

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 электрической части подстанции 110/10 кВ «Кирзаводская»

Обучающийся

В.А. Блохин

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., Д.А. Кретов

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Консультант

к.пед.н., доцент, Т.С. Якушева

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2023

Аннотация

Данная бакалаврская работа направлена на разработку технических мероприятий по обеспечению надежного функционирования всех элементов подстанции 110/10 кВ «Кирзаводская». На основе данных о подключенных потребителях был расчетным путем определен упорядоченный график электрической нагрузки подстанции по которому в свою очередь определялись характерные коэффициенты необходимые для дальнейших расчётов. Обоснована необходимость установки на подстанции двух силовых трансформаторов и выполнен сравнительный анализ показателей двух вариантов установки на подстанции трансформаторов различной мощности и выбран один из них по минимуму приведенных затрат. Произведен анализ конструктивных особенностей выполнения схем на сторонах высокого и низкого напряжения подстанции. Определены максимально возможные значения токов короткого замыкания, их действующие и ударные значения. Произведен выбор электрических аппаратов и их устойчивости к найденным ранее значениям токов КЗ. Выполнен расчет молниеприемников, устанавливаемых на подстанции.

Работа состоит из пояснительной записки в объеме 53 страницы, в которую входят 4 рисунка и 3 таблицы с исходными данными и результатами вычислений. Графическая часть работы представлена 6 листами формата А1 с электрическими схемами и планами подстанции.

Annotation

This bachelor's work is aimed at developing technical measures to ensure the reliable operation of all elements of the 110/10 kV substation «Kirzavodskaya». Based on the data on the connected consumers, an ordered schedule of the electrical load of the substation was determined by calculation, according to which, in turn, the characteristic coefficients necessary for further calculations were determined. The necessity of installing two power transformers at the substation is substantiated and a comparative analysis of the performance of two options for installing transformers of different capacities at the substation is performed, and one of them is selected based on the minimum reduced costs. An analysis of the design features of the implementation of circuits on the high and low voltage sides of the substation was carried out. The maximum possible values of short-circuit currents, their effective and impact values are determined. The choice of electrical devices and their resistance to the values of short-circuit currents found earlier was made. The calculation of lightning rods installed at the substation was carried out.

The work consists of an explanatory note in the amount of 53 pages, which includes 4 figures and 3 tables with initial data and calculation results. The graphic part of the work is represented by 6 sheets of A1 format with electrical diagrams and plans of the substation.

Содержание

Введение.....	6
1 Краткая характеристика подстанции «Кирзаводская».....	7
2 Определение нагрузок ПС «Кирзаводская» и составление упорядоченного годового графика нагрузки ПС.....	8
3 Определение количества и мощности трансформаторов на ПС «Кирзаводская»	10
3.1 Первый вариант с установкой на ПС «Кирзаводская» двух силовых трансформаторов мощностью по 40 МВА	11
3.2 Второй вариант с установкой на ПС «Кирзаводская» двух силовых трансформаторов мощностью по 63 МВА	16
4 Выбор электрической схемы подстанции	20
5 Расчет токов короткого замыкания на сторонах ВН и НН ПС «Кирзаводская»	22
5.1 Расчет токов короткого замыкания в т. К1	25
5.2 Расчет токов короткого замыкания в т. К2.....	26
6 Выбор по номинальным параметрам и проверка на устойчивость токам короткого замыкания электрооборудования ПС «Кирзаводская».....	28
6.1 Выбор и проверка высоковольтного выключателя на стороне ВН ПС.....	28
6.2 Выбор и проверка разъединителей на стороне ВН ПС.....	30
6.3 Выбор и проверка трансформаторов тока на стороне ВН ПС	31
6.4 Выбор и проверка гибкой ошиновки на стороне ВН ПС.....	35
6.5 Выбор ограничителя перенапряжения на стороне ВН ПС	37
6.6 Выбор и проверка высоковольтного выключателя на стороне НН ПС	37
6.7 Выбор и проверка трансформаторов тока на стороне НН ПС	39
6.8 Выбор и проверка измерительных ТН на стороне НН ПС	42
6.9 Выбор жесткой ошиновки.....	43
6.10 Выбор и проверка опорных изоляторов на стороне НН ПС	46
6.11 Выбор и проверка проходных изоляторов на стороне НН ПС	47

Заключение	49
Список используемых источников.....	51

Введение

«В настоящее время городские микрорайоны многоквартирных жилых домов являются крупными потребителями электрической энергии сравнимыми по наиболее важным энергетическим показателям с промышленными предприятиями. Это объясняется наличием в многоквартирных домах большого количества мощной бытовой техники, а также размещением в микрорайонах энергоёмких объектов инфраструктуры.

К таким объектам относятся:

- тяговые трансформаторные подстанции электротранспорта;
- насосные станции водопровода и канализации;
- крупные спортивные комплексы;
- больничные комплексы;
- современные гостиницы, оборудованные установками искусственного климата, централизованной системой пылеуборки, электропищевыми блоками;
- современные крупные магазины и т.п.

Основными задачами, решаемыми при проектировании энергоэффективных систем электроснабжения городских микрорайонов с многоквартирными жилыми домами, являются: оптимизация параметров схемы путем обоснованного выбора рациональных напряжений в системе внешнего и внутреннего электроснабжения; определение электрических нагрузок и выполнения требований по обеспечению бесперебойности электроснабжения; рациональный выбор числа и мощности трансформаторов, конструкций электрических сетей; выбор средств компенсации реактивной мощности и регулирования напряжения» [1-3].

Основной целью бакалаврской работы является создание условий для обеспечения бесперебойного электроснабжения сельских поселений, получающих питание от подстанции «Кирзаводская» за счет увеличения вслед за нагрузкой, номинальной мощности установленных на подстанции трансформаторов.

1 Краткая характеристика подстанции «Кирзаводская»

Подстанция «Кирзаводская» была построена с целью преобразования поступающего по линиям электропередачи напряжения 110 кВ в напряжение распределительных сетей 10 кВ. Подстанция расположена в Ленинском районе города Новосибирска. На территории района располагается как жилая застройка, которая включает в себя 1677 жилых многоквартирных домов и более 10000 жилых частных домов, так и промышленные предприятия в основной состав которых входят 47 крупных и средних предприятий с общей численностью рабочих 13500 человек. В районе развиты машиностроение, металлургия, производство строительных материалов, бытовой химии, медицинских препаратов, продуктов и товаров народного потребления.

На рисунке 1 приведено размещение подстанции «Кирзаводская» на карте местности и объекты, получающие от нее питание.

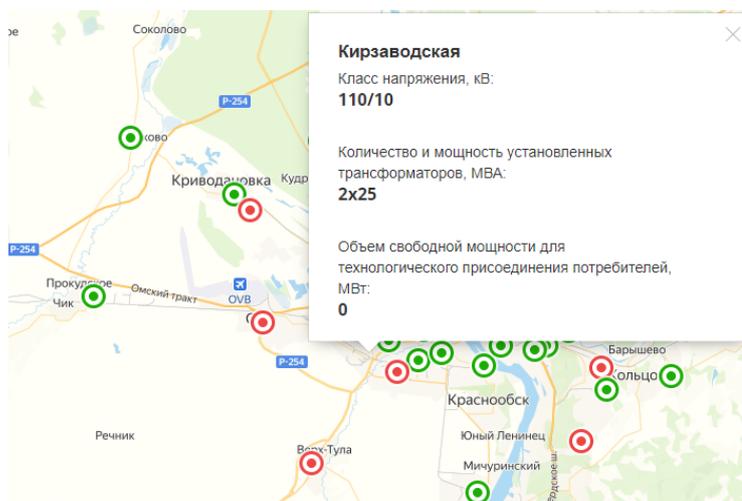


Рисунок 1 – Размещение подстанции «Кирзаводская» на карте местности и объекты, получающие от нее питание

Первоначальный ввод в работу ПС состоялся в далеком 1973 году.

Выводы по разделу. За годы существования на подстанции несколько раз предпринимались попытки замены устаревшего оборудования, но все они имели локальный характер и были связаны с выходом из строя оборудования, а не с реализацией плана по планомерной реконструкции подстанции.

2 Определение нагрузок ПС «Кирзаводская» и составление упорядоченного годового графика нагрузки ПС

Поскольку рассматриваемая подстанция является действующей, то не составляет труда по ежемесячным показаниям счетчиков электрической энергии составить сначала годовой график нагрузки, а затем преобразовать его в упорядоченный [4-6]:

$$W_n = \sum_{i=1}^n P_{in}(t) \cdot t_{in}, \quad (1)$$

где « $P_{in}(t)$ - мощность на i ступени графика нагрузки;

t_{in} - продолжительность i ступени графика нагрузки» [4].

$$\begin{aligned} W_{nc} &= 48.549 \cdot 1000 + 40.919 \cdot 2000 + 35.024 \cdot 2000 + 29.823 \cdot 1760 + 24.968 \cdot 2000 = \\ &= 302859.4 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \end{aligned}$$

Определяем продолжительность максимума нагрузки как отношение годового объема передаваемой через подстанцию электрической энергии W к максимальному значению годовой нагрузки $P_{\max.nc}$:

$$T_m = \frac{W}{P_{\max.nc}}; \quad (2)$$

$$T_m = \frac{302859.4}{48.549} = 6238.3 \text{ ч.}$$

Одним из показателей, характеризующих равномерность нагрузки подстанции является коэффициент заполнения графика, который определяется делением числа часов максимума нагрузки на годовое число часов:

$$K_{\text{зап}} = \frac{T_m}{8760}; \quad (3)$$

$$K_{\text{зап}} = \frac{6238.3}{8760} = 0.712.$$

Упорядоченный годовой график полной мощности нагрузки подстанции «Кирзаводская» приведен на рисунке 2, получен из графика активной мощности путем деления показателей каждой ступени на усредненное значение коэффициента реактивной мощности.

