряжения:

$$S_{2рас} = \sqrt{(S_{приб} \cdot \cos \varphi_{приб})^2 + (S_{приб} \cdot \sin \varphi_{приб})^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2} . \quad (6.42)$$

Параметры выбранного трансформатора напряжения сводятся в таблицу 6.5.

Таблица 6.5 – Параметры трансформатора напряжения

Параметр	Значение
Номинальное напряжение, В: - $U_{ВН}$ - $U_{НН}$	
Номинальная вторичная нагрузка, ВА	
Класс точности	

Если схема соединения приборов не соответствует схеме соединения вторичной обмотки трансформаторов напряжения, то расчет вторичной нагрузки ведется на фазу.

6.11 Выбор предохранителей для защиты трансформатора напряжения

Предохранители для защиты трансформатора напряжения выбирают:

– по номинальному напряжению сети:

$$U_{ан} \leq U_{ном} . \quad (6.43)$$

– по номинальному току плавкой вставки, номинальному току патрона предохранителя:

$$I_{пат.ном} \geq I_{вст.ном} , \quad (6.44)$$

$$I_{ном} = \frac{S_{ном.ТН}}{\sqrt{3} \cdot U_{вн}} , \quad (6.45)$$

$$I_{вст.ном} = k_n \cdot I_{ном.ТН} , \quad (6.46)$$

где $I_{ном}$ – номинальный ток ТН;

k_n – коэффициент надежности.

Выбирают кварцевые токоограничивающие предохранители для защиты трансформаторов напряжения.

7 Собственные нужды подстанции и оперативный ток

Производство электрической энергии на станциях и подстанциях полностью механизировано. Большинство механизмов, обеспечивающих работу основных агрегатов вместе с их приводными механизмами входят в комплекс, называемый собственными нуждами подстанции (СНП).

Наиболее ответственными потребителями СНП являются оперативные цепи, системы связи, КИП и А, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения.

На подстанции мощность на собственные нужды расходуется на освещение подстанции внутреннее и наружное, на вентиляцию помещения, подогрев масла трансформатора, на подогрев приводов аппаратов и шкафов релейной защиты в зимний период времени; летом – на питание двигателей обдува трансформаторов. Наиболее ответственными потребителями собственных нужд подстанций являются оперативные цепи, системы связи, телемеханики, аварийное освещение, система пожаротушения.

Потребители собственных нужд подстанций относятся к потребителям электрической энергии первой категории. В соответствии с ПУЭ п.1.2.18 питание таких потребителей должно обеспечиваться от двух независимых взаиморезервируемых источников.

Питание трансформаторов собственных нужд (ТСН) подстанции осуществляется постоянным или выпрямленным оперативным током.

На подстанции с постоянным или выпрямленным оперативным током трансформаторы собственных нужд должны присоединяться через предохранители или выключатели к шинам РУ 6-35 кВ. На стороне НН трансформаторы СН должны работать отдельно с АВР.

На подстанциях 110 кВ и выше, с числом масляных выключателей три и выше, как правило [20, 25, 27, 28], применяется оперативный постоянный ток (ОПТ) напряжением 220 В. Источниками напряжения ОПТ служат аккумуляторные батареи (АБ), работающие с зарядно-подзарядными агрегатами (ЗПА) в режиме постоянно-

го подзаряда или применяется система бесперебойного питания (СБП), в которую входят дизель-генераторные установки.

Применение постоянного оперативного тока увеличивает стоимость сооружения, но обеспечивает большую надежность.

На подстанциях с постоянным оперативным током напряжение сети собственных нужд принимается равным 380/220 В с заземленной нейтралью.

Переменный оперативный ток применяется на подстанциях 35-220 кВ без выключателей.

7.1 Выбор мощности трансформатора собственных нужд

Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов. Мощность, расходуемая на собственные нужды подстанции, ориентировочно составляет примерно 1 % от полной мощности подстанции [14]:

$$S_{сн} = 0,01 \cdot S_{\max} . \quad (7.1)$$

Мощность ТСН с учетом коэффициента спроса:

$$S_{ТСН} = k_c \cdot S_{сн} , \quad (7.2)$$

где k_c – коэффициент спроса (принимается лежащим в пределах от 0,7 до 0,8).

Число трансформаторов собственных нужд зависит от марки силового трансформатора (числа секций на низком напряжении). Силовые трансформаторы собственных нужд размещаются в шкафах. Трансформаторы большой мощности устанавливают в ОРУ. Присоединение трансформаторов собственных нужд мощностью до 63 кВА может осуществляться кабелем или воздушными линиями. Рекомендуется выбирать сухие трансформаторы собственных нужд, т.к. они взрыво- и пожаробезопасны (таблица Г.3 приложения Г) или масляные герметичные типа ТМГ. Достоинством таких трансформаторов является то, что герметичный трансформатор полно-

стью заполнен маслом без воздушной или газовой подушки, контакт масла с внешней средой исключен. Таким образом, масло не окисляется и не увлажняется.

Окраска бака должна быть прочной, светлой и гладкой и осуществляться порошковым полимерным покрытием [28].

Основные паспортные данные сухих трансформаторов представлены в таблицах приложения Ж, а их кривые аварийных перегрузок в приложении Д.

7.2 Выбор предохранителей для защиты трансформатора собственных нужд

Определяется ток, протекающий по обмоткам трансформатора собственных нужд:

$$I_{ном.TCH} = \frac{S_{TCH}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}}, \quad (7.3)$$

где $I_{ном.вст} = k_n \cdot I_{ном.TCH}$ – номинальный ток плавкой вставки.

Проверяют предохранители:

$$I_{н.пат} \geq I_{н.вст}; \quad (7.4)$$

$$I_{дин} = i_{y\partial}. \quad (7.5)$$

Принимают быстродействующие, кварцевые токоограничивающие предохранители.

8 Конструктивное выполнение и расчет заземляющих устройств

Для заземления электроустановок различных назначений и напряжений следует применять одно заземляющее устройство с наименьшим сопротивлением.

Если заземляющее устройство одновременно используется в электроустановках до 1000 В и выше 1000 В с большими токами замыкания на землю (более 500А) то сопротивление заземляющего устройства в соответствии с ПУЭ в любое время года не должно превышать 0,5 Ом.

Для заземляющих устройств любого назначения необходимо использовать в первую очередь естественные заземлители и искусственные заземляющие проводники. Если естественных заземлителей нет, или их использование не даст требуемых результатов, то принимают искусственные заземлители в виде стержней из угловой и прутковой стали, стальных полос.

При этом необходимо разместить так элементы искусственного заземлителя (прутковая сталь, стальные полосы и др.), чтобы обеспечить по возможности равномерное распределение электрического потенциала на площади, занятой электрооборудованием (контуры вокруг зданий, выравнивание потенциалов у входов, въездов и т.п.).

Выбор угловой стали зависит от характера грунта и способа забивки стержней. Длину стержней и глубину их заложения выбирают в зависимости от климатических условий.

Для обеспечения безопасных условий работы обслуживающего персонала от поражения напряжением прикосновения и шаговым напряжением необходимо все части электрооборудования, нормально не находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под таковым при повреждении изоляции, надежно заземлять. Такое заземление называется защитным.

Сопротивление заземляющего устройства представляет собой сумму сопротивлений заземлителя и заземляющих проводников. В качестве заземлителя применяют уголки размером 60×60×6 мм, длиной 2,5 м горизонтальные соединения выполняют стальными круглыми прутками диаметром 8 мм, грунт может быть разным [15]. Принимается суглинок с удельным сопротивлением 100 Ом·м, климатическая

зона – III (для Оренбургской области). В целях выравнивания электрического потенциала и обеспечения присоединения электрооборудования к заземлителю на территории, занятой оборудованием, следует прокладывать продольные и поперечные горизонтальные заземлители и объединять их между собой в заземляющую сетку. Размер ячеек от 4 до 20 м. Размер ячейки около силового трансформатора не должен превышать 6×6 м.

Сопротивление растеканию одиночного стрежня определяется по упрощенной формуле [15]:

$$R_{OY} = 0,298 \cdot \rho \cdot K_M, \quad (8.1)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта, Ом·м;

K_M – коэффициент, зависящий от климатической зоны, для вертикального заземлителя [15].

Для уголка $50 \times 50 \times 5$ мм:

$$R_{OY} = 0,318 \cdot \rho \cdot K_M;$$

для уголка $75 \times 75 \times 8$ мм:

$$R_{OY} = 0,292 \cdot \rho \cdot K_M;$$

Приближенные средние значения удельных сопротивлений грунта ρ , Ом·м приведены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Приближенные средние значения удельных сопротивлений грунта

Тип грунта	ρ , Ом·м
песок	$(4 \div 10) \cdot 10^2$
супесь	$(1,5 \div 4) \cdot 10^2$
чернозем	$(0,1 \div 5,3) \cdot 10^2$
глина	$(0,4 \div 0,7) \cdot 10^2$
торф	$0,2 \cdot 10^2$
садовая земля	$0,4 \cdot 10^2$
скальный грунт	$(20 \div 40) \cdot 10^2$

Сопротивление растеканию вертикальных заземлителей с учетом их экранирующего влияния:

$$R_B = \frac{R_{OY}}{n \cdot \eta_B^I}. \quad (8.2)$$

Действительное число заземлителей определяется:

$$n_D = \frac{R_{OY}}{\eta_B^I \cdot R_{3Y}}, \quad (8.3)$$

где $R_{3Y} = 0,5 \text{ Ом}$ – сопротивление заземляющего устройства в установках выше 1000 В [2].

Сопротивление растеканию круглого горизонтального заземлителя растеканию зарядов определяется:

$$R_{ГК} = \frac{0,366}{\ell} \cdot \rho \cdot K_M \cdot \lg \frac{\ell^2}{d \cdot t}, \quad (8.4)$$

где ℓ – длина круглых горизонтальных заземлителей, расположенных по периметру;

d – диаметр круглого заземлителя, м;

t – глубина заложения заземлителя, м ($t \approx 0,7 \text{ м}$).

Действительное сопротивление растеканию горизонтальных заземлителей определяется:

$$R_n = \frac{R_n}{\eta_{nГ}}, \quad (8.5)$$

где $\eta_{nГ}$ – коэффициент использования горизонтальных соединительных полос.

Сопротивление растеканию вертикальных заземлителей с учетом действительного числа заземлителей:

$$R_{ВД} = \frac{R_{OY}}{n_D \cdot \eta_B^I}, \quad (8.6)$$

где η_B^I – коэффициент использования вертикальных заземлителей.

Сопротивление всех искусственных заземляющих устройств определяется:

$$R_{II} = \frac{R_{ВД} \cdot R_{ГД}}{R_{ВД} + R_{ГД}}. \quad (8.7)$$

Проверяется соотношение в соответствии с ПУЭ:

$$R_{II} \leq 0,5 \text{ Ом.} \quad (8.8)$$

9 Защита электрооборудования и обслуживающего персонала от перенапряжений

Перенапряжением называется кратковременное повышение напряжения до значения, опасного для изоляции электрооборудования. Перенапряжения возникают вследствие электромагнитных колебательных процессов, вызванных изменением режима работы электрических цепей и при разрядах молний. Главную опасность в электрических установках напряжением до 220 кВ предоставляют возникающие при грозовых разрядах атмосферные перенапряжения.

Электрические установки на подстанциях защищают от прямых ударов молний вертикальными стержневыми молниеприемниками, а защита линии – горизонтальными молниеприемниками.

Молниезащитное устройство – система предназначенная защитить здание или сооружение от воздействия молнии. Устройство защиты от прямых ударов молнии (молниеотводы) – комплекс, состоящий из молниеприемников, токоотводов и заземлителей.

Вертикальный стержневой молниеотвод представляет собой высокий столб с проложенным вдоль него стальным проводом, соединенным с заземлителем.

Под зоной защиты молниеотвода понимают часть пространства, внутри которого здание или сооружение защищено от прямых ударов молний с определенной степенью надежности.

Горизонтальный молниеотвод представляет собой провод, расположенный над фазными проводами линий на тех же опорах.

Чем выше над защищаемым объектом расположен молниеотвод, тем больше его защитная зона, в которой молниеотвод как бы перехватывает молнию и отводит ее в землю.

Для защиты оборудования подстанции принимаем 4 молниеотвода высотой h (17 – 25) м, расположенных по углам четырехугольника (рисунок 9.1). Можно принять a в пределах от 60 до 70 м, и b в пределах от 40 до 55 м (в зависимости от габаритных размеров подстанции, типа подстанции).

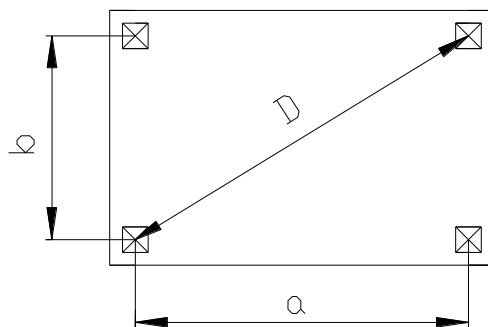


Рисунок 9.1 – Расположение молниеотводов

Необходимое условие защищенности всей площади четырьмя молниеотводами [18]:

$$D \leq 8h_a, \quad (9.1)$$

где D – наибольшая диагональ четырехугольника подстанции (см. эскиз подстанции);

h_a – активная высота молниеотвода, т.е. превышение молниеотвода над рассматриваемым уровнем.

$$D = \sqrt{a^2 + b^2}, \quad (9.2)$$

$$h_a = h - h_x, \quad (9.3)$$

где h – высота молниеотвода;

h_x – высота защищаемого объекта, т.е. высота самого высокого оборудования (трансформатора).

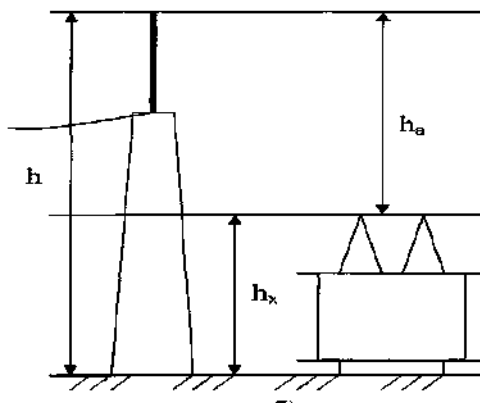


Рисунок 9.2 – Зона защиты молниеотвода

Радиус зоны защиты одиночного стержневого молниеотвода определяется:

$$r_x = 1,5 \cdot h \cdot \frac{h - h_x}{h + h_x}. \quad (9.4)$$

Тросовые молниеотводы защищают линию протяженностью 3 км на подходе к подстанции.

Расстояние r_x от вертикальной плоскости подвески провода до границ зоны защиты рассчитывается по формуле [18]:

$$r_x = 0,8 \cdot h' \cdot \frac{h' - h_{xT}}{h + h_{xT}}, \quad (9.5)$$

где h' – высота подвески троса;

h_{xT} – высота подвески защищаемых проводов.

Высота подвески тросов над проводами выбирается таким образом, чтобы провода всех трех фаз линии входили в зону защиты молниеотвода.

Достаточная зона защиты троса обеспечивается в том случае, если угол защитного троса α , называемый углом защиты, не превышает 30° .

10 Релейная защита силовых трансформаторов подстанции и отходящей линии

В трансформаторах могут иметь место следующие повреждения:

- междуфазные КЗ внутри бака и на вводах;
- замыкания между витками одной фазы (витковые замыкания);
- замыкания на землю обмоток;
- перекрытие изоляции вводов;
- утечка масла из бака.

Для обеспечения нормальной работы подстанции, защиты силовых трансформаторов и линий применяются устройства релейной защиты, которые должны удовлетворять следующим требованиям:

- быстродействию;
- селективности;
- чувствительности;
- надежности.

Для защиты силовых трансформаторов устанавливают следующие виды защиты:

- дифференциальная защита – основная защита мощных трансформаторов от внутренних повреждений, позволяет выполнить быстродействующую защиту трансформатора, реагирующую на повреждения в обмотках, на выводах и в соединениях с выключателями; для осуществления питания защиты используются трансформаторы тока, установленные с обеих сторон защищаемого силового трансформатора;

- газовая защита – реагирует на все виды внутренних повреждений трансформатора, очень чувствительная защита; повреждения трансформатора, возникающие внутри его корпуса, сопровождаются нагревом деталей, что приводит к разложению масла и изоляционных материалов и образованию газов. Газовое реле устанавливается в трубе, соединяющей корпус трансформатора с расширителем так, чтобы через него проходили газ и поток масла, устремляющийся в расширитель при повреждениях в трансформаторе. Газовая защита действует на сигнал и на отключение. Газовая защита – единственная защита, реагирующая на утечку масла из бака;

– защита от внешних КЗ осуществляется при помощи максимальной токовой защиты. В зону действия защиты от внешних КЗ, входят шины подстанции и все присоединения, отходящие от этих шин;

– токовая защита от перегрузок. Перегрузка обычно является симметричным режимом трансформатора, характеризующимся появлением сверхтоков во всех фазах, защита от перегрузки выполняется одним реле тока, включенным в цепь одного из трансформаторов тока защит от перегрузки. Выполняется с действием на сигнал.

Когда в сети имеется несколько трансформаторов с заземленными нейтралями, установленных на различных подстанциях, защита от замыканий на землю выполняется направленной. Для быстрого отключения замыканий на землю применяются токовые отсечки нулевой последовательности.

Защита подключается к трансформаторам тока, установленным с питающей стороны силового трансформатора. Зона действия отсечки охватывает ошиновки, вводы трансформатора и часть обмотки с питающей стороны.

Для защиты кабельных линий применяют максимальную токовую защиту с выдержкой времени.

11 Техника безопасности в электроустановках

Эксплуатация электроустановок представляет опасность для жизни людей, что обуславливает необходимость соблюдения правил техники безопасности. На подстанции приняты все меры для того, чтобы сделать токоведущие части недоступными для случайного прикосновения человека. Их располагают на недоступном расстоянии и ограждают. Персонал, обслуживающий электроустановки, должен быть снабжен всеми электрозащитными средствами, обеспечивающими безопасность обслуживания этих электроустановок.

