

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Тольяттинский государственный университет
Институт химии и энергетики

М.Н. Третьякова, Ю.В. Черненко

ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ПОНИЗИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИИ

Практикум

© ФГБОУ ВО «Тольяттинский государственный университет», 2022

ISBN 978-5-8259-1075-8

УДК 621.311.4(075.8)

ББК 31.277.1я73

Рецензенты:

канд. техн. наук, доцент, зав. кафедрой «Электрооборудование и электрохозяйство предприятий, организаций и учреждений»

Казанского государственного энергетического института

Н.В. Роженица;

канд. техн. наук, доцент кафедры «Электроснабжение и электротехника» Тольяттинского государственного университета

Д.А. Кретов.

Третьякова, М.Н. Выбор оборудования при проектировании электрической части понизительной подстанции : практикум / М.Н. Третьякова, Ю.В. Черненко. – Тольятти : Изд-во ТГУ, 2022. – 1 оптический диск. – ISBN 978-5-8259-1075-8.

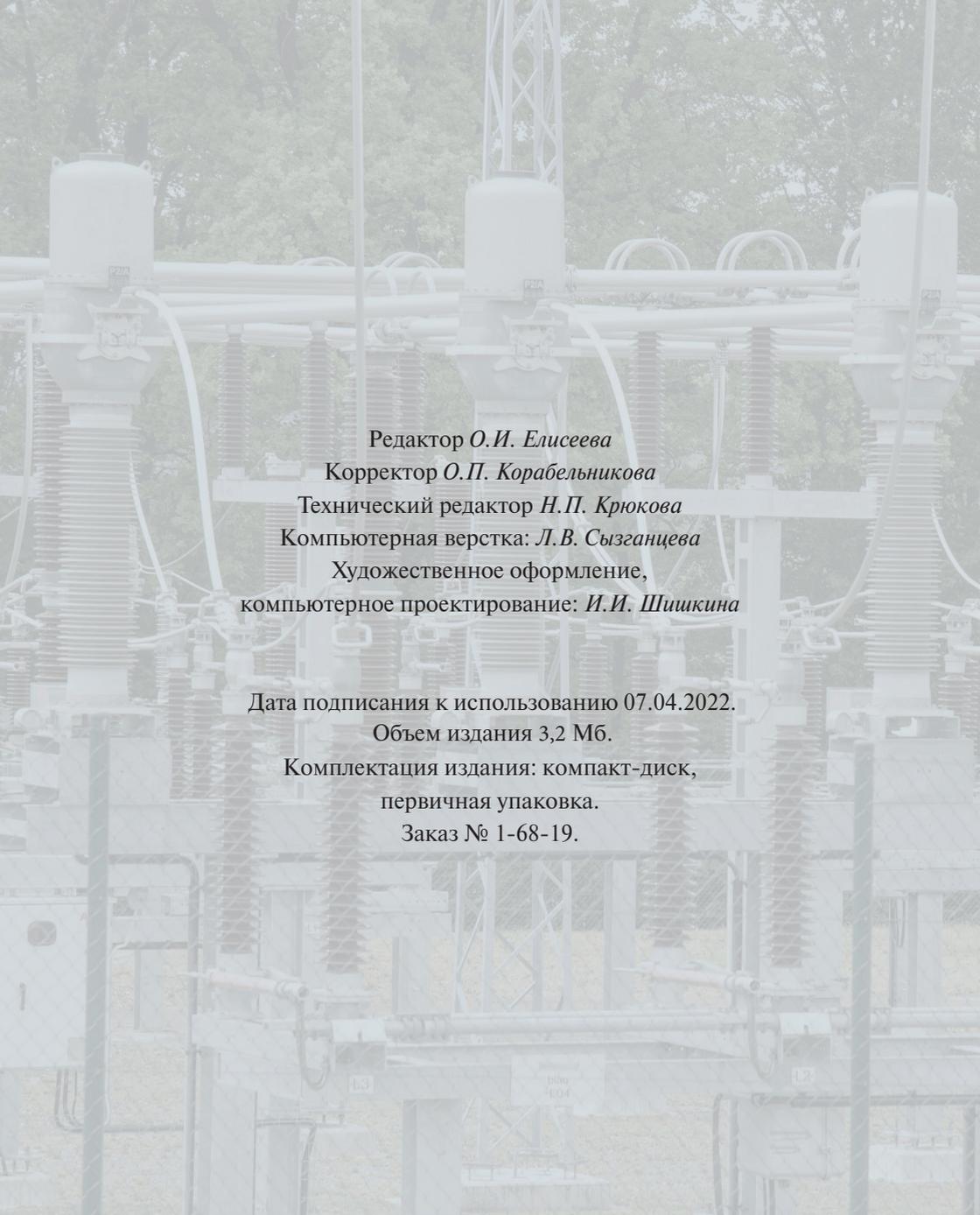
Практикум содержит программы занятий, практические задания и примеры расчетов, выполняемых при выборе электрооборудования станций и подстанций. Входит в состав учебно-методических материалов дисциплины «Электрические станции и подстанции».

Предназначен для студентов, обучающихся по направлению подготовки бакалавров 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника».

Текстовое электронное издание.

Рекомендовано к изданию научно-методическим советом Тольяттинского государственного университета.

Минимальные системные требования: IBM PC-совместимый компьютер: Windows XP/Vista/7/8; ПIII 500 МГц или эквивалент; 128 Мб ОЗУ; SVGA; CD-ROM; Adobe Acrobat Reader.



Редактор *О.И. Елисеева*
Корректор *О.П. Корабельникова*
Технический редактор *Н.П. Крюкова*
Компьютерная верстка: *Л.В. Сызганцева*
Художественное оформление,
компьютерное проектирование: *И.И. Шишкина*

Дата подписания к использованию 07.04.2022.

Объем издания 3,2 Мб.

Комплектация издания: компакт-диск,
первичная упаковка.

Заказ № 1-68-19.

Издательство Тольяттинского государственного университета
445020, г. Тольятти, ул. Белорусская, 14,
тел. 8 (8482) 44-91-47, www.tltsu.ru

Содержание

ВВЕДЕНИЕ	5
ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ	6
Практическое занятие 1. РАСЧЕТ НАГРУЗКИ ПОНИЗИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИИ	7
Практическое занятие 2. ВЫБОР ТИПА, ЧИСЛА И МОЩНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ	14
Практическое занятие 3. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В СХЕМАХ ПОДСТАНЦИЙ	21
Практическое занятие 4. ВЫБОР ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ И КОММУТАЦИОННОЙ АППАРАТУРЫ В СХЕМАХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО УСТРОЙСТВА	30
Практическое занятие 5. ВЫБОР ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ	34
Практическое занятие 6. ВЫБОР ПАРАМЕТРОВ ЗАЗЕМЛЯЮЩЕГО УСТРОЙСТВА	41
Практическое занятие 7. ВЫБОР СРЕДСТВ МОЛНИЕЗАЩИТЫ	48
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	51
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	52
ГЛОССАРИЙ	54

ВВЕДЕНИЕ

Дисциплина «Электрические станции и подстанции» играет важную роль в формировании у обучающихся по направлению подготовки бакалавров 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника» профессиональных компетенций, то есть способностей:

- участвовать в проектировании систем электроснабжения объектов (ПК-3);
- проводить обоснование проектных решений систем электроснабжения объектов (ПК-4).

Развитие отмеченных компетенций при освоении дисциплины «Электрические станции и подстанции» осуществляется в процессе проектирования электрической части понизительной подстанции. Для качественного выполнения такого проекта необходимо научиться:

- выполнять ряд типовых электротехнических расчетов, связанных с выбором силовых трансформаторов, проводников и электрических аппаратов;
- определять предпочтительные варианты главных схем электрических соединений и схем питания собственных нужд подстанций;
- пользоваться нормативной и специальной технической литературой.

Цель практического курса – научиться выполнять расчеты и делать обоснованный выбор элементов электрической части электростанций и подстанций.

Достижению поставленной цели способствуют задачи, решаемые на семи практических занятиях.

Темы практических занятий соответствуют основным вопросам, над которыми предстоит работать самостоятельно при выполнении курсового проекта.

ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – воздушная линия.

ВН – высшее напряжение.

ЗРУ – закрытое распределительное устройство.

КЗ – короткое замыкание.

КЛ – кабельная линия.

НАМИ – трансформатор напряжения антирезонансный масляный для контроля изоляции.

НН – низшее напряжение.

ОРУ – открытое распределительное устройство.

ПС – подстанция.

ПУЭ – правила устройства электроустановок

СН – среднее напряжение.

ТН – измерительный трансформатор напряжения.

ТРДН – трехфазный силовой трансформатор с расщепленной обмоткой НН, с естественной циркуляцией масла и принудительной циркуляцией воздуха, с регулированием напряжения под нагрузкой.

ТСН – трансформатор собственных нужд.

ТТ – измерительный трансформатор тока.

ЭДС – электродвижущая сила

ЭС – электрическая станция.

Практическое занятие 1

РАСЧЕТ НАГРУЗКИ ПОНИЗИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИИ

Цель — освоить методику расчета электрической нагрузки понизительной подстанции.

Задачи:

- 1) изучить особенности построения суточных графиков нагрузок и годовых графиков нагрузок понизительных подстанций по продолжительности;
- 2) научиться определять из графиков нагрузок технико-экономические показатели, характеризующие работу районных подстанций.

Задание

1. Рассчитать ожидаемую электрическую нагрузку понизительной подстанции по данным о подстанции и потребителях (табл. 1.1), используя типовые графики годовых нагрузок потребителей по продолжительности (табл. 1.2).

2. Построить годовой график нагрузки подстанции по продолжительности.

Таблица 1.1

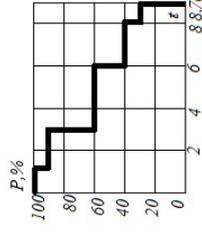
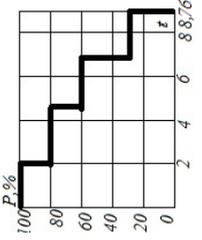
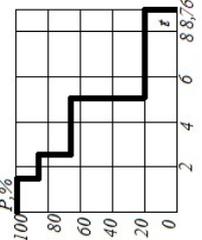
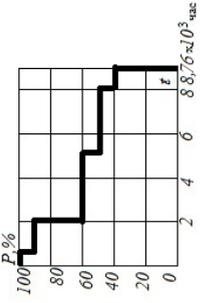
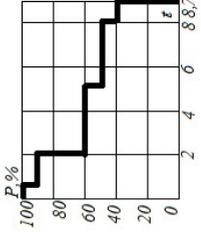
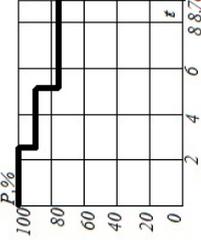
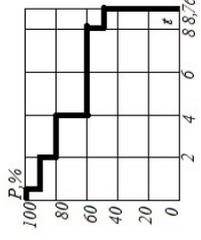
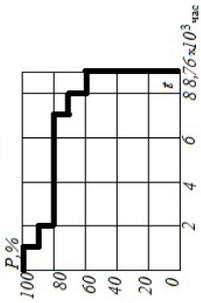
Варианты заданий для расчета нагрузок
понижительной подстанции

Номер варианта	Сведения о потребителях					Сведения о подстанции
	Тип	Категория	Потребляемая мощность, P_{\max} , МВт	Коэффициент мощности, $\cos \varphi$	Напряжение отходящих линий, кВ	Напряжение подходящей линии, кВ
1	IV	II	15	0,88	10	110
	VII	I	12	0,93	6	
	II	II	13	0,93	6	
2	X	I	18	0,96	10	110
	IX	I	12	0,9	10	
	VI	I	10	0,98	10	

