

Аннотация

Тема ВКР: «Реконструкция электрической части понизительной подстанции 35/10 кВ "Северная"».

В данной работе выполнен расчет оборудования для реконструкции подстанции. Основными исходными данным, являются годовые графики нагрузок, с перспективой роста на ближайшие 10 лет. На основании этих данных выполнены расчеты нагрузок на электрической подстанции Северная, классом напряжения 35/10 кВ; сделан выбор количества и мощности устанавливаемых трансформаторов, выключателей, разъединителей, ОПН и другой аппаратуры.

Также в работе были рассчитаны токи КЗ на основании которых и был сделан выбор по установке тех или иных аппаратов и устройств.

Произведен расчет и подборка релейной защиты и измерительных приборов.

В работе присутствует расчет заземления данной подстанции.

Работа содержит: 51 лист, 4 рисунка, 14 таблиц.

Abstract

The title of the graduation work is «Reconstruction of the electrical part of the Severnay substation ». This graduation project is about the reconstruction and modernization of the substation and about the fact that now it is in terrible technical condition.

The graduation project consists of an explanatory note on 51 pages, introduction, including 4 figures, 14 tables, the list of references including 29 foreign sources.

The graduation project may be divided into several logically connected parts which are:

- Estimation of the current state of the substation;
- Calculation of the short-circuit currents;
- Choice of equipment;
- Calculation of relay protection.

In first part of graduation project we examine the state of the substation to date. We are considering further ways of its development and estimate their cost.

The next step is to calculate the short-circuit currents. Based on the data received, a selection of equipment will be made.

The next item is the choice of equipment for our substation. The list of equipment includes the entire list of equipment installed at the substation.

The final stage is the relay protection selection and automation equipment and the calculation of grounding and lightning protection. Relay protection is selected from manufacturers' catalogs. In this graduation work, only microprocessor relay protection is used.

Finally, we get a ready-made substation designed to meet modern requirements.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	5
1 Характеристика объекта	7
2 Расчет нагрузок подстанции	9
3 Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов.....	12
4 Выбор электрической схемы подстанции	20
5 Расчет токов короткого замыкания	21
6 Выбор электрической аппаратуры и токоведущих частей подстанции «Северная»	25
7 Собственные нужды подстанции «Северная»	37
8 Заземление подстанции «Северная»	38
9 Расчет релейной защиты.....	40
10 Расчет молниезащиты подстанции.....	45
11 Система оперативного тока.....	45
Заключение	47
Список использованных источников	45

Введение

Постепенное развитие энергетики нашей страны повышают роль использования электрической энергии в различных сферах хозяйства, индустрии и человеческого быта. Постоянное увеличение производительности труда и уменьшение конечной стоимости продукта, является основным критерием энергетической безопасности общества и развития промышленного и хозяйственного комплексов страны. Главным инструментом для выполнения этого условия является постепенная механизация и автоматизация различных технологических процессов, основанных на использовании производством современных технологических и электроэнергетических установок.

Под словом подстанцией подразумевается электроустановка, которая служит для преобразования и распределения электроэнергии [1]. Основными ее элементами являются трансформаторы, распределительные устройства, установки для управления, а также элементы для защиты и устройства для измерений.

В сетях электроснабжения используются подстанции следующих 4 основных видов:

- Узловая распределительная подстанция (УРП);
- Главная понизительная подстанция (ГПП);
- Подстанция глубокого ввода (ПГВ);
- Трансформаторный пункт (ТП)

В настоящее время на предприятиях и небольших заводах, горнодобывающих, нефте-газоперерабатывающих предприятий, стройках - широкое распространение получили комплектные трансформаторные подстанции (КТП).[5]

Также в нашей стране огромное количество тупиковых подстанций — это подстанции, получающие энергию от одной электроустановки по одной или нескольким линиям.

Кроме тупиковых существуют также ответвительные подстанции, присоединение которых осуществляется отпайкой к 1 или 2 проходящим линиям.

Проходные – это подстанции, подключение которых производится включением в рассечку 1-ой или 2-ух линий с двусторонним или односторонним питанием.

Узловая подстанция — это подстанция, к которой присоединено 3 или более линий сети, приходящих от двух и более электроустановок.[2]

Также подстанции имеют различия по назначению: потребительские и системные подстанции. На шинах последних осуществляется связь отдельных районов энергосистемы или различных энергосистем. Потребительские подстанции – это такие подстанции предназначение которых состоит в том чтобы распределять электроэнергию меж потребителями.

Прежде чем подстанции появляются на территории страны, их проектирование занимаются группы высококвалифицированных специалистов/инженеров. В задачи проектирования входят разработка электрической части, технико-экономическое обоснование принятых технических решений, перспективы и возможности дальнейшего развития станций, электрических сетей и средств управления. Однако не следует забывать, что в процессе реального проектирования решают ряд и других вопросов. К ним относятся разработка мероприятий по снижению потерь мощности и энергии в сети, релейная защита, расчёт заземляющих устройств подстанций и опор линий, средств по защите линий и подстанций от грозы. И лишь правильное совместное решение всех вышеизложенных задач даёт возможность оптимального проектирования реальных электрических сетей.

1 Характеристика объекта

Подстанция «Северная» была спроектирована в 1976. В этом же году она была введена в эксплуатацию.

Данная подстанция питает село Тимофеевка и часть центрального района г. Тольятти. Располагается она в степной местности между г. Тольятти и с. Тимофеевка. Она находится под юрисдикцией компании ФСК.

Категория надежности запитанных от нее электроприемников - вторая и третья.

На подстанции «Северная» на момент запуска было установлено два трансформатора типа ТМ (трансформатор масляный). Мощность каждого из которых составляет 6300 кВА. Класс напряжения 35/10 кВ.

На данный момент один из трансформаторов был выведен из работы и заменен. Сейчас на подстанции установлены следующие трансформаторы:

- Трансформатор типа ТМ (трансформатор масляный), мощность которого составляет 6300 кВА. Класс напряжения 35/10 кВ.
- Трансформатор типа ТДН (трансформатор с естественной циркуляцией масла и принудительной циркуляцией воздуха, с возможностью регулирования напряжения под нагрузкой), мощность которого составляет 10000 кВА. Класс напряжения 35/10 кВ.

Трансформатор типа ТМ установлен на подстанции с самого ее запуска. На данный момент трансформатор находится в плачевном состоянии. Его периодически выводят из работы для проведения ремонтных работ. Периодичность вывода на ремонт, примерно, составляет раз в два/три месяца.

