

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование)

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение
(направленность (профиль)/специализация)

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
(БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)**

на тему «Реконструкция закрытого распределительного устройства 10 кВ
подстанции «МИС»»

Студент

Л.В. Прохоров

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., А.Н. Черненко

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2020

Аннотация

Бакалаврская работа выполнена на тему «Реконструкция закрытого распределительного устройства 10 кВ подстанции «МИС».

При выполнении работы были определены электрические нагрузки подстанции, произведен выбор силовых трансформаторов для размещения на ГПП и дано технико-экономическое обоснование, определены значения токов короткого замыкания, которые использовались при выборе и проверке оборудования подстанции (высоковольтных выключателей, трансформаторов тока и напряжения и т.д.).

Определены уставки новой микропроцессорной защиты трансформаторов подстанции.

Выполнен расчет нагрузок собственных нужд подстанции и выбран оперативный ток. Рассчитаны параметры систем заземления и молниезащиты на ГПП.

Бакалаврская работа состоит из пояснительной записки объемом 49 страниц, включая 3 графических рисунка и 10 таблиц с исходными данными и результатами расчетов, а также графической части, выполненной на 6 листах стандартного формата А1.

Содержание

Введение.....	4
1 Характеристика реконструируемой подстанции	5
2 Определение нагрузок ГПП	6
3 Выбор количества и номинальной мощности, устанавливаемых на ГПП трансформаторов	10
4 Определение значений токов КЗ	20
5 Выбор и проверка основных электрических аппаратов на ГПП	24
6 Расчет уставок микропроцессорной РЗ	33
7 Расчет нагрузок собственных нужд ПС	37
8 Выбор системы оперативного тока на ГПП	38
9 Расчет параметров системы заземления на ГПП.....	39
10 Определение параметров молниезащиты на ГПП	43
Заключение.....	46
Список используемых источников.....	47

Введение

Электроэнергетика развивается бурными темпами, чему способствует принятие ряда программных документов, национальной технологической инициативы и майских указов президента, касающихся цифровизации электроэнергетики.

Качественный скачок в этом направлении невозможен без замены морально и физически устаревшего оборудования подстанций и сетей. В настоящее время при переходе к цифровым подстанциям все основное устанавливаемое на подстанции оборудование должно накапливать, обмениваться и передавать информацию в цифровом виде, которая бы использовалась для постоянного мониторинга режима и его оптимизации, диагностики и прогнозирования возможных неисправностей оборудования [1, 2].

На главной понизительной подстанции «МИС» установлено оборудование, выпущенное еще в 70х годах прошлого столетия. Данное оборудование исчерпало свой физический ресурс, что приводит к периодическим отказам и негативно сказывается на обеспечении надежного электроснабжения потребителей подстанции. Кроме надежности, при эксплуатации устаревшего оборудования страдают безопасность и экологичность, не говоря уже об удобстве эксплуатации и возможностях будущей цифровизации.

Целью бакалаврской работы является повышение надежности электроснабжения потребителей ГПП путем замены устаревшего оборудования на современное.

1 Характеристика реконструируемой подстанции

Главная понизительная подстанция «МИС» имеет классы напряжений 110, 10 и 6 кВ, располагается на севере Комсомольского района г. Тольятти. Строительство подстанции закончилось в 1971 г. Основным потребителем подстанции долгие годы являлся мощный испытательный стенд, которые прекратил свое существование в 90х годах прошлого столетия и на сегодняшний день подстанция снабжает электрической энергией промышленные предприятия, жилые дома, организации и учреждения Комсомольского района. Большая часть потребителей, получающих питание от подстанции, относится ко II категории по надежности электроснабжения, кроме того имеется ряд потребителей, которые могут быть отнесены к I категории надежности электроснабжения.

Питание подстанция получает от ГПП «Левобережная» по воздушным линиям электропередач напряжением 110 кВ. Открытое распределительное устройство ГПП «МИС» выполнено по схеме двух блоков «линия-трансформатор» с автоматической перемычкой. На подстанции установлены два трехобмоточных трансформатора ТДТН-110/10/6 с номинальной мощностью 40 МВА каждый. В качестве коммутационных аппаратов в ОРУ 110 кВ используются масляные выключатели типа МКП-110.

Распределительные устройства на напряжение 6 и 10 кВ являются закрытыми, все оборудование размещается в ячейках типа К-12. В ЗРУ 6 и 10 кВ размещаются одинарные системы сборных шин, в ячейках установлены вакуумные выключатели типа ВБЭС-10. В нормальном режиме работы подстанции межсекционные выключатели на сторонах 110, 10 и 6 кВ разомкнуты.

Вывод: приведена характеристика реконструируемой подстанции.

2 Определение нагрузок ГПП

По суточным графикам нагрузки в период летнего минимума и зимнего максимума нагрузки был составлен упорядоченный годовой график нагрузки подстанции, который изображен на рисунке 2.1.

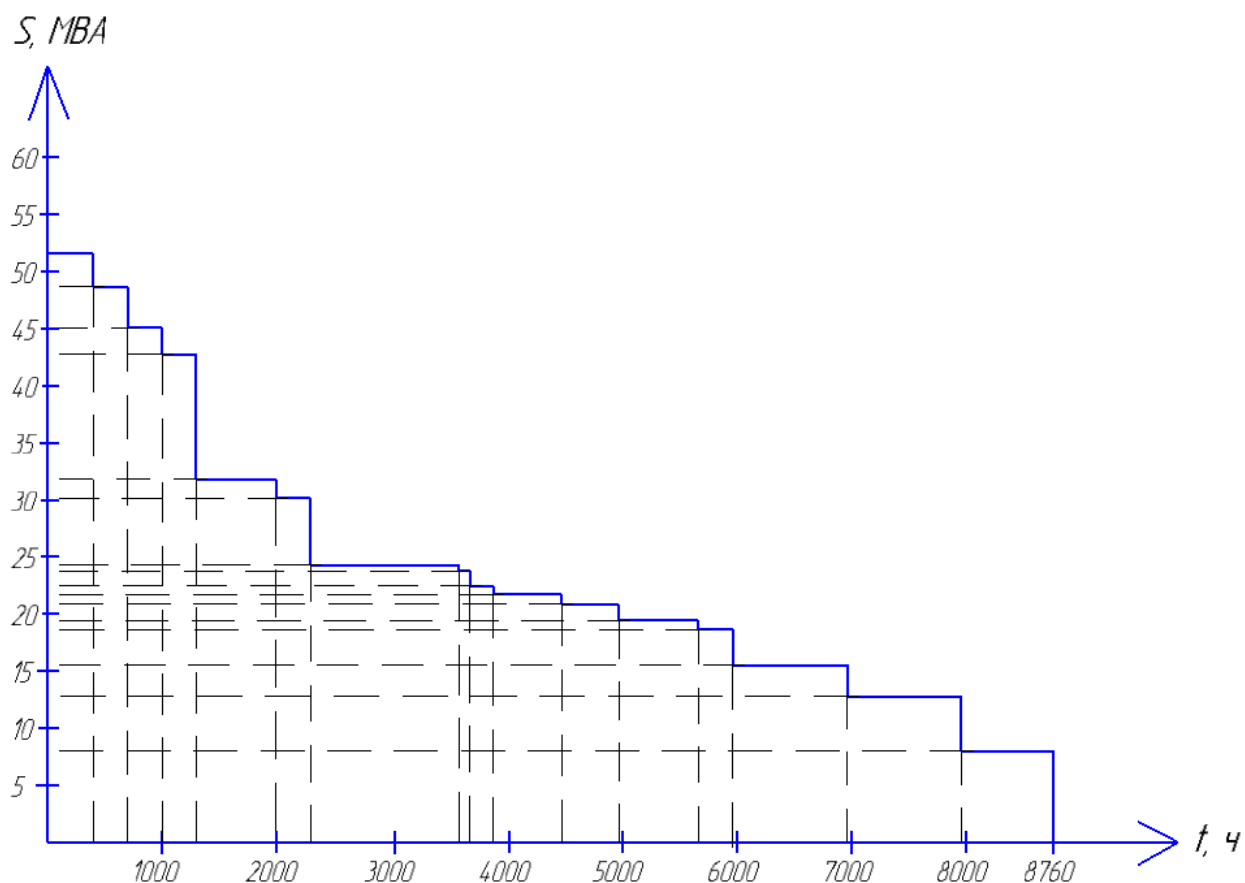


Рисунок 2.1 – Упорядоченный годовой график нагрузки подстанции «МИС»