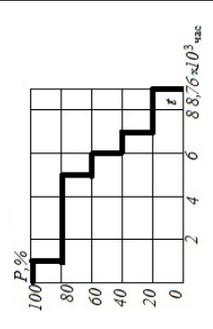
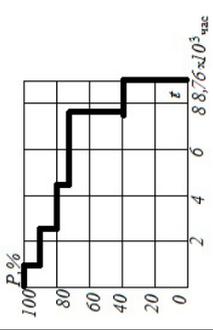
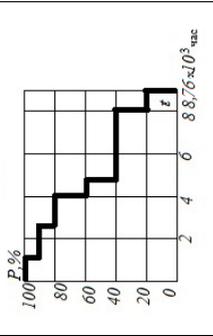
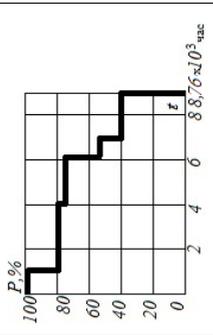
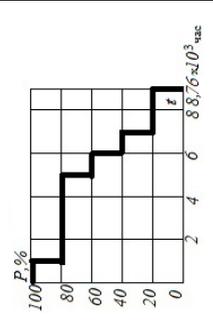
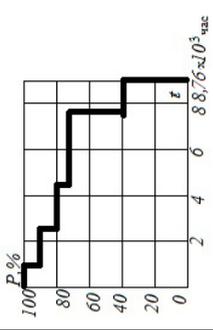
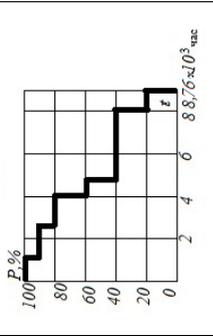
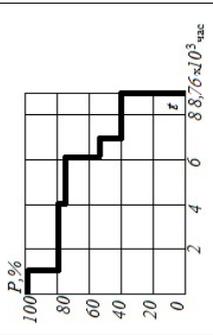
Номер варианта	Сведения о потребителях					Сведения о подстанции
	Тип	Категория	Потребляемая мощность, P_{\max} , МВт	Коэффициент мощности, $\cos \varphi$	Напряжение отходящих линий, кВ	Напряжение подходящей линии, кВ
3	XII	I	86	0,9	110	110
	XI	I	16	0,9	35	
	VII	I	10	0,93	35	
4	III	I	31	0,95	35	35
	II	I	7	0,93	10	
	I	II	8	0,88	10	
5	XIII	II	14	0,93	10	110
	VIII	I	28	0,92	10	
	XV	II	96	0,88	110	
6	XIV	I	26	0,9	35	110
	XII	I	10	0,9	10	
	VII	I	12	0,93	10	
7	X	I	10	0,96	10	110
	XIII	I	20	0,93	10	
	VIII	I	15	0,92	10	
8	III	I	45	0,95	110	110
	II	II	18	0,93	10	
	I	II	13	0,88	10	
9	IV	II	4	0,88	6	35
	II	II	6	0,93	6	
	V	II	2	0,94	6	
10	XIV	I	18	0,9	10	110
	XV	II	26	0,88	6	
	XVI	II	100	0,88	110	

Таблица 1.2

Годовые графики нагрузок потребителей по продолжительности

<p>I – с/х нагрузка</p> 	<p>II – город</p> 	<p>III – аэропорт</p> 	<p>IV – речной порт</p> 
<p>V – элеватор</p> 	<p>VI – насосная станция</p> 	<p>VII – железнодорожная станция</p> 	<p>VIII – целлюлозно-бумажный комбинат</p> 

Окончание табл. 1.2

<p>IX – автомобильный завод</p> 	<p>X – химический завод</p> 	<p>XI – станкостроительный завод</p> 	<p>XII – завод тяжелого машиностроения</p> 
<p>XIII – завод черной металлургии</p> 	<p>XIV – предприятие угольной промышленности</p> 	<p>XV – строительный завод</p> 	<p>XVI – предприятие неметаллических материалов</p> 

Пример

Таблица 1.3

Исходные данные для примера выполнения задания

Сведения о потребителях					Сведения о подстанции
Тип	Категория	Потребляемая мощность, P_{\max} , МВт	Коэффициент мощности, $\cos \varphi$	Напряжение отходящих линий, кВ	Напряжение подходящей линии, кВ
X – химический завод	I	19	0,96	10	110
XIII – завод черной металлургии	I	39	0,93	10	
VIII – целлюлозно-бумажный комбинат	II	23	0,92	10	

Максимальная полная мощность X потребителя, МВА,

$$S_{\max X} = \frac{P_{\max X}}{\cos \varphi} = \frac{19}{0,96} = 19,8. \quad (1.1)$$

Максимальная полная мощность XIII потребителя, МВА,

$$S_{\max XIII} = \frac{P_{\max XIII}}{\cos \varphi} = \frac{39}{0,93} = 41,9. \quad (1.2)$$

Максимальная полная мощность VIII потребителя, МВА,

$$S_{\max VIII} = \frac{P_{\max VIII}}{\cos \varphi} = \frac{23}{0,92} = 25,0. \quad (1.3)$$

Максимальная полная мощность, передаваемая через подстанцию, МВА,

$$S_{\max ПС} = S_{\max X} + S_{\max XIII} + S_{\max VIII} = 19,8 + 41,9 + 25,0 = 86,7. \quad (1.4)$$

На основе исходных типовых графиков нагрузок потребителей (табл. 1.2) и расчетных данных по уравнениям (1.1)–(1.3) построим графики потребления полной мощности отдельными потребителями и подстанцией в целом (рис. 1.1).

Электрическая энергия, потребляемая X потребителем, МВт · ч,

$$\begin{aligned}
 W_{\max X} &= P_{\max X} \cdot \sum_{i=1}^5 P_X \cdot t_i = \\
 &= 19 \cdot (1 \cdot 1 + 0,9 \cdot 1,6 + 0,8 \cdot 2 + 0,72 \cdot 3,1 + 0,4 \cdot 1,06) \cdot 10^3 = \\
 &= 127\,224.
 \end{aligned}
 \tag{1.5}$$

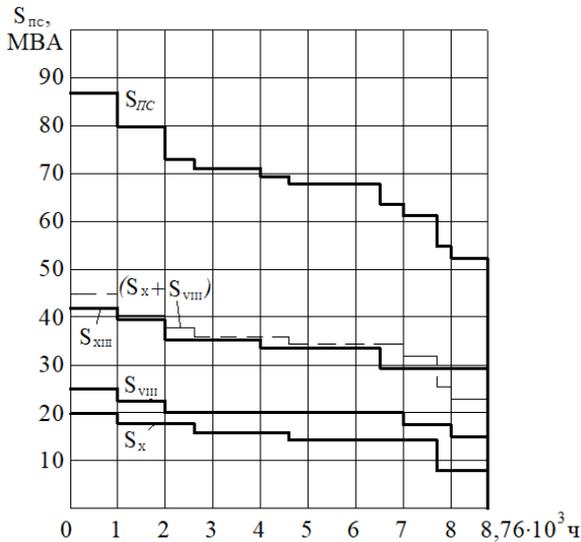


Рис. 1.1. Годовой график нагрузки подстанции

Электрическая энергия, потребляемая XIII потребителем, МВт · ч,

$$\begin{aligned}
 W_{\max XIII} &= P_{\max XIII} \cdot \sum_{i=1}^5 P_{XIII} \cdot t_i = \\
 &= 39 \cdot (1 \cdot 1 + 0,94 \cdot 1 + 0,84 \cdot 2 + 0,8 \cdot 2,5 + 0,7 \cdot 2,26) \cdot 10^3 = \\
 &= 280\,878.
 \end{aligned}
 \tag{1.6}$$

Электрическая энергия, потребляемая VIII потребителем, МВт · ч,

$$\begin{aligned}
 W_{\max VIII} &= P_{\max VIII} \cdot \sum_{i=1}^5 P_{VIII} \cdot t_i = \\
 &= 23 \cdot (1 \cdot 1 + 0,9 \cdot 1 + 0,8 \cdot 5 + 0,7 \cdot 1 + 0,6 \cdot 0,76) \cdot 10^3 = \\
 &= 162\,288.
 \end{aligned}
 \tag{1.7}$$

Электрическая энергия, потребляемая в целом по подстанции, МВт · ч,

$$\begin{aligned} W_{\text{ПС}} &= W_{\text{maxX}} + W_{\text{maxXIII}} + W_{\text{maxVIII}} = \\ &= 127\,224 + 280\,878 + 162\,288 = 570\,390. \end{aligned} \quad (1.8)$$

Продолжительность максимальной годовой нагрузки, ч,

$$T_{\text{М}} = \frac{W_{\text{ПС}}}{P_{\text{maxПС}}} = \frac{W_{\text{ПС}}}{P_{\text{maxX}} + P_{\text{maxXIII}} + P_{\text{maxVIII}}} = \frac{570\,390}{19 + 39 + 23} = 7041,9. \quad (1.9)$$

Коэффициент заполнения графика нагрузки подстанции

$$k_{\text{зап}} = \frac{T_{\text{М}}}{8760} = \frac{7041,9}{8760} = 0,8. \quad (1.10)$$

Контрольные вопросы

1. Что представляет собой суточный график нагрузки?
2. Что представляет собой годовой график нагрузки по продолжительности?
3. Как рассчитывается электрическая энергия, потребляемая отдельным потребителем?
4. Как построить годовой график нагрузки понизительной подстанции?
5. Что показывают продолжительность максимальной нагрузки и коэффициент заполнения графика нагрузки подстанции?

Рекомендуемая литература

1. Черненко Ю.В. Проектирование электрической части понизительной подстанции : электр. учеб.-метод. пособие к выполнению курсового и дипломного проектирования. – Тольятти : Изд-во ТГУ, 2018. – С. 7–10.
2. Ополева Г.Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов : учеб. пособие. – М. : Форум : ИНФРА-М, 2018. – С. 107–175.
3. Кулеева Л.И., Митрофанов С.В., Семенова Л.А. Проектирование подстанции : учеб. пособие. – Оренбург : Оренбургский государственный университет, ЭБС АСВ, 2016. – С. 6–8.

Практическое занятие 2

ВЫБОР ТИПА, ЧИСЛА И МОЩНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Цель — научиться делать обоснованный выбор силовых трансформаторов, устанавливаемых на районных понизительных подстанциях.

Задачи:

- 1) ознакомиться с подходом к выбору типа силовых трансформаторов;
- 2) освоить методику технико-экономического расчета по выбору числа и мощности силовых трансформаторов;
- 3) научиться выбирать трансформатор для районной понизительной подстанции.

Задание

Выбрать тип, число и мощность силовых трансформаторов понизительной подстанции. Исходные данные взять из предыдущего задания (табл. 1.1).

Пример

Потребители рассматриваемой подстанции (см. пример практического задания 1 на с. 11) по надежности электроснабжения относятся к I и II категориям. Для их питания требуется установка не менее двух трансформаторов.

Определим номинальную мощность каждого из трансформаторов с учетом допустимой перегрузки в аварийном режиме, МВА:

$$S_{\text{ном.Т}} \geq \frac{S_{\text{maxпс}} \cdot K_{1-2}}{K_{\text{пер}} \cdot (n - 1)} = \frac{86,7 \cdot 0,85}{1,4 \cdot (2 - 1)} = 52,6. \quad (2.1)$$

Для сравнения технико-экономических показателей выбираем два типа силовых трансформаторов ближайших больших мощностей с номинальными данными, приведенными в табл. 2.1.

Таблица 2.1

Номинальные данные сравниваемых силовых трансформаторов

Тип трансформатора	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$\Delta P'_{\text{кx}}, \text{кВт}$	$i_{\text{кx}}, \%$	$k_{\text{ип}}, \text{кВт/квар}$
	ВН	НН					
ТРДН-63000/110/10/10	115	10,5	10,5	245	50	0,5	0,05
ТРДН-80000/110/10/10	115	10,5	10,5	310	58	0,45	0,05

Определяем значение приведенных затрат при установке на подстанции двух трансформаторов типа ТРДН-63000/63000/10/10.