Они служат для защиты людей от поражения электрическим током, от воздействия электрической дуги и электромагнитного поля.

К основным изолирующим защитным средствам при обслуживании электроустановок напряжением выше 1000 В относят:

- оперативные и измерительные штанги;
- изолирующие и токоизмерительные клещи;
- указатели напряжения;
- изолирующие устройства и приспособления для ремонтных работ; (например, изолирующие лестницы, изолирующие площадки, захваты для переноски гирлянд, изолирующие штанги для укрепления зажимов и т.д.)

Кроме основных изолирующих защитных средств имеется ряд дополнительных защитных изолирующих средств, а именно: диэлектрические перчатки, боты, резиновые коврики, переносные заземления, плакаты и знаки безопасности.

Так же на подстанциях для обеспечения безопасности работы обслуживающего персонала используются защитное заземление, применяются всевозможные виды блокировок, разъединителей и заземляющих ножей.

Для предотвращения подачи напряжения на заземленное оборудование применяют блокировки разъединителей и заземляющих ножей. Для предотвращения ошибочного отключения разъединителей под нагрузкой применяют электромагнитную блокировку, включение и отключение их производится в определенной последовательности.

Для защиты людей и оборудования от внешних перенапряжений применяют стержневые, тросовые молниеотводы, искровые промежутки и ограничители перенапряжений, для защиты оборудования от внутренних перенапряжений применяют ограничители перенапряжений.

В целях пожарной безопасности на подстанции предусматривается наличие маслосборных ям, ящиков с песком, углекислотных и порошковых огнетушителей.

Заключение

Данное учебное пособие полезно студентам направления подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника», профиль «Электроснабжение» при выполнении курсового проекта по дисциплинам «Проектирование подстанции» и «Электрические станции и подстанции» и контрольной работы по дисциплине «Электрические станции и подстанции».

В учебном пособии собрана вся необходимая информация для выполнения основных разделов курсового проекта и контрольной работы.

В приложениях собраны самые необходимые справочные сведения.

Список использованных источников

- 1 Ополева, Г. Н. Схемы и подстанции электроснабжения: Справочник / Г. Н. Ополева – М. : Форум – Инфра, 2006. – 840 с.
- 2 Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы шестого и седьмого изданий с изменениями и дополнениями по состоянию на 1 февраля 2015 г. – М. : Кнорус, 2015. – 488 с.
- 3 Балаков, Ю. Н. Проектирование схем электроустановок / Ю. Н. Балаков, М. Ш. Мисриханов, А. В. Шунтов. – М. : МЭИ, 2006. – 287 с.
- 4 Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций : справ. материалы для курсового и дипломного проектирования : учеб. пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – 5-е изд. стер. – СПб. : БХВ-Петербург, 2013. – 608 с.
- 5 Пилипенко, В. Т. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах: учебно-методическое пособие / В.Т. Пилипенко. – Оренбург : ОГУ, 2014. – 124 с.
- 6 ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки (СТ СЭВ 3916-82). Взамен ГОСТ 14209-69; введ. 1985-07-01. – М. : Стандартиформ, 2009. – 37 с.
- 7 Нормативы выбора мощности силовых трансформаторов: № 8080 / Энергосетьпроект. – М., 1989. – 43 с.
- 8 Неклепаев, Б. Н. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания по выбору электрооборудования / Б. Н. Неклепаев – М. : Издательство НЦ ЭНАС, 2002. – 152 с.
- 9 Рекомендации по проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. – М. : ЭНАС, 2004. – 48 с.
- 10 Хавроничев, С. В. Расчет токов коротких замыканий и проверка электрооборудования: учеб. пособие / С. В. Хавроничев, И. Ю. Рыбкина. – Волгоград: ИУНЛ ВолгГТУ, 2012. – 56 с.
- 11 Инструкция по переключениям в электроустановках. – М. : Издательство НЦ ЭНАС, 2004. – 96 с.

- 12 Электротехнический справочник : в 4-х томах / под редакцией В. Г. Герасимова. – 8 издание, – М. : МЭИ, 2002.
- 13 Макаров, Е. С. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ, т. 4, 5, 7 / Е. С. Макаров – М. : Папирус, ПРО, 2004 – 2009.
- 14 Рожкова, Л. Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций / Л. Д. Рожкова, Л. К. Корнеева, Т. В. Чиркова. – издание третье. – М. : Энергия, АСАДЕМА, 2006. – 449 с.
- 15 Сибикин, Ю. Д. Электроснабжение промышленных предприятий и установок / Ю. Д. Сибикин, М. Ю. Сибикин, В. А. Яшков. – М. : Высшая школа, 2001. – 336 с.
- 16 Алиев, И. И. Кабельные изделия: Справочник / И. И. Алиев. – М. : Высшая школа 2004. – 229 с.
- 17 Короткие замыкания и выбор электрооборудования : учебное пособие для вузов / И. П. Крючков [и др.]. – М. : Издательский дом МЭИ, 2012. – 568 с.
- 18 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. – М. : МЭИ, 2004. – 32 с.
- 19 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения : СТО 56947007-29.240.30.010.-2008. – Введ. 20.12.2007. – М. : ОАО «ФСК ЕЭС», 2007. – 132 с.
- 20 Новые технологии и современное оборудование в электроэнергетике нефтегазовой промышленности / И. В. Белоусенко [и др.]. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. – 478 с.
- 21 Конюхова, Е. А. Электроснабжение объектов / Е. А. Конюхова. – 5-е изд., М. : АСАДЕМА; Издательский центр «Академия», 2008. – 320 с.
- 22 Быстрицкий, Г. Ф. Выбор и эксплуатация силовых трансформаторов : учеб. пособие для вузов : учеб. пособие для сред. проф. образования / Г. Ф. Быстрицкий, Б. И. Кудрин. – М. : Издательский центр «Академия», 2003. – 176 с.
- 23 Каталог электротехнического оборудования. – Ижевск, 2010. – № 3. – 39 с.
- 24 Трансформаторы. – Режим доступа: www.tdtransformator.ru.

25 Исмагилов, Ф. Р. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. : учеб. пособие / Ф. Р. Исмагилов, Т. Ю. Волкова, Н. К. Потапчук. – М. : Машиностроение, 2011. – 324 с.

26 ЗАО НПП «ЭИС», ВЧ заградители. – Режим доступа: www.eis.ru.

27 Нормы технологического проектирования ПС переменного тока с внешним напряжением 35-750 кВ (НТП ПС) : СТО 56947007- 29.240.10.028-2009. – Введ. 13.04.2009. – М. : ОАО «ФСК ЕЭС». – 2009. – 96с.

28 Общие технические требования к подстанциям 330-750 кВ нового поколения : утв. 18.05.2004. – М. : ОАО «ФСК ЕЭС». – 2004. – 9 с.

29 Порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии (договорах энергоснабжения) : утв. 22.02.2007. – М. : Министерство промышленности и энергетики РФ. – 2007. – 4 с.

30 ГОСТ Р 52725-2007 Ограничители перенапряжений нелинейные для электроустановок переменного тока напряжением от 3 до 750 кВ. Общие технические условия. – Введ. 2007 – 06 – 08. – М. : Стандартиформ, 2007. – 36 с.

Приложение А

(обязательное)

Структура работы

А.1 Структура курсового проекта

По содержанию курсовой проект носит конструкторский характер.

По структуре он состоит из пояснительной записки (ПЗ) и практической части.

Пояснительная записка курсового проекта по электрической части подстанции включает:

- аннотацию;
- содержание;
- введение;
- расчет годового потребления электрической энергии потребителями подстанции;
- построение годового графика нагрузки по продолжительности;
- выбор и обоснование главной схемы электрических соединений подстанции;
- выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов;
- расчет токов короткого замыкания;
- определение теплового импульса;
- выбор и проверка оборудования на стороне высшего напряжения;
- выбор и проверка оборудования на стороне низшего напряжения;
- собственные нужды подстанции и оперативный ток подстанции;
- заземление подстанции;
- защита электрооборудования подстанции и обслуживающего персонала от перенапряжений;
- релейная защита силовых трансформаторов подстанций и отходящей линии;
- техника безопасности в электроустановках;
- заключение;
- список использованных источников;
- приложения.

Практическая часть курсового проекта представляется чертежами формата А1:

- первый лист – электрическая схема подстанции;
- второй лист – план подстанции и разрез подстанции.

Пояснительная записка оформляется на листах формата А4.

Курсовой проект оформляется и разрабатывается в соответствии с требованиями ЕСКД и СТО 02069024. 101 – 2015.

А.2 Структура контрольной работы (расчетно-графического задания)

По структуре контрольная работа состоит из пояснительной записки (ПЗ), которая включает:

- аннотацию;
- содержание;
- введение;

1 Общую часть:

1.1 Выбор суточного графика электрических нагрузок

1.2 Построение годового графика электрических нагрузок по продолжительности

2. Расчетно-конструкторская часть

2.1 Выбор схемы электрических соединений

2.2 Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов и проверка силовых трансформаторов подстанции на аварийную перегрузку

2.3 Расчет токов короткого замыкания и определение теплового импульса

2.4 Выбор и проверка указанных электрических аппаратов на стороне высшего и низшего напряжений




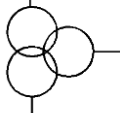
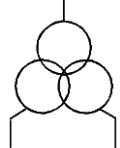
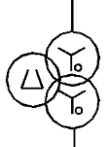


- заключение;
- список использованных источников;
- Приложение А – Годовой график электрических нагрузок по продолжительности;
- Приложение Б – Схема электрических соединений подстанции.

Приложение Б

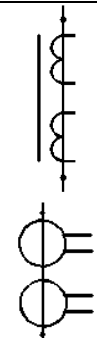
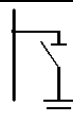
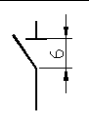
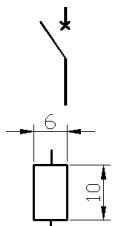
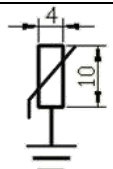

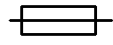







(справочное)

Условно графические обозначения элементов электрических схем и принятые сокращения

Таблица Б.1 – Условно графические обозначения и буквенный код элементов электрических схем

Наименование элемента схемы	Графическое обозначение	Буквенный код
Трансформатор двухобмоточный однофазный силовой		T
Трансформатор двухобмоточный трехфазный силовой		T
Трансформатор с РПН		T
Трансформатор силовой трехобмоточный		T
Трансформатор силовой с расщепленной обмоткой низкого напряжения		T
Трансформатор напряжения трехфазный, трехобмоточный с двумя вторичными обмотками		TV
Два однофазных трансформатора напряжения, соединенных в неполную звезду		TV
Трансформатор тока с одной вторичной обмоткой		TA

Продолжение таблицы Б.1

Наименование элемента схемы	Графическое обозначение	Буквенный код
Трансформатор тока с двумя вторичными обмотками		TA
Разъединитель заземляющий		OSG
Разъединитель		OS`
Выключатель высокого напряжения		Q
Ограничитель перенапряжений		RU
Заземление общее обозначение		
Предохранитель плавкий		F
Выключатель нагрузки		OW
Реактор токоограничивающий		LR
Обозначение обмоток в изделиях		
v-образного соединения двух фаз в открытый треугольник		
Соединение в звезду		
Соединение в звезду с выведенной нейтралью		
Соединение в треугольник		
Соединение в разомкнутый треугольник		

Продолжение таблицы Б.1

Наименование элемента схемы	Графическое обозначение	Буквенный код
Приборы электроизмерительные		
Амперметр		A
Вольтметр		V
Ваттметр		W
Варметр		var
Частотомер		Hz
Счетчик ватт-часов		Wh
Счетчик вольт-ампер-часов реактивный		varh
Линии проводок		
Линия проводки воздушная		
Линия, состоящая из трех проводников		
Кабельная линия		
Соединение штепсельное разъемное		
Ответвление от шин (при изображении шин линиями большой толщины)		

Б.2 Принятые сокращения основных терминов

АБ	аккумуляторные батареи
АРВ	автоматическое регулирование возбуждения
АСКУЭ	автоматизированная система контроля и учета электроэнергии
БЖД	безопасность жизнедеятельности
ВЛ	воздушная линия
ВН	высшее напряжение
ЗРУ	закрытое распределительное устройство
КЛ	кабельная линия
КРУ	комплектное распределительное устройство
КРУЭ	комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией
НАЛИ	измерительный трансформатор напряжения антирезонансный с литой изоляцией
НАМИ	измерительный трансформатор напряжения антирезонансный масляный для контроля изоляции
НАМИТ	трансформатор напряжения антирезонансный масляный измерительный
НН	низшее напряжение
ОПН	ограничитель перенапряжений
ОПТ	постоянный оперативный ток
ОРУ	открытое распределительное устройство
РЗА	релейная защита и автоматика
РУ	распределительное устройство
СН	среднее напряжение
СНП	собственный нужды подстанции
СЭЩ	Самарский завод «Электрощит»
ТБ	техника безопасности
ТН	измерительный трансформатор напряжения
ТСН	трансформатор собственных нужд
ТТ	измерительный трансформатор тока

Приложение В

(справочное)

Типовые схемы распределительных устройств по классам напряжений 35-220 кВ

При разработке схем распределительных устройств подстанций необходимо соблюдать «Регламент взаимодействия» ОАО ФСК ЕЭС и ОАО СО ЦДУ ЕЭС. Принято в последнее время общее кодирование типовых схем распределительных устройств всех напряжений. Код включает величину напряжения (кВ) и порядковый номер схемы, разделенные дефисом (таблица В.2)

Таблица В.1 – Перечень упрощенных типовых схем по классам напряжений 35 кВ и выше и области их применения

Наименование схемы	Условное изображение схемы	Область применения	
		в РУ напряже- нием, кВ	другие условия
4Н – Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий		35-220	Тупиковые или ответвительные двухтрансформаторные ПС питаемые по 2-м воздушным линиям

Продолжение таблицы В.1

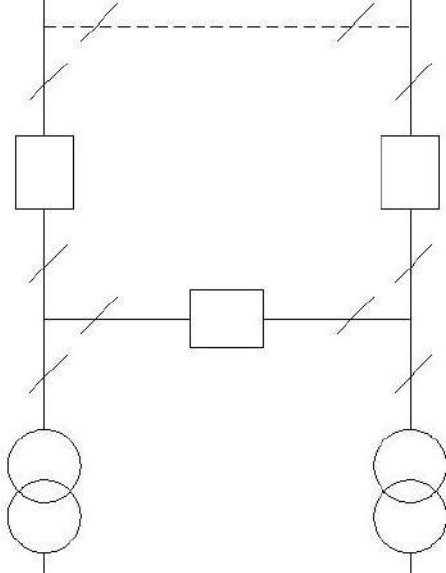
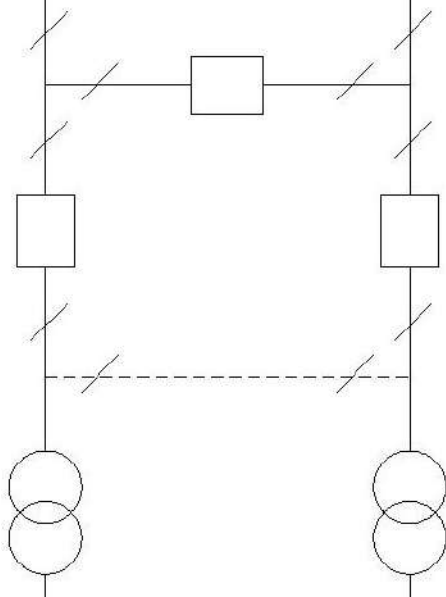
Наименование схемы	Условное изображение схемы	Область применения	
		в РУ напряже- нием, кВ	другие условия
5Н – Мостик с выключателя- ми в цепях ли- ний и ремонт- ной перемыч- кой со стороны линий		35-220	Проходные двух- трансформаторные ПС с двухсторонним пита- нием при необходи- мости сохранения в работе двух трансформаторов при КЗ (повреждении) на воздушных линиях в нормальном режиме работы ПС (при равно- мерном графике нагру- зок)
5АН – Мостик с выключае- лями в цепях трансформато- ров и ремонт- ной перемыч- кой со стороны трансформато- ров		35-220	Проходные двухтранс- форматорные ПС с двухсторонним питани- ем при необходимости сохранения транзита при КЗ (повреждении) в трансформаторе, при необходимости отклю- чения одного из транс- форматоров в течении суток (неравномерный график нагрузок)

Таблица В.2 – Схемы распределительных устройств 35-220 кВ

Наименование схемы	Номер схемы	Номер рисунка
1 Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии	35-220-4Н	В.1
2 Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий	35-220-5Н	В.2
3 Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов	110-220- 5АН	В.3