Определим значение полной мощности нагрузки, приходящейся на каждую обмотку трансформаторов подстанции [3, 4]:

$$S_n = \frac{P_{in}}{\cos\varphi_{in}}, \quad (2.1)$$

Полная мощность потребителей, подключенных к обмотке напряжением 6 кВ, Т-1:

$$S_{6кВ,Т-1} = \frac{9,72}{0,89} = 10,92 \text{ МВА} ,$$

Полная мощность потребителей, подключенных к обмотке напряжением 6 кВ, Т-2:

$$S_{6кВ,Т-2} = \frac{11,52}{0,91} = 12,67 \text{ МВА} ,$$

Полная мощность потребителей, подключенных к обмотке напряжением 10 кВ, Т-1:

$$S_{10кВ,Т-1} = \frac{5,4}{0,99} = 5,45 \text{ МВА} ,$$

Полная мощность потребителей, подключенных к обмотке напряжением 10 кВ, Т-2:

$$S_{10кВ,Т-2} = \frac{6}{0,96} = 6,25 \text{ МВА} ,$$

Перспективное увеличение нагрузки в ближайшие года:

$$S_{доп} = \frac{20}{0,96} = 20,83 \text{ МВА} ,$$

Определим значение потребленной электроэнергии потребителями подстанции, подключенными к каждой из обмоток трансформаторов подстанции:

$$W = \sum_{i=1}^K P_{in} \cdot t_{in} , \quad (2.2)$$

Значение потребленной электроэнергии потребителями подстанции, подключенными к обмотке напряжением 6 кВ, Т-1 за год:

$$W_{6\text{кВ}, \text{T-1}} = 9,24 \cdot 565 + 8,37 \cdot 800 + 7,46 \cdot 1365 + 6,53 \cdot 2615 + 5,34 \cdot 1130 + 4,41 \cdot 730 + 3,6 \cdot 990 + 2,88 \cdot 365 + 1,08 \cdot 200 = 50690 \text{ МВТ} \cdot \text{ч} \quad , \quad (2.3)$$

Значение потребленной электроэнергии потребителями подстанции, подключенными к обмотке напряжением 6 кВ, Т-2 за год:

$$W_{6\text{кВ}, \text{T-2}} = 10,8 \cdot 400 + 9,54 \cdot 400 + 8,4 \cdot 565 + 7,27 \cdot 1000 + 6,56 \cdot 1165 + 5,4 \cdot 1685 + 4,53 \cdot 2190 + 3,63 \cdot 1025 + 2,7 \cdot 330 = 51425 \text{ МВТ} \cdot \text{ч} \quad , \quad (2.4)$$

Значение потребленной электроэнергии потребителями подстанции, подключенными к обмотке напряжением 10 кВ, Т-1 за год:

$$W_{10\text{кВ}, \text{T-1}} = 5,1 \cdot 400 + 3,6 \cdot 1660 + 3 \cdot 1460 + 2,4 \cdot 2285 + 1,8 \cdot 1990 + 1,2 \cdot 765 + 0,6 \cdot 200 = 22500 \text{ МВТ} \cdot \text{ч} \quad , \quad (2.5)$$

Значение потребленной электроэнергии потребителями подстанции, подключенными к обмотке напряжением 10 кВ, Т-2 за год:

$$W_{10\text{кВ}, \text{T-2}} = 5,72 \cdot 600 + 4,6 \cdot 565 + 3,6 \cdot 930 + 3 \cdot 2190 + 2,4 \cdot 1685 + 1,8 \cdot 2425 + 1,2 \cdot 365 = 24796 \text{ МВТ} \cdot \text{ч} \quad , \quad (2.6)$$

Перспективное увеличение потребления электроэнергии:

$$W_{\text{доп}} = 23 \cdot 400 + 14 \cdot 500 + 8 \cdot 1000 + 5,25 \cdot 1600 + 4,1 \cdot 2000 + 2,5 \cdot 2000 + 1 \cdot 1260 = 47060 \text{ МВТ} \cdot \text{ч} \quad , \quad (2.7)$$

Значение потребленной электроэнергии в целом по подстанции:

$$W_{\text{ПС}} = W_{6\text{кВ},\text{T-1}} + W_{6\text{кВ},\text{T-2}} + W_{10\text{кВ},\text{T-1}} + W_{10\text{кВ},\text{T-2}} + W_{\text{доп}} = 50690 + 51425 + 22500 + 24796 + 47060 = 196471 \text{ МВТ} \cdot \text{ч}, \quad (2.8)$$

Число часов годового графика нагрузки потребителей подстанции «МИС»:

$$T_{\text{М}} = \frac{W_{\text{ПС}}}{P_{\text{max}}} = \frac{196471}{53,88} = 3647 \text{ ч}, \quad (2.9)$$

Найдем значение коэффициента заполнения графика нагрузки ПС:

$$K_{\text{зан}} = \frac{T_{\text{М}}}{8760} = \frac{3647}{8760} = 0,42. \quad (2.10)$$

Вывод: при помощи упорядоченного годового графика определены нагрузки ГПП.

3 Выбор количества и номинальной мощности, устанавливаемых на ГПП трансформаторов

При наличии потребителей электрической энергии, относящихся к первой и второй категориям по надежности электроснабжения, выбираем для установки на ПС два силовых трансформатора.

Мощность трансформаторов выбирается с учетом возможной продолжительной перегрузки трансформатора в послеаварийном режиме, при выходе из строя одного из трансформаторов ПС [5, 6]:

$$S_{\text{ном.т}} = \frac{S_{\text{max.ПС}} \cdot K_{1-2}}{K_{\text{пер}} \cdot (n-1)} = \frac{56,12 \cdot 0,65}{1,4 \cdot (2-1)} = 26058 \text{кВА}, \quad (3.1)$$

где

$$S_{\text{max}} = \frac{P_{\text{max}}}{\cos\varphi} = 56,12 \text{МВА}, \quad (3.2)$$

По шкале номинальных мощностей выбираем для рассмотрения варианты установки трансформаторов на ПС 40 МВА и 63 МВА. Паспортные данные, выбранных для рассмотрения трансформаторов приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Технические характеристики принятых к рассмотрению трансформаторов

Параметр	ТДТН 40/110/10/6	ТДТН 63/110/10/6
Номинальная мощность $S_{\text{ном}}$, МВА	40	60
Номинальные напряжения обмоток, кВ	110/10/6	110/10/6

Продолжение таблицы 3.1

Параметр	ТДТН 40/110/10/6	ТДТН 63/110/10/6
Потери КЗ, кВт	220	270
Потери ХХ, кВт	50	45
Напряжение короткого замыкания, %	10,5/17/6	10,5/8/7
Ток холостого хода, %	0,9	0,28
Цена, тыс.руб.	9423	12877

3.1 Вариант с установкой на ПС трансформаторов ТДТН 63/110/10/6

Найдем приведенные потери мощности [7, 8]:

$$P_M = P'_x + K_{3В}^2 \cdot P_{кв} + K_{3С}^2 \cdot P_{нс} + K_{3Н}^2 \cdot P_{нн}, \quad (3.3)$$

Определим значение потерь РМ трансформатора в режиме холостого хода:

$$Q_x = \frac{I_x}{100} \cdot S_{НОМ.Т}, \quad (3.4)$$

$$Q_x = \frac{0,28}{100} \cdot 63000 = 176,4 \text{ квар},$$

Определим значение потерь активной мощности СТ в режиме холостого хода:

$$P'_x = P_x + K_{un} \cdot Q_k, \quad (3.5)$$

$$P'_x = 45 + 0,05 \cdot 176,4 = 53,82 \text{ кВт},$$

Определим значение приведенных потерь активной мощности СТ в режиме короткого замыкания:

$$P'_{к.в.} = P_{к.в.} + K_{un} \cdot Q_{кв} = 135 + 0,05 \cdot 6772,5 = 473,6 \text{ кВт}, \quad (3.6)$$

$$P'_{к.с.} = P_{к.с.} + K_{un} \cdot Q_{кс} = 135 + 0,05 \cdot 0 = 135 \text{ кВт}, \quad (3.7)$$

$$P'_{к.н.} = P_{к.н.} + K_{un} \cdot Q_{кн} = 135 + 0,05 \cdot 4567,5 = 363,4 \text{ кВт}, \quad (3.8)$$

где

$$P_{к.в.} = P_{к.с.} = P_{к.н.} = 0,5 \cdot P_{к.ВН-НН} = 0,5 \cdot 270 = 135 \text{ кВт}. \quad (3.9)$$

Найдем потери реактивной мощности в СТ:

$$Q_{кв} = \frac{U_{XB}}{100} \cdot S_{НОМ.Т} = \frac{10,75}{100} \cdot 63000 = 6772,5 \text{ квар}, \quad (3.10)$$

$$Q_{кс} = \frac{U_{XC}}{100} \cdot S_{НОМ.Т} = \frac{0}{100} \cdot 63000 = 0 \text{ квар}, \quad (3.11)$$

$$Q_{кн} = \frac{U_{XH}}{100} \cdot S_{НОМ.Т} = \frac{7,25}{100} \cdot 63000 = 4567,5 \text{ квар}, \quad (3.12)$$

Определим напряжения КЗ на каждой обмотке:

$$U_{кв} = 0,5 \cdot (U_{к.ВН-СН} + U_{к.ВН-НН} - U_{к.СН-НН}) = 0,5 \cdot (10,5 + 18 - 7) = 10,75, \quad (3.13)$$

$$U_{кс} = 0,5 \cdot (U_{к.ВН-СН} + U_{к.СН-НН} - U_{к.ВН-НН}) = 0,5 \cdot (10,5 + 7 - 18) = 0, \quad (3.14)$$

$$U_{кн} = 0,5 \cdot (U_{к.ВН-НН} + U_{к.СН-НН} - U_{к.ВН-СН}) = 0,5 \cdot (18 + 7 - 10,5) = 7,25. \quad (3.15)$$