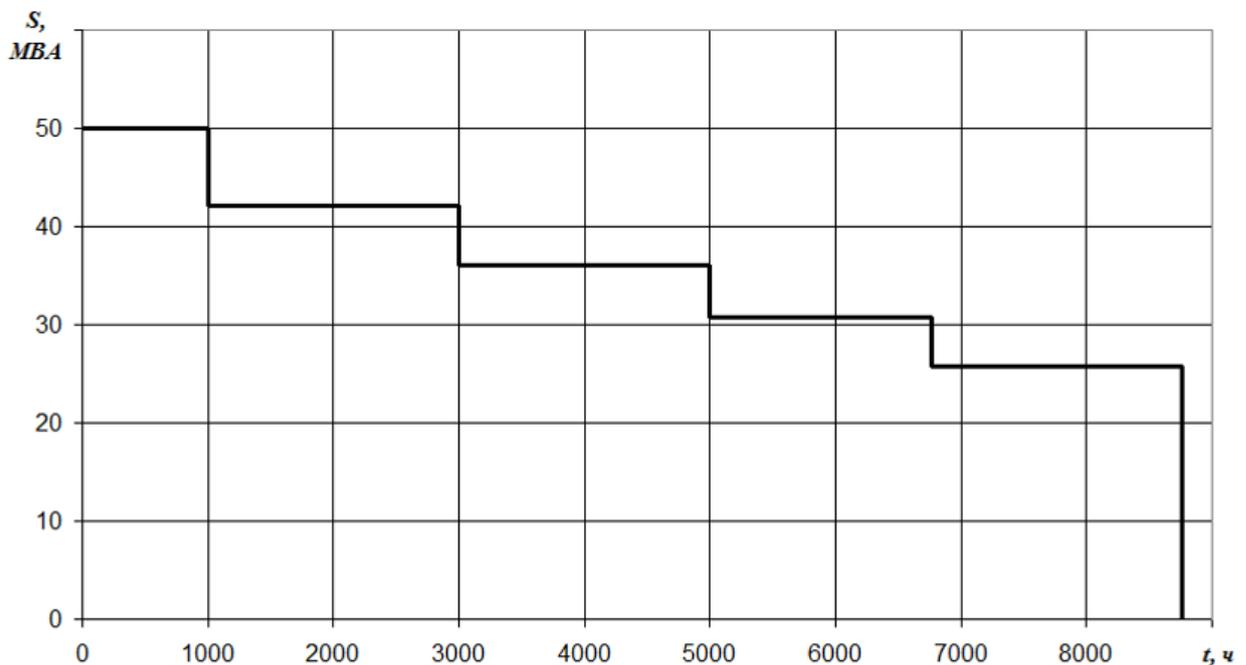


Рисунок 2 – Упорядоченный годовой график полной мощности нагрузки подстанции «Кирзаводская»

Выводы по разделу. По данным об электропотреблении построен упорядоченный годовой график нагрузки подстанции и определены его показатели, которые будут использованы в дальнейших расчетах потерь электроэнергии и мощности в трансформаторах подстанции и при выборе электрооборудования.

3 Определение количества и мощности трансформаторов на ПС «Кирзаводская»

«В ПЭЭП для сухих и масляных трансформаторов приводятся значения допустимой аварийной перегрузки по току (мощности) и ее длительности, которые справедливы при всех системах охлаждения, любой предшествующей нагрузке и температуре охлаждающей среды» [6] (выдержки из ПЭЭП приведены в таблице 1).

Таблица 1 – «Продолжительность перегрузки и ее максимальное значение в зависимости от типа охлаждения трансформаторов» [6].

	«Максимальные значения перегрузки в процента / Продолжительность перегрузки в минутах» [6].				
Трансформаторы с заполнением маслом	30/120	45/80	60/45	75/20	100/10
Трансформаторы с сухим заполнением	20/60	30/45	40/32	50/18	60/5

В пункте 2.1.22 ПЭЭП допускается перегрузка масляных трансформаторов сверх номинального тока до 40 % общей продолжительностью не более 6 часов в сутки в течение 5 суток подряд при полном использовании всех устройств охлаждения трансформаторов, если подобная перегрузка не запрещена инструкциями заводов-изготовителей.

Выбор количества устанавливаемых на подстанции трансформаторов основывается на данных об отношении питаемых потребителей к той или иной категориям по надежности электроснабжения, так для потребителей второй категории, которые составляют основную массу запитанных от подстанции потребителей предусматривается два источника питания, которыми станут два

трансформатора подстанции, а установка АВР на секционном выключателе позволит выполнить требования для потребителей первой категории, которые также, пусть и в небольшом по мощности количестве получают питание от подстанции «Кирзаводская». Находим мощность каждого из трансформаторов из условия [7, 8]:

$$S_{номт} \approx K_{1-2} \cdot S_{рп} \frac{1}{K_{пер}}, \quad (4)$$

где « K_{1-2} – коэффициент участия в нагрузке потребителей 1-й и 2-й категории;

$K_{пер}$ – коэффициент приближенной допустимой аварийной перегрузки трансформатора» [7];

$$S_{номт} \approx 0,8 \cdot 50050 \cdot \frac{1}{1,4} = 28600 \text{ кВА.}$$

Поскольку установленные на подстанции трансформаторы мощностью 25000 уже в значительной мере загружены и не отвечают требованиям к продолжительности электроснабжения потребителей при отключении одного из трансформаторов, то исходя из полученного расчетного значения выбираем следующие номинальные мощности трансформаторов, которыми являются 40 МВА и 63 МВА. В следующих подразделах произведем их сравнение по технико-экономическим показателям.

3.1 Первый вариант с установкой на ПС «Кирзаводская» двух силовых трансформаторов мощностью по 40 МВА

Для дальнейших расчетов на первоначальном этапе определяем технические характеристики выбранного трансформатора и его стоимость по

данным официального сайта завода-изготовителя: $\Delta P_{XX} = 35 \text{ кВт}$,
 $\Delta P_{K3} = 169 \text{ кВт}$, $i_{XX} = 0.57 \%$, $u_{K3} = 10.5 \%$, $K_T = 40111 \text{ тыс. руб.}$

«Определим величину приведенных потерь активной мощности в СТ в режиме XX» [9, 10]:

$$\Delta P_x' = \Delta P_x + K_{un} \cdot \Delta Q_x, \quad (5)$$

где « ΔP_x – потери мощности трансформатора в режиме XX;

K_{un} – коэффициент изменения потерь, который зависит от удаленности потребителей от источников питания и составляет» [9];

$$\Delta P_x' = 35 + 0.05 \cdot 228 = 46.4 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_x = I_{xx\%} \cdot S_{ном.т} / 100, \quad (6)$$

где « ΔQ_x – потери реактивной мощности трансформатора в режиме XX;

$I_{xx\%}$ – ток холостого хода трансформатора» [9];

$$\Delta Q_x = 0.57 \cdot 40000 / 100 = 228 \text{ квар},$$

$$K_{un} = 0,05 \text{ кВт} / \text{квар}.$$

«Найдем значение приведенных потерь активной мощности в СТ в режиме КЗ для каждой из обмоток» [9]:

- обмотка высокого напряжения 110 кВ трансформаторов подстанции:

$$\Delta Q_{к.в} = U_{к.в\%} \cdot S_{ном.т} / 100, \quad (7)$$

$$\Delta Q_{к.в} = 1.3 \cdot 40000 / 100 = 525 \text{ квар},$$

$$U_{к.в\%} = 0,125 \cdot u_{к.ВН-НН}, \quad (8)$$

где « $u_{к.ВН-НН}$ u_k (%) – напряжение КЗ трансформатора;