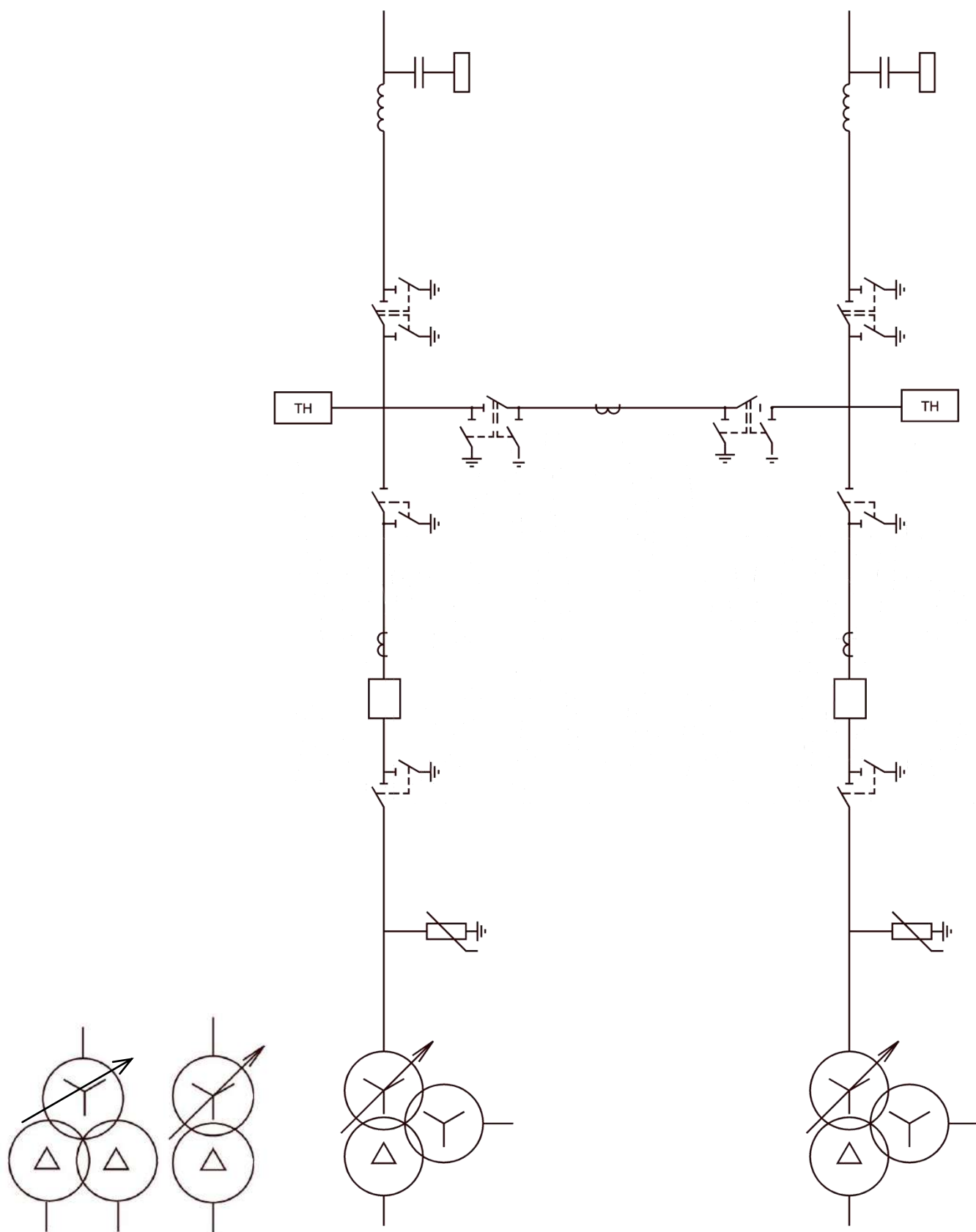


Рисунок В.1 – Схема №110 – 4Н. Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий

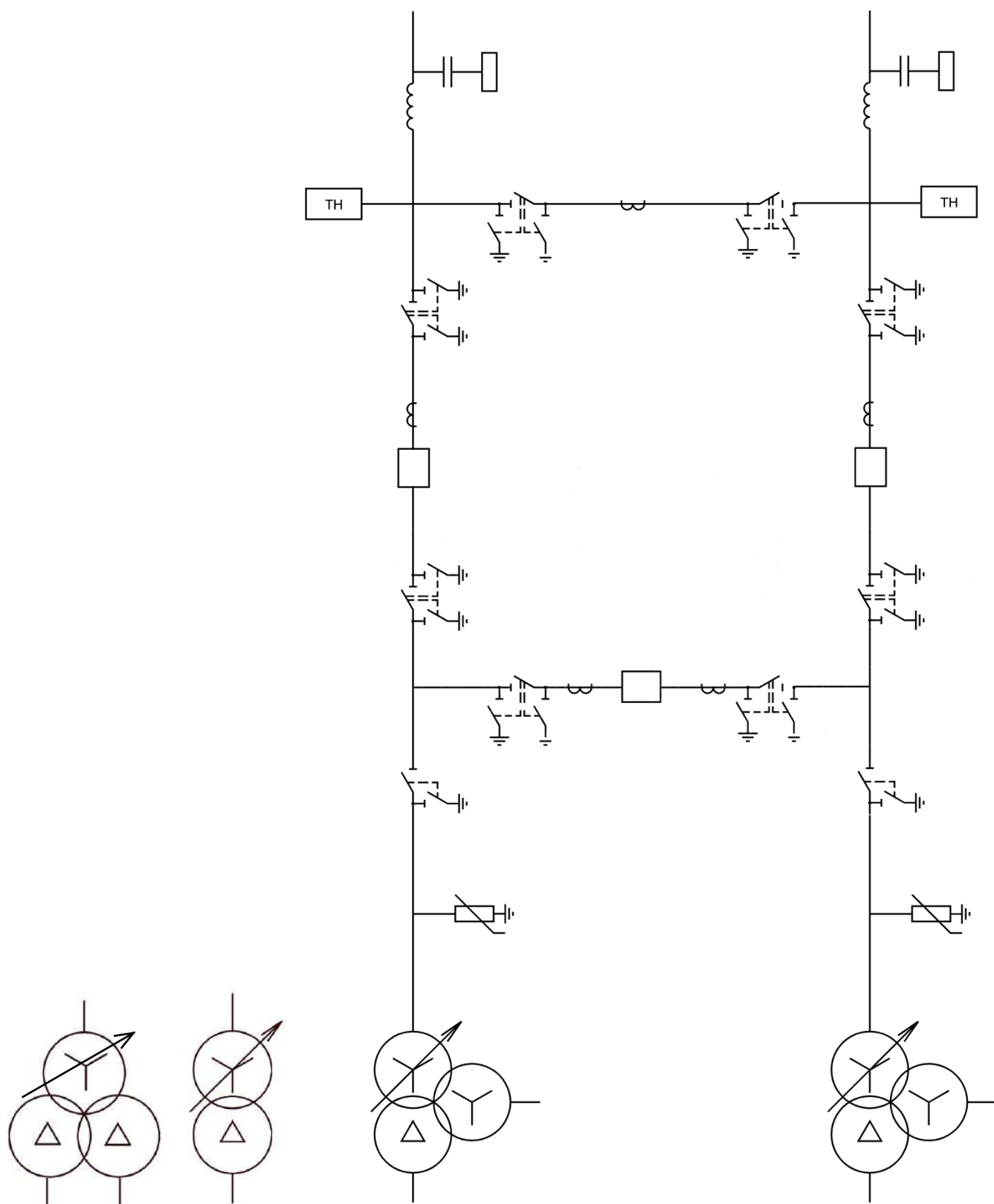


Рисунок В.2 – Схема №110 – 5Н. Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий

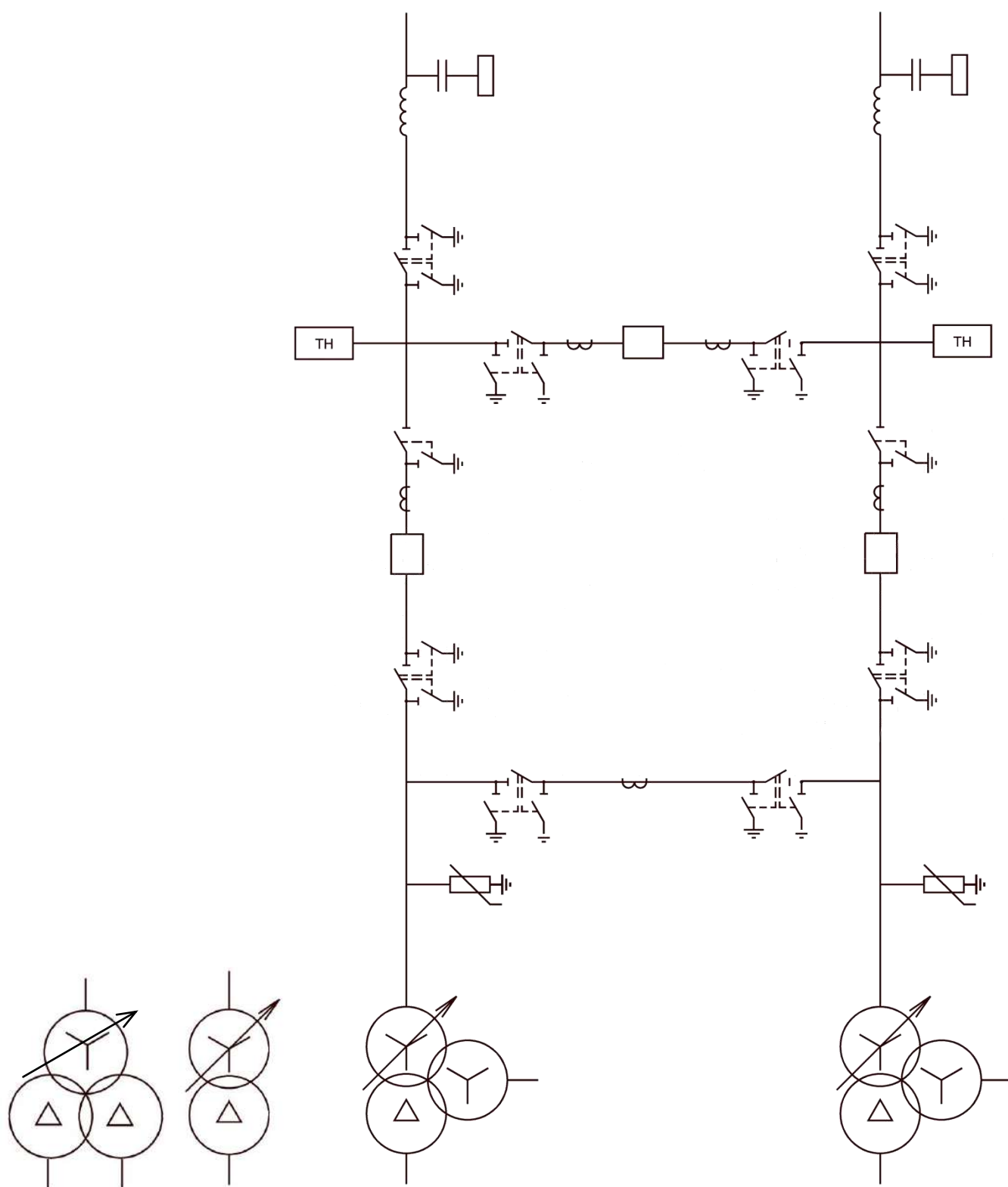
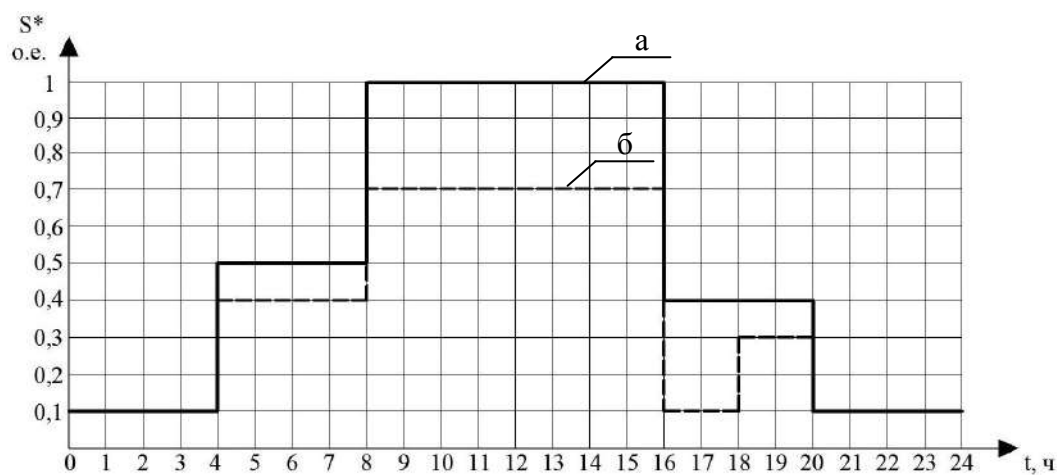


Рисунок В.3 – Схема №110 – 5АН. Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов

Приложение Г

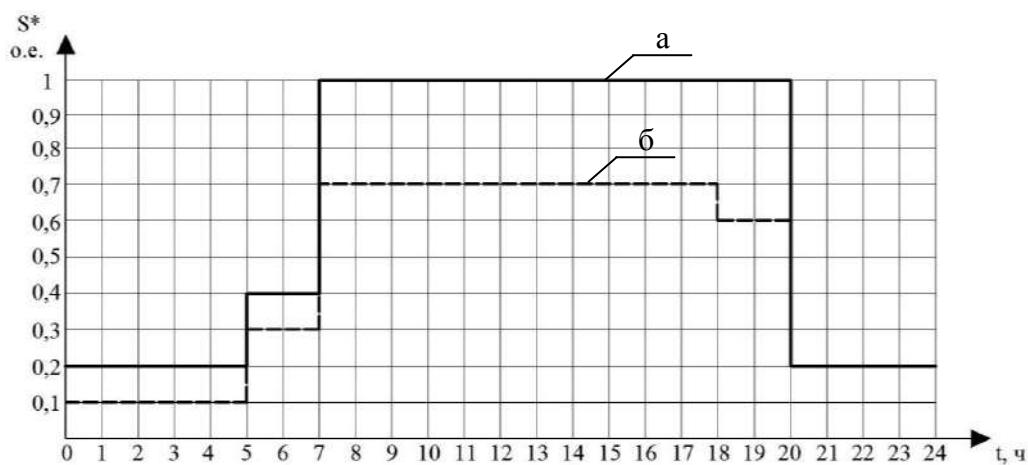
(справочное)

Суточные графики активных нагрузок отдельных отраслей промышленности



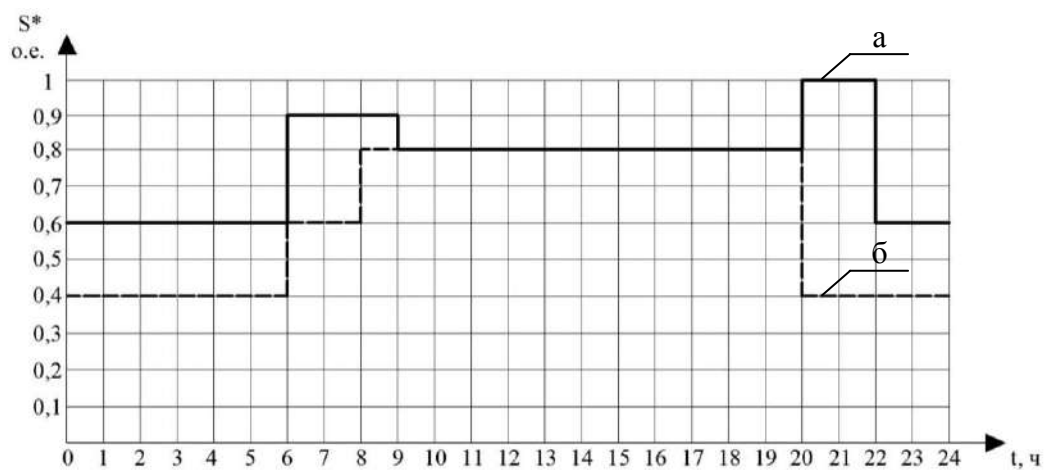
а) – зимний; б) – летний

Рисунок Г.1 – Зимний и летний суточные графики нагрузок для предприятия пищевой промышленности



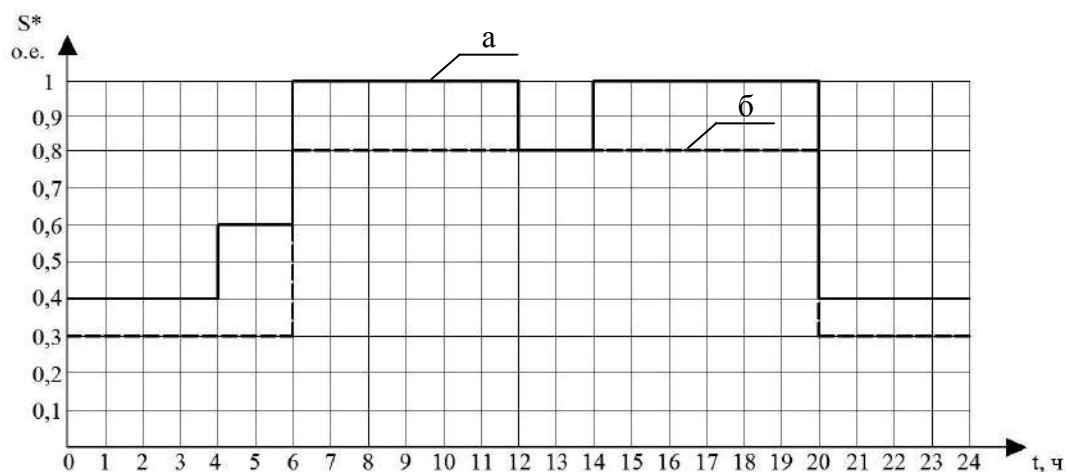
а) – зимний; б) – летний

Рисунок Г.2 – Зимний и летний суточные графики нагрузок для предприятия химической промышленности



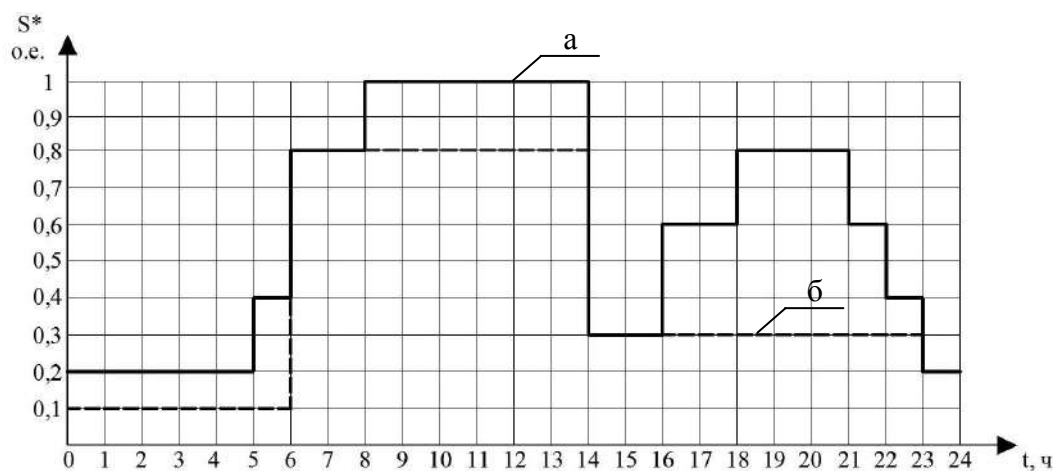
а) – зимний; б) – летний

Рисунок Г.3 – Зимний и летний суточные графики нагрузок для предприятия черной металлургии