Трансформатор типа ТДН установлен на подстанции менее двух лет назад. На данный момент не было ни одного вывода из работы.

Установленный ресурс, рекомендованный производителем на все оборудование на подстанции, естественно кроме нового трансформатора, является исчерпанным. Внешний и внутренний износ этого оборудования является мак-

симальным. К тому же, установленная аппаратура уже морально является устаревшей.

Данная подстанция нуждается в реконструкции, так как в перспективе развития города на ближайшие 10 лет планируется застройка площадей находящихся неподалеку от данной подстанции. В планах развития мы можем увидеть, что в данном районе предусмотрено строительство двух жилых микрорайонов и технико-заводского сектора. Это все приведет к росту потребляемой мощности. И данная нагрузка ляжет на нашу подстанцию. По укрупненным расчетам доля потребляемой мощности вырастит в 2,5 раза или на 250% и составит 12,9 МВА против имеющихся 5,3 МВА. В преддверии этого на данной подстанции уже был заменен один из трансформаторов.

2 Расчет нагрузок подстанции

Для осуществления выбора количества и мощности трансформаторов понадобятся годовые графики нагрузок. Так как в районе, где расположена подстанция, в скором времени, планируется застройка то целесообразно для выбора подстанции использовать не оригинальные графики нагрузок, а графики с учетом роста нагрузки в ближайшие 10 лет. Годовой график нагрузок отображен на рисунке 1.

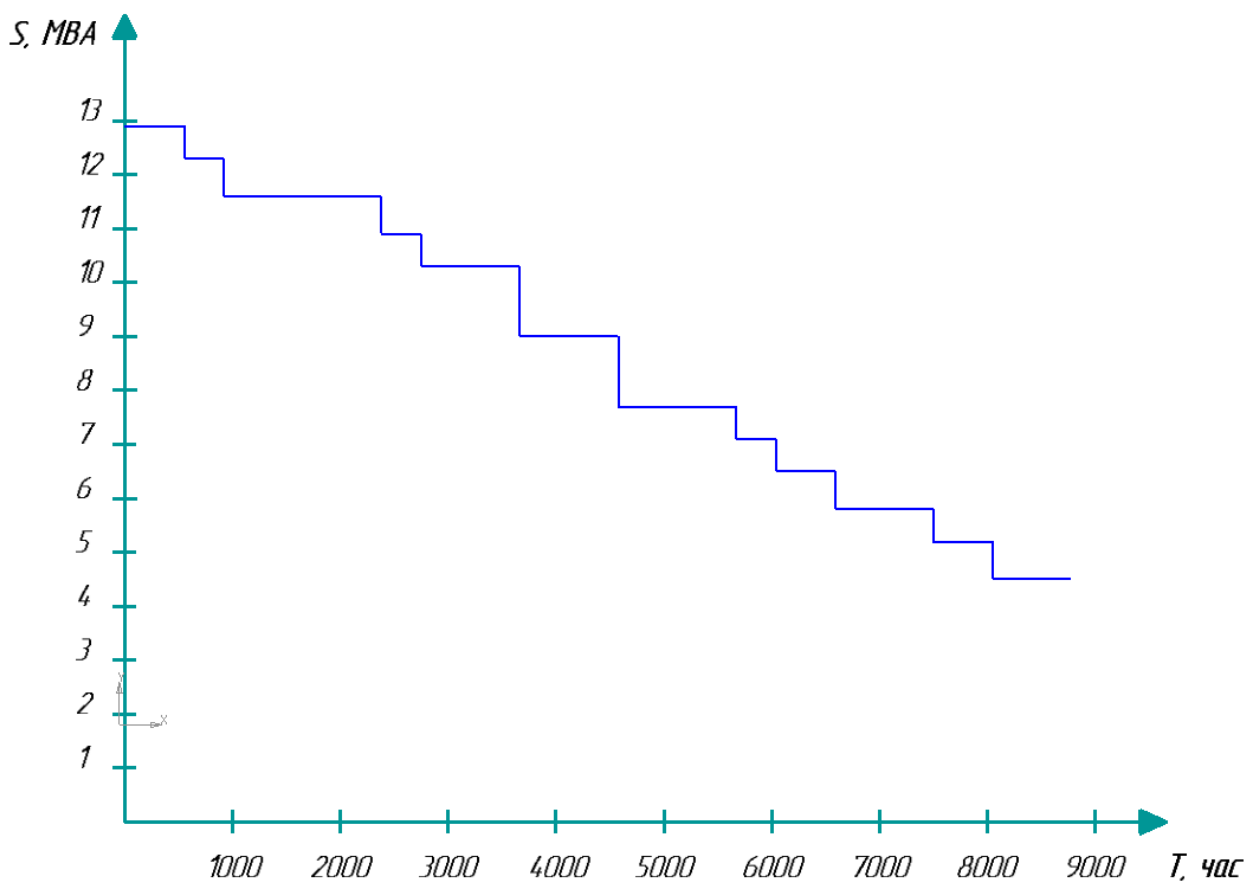


Рисунок 1 - Годовой график полной мощности

Для того чтобы определить потребляемую электроэнергию для подстанции в целом воспользуемся следующей формулой:

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

где: P_{in} - потребляемая активная мощность, кВт;

t_{in} - продолжительность нагрузки соответствующей ступени графика, час.

$$W_{пс} = 12 \cdot 1 + 0,55 + 0,95 \cdot 0,37 + 0,9 \cdot 1,46 + 0,85 \cdot 0,37 + 0,8 \cdot 0,91 + 0,7 \cdot 0,92 + 0,6 \cdot 1,1 + 0,55 \cdot 0,37 + 0,5 \cdot 0,55 + 0,45 \cdot 0,91 + 0,4 \cdot 0,55 + 0,35 \cdot 0,73 \cdot 10^3 = 71106 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Теперь находим числовое значение продолжительности максимальной годовой нагрузки подстанции:

$$T_M = \frac{W_{пс}}{P_{max \text{ пс}}} = \frac{71106}{12} = 5925 \text{ ч} \quad (2)$$

где: P_{max} - максимальная потребляемая мощность по подстанции в целом, МВт;

W_{max} - максимальная потребляемая электроэнергия по подстанции, МВтч.