Найдем коэффициенты загрузок каждой из обмоток трансформатора:

$$K_{3.в.} = \frac{S_B}{S_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{56120}{2 \cdot 63000} = 0,45, \quad (3.16)$$

$$K_{3.с.} = \frac{S_C}{S_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{19270}{2 \cdot 63000} = 0,15, \quad (3.17)$$

$$K_{3.н.} = \frac{S_H}{S_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{36850}{2 \cdot 63000} = 0,29, \quad (3.18)$$

Найдем значение потерь электрической энергии в СТ подстанции:

$$\Delta W_{\text{ПС}} = \Sigma \Delta W_{xi} + \Sigma \Delta W_{ki} = \Sigma \Delta W_{xi} + \Sigma \Delta W_{ki.вi} + \Sigma \Delta W_{ki.ci} + \Sigma \Delta W_{ki.ни} = \Sigma n_i \cdot P'_x \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \left(\frac{1}{n} \cdot P'_{\text{КВ}} \cdot K_{3,вi}^2 \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \frac{1}{n} \cdot P'_{\text{КС}} \cdot K_{3,сi}^2 \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \frac{1}{n} \cdot P'_{\text{КН}} \cdot K_{3,ни}^2 \cdot T_i \right), \quad (3.19)$$

Результаты расчетов для всех ступеней годового графика заносим в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 – Результаты расчетов для всех ступеней годового графика с СТ ТДТН-63/110/10/6

<i>i</i>	<i>S_{ei}</i>	<i>S_{ci}</i>	<i>S_{ni}</i>	<i>N_i</i>	<i>T_i, ч</i>	ΔW_{xx} , <i>кВт</i>	<i>K_{эвi}</i>	<i>K_{эсi}</i>	<i>K_{энi}</i>	$\Delta W_{квi}$ <i>кВт</i>	$\Delta W_{ксi}$ <i>кВт</i>	$\Delta W_{кнi}$ <i>кВт</i>
1	56120	19270	36850	2	400	43056	0,445	0,153	0,292	18757	632	6197
2	48330	16130	32200	2	200	21528	0,384	0,13	0,256	6983	228	2382
3	45060	12680	32200	2	300	32292	0,358	0,128	0,256	9105	332	3572
4	42980	10780	32200	2	300	32292	0,341	0,086	0,256	8261	150	3572
5	31690	10780	20900	2	700	75348	0,252	0,086	0,166	10526	350	3505
6	30730	9820	20900	2	300	32292	0,244	0,078	0,166	4229	123	1502
7	24750	8070	16680	2	1300	139932	0,196	0,064	0,132	11826	359	4116
8	24350	7670	16680	2	100	10764	0,193	0,061	0,132	882	25	317
9	23700	7020	16680	2	200	21528	0,188	0,056	0,132	1674	42	633
10	22900	7020	15880	2	600	64584	0,182	0,056	0,126	4706	127	1731
11	22300	6420	15880	2	400	43056	0,177	0,051	0,126	2968	70	1154
12	19070	6420	12650	2	700	75348	0,151	0,051	0,1	3779	123	1272
13	18520	5870	12650	2	300	32292	0,147	0,047	0,1	1535	45	545
14	15860	4360	11500	2	1000	107640	0,126	0,035	0,091	3759	83	1504
15	12800	4360	8440	2	1000	107640	0,102	0,035	0,067	2464	83	816
16	7170	2540	4630	2	960	103334	0,06	0,02	0,037	818	26	239
					8760	942926				92273	2768	33057

$$\Delta W_{ПС} = \Delta W_X + \Delta W_{квi} + \Delta W_{кci} + \Delta W_{кни} = 942926 + 92273 + 2768 + 33057 = 1071024 \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \quad (3.20)$$

Определим стоимость потерь электрической энергии в СТ подстанции:

$$I_{\mathcal{E}} = \Delta W_{ПС} \cdot C_{\mathcal{E}} = 1071024 \cdot 2,49 = 2666850 \text{ руб}, \quad (3.21)$$

где

$$C_{\mathcal{E}} = \frac{\alpha}{T_M} + \beta = \frac{4715}{3647} + 1,2 = 2,49 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч}, \quad (3.22)$$

Эксплуатационные издержки для трансформатора:

$$I_0 = P_{\text{сум}} \cdot K = 12877000 \cdot 0,094 = 1210438 \text{ руб}, \quad (3.23)$$

Приведенные затраты для варианта с установкой на ПС двух трансформаторов типа ТДТН-63/110/10/6:

$$Z_{\text{ПР}} = E_H \cdot K + I_{\mathcal{E}} + I_0, \quad (3.24)$$

$$Z_{\text{ПР}} = 0,15 \cdot 12877000 + 2666850 + 1191638 = 5808838 \text{ руб}.$$

3.2 Вариант с установкой на ПС трансформаторов ТДТН 40/110/10/6

Найдем приведенные потери мощности:

$$P_M = P_X + K_{3в}^2 \cdot P_{кв} + K_{3с}^2 \cdot P_{кc} + K_{3н}^2 \cdot P_{кн}. \quad (3.25)$$

Определим значение потерь РМ трансформатора в режиме холостого хода:

$$Q_x = \frac{I_x}{100} \cdot S_{\text{НОМ.Т}} = \frac{0,9}{100} \cdot 40000 = 360 \text{квар} . \quad (3.26)$$

Определим значение потерь активной мощности СТ в режиме холостого хода:

$$P'_x = P_x + K_{un} \cdot Q_K = 50 + 0,05 \cdot 360 = 68 \text{ кВт} , \quad (3.27)$$

Определим значение приведенных потерь активной мощности СТ в режиме короткого замыкания:

$$P'_{к.в.} = P_{к.в.} + K_{un} \cdot Q_{кв} = 110 + 0,05 \cdot 4300 = 325 \text{ кВт} , \quad (3.28)$$

$$P'_{к.с.} = P_{к.с.} + K_{un} \cdot Q_{кс} = 110 + 0,05 \cdot 0 = 110 \text{ кВт} , \quad (3.29)$$

$$P'_{к.н.} = P_{к.н.} + K_{un} \cdot Q_{кн} = 110 + 0,05 \cdot 2500 = 235 \text{ кВт} , \quad (3.30)$$

где

$$P_{к.в.} = P_{к.с.} = P_{к.н.} = 0,5 \cdot P_{к.ВН-НН} = 0,5 \cdot 220 = 110 \text{ кВт} . \quad (3.31)$$

Найдем потери реактивной мощности в СТ:

$$Q_{кв} = \frac{U_{XB}}{100} \cdot S_{\text{НОМ.Т}} = \frac{10,75}{100} \cdot 40000 = 4300 \text{ квар} , \quad (3.32)$$

$$Q_{кс} = \frac{U_{XC}}{100} \cdot S_{\text{НОМ.Т}} = \frac{0}{100} \cdot 63000 = 0 \text{ квар} , \quad (3.33)$$

$$Q_{кн} = \frac{U_{XН}}{100} \cdot S_{\text{НОМ.Т}} = \frac{6,25}{100} \cdot 40000 = 2500 \text{ квар} , \quad (3.34)$$

Определим напряжения КЗ на каждой обмотке:

$$U_{KB} = 0,5 \cdot (U_{к.ВН-СН} + U_{к.ВН-НН} - U_{к.СН-НН}) = 0,5 \cdot (10,5 + 17 - 6) = 10,75, \quad (3.35)$$

$$U_{KC} = 0,5 \cdot (U_{к.ВН-СН} + U_{к.СН-НН} - U_{к.ВН-НН}) = 0,5 \cdot (10,5 + 6 - 17) = 0, \quad (3.36)$$

$$U_{KH} = 0,5 \cdot (U_{к.ВН-НН} + U_{к.СН-НН} - U_{к.ВН-СН}) = 0,5 \cdot (17 + 6 - 10,5) = 6,25. \quad (3.37)$$

Найдем коэффициенты загрузки каждой из обмоток трансформатора:

$$K_{з.в.} = \frac{S_B}{S_{НОМ.Т}} = \frac{56120}{2 \cdot 40000} = 0,7, \quad (3.38)$$

$$K_{з.с.} = \frac{S_C}{S_{НОМ.Т}} = \frac{19270}{2 \cdot 40000} = 0,24, \quad (3.39)$$

$$K_{з.н.} = \frac{S_H}{S_{НОМ.Т}} = \frac{36850}{2 \cdot 40000} = 0,46. \quad (3.40)$$

Найдем значение потерь электрической энергии в СТ подстанции:

$$\Delta W_{ПС} = \Sigma \Delta W_{xi} + \Sigma \Delta W_{ki} = \Sigma \Delta W_{xi} + \Sigma \Delta W_{ki.Вi} + \Sigma \Delta W_{ki.сi} + \Sigma \Delta W_{ki.Нi} = \Sigma n_i \cdot P'_x \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \left(\frac{1}{n} \cdot P'_{KB} \cdot K_{з,Вi}^2 \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \frac{1}{n} \cdot P'_{KC} \cdot K_{з,сi}^2 \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \frac{1}{n} \cdot P'_{KH} \cdot K_{з,Нi}^2 \cdot T_i \right), \quad (3.41)$$

Результаты расчетов для всех ступеней годового графика с СТ ТДТН-40/110/10/6 заносим в таблицу 3.3.