а) – зимний; б) – летний

Рисунок Г.4 – Зимний и летний суточные графики нагрузок для предприятия резинотехнической промышленности



а) – зимний; б) – летний

Рисунок Г.5 – Зимний и летний суточные графики нагрузок для предприятия металлообрабатывающей промышленности

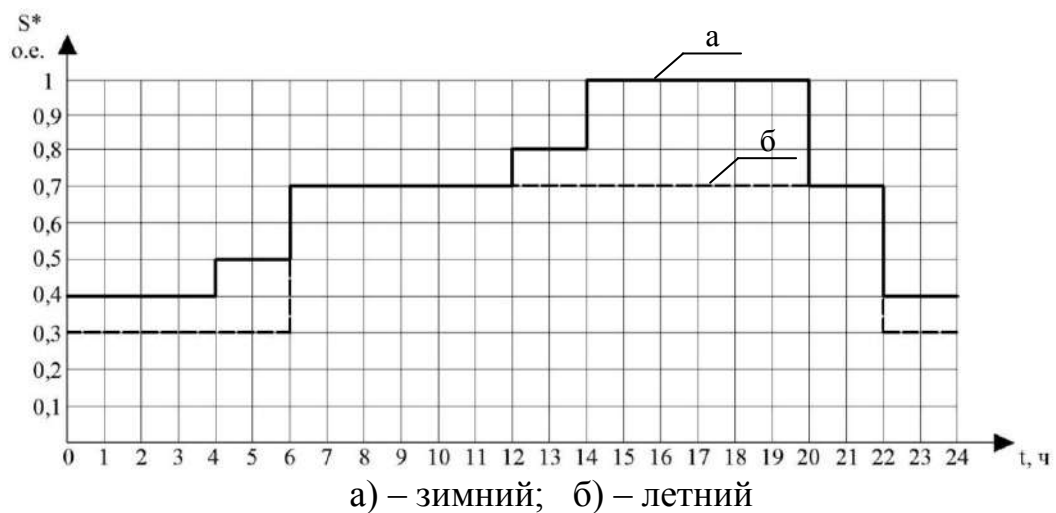


Рисунок Г.6 – Зимний и летний суточные графики нагрузок для предприятия бумажной промышленности

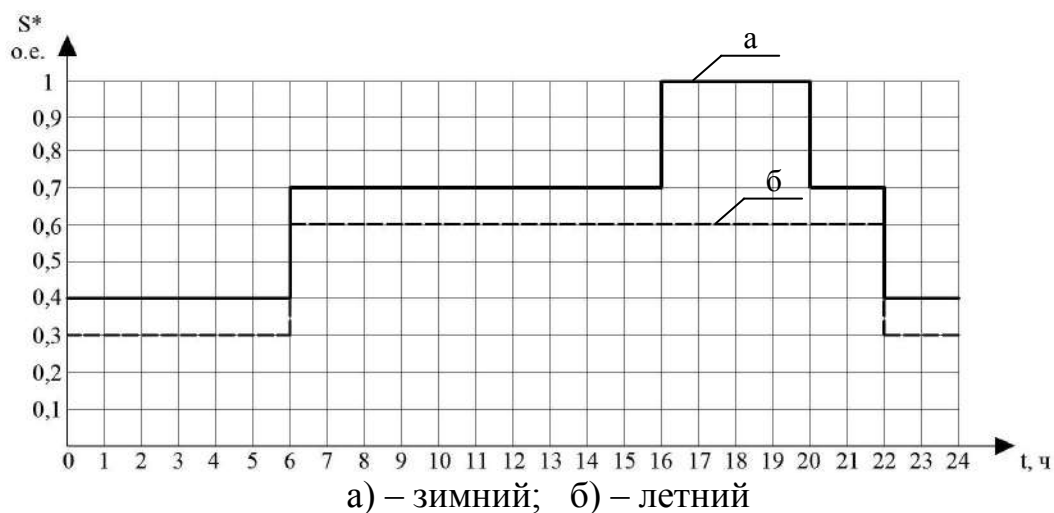


Рисунок Г.7 – Зимний и летний суточные графики нагрузок для предприятия легкой промышленности

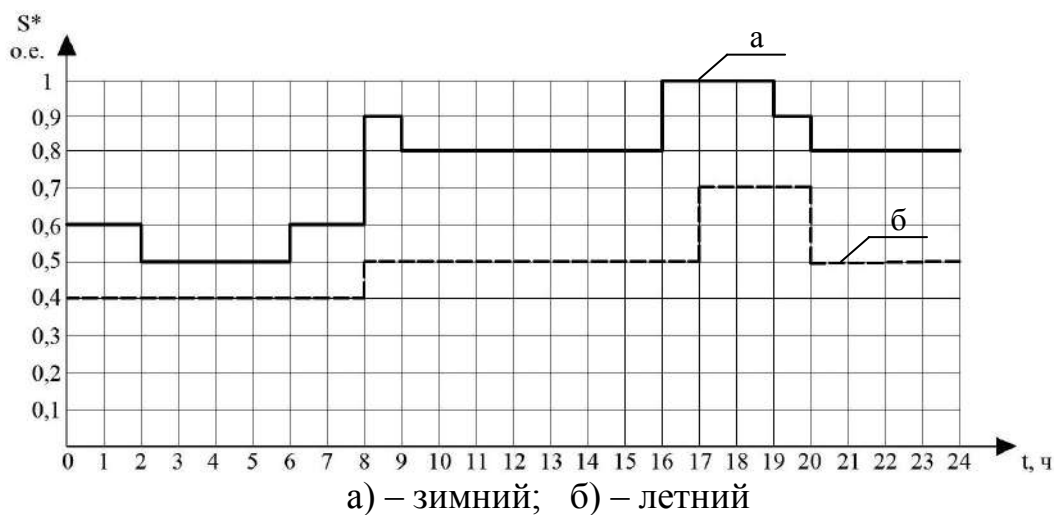
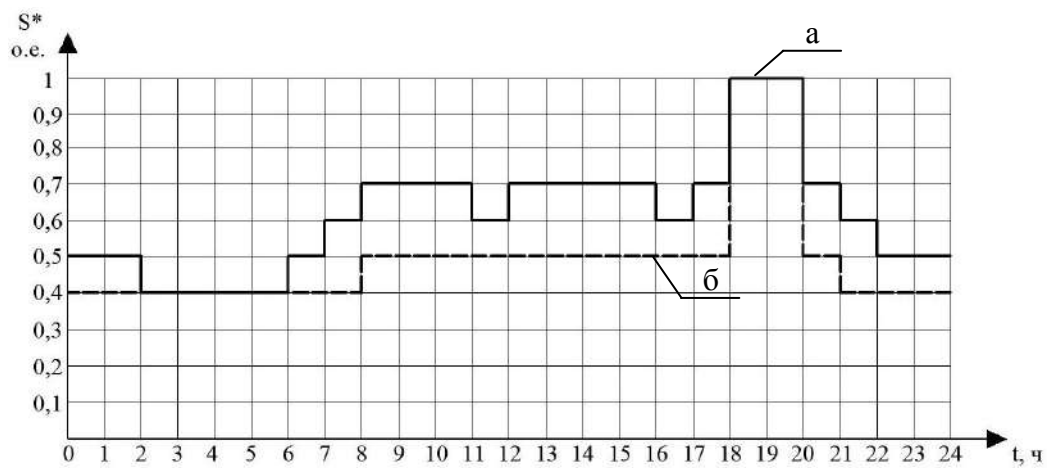
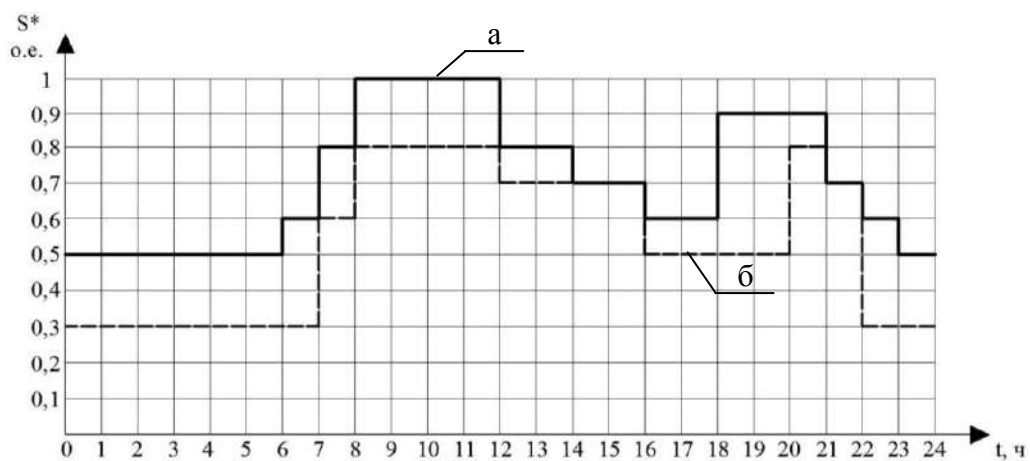


Рисунок Г.8 – Зимний и летний суточные графики нагрузок для предприятия тяжелого машиностроения



а) – зимний; б) – летний

Рисунок Г.9 – Зимний и летний суточные графики нагрузок для предприятия цветной металлургии



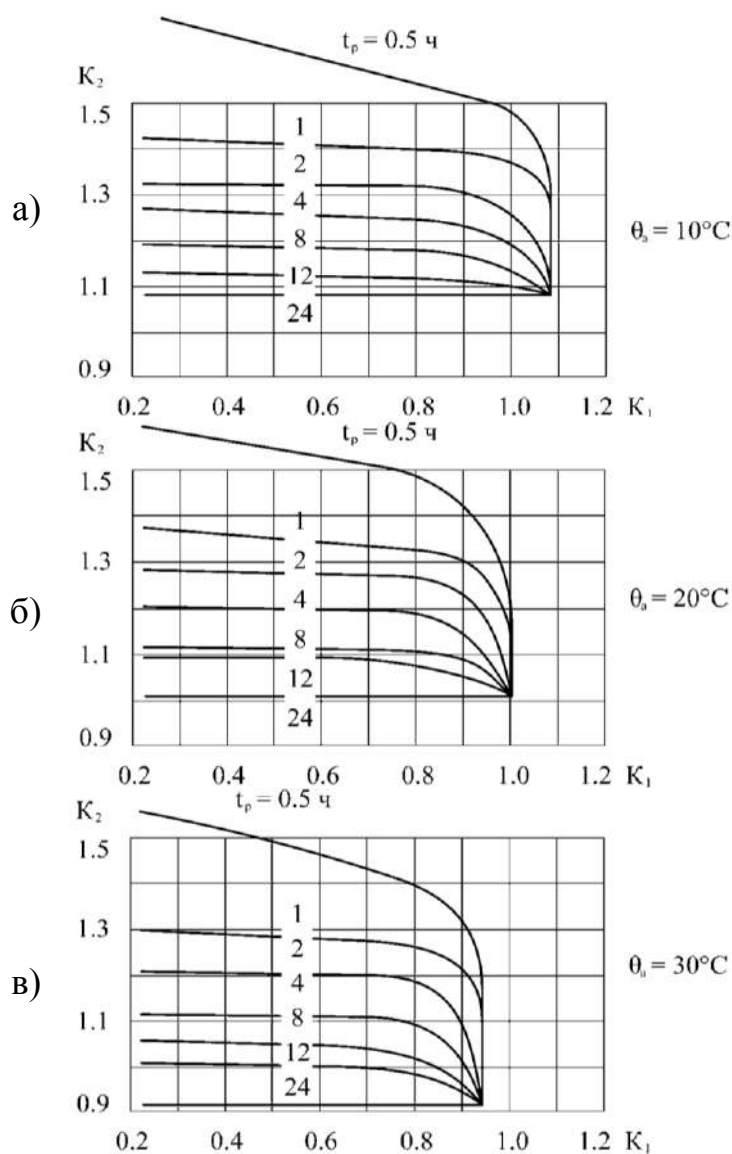
а) – зимний; б) – летний

Рисунок Г.10 – Зимний и летний суточные графики нагрузок для предприятия деревообрабатывающей промышленности

Приложение Д

(справочное)

Графики аварийных перегрузок сухих трансформаторов



а) $\Theta_a = 10^\circ\text{C}$; б) $\Theta_a = 20^\circ\text{C}$; в) $\Theta_a = 30^\circ\text{C}$

Рисунок Д.1 – Графики аварийных перегрузок сухих трансформаторов при различной температуре окружающей среды

$K_1 = \frac{I_1}{I_{ном}}$ – начальная нагрузка;

$K_2 = \frac{I_2}{I_{ном}}$ – нагрузка продолжительностью t_p , ч;

I_1, I_2 – токи нагрузки;

t_p – максимальная допустимая продолжительность заданного тока нагрузки K_2 , ч;

Θ_a – температура окружающей среды.

Примечание – Если температура не указана, исходной температурой считается среднегодовая температура в 20°C .

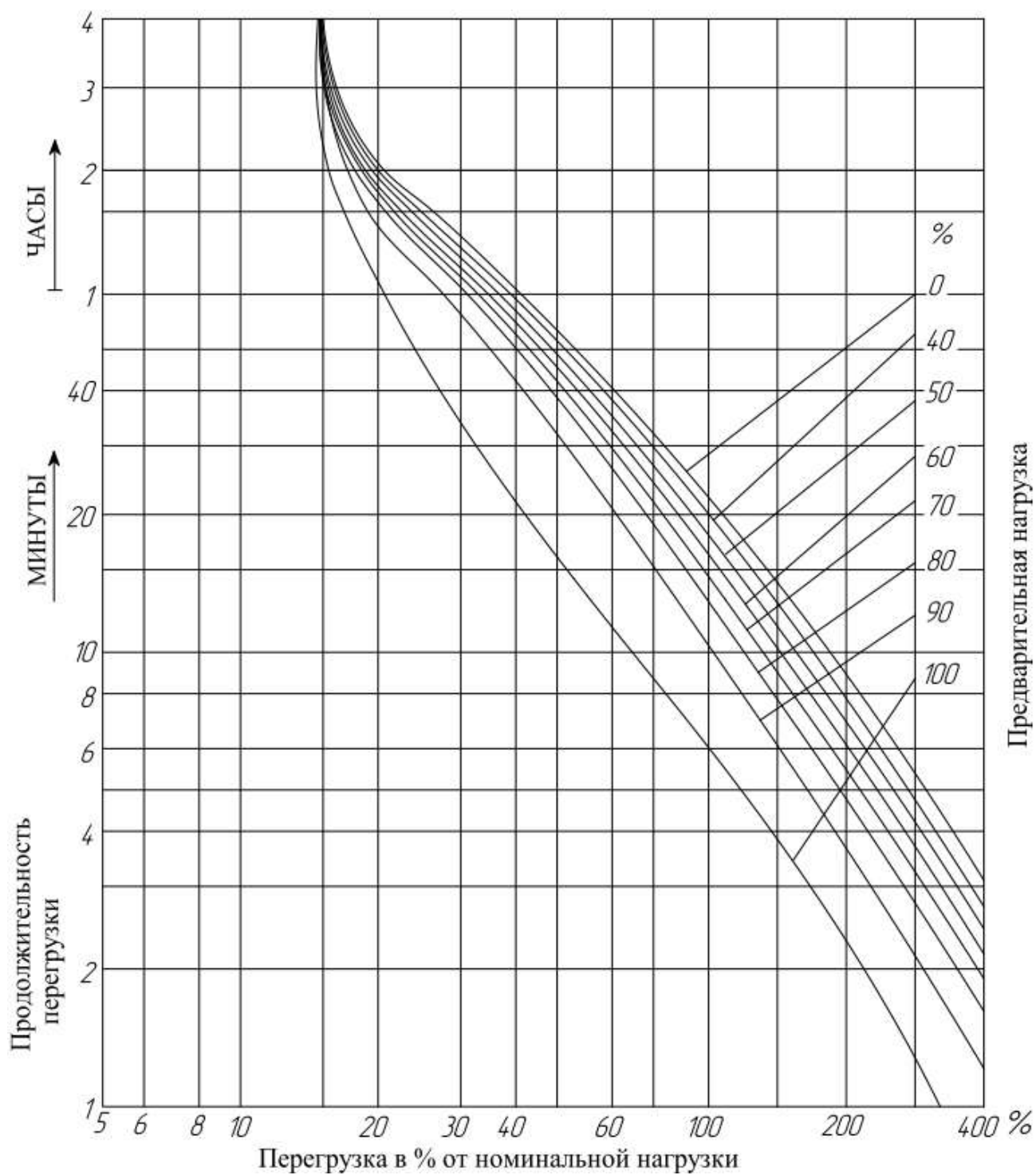


Рисунок Д.2 – Допустимые перегрузки и их длительности при температуре окружающей среды 10 °С