$S_{ном.т}$ – номинальная мощность трансформатора» [9];

$$U_{к.в\%} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,3 \%,$$

$$\Delta P'_{к.в} = \Delta P_{к.в} + K_{ин} \cdot \Delta Q_{к.в}, \quad (9)$$

$$\Delta P'_{к.в} = 0 + 0,05 \cdot 525 = 26,3 \text{ кВт.}$$

$$\Delta P_{к.в} = 0.$$

- обмотка низкого напряжения 10 кВ трансформаторов подстанции:

$$\Delta Q_{к.н1} = \Delta Q_{к.н2} = U_{к.н1,2\%} \cdot S_{ном,т} / 100, \quad (10)$$

$$\Delta Q_{к.н1} = \Delta Q_{к.н2} = 18,375 \cdot 40000 / 100 = 7350 \text{ квар},$$

$$U_{к.н1\%} = U_{к.н2\%} = 1,75 \cdot u_{к.ВН-НН}, \quad (11)$$

$$U_{к.н1\%} = U_{к.н2\%} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,375 \%,$$

$$\Delta P'_{к.н1} = \Delta P'_{к.н2} = \Delta P_{к.н1,2} + K_{ин} \cdot \Delta Q_{к.н1,2}, \quad (12)$$

$$\Delta P'_{к.н1} = \Delta P'_{к.н2} = 338 + 0,05 \cdot 7350 = 705,5 \text{ кВт},$$

$$\Delta P_{к.н1,2} = 2 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН}, \quad (13)$$

$$\Delta P_{к.н1,2} = 2 \cdot 169 = 338 \text{ кВт.}$$

«Определим коэффициенты загрузки для обмоток СТ» [9]:

$$K_{з.в} = \frac{S_B}{S_{ном,Т}}, \quad (14)$$

$$K_{з.в} = \frac{50050}{40000} = 1,25.$$

$$K_{з.н1} = K_{з.н2} = \frac{S_{H1,2}}{S_{ном,Т}}, \quad (15)$$

где S_B , $S_{H1,2}$ – нагрузка обмоток ВН и НН трансформатора в послеаварийном режиме, при отключении одного из трансформаторов и передаче всей мощности подстанции через остающийся в работе [9];

$$K_{з.н1} = K_{з.н2} = \frac{25025}{40000} = 0.63.$$

Находим значение приведенных потерь мощности в трансформаторах с учетом потерь в режиме холостого хода и под нагрузкой:

$$P_m = \Delta P_x + K_{з.г}^2 \cdot \Delta P_{к.г} + K_{з.н1}^2 \cdot \Delta P_{к.н1} + K_{з.н2}^2 \cdot \Delta P_{к.н2}, \quad (16)$$

$$P_m = 46.4 + 1.25^2 \cdot 26.3 + 0.63^2 \cdot 705.5 + 0.63^2 \cdot 705.5 = 639.8 \text{ кВт}.$$

Для определения суммарного значения потерь электрической энергии в трансформаторах за год их работы на подстанции используем расчетные данные о величине потерь на каждой ступени годового графика нагрузки, полученного в первом разделе работы и продолжительность этих ступеней:

$$\Delta W_{nc} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{ki} = \sum n_i \cdot \Delta P'_x \cdot T_i +$$

$$+ \sum \left(\frac{1}{n_i} \cdot K_{з.гi}^2 \cdot \Delta P'_{к.г} \cdot T_i + \frac{1}{n_i} \cdot K_{з.н1i}^2 \cdot \Delta P'_{к.н1} \cdot T_i + \frac{1}{n_i} \cdot K_{з.н2i}^2 \cdot \Delta P'_{к.н2} \cdot T_i \right) \quad (17)$$

где « i – порядковый номер ступени графика нагрузки;

n_i – число трансформаторов ПС, находящихся в работе на i -ой ступени годового графика нагрузки;

K_z – коэффициенты загрузки обмоток соответствующего напряжения трансформатора на i -ой ступени;

T_i – продолжительность нахождения нагрузки на i -ой ступени» [9].

Полученные результаты расчетов потерь электрической энергии для каждой из ступеней нагрузки силовых трансформаторов в режимах холостого хода и короткого замыкания приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Результаты расчетов потерь электрической энергии для каждой из ступеней нагрузки силовых трансформаторов 40 МВА в режимах холостого хода и короткого замыкания

i порядк, номер ступ,	S_{Bi} , МВА	S_{H1i} , МВА	S_{H2i} , МВА	n_i	T_i , ч	ΔW_{xi} , кВт·ч	$K_{зBi}$	$K_{зH1i}$	$K_{зH2i}$	$\Delta W_{кBi}$, кВт·ч	$\Delta W_{кH1i}$, кВт·ч	$\Delta W_{кH2i}$, кВт·ч
1	50,050	25,025	25,025	2	1000	92800	1,251	0,626	0,626	20549	138069	138069
2	42,185	21,093	21,093	2	2000	185600	1,055	0,527	0,527	29196	196170	196170
3	36,108	18,054	18,054	2	2000	185600	0,903	0,451	0,451	21390	143718	143718
4	30,745	15,373	15,373	2	1760	163328	0,769	0,384	0,384	13647	91696	91696
5	25,740	12,870	12,870	2	2000	185600	0,644	0,322	0,322	10870	73036	73036
$\Sigma \Delta W_{xi} = 812928$							-			$\Sigma \Delta W_{кBi} = 1381028$		

Путем перемножения стоимости одного киловатт-часа электрической энергии и ее годового объема потерь в трансформаторах определяем стоимость этих потерь в денежном выражении:

$$I_{\Delta W_{ПТС}} = \Delta W_{nc} \cdot C_{э}, \quad (18)$$

$$I_{\Delta W_{ПТС}} = (1381028 + 812928) \cdot 2.471 = 5421 \text{ тыс. руб.}$$

Определяем приведенные затраты для варианта размещения на подстанции двух трансформаторов мощностью по 40 МВА:

$$Z_{прив} = E_n \cdot K + I = E_n \cdot K + I_{э} + I_{\Delta W_{ПТС}}, \quad (19)$$

$$Z_{прив} = 0.25 \cdot 80221.24 + 7541 + 5421 = 33017 \text{ тыс. руб.}$$

где $K = 2 \cdot 40110.62 = 80221.24 \text{ тыс. руб.}$ – капитальные затраты складывающиеся из стоимости двух трансформаторов мощностью по 40 МВА;

$I_{э} = P_{сум} \cdot K = 0,094 \cdot 80221.24 = 7541 \text{ тыс. руб.}$ – величина годовых издержек на эксплуатацию трансформаторов.

3.2 Второй вариант с установкой на ПС «Кирзаводская» двух силовых трансформаторов мощностью по 63 МВА

Для дальнейших расчетов на первоначальном этапе определяем технические характеристики выбранного трансформатора и его стоимость по данным официального сайта завода-изготовителя: $\Delta P_{XX} = 51 \text{ кВт}$, $\Delta P_{КЗ} = 244 \text{ кВт}$, $i_{XX} = 0.52 \%$, $u_{КЗ} = 10.5 \%$, $K_T = 50138 \text{ тыс. руб.}$

«Определим величину приведенных потерь активной мощности в СТ в режиме XX» [9]:

$$\Delta P_x' = \Delta P_x + K_{un} \cdot \Delta Q_x, \quad (20)$$

$$\Delta P_x' = 51 + 0.05 \cdot 327.6 = 67.4 \text{ кВт},$$

где

$$\Delta Q_x = I_{xx\%} \cdot S_{ном.т} / 100, \quad (21)$$

$$\Delta Q_x = 0.52 \cdot 63000 / 100 = 327.6 \text{ квар},$$

$$K_{un} = 0,05 \text{ кВт} / \text{квар}.$$

«Найдем значение приведенных потерь активной мощности в СТ в режиме КЗ для каждой из обмоток» [9]:

- обмотка высокого напряжения 110 кВ трансформаторов подстанции:

$$\Delta Q_{к.в} = U_{к.в\%} \cdot S_{ном.т} / 100, \quad (22)$$

$$\Delta Q_{к.в} = 1.3 \cdot 63000 / 100 = 826.9 \text{ квар},$$

$$U_{к.в\%} = 0,125 \cdot u_{к.ВН-НН}, \quad (23)$$

$$U_{к.в\%} = 0,125 \cdot 10.5 = 1.3 \%,$$

$$\Delta P'_{к.в} = \Delta P_{к.в} + K_{un} \cdot \Delta Q_{к.в}, \quad (24)$$

$$\Delta P'_{к.в} = 0 + 0.05 \cdot 826.9 = 41.3 \text{ кВт}.$$

$$\Delta P_{к.в} = 0.$$

- обмотка низкого напряжения 10 кВ трансформаторов подстанции:

$$\Delta Q_{к.н1} = \Delta Q_{к.н2} = U_{к.н1,2\%} \cdot S_{ном.т} / 100, \quad (25)$$

$$\Delta Q_{к.н1} = \Delta Q_{к.н2} = 18.375 \cdot 63000 / 100 = 11576.3 \text{ квар},$$

$$U_{к.н1\%} = U_{к.н2\%} = 1,75 \cdot u_{к.ВН-НН}, \quad (26)$$

$$U_{к.н1\%} = U_{к.н2\%} = 1,75 \cdot 10.5 = 18.375 \%,$$

$$\Delta P'_{к.н1} = \Delta P'_{к.н2} = \Delta P_{к.н1,2} + K_{un} \cdot \Delta Q_{к.н1,2}, \quad (27)$$