Таблица 3.3 – Результаты расчетов для всех ступеней годового графика с СТ ТДТН-40/110/10/6

<i>i</i>	<i>S_{вi}</i>	<i>S_{сi}</i>	<i>S_{нi}</i>	<i>N_i</i>	<i>T_i, ч</i>	$\Delta W_{xx},$ <i>кВт</i>	<i>K_{звi}</i>	<i>K_{зсi}</i>	<i>K_{знi}</i>	$\Delta W_{квi}$ <i>кВт</i>	$\Delta W_{ксi}$ <i>кВт</i>	$\Delta W_{кнi}$ <i>кВт</i>
1	56120	19270	36850	2	400	54400	0,7	0,24	0,46	31986	1276	9972
2	48330	16130	32200	2	200	27200	0,6	0,2	0,4	11861	447	3807
3	45060	12680	32200	2	300	40800	0,56	0,16	0,4	15465	414	5710
4	42980	10780	32200	2	300	40800	0,54	0,13	0,4	14071	299	5710
5	31690	10780	20900	2	700	95200	0,4	0,13	0,2	17849	699	5613
6	30730	9820	20900	2	300	40800	0,38	0,12	0,2	7193	248	2405
7	24750	8070	16680	2	1300	176800	0,31	0,1	0,21	20219	727	6640
8	24350	7670	16680	2	100	13600	0,3	0,1	0,21	1505	50	510
9	23700	7020	16680	2	200	27200	0,3	0,09	0,21	2852	84	1021
10	22900	7020	15880	2	600	81600	0,29	0,09	0,2	7989	254	2777
11	22300	6420	15880	2	400	54400	0,28	0,08	0,2	5050	141	1851
12	19070	6420	12650	2	700	95200	0,24	0,08	0,16	6463	247	2056
13	18520	5870	12650	2	300	40800	0,23	0,07	0,16	2612	88	881
14	15860	4360	11500	2	1000	13600	0,2	0,05	0,14	6386	163	2428
15	12800	4360	8440	2	1000	13600	0,16	0,05	0,11	4160	163	1307
16	7170	2540	4630	2	960	130560	0,09	0,03	0,06	1253	53	377
					8760	1191360				156920	5360	53074

Определим стоимость потерь электрической энергии в СТ подстанции:

$$I_{\mathcal{E}} = \Delta W_{ПС} \cdot C_{\mathcal{E}} = 1406715 \cdot 2,49 = 3502720 \text{ руб}, \quad (3.42)$$

где

$$C_{\mathcal{E}} = \frac{\alpha}{T_M} + \beta = \frac{4715}{3647} + 1,2 = 2,49 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч}, \quad (3.43)$$

Эксплуатационные издержки для трансформатора:

$$I_0 = P_{\text{сум}} \cdot K = 9423000 \cdot 0,094 = 885762 \text{ руб}, \quad (3.44)$$

Приведенные затраты для варианта с установкой на ПС двух трансформаторов типа ТДТН-40/110/10/6:

$$Z_{\text{пр}} = E_H \cdot K + I_{\mathcal{E}} + I_0 = 0,15 \cdot 9423000 + 3502720 + 885762 = 5801932 \text{ руб}$$

Вывод: таким образом, было установлено, что приведенные затраты на вариант с установкой трансформаторов ТДТН-63000/110/10/6 намного превышают приведенные затраты на вариант с ТДТН-40000/110/10/6, которые установлены на ПС в данный момент.

4 Определение значений токов КЗ

Определение токов КЗ выполняется для последующей проверки электрооборудования подстанции, проводников, выбора уставок релейной защиты [9, 10].

Для определения возможных значений токов короткого замыкания на стороне 10 кВ подстанции были выбраны точки возможного КЗ, построена расчетная схема и ее схема замещения, которые изображены на рисунке 4.1.

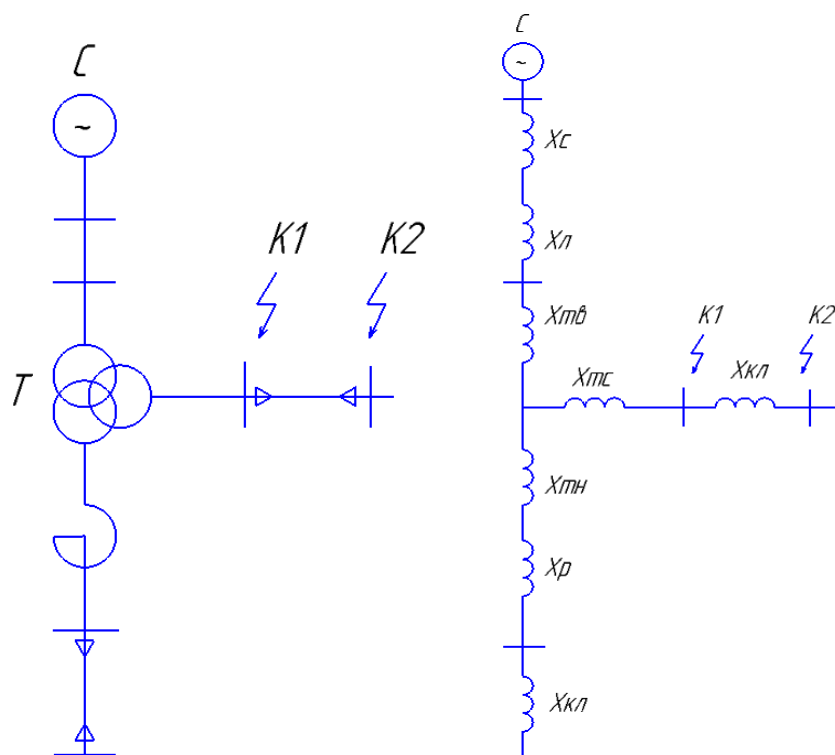


Рисунок 4.1 – Расчетная схема подстанции и ее схема замещения

Предварительно определяем параметры установленного на подстанции оборудования, входящего в схему замещения.

Система: $U_H = 115 \text{ кВ}$, $x_C = 2,25 \text{ Ом}$,

Воздушная ЛЭП: $x_0 = 0,4 \text{ Ом/км}$, $l = 4,5 \text{ км}$, $U_H = 115 \text{ кВ}$,

Кабельная линия 10 кВ, выполненная двумя кабелями с сечением каждой фазы 240 мм^2 , $U_H = 11 \text{ кВ}$, $x_0 = 0,075 \text{ Ом/км}$, $r_0 = 0,13 \text{ Ом/км}$, $l = 4,5 \text{ км}$

Номинальная мощность СТ, принятого к установке: $S_H = 40 \text{ МВА}$.

4.1 Определение значений тока короткого замыкания в первой точке

Найдем сопротивление системы [11, 12]:

$$X_{c,\bar{b}}^* = \frac{S_{\bar{b}}}{S_{K3}} = \frac{1000}{4000} = 0,25 \text{ о.е.}, \quad (4.1)$$

Найдем сопротивление воздушной линии 110 кВ:

$$X_{л} = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{b}}}{U_H^2} = 0,4 \cdot 4,5 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,13 \text{ о.е.}, \quad (4.2)$$

Определим сопротивление обмотки ВН трансформатора подстанции:

$$X_{BH} = 0,5 \frac{U_{\bar{b}-\bar{b}} + U_{\bar{b}-\bar{c}} + U_{\bar{c}-\bar{H}}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{b}}}{S_H} = 0,5 \frac{(17 + 10,5 - 6) \cdot 1000}{100 \cdot 40} = 2,7 \text{ о.е.}, \quad (4.3)$$

Определим сопротивление обмотки СН трансформатора подстанции:

$$X_{CH} = 0,5 \frac{U_{\bar{b}-\bar{c}} + U_{\bar{c}-\bar{H}} + U_{\bar{b}-\bar{B}}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{b}}}{S_H} = 0,5 \frac{(10,5 + 6 - 17) \cdot 1000}{100 \cdot 40} = 0,06 \text{ о.е.}, \quad (4.4)$$

Общее сопротивление до первой точки короткого замыкания:

$$X_{\Sigma K1} = X_c + X_{л} + X_{BH} + X_{CH} = 0,25 + 0,13 + 2,7 + 0,06 = 3,14 \text{ о.е.}, \quad (4.5)$$

Ток трехфазного короткого замыкания:

$$I_{K1} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta} \cdot X_{\Sigma K1}} \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 11 \cdot 3,14} = 16,71 \text{ кА}, \quad (4.6)$$

Мощность КЗ в первой точке короткого замыкания:

$$S_{K1} = \sqrt{3} \cdot I_{K1} \cdot U_{H} = 1,73 \cdot 16,71 \cdot 11 = 318,4 \text{ МВА}, \quad (4.7)$$

Ударный ток КЗ в первой точке короткого замыкания:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K1} = 1,41 \cdot 1,7 \cdot 16,71 = 40,2 \text{ кА}, \quad (4.8)$$