Потери реактивной мощности в режиме холостого хода, квар,

$$Q_{\text{х}} = \frac{i_{\text{кx}}}{100} \cdot S_{\text{ном.Т}} = \frac{0,5}{100} \cdot 63\,000 = 315. \quad (2.2)$$

Приведенные потери мощности трансформатора в режиме холостого хода, кВт,

$$P'_{\text{х}} = \Delta P_{\text{кx}} + k_{\text{ип}} \cdot Q_{\text{х}} = 50 + 0,05 \cdot 315 = 65,75. \quad (2.3)$$

Потери активной и реактивной мощности короткого замыкания для трансформатора с расщепленной обмоткой рассчитываются для каждой из обмоток отдельно:

$$P_{\text{к.В}} = 0, \quad (2.4)$$

$$P_{\text{к.Н}_1} = P_{\text{к.Н}_2} = 2 \cdot \Delta P_{\text{кз}} = 2 \cdot 245 = 490 \text{ кВт}, \quad (2.5)$$

$$U_{\text{к.В}} = 0,125 \cdot U_{\text{кз}} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,3125 \%, \quad (2.6)$$

$$U_{\text{к.Н}_1} = U_{\text{к.Н}_2} = 1,75 \cdot U_{\text{кз}} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,375 \%, \quad (2.7)$$

$$Q_{\text{к.В}} = \frac{U_{\text{к.В}}}{100} \cdot S_{\text{ном.Т}} = \frac{1,3125}{100} \cdot 63\,000 = 826,88 \text{ квар}, \quad (2.8)$$

$$Q_{\text{к.Н}_1} = Q_{\text{к.Н}_2} = \frac{U_{\text{к.Н}_{1,2}}}{100} \cdot S_{\text{ном.Т}} = \frac{18,375}{100} \cdot 63\,000 = 11\,576,25 \text{ квар}, \quad (2.9)$$

$$P'_{\text{к.В}} = P_{\text{к.В}} + k_{\text{ип}} \cdot Q_{\text{к.В}} = 0 + 0,05 \cdot 826,88 = 41,34 \text{ кВт}, \quad (2.10)$$

$$\begin{aligned} P'_{\text{к.Н}_1} = P'_{\text{к.Н}_2} = P_{\text{к.Н}_{1,2}} + k_{\text{ип}} \cdot Q_{\text{к.Н}_{1,2}} &= 490 + 0,05 \cdot 11\,576,25 = \\ &= 1068,81 \text{ кВт}. \end{aligned} \quad (2.11)$$

Коэффициенты загрузки обмоток с учетом аварийного режима:

$$k_{3.Bi} = \frac{S_{Bi}}{S_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{86,7}{63} = 1,37, \quad (2.12)$$

$$k_{3.H_1i} = \frac{S_{H_1i}}{S_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{41,9}{63} = 0,66, \quad (2.13)$$

$$k_{3.H_2i} = \frac{S_{H_2i}}{S_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{44,8}{63} = 0,71. \quad (2.14)$$

Потери энергии определяем на основании расчетных графиков нагрузки (см. рис. 1.1) по следующей формуле:

$$\Delta W_{\text{пс}} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{ki} = \sum n_i \cdot P'_x \cdot T_i + \sum \left(\frac{1}{n} \cdot P'_{к.В} \cdot k_{3.Bi}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{к.H_1} \cdot k_{3.H_1i}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{к.H_2} \cdot k_{3.H_2i}^2 \cdot T_i \right). \quad (2.15)$$

Результаты расчета потерь электроэнергии в трансформаторе ТРДН-63000/110/10 для наглядности представляем в табличной форме (см. табл. 2.2).

Далее рассчитываем стоимость годовых потерь электроэнергии (издержки) в трансформаторе ТРДН-63000/110/10/10, руб./кВт · ч:

$$\begin{aligned} И &= И_0 + И_3 = \rho_{\text{сум}} \cdot k + \Delta W_{\text{пс}} \cdot C_3 = \\ &= 0,094 \cdot 11\,000\,000 + 4\,278\,695 \cdot 0,94 = \\ &= 1\,034\,000 + 4\,021\,973 = 5\,055\,973. \end{aligned} \quad (2.16)$$

Здесь C_3 – стоимость 1 кВт · ч электроэнергии, руб., $C_3 = \frac{\alpha}{T_M} + \beta = \frac{270}{7041,9} + 0,9 = 0,94$; α – основная ставка двухставочного тарифа за 1 кВт договорной мощности, $\alpha = 270$; β – дополнительная ставка двухставочного тарифа за каждый киловатт-час активной энергии, $\beta = 0,9$; k – капитальные затраты на покупку трансформаторов ТРДН-63000/110/10/10, руб., $k = 11\,000\,000$; $\rho_{\text{сум}}$ – суммарный коэффициент отчислений на амортизацию и ремонт силового оборудования мощностью 35...150 кВ, $\rho_{\text{сум}} = 0,094$.

Приведенные затраты на покупку и эксплуатацию трансформатора ТРДН-63000/110/10/10, руб.,

$$Z_{\text{п.р}_1} = E_H \cdot k + И = 0,15 \cdot 11\,000\,000 + 5\,055\,973 = 6\,705\,973, \quad (2.17)$$

где E_H – нормативный коэффициент дисконтирования, $E_H = 0,15$.

Таблица 2.2

Результаты расчета потерь в трансформаторе типа ТРДН-63000/110/10

i	S_{Bi} , MVA	S_{H1i} , MVA	S_{H2i} , MVA	n_i	T_i , ч	ΔW_{xi} , кВт · ч	$k_{3,Bi}$	$k_{3,H1i}$	$k_{3,H2i}$	$\Delta W_{k,Bi}$, кВт · ч	$\Delta W_{k,H1i}$, кВт · ч	$\Delta W_{k,H2i}$, кВт · ч
1	86,7	41,9	44,8	2	1000	131 500	1,37	0,66	0,71	38 795,5	232 787	269 394
2	79,71	39,39	40,32	2	1000	131 500	1,26	0,62	0,64	32 815,7	205 425	218 892
3	73,02	35,2	37,82	2	600	78 900	1,16	0,56	0,60	16 688,1	100 554	115 431
4	71,04	35,2	35,84	2	1400	184 100	1,13	0,56	0,57	36 950,9	234 625	243 079
5	69,36	33,52	35,84	2	600	78 900	1,10	0,53	0,57	15 006,4	90 068,6	104 177
6	67,78	33,52	34,26	2	1900	249 850	1,08	0,53	0,54	45 808	285 217	296 082
7	63,59	29,33	34,26	2	500	65 750	1,01	0,46	0,54	10 542,7	56 540	77 916,2
8	61,09	29,33	31,76	2	700	92 050	0,97	0,46	0,50	13 613,9	79 156,1	93 520,9
9	54,75	29,33	25,42	2	300	39 450	0,87	0,46	0,40	4693,54	33 924	25 651,4
10	52,25	29,33	22,92	2	760	99 940	0,83	0,46	0,36	10 822,1	85 940,9	52 636,8
						$\sum \Delta W_{xi} = 1\ 151\ 940$					$\sum \Delta W_{ki} = 3\ 126\ 755$	
										$\Delta W_{TC} = 4\ 278\ 695$		

Таблица 2.3

Результаты расчета потерь в трансформаторе типа ТРДН-80000/110/10

i	S_{Bi} MBA	S_{H1i} MBA	S_{H2i} MBA	n_i	T_i , ч	ΔW_{xi} , кВт · ч	$k_{3, Bi}$	$k_{3, H1i}$	$k_{3, H2i}$	$\Delta W_{к. Bi}$, кВт · ч	$\Delta W_{к. H1i}$, кВт · ч	$\Delta W_{к. H2i}$, кВт · ч
1	86,7	41,9	44,8	2	1000	131 500	1,37	0,66	0,71	38 795,5	232 787	269 394
2	79,71	39,39	40,32	2	1000	131 500	1,26	0,62	0,64	32 815,7	205 425	218 892
3	73,02	35,2	37,82	2	600	78 900	1,16	0,56	0,60	16 688,1	100 554	115 431
4	71,04	35,2	35,84	2	1400	184 100	1,13	0,56	0,57	36 950,9	234 625	243 079
5	69,36	33,52	35,84	2	600	78 900	1,10	0,53	0,57	15 006,4	90 068,6	104 177
6	67,78	33,52	34,26	2	1900	249 850	1,08	0,53	0,54	45 808	285 217	296 082
7	63,59	29,33	34,26	2	500	65 750	1,01	0,46	0,54	10 542,7	56 540	77 916,2
8	61,09	29,33	31,76	2	700	92 050	0,97	0,46	0,50	13 613,9	79 156,1	93 520,9
9	54,75	29,33	25,42	2	300	39 450	0,87	0,46	0,40	4693,54	33 924	25 651,4
10	52,25	29,33	22,92	2	760	99 940	0,83	0,46	0,36	10 822,1	85 940,9	52 636,8
						$\sum \Delta W_{xi} = 1\ 151\ 940$						
											$\sum \Delta W_{ki} = 3\ 126\ 755$	
										$\Delta W_{ПС} = 4\ 278\ 695$		

Аналогичные расчеты выполняются для трансформаторов типа ТРДН-80000/110/10/10. Результаты расчета потерь сводятся в табл. 2.3.

По формуле (2.16) выполняем аналогичный расчет приведенных затрат.

Расчет стоимости годовых потерь электроэнергии в трансформаторах ТРДН-80000/110/10, руб./(\text{kBт} \cdot \text{ч}):

$$И = И_0 + И_э = \rho_{\text{сум}} \cdot k + \Delta W_{\text{пс}} \cdot C_э = 0,094 \cdot 12\,600\,000 + 3\,790\,299 \cdot 0,94 = 1\,184\,400 + 3\,562\,881 = 4\,747\,281.$$

Приведенные затраты на покупку и эксплуатацию трансформатора ТРДН-80000/110/10/10, руб.:

$$З_{\text{п,рз}} = E_{\text{н}} \cdot k + И = 0,15 \cdot 12\,600\,000 + 4\,747\,281 = 6\,637\,281.$$

По итогам расчета приведенных затрат путем сравнения расходов на приобретение и эксплуатацию трансформаторов мощностью 63 000 кВА и 80 000 кВА делается вывод об экономической целесообразности установки на подстанции двух трансформаторов типа ТРДН-80000/110/10/10.

Контрольные вопросы

1. В каком случае на подстанции устанавливаются трехобмоточные трансформаторы?
2. Какие преимущества имеют трансформаторы с расщепленными обмотками низкого напряжения (НН)?
3. По каким критериям определяется необходимое количество трансформаторов, устанавливаемых на подстанции?
4. Каким образом находится требуемая мощность силовых трансформаторов подстанции?
5. Какой подход используется для выбора конкретного типа трансформатора, устанавливаемого на подстанции?
6. Чем приведенные затраты отличаются от капитальных затрат на покупку силового электрооборудования?
7. В каких случаях при выборе типа трансформатора, устанавливаемого на подстанции, предпочтение делается в пользу варианта с большими приведенными затратами?

Рекомендуемая литература

1. Черненко Ю.В. Проектирование электрической части пониженной подстанции : электронное учеб.-метод. пособие к выполнению курсового и дипломного проектирования. – Тольятти : Изд-во ТГУ, 2018. – 1 оптический диск – С. 11–24.
2. Ополева Г.Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов : учеб. пособие. – М. : Форум : ИНФРА-М, 2018. – С. 176–186.
3. Кулеева Л.И., Митрофанов С.В., Семенова Л.А. Проектирование подстанции : учеб. пособие. – Оренбург : Оренбургский государственный университет, ЭБС АСВ, 2016. – С. 9–12.
4. Анчарова Т.В., Рашевская М.А., Стебунова Е.Д. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений : учебник для студентов вузов, обучающихся по курсу «Электрооборудование и электроснабжение промышленных предприятий». – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Форум : ИНФРА-М, 2016. – С. 13–14.

Практическое занятие 3

РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В СХЕМАХ ПОДСТАНЦИЙ

Цель – приобретение навыка расчета токов короткого замыкания (КЗ) в схемах подстанций.

Задачи:

- 1) ознакомиться с видами и критериями выбора главных схем электрических соединений подстанций;
- 2) освоить методику определения токов короткого замыкания в схемах подстанций.

Задание

Выбрать главную схему электрических соединений подстанции (ПС) и провести расчет токов трехфазного симметричного КЗ. Использовать исходные данные о подстанции, приведенные в табл. 3.1. Сведения о потребителях и трансформаторах взять из предыдущих заданий.