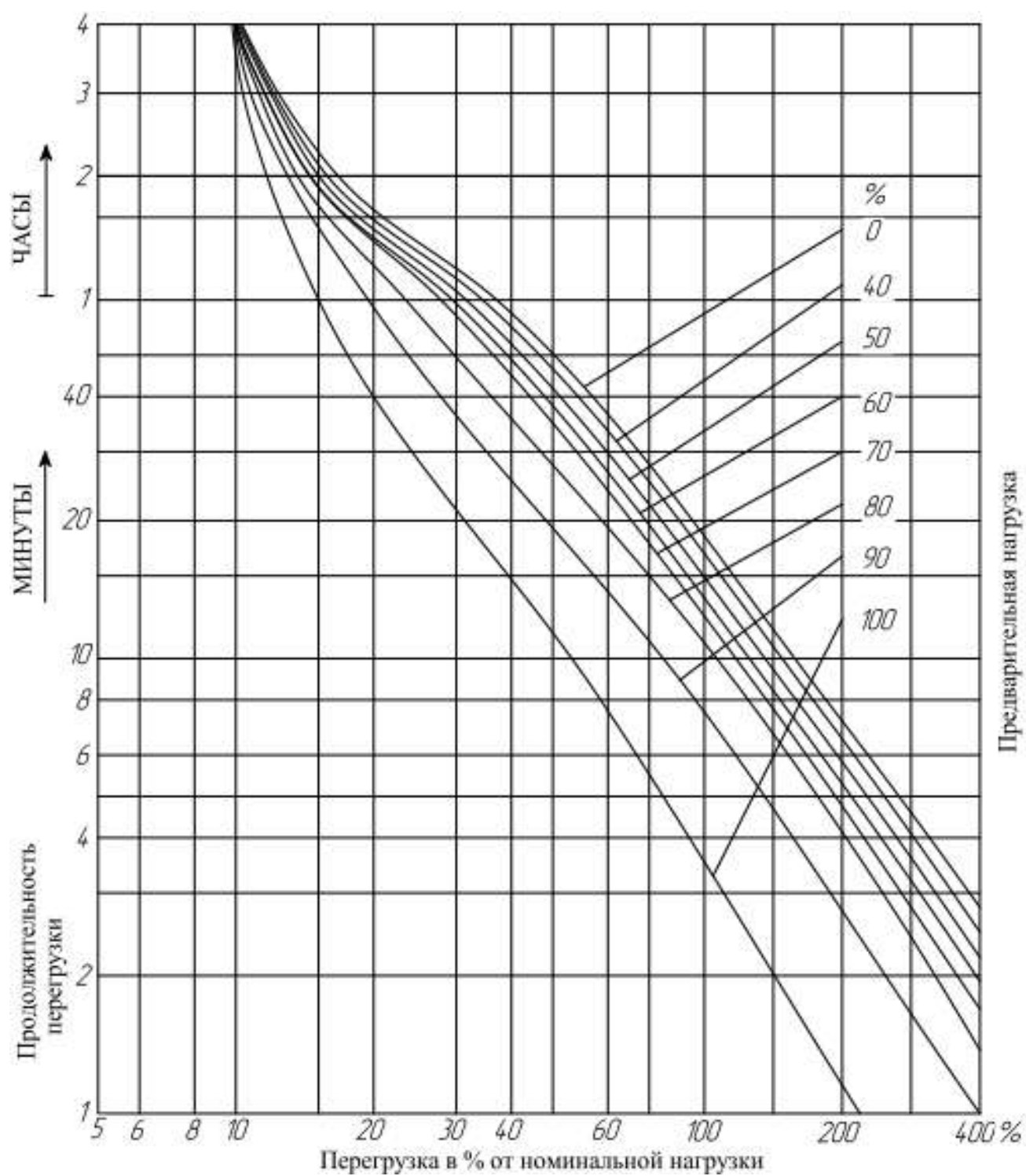


Рисунок Д.3 – Допустимые перегрузки и их длительности при температуре окружающей среды 20 °С

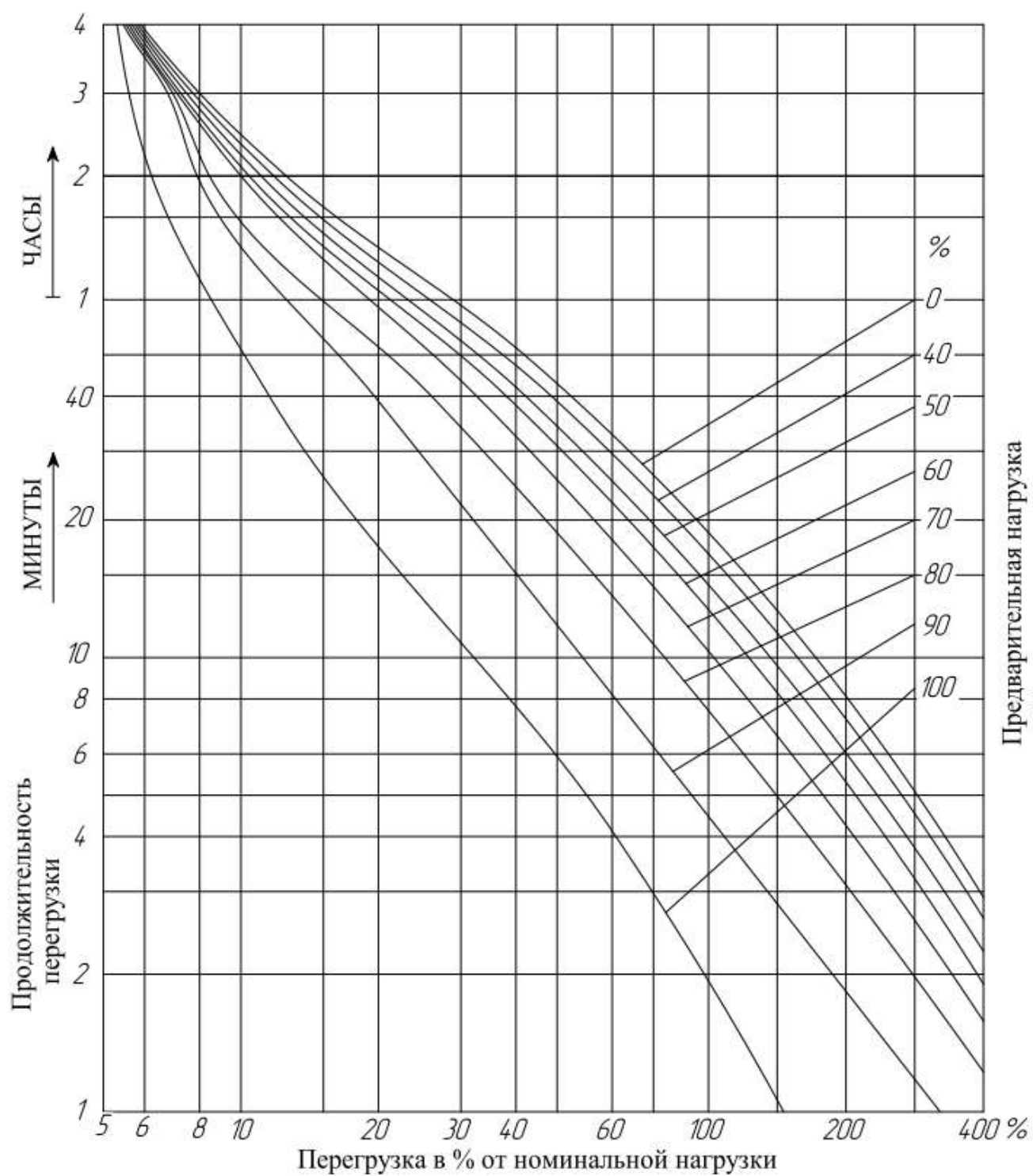


Рисунок Д.4 – Допустимые перегрузки и их длительности при температуре окружающей среды 30 °С

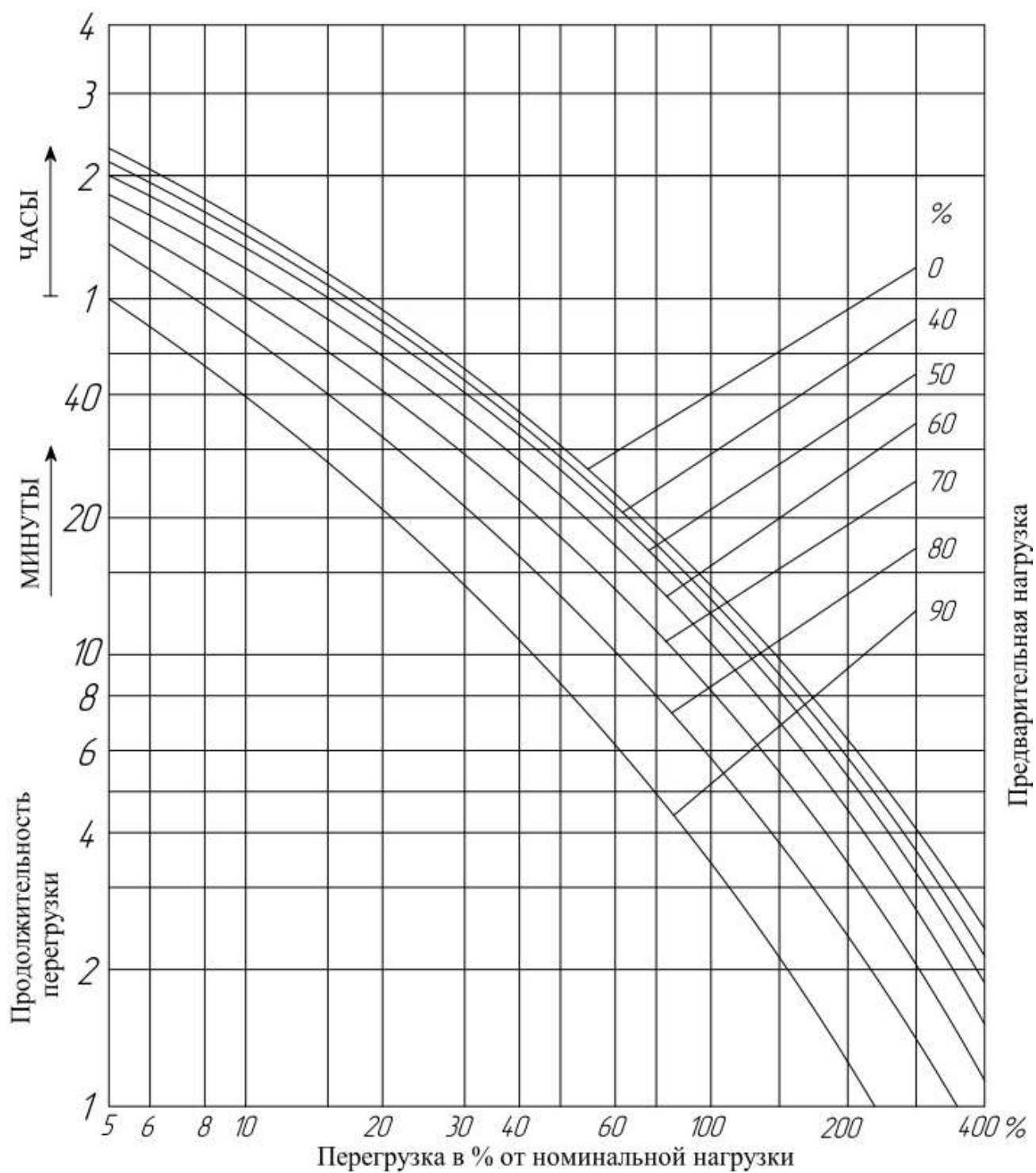


Рисунок Д.5 – Допустимые перегрузки и их длительности при температуре окружающей среды 40 °С

Приложение Е

(справочное)

Расчетные выражения для определения приведенных значений сопротивлений

Таблица Е.1 – Расчетные выражения для определения приведенных значений сопротивлений

Элемент электроустановки	Исходные параметры	Относительные (базисные) единицы
Генератор	$X_{*d}, S_{НГ}$ $X_d \%, S_{НГ}$	$X_{*\bar{o}} = X_{*d} \frac{S_{\bar{o}}}{S_{НГ}}$ $X_{*\bar{o}} = \frac{X_d \%}{100} \frac{S_{\bar{o}}}{S_{НГ}}$
Система	$X_{*c}, S_{НС}$ $S_{кз}, I_{н.отк}$	$X_{*\bar{o}} = X_{*c} \frac{S_{\bar{o}}}{S_{НС}}$ $X_{*\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{S_{кз}} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot I_{н.отк} \cdot U_{cp}}$
Трансформатор двухобмоточный	$u_k \%, S_{НТ}$	$X_{*\bar{o}} = \frac{X_{mp} \% \cdot S_{\bar{o}}}{100\% \cdot S_{НТ}}$ или $X_{*\bar{o}} = \frac{u_k \% \cdot S_{\bar{o}}}{100\% \cdot S_{НТ}}, \text{ т.к. } X_{*mp} = u_{*k}$
Трансформатор двухобмоточный с расщепленной обмоткой	$u_k \%, S_{НТ}$	$X_{*\bar{o}} = \frac{(0,125 + 1,75) \cdot X_{mp} \% \cdot S_{\bar{o}}}{100\% \cdot S_{НТ}}$
Реактор	$X_p \%, I_{н.p}$	$X_{*\bar{o}} = \frac{X_p \% \cdot S_{\bar{o}}}{100\% \cdot S_{НР}}$
Линия электропередачи	X_0, l	$X_{*\bar{o}} = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{cp}^2}$

Примечания

$S_{НГ}, S_{НС}, S_{НТ}, S_{НР}$ – номинальные мощности генератора, системы, трансформатора и реактора соответственно, МВА; $S_{\bar{o}}$ – базисная мощность, МВА; $S_{кз}$ – мощность короткого замыкания системы, МВА; $I_{н.отк}$ – номинальный ток отключения выключателя, кА; U_{cp} – среднее напряжение, кВ; X_0 – индуктивное сопротивление линии на 1 км длины, Ом/км; l – длина линии, км; X_{*c} – относительное сопротивление системы.

Шкала средних номинальных напряжений (U_{cp}) в сетях выше 1000 В: 0,4; 0,69; 6,3; 10,5; 37; 115; 231 кВ.

Приложение Ж

(справочное)

Основные технические данные некоторых силовых трансформаторов

Ж.1 Основные технические данные силовых трансформаторов общего назначения

Таблица Ж.1 – Основные технические данные масляных трансформаторов

Тип	Мощность кВА	Номинальные напряжения обмоток, кВ		Схема и группа соединения обмоток	Масса, кг	Длина × ширина × высота, мм
		ВН	НН			
Трансформаторы трехфазные класса напряжения 10, 35 и 110 кВ с регулированием напряжения под нагрузкой						
ТДН-10000/110-У1	10000	115	6,6; 11	У/Д-11	27000	5800×3500×5300
ТДН-16000/110-У1	16000	115	6,6; 11		33400	6000×3500×5500
ТРДН-25000/110-У1	25000	115	6,3; 10,5		4400	5900×4600×5400
ТМН-4000/35-У1	4000	35	6,3; 11		10750	3480×2450×3130
ТМН-6300/35-У1	6300	35	6,3; 11		15250	3660×2450×3570
ТМН-10000/35-У1	10000	35	6,3; 11		23500	4410×2750×3570
ТМН-1600/10-У1	1600	10	6,3		6600	3000×2260×2710
ТМН-2500/10-У1	2500	10	6,3		8800	3300×2260×2710
Трансформаторы трехфазные класса напряжения 35 кВ, переключаемые без возбуждения						
ТМ-25/35-У1	25	35	0,4	У/У _Н -0	600	1100×830×1600
ТМ-100/35-У1	100			У/У _Н -0 У/З _Н -0 Д/У _Н -0	1105	1200×870×1900
ТМ-1000/35-У1	1000		10,5	У/Д-11	4150	2190×1265×2660
ТМ-1600/35-У1	1600		0,4; 0,69	У/У _Н -0	7800	2600×1360×2750
ТМ-2500/35-У1	2500		3,15; 6,3; 10,5	У/Д-11	8200	2380×2360×3580
ТМ-4000/35-У1	4000				10500	3700×2600×4000
ТМ-6300/35-У1	6300				15400	3800×2500×3500
ТМ-10000/35-У1	10000				23400	4300×2860×3400

Продолжение таблицы Ж.1

Тип	Мощность, кВА	Номинальные напряжения обмоток, кВ		Схема и группа соединения обмоток	Масса, кг	Длина × ширина × высота, мм
		ВН	НН			
Трансформаторы трехфазные герметичные класса напряжения 6 и 10 кВ						
ТМГ-25/10-У1	25	6,0; 10,0	0,4	Y/Y _Н -0 Y/Z _Н -11	290	780×650×840
ТМГ-40/10-У1	40				350	780×755×950
ТМГ-63/10-У1	63				390	780×755×950
ТМГ-100/10-У1	100				595	1040×800×1085

Трансформатор масляный герметичный (ТМГ) – в качестве изолирующей и охлаждающей среды используется минеральное масло. На корпусе отсутствует расширительный бачок, корпус герметично закрыт. Для компенсации увеличения объема масла в аварийных режимах работы используют гофрированные стенки корпуса. Преимущества – более компактные размеры из-за отсутствия расширительного бачка, не требуется замена масла в течении всего срока эксплуатации. Недостатки – высокая пожароопасность, чувствительность к внешним механическим воздействиям, приводящим к нарушению герметичности корпуса.

Таблица Ж.2 – Основные технические данные сухих трансформаторов

Тип	Мощность, кВА	Номинальные напряжения обмоток, кВ		Схема и группа соединения обмоток	Масса, кг	Длина × ширина × высота, мм
		ВН	НН			
Трансформаторы трехфазные класса напряжения 6 и 10 кВ, повышенной пожаробезопасности						
ТСЗФ-100/10-УЗ	100	6,0; 6,3; 10,0; 10,5	0,4; 0,23	Д/У _Н -11	955	1760×780×1520
ТСЗФ-160/10-УЗ	160				1000	1760×780×1520
ТСЗФ-250/10-УЗ	250				1325	1810×780×1620
ТСЗФ-400/10-УЗ	400				1870	1940×820×1730
ТСЗФ-630/10-УЗ	630		0,4 10,5		2470	2110×870×1850
ТСЗФ-1000/10-УЗ	1000	6,0;	0,4	Д/У _Н -11; У/У _Н -0	3185	2210×910×1930
ТСЗ-1000/10-УЗ	1000	6,3; 10,0;	0,4; 0,69		3320	2210×910×1930
ТСЗФ-1600/10-УЗ	1600	10,5	Д/У _Н -11		4700	2220×1030×2350

Трансформаторы трехфазные сухие типа ТС(З) – 63 – 250/10(6) – УЗ

Трехфазные силовые сухие трансформаторы типа ТС(З) мощностью от 63 до 250 кВА (далее – трансформаторы), классов напряжения 6 и 10 кВ, предназначены для нужд народного хозяйства.