Находим числовое значение полной мощности подстанции:

$$S_{\text{сум}} = \frac{P_{пс}}{\cos \varphi} = \frac{12}{0,93} = 12,9 \text{ МВА} \quad (3)$$

где: $P_{пс}$ – активная мощность потребляемая, МВт [8];

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности [8].

В процессе проектирования или технической реконструкции подстанции, а также РУ выбор трансформаторного оборудования осуществляется так, чтобы при плановом или аварийном отключениях 1-ого из 2-ух трансформаторов, оставшийся в работе трансформатор мог бесперебойно осуществлять электро-снабжение конечных потребителей [1].

С учетом данных нагрузки по подстанции и перспективы развития района на ближайшие 10 лет, а так же на основании данных о фактическом состоянии

работающих трансформаторов ТМ-35/10 6300 кВА и ТДН-35/10 10000 кВА, надежности их работы за период их эксплуатации, в целом техническом состоянии делаем вывод о невозможности дальнейшей эксплуатации одного из данных трансформаторов, а именно трансформатора ТМ-35/10 6300 кВА.

3 Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов

3.1 Выбор типов трансформаторов

Выбор количества устанавливаемых трансформаторов и их мощности выполняется на основе результатов технико-экономического расчета, исходя из данных нагрузки, учитывающей всех потребителей электрической энергии, удельной плотности нагрузок, действующих тарифных цен на электрическую энергию и других факторов. Следует учесть, что наиболее оптимальная мощность трансформаторов всегда соответствует меньшим затратам. [28]

При выборе на подстанции силовых трансформаторов нужно следовать определенным правилам:

1) следует использовать 3х-фазные трансформаторы или автотрансформаторы, а если такое конструктивное решение невозможно, то следует составлять группы из 1но-фазных трансформаторов;

2) при наличии уровней напряжения более двух следует использовать трехобмоточные трансформаторы или автотрансформаторы;

3) устанавливаемые трансформаторы должны иметь встроенное устройство регулирования напряжения под нагрузкой (РНП).

Для питания потребителей 1-й и 2-й категории выбирается двухтрансформаторная подстанция, для которой допустимая номинальная мощность каждого трансформатора $S_{ном.Т}$ с учетом допустимой 40% перегрузки в аварийном режиме, в общем виде, определяю по выражению:

$$S_{ном.Т} = \frac{S_{max}^{ПС} \cdot K_{1-2}}{K_{пер} \cdot (n-1)} = \frac{12,9 \cdot 0,77}{1,4 \cdot (2-1)} = 7,1 \text{ МВА} \quad (4)$$

где K_{1-2} – коэффициент показывающий участия потребителей первой и второй категории (0,75...0,85), $K_{1-2} = 0,77$ [11];

Выбираем силовые трансформаторы типа ТДН-10000/35/10 и ТДН-16000/35/10.

Таблица 1 – Каталожные данные трансформаторов

Тип	$S_{\text{ном.Т}}$, кВА	Каталожные данные					
		U_K , %	$U_{\text{ном обмоток}}$, кВ		$\Delta P_{\text{КЗ}}$, кВт	$\Delta P_{\text{ХХ}}$, кВт	I_x , %
			ВН	НН			
ТДН- 10000/35	10000	7,5	35	10	60	12	0,3
ТДН- 16000/35	16000	10	35	10	85	17	0,3

3.2 Технико-экономический выбор номинальной мощности трансформаторов по годовым графикам нагрузки подстанции

Рассмотрим вариант с ТДН – 10000/35

Рассчитаем потери реактивной мощности трансформатора в режиме х.х.

$$Q_{\text{ХХ}} = \frac{I_x, \%}{100} \cdot S_{\text{ном.Т}} = \frac{0,3}{100} \cdot 10000 = 30 \text{ квар} \quad (5)$$

Определим приведённые потери мощности в режиме х.х. трансформатора используя формулу:

$$P'_{\text{ХХ}} = \Delta P_{\text{ХХ}} + k_{\text{ун}} \cdot Q_{\text{ХХ}} = 12 + 0,05 \cdot 30 = 15,75 \text{ кВт}, \quad (6)$$

где: $\Delta P_{\text{ХХ}}$ - потери холостого хода трансформатора;

$k_{\text{ун}}$ - коэффициент изменения потерь, который зависит от удаленности потребителей от источника питания, принимаем равным 0,05 кВт/квар.

Найдём потери реактивной мощности в обмотке трансформатора в режиме к.з.:

$$Q_k = \frac{U_k, \%}{100} \cdot S_{\text{НОМ.Т}} = \frac{7,5}{100} \cdot 10000 = 750 \text{ квар} \quad (7)$$

Найдём приведённые потери активной мощности к.з. обмоток трансформатора:

$$P'_k = P_k + \kappa_{\text{ун}} \cdot Q_k = 60 + 0,05 \cdot 750 = 97,5 \text{ кВт} \quad (8)$$

Экономическая нагрузка трансформаторов для подстанции:

$$S_{\text{э}}^{\text{ПС}} = S_{\text{НОМ.Т}} \cdot \sqrt{n \cdot (n - 1) \cdot \frac{P'_{\text{XX}}}{P_k}} = 10 \cdot \sqrt{2 \cdot (2 - 1) \cdot \frac{15,75}{97,5}} = 5,68 \text{ МВА} \quad (9)$$

Найдём потери электроэнергии:

$$\Delta W_{\text{ПС}} = \sum n_i \cdot P'_{\text{XX}} \cdot T_i + \sum \left(\frac{1}{n} \cdot \kappa_{3.В}^2 \cdot P'_{\text{К.В}} \cdot T_i \right) \quad (10)$$

Результаты расчётов потерей электроэнергии приведены в таблице 2.

Таблица 2- Расчёт потерь электроэнергии в трансформаторе ТДН – 10000/35

i	S_{B_i} , МВА	n_i	T_i , ч	ΔW_{x_i} , кВт·ч	$k_{3.B.}$	ΔW_{k_i} , кВт·ч
1	12,9	2	549	17294	1,29	44538
2	12,3	2	366	11529	1,23	26994
3	11,6	2	1461	46021	1,16	95838
4	10,9	2	365	11498	1,09	17794
5	10,3	2	910	28665	1,03	44362
6	9	2	915	28823	0,9	36131
7	7,7	2	1093	34429	0,77	31591
8	7,1	2	366	11529	0,71	8743
9	6,5	2	548	17262	0,65	11287
10	5,8	2	913	14379	0,58	14972
11	5,2	1	546	8599	0,52	14394
12	4,5	1	728	11466	0,45	14373
						$\Delta W_{\text{ТС}} = 602511$

Найдём стоимость электроэнергии за 1 кВт·ч:

$$C_{\text{э}} = \frac{\alpha}{T_{\text{М}}} + \beta = \frac{4608}{5925} + 1,16 = 1,93 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч} \quad (11)$$

где $\alpha = 4608$ - основная ставка двухставочного тарифа за 1 кВт договорной мощности;

$\beta = 1,16$ - дополнительная ставка двухставочного тарифа за каждый кВт·ч.