Найдем действующее значение полного тока КЗ в первой точке короткого замыкания:

$$I_{y1} = I_{K1} \cdot \sqrt{1 + 2(K_y - 1)^2} = 16,71 \cdot \sqrt{1 + 2(1,7 - 1)^2} = 23,51 \text{ кА} \quad (4.9)$$

4.2 Определение значений тока короткого замыкания во второй точке

Найдем сопротивление кабельной линии 10 кВ, состоящей из двух параллельно проложенных кабелей:

$$X_{кл} = X_0 \cdot l = \frac{0,42 \cdot 4,3}{2} = 0,9 \text{ Ом}, \quad (4.10)$$

Общее сопротивление до второй точки короткого замыкания:

$$X_{\Sigma 2} = X_{\Sigma 1} + X_{кл} = 3,14 + 0,9 = 4,04 \text{ о.е.}, \quad (4.11)$$

Ток трехфазного короткого замыкания:

$$I_{K2} = \frac{S_{\bar{6}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{6}} \cdot X_{\Sigma K2}} \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 11 \cdot 4,04} = 13 \text{ кА}, \quad (4.12)$$

Мощность КЗ во второй точке короткого замыкания:

$$S_{K2} = \sqrt{3} \cdot I_{K2} \cdot U_{\text{H}} = 1,73 \cdot 13 \cdot 11 = 247,4 \text{ МВА}, \quad (4.13)$$

Ударный ток КЗ во второй точке короткого замыкания:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K2} = 1,41 \cdot 1,7 \cdot 13 = 22,1 \text{ кА}, \quad (4.14)$$

Найдем действующее значение полного тока КЗ во второй точке короткого замыкания:

$$I_{y2} = I_{K2} \cdot \sqrt{1 + 2(K_y - 1)^2} = 13 \cdot \sqrt{1 + 2(1,7 - 1)^2} = 18,3 \text{ кА}. \quad (4.15)$$

Вывод: результаты заносим в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – Результаты расчетов токов КЗ на стороне 10 кВ подстанции

Точка короткого замыкания	$I_K, \text{ кА}$	$i_{уд}, \text{ кА}$	$I_y, \text{ кА}$	$S_{K3}, \text{ МВА}$
1	16,71	40,2	23,51	318,4
2	13	22,1	18,3	247,4

5 Выбор и проверка основных электрических аппаратов на ГПП

5.1 Выбор высоковольтных выключателей 10 кВ

В ЗРУ устанавливаются новые ячейки КРУ-СЭЩ-70, которая комплектуется вакуумными выключателями типа ВБЭС-7-10. Выполним выбор номинальных параметров выключателя и его проверку на устойчивость к воздействию токов короткого замыкания.

Определим номинальный ток на стороне 10 кВ трансформаторов подстанции [13, 14]:

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном}} \cdot 2} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 11 \cdot 2} = 1051 \text{ А.} \quad (5.1)$$

Найдем максимальное значение тока с учетом возможной перегрузки:

$$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot I_{\text{ном}} = 1,4 \cdot 1051 = 1472 \text{ А.} \quad (5.2)$$

Определим термическую стойкость высоковольтного выключателя:

$$B_k = (I_{n,0}^{(3)})^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a). \quad (5.3)$$

Результаты выбора и проверки выключателя заносим в таблицу 5.1:

Таблица 5.1 - Результаты выбора и проверки выключателя

Наименование параметра	Условие выбора или проверки	Результаты расчетов	Справочные данные по выключателю
Номинальное напряжение	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$, кВ	10	10

Продолжение таблицы 5.1

1	2	3	4
Номинальный ток	$I_{\max} \leq I_{\text{ном}}, \text{ А}$	1472	1600
Отключающая способность выключателя	$I_{\text{п.о}}^{(3)} \leq I_{\text{ном.откл}}, \text{ кА}$	16,7	20
Электродинамическая стойкость	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}}, \text{ кА}$	40,2	80
Термическая устойчивость выключателя	$W_k \leq I_{\tau}^2 \cdot t_{\Sigma}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	20	20

5.2 Выбор трансформаторов тока 10 кВ

Для выбора трансформаторов тока предварительно определяем значения номинальных токов для каждой из ячеек с отходящими линиями, а результаты заносим в таблицу 5.2.

Таблица 5.2 – Значения номинальных токов для каждой из ячеек

№ ячейки	$I_{\text{ном}}, \text{ А}$
47	578
51 (ввод №1)	2952
53	541
57	178
59	540
61 (межсекционная)	1471
65	166
69	520
71	520

Продолжение таблицы 5.2

№ ячейки	Ином, А
73 (ввод №2)	2909
77	520
66	240
64	252
62	212
60	250
58	250
56	250
54	250
52	340
50	63
48	91
46	336

Для установки в ячейках принимаем трансформаторы тока типа ТОЛ-СЭЦ-10 с номинальными значениями первичных токов от 100 до 3000 А.

Выполним проверку трансформатора тока:

1) «Электродинамическая стойкость» [14]:

$$i_{y\partial} \leq i_{np,c}, \quad (5.4)$$

$$i_{y\partial} = 40,2 \text{ кА} \leq i_{np,c} = 100 \text{ кА}.$$

2) «Термическая устойчивость» [14]:

$$B_K \leq K_T^2 I_{ном}^2 \cdot t_T, \quad (5.5)$$

$$B_K = 14,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq B_K = 40 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

3) «Величина вторичной нагрузки» [14]:

$$Z_2 = Z_{\text{НОМ}}, \quad (5.6)$$

К нагрузке трансформатора тока относятся амперметр и счетчик активной и реактивной электрической энергии с итоговой мощностью 0,68 ВА.

Определим сопротивление приборов:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_T^2} = \frac{0,68}{25} = 0,09 \text{ Ом}, \quad (5.7)$$

Максимально допустимое сопротивление проводов:

$$R_{\text{пров}} = Z_{2\text{НОМ}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}} = 1 - 0,09 - 0,1 = 0,81 \text{ Ом}, \quad (5.8)$$

Сечение соединительных проводов:

$$S = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot \sqrt{3} \cdot 40}{0,81} = 1,5 \text{ мм}^2. \quad (5.9)$$

Исходя из условия соблюдения механической прочности сечение медных жил принимаем равным 2,5 мм².

Для остальных трансформаторов тока 10 кВ выбор и проверку выполняем аналогично, а результаты заносим в таблицу 5.3.

Таблица 5.3 – Результаты выбора и проверки ТТ 10 кВ

Ирасч, А	63-91	166-178	212-252	336-340	520-578	1471	2909- 2952
$U_{\text{ср.ном}}=10,5$ кВ	$U_{\text{ном}}=6,3-10,5$ кВ						
$I_{\text{1ном}}=91$ А	100	200	300	400	600	1500	3000
$i_{\text{уд}}=40,2$ кА	50	78,8	78,8	99,9	99,9	99,9	99,9
$B_{\text{к}}=14,7\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	16	20	31,5	40	40	40	40
$Z_2=0,81$ Ом	1	1	1	1	1	1	1

5.3 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Условия выбора и проверки трансформаторов напряжения:

- 1) «Номинальное напряжение» [14]:

$$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{ном.ТН}}$$

- 2) «Требуемый класс точности, конструкция, схема соединения обмоток трансформатора напряжения» [14]:

- 3) «Величина вторичной нагрузки» [14]:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{2\text{ном}}.$$

Для установки на стороне 10 кВ подстанции принимаем трансформатор напряжения типа НОЛ-СЭЩ-10. Вторичной нагрузкой выбранного трансформатора напряжения будут: вольтметр, ваттметр, варметр, входы по напряжению счетчика электрической энергии с максимальной потребляемой мощностью 7,65 ВА.

Результаты проверки ТН сводим в таблицу 5.4:

Таблица 5.4 - Результаты проверки ТН

Наименование параметра	Условие выбора или проверки	Результаты расчетов	Справочные данные по ТН
Номинальное первичное напряжение ТН	$U_{ном} \leq U_{ном.ТН}$	10	10
Класс точности		0,2	
Максимальная величина вторичной нагрузки в выбранном классе точности	$S_{2\Sigma} \leq S_{2ном}$	7,65	10

5.4 Выбор ОПН

На подстанции принимаем к установке ограничители перенапряжения типа ОПН-П-10.

5.5 Выбор кабелей для отходящих линий

Кабельные линии к потребителям выполняются кабелями типа АВБШв, ААШВ, АСБ, прокладываемыми в земле.

Сечение кабеля выше 1 кВ выбирается исходя из экономической плотности тока:

$$S_{\text{э}} = \frac{I_{\text{НОМ}}}{j_{\text{э}}}, \quad (5.10)$$

Выбранное сечение принимается стандартным, ближайшим большим экономического и проверяется на длительно допустимый ток:

$$I_{\text{max}} < I_{\text{дл.доп}}, \quad (5.11)$$

Справочное значение длительно допустимого тока корректируется с учетом поправочных коэффициентов:

$$I_{\text{дл.доп}} = \kappa_1 \cdot \kappa_2 \cdot I_{\text{дл.доп.каб}} \cdot n, \quad (5.12)$$

Определим минимально допустимое сечение кабеля исходя из ограничений по термической устойчивости:

$$S_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C_m}, \quad (5.13)$$

при этом значение теплового импульса B_K определяем по формуле:

$$B_K = I_{n,0}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (5.14)$$

время действия релейной защиты и собственное время выключателя

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{откл.в}} = 0,01 + 0,04 = 0,05 \text{ с}. \quad (5.15)$$

Выбираем кабель для КЛ от 47 ячейки, $I_{\text{ном}} = 578 \text{ А}$.