Таблица 3.1

Сведения о подстанциях

Номер варианта	Источник питания	Тип линии от источника	Число цепей	Расстояние от источника до подстанции, км	Мощность короткого замыкания, МВА	Тип подстанции
1	Система	Воздушная	2	15	4000	Концевая
2	Система	Кабельная	2	4	2500	Концевая
3	Система	Воздушная	2	15	6000	На ответвлении
4	Система	Воздушная	1	5	1000	На ответвлении
5	Система	Воздушная	1	15	3000	Проходная
6	Система	Воздушная	2	10	5000	Концевая
7	Система	Воздушная	2	10	2000	Концевая
8	Система	Воздушная	1	12	2200	На ответвлении
9	Система	Воздушная	1	8	500	На ответвлении
10	Система	Воздушная	1	18	2800	Проходная

Пример

Проведем выбор схемы и расчет токов КЗ для ПС со следующими исходными данными (табл. 3.2).

Таблица 3.2

Исходные данные для данного примера

Источник питания	Тип линии от источника	Число цепей	Расстояние от источника до подстанции, км	Мощность короткого замыкания, МВА	Тип подстанции
Система	Воздушная	2	5	2100	Концевая

Выбор главной схемы ПС проводим на основе норм технологического проектирования [3] и рекомендаций по применению принципиальных электрических схем распределительных устройств (РУ) [5].

В табл. 3.3 приведены три варианта типовых схем РУ на напряжение 35–750 кВ, применяемых при разработке современных подстанций [3–5].

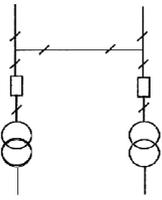
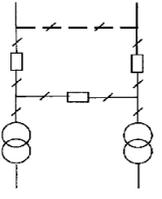
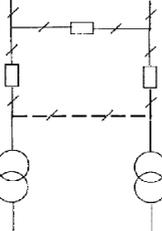
При выборе схемы принимаем во внимание следующие особенности рассматриваемой подстанции:

- 1) по количеству устанавливаемых трансформаторов ПС является двухтрансформаторной. Питание потребителей, относящихся к первой и второй категориям (табл. 1.3), должно осуществляться от двух независимых источников;
- 2) по типу присоединения к системе данная подстанция концевая (табл. 3.2).

С учетом этих факторов и на основе рекомендаций ФСК ЕЭС в качестве главной схемы РУ класса напряжения 110 кВ выбираем схему 110-4Н [5]. Схема типа 4Н – это два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (табл. 3.3). В нормативных документах используется кодирование типовых схем РУ [3; 5]. Код состоит из класса напряжения распределительного устройства (кВ) и порядкового номера схемы, разделенных дефисом: 35-4Н, 220-5АН, и т. д.

Таблица 3.3

Упрощенные типовые схемы РУ класса напряжения 35–750 кВ
и области их применения

Наименование схемы	Условное изображение схемы	Область применения	
		РУ на- пряже- нием, кВ	Дополнительные условия
4Н – два блока с выключае- телями и неав- томатической перемычкой со стороны линий		35–220	Тупиковые или ответви- тельные двухтрансфор- маторные ПС, питаемые по двум ВЛ
5Н – мостик с выключае- телями в цепях линий и ре- монтной пере- мычкой со стороны линий		35–220	Проходные двухтранс- форматорные ПС с двухсторонним пита- нием при необходимости сохранения в работе двух трансформаторов при КЗ (повреждении) на ВЛ в нормальном режиме ра- боты ПС (при равномер- ном графике нагрузок)
5АН – мостик с выключае- телями в цепях трансформа- торов и ремонт- ной перемыч- кой со стороны трансформа- торов		35–220	Проходные двухтранс- форматорные ПС с двухсторонним пита- нием при необходимости сохранения транзита при коротком замыкании (повреждении) в трансформаторе, при необходимости отключе- ния одного из трансфор- маторов в течение суток (неравномерный график нагрузок)

Для РУ низкого напряжения будем использовать систему из двух одиночных сборных шин, секционированных выключателями. Система с одиночной секционированной шиной – это наиболее простой, надежный и распространенный вариант схем электрических соединений РУ НН понизительных подстанций (рис. 3.1).

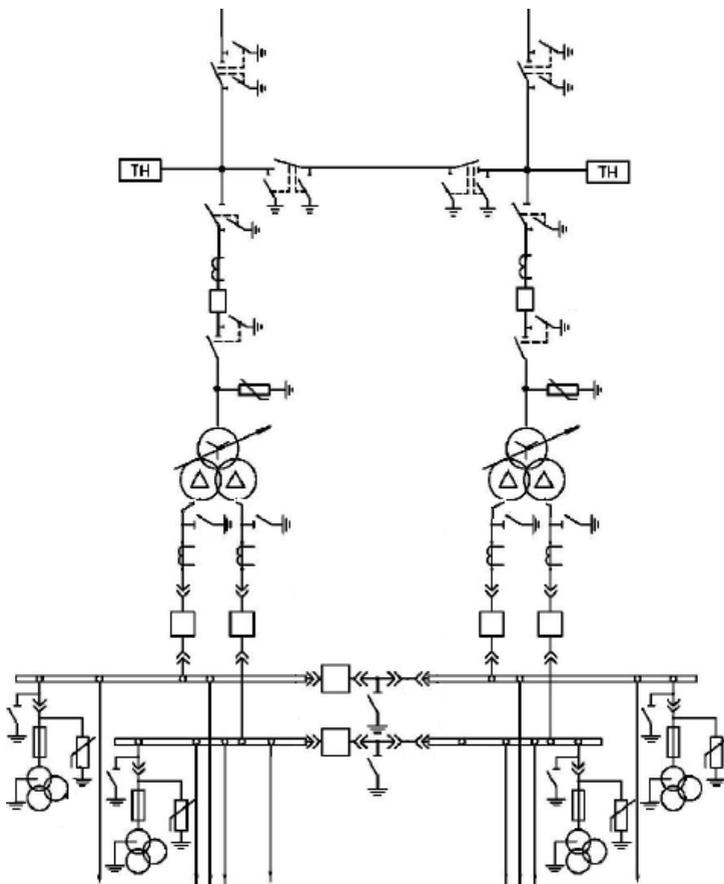


Рис. 3.1. Главная схема электрических соединений ПС

Расчет токов КЗ ведем по схеме для трансформатора с расщепленными обмотками (рис. 3.2, а), в предыдущем примере выбран ТРДН-80000/110/10/10. Соответствующая эквивалентная схема замещения будет иметь вид, представленный на рис. 3.2, б.

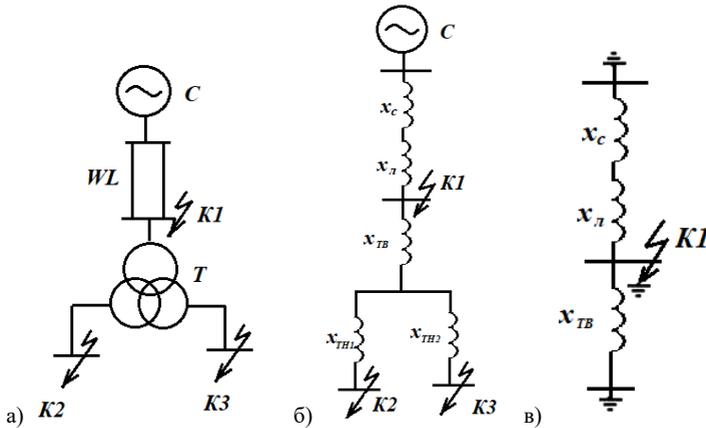


Рис. 3.2. Схемы электрических соединений ПС:
a – расчетная; *б* – замещения при токах прямой последовательности;
в – замещения при токах нулевой последовательности

Расчет токов КЗ для упрощения выполним в относительных единицах. Для перехода от реальных физических величин к относительным значениям предварительно выбираем базисные величины. Базисную мощность S_6 принимаем равной 1000, базисным напряжением будем считать напряжение той ступени, для которой рассчитываем ток короткого замыкания (среднее номинальное напряжение в соответствии со шкалой средних номинальных напряжений U_{cp} , кВ): 0,23; 0,4; 0,69; 3,15; 6,3; 10,5; 21; 37; 115; 230; 347; 525; 787; 1200. В точке K_1 на стороне ВН базисное напряжение U_6 равно 115 кВ, а на стороне НН (в точках K_2 и K_3) $U_6 = 10,5$ кВ.

Находим в относительных единицах сопротивления схемы замещения:

- 1) эквивалентное сопротивление энергосистемы

$$x_{*C(6)} = \frac{S_6}{S_K} = \frac{1000}{2100} = 0,47; \quad (3.1)$$

- 2) сопротивление двухцепной воздушной линии

$$x_{*Л(6)} = \frac{1}{n} \cdot x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_H^2} = \frac{1}{2} \cdot 0,45 \cdot 5 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,09; \quad (3.2)$$

- 3) сопротивления трансформатора (данные – из примера занятия 2):

$$x_{*Т1В(6)} = 0,125 \cdot \frac{U_k \%}{100} \cdot \frac{S_6}{S_H} = 0,125 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{80} = 0,16; \quad (3.3)$$

$$x_{*T_1H_1(6)} = x_{*T_1H_2(6)} = 1,75 \cdot \frac{U_k \%}{100} \cdot \frac{S_6}{S_H} = 1,75 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{80} = 2,29; \quad (3.4)$$

4) результирующее сопротивление до точки короткого замыкания K_1

$$x_{*\Sigma} = x_{*C(6)} + x_{*Л(6)} = 0,47 + 0,09 = 0,56; \quad (3.5)$$

5) результирующее сопротивление до точки короткого замыкания K_2 или K_3

$$x_{*\Sigma} = x_{*C(6)} + x_{*T_1B(6)} + x_{*T_1H_1(6)} + x_{*Л(6)} = \\ = 0,47 + 0,16 + 2,29 + 0,09 = 3,01; \quad (3.6)$$

6) базисный ток для точки K_1 , кА,

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02. \quad (3.7)$$

Расчет токов КЗ ведем, полагая, что источником питания является система неограниченной мощности. При этом начальное действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания I_{Π} равно сверхпереходному току I'' ($I_{\Pi} = I''$). Для электроэнергетической системы сверхпереходная ЭДС, используемая при расчете сверхпереходного тока, $E'' = 1,0$.

Действующее значение периодической составляющей симметричного трехфазного короткого замыкания на стороне ВН в относительных и физических единицах найдем по формулам:

$$I_{*C(6)}^{(3)} = \frac{E_{*C(6)}}{x_{\Sigma}} = \frac{1}{0,56} = 1,78, \quad (3.8)$$

$$I_{\Pi}^{(3)} = I_6 \cdot I_{*C(6)}^{(3)} = 5,02 \cdot 1,78 = 8,94 \text{ кА}. \quad (3.9)$$

Ударный ток КЗ в точке K_1 , кА,

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{\Pi}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 8,94 = 22,75, \quad (3.10)$$

где $k_{\text{уд}}$ — ударный коэффициент для ветви «энергосистема — воздушная линия», $k_{\text{уд}} = 1,8$ [1; 2; 6–8].

Аналогично рассчитываем значения трехфазных токов КЗ для точки K_2 (K_3):

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55 \text{ кА}, \quad (3.11)$$

$$I_{*C(6)}^{(3)} = \frac{E_{*C(6)}}{x_{\Sigma}} = \frac{1}{3,01} = 0,33, \quad (3.12)$$

$$I_{\Pi}^{(3)} = I_{\delta} \cdot I_{*C(6)}^{(3)} = 55 \cdot 0,33 = 18,15 \text{ кА}, \quad (3.13)$$

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{\Pi}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,94 \cdot 18,15 = 49,79 \text{ кА}, \quad (3.14)$$

где $k_{\text{уд}}$ – ударный коэффициент для ветви «энергосистема – трансформатор мощностью до 80 МВА», $k_{\text{уд}} = 1,94$ [1; 2; 6–8].

На стороне 110 кВ проводим расчет несимметричных токов КЗ, используя метод симметричных составляющих. Сопротивления ЛЭП и трансформаторов токам обратной последовательности принимаем равными сопротивлениям токам прямой последовательности, рассчитанным ранее в уравнениях (3.1)–(3.6). Дополнительно составляем схему замещения для токов нулевой последовательности (рис. 3.2, в).

Пересчитываем сопротивление воздушной линии:

$$x_{*Л0(6)} = [x_0/x_1] \cdot x_{*Л(6)} = 4,7 \cdot 0,09 = 0,42, \quad (3.15)$$

где $[x_0/x_1] = 4,7$ – для двухцепной воздушной линии со стальными заземленными тросами [1].