Найдём стоимость годовых потерь электроэнергии:

$$И_{\text{э}} = \Delta W_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{э}} = 602511 \cdot 1,93 = 1162846,2 \text{ руб} \quad (12)$$

Определим экономическую целесообразность трансформаторов используя метод приведённых затрат:

$$З_{\text{пр}} = E_{\text{н}} \cdot K + p_{\text{сум}} \cdot K + И_{\text{э}} \quad (13)$$

$$З_{\text{пр}} = 0,15 \cdot 6000000 + 0,094 \cdot 6000000 + 1162846,2 = 2626846,2 \text{ руб,}$$

где $E_{\text{н}} = 0,15$ - нормативный коэффициент дисконтирования;

K - капитальные затраты на оборудование ПС (учитывается только стоимость трансформаторов) $K = 6000000$ руб;

$p_{\text{сум}} = 0,094$ - суммарный коэффициент отчислений на обслуживание и ремонт.

Рассмотрим вариант с ТДН – 16000/35

Рассчитаем потери реактивной мощности трансформатора в режиме х.х.

$$Q_{\text{хх}} = \frac{I_{\text{x, \%}}}{100} \cdot S_{\text{ном.Т}} = \frac{0,3}{100} \cdot 16000 = 112 \text{ квар} \quad (14)$$

Определим приведённые потери мощности в режиме х.х. трансформатора используя формулу:

$$P_{XX}^{\dot{}} = \Delta P_{XX} + \kappa_{un} \cdot Q_{XX} = 17 + 0,05 \cdot 112 = 22,6 \text{ кВт}, \quad (15)$$

где: ΔP_{XX} - потери холостого хода трансформатора;

κ_{un} - коэффициент изменения потерь, который зависит от удаленности потребителей от источника питания, принимаем равным 0,05 кВт/квар.

Найдем потери реактивной мощности в обмотке трансформатора в режиме к.з.:

$$Q_K = \frac{U_K, \%}{100} \cdot S_{НОМ.Т} = \frac{10}{100} \cdot 16000 = 1600 \text{ квар} \quad (16)$$

Найдём приведённые потери активной мощности к.з. обмоток трансформатора:

$$P_K^{\dot{}} = P_K + \kappa_{un} \cdot Q_K = 85 + 0,05 \cdot 1600 = 145 \text{ кВт} \quad (17)$$

Экономическая нагрузка трансформаторов для подстанции:

$$S_9^{ПС} = S_{НОМ.Т} \cdot \overline{n \cdot (n - 1) \cdot \frac{P_{XX}^{\dot{}}}{P_K}} = 16 \cdot \overline{2 \cdot (2 - 1) \cdot \frac{22,6}{145}} = 9,1 \text{ МВА} \quad (18)$$

Найдём потери электроэнергии:

$$\Delta W_{ПС} = \sum n_i \cdot P_{XX}^{\dot{}} \cdot T_i + \sum \left(\frac{1}{n} \cdot \kappa_{3.В}^2 \cdot P_{К.В}^{\dot{}} \cdot T_i \right) \quad (19)$$

Результаты расчётов потерей электроэнергии приведены в таблице

3.

Таблица 3- Расчёт потерь электроэнергии в трансформаторе ТДН – 16000/35

i	S_B , МВА	n_i	T_i , ч	ΔW_x , кВт·ч	$k_{3.B.}$	ΔW_k , кВт·ч
1	12,9	2	549	24815	0,81	26114
2	12,3	2	366	16543	0,77	15733
3	11,6	2	1461	66037	0,72	54910
4	10,9	2	365	16498	0,68	12236
5	10,3	2	910	41132	0,64	27023
6	9	1	915	20679	0,56	41607
7	7,7	1	1093	24702	0,48	36515
8	7,1	1	366	8272	0,44	10274
9	6,5	1	548	12385	0,41	13357
10	5,8	1	913	20634	0,36	17157
11	5,2	1	546	12339	0,33	8621
12	4,5	1	728	16453	0,28	8276
						$\Delta W_{\text{ПС}} = 552312$

Найдём стоимость электроэнергии за 1 кВт·ч:

$$C_{\text{э}} = \frac{\alpha}{T_{\text{М}}} + \beta = \frac{4608}{5925} + 1,16 = 1,93 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч} \quad (20)$$

где $\alpha = 4608$ - основная ставка двухставочного тарифа за 1 кВт договорной мощности;

$\beta = 1,16$ - дополнительная ставка двухставочного тарифа за каждый кВт·ч.

Найдём стоимость годовых потерь электроэнергии:

$$И_{\text{э}} = \Delta W_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{э}} = 552312 \cdot 1,93 = 1065962,2 \text{ руб} \quad (21)$$

Определим экономическую целесообразность трансформаторов используя метод приведённых затрат:

$$Z_{\text{пр}} = 0,15 \cdot 8000000 + 0,094 \cdot 8000000 + 1065962,2 = 10985962,2 \text{ руб},$$

где $E_{\text{н}} = 0,15$ - нормативный коэффициент дисконтирования;

K - капитальные затраты на оборудование ПС (учитывается только стоимость трансформаторов) $K = 6000000$ руб;

$r_{\text{сум}} = 0,094$ - суммарный коэффициент отчислений на обслуживание и ремонт.

По технико-экономическому расчету наиболее выгодным к установке является трансформатор ТДН – 10000/35. Разница с ТДН – 16000/35 составляет более 8000000 рублей. Поэтому для реконструкции принимаем трансформатор ТДН – 10000/35.

4 Выбор электрической схемы подстанции

Основные решения по схемам подстанций принимаются с учётом обеспечения наиболее эффективной надёжности, перспективы развития на будущее, проведения ремонтных и плановых работ и безопасности эксплуатации.

Выбор электрической схемы является главным при проектировании электрической части подстанции, так как он определяет полный состав электрооборудования и связей между ними.[23]

Выберем схему № 35-5АН «Два блока с выключателями и автоматической перемычкой».