Трансформаторы изготавливаются в климатическом исполнении У категории 3 по ГОСТ 15150-69. Номинальные значения механических ВВФ – внешних воздействующих факторов – по ГОСТ 17516.1-90 для группы механического исполнения М18.

Схема и группа соединения Y/Y_Н-0, в обоснованных случаях по согласованию сторон допускается схема и группа соединения Д/Y_Н-11.

Таблица Ж.3 – Основные технические данные силовых трансформаторов для собственных нужд подстанций

Тип	Мощность, кВА	Номинальные напряжения обмоток, кВ		Схема и группа соединения обмоток	Масса, кг	Длина × ширина × высота, мм
		ВН	НН			
Трансформаторы трехфазные класса напряжения 10 кВ для собственных нужд подстанций						
ТСЗФС-1000/10- УЗ	1000	6, 10	0,4	Д/У _Н -11; У/У _Н -0	3340	2210×910×2230
		3,15; 6,3		Д/У _Н -11		
ТСЗС-1000/10-УЗ	1000	6,0; 6,3; 10,0; 10,5		Д/У _Н -11; У/У _Н -0	3320	
Трансформаторы трехфазные класса напряжения 6 и 10 кВ для питания собственных нужд шкафов КРУ						
ТСКС- 40(145)/10-УЗ	38	6	0,23; 0,4	У/У _Н -0	370	695×290×705
		6,3	0,23; 0,4	У/У _Н -0		
		10	0,23; 0,4	У/У _Н -0		
		10,5	0,23	У/У _Н -0		
		10,5*	0,4	У/У _Н -0; Д/У _Н -11		
* Допускаются по согласованию исполнения с напряжениями: ВН – 6,9; 11,0; 11,5 кВ и НН – 0,24; 0,4; 0,415; 0,44 кВ.						

Ж.2 Структура условного обозначения трансформаторов

1	2	3	4	5	6
Одна буква					2-, 3- или 4-значная цифра
Число фаз: О – однофазный Т – трехфазный					Класс напряжения, кВ
Одна или две буквы					Многочисленная цифра
Вид системы охлаждения: <i>сухие трансформаторы</i> С – естественное воздушное открытое при открытом исполнении СЗ – естественное воздушное при защищенном исполнении СЗФ – естественное воздушное повышенной пожаробезопасности в кожухе СЗЛ – естественное воздушное с литой изоляцией СГ – естественное воздушное при герметичном исполнении <i>масляные трансформаторы</i> М – естественная циркуляция масла МГ – естественная циркуляция масла при герметичном исполнении Д – принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла МЦ – естественная циркуляция воздуха и принудительная циркуляция масла с направленным потоком масла ДЦ – принудительная циркуляция воздуха и масла с ненаправленным потоком масла				Номинальная мощность, кВА	
				Одна буква «Н»	Выполнение одной из обмоток с РПН
				Одна буква «Т»	Обозначение 3-обмоточного трансформатора

Примечания

1 Для обозначения автотрансформатора впереди добавляется буква «А» (например, АОД-ЦТН).

2 Для обозначения расщепленной обмотки НН после числа фаз ставится буква «Р» (например, ТРДН).

3 Для обозначения трансформатора собственных нужд электростанций последняя буква ставится «С» (например, ТРДНС).

4 Для обозначения защиты масла азотной подушкой без расширителя после вида охлаждения ставится буква «З» (например, ТМЗ).

Приложение И

(справочное)

Основные характеристики проводов

Таблица И.1 – Основные характеристики проводов

Номинальное сечение, мм ²	Сечение (алюминий/сталь), мм ²	Ток, А, для проводов марок					
		АС, АСКС, АСК, АСКП		М	А и АКП	М	А и АКП
		вне помещений	внутри помещений	вне помещений		внутри помещений	
10	10/1,8	84	53	95	—	60	—
16	16/2,7	111	79	133	105	102	75
25	25/4,2	142	109	183	136	137	106
35	35/6,2	175	135	223	170	173	130
50	50/8	210	165	275	215	219	165
70	70/11	265	210	337	265	268	210
95	95/16	330	260	422	320	341	255
120	120/19	390	313	485	375	395	300
	120/27	375	—				
150	150/19	450	365	570	440	465	355
	150/24	450	365				
	150/34	450	—				
185	185/24	520	430	650	500	540	410
	185/29	510	425				
	185/43	515	—				
240	240/32	605	505	760	590	685	490
	240/39	610	505				
	240/56	610	—				

Приложение К

(справочное)

Диаграмма определения отклонения гибкого токопровода с горизонтальным расположением фаз под действием токов КЗ

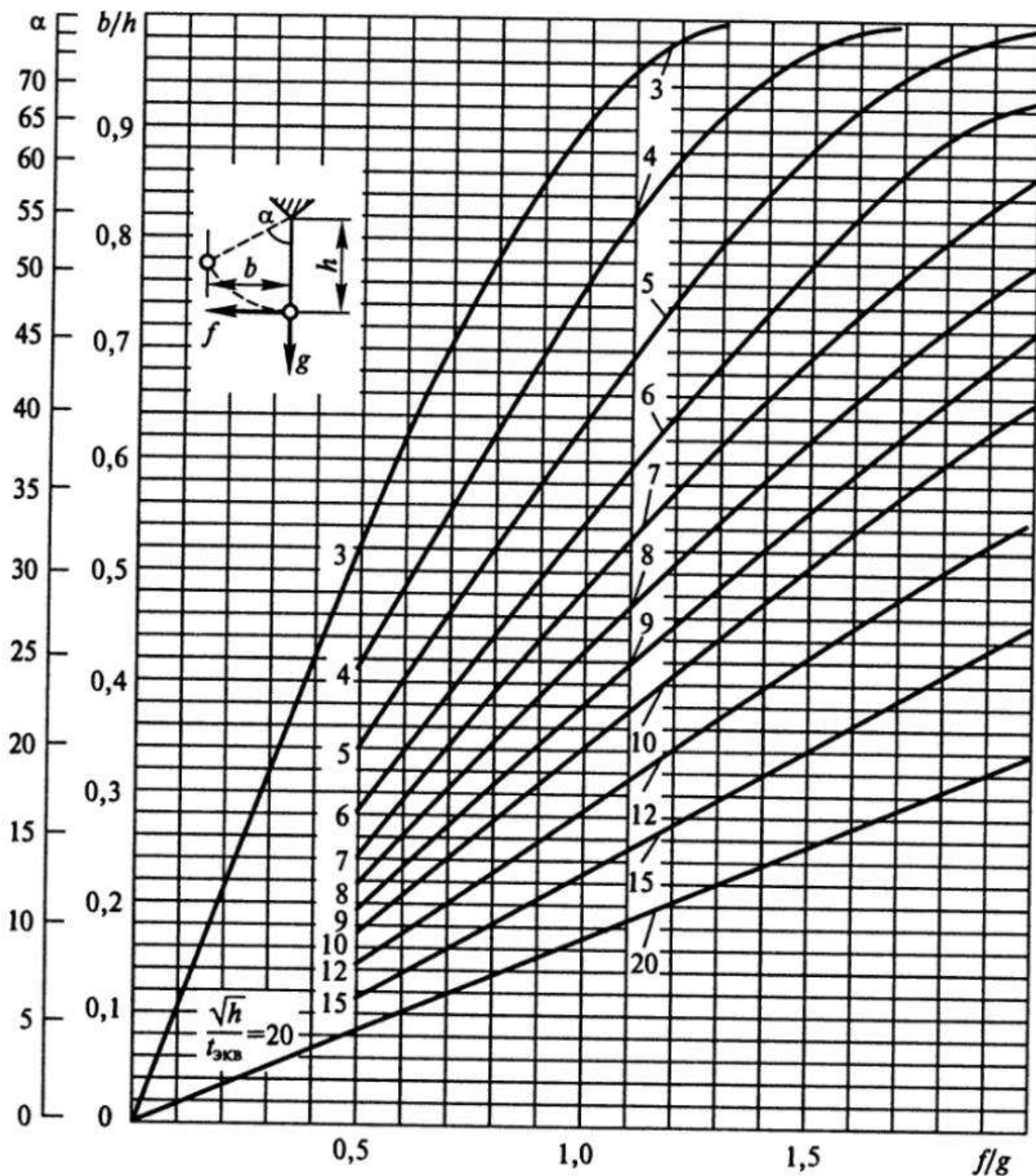


Рисунок К.1 – Диаграмма определения отклонения гибкого токопровода с горизонтальным расположением фаз под действием токов КЗ

Приложение Л

(справочное)

Основные технические характеристики аппаратов

Л.1 Условные обозначения

Климатическое исполнение

Буква (две или три буквы), стоящая перед последней цифрой в наименовании аппарата, указывает, что аппарат предназначен для эксплуатации в районах:

У – с умеренным климатом;

ХЛ – с холодным климатом;

УХЛ – с умеренным и холодным климатом;

Т – с сухим и влажным тропическим климатом;

ТС – с сухим тропическим климатом;

М – с умеренно-холодным морским климатом;

ОМ – с умеренно-холодным и тропическим морским климатом, в том числе для судов неограниченного района плавания.

Категория размещения

Последняя цифра в наименовании аппарата указывает, что аппарат предназначен для эксплуатации:

1 – на открытом воздухе;

2 – под навесом или в помещениях, где колебания температуры несущественно отличаются от колебаний их на открытом воздухе;

3 – в закрытых помещениях с естественной вентиляцией без искусственного регулируемых климатических условий;

4 – в помещениях с искусственно регулируемыми климатическими условиями.

Л.2 Ограничители перенапряжений

Таблица Л.1 – Основные технические параметры ОПН 6-10 кВ

Наименование параметра	ОПН-КР/TEL					ОПН-РТ/TEL		
Класс напряжения сети, кВ	6	6	10	10	10	6	10	10
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ (действ.)	6,0	6,9	10,5	11,5	12,0	7,2	10,5	10,5
Класс разряда линии	I					II		
Номинальный разрядный ток 8/20 мкс, кА	10							
Пропускная способность, А	250	250	250	250	250	680	680	680
Масса, не более, кг	0,75	0,75	0,8	0,8	0,8	0,8	1,3	1,3
Высота, мм	95	95	135	135	135	100	140	140
Ток взрывобезопасности, кА	20							
Срок службы, лет	30							
Примечания								
1 ОПН-КР/TEL - 6-10 кВ для защиты изоляции трансформаторов и двигателей.								
2 ОПН-РТ/ TEL класса напряжения 3-10 кВ с изолированной или компенсированной нейтралью рекомендуется применять в условиях частых и интенсивных воздействий перенапряжений.								

Таблица Л.2 – Основные технические параметры ОПН 35-110 кВ

Наименование параметра	ОПН-РК-35-10-680 УХЛ1		ОПН-РК-110-10-680 УХЛ1				
Класс напряжения сети, кВ	35		110				
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ (действ.)	40,5	42,0	56	73	77	83	88
Пропускная способность, А	680						
Остающееся напряжение, не более, кВ: - при коммутационном импульсе тока 500 А, 30/60 мкс - при грозовом импульсе тока 10000А, 8/20	95,2 122,0	98,3 126,0	138,8 178,0	181,0 232,0	190,3 244,0	209,0 268,0	213,7 274,0
Масса, не более, кг	9,0		15,0				
Высота, мм	605		960				
Ток взрывобезопасности, кА	40						
Срок службы, лет	30						
Примечание – ОПН-РК 110(35) разработаны для защиты изоляции нейтрали трансформаторов 110 кВ.							

Л.3 Разъединители

Таблица Л.3 – Основные технические параметры РГП СЭЩ®-110/1250

Наименование параметра	Значение
Номинальное напряжение, кВ	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126
Номинальный ток, А	1250
Ток термической стойкости, кА	25
Ток электродинамической стойкости, кА	63
Допустимая механическая нагрузка на выводы, Н	800

Таблица Л.4 – Основные технические характеристики разъединителей и заземлителя

Наименование параметра	Тип изделия							
	РПД-110 РПДО-110		РГН-110	РГН-110.П		РГН-К-110	ЗРО-110	
Номинальное напряжение, кВ	110							
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126							
Частота, Гц	50							
Номинальный ток, А	1250	1600 2500	1000	1000	2000	1000	1000	
Наибольший пик сквозного тока (ток электродинамической стойкости) (Id), кА	64	102 125	80	80	100	80	102	125
Ток термической стойкости, кА	25	40 50	31,5	31,5	40	31,5	40	50
Время протекания тока термической стойкости, с: - для главных ножей -для ножей заземления	3 1	3 1	3 1	3 1		3 1	3 1	
Комплектующий привод, тип	— // —		ПДГ-9 ПРГ-6	— // —		— // —	— // —	
Климатическое исполнение, категория размещения	УХЛ 1 (Т1)							

Примечания

- 1 Разъединители выпускаются без заземлителей, с одним или двумя заземлителями, в однополюсном и трехполюсном исполнениях.
- 2 РГП, РГНП – разъединители с полимерной изоляцией.
- 3 П – степень загрязнения по ГОСТ 9920 (в исполнении Индекс отсутствует);
- 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).

Л.4 Выключатели

Таблица Л.5 – Основные технические характеристики вакуумных выключателей ВВ/TEL

Наименование параметра	20/1000 (F)	20/1600	31.5/2000 (Q)
Номинальное напряжение, кВ	10	10	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12	12	12
Номинальный ток, А	1000	1600	1000
Номинальный ток отключения, кА	20	20	20
Ток термической стойкости (3 с), кА	20	20	20
Сквозной ток короткого замыкания, кА			
- наибольший пик	51	51	51
- периодическая составляющая	20	20	20
Собственное время отключения, не более, мс	27	20	27
Собственное время включения, не более, мс	44	32	44
Климатическое исполнение и категория размещения	У2	У2	У2
Масса коммутационного модуля, не более, кг	51		
Срок службы, лет	30		

Л.5 Измерительные трансформаторы напряжений

Таблица Л.6 – Основные технические характеристики трансформаторов напряжения

Тип трансформатора	Номинальное напряжение			Класс точности	Номинальная мощность, ВА	Количество вторичных обмоток	Схема и группа соединения
	ВН, кВ	НН, кВ					
		основная	дополнительная				
НАМИТ-10-2 УХЛ	6-10	100	100/3	0,2; 0,5; 1,0; 3,0	75; 150; 300; 600	2	Y/Y _Н /Π-0
НАМИ 6-95 10-95	6-10	100	100	0,2; 0,5; 1,0	100	2	Y _Н /Y _Н /Π
НАЛИ СЭЩ-6-1 НАЛИ СЭЩ-10-1	6 10	100	100/√3	0,2; 0,5; 1,0; 3,0	75; 150; 300; 600	2 или 3	Y _Н /Y _Н /Π-0
НАМИ - 35	35	100	—	0,5; 1,0	120; 167	2	Y _Н /Y _Н /Π
НАМИ - 110	110	100/√3	100	0,5; 1,0; 3,0	300	2	Y _Н /Y _Н /Π
ЗНГ - 110	110	100/√3	100	0,2; 0,5; 1,0; 3,0	90; 1000	3	Y _Н /Y _Н /Π
НКФ-110-9441-с	110	100/√3	100	0,5; 1,0; 3,0	300; 500 1200	3	Y _Н /Y _Н /Π-0
Примечание: Н – напряжения; А – антирезонансный; М – масляный; И – измерительный, для контроля изоляции; Л – литая изоляция; З – заземляемый; Г – элегазовый.							