$$\Delta P'_{к.н1} = \Delta P'_{к.н2} = 488 + 0.05 \cdot 11576.3 = 1066.8 \text{ кВт},$$

$$\Delta P_{к.н1,2} = 2 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН}, \quad (28)$$

$$\Delta P_{к.н1,2} = 2 \cdot 244 = 488 \text{ кВт.}$$

«Определим коэффициенты загрузки для обмоток СТ» [9]:

$$K_{з.б} = \frac{S_B}{S_{ном,Т}}, \quad (29)$$

$$K_{з.б} = \frac{50050}{63000} = 0.79.$$

$$K_{з.н1} = K_{з.н2} = \frac{S_{H1,2}}{S_{ном,Т}}, \quad (30)$$

$$K_{з.н1} = K_{з.н2} = \frac{25025}{63000} = 0.40.$$

Находим значение приведенных потерь мощности в трансформаторах с учетом потерь в режиме холостого хода и под нагрузкой:

$$P_m = \Delta P_x + K_{з.б}^2 \cdot \Delta P_{к.б} + K_{з.н1}^2 \cdot \Delta P_{к.н1} + K_{з.н2}^2 \cdot \Delta P_{к.н2}, \quad (31)$$

$$P_m = 67.4 + 0.79^2 \cdot 41.3 + 0.4^2 \cdot 1066.8 + 0.4^2 \cdot 1066.8 = 430.1 \text{ кВт.}$$

Для определения суммарного значения потерь электрической энергии в трансформаторах за год их работы на подстанции используем расчетные данные о величине потерь на каждой ступени годового графика нагрузки, полученного в первом разделе работы и продолжительность этих ступеней:

$$\Delta W_{nc} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{ki} = \sum n_i \cdot \Delta P'_x \cdot T_i + \sum \left(\frac{1}{n_i} \cdot K_{з.бi}^2 \cdot \Delta P'_{к.б} \cdot T_i + \frac{1}{n_i} \cdot K_{з.н1i}^2 \cdot \Delta P'_{к.н1} \cdot T_i + \frac{1}{n_i} \cdot K_{з.н2i}^2 \cdot \Delta P'_{к.н2} \cdot T_i \right) \quad (32)$$

Полученные результаты расчетов потерь электрической энергии для каждой из ступеней нагрузки силовых трансформаторов в режимах холостого хода и короткого замыкания приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Результаты расчетов потерь электрической энергии для каждой из ступеней нагрузки силовых трансформаторов 63 МВА в режимах холостого хода и короткого замыкания

i порядк, номер ступ,	S_{Bi} , МВА	S_{H1i} , МВА	S_{H2i} , МВА	n_i	T_i , ч	ΔW_{xi} , кВт·ч	$K_{зBi}$	$K_{зH1i}$	$K_{зH2i}$	$\Delta W_{кBi}$, кВт·ч	$\Delta W_{кH1i}$, кВт·ч	$\Delta W_{кH2i}$, кВт·ч
1	50,050	25,025	25,025	2	1000	134760	0,794	0,397	0,397	13047	84164	84164
2	42,185	21,093	21,093	2	2000	269520	0,670	0,335	0,335	18537	119581	119581
3	36,108	18,054	18,054	2	2000	269520	0,573	0,287	0,287	13581	87608	87608
4	30,745	15,373	15,373	2	1760	237178	0,488	0,244	0,244	8665	55896	55896
5	25,740	12,870	12,870	2	2000	269520	0,409	0,204	0,204	6902	44521	44521
$\Sigma \Delta W_{xi} = 1180498$							-			$\Sigma \Delta W_{кBi} = 844270$		

Путем перемножения стоимости одного киловатт-часа электрической энергии и ее годового объема потерь в трансформаторах определяем стоимость этих потерь в денежном выражении:

$$I_{\Delta W_{ПТС}} = \Delta W_{nc} \cdot C_{э}, \quad (33)$$

$$I_{\Delta W_{ПТС}} = (844270 + 1180498) \cdot 2.471 = 5003 \text{ тыс. руб.}$$

Определяем приведенные затраты для варианта размещения на подстанции двух трансформаторов мощностью по 63 МВА:

$$Z_{прив} = E_n \cdot K + I = E_n \cdot K + I_{э} + I_{\Delta W_{ПТС}}, \quad (34)$$

$$Z_{прив} = 0.25 \cdot 100276.6 + 9426 + 5003 = 39498 \text{ тыс. руб.}$$

где $K = 2 \cdot 50138.28 = 100276.6 \text{ тыс. руб.}$ – капитальные затраты складывающиеся из стоимости двух трансформаторов мощностью по 40 МВА;

$I_{э} = P_{сум} \cdot K = 0,094 \cdot 100276.6 = 9426 \text{ тыс. руб.}$ – величина годовых издержек на эксплуатацию трансформаторов.

Выводы по разделу. В результате технико-экономического сравнения показателей двух вариантов установки трансформаторов различной мощности был сделан вывод, что вариант с установкой на подстанции двух трансформаторов по 63 МВА обладает на 20% большими приведенными затратами и несмотря на меньшие потери электрической энергии в трансформаторах за год выглядит менее предпочтительным, чем вариант с установкой двух трансформаторов мощностью по 40 МВА, который и принимаем для дальнейшего рассмотрения.

4 Выбор электрической схемы подстанции

«Факторы, влияющие на выбор главной схемы электрических соединений:

- значение и роль электростанции или подстанции для энергосистемы;
- положение электростанции или подстанции в энергосистеме, схемы и напряжения прилегающих сетей;
- категория потребителей по степени надежности электроснабжения.

Этапы проектирования главной схемы электрических соединений:

- составление структурной схемы и выбор основного электрооборудования;
- выбор схем распределительного устройства (РУ);
- выбор электрических аппаратов;
- выбор схем и оборудования собственных нужд (СН).

Распределительные устройства станций, подстанций характеризуются номинальным напряжением; числом и мощностью присоединенных генераторов, трансформаторов; мощностью, выдаваемой в сеть; числом линий; режимом работы и перспективой развития» [11, 12].

Выводы по разделу:

Исходя из необходимости установки на подстанции двух силовых трансформаторов, которые согласно расчетов номинальной мощности имеют расщепленные обмотки низкого напряжения было принято решение на стороне высокого напряжения распределительное устройство выполнить открытым, в качестве коммутационных аппаратов установить высоковольтные элегазовые выключатели на номинальное напряжение 110 кВ, для удобства проведения обслуживания трансформаторов и ремонтных работ в ОРУ смонтировать ремонтную перемычку. Распределительное устройство на напряжение 10 кВ выполняем закрытым с установкой в нем ячеек КРУ. Четыре секции шин, по числу обмоток низкого напряжения, выполняем секционированными с установкой устройств АВР.

5 Расчет токов короткого замыкания на сторонах ВН и НН ПС «Кирзаводская»

«Расчет тока короткого замыкания выше 1000 В с учетом всех влияющих на него факторов и особенностей различных элементов электроэнергетической системы весьма сложен. Поэтому для решения большинства задач, встречающихся на практике, принимают ряд допущений, упрощающих расчеты и не вносящих существенных погрешностей.

В частности, допускается:

- не учитывать сдвиг по фазе ЭДС синхронных машин и асинхронных двигателей в течение всего процесса короткого замыкания;
- наиболее удаленную от точки короткого замыкания часть электроэнергетической системы представлять в виде одного источника энергии с неизменной по амплитуде ЭДС и сопротивления, равного эквивалентному сопротивлению заменяемой части системы;
- не учитывать насыщение магнитных систем электрических машин, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;
- не учитывать ток намагничивания силовых трансформаторов и автотрансформаторов;
- не учитывать сопротивления шин распределительных устройств, электрических аппаратов (выключателей, трансформаторов тока и т.п.), кабельных и воздушных перемычек небольшой длины из-за их малого значения;
- считать трехфазные элементы системы, входящие в расчетную схему, симметричными;
- влияние обобщенной нагрузки учитывать приближенно;
- не учитывать активное сопротивление элементов расчетной схемы, если отношение X/R более трех, кроме случая определения

постоянной времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания T_a .

Следствием указанных допущений является завышение значений токов короткого замыкания примерно на 10 %. Это приводит к некоторому запасу по параметрам выбираемого оборудования» [13-15].

Для расчёта токов короткого замыкания на сторонах высокого и низкого напряжения подстанции «Кирзаводская» была составлена расчетная схема подстанции (рисунок 3) и её схема замещения (рисунок 4), куда своим сопротивлением вошла питающая энергосистема, высоковольтная линия электропередачи, связывающая подстанцию с системой и сопротивления обмоток силового трансформатора.