Сечение кабеля по экономической плотности тока:

$$S_{\text{э}} = \frac{I_{\text{ном}}}{j_{\text{э}}} = \frac{578}{1,4} = 412,9 \text{ мм}^2. \quad (5.16)$$

Выбираем два кабеля типа АВБШв-240 с $I_{\text{дл.доп}} = 351 \text{ А}$ для одного кабеля, выбранные кабели проходят проверку на длительно допустимый ток.

Определим минимально допустимое сечение кабеля исходя из ограничений по термической устойчивости:

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C_m} = \frac{\sqrt{16,7^2 \cdot (0,01 + 0,04)}}{90} = 16 \text{ мм}^2. \quad (5.17)$$

Выбранное сечение кабелей прошло проверку по термической устойчивости.

Результаты проверки остальных кабелей отходящих линий заносим в таблицу 5.4.

Таблица 5.5 – Результаты проверки кабелей отходящих линий

<i>I_{ном}</i> , А	<i>j_{эк}</i> , А/мм ²	<i>K1</i>	<i>K2</i>	<i>n</i> , шт	<i>I_{дл.дон.каб}</i>	<i>C_m</i>	<i>B_к</i> , А ² ·с	<i>S_{мин}</i>	<i>S_э</i>	<i>S_{каб}</i>
541,540	1,4	1	1,05	2	314	90	13,9·10 ⁶	16	386,4	240
178	1,4	1	1,05	1	192	90	13,9·10 ⁶	16	127	95
252	1,4	1	1,05	1	275	90	13,9·10 ⁶	16	180	185
166	1,4	1	1,05	1	192	90	13,9·10 ⁶	16	119	95
520	1,4	1	1,05	2	314	90	13,9·10 ⁶	16	372	240
240	1,4	1	1,05	1	275	90	13,9·10 ⁶	16	172	185
212	1,4	1	1,05	1	248	90	13,9·10 ⁶	16	152	120
250	1,4	1	1,05	1	275	90	13,9·10 ⁶	16	179	185
340	1,4	1	1,05	2	134	90	13,9·10 ⁶	16	243	95
63	1,4	1	1,05	1	134	90	13,9·10 ⁶	16	45	50
91	1,4	1	1,05	1	134	90	13,9·10 ⁶	16	65	50
336	1,4	1	1,05	2	162	90	13,9·10 ⁶	16	240	95

5.6 Выбор токопроводов 10 кВ

Выбираем токопроводы для соединения обмотки 10 кВ силового трансформатора подстанции с ЗРУ 10 кВ:

- 1) Сечение по экономической плотности тока:

$$S_{\text{э}} = \frac{I_{\text{НОМ}}}{j_{\text{э}}} = \frac{1051}{1,4} = 751 \text{ мм}^2, \quad (5.18)$$

2) Соответствие длительно допустимому току:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{дл. доп}}, \quad (5.19)$$
$$523 \text{ А} \leq 610 \text{ А}.$$

3) Минимальное сечение по термической стойкости:

$$S_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C_m} = \frac{\sqrt{16,7^2 \cdot (0,01 + 0,04)}}{90} = 16 \text{ мм}^2. \quad (5.20)$$

Вывод: в качестве гибких токопроводов выбираем сталеалюминевый провод 2хАС-240/39.

6 Расчет уставок микропроцессорной РЗ

В качестве микропроцессорных блоков релейной защиты выбираем блоки Сириус-Т.

Находим значение номинального первичного тока [15, 16]:

$$I_{\text{ном.перв}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.ср}}}, \quad (6.1)$$

$$I_{\text{ном.перв_вн}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 201 \text{ A}$$

$$I_{\text{ном.перв_сн}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 2102 \text{ A}$$

$$I_{\text{ном.перв_нн}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 3670 \text{ A}$$

Принимаем значения коэффициентов трансформации на сторонах ВН, СН и НН: 400/5, 3000/5, 4000/5 соответственно.

Принимаем схему соединения обмоток ТТ на сторонах ВН, СН и НН: Δ, Y, Y соответственно.

Определяем значение номинального вторичного тока:

$$I_{\text{ном.втор}} = \frac{I_{\text{ном.перв}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_I}, \quad (6.2)$$

$$I_{\text{ном.втор_вн}} = \frac{201 \cdot \sqrt{3}}{400/5} = 4,35$$

$$I_{\text{ном.втор_сн}} = \frac{2102 \cdot \sqrt{3}}{3000/5} = 3,5$$

$$I_{\text{ном.втор_нн}} = \frac{3670 \cdot \sqrt{3}}{4000/5} = 4,59$$

Принимаем группу соединений измерительных ТТ на сторонах ВН, СН и НН: 0, 0, 0 соответственно.

Принимаем группу соединений цифровых ТТ на сторонах ВН, СН и НН: 11, 11, 0 соответственно.

Размах действия устройства РПН принимается равным 16%.

Рассчитаем уставки дифференциальной защиты ДЗТ-2.

Найдем значение расчетного тока небаланса при протекании тока, равного базисному:

$$I_{\text{нб.расч}}^* = K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав}}$$

$$I_{\text{нб.расч}}^* = 2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,04 + 0,04 = 0,28$$

Выбираем уставку на срабатывание с учетом выполнения условия:

$$I_{\text{д}} \cdot I_{\text{чувс}} / I_{\text{баз}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}}^*$$

$$1,2 \cdot 0,28 = 0,34, \text{ принимаем значение уставки равное } 0,4$$

Определим коэффициент снижения тормозного тока:

$$K_{\text{сн.т}} = \sqrt{1 - I_{\text{нб.расч}}^*}$$

$$K_{\text{сн.т}} = \sqrt{1 - 0,28} = 0,85$$

Найдем значение расчетного коэффициента торможения:

$$K_{\text{торм}} = \frac{100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}}^*}{K_{\text{сн.т}}}$$

$$K_{\text{торм}} = 100 \cdot 1,2 \cdot 0,28 / 0,85 = 39,5$$

Принимаем уставку коэффициента торможения равную 40.

Вторую точку излома тормозной характеристики $I_{т2.чувс} / I_{ном}$ берем равной 2 из рекомендуемого диапазона.

Уставку блокировки по второй гармонике принимаем равной 0,15, значение, заданное изготовителем блока по умолчанию.

Определим уставки грубой тормозной характеристики:

Найдем расчетный ток небаланса при величине тока, равной базисному току [17, 18]:

$$I_{нб.расч}^* = K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}$$

$$I_{нб.расч}^* = 2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04 = 0,4$$

$$I_{кз.внеш.мах}^* = \frac{I_{кз.внеш.мах}}{I_{баз.вн}}$$

Выбор уставки срабатывания, выполняется из условия:

$$I_{д} \cdot I_{чувс} / I_{баз} \geq K_{отс} \cdot I_{нб.расч}^*$$

$$1,2 \cdot 0,4 = 0,48$$

Принимаем значение базовой уставки срабатывания равное 0,5.

Найдем коэффициент снижения тормозного тока:

$$K_{сн.т} = \sqrt{1 - I_{нб.расч}^*}$$

$$\sqrt{1 - 0,4} = 0,78$$

Определим значение расчетного коэффициента торможения в процентах:

$$K_{\text{торм}} = \frac{100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}}^*}{K_{\text{сн.т}}}$$

$$K_{\text{сн.т}} = 100 \cdot 1,2 \cdot 0,4 / 0,78 = 62$$

Рассчитаем уставки дифференциальной отсечки ДЗТ-1 для сторон среднего и низкого напряжения трансформаторов подстанции.

Максимальный ток внешнего КЗ $I_{\text{кз.внеш.мах}} \cdot \frac{U_{\text{сн}}}{U_{\text{вн}}}$, приведенный к стороне

ВН, на сторонах СН и НН: 1598 и 960 соответственно.

Расчетный ток максимального внешнего КЗ, приведенный к Ином трансформатора ПС:

$$I_{\text{кз.внеш.мах}}^* = \frac{I_{\text{кз.внеш.мах}}}{I_{\text{баз.вн}}}$$

$$I_{\text{кз.внеш.мах_сн}}^* = 1598 / 201 = 7,95$$

$$I_{\text{кз.внеш.мах_нн}}^* = 960 / 201 = 4,78$$

Найдем значение расчетного тока небаланса при внешнем КЗ:

$$I_{\text{нб}} = K_{\text{отс}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав}}) \cdot I_{\text{кз.внеш.мах}}^*$$

$$I_{\text{нб_сн}} = 1,5(3 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) \cdot 7,95 = 5,96$$

$$I_{\text{нб_нн}} = 1,5(3 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) \cdot 4,78 = 3,59$$

Вывод: выбираем уставку срабатывания с учетом отстройки от броска тока намагничивания и небаланса при внешнем КЗ с учетом выполнения условий: $I_{\text{диф}} / I_{\text{баз}} \geq I_{\text{нб}}$ и $I_{\text{диф}} / I_{\text{баз}} \geq 6$ равную 6.