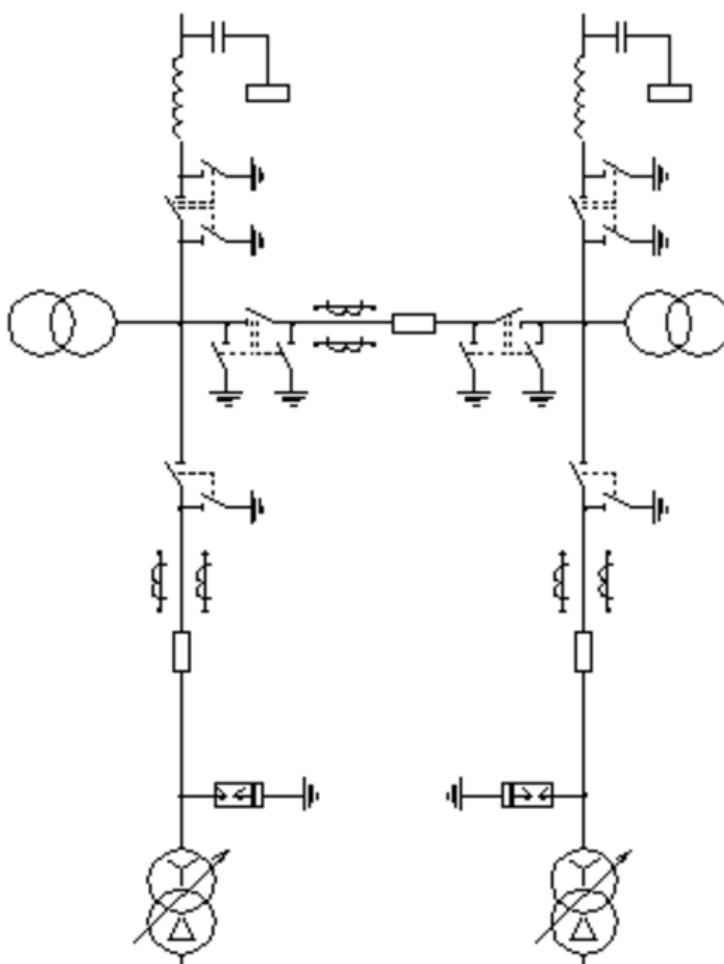


Рисунок 2 - Схема №35-5АН

5 Расчет токов короткого замыкания

Для выбора токоведущих частей, аппаратов, заземлителей и т.д., необходим расчет токов к.з. Расчет этих токов выполняется на этапе проектировании подстанции.

Расчет токов к.з. производится для выбора аппаратуры и проводников, а так же для их проверки по условиям термической и электродинамической стойкости при коротком замыкании. Для определения параметров срабатывания, а также и для проверки чувствительности и согласования действий устройств релейной защиты электроустановок 0,4-220 кВ производится приближенными, так называемыми практическими методами, многолетний опыт приближения которых доказал его технико-экономическую целесообразность.[16]

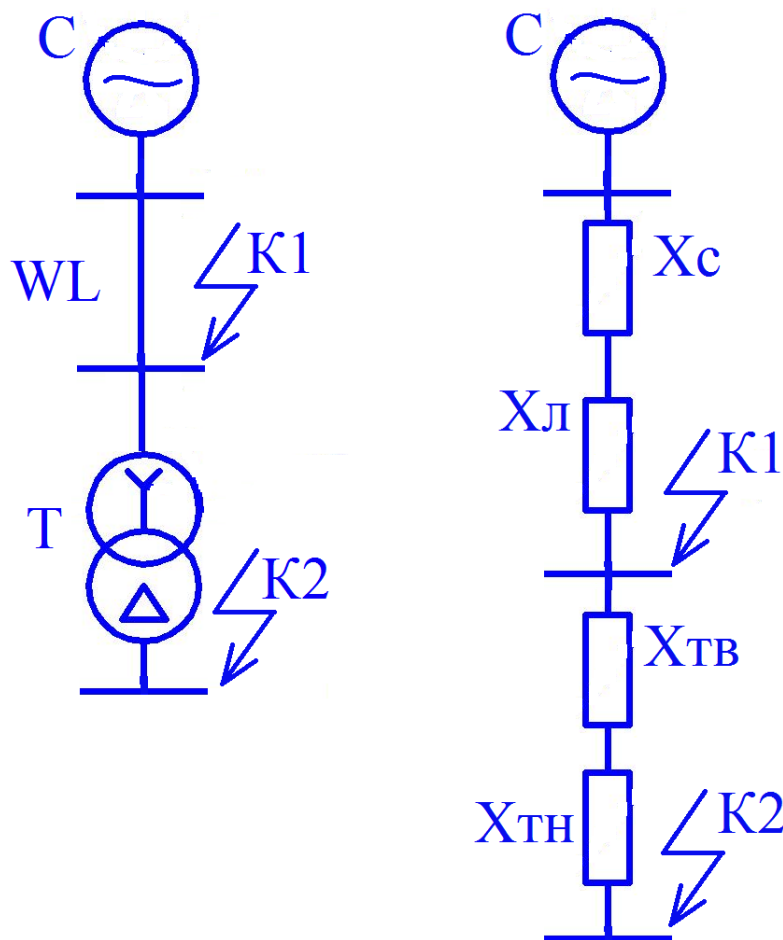


Рисунок 3 - Расчетная схема и схема замещения

Технические данные:

Система:

$$U_6 = 37 \text{ кВ};$$

$$S_6 = 1000 \text{ МВА};$$

$$S_{кз} = 800 \text{ МВА};$$

Линия:

$$X_0 = 0,4 \text{ Ом/км};$$

$$L = 25 \text{ км};$$

$$n = 2.$$

В соответствии со схемой замещения находим сопротивление каждого элемента цепи.