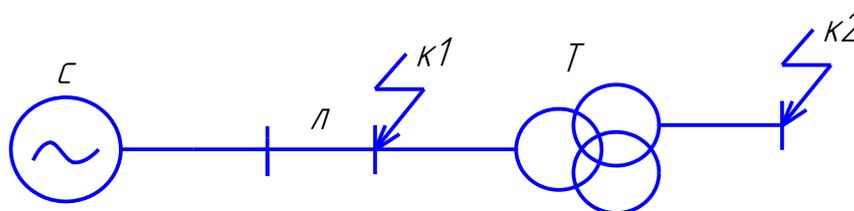


Рисунок 3 – Схема для расчетов токов КЗ на ПС «Кирзаводская»

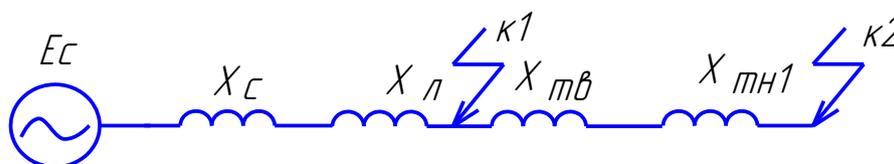


Рисунок 4 – Схема замещения для ПС «Кирзаводская»

«Исходные данные, необходимые для расчета токов короткого замыкания» [7]:

Основными параметрами внешней ЭЭС являются значение средненоминального напряжения и мощность короткого замыкания со стороны подстанции энергосистемы: $U_{cp} = 115$ кВ; $S_{\sigma} = 1000$ МВА; $S_k = 1370$ МВА.

Погонное индуктивное сопротивление питающей линии и расстояние от ПС «Кирзаводская» до узловой подстанции ЭЭС: $x_{y\delta} = 0.4$ Ом/км; $L = 28$ км.

Выбранный по результатам расчетов в разделе 2 данной работы трансформатор: $S_n = 40$ МВА; $U_k = 10.5$ %.

Сопротивление системы в относительных единицах находим как отношение базисной мощности к мощности КЗ:

$$x_{c.\delta} = \frac{S_{\delta}}{S_k}; \quad (35)$$

где S_{δ} – значение принятой базисной мощности;

S_k - мощность короткого замыкания со стороны питающей подстанции энергосистемы [13];

$$x_{c.\delta} = \frac{1000}{1370} = 0.73.$$

Определим сопротивление питающей линии электропередачи от подстанции энергосистемы до подстанции «Кирзаводская»:

$$x_{ВЛ.\delta} = \frac{x_{y\delta}}{2} \cdot L \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{сн}^2}; \quad (36)$$

$$x_{ВЛ.\delta} = \frac{0.4}{2} \cdot 28 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0.423.$$

Определяем значение внутреннего сопротивления, принятого на подстанции трансформатора мощностью 40 МВА:

$$x_{Т.В.\delta} = \frac{U_{к.в}, \%}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_n}; \quad (37)$$

$$x_{Т.В.\delta} = \frac{1.3125}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 0.328.$$

$$x_{T.H.\delta} = \frac{U_{к.н}, \%}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_n}; \quad (38)$$

$$x_{T.H.\delta} = \frac{18.375}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 4.594.$$

5.1 Расчет токов короткого замыкания в т. К1

«Результирующее значение сопротивления до точки К1» [13]:

$$x_{рез1} = x_{с.\delta} + x_{ВЛ.\delta}; \quad (39)$$

$$x_{рез1} = 0.73 + 0.423 = 1.153.$$

Определим значение базисного тока на стороне ВН подстанции:

$$I_{\delta.к1} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}; \quad (40)$$

где « $U_{сн}$ – средне номинальное напряжение ступени где рассматривается КЗ» [13];

$$I_{\delta.к1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5.02 \text{ кА.}$$

«Начальное действующее значение трехфазного тока КЗ» [13]:

$$I_{к1}^{(3)} = \frac{E_{\delta}^{\wedge}}{x_{рез1}} \cdot I_{\delta}; \quad (41)$$

где « E_{δ}^{\wedge} – сверхпереходная ЭДС;

$x_{рез}$ – результирующее сопротивление до точки КЗ» [13];

$$I_{к1}^{(3)} = \frac{1}{1.153} \cdot 5.02 = 4.353 \text{ кА.}$$

Находим амплитудное значение ударного тока КЗ через ударный коэффициент $k_{y\delta}$, определяемый по справочной литературе в зависимости от расположения точки КЗ:

$$i_{y\delta.k1} = \sqrt{2} \cdot I_{n.o}^{(3)} \cdot k_{y\delta}; \quad (42)$$

$$i_{y\delta.k1} = \sqrt{2} \cdot 4.353 \cdot 1.8 = 11.081 \text{ кА.}$$

5.2 Расчет токов короткого замыкания в т. К2

Находим суммарное значение сопротивления до точки 2 путем прибавления к сопротивлению до точки 1 сопротивления силового трансформатора:

$$x_{pez2} = x_{pez1} + x_{T.B.\delta} + x_{T.H.\delta}; \quad (43)$$

$$x_{pez2} = 1.153 + 0.328 + 4.594 = 6.075.$$

Определим значение базисного тока на стороне НН подстанции:

$$I_{\delta.k2} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}; \quad (44)$$

$$I_{\delta.k2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 54.986 \text{ кА.}$$

«Начальное действующее значение трехфазного тока КЗ» [13]:

$$I_{к2}^{(3)} = \frac{E_{\delta}^{\prime}}{x_{pez2}} \cdot I_{\delta.k2}; \quad (45)$$

$$I_{к2}^{(3)} = \frac{1}{6.075} \cdot 54.986 = 9.051 \text{ кА.}$$

Находим амплитудное значение ударного тока КЗ через ударный коэффициент $k_{уд}$, определяемый по справочной литературе в зависимости от расположения точки КЗ:

$$i_{уд.к2} = \sqrt{2} \cdot I_{н,о}^{(3)} \cdot k_{уд}; \quad (46)$$
$$i_{уд.к2} = \sqrt{2} \cdot 9.051 \cdot 1.9 = 24.32 \text{ кА.}$$

Выводы по разделу.

Произведен расчет токов короткого замыкания (металлического трехфазного и его амплитудного ударного значения) на сторонах 110 и 10 кВ ПС «Кирзаводская», полученные значения будут использованы при проверке выбираемого на подстанции нового электрооборудования.

Полученные значения токов будут использоваться при проверке оборудования на электродинамическую и термическую стойкость.

6 Выбор по номинальным параметрам и проверка на устойчивость токам короткого замыкания электрооборудования ПС «Кирзаводская»

6.1 Выбор и проверка высоковольтного выключателя на стороне ВН ПС

Первоначально выбираем аппарат по номинальным параметрам, а затем проверяем его на стойкость к динамическим и термическим воздействиям максимальных токов КЗ на данной стороне подстанции. Предварительно принимаем к установке высоковольтные выключатели типа GL312, производимые на предприятии Alstom.

Основные условия, по которым выбирается данный аппарат и по которым проходит дальнейшую проверку:

- «номинальное напряжение аппарата должно быть больше либо равно напряжению электрической сети» [16, 17]:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (47)$$

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ};$$

- «максимальное значение тока должно быть меньше номинального тока выбираемого элемента» [16]:

$$I_{max} < I_n, \quad (48)$$

$$281 \text{ А} < 600 \text{ А},$$

«максимальный ток найдем по формуле» [16]:

$$I_{\max} = 1.4 \cdot \frac{S_{н.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}, \quad (49)$$

$$I_{\max} = 1.4 \cdot \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 281 \text{ А};$$

- номинальные значения токов КЗ, которые способен отключить выбираемый аппарат по данным производителя должны превышать расчетные значения в точке установки [16]:

$$I_{к1}^{(3)} \leq I_{откл.н}, \quad (50)$$

$$4.4 \text{ кА} \leq 32 \text{ кА},$$

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.н.}, \quad (51)$$

$$2.5 \text{ кА} \leq 17.6 \text{ кА},$$

где

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{к1}^{(3)} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (52)$$

где « τ – расчетное время, соответствующее времени размыкания цепи при КЗ дугогасительными контактами выключателями;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ» [16];

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 4.4 \cdot e^{\frac{-0.045}{0.05}} = 2.5 \text{ кА},$$

$$i_{a.н.} = \left(\sqrt{2} \cdot \beta_n / 100 \right) \cdot I_{откл.н}, \quad (53)$$

где « $\beta_{нор.}$ – нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе» [16];

$$i_{a.n.} = \left(\sqrt{2} \cdot \frac{39}{100} \right) \cdot 32 = 17.6 \text{ кА},$$

- «проверяем на стойкость к электродинамическим воздействиям тока КЗ» [16]:

$$I_{к1}^{(3)} \leq I_{np.c}, \quad (54)$$

$$4.4 \text{ кА} \leq 32 \text{ кА};$$

$$i_{y\delta} \leq i_{np.c}, \quad (55)$$

$$11.1 \text{ кА} \leq 110 \text{ кА};$$

- «проверяем на стойкость к термическим воздействиям тока КЗ» [16]:

$$B_k \leq I_{терм}^2 \cdot t_{откл}, \quad (56)$$

где « $I_{терм}$ – предельный ток термической устойчивости;

$t_{откл}$ - длительность протекания тока термической устойчивости»

[16];

$$2.8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 97.3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Таким образом, предварительно принятый к установке на стороне высокого напряжения аппарат прошел необходимые проверки и может быть установлен в ОРУ подстанции «Кирзаводская».