7 Расчет нагрузок собственных нужд ПС

Наиболее ответственными потребителями собственных нужд подстанции 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 [19, 20]. 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. Перечень потребителей собственных нужд ПС: охлаждение СТ – 8 кВт.; мощность привода РПН – 4 кВт.; привод высоковольтных выключателей 110 кВ – 18 кВт.; привод высоковольтных выключателей 6,10 кВ - 35,6 кВт.; обогрев выключателей и приводов 110 кВ – 40 кВт.; электроотопление ОПУ – 68 кВт.; система отопления маслохозяйства – 35 кВт.; электроотопление ЗРУ 6,10 кВ – 30 кВт.; система освещения ОПУ – 2 кВт.; система освещения ЗРУ 6,10 кВ – 10 кВт.; освещение вспомогательных помещений – 5 кВт.; обогрев шкафов РЗ – 11 кВт.; система освещения ОРУ 110 кВ – 15 кВт.; оперативные цепи – 2 кВт.

С учетом коэффициента загрузки трансформаторов СН равного 0,7, суммарная потребляемая мощность составляет: $283,6 \cdot 0,7 = 198,9$ кВт.

Вывод: принимаем к установке на подстанции трансформаторы собственных нужд ТМ-400 кВА.

8 Выбор системы оперативного тока на ГПП

«Система оперативного тока на подстанции необходима для питания устройств релейной защиты, противоаварийной автоматики, приводов коммутационной аппаратуры, сигнализации и аварийного освещения в нормальных и аварийных режимах.

В случае отключения подстанции от питающего объекта, система оперативного тока обеспечивает электроэнергией подключенных к ней электроприемников и подстанция способна функционировать еще на протяжении определенного времени.

На практике в системах оперативного тока применяют, переменный, постоянный и выпрямленный токи. Также существует смешанная система, при которой могут использоваться одновременно несколько родов тока» [7].

Вывод: принимаем к установке на подстанции система оперативного постоянного тока (СОПТ), так как она является наиболее надежной. В системе СОПТ устанавливаются стационарные аккумуляторные батареи 6V 50PzS 250 LA, производства EXIDE Technologies. Данный тип аккумуляторных батарей обладает пониженным газовыделением и гарантируемым сроком службы не менее 15-20 лет. На подстанции МИС предусмотрено отдельное помещение аккумуляторной, в котором на стеллажах установлена 101 аккумуляторная батарея, соединенные последовательно.

9 Расчет параметров системы заземления на ГПП

По правилам устройства электроустановок итоговое сопротивление сложного заземлителя при напряжении 110 кВ и выше должно быть не более 0,5 Ом. На ПС «МИС» сложный заземлитель выполнен в виде сетки, состоящей из вертикальных заземлителей, расположенных в узлах сетки и соединяющих их прямоугольных полос.

Исходные данные для расчета заземления:

- площадь подстанции 7752 м²;
- почва – однородная глина (удельное сопротивление равно 20 Ом·м);
- заглубление заземлителей от поверхности земли на 0,7 м;
- время действия РЗ - 0,1 с;
- собственное время выключателя - 0,05 с;
- максимальное значение тока трехфазного короткого замыкания - 16,71 кА.

«Найдем коэффициент напряжения прикосновения для сложного» [21]:

$$K_{\Pi} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_{\Gamma} \cdot L}{a \cdot \sqrt{S}} \right)^{0,45}}, \quad (9.1)$$

$$K_{\Pi} = \frac{0,5 \cdot 0,97}{\left(\frac{5 \cdot 1042}{5 \cdot \sqrt{76 \cdot 102}} \right)^{0,45}} = 0,16,$$

«Коэффициент, определяемый по сопротивлению тела человека и сопротивлению растекания тока от ступней» [22]:

$$\beta = \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + R_{\text{с}}}, \quad (9.2)$$

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 30} = 0,97,$$

где

$$R_C = 1,5 \cdot r_{B.C},$$
$$R_C = 1,5 \cdot 20 = 30 \text{ Ом}.$$

«Напряжение на заземлителе» [22]:

$$U_3 = \frac{U_{\text{пр.доп}}}{K_{II}}, \quad (9.3)$$
$$U_3 = \frac{400}{0,16} = 2500 \text{ В}.$$

Найденное значение лежит в пределах допустимых значений (<10 кВ).

«Расчетная модель заземлителя имеет квадратную форму с длинами сторон» [22]:

$$\sqrt{S} = \sqrt{102 \cdot 76} = 88 \text{ м}.$$

Длина горизонтального заземлителя составит:

$$L_{\Gamma} = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m+1), \quad (9.4)$$
$$L_{\Gamma} = 2 \cdot 88 \cdot (5+1) = 1056 \text{ м}.$$

Количество ячеек, приходящееся на одну сторону квадрата:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1, \quad (9.5)$$
$$m = \frac{1056}{2 \cdot 88} - 1 = 5.$$

«Длина стороны одной ячейки» [22]:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}, \quad (9.6)$$
$$b = \frac{88}{5} = 17,6 \text{ м.}$$

«Количество вертикальных заземлителей» [22]:

$$n_B = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_B}, \quad (9.7)$$
$$n_B = \frac{88 \cdot 4}{1 \cdot 5} = 71 \text{ шт.}$$

«Общая длина вертикальных заземлителей» [22]:

$$L_B = l_B \cdot h_B, \quad (9.8)$$
$$L_B = 5 \cdot 71 = 355 \text{ м.}$$

«Относительная величина заглубления вертикальных заземлителей» [22]:

$$h_{\text{отн}} = \frac{l_B + t}{\sqrt{S}}, \quad (9.9)$$
$$h_{\text{отн}} = \frac{5 + 0,8}{88} = 0,07 \text{ м.}$$

Находим значение A:

$$A = (0,444 - 0,84 \frac{l_B + t}{\sqrt{S}}), \quad (9.10)$$

$$A = (0,444 - 0,84 \frac{I_B + 0,8}{88}) = 0,384.$$

«Определяем общее сопротивление сложного заземлителя» [22]:

$$R_3 = A \frac{r_э}{\sqrt{S}} + \frac{r_э}{L_T + L_B}, \quad (9.11)$$

$$R_3 = 0,384 \frac{20}{88} + \frac{20}{1056 + 355} = 0,1 \text{ Ом.}$$

«Напряжение прикосновения равно» [22]:

$$U_{\text{пр}} = K_{\text{II}} \cdot I_3 \cdot R_3, \quad (9.12)$$

$$U_{\text{пр}} = 0,16 \cdot 16710 \cdot 0,1 = 267,4 \text{ В.}$$

Вывод: найденное значение находится в допустимых пределах (<400В), значит параметры системы заземления определены верно.

10 Определение параметров молниезащиты на ГПП

Зона защиты одного стержневого молниеотвода представляет собой конус.

Найдем высоту конуса:

$$h_0 = 0,85h, \quad (10.1)$$

$$h_0 = 0,8 \cdot 30 = 25,5 \text{ м.}$$

Определим радиус основания конуса:

$$r_0 = 1,2h, \quad (10.2)$$

$$r_0 = 1,2 \cdot 30 = 36 \text{ м.}$$

Для обеспечения защиты от ударов молний с требуемыми показателями надежности находим радиус горизонтального сечения r_x на высоте защищаемого объекта h_x :

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0}, \quad (10.3)$$

$$r_x = \frac{36 \cdot (25,5 - 5)}{25,5} = 29 \text{ м.}$$

Высота защищаемого объекта принимается максимальной из объектов, установленных на подстанции (5м).

Поскольку одиночный молниеотвод не может обеспечить защиту всей подстанции, то принимаем решение об установке сложного многостержневого молниеотвода.

Молниеотвод считается двойным при выполнении условия $L \leq L_{\max}$:

$$L_{\max} = 5,75h, \quad (10.4)$$

$$L_{\max} = 5,75 \cdot 20 = 115 \text{ м.}$$

Молниеотводы размещаем на порталных опорах с расстоянием между смежными молниеотводами равным 27 м.

«Расчетное расстояние между молниеотводами» [22]:

$$L_c = 2,5h, \quad (10.5)$$

$$L_c = 2,5 \cdot 20 = 50 \text{ м.}$$

Т.к. $L \leq L_c$, то зона между молниеотводами принимается без провеса.

Для двойного стержневого молниеотвода, установленного на порталной опоре определяем параметры по формулам 10.1-10.3: $h_0 = 17$ м, $r_0 = 24$ м, $r_x = 17$ м.