Приложение М

(справочное)

Принципиальные электрические схемы соединения обмоток трансформаторов напряжения

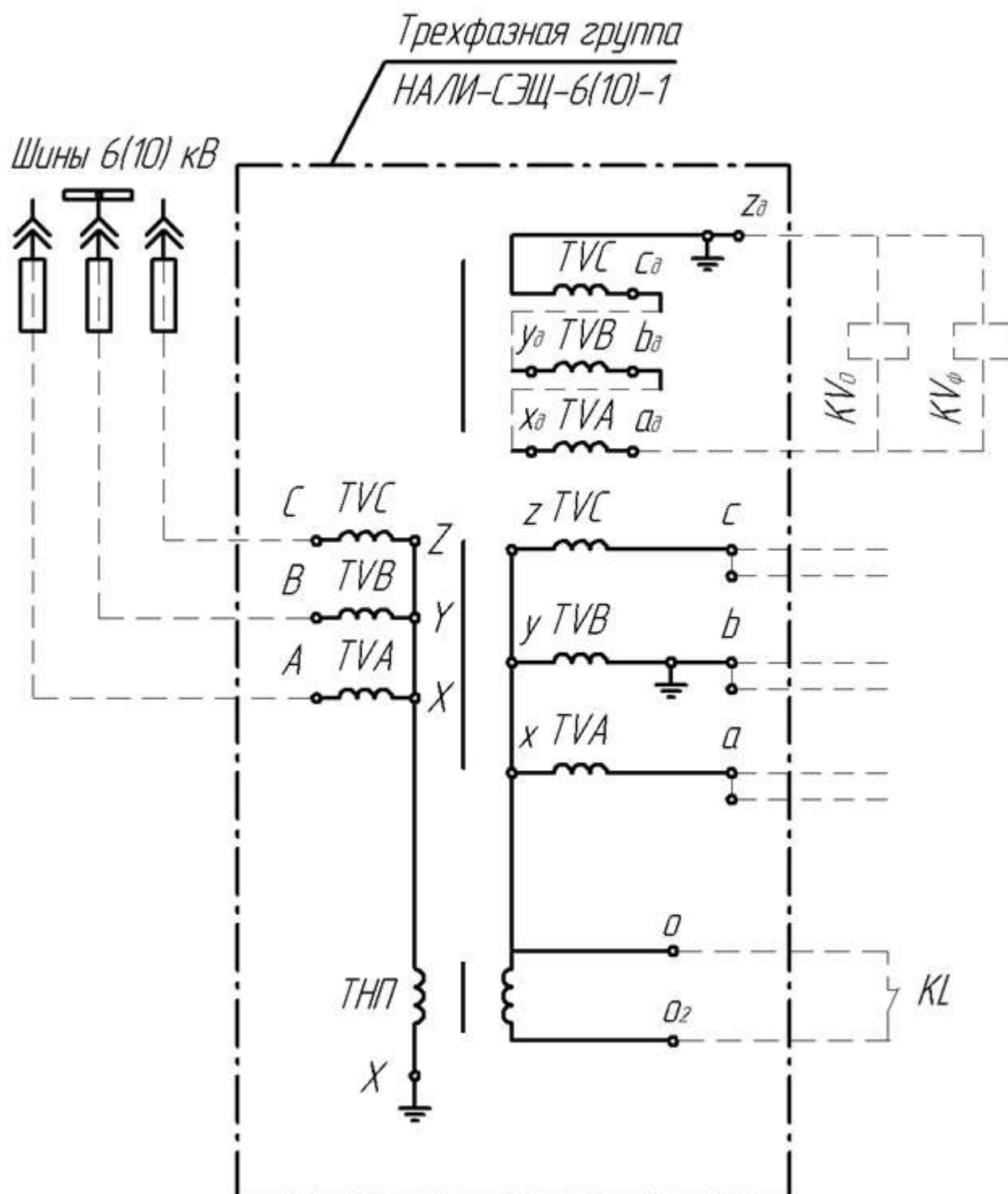
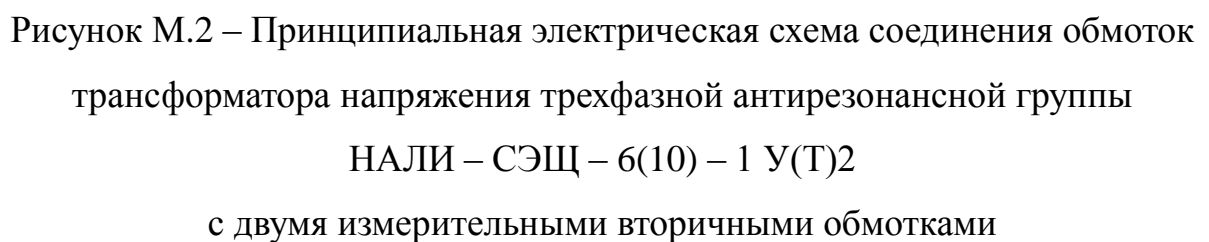
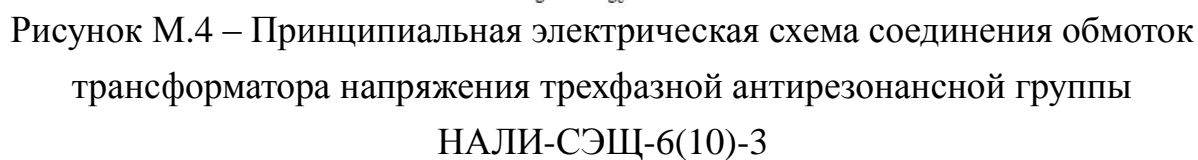
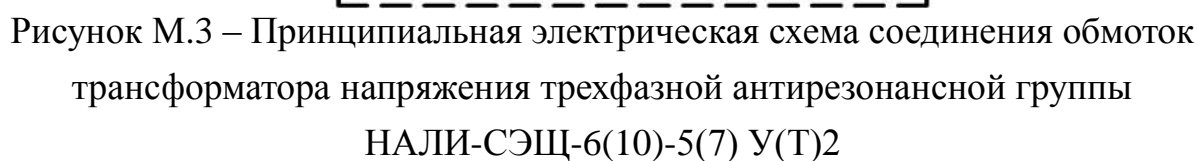


Рисунок М.1 – Принципиальная электрическая схема соединения обмоток трансформатора напряжения трехфазной антирезонансной группы НАЛИ – СЭЩ – 6(10) – 1 У(Т)2





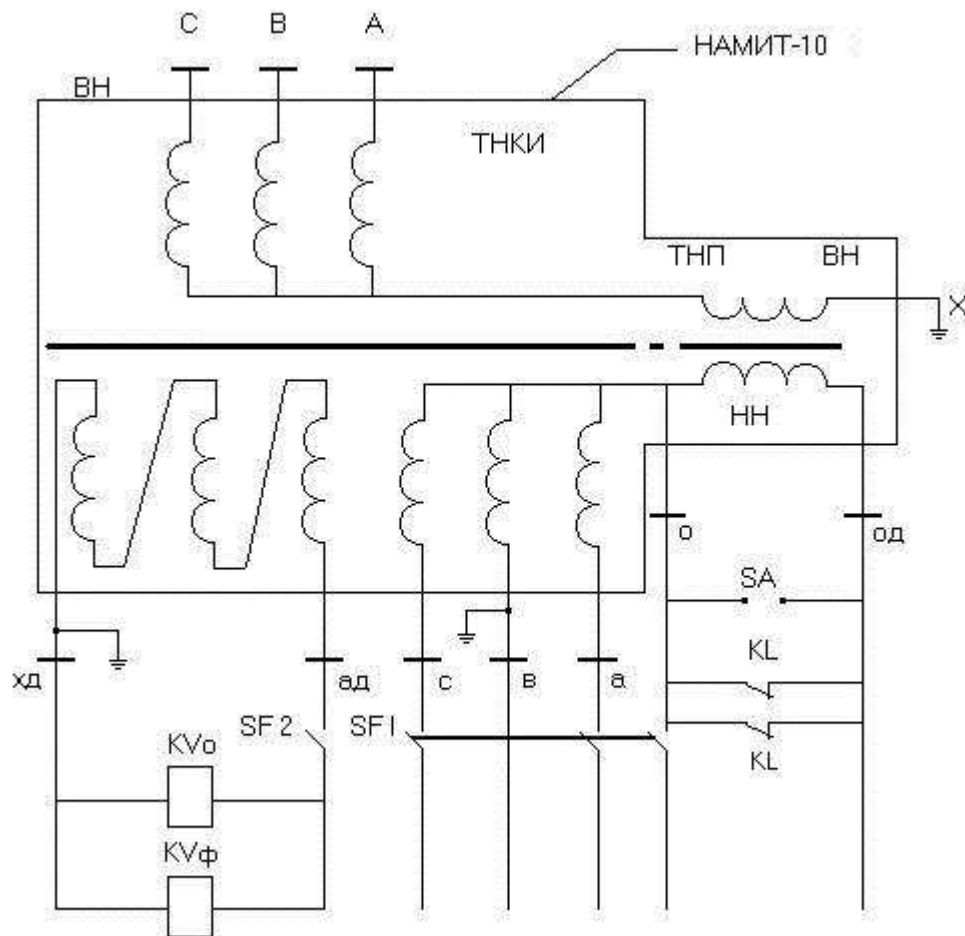


Рисунок М.5– Принципиальная электрическая схема соединения обмоток трансформатора напряжения НАМИТ – 10 – 2

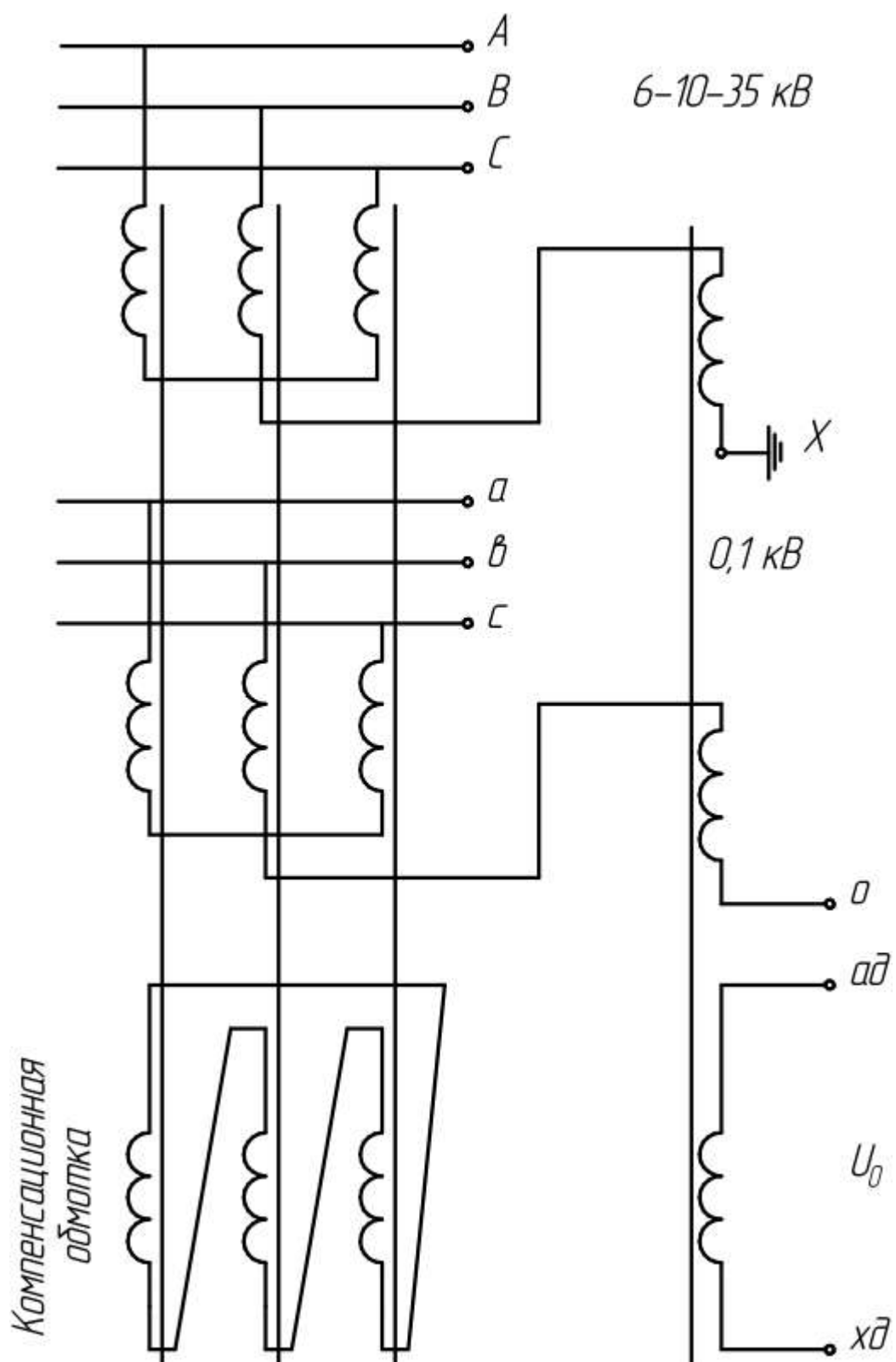


Рисунок М.6– Принципиальная электрическая схема соединения обмоток трансформатора напряжения НАМИ – 6-10-35

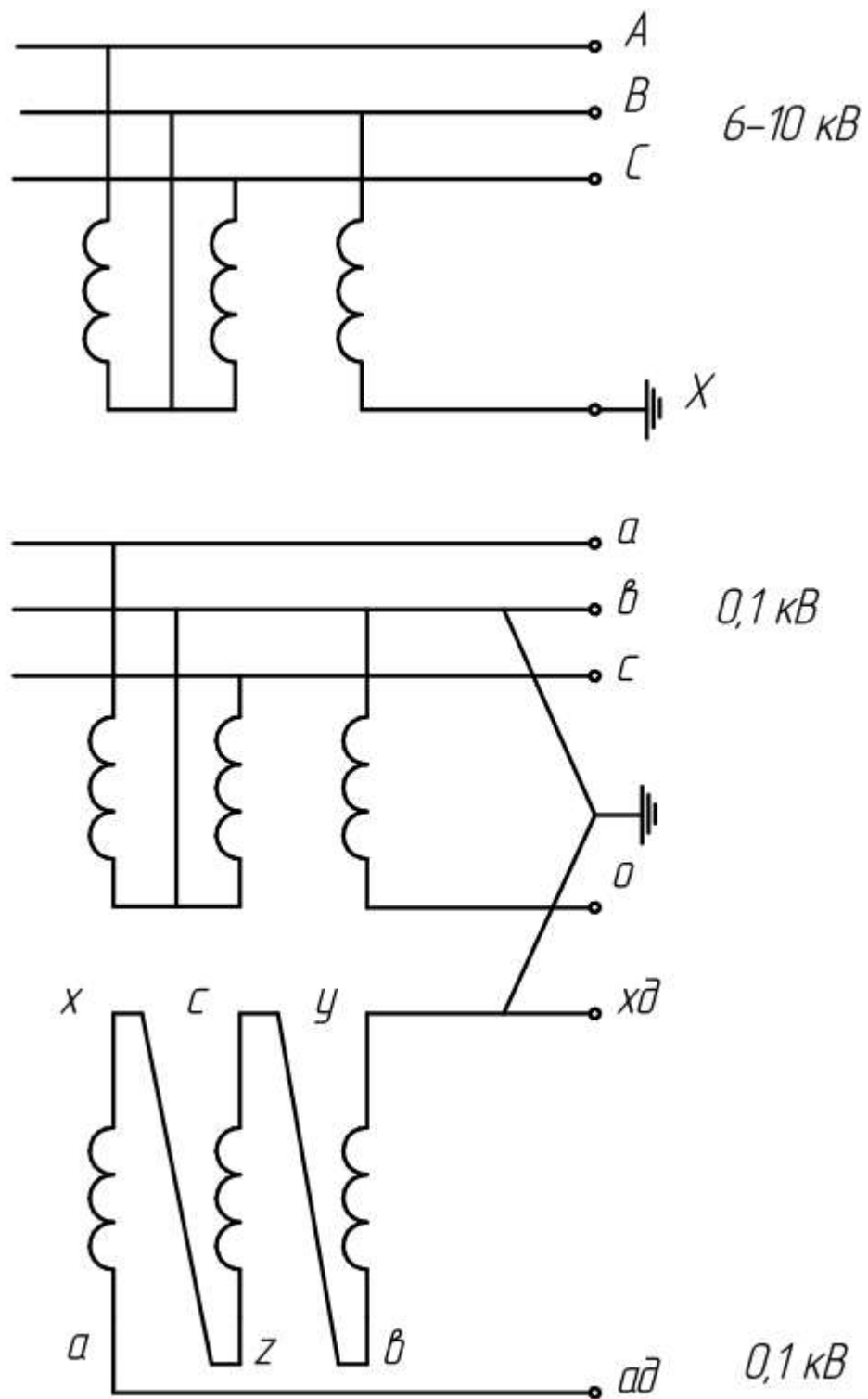


Рисунок М.7– Принципиальная электрическая схема соединения обмоток трансформатора напряжения НАМИ –10/6

первичная обмотка вторичные обмотки

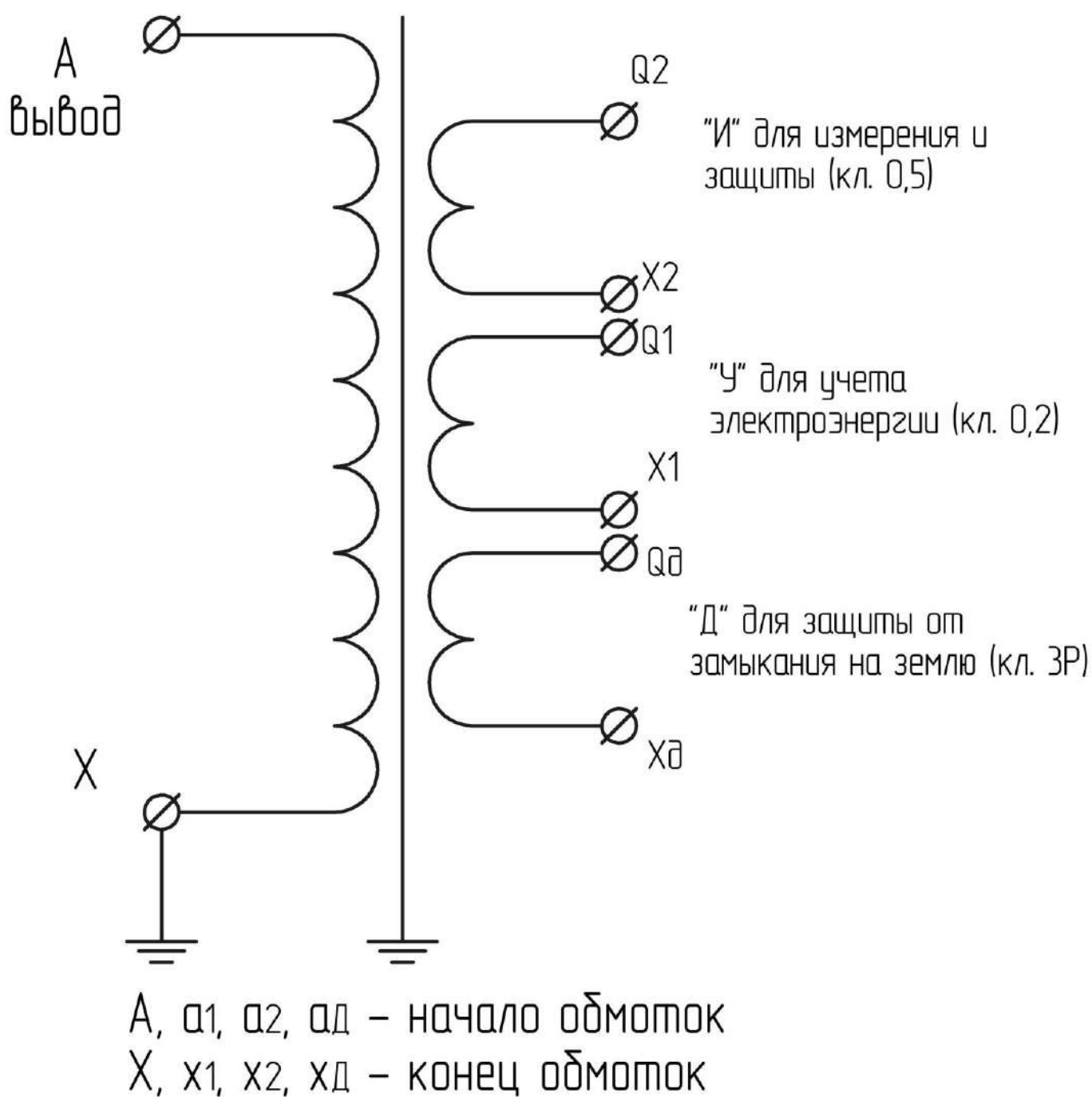


Рисунок М.8– Принципиальная электрическая схема трансформатора
напряжения ЗНГ

Приложение Н

(справочное)