Результирующее индуктивное сопротивление токам нулевой последовательности до точки K_1

$$x_{*Σ0} = \frac{(x_{*C(6)} + x_{*Л0(6)}) \cdot x_{*Т1В(6)}}{x_{*C(6)} + x_{*Л0(6)} + x_{*Т1В(6)}} = \frac{(0,47 + 0,42) \cdot 0,16}{0,47 + 0,42 + 0,16} = 0,14. \quad (3.16)$$

Дополнительное индуктивное сопротивление однофазного КЗ

$$x_{\Delta}^{(1)} = x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma} = 0,56 + 0,14 = 0,70. \quad (3.17)$$

Дополнительное индуктивное сопротивление двухфазного КЗ

$$x_{\Delta}^{(2)} = x_{2\Sigma} = 0,56. \quad (3.18)$$

Дополнительное индуктивное сопротивление двухфазного КЗ на землю

$$x_{\Delta}^{(1.1)} = x_{2\Sigma} || x_{0\Sigma} = \frac{x_{2\Sigma} \cdot x_{0\Sigma}}{x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}} = \frac{0,56 \cdot 0,14}{0,56 + 0,14} = 0,11. \quad (3.19)$$

Токи прямой последовательности несимметричных КЗ:

$$I_1^{(1)} = \frac{E_{\Sigma}}{x_{1\Sigma} + x_{\Delta}^{(1)}} = \frac{1}{0,56 + 0,70} = 0,79, \quad (3.20)$$

$$I_1^{(2)} = \frac{E_{\Sigma}}{x_{1\Sigma} + x_{\Delta}^{(2)}} = \frac{1}{0,56 + 0,56} = 0,89, \quad (3.21)$$

$$I_1^{(1,1)} = \frac{E_\Sigma}{x_{1\Sigma} + x_\Delta^{(1,1)}} = \frac{1}{0,56 + 0,11} = 1,49. \quad (3.22)$$

Коэффициент двухфазного КЗ на землю

$$m = \sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{x_\Delta^{(1,1)}}{x_\Delta^{(1)}}} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{0,11}{0,70}} = 1,6. \quad (3.23)$$

Токи всех рассчитываемых КЗ в относительных единицах:

$$I_{*\phi(6)}^{(1)} = m \cdot I_1^{(1)} = 3 \cdot 0,70 = 2,10, \quad (3.24)$$

$$I_{*\phi(6)}^{(2)} = m \cdot I_1^{(2)} = \sqrt{3} \cdot 0,89 = 1,54, \quad (3.25)$$

$$I_{*\phi(6)}^{(1,1)} = m \cdot I_1^{(1,1)} = 1,6 \cdot 1,49 = 2,38, \quad (3.26)$$

$$I_{*\phi(6)}^{(3)} = m \cdot I_1^{(3)} = 1 \cdot 1,78 = 1,78. \quad (3.27)$$

Токи всех рассчитываемых КЗ в именованных единицах, кА:

$$I_\phi^{(1)} = I_6 \cdot I_{*\phi(6)}^{(1)} = 5,02 \cdot 2,10 = 10,54, \quad (3.28)$$

$$I_\phi^{(2)} = I_6 \cdot I_{*\phi(6)}^{(2)} = 5,02 \cdot 1,54 = 7,73, \quad (3.29)$$

$$I_\phi^{(1,1)} = I_6 \cdot I_{*\phi(6)}^{(1,1)} = 5,02 \cdot 2,38 = 11,94, \quad (3.30)$$

$$I_\phi^{(3)} = I_6 \cdot I_{*\phi(6)}^{(3)} = 5,02 \cdot 1,78 = 8,94. \quad (3.31)$$

Коэффициенты тяжести для определения наиболее опасного КЗ:

$$K_\Gamma^{(1)} = \frac{I_\phi^{(1)}}{I_\phi^{(3)}} = \frac{10,54}{8,94} = 1,18, \quad (3.32)$$

$$K_\Gamma^{(2)} = \frac{I_\phi^{(2)}}{I_\phi^{(3)}} = \frac{7,73}{8,94} = 0,86, \quad (3.33)$$

$$K_\Gamma^{(1,1)} = \frac{I_\phi^{(1,1)}}{I_\phi^{(3)}} = \frac{11,94}{8,94} = 1,33. \quad (3.34)$$

Определяем ударный ток для наиболее опасного короткого замыкания. В данном случае это ток двухфазного КЗ на землю, кА:

$$i_{yd} = \sqrt{2} \cdot k_{yd} \cdot I_n^{(2,2)} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 11,94 = 30,3. \quad (3.35)$$

Контрольные вопросы

1. Какая типовая схема является предпочтительной для концевой подстанции? Для ответвительной? Для проходной?
2. Каков алгоритм расчета токов короткого замыкания в схемах подстанций?
3. Для чего при расчетах токов КЗ вводятся базисные величины? Что они собой представляют?
4. С какой целью расчет токов КЗ ведут в относительных единицах?
5. Что представляет собой схема замещения, используемая для расчетов токов КЗ в схеме подстанции?
6. Чем отличается расчет для несимметричных КЗ?
7. Для каких классов напряжения рассчитываются токи несимметричных КЗ?

Рекомендуемая литература

1. Черненко Ю.В. Проектирование электрической части понижительной подстанции : электронное учеб.-метод. пособие к выполнению курсового и дипломного проектирования. — Тольятти : Изд-во ТГУ, 2018. — С. 29–35.
2. Ополева Г.Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов : учеб. пособие. — М. : Форум : ИНФРА-М, 2018. — С. 354–390.
3. Кулеева Л.И., Митрофанов С.В., Семенова Л.А. Проектирование подстанции : учеб. пособие. — Оренбург : Оренбургский государственный университет, ЭБС АСВ, 2016. — С. 13–19.
4. Анчарова Т.В., Рашевская М.А., Стебунова Е.Д. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений : учебник для студентов вузов, обучающихся по курсу «Электрооборудование и электроснабжение промышленных предприятий». — 2-е изд., перераб. и доп. — М. : Форум : [ИНФРА-М], 2016. — С. 92–138.

Практическое занятие 4

ВЫБОР ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ И КОММУТАЦИОННОЙ АППАРАТУРЫ В СХЕМАХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО УСТРОЙСТВА

Цель – научиться выбирать токоведущие части и коммутационную аппаратуру для схем распределительных устройств (РУ).

Задачи:

- 1) приобрести умение выбирать сечения токоведущих частей РУ;
- 2) приобрести умение выбирать коммутационную аппаратуру в РУ подстанций.

Задание

Выбрать токоведущие части, опорные изоляторы, разъединители для схемы электрических соединений ПС, разработанной на практическом занятии 3. Значения теплового импульса B_k взять из таблицы вариантов (табл. 4.1).

Таблица 4.1

Значение теплового импульса

Номер варианта	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тепловой импульс B_k , кА ² · с	3,7	14,12	15,28	9,49	24,32	14,4	12,7	11,46	2,95	17,32

Пример 1. Выбор жестких шин

Из предыдущих примеров известно: $T_{\max} = 7041,9$ час. Токи КЗ на стороне 110 кВ: $I_{\phi}^{(1.1)} = 11,94$ кА; $i_{уд}^{(1.1)} = 30,39$ кА. Тепловой импульс $B_k = 35,64$ кА² · с. Максимальный ток продолжительного режима $I_{\max} = 562,30$ А.

Жесткие шины для соединения элементов ОРУ 110 кВ выбираем по экономической плотности тока (табл. 4.2).

Таблица 4.2

Экономическая плотность тока $j_{\text{э}} = f(T_{\text{max}})$, А/мм²

Проводник	$T_{\text{max}}, \text{ } ^\circ\text{C}$		
	1000–3000	3000–5000	более 5000
Неизолированные провода и шины:			
медные	2,5	2,1	1,8
алюминиевые	1,3	1,1	1
Кабели и провода с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией и жилами:			
медными	3	2,5	2
алюминиевыми	1,6	1,4	1,2
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией и жилами:			
медными	3,5	3,1	2,7
алюминиевыми	1,9	1,7	1,6

Сечение алюминиевых шин при экономической плотности тока, мм²,

$$s_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{max}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{562,30 \text{ А}}{1} = 562,30. \quad (4.1)$$

Принимаем шины прямоугольного сечения из алюминия марки АД0 размером 6×50 мм² с допустимым током $I_{\text{max}} = 740 \text{ А}$.

Выполняем проверку шин по условиям нагрева в продолжительном режиме:

$$I_{\text{max}} > I_{\text{доп}} (740,0 \text{ А} > 562,3 \text{ А}). \quad (4.2)$$

Выбранные шины проходят проверку по нагреву.

Определяем минимальное сечение шин по условию термической стойкости, мм²:

$$s_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_r} = \frac{\sqrt{35,64 \cdot 10^6}}{90} = 66,3. \quad (4.3)$$

Критерий термической стойкости выполняется, так как

$$s_{\text{min}} = 66,3 \text{ мм}^2 \leq s = 300 \text{ мм}^2.$$

Пример 2. Выбор изоляторов

Для установки жестких шин используем опорные изоляторы типа ОСК 10–110–А–2 УХЛ1 высотой 1020 мм, разрушающая нагрузка $F_{\text{разр}}$ которых составляет 10 000 Н, высота изолятора $H_{\text{из}} = 1,02$ м.

Определяем расчетную нагрузку при наиболее тяжелом двухфазном КЗ на землю, Н:

$$\begin{aligned} F_{\text{расч}} &= \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2}{a} \cdot k_{\phi} \cdot k_{\text{расп}} \cdot l_{\text{из}} = \\ &= \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{30390^2}{3} \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,0 = 53,25. \end{aligned} \quad (4.4)$$

Расстояние до центра шины размером 6×50 мм, м,

$$H = H_{\text{из}} + b + \frac{h}{2} = 1,02 + 0,05 + \frac{0,006}{2} = 1,073. \quad (4.5)$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора, Н,

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}} \frac{H_{\text{из}}}{H} = 0,6 \cdot 10000 \cdot \frac{1,02}{1,073} = 5703,6. \quad (4.6)$$

Так как

$$F_{\text{расч}} = 53,25 \text{ Н} \leq F_{\text{доп}} = 5703,6 \text{ Н}, \quad (4.7)$$

делаем вывод, что выбранный изолятор проходит проверку по механической прочности.

Пример 3. Выбор разъединителей

На стороне 110 кВ выбираем разъединитель высокого напряжения типа РНДЗ-1-110/1000.

Таблица 4.3

Условия выбора и проверки разъединителя

Условие выбора или проверки	Расчетные данные	Паспортные данные выбранного аппарата
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	110 кВ	110 кВ
$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}}$	562,3 кА	1000 кА
$I_{\text{п}} \leq I_{\text{пр.с}}$	11,94 кА	31,5 кА
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}}$	30,39 кА	80 кА
$B_{\text{к}} \leq P_{\text{Т}} \cdot t_{\text{Т}}$	35,64 кА ² · с	31,5 ² · 3 = 2976,7 кА ² · с
Род установки (наружный/внутренний)		Наружный
Тип привода		Электродвигательный

Контрольные вопросы

1. Каковы условия выбора и проверки выключателей?
2. Каковы условия выбора и проверки разъединителей?
3. По каким критериям выбираются жесткие шины?
4. Какие проверки выполняются для шинных конструкций?
5. Какие проверки выполняются при выборе гибких шин?
6. Для чего рассчитывается частота собственных колебаний шин?
7. В каком случае требуется проверка шин по электродинамической стойкости?

Рекомендуемая литература

1. Черненко Ю.В. Проектирование электрической части понижительной подстанции : электронное учеб.-метод. пособие к выполнению курсового и дипломного проектирования. – Тольятти : Изд-во ТГУ, 2018. – 1 оптический диск. – С. 36–56.
2. Ополева Г.Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов : учеб. пособие. – М. : Форум : ИНФРА-М, 2018. – С. 391–397.
3. Кулеева Л.И., Митрофанов С.В., Семенова Л.А. Проектирование подстанции : учеб. пособие. – Оренбург : Оренбургский государственный университет, ЭБС АСВ, 2016. – С. 19–23, 26–28.
4. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение промышленных и гражданских зданий : учебник. – 5-е изд., перераб. и доп. – М. : ИНФРА-М, 2019. – С. 274–278.
5. Киреева Э.А. Электроснабжение и электрооборудование организаций и учреждений : учеб. пособие. – М. : КНОРУС, 2016. – С. 153–182.