Система:

$$X_{c(6)} = \frac{S_6}{S_{кз}} = \frac{1000}{800} = 1,25 \text{ о. е.} \quad (22)$$

Линия электропередач:

$$X_{л(6)} = \frac{1}{n} \cdot X_0 \cdot L \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2} = \frac{1}{2} \cdot 0,4 \cdot 25 \cdot \frac{1000}{37^2} = 3,6 \text{ о. е.} \quad (23)$$

Трансформатор:

$$X_{Т(6)} = \frac{U_k\%}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{ном}} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{1000}{10} = 7,5 \text{ о. е.} \quad (24)$$

Определим базисный ток в точке К₁:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,6 \text{ кА} \quad (25)$$

Определим базисный ток в точке K_2 :

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55 \text{ кА} \quad (26)$$

Базисное сопротивление в точке K_1 :

$$X_{*рез \ 6 \ 1} = X_{*с \ 6} + X_{*л \ 6} = 1,25 + 1,36 = 4,85 \text{ о.е} \quad (27)$$

Ток короткого замыкания в точке K_1 :

$$I_{K1} = \frac{E_6''}{X_{*рез \ 6 \ 1}} \cdot I_6 = \frac{1}{4,85} \cdot 15,6 = 3,2 \text{ кА} \quad (28)$$

Ударный ток в точке K_1 :

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{K1} \cdot K_{ду} = \sqrt{2} \cdot 3,2 \cdot 1,8 = 8,1 \text{ кА} \quad (29)$$

Базисное сопротивление в точке K_2 :

$$X_{*рез \ 6 \ 2} = X_{*рез \ 6 \ 1} + X_{*тр(6)} = 4,85 + 7,5 = 12,35 \text{ о.е} \quad (30)$$

Ток короткого замыкания в точке K_2 :

$$I_{K2} = \frac{E_6''}{X_{*рез \ 6 \ 2}} \cdot I_6 = 12,35 \cdot 55 = 4,45 \text{ кА} \quad (31)$$

Ударный ток в точке K_1 :

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{к2} \cdot K_{дy} = \sqrt{2} \cdot 4,45 \cdot 1,96 = 12,3 \text{ кА} \quad (32)$$

Несимметричные КЗ не рассчитываются так как их значение несоизмеримо мало по сравнению с трехфазными токами короткого замыкания. По этому для проверки оборудования будем принимать токи трехфазного короткого замыкания.

6 Выбор электрической аппаратуры и токоведущих частей подстанции «Северная»

6.1 Выбор выключателей на ВН

Рассчитываем максимальный ток:

$$I_{max} = 1,4 \cdot \frac{S_{г.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 1,4 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 218 \text{ А} \quad (33)$$

Проверка на термическую стойкость:

$$B_K = I_{no}^2 \cdot t_{откл} + T_a = 3,2^2 \cdot 0,05 + 0,05 = 1,024 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (34)$$

где T_a – постоянная равная 0,05 сек;

I_{no} – ток короткого замыкания;

$t_{откл}$ – время отключения выключателя.

Выбираем выключатель ВГТ – 35 – 50/3150

Таблица 4 – Выбор и проверка выключателя

Расчетные данные	Данные из каталога
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$ $U_M = 40,5 \text{ кВ}$
$I_{max} = 218 \text{ А}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$
$I_{кз} = 3,2 \text{ кА}$	$I_{откл} = 50 \text{ кА}$
$i_{уд} = 8,1 \text{ кА}$	$I_{прс} = 51 \text{ кА}$
$B_K = 1,024 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 125 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

6.2 Выбор секционного вводных выключателей на НН

Рассчитываем максимальный ток:

$$I_{max} = \frac{S_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 1,4 \cdot \frac{12900}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 709 \text{ А} \quad (35)$$

Проверка на термическую стойкость:

$$B_K = I_{no}^2 \cdot t_{откл} + T_a = 4,45^2 \cdot 0,035 + 0,23 = 5,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (36)$$

Выбираем выключатель VF12 – М – 10 – 20/800

Таблица 5 – Выбор и проверка секционного и вводных выключателей

Расчетные данные	Данные из каталога
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$ $U_M = 12 \text{ кВ}$
$I_{max} = 709 \text{ А}$	$I_{ном} = 800 \text{ А}$
$I_{кз} = 4,45 \text{ кА}$	$I_{откл} = 20 \text{ кА}$
$i_{уд} = 12,3 \text{ кА}$	$I_{прс} = 51 \text{ кА}$
$B_K = 5,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 87,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

6.3 Выбор выключателей на НН

Рассчитываем приблизительно мощность каждого фидера:

$$S_1 = \frac{S_{т.ном}}{n} = \frac{12900}{6} = 2150 \text{ МВА}, \quad (37)$$

где n – количество фидеров.

Рассчитываем максимальный ток:

$$I_{max} = \frac{S_1}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 1,4 \cdot \frac{2150}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 118,5 \text{ А} \quad (38)$$

Проверка на термическую стойкость:

$$B_k = I_{no}^2 \cdot t_{откл} + T_a = 4,45^2 \cdot 0,035 + 0,23 = 5,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (39)$$

Выбираем выключатель VF12 – М – 10 – 20/630

Таблица 6 – Выбор выключателей на НН

Расчетные данные	Данные из каталога
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$ $U_M = 12 \text{ кВ}$
$I_{max} = 118,5 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
$I_{кз} = 4,45 \text{ кА}$	$I_{откл} = 20 \text{ кА}$
$i_{уд} = 12,3 \text{ кА}$	$I_{прс} = 51 \text{ кА}$
$B_k = 5,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 87,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

6.4 Выбор разъединителей

Разъединители нужны для того чтобы отключать и включать обесточенные цепи и для того чтобы создавать видимый разрыв нашей цепи находящейся в отключенном состоянии.[14]

Выбор производится по номинальному напряжению, максимальному рабочему току, току короткого замыкания, ударному току. А также при выборе разъединителя следует учитывать климатическую зону и место его установки.

На подстанции «Северная» к установке принимаются разъединители РГП – 2 – 35/1000 УХЛ1.

Расчетные и паспортные данные приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Паспортные данные для разъединителя

Расчетные данные	Данные из каталога
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$ $U_M = 40,5 \text{ кВ}$
$I_{max} = 218 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$

Продолжение таблицы 7

$I_{кз} = 3,2 \text{ кА}$	$I_{откл} = 50 \text{ кА}$
$i_{уд} = 8,1 \text{ кА}$	$I_{прс} = 20 \text{ кА}$

На стороне с классом напряжения 10 кВ установка разъединителей не предусмотрена, так как они там не требуются. Видимый разрыв цепи на стороне низкого напряжения будет обеспечиваться за счет установки в ячейки КРУН выкатных выключателей. Это позволяет обойтись без установки разъединителей.