6.2 Выбор и проверка разъединителей на стороне ВН ПС

Предварительно принимаем к установке разъединители типа РНДЗ-110.

Основные условия, по которым выбирается данный аппарат и по которым проходит дальнейшую проверку:

- номинальное напряжение аппарата должно быть больше либо равно напряжению электрической сети:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (57)$$

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ};$$

- «максимальное значение тока должно быть меньше номинального тока выбираемого элемента» [16]:

$$I_{max} < I_n, \quad (58)$$

$$281 \text{ А} < 1000 \text{ А},$$

- «проверяем на стойкость к электродинамическим воздействиям тока КЗ» [16]:

$$i_{уд} \leq i_{пр.с}, \quad (59)$$

$$11.1 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА};$$

- «проверяем на стойкость к термическим воздействиям тока КЗ» [16]:

$$B_k \leq I_{пр.с}^2 \cdot t_{пр.с}, \quad (60)$$

$$2.8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 97.3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Таким образом, предварительно принятый к установке на стороне высокого напряжения аппарат прошел необходимые проверки и может быть установлен в ОРУ подстанции «Кирзаводская».

6.3 Выбор и проверка трансформаторов тока на стороне ВН ПС

Предварительно принимаем к установке трансформаторы тока типа

ТОЛ-110/5.

Основные условия, по которым выбирается данный аппарат и по которым проходит дальнейшую проверку:

- «номинальное напряжение аппарата должно быть больше либо равно напряжению электрической сети» [16]:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (61)$$

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ};$$

- «номинальный ток аппарата должен выбираться из ближайших больших значений от максимального тока послеаварийного режима» [16]:

$$I_{\max} \leq I_{н.т.т}, \quad (62)$$

$$281 \text{ А} \leq 300 \text{ А};$$

- амплитудное значение тока электродинамической стойкости, установленное производителем должно быть больше ударного значения тока КЗ полученного расчетным путем в месте установки аппарата:

$$i_{уд} \leq i_{эдин.ст}, \quad (63)$$

$$11.1 \text{ кА} \leq 30 \text{ кА};$$

- «расчетное значение теплового импульса должно быть меньше квадрата тока термической стойкости, умноженного на время протекания тока, установленное заводом производителем трансформатора тока» [16]:

$$B_k \leq K_T^2 \cdot I_{1ном.}^2 \cdot t_{откл} = I_T^2 \cdot t_{откл}, \quad (64)$$

где « K_T – кратность термической стойкости трансформатора тока» [18];

$$2.8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 38 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

- «суммарное сопротивление подключенных во вторичные цепи приборов не должно превышать значения, установленного производителем для функционирования прибора в выбранном классе точности» [16]:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (65)$$

где « $Z_{2ном}$ – номинальное полное сопротивление нагрузки вторичной обмотки трансформатора тока в выбранном классе точности;

Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока» [18];

в расчетах допускается принимать $Z_2 \approx R_2$

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_k, \quad (66)$$

где « R_k – переходное сопротивление контактов;

$R_{пр}$ – сопротивление проводов;

$R_{приб}$ – сопротивление приборов» [7];

К рассматриваемому трансформатору тока на стороне ВН подстанции во вторичные цепи подключен амперметр, ваттметр и варметр с величиной общей расчетной нагрузки не превышающей 3 ВА. При данном значении мощности находим значение общего сопротивления приборов, включенных в сеть по формуле:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (67)$$

где « $S_{\text{приб}}$ – полная мощность, потребляемая подключенными приборами;

I_2 – ток вторичной обмотки трансформатора тока» [8];

$$R_{\text{приб}} = \frac{3}{5^2} = 0.12 \text{ Ом}.$$

Таким образом, получаем максимально допустимое сопротивление проводов путем вычитания из предельного для данного прибора сопротивления вторичных цепей сопротивлений подключенных приборов и сопротивлений контактов, принимаемое по справочным данным [16]:

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}},$$

$$R_{\text{пр}} = 1.8 - 0.12 - 0.1 = 1.58 \text{ Ом}.$$

«Этому значению сопротивления соответствует сечение медного проводника» [16]:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{\text{пр}}}, \quad (68)$$

где « ρ – удельное сопротивление материала провода;

l_p – расчетная длина проводов» [5];

$$s = \frac{0.0175 \cdot 45}{1.58} = 0.498 \text{ мм}^2.$$

Исходя из необходимости соблюдения требований к механической стойкости проводов принимаем сечение равным минимально допустимому по этому критерию для жил, выполненных из меди - 2.5 мм².

Таким образом, предварительно принятый к установке на стороне высокого напряжения трансформатор тока прошел необходимые проверки и может быть установлен в ОРУ подстанции «Кирзаводская».

6.4 Выбор и проверка гибкой ошиновки на стороне ВН ПС

Гибкую ошиновку в ОРУ подстанции выполняем при помощи сталеалюминевых проводов типа АС.

Первым условием для выбора проводников на напряжение выше 1000В является выбор по значению экономической плотности тока, которое определяется из выражения:

$$s = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_{\text{э}}}; \quad (69)$$

где $j_{\text{э}}$ - значение экономической плотности тока, определяемое в зависимости от способа прокладки, типа линии и числа часов максимума нагрузки [16];

$$s = \frac{201}{1} = 201 \text{ мм}^2.$$

По найденному значению принимаем провод АС-240/32 мм² с максимальным значением тока при прокладке на открытом воздухе равным $I_{\text{доп.мах}} = 605 \text{ А}$.

«Максимальная критическая напряженность электрического поля» [16]:

$$E_0 = 30.3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{r_0}} \right); \quad (70)$$

где « r_0 – радиус провода;

m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода» [16];

$$E_0 = 30.3 \cdot 0.82 \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{1.08}} \right) = 32 \text{ кВ/м.}$$

Значение напряженности вблизи проводника составляет:

$$E = \frac{0.354 \cdot U_n}{r_0 \cdot \lg \frac{1.26 \cdot D}{r_0}}; \quad (71)$$

где « U – линейное напряжение;

D – расстояние между соседними фазами» [16];

$$E = \frac{0.354 \cdot 115}{1.08 \cdot \lg \frac{1.26 \cdot 300}{1.08}} = 14.8 \text{ кВ/м.}$$

Проводник проверяется на отсутствие условий для появления коронного разряда вдоль проводников:

$$1.07E \leq 0.9E_0; \quad (72)$$

$$15.9 \text{ кВ/м} < 28.8 \text{ кВ/м.}$$

Таким образом, предварительно принятая к установке на стороне высокого напряжения ошиновка прошла необходимые проверки и может быть установлена в ОРУ подстанции «Кирзаводская».

6.5 Выбор ограничителя перенапряжения на стороне ВН ПС

Номинальное напряжение ОПН должно быть больше либо равно напряжению электрической сети:

$$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сети ном}}, \quad (73)$$

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ}.$$

По данному критерию принимаем к установке ОПН-110.

6.6 Выбор и проверка высоковольтного выключателя на стороне НН ПС

Первоначально выбираем аппарат по номинальным параметрам, а затем проверяем его на стойкость к динамическим и термическим воздействиям максимальных токов КЗ на данной стороне подстанции. Предварительно принимаем к установке высоковольтные выключатели типа LF-2.

«Условия выбора и проверки высоковольтного выключателя:

- соответствие напряжению сети в месте установки» [16]:

$$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{н}}, \quad (74)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- «максимальное значение тока должно быть меньше номинального тока выбираемого элемента» [16]:

$$I_{\text{max}} < I_{\text{н}}, \quad (75)$$

$$1540 \text{ А} < 1600 \text{ А},$$

«максимальный ток найдем по формуле» [16]:

$$I_{\max} = 1.4 \cdot \frac{S_{н.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}, \quad (76)$$

$$I_{\max} = 1.4 \cdot \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 10.5 \cdot 2} = 1540 \text{ А};$$

- номинальные значения токов КЗ, которые способен отключить выбираемый аппарат по данным производителя должны превышать расчетные значения в точке установки [16]:

$$I_{к1}^{(3)} \leq I_{откл.н}, \quad (77)$$

$$9.1 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА},$$

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.н.}, \quad (78)$$

$$10.3 \text{ кА} \leq 23.8 \text{ кА},$$

где

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{к1}^{(3)} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (79)$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 9.1 \cdot e^{\frac{-0.04}{0.18}} = 10.3 \text{ кА},$$

$$i_{a.н.} = \left(\sqrt{2} \cdot \beta_n / 100 \right) \cdot I_{откл.н}, \quad (80)$$

$$i_{a.н.} = \left(\sqrt{2} \cdot \frac{42}{100} \right) \cdot 40 = 23.8 \text{ кА},$$

- «проверяем на стойкость к электродинамическим воздействиям тока КЗ» [16]:

$$I_{к1}^{(3)} \leq I_{нр.с}, \quad (81)$$

$$9.1 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА};$$

$$i_{уд} \leq i_{нр.с}, \quad (82)$$

$$24.3 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА};$$

- «проверяем на стойкость к термическим воздействиям тока КЗ» [16]:

$$B_k \leq I_{терм}^2 \cdot t_{откл}, \quad (83)$$

$$22.4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 144 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Таким образом, предварительно принятый к установке на стороне низкого напряжения аппарат прошел необходимые проверки и может быть установлен в ЗРУ подстанции «Кирзаводская».