Практическое занятие 5

ВЫБОР ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Цель — научиться выбирать измерительные трансформаторы тока и напряжения.

Задачи:

- 1) ознакомиться со схемами подключения трансформаторов тока и напряжения;
- 2) приобрести умение делать выбор измерительных трансформаторов тока и напряжения, устанавливаемых в различных цепях распределительных устройств подстанций;
- 3) приобрести умение выбирать сечение соединительных проводов вторичных цепей измерительных трансформаторов тока.

Задание 1

Выбрать трансформатор тока (ТА) для присоединения измерительных приборов. Сведения о первичной и вторичной цепях, учитываемые при выборе трансформаторов тока, взять из табл. 5.1.

Таблица 5.1

Варианты исходных данных для выбора трансформатора тока

Номер варианта	Параметры первичной цепи					Вторичная цепь	
	Место установки ТА	Мощность $S_{ном}^*$ кВА	Напряжение $U_{ном}^*$ кВ	Ударный ток КЗ $i_{уд}^*$ кА	Тепловой импульс тока КЗ B_K кА ² ·с	Длина соединительных проводов l , м	Подключаемые приборы
1	Трансформатор собственных нужд	40	10,5	24,1	174,2	6	Амперметр Счетчик активной энергии
2	Отходящая линия	80 000	10,5	22,75	118,6	4	Амперметр Счетчики активной и реактивной энергии
3	Секционный выключатель	40 000	10,5	32,5	84,2	5	Амперметр
4	Трансформатор собственных нужд	25	10,5	16,3	89,36	6	Амперметр Счетчик активной энергии

Номер варианта	Параметры первичной цепи					Вторичная цепь	
	Место установки ТА	Мощность $S_{\text{ном}}$, кВА	Напряжение $U_{\text{ном}}$, кВ	Ударный ток КЗ $i_{\text{уд}}$, кА	Тепловой импульс тока КЗ B_K , $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	Длина соединительных проводов l , м	Подключаемые приборы
5	Отходящая линия	40 000	6,3	10,5	22,4	4	Амперметр Счетчики активной и реактивной энергии
6	Секционный выключатель	63 000	37	22,7	48,34	60	Амперметр
7	Трансформатор собственных нужд	63	6,3	18,1	112,3	5	Амперметр Счетчик активной энергии
8	Отходящая линия	63 000	37	16,4	72,1	75	Амперметр Счетчики активной и реактивной энергии
9	Секционный выключатель	25 000	37	27,4	94,3	70	Амперметр
10	Трансформатор собственных нужд	10	6,3	12,7	135,2	5	Амперметр Счетчик активной энергии

Пример

Выбрать трансформатор тока для цепи выключателя на стороне ВН подстанции 110/10 кВ. Известно, что номинальная мощность трансформатора $S_{\text{ном}} = 80\,000$ кВА, ударный ток $i_{\text{уд}}$ наиболее тяжелого КЗ равен 30,39 кА, а тепловой импульс B_K от наиболее тяжелого тока КЗ равен 35,64 $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$. К трансформатору тока подключается амперметр.

Номинальный длительный ток электроустановки рассчитывается с учетом 40%-й перегрузки, А:

$$I_{\text{ном,дл}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}}} = 1,4 \cdot \frac{80\,000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 562,96. \quad (5.1)$$

Выбор трансформатора тока производим по классу номинального напряжения электроустановки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}. \quad (5.2)$$

В соответствии с рекомендациями ФСК ЕЭС выбираем трансформатор тока наружной установки класса напряжения 110 кВ с азотной изоляцией – ТОГФ-110 [3]. Преимуществом такого трансформатора является повышенный коэффициент пожаробезопасности и исключение появления опасных газов при аварии. Паспортные данные ТОГФ-110 кВ: $U_{ном} = 110$ кВ, $U_{max} = 126$ кВ, $i_{дин} = 160$ кА, $I_{тер} = 63$ кА, $t_{тер} = 3$ с, $S_{2ном} = 100$ ВА, $\cos \varphi = 0,8$. Номинальный ток трансформатора выбираем как можно ближе к рабочему току установки: $I_{1ном} = 600$ А (недогрузка первичной обмотки ведет к росту погрешности). Номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом,

$$r_{2ном} = \frac{S_{ном} \cdot \cos \varphi}{I_{2ном}^2} = \frac{100 \cdot 0,8}{5^2} = 3,2. \quad (5.3)$$

Выполняем проверку выбранного трансформатора по электродинамической стойкости:

$$i_{уд} = 30,39 \text{ кА} \leq i_{дин} = 160 \text{ кА}. \quad (5.4)$$

Проверяем по термической стойкости:

$$B_K = 35,64 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 63^2 \cdot 3 = 11\,907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \quad (5.5)$$

Определяем сопротивление приборов, подключенных к наиболее нагруженной обмотке трансформатора тока. В данном случае приборы подключены только к обмотке классом точности 1,0. Это один амперметр, например, амперметр типа Э-377 с сопротивлением $r_{приб} = 0,02$ Ом.

Принимаем переходное сопротивление контактов r_k равным 0,1 Ом.

Рассчитываем сопротивление проводов, Ом:

$$r_{пр} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{q_{пр}} = \frac{0,0175 \cdot 80}{2,5} = 0,56, \quad (5.6)$$

где ρ – удельное сопротивление меди, $\rho = 1,75 \cdot 10^{-8}$ Ом · м; $q_{пр}$ – минимально допустимое сечение медного провода, $q_{пр} = 2,5$ мм²; $l_{расч}$ – расчетная длина провода, $l_{расч} = 80$ м. Расчетная длина зависит от схемы присоединения приборов к обмоткам трансформатора.

В рассматриваемом примере используется присоединение по схеме «полной звезды» (рис. 5.1). При таком соединении расчетная длина провода $l_{\text{расч}}$ равна расстоянию от трансформатора до приборов l . Рекомендованная длина соединительных проводов до приборов для РУ 110 кВ составляет 75...100 м. Поэтому в данном случае можно принять $l_{\text{расч}} = l = 80$ м.

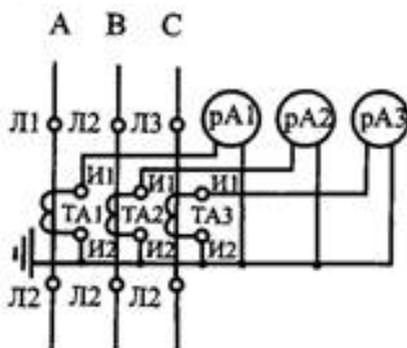


Рис. 5.1. Включение измерительных приборов по схеме «полной звезды»

Определяем сопротивление вторичной цепи трансформатора тока, Ом:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{к}} + r_{\text{пр}} = 0,02 + 0,1 + 0,56 = 0,68. \quad (5.7)$$

Выполняем проверку по вторичной нагрузке, Ом:

$$r_2 = 0,56 \text{ Ом} \leq r_{2\text{ном}} = 3,2. \quad (5.8)$$

Выбранный трансформатор тока проходит проверку по всем критериям.

Задание 2

Выбрать трансформатор напряжения (ТН) для присоединения измерительных приборов. Сведения о первичной и вторичной цепях, учитываемые при выборе трансформаторов напряжения, взять из табл. 5.2.

Таблица 5.2

Варианты исходных данных для выбора трансформатора напряжения

Номер варианта	Класс напряжения, кВ	Подключаемые приборы				
		Вольтметр	Ваттметр	Варметр	Счетчик активной энергии	Счетчик реактивной энергии
1	6	1	—	—	3	3
2	10	1	1	1	1	1
3	35	1	1	1	2	2
4	6	1	1	1	1	-
5	10	1	—	—	2	2
6	35	1	1	1	—	—
7	35	1	—	—	3	3
8	10	1	1	1	2	—
9	6	1	2	2	1	1
10	10	1	1	1	2	2

Пример

Выбрать трансформатор напряжения (ТВ) на стороне 10 кВ для подключения приборов и контроля изоляции. Подключаемые приборы: вольтметр, счетчик активной энергии, счетчик реактивной энергии, реле напряжения.

С учетом необходимости контроля изоляции по классу напряжения электроустановки выбираем трехфазный антирезонансный с литой изоляцией трансформатор напряжения типа НАЛИ-10. Справочные данные: $U_{ном} = 10$ кВ, номинальная мощность $S_{2ном}$ для обмотки классом 0,5 равна 150 ВА.

Выполняем проверку по вторичной нагрузке согласно критерию

$$S_{2ном} \geq S_{2расч}, \quad (5.9)$$

где $S_{2расч}$ – вторичная нагрузка трансформатора напряжения,

$$S_{2расч} = \sqrt{(\sum S_{приб} \cos \varphi)^2 + (\sum S_{приб} \sin \varphi)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2}.$$

Расчет вторичной нагрузки представляем в табличной форме (табл. 5.3).

Таблица 5.3

Вторичная нагрузка трансформатора

Прибор	Тип прибора	Мощность, потребляемая одной катушкой напряжения, ВА	Число катушек напряжения в приборе	cos φ	sin φ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, вар
Вольтметр	Э-377	3	3	1	0	1	9	0
Счетчик активной энергии	СА3-И672М	4	2	0,38	0,93	1	3,04	7,44
Счетчик реактивной энергии	СР4У-И676М	4	3	0,38	0,93	1	4,56	11,16
Реле напряжения	РН-50	1	1	1	0	1	1	0
Итого							17,6	18,6

$$S_{2\text{расч}} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} = \sqrt{17,6^2 + 18,6^2} = 25,61. \quad (5.10)$$

Вторичная нагрузка не превышает номинальную мощность трансформатора напряжения в выбранном классе точности. Установка дополнительного трансформатора напряжения не требуется.

Контрольные вопросы

1. С какой целью применяются трансформаторы тока?
2. Как обозначаются обмотки трансформатора тока?
3. Какие классы точности устанавливаются для выпускаемых трансформаторов тока?
4. Какой класс точности трансформатора тока требуется при подключении счетчиков коммерческого учета?
5. Как различаются трансформаторы тока по роду и способу установки?

6. Каковы особенности условий выбора трансформаторов тока?
7. По каким критериям осуществляется проверка выбранного трансформатора тока?
8. Каково назначение трансформаторов напряжения?
9. По каким критериям выбираются трансформаторы напряжения?
10. Какие расчеты выполняются при выборе трансформаторов напряжения?
11. Какие трансформаторы напряжения применяются для контроля изоляции?
12. Чему равно напряжение вторичной обмотки трансформатора напряжения?

Рекомендуемая литература

1. Черненко Ю.В. Проектирование электрической части понижительной подстанции : электронное учеб.-метод. пособие к выполнению курсового и дипломного проектирования. — Тольятти : Изд-во ТГУ, 2018. — 1 оптический диск. — С. 35–56.
2. Ополева Г.Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов : учеб. пособие. — М. : Форум : ИНФРА-М, 2018. — С. 391–397.
3. Кулеева Л.И., Митрофанов С.В., Семенова Л.А. Проектирование подстанции : учеб. пособие. — Оренбург : Оренбургский государственный университет, ЭБС АСВ, 2016. — С. 28–30.

Практическое занятие 6

ВЫБОР ПАРАМЕТРОВ ЗАЗЕМЛЯЮЩЕГО УСТРОЙСТВА

Цель – приобрести умение по заданным электрическим характеристикам определять конструктивные параметры устройства заземления подстанции.

Задачи:

- 1) ознакомиться с конструкцией заземляющих устройств подстанций;
- 2) освоить методики расчета заземляющих устройств подстанций.

Задание

Рассчитайте заземляющее устройство для подстанции на основе исходных данных, приведенных в табл. 6.1, при глубине заложения заземлителей $t = 0,7$ м, времени срабатывания релейной защиты $\tau_{рз} = 0,01$ с, собственном времени отключения выключателя $\tau_{о.в} = 0,035$ с.