Находим длину горизонтального сечения l_x :

$$l_x = \frac{L}{2}, \quad (10.6)$$

$$l_x = \frac{27}{2} = 13,5 \text{ м.}$$

Определяем радиус защиты в середине расстояния между соседними молниеотводами на высоте защищаемого объекта h_x :

$$r_{cx} = \frac{r_0 \cdot (h_c - h_x)}{h_c}, \quad (10.7)$$

$$r_{cx} = \frac{24 \cdot (17 - 5)}{17} = 17 \text{ м.}$$

По результатам расчетов для обеспечения надежной защиты подстанционного оборудования от попадания молниевых разрядов используем четыре одиночных отдельно стоящих молниеотвода и четыре молниеотвода, установленных на порталных опорах.

Зона защиты молниеотводов на плане подстанции приведена на рисунке 10.1.

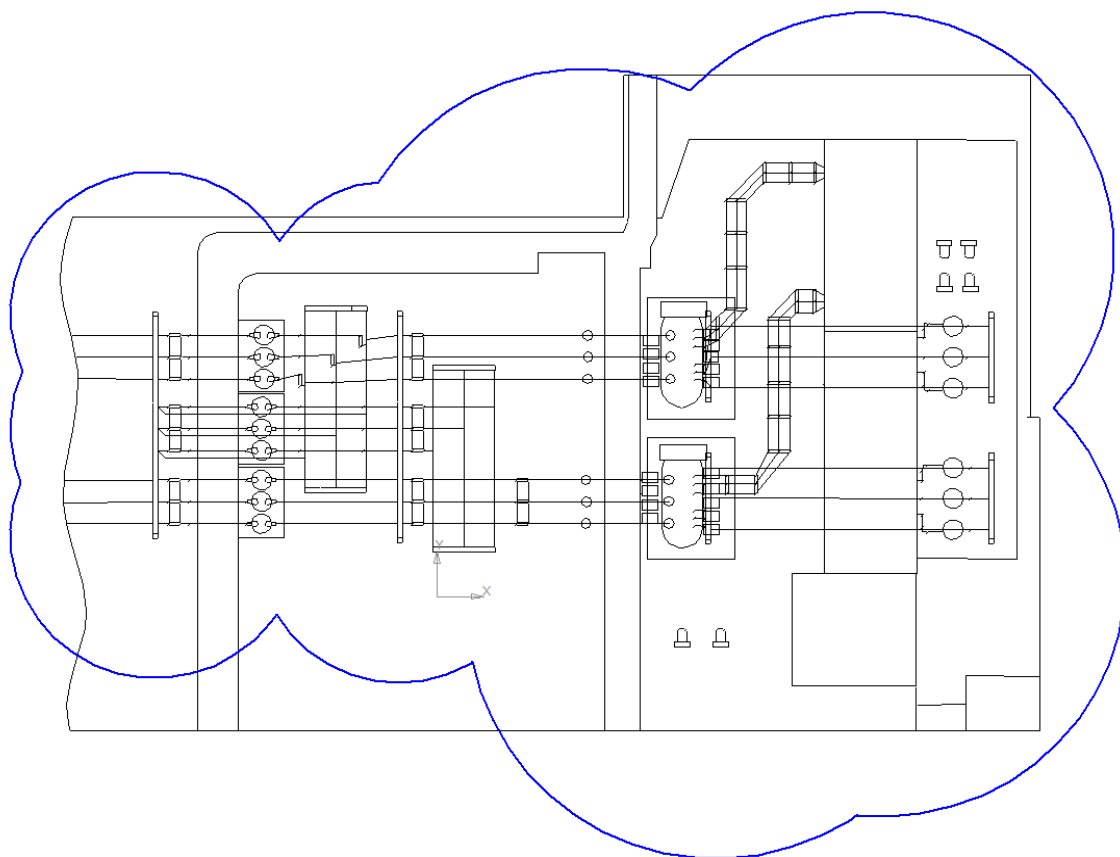


Рисунок 10.1 – Зона защиты молниеотводов на плане подстанции

Вывод: для обеспечения надежной защиты подстанционного оборудования от попадания молниевых разрядов используем четыре одиночных отдельно стоящих молниеотвода и четыре молниеотвода, установленных на порталных опорах.

Заключение

В бакалаврской работе были рассмотрены мероприятия по реконструкции закрытого распределительного устройства 10 кВ подстанции «МИС».

По суточным графикам нагрузки в период летнего минимума и зимнего максимума нагрузки был составлен упорядоченный годовой график нагрузки подстанции для которого были определены максимальная нагрузка подстанции, число часов использования максимума нагрузки, количество потребляемой за год электроэнергии.

По шкале номинальных мощностей, с учетом максимальной мощности ПС, были выбраны для рассмотрения варианты установки трансформаторов на ПС 40 МВА и 63 МВА. Приведенные затраты на вариант с установкой трансформаторов ТДТН-63000/110/10/6 намного превысили приведенные затраты на вариант с ТДТН-40000/110/10/6, которые установлены на ПС в данный момент.

Для последующей проверки электрооборудования подстанции, проводников, выбора уставок релейной защиты были определены токи КЗ.

В ЗРУ устанавливаются новые ячейки КРУ-СЭЩ-70, которые комплектуются вакуумными выключателями типа ВБЭС-7-10, трансформаторами тока типа ТОЛ-СЭЩ-10, трансформаторами напряжения типа НОЛ-СЭЩ-10.

В качестве микропроцессорных блоков релейной защиты были выбраны блоки Сириус-Т, для которых был выполнен расчет уставок дифференциальной защиты.

Определены нагрузки собственных нужд ПС.

На подстанции МИС к установке была выбрана система оперативного постоянного тока (СОПТ), так как она считается наиболее надежной.

Определены параметры системы заземления и молниезащиты на подстанции.

Список используемых источников

1. Ковалев И.Н. Электроэнергетические системы и сети : учебник. М. : Учебно-методический центр по образованию на железнодорожном транспорте, 2015. 363 с.
2. Бартоломей П.А. Информационное обеспечение задач электроэнергетики: учебное пособие, 2-е изд., стер. М.: Флинта, Изд-во Урал. ун-та, 2017. 108 с.
3. Непомнящий В.А. Экономические потери от нарушений электроснабжения потребителей [Электронный ресурс]. Электрон. дан. Москва : Издательский дом МЭИ, 2016. 188 с. URL: <https://e.lanbook.com/book/72323> (дата обращения: 25.02.2019).
4. Hase Y. Handbook of Power System Engineering. England: John Wiley & Sons, 2015. 401 p.
5. Кобелев А.В., Кочергин С.В., Печагин Е.А. Режимы работы электроэнергетических систем : учебное пособие для бакалавров и магистров направления «Электроэнергетика». Тамбов: Тамбовский государственный технический университет, ЭБС АСВ, 2015. 80 с.
6. Старшинов В.А., Пираторов М.В., Козина М.А. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебное пособие. М.: Издательский дом МЭИ, 2015. 296 с.
7. Кузнецов С.М. Проектирование тяговых и трансформаторных подстанций : учебное пособие. Новосибирск: Новосибирский государственный технический университет, 2013. 92 с.
8. Seok H., Chen C. An intelligent wind power plant coalition formation model achieving balanced market penetration growth and profit increase // Renewable Energy. 2019. № 138, pp. 1134-1142.
9. Антонов С.Н. Проектирование электроэнергетических систем : учебное пособие. Ставрополь: Ставропольский государственный аграрный университет, 2014. 104 с.

10. Пилипенко В.Т. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах : учебно-методическое пособие. Оренбург: Оренбургский государственный университет, ЭБС АСВ, 2014. 124 с.
11. Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Ю., Яшков В.А. Электроснабжение промышленных предприятий и установок: учебное пособие. М.: Форум, 2015. 368 с.
12. Hickey R.B., Robert B. Electrical Engineer's Portable Handbook. USA: McGraw-Hill Companies, 2012. 575 p.
13. Алиев И.И. Электротехника и электрооборудование : учебное пособие для вузов. Саратов: Вузовское образование, 2014. 1199 с.
14. Щербаков Е. Ф., Александров Д. С. Электрические аппараты: учебник. - М.: Форум, НИЦ ИНФРА-М, 2015. 304 с.
15. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.120.70.99-2011 Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА подстанционного оборудования производства ООО НПП «ЭКРА». Стандарт организации. Дата введения: 13.09.2011. ОАО «ФСК ЕЭС». 2011.
16. Ершов Ю.А. Электроэнергетика. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: учебное пособие. Красноярск : СФУ, 2014. 68 с.
17. Roman K. The Digital Information Age: An Introduction to Electrical Engineering. Cengage Learning, 2014. 400 p.
18. Микропроцессорное устройство защиты «Сириус-Т». Руководство по эксплуатации. М.: ЗАО «РАДИУС Автоматика», 2018. 104 с.
19. Грунтович Н.В. Монтаж, наладка и эксплуатация электрооборудования : учеб. пособие. Минск : Новое знание ; М. : ИНФРА-М, 2017. 271 с.
20. Danilova O.V., Belayeva I.Y. The power grid complex of Russia: From informatization to the strategy of digital network development // Advances in Intelligent Systems and Computing. 2019. pp. 42-53.

21. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.130.15.114-2012. Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ. Дата введения: 03.02.2012. ОАО «ФСК ЕЭС». 2012.

22. Дьяков А.Ф. Электромагнитная совместимость и молниезащита в электроэнергетике: учебник для вузов. Москва : Издательский дом МЭИ, 2016. 543 с.