6.4 Выбор трансформаторов тока на напряжение 35 кВ

Выберем для установки трансформатор тока ТОЛ – 35 – 300/5. Произведем его проверку. Результаты сравнения приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Паспортные данные трансформатора тока

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$ $U_M = 40,5 \text{ кВ}$
$I_{max} = 218 \text{ А}$	$I_{ном} = 300 \text{ А}$

Произведем проверку трансформатора по вторичной нагрузке. Значение нагрузки приведено в таблице 9.

Таблица 9 – Значение нагрузки трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка по фазам, В·А			Количество приборов
		А	В	С	
Амперметр	ЩК – 120	4	4	4	1
Итого		4			

Сопrotивление приборов определяется по формуле:

$$R_{\text{пр}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I_{\text{T}}^2} = \frac{4}{5^2} = 0,08 \text{ Ом}, \quad (40)$$

где $S_{\text{пр}}$ – нагрузка приборов;

I_{T} – вторичный ток трансформатора тока.

Полное сопротивление находится следующим образом:

$$R_{\text{полн}} = Z_{\text{ном}} - R_{\text{пр}} - R_{\text{конт}} = 1,2 - 0,08 - 0,1 = 1,02 \text{ Ом} \quad (41)$$

Выбор сечения провода:

$$S = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{\text{полн}}} = \frac{0,0175 \cdot \bar{3} \cdot 40}{1,02} = 1,18 \text{ мм}^2 \quad (42)$$

Будем использовать провод с медными жилами сечением $S = 1,5 \text{ мм}^2$.

Таким образом выбранный нами трансформатор подходит для установки.

Останавливаем выбор на нем.

6.5 Выбор трансформаторов тока на напряжение 10 кВ

Выберем для установки трансформатор тока ТОЛ – 10 – 300/5. Произведем его проверку. Результаты сравнения приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Паспортные данные трансформатора тока

Расчетные данные	Данные из каталога
$U_{\text{н}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{н}} = 10 \text{ кВ}$ $U_{\text{м}} = 12 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 118,5 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 300 \text{ А}$

Произведем проверку трансформатора по вторичной нагрузке. Значение нагрузки приведено в таблице 11.

Таблица 11 – Значение нагрузки трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка по фазам, В·А			Количество приборов
		А	В	С	
Амперметр	ЩК – 120	4	4	4	1
Счетчик	Меркурий 230 AR	0,1	0,1	0,1	1
Итого	4,1				

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$R_{\text{пр}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I_T^2} = \frac{4,1}{5^2} = 0,16 \text{ Ом}, \quad (43)$$

Полное сопротивление находится следующим образом:

$$R_{\text{полн}} = Z_{\text{ном}} - R_{\text{пр}} - R_{\text{конт}} = 1,2 - 0,16 - 0,1 = 0,94 \text{ Ом} \quad (44)$$

Выбор сечения провода:

$$S = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{\text{полн}}} = \frac{0,0175 \cdot \bar{3} \cdot 40}{0,94} = 1,2 \text{ мм}^2 \quad (45)$$

Будем использовать провод с медными жилами сечением $S = 1,5 \text{ мм}^2$.

Таким образом выбранный нами трансформатор подходит для установки. Останавливаем выбор на нем.

6.6 Выбор трансформаторов напряжения на напряжение 10 кВ

Подключаемые приборы к трансформатору напряжения, их количество, тип и мощность приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Нагрузка приборов подключаемых к трансформатору

Прибор	Тип	Потребляемая мощность, ВА	Количество	Общая мощность, ВА
Вольтметр	СВ-3020	0,1	2	0,2
Ваттметр	Д-366	1,5	1	1,5
Варметр	Д-365	1,5	1	1,5
Счетчик	Меркурий 230 AR	0,3	3	0,9
Итого	4,1			

К установке прими трансформатор напряжения ЗНИОЛ – 10. Паспортные данные приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Паспортные данные трансформатора напряжения

Расчетные данные	Паспортные данные
U=10 кВ	U=10 кВ
S=4,1 ВА	S=200 ВА

6.7 Выбор предохранителей для трансформаторов напряжения на напряжение 10 кВ

При выборе предохранителей учитываются рабочий ток и класс напряжения. Поэтому выбор производится именно по этим параметрам.

Рабочий ток находится по формуле:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{пр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{0,041}{1,73 \cdot 10,5} = 0,002 \text{ А} \quad (46)$$

Рабочий ток приборов должен быть меньше максимального рабочего тока прибора. Максимальный рабочий ток предохранителя ПН – 01 – 10 составляет 3,2 А.

К установке принимаем предохранитель ПН – 01 – 10.

6.8 Выбор ограничителей перенапряжения

По каталогу выбираю следующие ограничители перенапряжений.

Для ВН:

- ОПН – П – 35 – УХЛ1

Для НН:

- ОПН – П – 10/12/20 – УХЛ1

6.9 Выбор токоведущих частей

При выборе гибких шин на стороне 35 кВ должно соблюдаться следующее условие:

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

Номинальный ток $I_{\text{н}} = 201 \text{ А}$. Максимальный ток находится из выражения:

$$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot I_{\text{н}} = 1,4 \cdot 201 = 281 \text{ А} \quad (47)$$

Сечение выбирается по следующей формуле:

$$S = \frac{I_{\text{ном}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{201}{1} = 201 \text{ мм}^2 \quad (48)$$

Выбираем провод АС 240/32. Сечение провода $S = 240 \text{ мм}^2$, диаметр 21,6 мм, допустимый ток $I_{\text{доп}} = 605 \text{ А}$.

Проверка провода по длительному допустимому току:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{доп}}$$

$$281 \text{ A} \leq 605 \text{ A}$$

При напряжении 35 кВ и выше необходима проверка по условиям коронирования.

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{r}\right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{1,08}\right) = 32 \text{ кВ/см} \quad (49)$$

Напряженность электрического поля около провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r}} = \frac{0,354 \cdot 37}{1,08 \cdot \lg \frac{252}{1,08}} = 5,1 \text{ кВ/см} \quad (50)$$

Проверка отсутствия короны по условию:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0$$

$$5,4 \text{ кВ/см} \leq 28,8 \text{ кВ/см}$$

Выбираем провод АС 240/32, так как он проходит по всем условиям.

На стороне с напряжением 10 кВ выбираем к установке жесткие шины.

Сечение жестких шин выбирается по следующим параметрам:

$$I_{\text{max}} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{12900}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 709 \text{ A} \quad (51)$$

$$S = \frac{I_{\text{max}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{709}{1} = 709 \text{ мм}^2 \quad (52)$$

Выбираем шины прямоугольного сечения 60x6 АД31Т с $I_{\text{доп}} = 880 \text{ A}$.