Таблица 6.1

Исходные данные для определения параметров заземляющего устройства ПС

Номер варианта	Класс напряжения ПС	Ориентировочные размеры контура заземления, м×м	Грунт	Ток однофазного КЗ, кА
1	110/10/6	90×60	Песок	10
2	110/10	90×60	Глина	12
3	110/35	100×90	Известняк	8
4	35/10	–	Супесок	10
5	110/6	90×60	Торф	10
6	110/35/10	100×80	Гравий	15
7	110/10	100×80	Песок	8
8	110/10	100×80	Глина	9
9	35/6	–	Торф	8
10	110/10/6	100×80	Песок	12

Пример 1

Рассчитать заземляющее устройство подстанции 110/10 кВ. Площадь для заземления оборудования 100×80 м, грунт однородный – глина, глубина заложения заземлителей $t = 0,7$ м, время срабатывания релейной защиты $\tau_{рз} = 0,01$ с, собственное время отключения выключателя $\tau_{о.в} = 0,038$ с. Ток однофазного замыкания на землю для данной ПС $I_3 = 11,94$ кА.

Для заземления данной подстанции используем сложный заземлитель, который будет состоять из вертикальных и горизонтальных заземлителей. При определении параметров заземлителей будем исходить из следующих условий:

- расстояние между полосами горизонтальных заземлителей не должно превышать 30 м;
- максимально допустимое сопротивление заземления R_3 не должно превышать 0,5 Ом;
- сопротивление тела человека $R_{ч} = 1000$ Ом.

Напряжение прикосновения $U_{пр.доп}$ не должно превышать 500 В для времени отключения КЗ

$$\tau = \tau_{рз} + \tau_{о.в} = 0,01 + 0,038 = 0,048 \leq 0,1 \text{ с.} \quad (6.1)$$

Сопротивление растеканию тока от ступней в землю, Ом · м,

$$R_c = 1,5 \cdot \rho_{в.с} = 1,5 \cdot 40 = 60, \quad (6.2)$$

где $\rho_{в.с}$ – удельное сопротивление грунта, состоящего из глины, Ом · м, $\rho_{в.с} = 40$.

Коэффициент, зависящий от сопротивления тела человека и сопротивления растеканию тока от ступней ног в землю,

$$\beta = \frac{R_{ч}}{R_{ч} + R_c} = \frac{1000}{1000 + 60} = 0,94. \quad (6.3)$$

Для формирования заземления ПС размером 100×80 м (рис. 6.1, а) будем использовать сложный заземлитель, выполненный уголками 60×60×6 мм длиной $l_b = 2,5$ м. Для соединения вертикальных заземлителей применяется стальная полоса 40×4 мм. При этом образуется решетка размером $25 \times 20 = 500 \text{ м}^2$ из 25 вертикальных заземлителей площадью $S = 25 \times 500 \text{ м}^2$ (рис. 6.1, б).

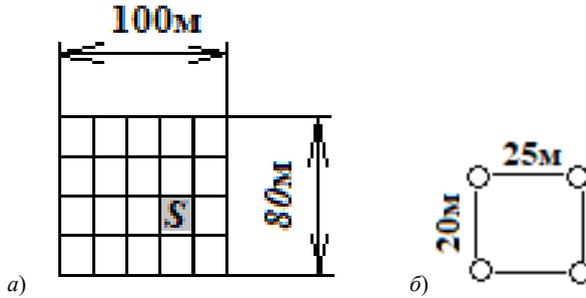


Рис. 6.1. План заземляющего устройства: *a* – расчетная модель; *б* – ячейка из вертикальных заземлителей

Общая длина горизонтальных заземлителей, м,

$$L_{\Gamma} = 100 \cdot 5 + 80 \cdot 5 = 900.$$

Коэффициент напряжения прикосновения при сложном заземлителе

$$k_{\Pi} = \frac{M\beta}{\left(\frac{l_{\beta}L_{\Gamma}}{a\sqrt{S}}\right)^{0,45}} = \frac{0,5 \cdot 0,94}{\left(\frac{2,5 \cdot 900}{22,36 \cdot \sqrt{25} \cdot 500}\right)^{0,45}} = 0,49, \quad (6.4)$$

где a – расстояние между вертикальными заземлителями расчетной модели заземляющего устройства (рис. 6.1, *a*), м, $a = \sqrt{S} = \sqrt{500} = 22,36$; $M = 0,5$ при соотношении удельных сопротивлений двухслойных грунтов $\rho_1/\rho_2 = 1$.

Определяем напряжение на заземлителе, В:

$$U_3 = \frac{U_{\text{пр.доп}}}{k_{\Pi}} = \frac{500}{0,49} = 1020,41. \quad (6.5)$$

Допустимое сопротивление заземляющего устройства, Ом,

$$R_{3,\text{доп}} \leq \frac{U_3}{I_3} = \frac{1020,41}{11940} = 0,085, \quad (6.6)$$

где I_3 – расчетный ток однофазного КЗ на стороне 110 кВ, $I_3 = 11,94$ кА.

Определяем относительную глубину погружения вертикальных заземлителей:

$$H_{\text{отн}} = \frac{l_{\beta} + t}{\sqrt{S}} = \frac{2,5 + 0,7}{\sqrt{500}} = 0,143 > 0,1, \quad (6.7)$$

где t – заглубление вертикального заземлителя, $t = 0,7$ м.

Так как $H_{\text{отн}} > 0,1$, то параметр A определяем по формуле

$$A = \left(H_{\text{отн}} - 0,25 \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \right) = 0,143 - 0,25 \frac{2,5 + 0,7}{\sqrt{500}} = 0,107. \quad (6.8)$$

Общее сопротивление заземляющего устройства при погонном сопротивлении материала (алюминий) 27 Ом/м

$$R_3 = A \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_r + L_B} = 0,107 \frac{27}{\sqrt{500}} + \frac{27}{900 + 2,5} = 0,159 \text{ Ом}. \quad (6.9)$$

Сравниваем сопротивление заземлителя с допустимым сопротивлением: $0,085 < 0,159$, то есть $R_{3,\text{доп}} < R_3$, сопротивление заземлителя больше допустимого значения.

Определим напряжение прикосновения, В:

$$U_{\text{пр}} = k_{\text{п}} I_3 R_3 = 0,49 \cdot 11\,940 \cdot 0,159 = 930,25. \quad (6.10)$$

Напряжение прикосновения больше допустимой величины. Необходимо принять меры по его уменьшению. Применим подсыпку гравием толщиной 0,2 м по всей территории подстанции для увеличения сопротивления под ступнями человека. Удельное сопротивление верхнего слоя почвы (гравия) $\rho_{\text{в.с}} = 3000 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

При этом изменятся расчетные показатели заземлителя. Проведем перерасчет параметров по формулам (6.3)–(6.10):

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + R_c} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 3000} = 0,18,$$

$$k_{\text{п}} = \frac{M\beta}{\left(\frac{l_B L_r}{a\sqrt{S}} \right)^{0,45}} = \frac{0,5 \cdot 0,18}{\left(\frac{2,5 \cdot 900}{22,36 \cdot \sqrt{25 \cdot 500}} \right)^{0,45}} = 0,094.$$

Подсыпка гравием не влияет на растекание тока с заземляющего устройства, так как глубина заложения заземлителей 0,7 м больше толщины слоя гравия, поэтому соотношение $\rho_1/\rho_2 = 1$ и величина $M = 0,5$ остаются неизменными:

$$U_3 = \frac{U_{\text{пр,доп}}}{k_{\text{п}}} = \frac{500}{0,094} = 5319,1 \text{ В};$$

$$R_{3,\text{доп}} \leq \frac{U_3}{I_3} = \frac{5319,1}{11\,940} = 0,446 \text{ Ом}.$$

Подсыпка гравием приводит к увеличению допустимого сопротивления заземлителя, снижению напряжения прикосновения и выполнению требований ПУЭ: $0,446 > 0,159$, т. е. $R_{3,\text{доп}} > R_3$;

$$U_{\text{пр}} = k_{\text{п}} I_3 R_3 = 0,094 \cdot 11\,940 \cdot 0,159 = 178,455,$$

т. е. напряжение прикосновения $U_{\text{пр,доп}}$ меньше 500 В.

Пример 2

Рассчитать необходимое количество заземлителей для подстанции 35/6 кВ с изолированной нейтралью.

Согласно ПУЭ наибольшее допустимое сопротивление R_3 заземляющего устройства опор РУ напряжением выше 1000 В при расчетном токе замыкания на землю $I_3 < 500$ А не должно превышать

$$\frac{\rho_{\text{гр}}}{100} \cdot R_{3,\text{доп}} = \frac{300}{100} \cdot 0,5 = 1,5 \text{ Ом, т. е. } R_3 \leq 1,5 \text{ Ом.} \quad (6.11)$$

Расчетное удельное сопротивление грунта для стержневого заземлителя, Ом · м,

$$\rho_{\text{расч.в}} = k_c \cdot \rho_{\text{гр}} = 1,35 \cdot 300 = 405, \quad (6.12)$$

где k_c – сезонный коэффициент сопротивления вертикальных (стержневых) заземлителей длиной $l = 5$ м при глубине заложения их вершин 0,5–0,8 м, для I климатической зоны (Самарская область) $k_c = 1,35$.

Расчетное заглубление вертикального заземлителя до середины его длины, м,

$$t' = t_0 + \frac{1}{2} l = 0,7 + \frac{1}{2} \cdot 5 = 3,2. \quad (6.13)$$

Эквивалентный диаметр вертикального заземлителя, м, выполненного из уголка с шириной полки $b = 60$ мм,

$$d = 0,95 \cdot b = 0,95 \cdot 0,06 = 0,057.$$

Сопротивление одного вертикального заземлителя растеканию тока, Ом,

$$\begin{aligned} R_{\text{в}} &= \frac{0,366 \rho_{\text{расч.в}}}{l} \left(\lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t' + l}{4t' - l} \right) = \\ &= \frac{0,366 \cdot 405}{5} \left(\lg \frac{2 \cdot 5}{0,057} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 3,2 + 5}{4 \cdot 3,2 - 5} \right) = 71,8. \end{aligned} \quad (6.14)$$

Количество вертикальных заземлителей

$$n_{\text{в}} = \frac{R_{\text{в}}}{\eta_{\text{в}} R_3} = \frac{71,8}{0,6 \cdot 1,5} = 79,7, \quad (6.15)$$

где $\eta_{\text{в}}$ – коэффициент использования вертикальных заземлителей, размещенных по контуру ПС, без учета влияния полосы связи, $\eta_{\text{в}} = 0,6$.

Предварительно принимаем к установке 80 вертикальных заземлителей.

Длина соединительной полосы, м,

$$l_{\Gamma} = n_{\text{в}} \cdot a = 80 \cdot 15 = 1200, \quad (6.16)$$

где a — расстояние между вертикальными заземлителями, м, $a = 3 \cdot l = 3 \cdot 5 = 15$.

Сопротивление горизонтального заземлителя растеканию тока, Ом,

$$R_{\Gamma} = \frac{0,366 \rho_{\text{расч.г}}}{l_{\Gamma}} \cdot \lg \frac{2l_{\Gamma}^2}{b \cdot t_0} = \frac{0,366 \cdot 1500}{1200} \cdot \lg \frac{2 \cdot 1200^2}{0,04 \cdot 0,7} = 3,67, \quad (6.17)$$

где b — ширина полосы горизонтального заземлителя, м, $b = 0,04$; $\rho_{\text{расч.в}}$ — удельное сопротивление грунта, Ом · м, $\rho_{\text{расч.в}} = k'_c \cdot \rho_{\text{гр}} = 5 \cdot 300 = 1500$; k'_c — сезонный коэффициент сопротивления горизонтальных заземлителей с глубиной заложения их вершин 0,8 м, в I климатической зоне $k'_c = 4,5-7,0$.

Действительное сопротивление горизонтального заземлителя, Ом, с учетом коэффициента использования $\eta_{\Gamma} = 0,33$,

$$R'_{\Gamma} = \frac{R_{\Gamma}}{\eta_{\Gamma}} = \frac{3,67}{0,33} = 11,1. \quad (6.18)$$

Сопротивление вертикальных заземлителей с учетом сопротивлений горизонтальных заземлителей, Ом,

$$R'_{\text{в}} = \frac{R'_{\Gamma} \cdot R_3}{R'_{\Gamma} - R_3} = \frac{11,1 \cdot 1,5}{11,1 - 1,5} = 1,73. \quad (6.19)$$

Уточняем требуемое количество вертикальных заземлителей:

$$n_{\text{в}} = \frac{R_{\text{в}}}{\eta_{\text{в}} R'_{\text{в}}} = \frac{71,8}{0,6 \cdot 1,73} = 69,2. \quad (6.20)$$

Окончательно принимаем к установке 70 вертикальных заземлителей.