6.7 Выбор и проверка трансформаторов тока на стороне НН ПС

Предварительно принимаем к установке трансформаторы тока типа ТЛК-10.

«Условия выбора и проверки трансформатора тока» [18]:

- «номинальное напряжение аппарата должно быть больше либо равно напряжению электрической сети» [18]:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (84)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- «номинальный ток аппарата должен выбираться из ближайших больших значений от максимального тока послеаварийного режима» [18]:

$$I_{\max} \leq I_{Н.ТТ}, \quad (85)$$

$$1540 \text{ А} \leq 1600 \text{ А};$$

- амплитудное значение тока электродинамической стойкости, установленное производителем должно быть больше ударного значения тока КЗ полученного расчетным путем в месте установки аппарата:

$$i_{уд} \leq i_{э\text{лдин.ст}} , \quad (86)$$

$$24.3 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА} ;$$

- «расчетное значение теплового импульса должно быть меньше квадрата тока термической стойкости, умноженного на время протекания тока, установленное заводом производителем трансформатора тока» [18]:

$$B_k \leq K_T^2 \cdot I_{\text{ном.}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = I_T^2 \cdot t_{\text{откл}} , \quad (87)$$

$$22.4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 144 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} ;$$

- «суммарное сопротивление подключенных во вторичные цепи приборов не должно превышать значения, установленного производителем для функционирования прибора в выбранном классе точности» [18]:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}} , \quad (88)$$

индуктивное значение в данных расчетах сравнительно мало и им можно пренебречь $Z_2 \approx R_2$

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}} , \quad (89)$$

К рассматриваемому трансформатору тока на стороне НН подстанции во вторичные цепи подключен амперметр, счетчик активной и реактивной энергии с величиной общей расчетной нагрузки не превышающей 14 ВА. При данном значении мощности находим значение общего сопротивления приборов, включенных в сеть по формуле:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (90)$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{14}{5^2} = 0.56 \text{ Ом}.$$

Таким образом, получаем максимально допустимое сопротивление проводов путем вычитания из предельного для данного прибора сопротивления вторичных цепей сопротивлений подключенных приборов и сопротивлений контактов, принимаемое по справочным данным [18]:

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}},$$

$$R_{\text{пр}} = 1.2 - 0.56 - 0.1 = 0.54 \text{ Ом}.$$

«Этому значению сопротивления соответствует сечение медного проводника» [16]:

$$s = \frac{\rho \cdot l_{\text{п}}}{R_{\text{пр}}}, \quad (91)$$

$$s = \frac{0.0175 \cdot 40}{0.54} = 1.296 \text{ мм}^2.$$

Исходя из необходимости соблюдения требований к механической стойкости проводов принимаем сечение равным минимально допустимому по этому критерию для жил, выполненных из меди - 2.5 мм².

Таким образом, предварительно принятый к установке на стороне низкого напряжения трансформатор тока прошел необходимые проверки и может быть установлен в ОРУ подстанции «Кирзаводская».

6.8 Выбор и проверка измерительных ТН на стороне НН ПС

Предварительно принимаем к установке трансформаторы напряжения типа ЗНОЛ.06-10.

«Условия выбора и проверки трансформатора напряжения:

- соответствие напряжению сети в месте установки» [11]:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (92)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- класс точности ТП должен соответствовать целям учета и подключения средств защиты [11];
- «суммарная мощность подключенных во вторичные цепи приборов не должна превышать значения, установленного производителем для функционирования прибора в выбранном классе точности» [11]:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (93)$$

где « $S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения» [11];

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{приб} \cos \varphi)^2 + (\sum S_{приб} \sin \varphi)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2}. \quad (94)$$

«К рассматриваемому трансформатору напряжения на стороне НН подстанции во вторичные цепи подключены счетчики активной и реактивной электрической энергии и вольтметр с величиной общей расчетной нагрузки не превышающей 20 ВА» [11].

$$20 \text{ BA} \leq 130 \text{ BA} .$$

Таким образом, предварительно принятый к установке на стороне низкого напряжения трансформатор напряжения прошел необходимые проверки и может быть установлен в ОРУ подстанции «Кирзаводская».

6.9 Выбор жесткой ошиновки

Первым условием для выбора проводников на напряжение выше 1000В является выбор по значению экономической плотности тока, которое определяется из выражения:

$$s = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_э} ; \quad (95)$$

$$s = \frac{1100}{1} = 1100 \text{ мм}^2 .$$

По найденному значению принимаем сечение шин 120x10 мм, с максимальным значением тока при прокладке на открытом воздухе равным $I_{\text{доп.мах}} = 2070 \text{ А}$.

«Находим минимально допустимое сечение шины по условию термической устойчивости» [18]:

$$s_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K} \cdot 10^3}{C_T} , \quad (96)$$

$$s_{\text{min}} = \frac{\sqrt{22.4} \cdot 10^3}{66} = 71.7 \text{ мм}^2 .$$

«Сила, воздействующая на шины во время трехфазного КЗ» [16]:

$$F_{\max}^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{a} \cdot l \cdot i_{yd}^2 \cdot K_{\phi} \cdot K_p, \quad (97)$$

где « a – расстояние между фазами;

l – длина пролета;

K_{ϕ} – коэффициент формы;

K_p – коэффициент, зависящий от взаимного расположения проводников» [18];

$$F_{\max}^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{1} \cdot 1 \cdot 24300^2 \cdot 1 \cdot 1 = 102.3 \text{ Н.}$$

«Момент сопротивления поперечного сечения шины» [16]:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}, \quad (98)$$

$$W = \frac{0.01 \cdot 0.12^2}{6} = 2.4 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3.$$

«Максимальное напряжение в материале проводника» [16]:

$$\sigma_{\max} = \frac{F_{\max}^{(3)} \cdot l}{\lambda \cdot W}, \quad (99)$$

где « λ – коэффициент, зависящий от условия закрепления шины;

W – момент сопротивления поперечного сечения шины» [18];

$$\sigma_{\max} = \frac{102.3 \cdot 1}{8 \cdot 2.4 \cdot 10^{-5}} \cdot 10^{-6} = 0.5 \text{ МПа}.$$

«Проверяем на стойкость к электродинамическим воздействиям» [16]:

$$\sigma_{\max} \leq \sigma_{\text{доп}}, \quad (100)$$

$$0.5 \text{ МПа} \leq 247.1 \text{ МПа},$$

где

$$\sigma_{\text{доп}} = 0.7 \cdot \sigma_p, \quad (101)$$

$$\sigma_{\text{доп}} = 0.7 \cdot 353 = 247.1 \text{ МПа}.$$

«Момент инерции поперечного сечения проводника» [16]:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}, \quad (102)$$

$$J = \frac{0.01 \cdot 0.12^3}{12} = 1.4 \cdot 10^{-6} \text{ м}^4.$$

Определяем значение частоты собственных колебаний шины при выбранных параметрах крепления [16]:

$$f_0 = \frac{r_1^2}{2 \cdot \pi \cdot l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m}}; \quad (103)$$

где « l – длина пролета между изоляторами;

J – момент инерции поперечного сечения шины;

E – модуль упругости материала шины;

r_1 – параметр основной собственной частоты шины;

m – масса шины на единицу длины» [18];

$$f_0 = \frac{3.14^2}{2 \cdot \pi \cdot 1^2} \cdot \sqrt{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 1.4 \cdot 10^{-6}}{2.5}} = 315.3 \text{ Гц}.$$

Поскольку путем подбора геометрических параметров точек крепления шин удалось добиться значения частоты колебаний больше 200 Гц, то условия возникновения механического резонанса отсутствуют.

6.10 Выбор и проверка опорных изоляторов на стороне НН ПС

«Основным предназначением опорных изоляторов на подстанции является крепление жесткой ошиновки к конструктивным элементам» [16]. Предварительно принимаем для использования опорные изоляторы типа ИОР-10-3.75 П УХЛ 2.

«Условия выбора и проверки опорных изоляторов:

- соответствие напряжению сети в месте установки» [16]:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (104)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- «уровень максимальной нагрузки на головку изолятора» [16]:

$$F_{\max}^{(3)} \leq F_{дон}, \quad (105)$$

$$102.3 \text{ Н} < 1421 \text{ Н},$$

где

$$F_{дон} = 0.6 \cdot F_{разруш} \cdot \frac{H_{из}}{H}, \quad (106)$$

где « $F_{разр.}$ – разрушающая нагрузка на изгиб;

$H_{из}$ – высота изолятора» [14];

$$F_{дон} = 0.6 \cdot 3750 \cdot \frac{0.12}{0.19} = 1421 \text{ Н}.$$

где

$$H = H_u + b + \frac{h}{2}, \quad (107)$$

$$H = 0.12 + 0.01 + \frac{0.12}{2} = 0.19.$$

Таким образом, предварительно принятые к установке на стороне низкого напряжения опорные изоляторы прошли необходимые проверки и могут быть установлены в ОРУ подстанции «Кирзаводская».