Основные технические данные КРУ внутренней установки напряжением 6-10 кВ

Таблица Н.1 – Краткая техническая характеристика КРУ СЭЩ

Параметры	Исполнения КРУ				
	СЭЩ-59УХЛ1	СЭЩ-63УЗ, ТЗ	СЭЩ-61МУЗ	СЭЩ-68	СЭЩ-70
Номинальное напряжение, кВ	6, 10				6, 10, 20
Номинальный ток главных цепей, А	630; 1000; 1600; 3150	630; 1000 (800); 1600 (1250)	630; 1000; 1600; 2500; 3150; 4000	630; 1000; 1600; 2500; 3150; 4000	
Номинальный ток сборных шин, А	1000; 1600; 2000; 3150	1000; 1600; 2000; 3150; 4000			
Номинальный ток отключения выключателя, кА	20; 31,5	20; 31,5	31,5; 40	31,5; 40	
Ном, ток электродинамической стойкости шкафа, кА	51; 81	51; 81	128	128	
Ток термической стойкости в течении 3с, кА	20; 31,5	20; 31,5	31,5; 40	31,5; 40	
Вид изоляции	Воздушная	Воздушная; комбинированная			
Типы выключателей	ВВУ-СЭЩ, ВВЭ-М-10; ВБПВ-10; ВБЭК-10; ВБЭК-10; ВБТЭ-10; ВБЭМ-10; ЭВОЛИС		ВВУ-СЭЩ, ВВЭ-М-10; ВБПВ-10; ВБЭК-10; ВБЭК-10; ВБТЭ-10; ВБЭМ-10; ЭВОЛИС; VD4		
Вакуумные					
Элегазовые		LF-1	LF-1; LF-2; LF-3		
Обслуживание	Двустороннее			Одностороннее	

Таблица Н.2 – Технические характеристики КРУ выкатного исполнения

Параметр	К-XXVI	К-XXVII	К-104-КФ	КМ-1КФ
Производитель	(МЭЩ)		(КЭМОНТ)	
Назначение	Для приема и распределения электроэнергии на объектах электроснабжения	Для обеспечения вводов и секционирования в РУ с К-XXVI, для отходящих линий с током 1600 А	Для приема и распределения электроэнергии (применяются в основном для наружной установки в КРУН К-47 и К-59)	
Климатическое исполнение	УЗ			
Номинальное напряжение, кВ	6; 10			
Номинальный ток сборных шин, А	2000; 3150	2000; 3150	630; 800; 1000; 1250; 1600; 2000; 2500	630; 1000; 1600; 2000; 2500
Номинальный ток главных цепей, А	630; 1000; 1600	3150	630; 1000; 1600	630; 1000; 1600
Номинальный ток выключателей, А				
Номинальный ток отключения выключателей, кА:				
вакуумного	-	-	20; 31,5	20
элегазового	20; 31,5	-	-	-
маломасляного	-	31,5	-	-
Трехсекундный ток термической стойкости, кА	20; 31,5	31,5	20	20
Ток электродинамической стойкости, кА	51; 81	81	51	51
Тип выключателя:				
вакуумного	ВБЭ	ВБЭ	ЗАН; ВВ/TEL	Н.д.
элегазового	LF-2	HD4	-	Н.д.
маломасляного	ВМПЭ-М		-	-
Устройство РЗиА	С электромеханическим или с микропроцессорным устройством		С микропроцессорным устройством	
Вид обслуживания	Одностороннее		Двустороннее	
Исполнение	Для внутренней установки		Для внутренней и наружной установки	
Вид управления	Местное, дистанционное			
Размеры камер (ширина x глубина x высота), мм	900 x 1150 x 2380	1350 (900) x 1650 x 2817	750(1125) x 1300 x 1800 (2240)	750(1125) x 1300 x 1720 (2040)
Масса, кг	400 - 1250	680 - 1800	600	-
Срок службы (не менее), лет	25			

Таблица Н.3 – Технические характеристики КРУ выкатного исполнения

Параметр	К-104М, К-104М(С1)	К-105, К-105С1	К-63	К-61М
Производитель	МЭЩ	МЭЩ	Самарский завод «Электрощит»	Самарский завод «Электрощит»
Назначение	Для приема и распределения электроэнергии на объектах электроснабжения, в схемах собственных нужд электростанций	Для обеспечения вводов и секционирования в РУ с К-104М	Для приема и распределения электроэнергии на объектах электроснабжения	Для приема и распределения электроэнергии в системе собственных нужд электростанций, Для обеспечения вводов и секционирования в РУ с К-104М
Номинальное напряжение, кВ	6; 10			
Номинальный ток сборных шин, А	1600; 2000; 3150	2000; 3150	1000; 1600; 2000; 3150	2000; 3150
Номинальный ток главных цепей, А	400; 630; 800; 1000; 1250; 1600	2000; 3150	Для УЗ: 630; 1000; 1600 Для ТЗ: 630; 1250	630; 1000; 1600; 2000; 2500; 3150
Номинальный ток выключателя, А	400-1600	2000-3150	630-1600	630-3150
Номинальный ток отключения выключателя: - вакуумного - элегазового	12,5; 20; 31,5; 40 16; 20; 31,5; 40; 50	31,5; 40 31,5; 40; 50	12,5; 20; 31,5 25	31,5; 40 -
Трехсекундный ток термической стойкости, кА	12,5; 20; 31,5; 40; 50	31,5; 40	12,5; 20; 31,5	31,5; 40
Ток электродинамической стойкости, кА	41; 51; 81; 128	81; 128	51; 81	128
Тип выключателя: - вакуумного - элегазового - маломасляного	ЭВОЛИС, ВД-4 LF-2 ВКЭ-М	ВД-4 HD4 –	ВБЭМ; ВВ/TEL LF-1 –	ВВЭ-М; ЭВОЛИС LF-2 –
Тип трансформатора: - тока - нулевой последов-сти - напряжения - собственных нужд	ТЛО-10-50/5-1500 ТОЛ-10-50/5-1500 ТЛК-10-50/5-1500 ТЛН; TSH-120; ТЗЛН; ТЗРЛ НАМИТ; ЗНОЛ,08 ТСКС; ОЛС	ТЛШ-10-2000/5-350/5 – ЗНОЛ,08 ТСКС	ТЛК-10-30/5-1500/5 ТЗДЛ-0,66 НАМИТ; ЗНОЛ,08 ТСКС; ОЛС	

Продолжение таблицы Н.3

Параметр	К-104М, К-104М(С1)	К-105, К-105С1	К-63	К-61М
Тип ОПН	ОПН-РС/TEL; ОПН-П	–	ОПН-КР/TEL; ОПН-КС/TEL; ОПН-П	
Климатическое исполнение	УЗ		УЗ; ТЗ	
Вид обслуживания	Двухстороннее			
Исполнение	Для внутренней установки			
Вид управления	Местное, дистанционное			
Размеры камеры, (ширина x глубина x высота), мм	750x1150-2305x2900	1000-1125x1480x 2340	750x1250-1450x2268	800-1125x1400-1600x2380
Масса, кг	800	1330	600	950
Срок службы, лет, не менее	25			

Таблица Н.4 – Технические параметры КРУ серии СЭЩ®-68

	СЭЩ®-68УЗ		СЭЩ®-68УХЛ1	
Номинальное напряжение, кВ	6,0; 10,0; 15,0	22,0; 27,5; 35,0	6,0; 10,0; 15,0	22,0; 27,5; 35,0
Номинальный ток главных цепей, А	630; 1000; 1600; 2000; 2500; 3150	630; 1000; 1600	630; 1000; 1600; 2000; 2500; 3150	630; 1000; 1600
Номинальный ток отключения выключателя, кА	20; 31,5; 40; 50	25	20; 31,5; 40; 50	25
Номинальный ток электродинамической стойкости шкафа, кА	51; 81; 128	51	51; 81; 128	51
Ток термической стойкости, кА	20; 31,5; 40; 50	20	20; 31,5; 40; 50	20
Вид изоляции	Воздушная, комбинированная			
Типы выключателей				
Вакуумные	ВВУ-СЭЩ®-П(Э)-10, ВВЭ-М-10, ВВПВ-10, ВБЭК-10, ВБКЭ-10, ВБТЭ-10, ВБЭМ-10, VD-4, ЭВОЛИС, ЗАН-5	ВВП(Э)-35-1600/25, ВБ/ЭЛКО/ТЭ-35-25/1600, ЗАН5 302-2-1250/16	ВВУ-СЭЩ®-П(Э)-10, ВВЭ-М-10, ВВПВ-10, ВБЭК-10, ВБКЭ-10, ВБТЭ-10, ВБЭМ-10, VD-4, ЭВОЛИС, ЗАН-5	ВВП(Э)-35-1600/25, ВБ/ЭЛКО/ТЭ-35-25/1600, ЗАН5 302-2-1250/16
Элегазовые	LF-1, LF-2, LF-3	нет	LF-1, LF-2, LF-3	нет
Габаритные размеры, мм, (глубина х ширина х высота)	1350 х 750(1000*) х 2450	1950 х 1000 х 2450	3200 х 750 х 3300	4650 х 1000 х 3950

* – для шкафов на токи свыше 1600А

Таблица Н.5 – Краткая техническая характеристика распределительных устройств

Параметр	КРУ СЭЩ®- 59ХЛ1	КРУ СЭЩ®- 59У1	КРУ СЭЩ®- 59Т1	КРУ СЭЩ®- 59БРХЛ1	КРУ СЭЩ®- 63У3	КРУ СЭЩ®- 61МУ3	КРУ СЭЩ®-66	КСО СЭЩ®
Номинальное напряжение, кВ	6,0; 10							
Номинальный ток главных це- пей, А	630; 1000; 1600 (1250*)					630; 1000; 1600; 2000; 2500; 3150	630; 1000;1600	630; 1000
Номинальный ток сборных шин, А	1000; 1600; 2000; 3150; (1250; 2000*)					2000; 3150	1000; 1600	
Номинальный ток отключения выключателя, кА	20; 31,5					31,5; 40	20	
Номинальный ток электроди- намической стойкости шкафа, кА	51; 81			26	51; 81	128	51	
Ток термической стойкости в течении 3с, кА	20; 31,5			10	20; 31,5	31,5; 40	20	
Вид изоляции	Воздушная, комбинированная						Воздушная	
Типы выключателей								
Вакуумные	ВВУ СЭЩ®-10; ВВЭ-М-10; ВБПВ-10; ВВ/TEL-10; ВБЭК-10; ВБКЭ-10; ВБТЭ-10; ВБЭМ-10; ЭВОЛИС					ВВЭ-М-10; ЭВОЛИС	ВВ/TEL-10	ВВУ СЭЩ® П- 10; ВВУ СЭЩ® Э-10
Элегазовые	LF-1					LF-2; LF-3	-	
Установка приборов	На задней стенки				На поворотном блоке в ре- лейном шкафу		В релейном шкафу	
Габаритные размеры, мм, (вы- сота х глубина х ширина)	2780х 3200х 750	2725х 3100х 750	2780х 3735х 750	2780(3280 ¹)х 3200х 750	2270х 1250х 750	2380х 1400(1600 ²)х 800(1125 ²)	2000х 800х 600	2166(2486 ⁴)х 800х 600(800 ⁴)
Масса транспортного блока из шести ячеек, кг	6500	5600	7000	6500 (7000 ¹)	600 ³	6500	350 (450 ⁴)	400 (500 ⁴)

* – для КРУ тропического исполнения;

1 – с учетом рам-салазок;

2 – только для ячейки с номинальным током 3150 А;

3 – масса одного шкафа;

4 – для камер с вакуумным выключателем,

Таблица Н.6 – Технические характеристики камер КСО серии 200

Параметр	КСО-292	КСО-298	КСО-2001МЭЩ	КСО-6(10)-Э1 «Аврора» (ПО «Элтехника»)
Номинальное напряжение, кВ	6,0; 10			
Номинальный ток сборных шин, А	630; 1000; 1600	630; 1000	630; 1000	630; 1000
Номинальный ток главных цепей, А	400; 630; 1000; 1600	400; 630; 1000	400; 630; 1000	400; 630; 1000
Номинальный ток выключателя, А	630; 1000; 1600	630; 1000	400; 630; 1000	400; 630; 1000
Номинальный ток отключения выключателя, кА	20	20	12,5; 20	12,5; 20
Номинальный ток выключателя нагрузки при $\cos\varphi \leq 0,7$, А	400; 630			
Номинальный ток отключения выключателя нагрузки, А	400; 630		1000	400; 630
Номинальный ток камер с предохранителями, А	2; 3; 5; 8; 10; 16; 20; 31,5; 40; 50; 63; 80; 100	2; 3; 5; 8; 10; 16; 20; 31,5; 40; 50; 63; 80; 100; 160	2; 3,2; 5; 8; 10; 16; 20; 31,5-160	4; 6,3; 10; 16; 20; 25; 31,5; 40; 50; 63; 80; 100
Ток термической стойкости, кА	20	20	12,5; 20	12,5; 16; 20
Время протекания тока термической стойкости для камер с выключателями, с	3	3	3	2
Ток электродинамической стойкости, кА	51	51	31,5; 51	31,5; 40; 51
Тип вакуумного выключателя	ВВТЭ-10 ЗАН5 ВВ/TEL	ВВ/TEL ВВБЭС	ВВ/TEL; ЭВОЛИС; ВБЭМ	ВВ/TEL
Тип элегазового выключателя	-	-	LF1	-
Тип маломасляного выключателя	-	-	-	-
Тип выключателя нагрузки	-	ВНР; ВНРп; ВНП	ВНП	IML
Тип вакуумного контактора	-	-	КВТ-10	-
Тип разъединителя	РВ; РВФЗ; РВЗ (с приводом ПР-10)	РВ; РВЗ; РВФЗ (с приводом ПР-10)	РВ; РВЗ; РВФ; РВФЗ (с приводом ПР-10)	SML, SVR/ti
Тип предохранителя	ПКТ; ПКН	ПКТ; ПКН	ПКТ; ПКН; ПКЭ	Фирмы «Sibo»
Тип трансформатора тока	ТОЛ	ТПОЛ	ТОЛ; ТПОЛ; ТЗЛМ; ТДЗЛК-0,66	ТЗЛМ
Тип трансформатора напряжения	НАМИ; ЗНОЛ	НАМИТ; НОЛ,08	НОМ; НАМИ; ЗНОЛ	НОЛ; НАМИ
Тип трансформатора собственных нужд	Н,д,	ТМГ-25; ТМГ-40	ТСКС-40; ТМ-25; ОПС	ТСКС
Тип разрядника	-	РВО; РВРД	РВРД; РВО	-

Продолжение таблицы Н.6

Тип ОПН	ОПН	ОПНР	ОПН	Н.д.
Тип конденсатора	-	КС	-	-
Устройство РЗиА	С электромеханическим устройством		С электро-механическим и микро-процессорным устройством	С микро-процессорным блоком
Вид управления	Местное, дистанционное			
Климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69	У3			
Уровень изоляции по ГОСТ 1516,1-76	С нормальной изоляцией			
Вид изоляции	Воздушная			
Наличие изоляции токоведущих шин главных цепей	С неизолированными шинами			Н.д.
Условия обслуживания	С односторонним обслуживанием			
Вид линейных высоковольтных вводов	Кабельные и шинные			Кабельные
Габаритные размеры камер (ширина x глубина x высота),мм	1000 x 1100 x 2780	1000-1200 x 1250 x 2880	750 x 1100 x 2650	300-750 x 800 x 2180-2380
Масса, кг, не более	Н.д.	750	420-460	350

Таблица Н.7 – Технические характеристики КРУ «Классика»

Наименование параметра	Значение параметра		
Тип шкафа	D-12P	D-12PT	D40-P
Номинальное напряжение, кВ	6,0; 10		35
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	7,2; 12		40,5
Номинальный ток главных цепей, А	630; 1000; 1250; 1600; 2000; 2500; 3150; 4000	630; 1000; 1250; 1600	630; 1250
Номинальный ток сборных шин, А	630; 1000; 1250; 1600; 2000; 2500; 3150; 4000	630; 1000; 1250; 1600	630; 1250
Номинальный ток отключения применяемых выключателей, кА	20; 25; 31 5; 40; 50	20; 25	16; 25
Ток термической стойкости, кА	до 50	20; 25	16; 25
Время протекания тока термической стойкости, с	1 или 3		
Ток электродинамической стойкости (амплитуда), кА:	51; 64; 81; 102; 128	51; 64	64
Габаритные размеры шкафа, мм: - ширина - глубина - высота	600; 750; 900; 1000 1300; 1450 2150-2470	600; 700; 750 1100 2095; 2245	1200; 1800 2500 2460
Масса шкафа КРУ, кг	<980	<540	<1700
Срок службы, лет	30		

Учебное пособие

Людмила Ивановна Кулеева

Сергей Владимирович Митрофанов

Людмила Анатольевна Семенова

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПОДСТАНЦИИ

ISBN 978-5-7410-1542-1