Действительное сопротивление всех вертикальных заземлителей, Ом,

$$R'_{\text{в}} = \frac{R_{\text{в}}}{\eta_{\text{в}} n_{\text{в}}} = \frac{71,8}{0,6 \cdot 70} = 1,71. \quad (6.21)$$

Сопrotивление всех искусственных заземлителей, Ом,

$$R_3 = \frac{R'_r \cdot R'_b}{R'_r + R'_b} = \frac{11,1 \cdot 1,71}{11,1 + 1,71} = 1,48. \quad (6.22)$$

Проверяем выполнение требований ПУЭ: $1,48 \leq 1,5$, т. е. $R_3 < R_{3, \text{доп}}$.

Требование выполняется.

Контрольные вопросы

1. Каким должно быть сопротивление заземляющего устройства?
2. Что представляет собой искусственный заземлитель?
3. Что представляет собой естественный заземлитель?
4. От каких факторов зависит сопротивление заземлителей растеканию тока?
5. Какие критерии должны выполняться при разработке заземляющего устройства?
6. Какие существуют способы для снижения напряжения прикосновения?
7. Какую конструкцию обычно имеет заземляющее устройство подстанций на базе искусственных заземлителей?

Рекомендуемая литература

1. Черненко Ю.В. Проектирование электрической части понижающей подстанции : электронное учеб.-метод. пособие к выполнению курсового и дипломного проектирования. – Тольятти : Изд-во ТГУ, 2018. – 1 оптический диск.– С. 71–88.
2. Ополева Г.Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов : учеб. пособие. – М. : Форум : ИНФРА-М, 2018. – С. 75–106.
3. Кулеева Л.И., Митрофанов С.В., Семенова Л.А. Проектирование подстанции : учеб. пособие. – Оренбург : Оренбургский государственный университет, ЭБС АСВ, 2016. – С. 49–53.
4. Библия электрика : ПУЭ, МПОТ, ПТЭ. – 3-е изд. – М. : Эксмо, 2016. – С. 56–84.

Практическое занятие 7 ВЫБОР СРЕДСТВ МОЛНИЕЗАЩИТЫ

Цель – научиться выбирать средства молниезащиты подстанции.

Задачи:

- 1) освоить расчет молниеотводов подстанции;
- 2) познакомиться с принципами построения зон защиты молниеотводов;
- 3) научиться планировать размещение молниеотводов на подстанции.

Задание

Рассчитать молниезащиту подстанции заданной площади, наиболее высокий объект которой имеет высоту h_x .

Таблица 7.1

Варианты заданий

Исходные данные	Номер варианта									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$a \times b$, м	48×32	84×50	64×48	90×56	24×20	44×38	60×42	55×38	54×44	46×36
h_x , м	6,5	7,4	5,5	8,2	3,7	4,2	5,3	6,3	4,9	5,8

Пример

Рассчитаем молниезащиту для ПС с площадью защищаемой территории $a \times b = 60 \times 50$ м. Высота защищаемого объекта $h_x = 7$ м.

Для защиты от перенапряжений будем использовать четыре молниеотвода стержневого типа, установленные по углам защищаемой территории.

Определяем наибольшую диагональ четырехугольника защищаемой территории (рис. 7.1, а) – расстояние между молниеотводами по диагонали, м:

$$D = \sqrt{a^2 + b^2} = \sqrt{60^2 + 50^2} = 78. \quad (7.1)$$

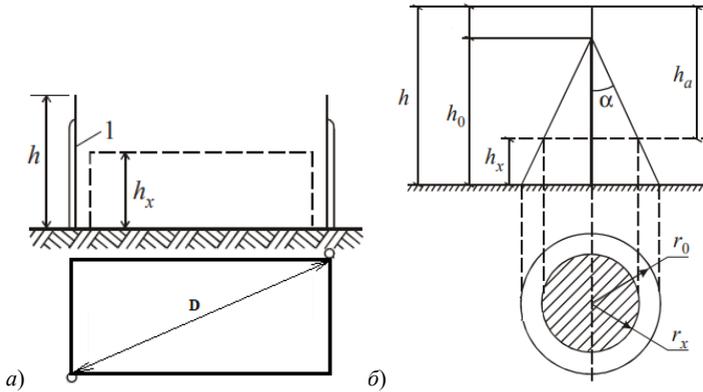


Рис. 7.1. Расположение молниеотводов (а) и зона защиты одиночного стержневого молниеотвода (б)

Необходимое условие защищенности площади с диагональю D :

$$D \leq 8h_a. \quad (7.2)$$

Следовательно, активная высота молниеотвода h_a , м, должна быть не меньше $\frac{D}{8}$:

$$\frac{D}{8} = \frac{78}{8} = 9,75, \text{ т. е. } h_a \geq 9,75. \quad (7.3)$$

Полная надежная высота молниеотвода должна превышать сумму активной высоты молниеотвода и высоты объекта:

$$h \geq h_a + h_x = 9,75 + 7 \geq 16,75 \text{ м.} \quad (7.4)$$

Выбираем 4 стержневых молниеотвода типа СМ-20 высотой $h = 20$ м.

Принимаем надежность защиты оборудования $P_3 = 0,99$. Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода представляет конус.

Высота защитного конуса (рис. 7.1, б), м,

$$h_0 = 0,8 \cdot h = 0,8 \cdot 20 = 16. \quad (7.5)$$

Радиус защиты на высоте защищаемого оборудования, м,

$$r_x \leq \frac{r_0}{h_0}(h_0 - h_x) = \frac{16}{16}(16 - 7) = 9. \quad (7.6)$$

Радиус защиты на уровне земли, м,

$$r_0 = 0,8 \cdot h = 0,8 \cdot 20 = 16. \quad (7.7)$$

Контрольные вопросы

1. Что представляет собой молниеприемник?
2. Из каких частей состоит молниеотвод?
3. Какие объекты защищаются с помощью стержневых молниеотводов?
4. Какие объекты защищаются с помощью тросовых молниеотводов?
5. От каких параметров зависит выбор полной высоты молниеотвода?
6. Что представляет собой активная высота молниеотвода?
7. Как меняются размеры зон защиты при повышении надежности защищаемых объектов?

Рекомендуемая литература

1. Черненко Ю.В. Проектирование электрической части пониженной подстанции : электронное учеб.-метод. пособие к выполнению курсового и дипломного проектирования. – Тольятти : Изд-во ТГУ, 2018. – 1 оптический диск. – С. 89–94.
2. Ополева Г.Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов : учеб. пособие. – М. : Форум : ИНФРА-М, 2018. – С. 53.
3. Кулеева Л.И., Митрофанов С.В., Семенова Л.А. Проектирование подстанции : учеб. пособие. – Оренбург : Оренбургский государственный университет, ЭБС АСВ, 2016. – С. 53–56.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Задания данного практикума, предназначенные для самостоятельного выполнения на практических занятиях под руководством преподавателя, дают возможность разобраться в принципах выбора оборудования электрической части понизительных подстанций, уяснить и уточнить отдельные методики, а также сформировать необходимые умения для разработки курсового проекта по данной тематике.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Ополева, Г.Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов : учеб. пособие / Г.Н. Ополева. – Москва : Форум : ИНФРА-М, 2018. – 416 с.
2. Черненко, Ю.В. Проектирование электрической части понижительной подстанции : электронное учеб.-метод. пособие к выполнению курсового и дипломного проектирования / Ю.В. Черненко. – Тольятти : Изд-во ТГУ, 2018. – 1 оптический диск. – 123 с.
3. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35–750 кВ (НТП ПС) : СТО 56947007-29.240.10.248-2017 : введен 2017-25-08. – Москва : ФСК ЕЭС, 2017. – 135 с.
4. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35–750 кВ. Типовые решения : СТО 59012820-29.240.30.003-2009 : введен 2009-31-12. – Москва : ФСК ЕЭС, 2009. – 132 с.
5. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35–750 кВ : СТО 56947007-29.240.30.047-2010 : введен 2010-16-06. – Москва : ФСК ЕЭС, 2010. – 128 с.
6. Кулеева, Л.И. Проектирование подстанции : учеб. пособие / Л.И. Кулеева, С.В. Митрофанов, Л.А. Семенова. – Оренбург : Оренбургский государственный университет, ЭБС АСВ, 2016. – 111 с. // Электронно-библиотечная система IPR BOOKS : [сайт]. – URL: <http://www.iprbookshop.ru/69935.html> (дата обращения: 10.11.2019). – Режим доступа: для авторизир. пользователей.
7. Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений : учебник для студентов вузов, обучающихся по курсу «Электрооборудование и электроснабжение промышленных предприятий» / Т.В. Анчарова, М.А. Рашевская, Е.Д. Стебунова. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва : Форум : ИНФРА-М, 2016. – 412 с.
8. Сибикин, Ю.Д. Электроснабжение промышленных и гражданских зданий : учебник / Ю.Д. Сибикин. – 5-е изд., перераб. и доп. – Москва : ИНФРА-М, 2019. – 405 с.

9. Киреева, Э.А. Электроснабжение и электрооборудование организаций и учреждений : учеб. пособие для студентов вузов, обучающихся по направлению подготовки «Электроэнергетика и электротехника», профиль «Электрооборудование и электрохозяйство предприятий, организаций и учреждений» / Э.А. Киреева. — Москва : КноРус, 2016. — 233 с.
10. Библия электрика : ПУЭ, МПОТ, ПТЭ. — 3-е изд. — Москва : Эксмо, 2016. — 750 с.

ГЛОССАРИЙ

Закрытые (внутренние) электроустановки — электроустановки, размещенные внутри здания, защищающего их от атмосферных воздействий.

Воздушная линия — устройство для передачи электроэнергии по проводам, расположенным на открытом воздухе и прикрепленным при помощи изоляторов и арматуры к опорам или кронштейнам и стойкам на инженерных сооружениях (мостах, путепроводах и т. д.).

Заземление — преднамеренное электрическое соединение с землей частей электроустановок, которые могут оказаться под напряжением.

Заземлитель — проводящая часть или совокупность соединенных между собой проводящих частей, находящихся в электрическом контакте с землей непосредственно или через промежуточную проводящую среду.

Замыкание — всякое случайное или преднамеренное, не предусмотренное нормальным режимом работы электрическое соединение различных точек электроустановок между собой или с землей.

Кабельная линия — линия передачи электроэнергии или отдельных импульсов, состоящая из одного или нескольких параллельных кабелей с соединительными, стопорными муфтами (заделками) и крепежными деталями, а для маслонаполненных линий, кроме того, с подпитывающими аппаратами и системой сигнализации давления масла.

Короткое замыкание — замыкание, при котором токи в ветвях электроустановки, примыкающие к месту его возникновения, резко возрастают, превышая наибольший допустимый ток продолжительного режима.

Молниезащитное устройство — устройство защиты от прямых ударов молнии.

Открытые (наружные) электроустановки — электроустановки, не защищенные зданием от атмосферных воздействий.

Распределительное устройство — устройство, предназначенное для приема и распределения электроэнергии и содержащее коммутационные аппараты, сборные и соединительные шины, вспомогательные устройства (компрессорные, аккумуляторные и др.),

а также устройства защиты, автоматики и измерения, входящие в состав трансформаторной или преобразовательной подстанции.

Трансформатор напряжения — трансформатор, предназначенный не для преобразования электрической мощности для питания различных устройств, а для гальванической развязки цепей высокого напряжения (6 кВ и выше) от низкого (обычно 100 В) напряжения вторичных обмоток.

Трансформатор тока — трансформатор, предназначенный для преобразования тока до значения, удобного для измерения. Первичная обмотка трансформатора тока включается последовательно в цепь с измеряемым переменным током, а во вторичную включаются измерительные приборы.

Шины — неизолированный проводник с низким сопротивлением.

Электроустановка — совокупность машин, аппаратов, линий и вспомогательного оборудования (вместе с сооружениями и помещениями, в которых они установлены), предназначенных для производства, преобразования, трансформации, передачи, распределения электрической энергии и преобразования ее в другие виды энергии.