6.11 Выбор и проверка проходных изоляторов на стороне НН ПС

Предварительно принимаем для использования проходные изоляторы типа ИП-10/1600-7,5 УХЛ2.

«Условия выбора и проверки проходных изоляторов:

- соответствие напряжению сети в месте установки» [16]:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (108)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- «максимальное значение тока должно быть меньше номинального тока выбираемого элемента» [16]:

$$I_{max} < I_n, \quad (109)$$

$$1540 \text{ А} < 1600 \text{ А};$$

- «уровень максимальной нагрузки на головку изолятора» [16]:

$$F_{расч} \leq 0.6 \cdot F_{разр}, \quad (110)$$

$$29.5 \text{ Н} < 4500 \text{ Н},$$

где

$$F_{расч} = 0.5 \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l_{из} \cdot 10^{-7}, \quad (111)$$

где « a – расстояние между фазами;

$l_{из}$ – длина пролета» [18];

$$F_{расч} = 0.5 \cdot \frac{24300^2}{1} \cdot 1 \cdot 10^{-7} = 29.5.$$

Выводы по разделу. Таким образом, предварительно принятые к установке на стороне высокого напряжения электрические аппараты (высоковольтные выключатели типа GL312, производимые на предприятии Alstom; разъединители типа РНДЗ-110; трансформаторы тока типа ТОЛ-110/5; гибкая ошиновка в ОРУ подстанции выполненная при помощи сталеалюминевых проводов типа АС-240/32; ограничители перенапряжений ОПН-110) аппараты прошли необходимые проверки и могут быть установлены в ОРУ подстанции. Предварительно принятые к установке на стороне низкого напряжения электрические аппараты (высоковольтные выключатели типа LF-2; трансформаторы тока типа ТЛК-10; трансформаторы напряжения типа ЗНОЛ.06-10; жесткая ошиновка с сечением шин 120x10 мм; опорные изоляторы типа ИОР-10-3.75 II УХЛ 2; проходные изоляторы типа ИП-10/1600-7,5 УХЛ2) аппараты прошли необходимые проверки и могут быть установлены в ЗРУ подстанции «Кирзаводская».

Заключение

В бакалаврской работе разработаны технические мероприятия по обеспечению надежного функционирования всех элементов подстанции 110/10 кВ «Кирзаводская». Основной целью бакалаврской работы являлось создание условий для обеспечения бесперебойного электроснабжения сельских поселений, получающих питание от подстанции «Кирзаводская» за счет увеличения вслед за нагрузкой, номинальной мощности установленных на подстанции трансформаторов.

За годы существования на подстанции несколько раз предпринимались попытки замены устаревшего оборудования, но все они имели локальный характер и были связаны с выходом из строя оборудования, а не с реализацией плана по планомерной реконструкции подстанции.

По данным об электропотреблении построен упорядоченный годовой график нагрузки подстанции и определены его показатели, которые будут использованы в дальнейших расчетах потерь электроэнергии и мощности в трансформаторах подстанции и при выборе электрооборудования.

В результате технико-экономического сравнения показателей двух вариантов установки трансформаторов различной мощности был сделан вывод, что вариант с установкой на подстанции двух трансформаторов по 63 МВА обладает на 20% большими приведенными затратами и несмотря на меньшие потери электрической энергии в трансформаторах за год выглядит менее предпочтительным, чем вариант с установкой двух трансформаторов мощностью по 40 МВА, который и принимаем для дальнейшего рассмотрения.

Исходя из необходимости установки на подстанции двух силовых трансформаторов, которые согласно расчетов номинальной мощности имеют расщепленные обмотки низкого напряжения было принято решение на стороне высокого напряжения распределительное устройство выполнить открытым, в качестве коммутационных аппаратов установить высоковольтные элегазовые выключатели на номинальное напряжение 110

кВ, для удобства проведения обслуживания трансформаторов и ремонтных работ в ОРУ смонтировать ремонтную перемычку. Распределительное устройство на напряжение 10 кВ выполняем закрытым с установкой в нем ячеек КРУ. Четыре секции шин, по числу обмоток низкого напряжения, выполняем секционированными с установкой устройств АВР.

Произведен расчет токов короткого замыкания (металлического трехфазного и его амплитудного ударного значения) на сторонах 110 и 10 кВ ПС «Кирзаводская», полученные значения будут использованы при проверке выбираемого на подстанции нового электрооборудования.

Предварительно принятые к установке на стороне высокого напряжения электрические аппараты (высоковольтные выключатели типа GL312, производимые на предприятии Alstom; разъединители типа РНДЗ-110; трансформаторы тока типа ТОЛ-110/5; гибкая ошиновка в ОРУ подстанции выполненная при помощи сталеалюминевых проводов типа АС-240/32; ограничители перенапряжений ОПН-110) аппараты прошли необходимые проверки и могут быть установлены в ОРУ подстанции. Предварительно принятые к установке на стороне низкого напряжения электрические аппараты (высоковольтные выключатели типа LF-2; трансформаторы тока типа ТЛК-10; трансформаторы напряжения типа ЗНОЛ.06-10; жесткая ошиновка с сечением шин 120x10 мм; опорные изоляторы типа ИОР-10-3.75 II УХЛ 2; проходные изоляторы типа ИП-10/1600-7,5 УХЛ2) аппараты прошли необходимые проверки и могут быть установлены в ЗРУ подстанции «Кирзаводская».

Список используемых источников

1. Алиев И.И. Электротехника и электрооборудование : учебное пособие для вузов. Саратов: Вузовское образование, 2014. 1199 с.
2. Валеев И.М., Мусаев Т.А. Методика расчета режима работы системы электроснабжения городского района : монография. Казань : КНИТУ, 2016. 132 с.
3. Гальперин М.В. Электротехника и электроника : учебник, 2-е изд. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2017. 480 с.
4. Ершов Ю.А. Электроэнергетика. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: учебное пособие. Красноярск : СФУ, 2014. 68 с.
5. Ковалев И.Н. Электроэнергетические системы и сети : учебник. М. : Учебно-методический центр по образованию на железнодорожном транспорте, 2015. 363 с.
6. Кудряков А.Г., Сазыкин В.Г. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах : учебник. Саратов: Ай Пи Эр Медиа, 2018. 263 с.
7. Методика выбора уставок устройств защиты трансформаторов «Сириус-Т» [Электронный ресурс] : официальный интернет сайт. URL: <http://www.rza.ru/> (дата обращения: 12.12.2021 г.).
8. Ополева Г. Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов [Электронный ресурс]: учеб. пособие. М. : ИД «ФОРУМ» : ИНФРА-М, 2019. 416 с. URL: <http://znanium.com/catalog/product/1003805> (дата обращения 08.01.2023).
9. Правила устройства электроустановок ПУЭ-6 и ПУЭ-7. М.: Норматика, 2018. 462 с.
10. Сибикин Ю.Д. Пособие к курсовому и дипломному проектированию электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и городских объектов: учебное пособие. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2015. 384 с.

11. Справочник инженера по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электрических станций и сетей. Централизованное и автономное электроснабжение объектов, цехов, промыслов, предприятий и промышленных комплексов [Электронный ресурс] : учеб. пособие. Вологда : "Инфра-Инженерия", 2016. 928 с. URL: <https://e.lanbook.com/book/95768> (дата обращения: 25.12.2022).

12. 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.

13. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. Стандарт организации. Дата введения: 13.09.2011. ОАО «ФСК ЕЭС». 2011.

14. Старшинов В.А., Пираторов М.В., Козина М.А. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебное пособие. М.: Издательский дом МЭИ, 2015. 296 с.

15. Шеховцов В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению. 3-е изд. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2017. 136 с.

16. Щербаков Е.Ф., Александров Д.С., Дубов А.Л. Электроснабжение и электропотребление на предприятиях: учебное пособие. М.: Форум, 2019. 496 с.

17. Cheng D., Zhang W., Wang K. Hierarchical reserve allocation with air conditioning loads considering lock time using Benders decomposition // International Journal of Electrical Power and Energy Systems. №2. pp. 293-308.

18. IEEE Recommended Practice for Calculating Short-Circuit Currents in Industrial and Commercial Power Systems. IEEE Std 551. NY: IEEE, 2013. 300 p.

19. Khan S., Khan S., Ahmed G. Industrial power systems. Boca Raton: CRC Press, 2016. 488 p.

20. Orfanos N., Mitzelos D., Sagani A., Dedoussis V. Life-cycle environmental performance assessment of electricity generation and transmission systems // Renewable Energy. 2019. № 139, pp. 1447-1462.

21. Short T. Electric power distribution handbook. Florida: CRC Press LLC, 2014. 898 p.