Условие $I_{\text{max}} < I_{\text{доп}}$ выполняется.

Находим минимальное сечение шины:

$$S_{min} = \frac{\overline{B_k}}{C_T} = \frac{5,25 \cdot 10^3}{90} = 25,5 \text{ мм} \quad (53)$$

Условие $S_{min} \leq S_{ш}$ выполняется, так как $25,5 \text{ мм} \leq 360 \text{ мм}$.

Момент инерции определяется по формуле:

$$J = \frac{h \cdot b^3}{12} = \frac{60 \cdot 0,6^3}{12} = 0,11 \cdot 10^{-8} \text{ м}^4 \quad (54)$$

Определяем массу шины на единицу длины:

$$m = \delta \cdot S \cdot l = 2,7 \cdot 10^{-3} \cdot 6 \cdot 0,6^3 \cdot 100 = 0,35 \frac{\text{кг}}{\text{м}} \quad (55)$$

Определяем частоту собственных колебаний по формуле:

$$f_0 = \frac{r^2}{2 \cdot \pi \cdot l_{np}^2} \cdot \frac{\overline{E \cdot J}}{m} = \frac{4,73^2}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,45^2} \cdot \frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 0,11 \cdot 10^{-8}}{0,35} = 261 \text{ Гц} \quad (56)$$

Определяем момент сопротивления поперечного сечения шины:

$$W = \frac{h \cdot b^2}{6} = \frac{6 \cdot 0,6^2}{6} = 0,36 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3 \quad (57)$$

Определим максимальное напряжение в материале шины высокой жесткости при трехфазном к.з.:

$$f_0 = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot I_{np}^2 \cdot i_{yd}^2 \cdot K_\phi \cdot K_{расп}}{\lambda \cdot W \cdot a} \quad (58)$$

$$f_0 = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot I_{np}^2 \cdot i_{y0}^2 \cdot K_{\phi} \cdot K_{расч}}{\lambda \cdot W \cdot a} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 0,45^2 \cdot (12,3 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,95 \cdot 1}{12 \cdot 0,36 \cdot 10^{-6} \cdot 0,22} = 5,3 \text{ МПа}$$

Механическая прочность соблюдается. Выбранные нами шины применимы для установки на подстанции.

6.10 Выбор изоляторов

Для установки выбираем проходной изолятор ИПУ – 10/1000 – 7,5 УХЛ1.

Проверим выполнение условия по току:

$$I_{max} \leq I_{ном}$$

$$709 \text{ А} \leq 1000 \text{ А}$$

Определяем допустимую нагрузку:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{РАЗР} = 0,6 \cdot 7500 = 4500 \text{ Н} \quad (59)$$

Определяем расчетную нагрузку по формуле:

$$F_{РАСЧ} = 0,5 \cdot \frac{i_{y0}^2}{a} \cdot l_{np} \cdot 10^{-7} = 0,5 \cdot \frac{(12,3 \cdot 10^3)^2}{0,22} \cdot 0,45 \cdot 10^{-7} = 15,5 \text{ Н} \quad (60)$$

Так как условие $F_{расч} \leq F_{доп}$ выполняется, то данные изоляторы могут устанавливаться на данной подстанции.

Выбираем опорные изоляторы.

Для установки выберем изолятор ИОР – 10 – 7,5 УХЛ1

По формуле определяем допустимую нагрузку:

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}} \cdot \frac{H_{\text{из}}}{\left(H_{\text{из}} + b + \frac{h}{2}\right)} \quad (60)$$

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 7500 \cdot \frac{0,12}{\left(0,12 + 0,006 + \frac{0,06}{2}\right)} = 3461 \text{ Н}$$

Расчетную нагрузку определим по формуле:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2}{a} \cdot l_{\text{пр}} \cdot 10^{-7} \cdot \kappa_{\phi} \cdot \kappa_{\text{расч}} \quad (61)$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{(12,3 \cdot 10^3)^2}{0,22} \cdot 0,45 \cdot 10^{-7} \cdot 1 \cdot 0,95 = 11 \text{ Н}$$

Так как условие $F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}}$ выполняется, то данные изоляторы могут устанавливаться на данной подстанции.

7 Собственные нужды подстанции «Северная»

На двух трансформаторных подстанциях 35-750 кВ устанавливаются два ТСН, мощность которых выбирается в соответствии с нагрузкой, с учетом допустимой перегрузки при выполнении ремонтных работ и отката одного из трансформаторов.

Состав потребителей собственных нужд подстанции зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования.

Таблица 14 – Собственные нужды

Наименование затраты	Мощность, кВт
Устройства охлаждения для СТ	4
Подогрев выключателей и приводов	3,95
Подогрев КРУН	18
Подогрев приводов разъединителя	5
Отопление, освещение ОПУ	20
Вентиляция аккумуляторной	15
Освещение ОРУ	3
Зарядные устройства	10
Итого с учетом коэффициента загрузки ($K_3 = 0,7$) :	55,8

К установке принимаем трансформатор собственных нужд ТМГ 63/10.

8 Заземление подстанции «Северная»

Согласно ПУЭ допустимое сопротивление заземляющего устройства с учетом типа грунта вычисляется по формуле:

$$R'_3 = \frac{R_{гр}}{100} \cdot R_3 = \frac{150}{100} \cdot 4 = 6 \text{ Ом} \quad (62)$$

Сопротивление растеканию:

$$\begin{aligned} R &= \frac{0,366 \cdot \rho_{рас}}{l} \cdot \lg \frac{2 \cdot l}{d} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4t + l}{4t - l} = \\ &= \frac{0,366 \cdot 300}{3} \cdot \lg \frac{2 \cdot 3}{0,06} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot 2,1 + 3}{4 \cdot 2,1 - 3} = 79 \text{ Ом} \end{aligned} \quad (63)$$

Определяем количество вертикальных заземлителей:

$$n_B = \frac{R_B}{\eta_B \cdot R_3} = \frac{79}{0,61 \cdot 4} = 32 \text{ шт} \quad (64)$$

Сопротивление растекания горизонтального заземлителя определяется по формуле:

$$R_\Gamma = \frac{0,366 \cdot \rho_{рас}}{l_\Gamma} \cdot \lg \frac{2 \cdot l_M^2}{b \cdot t_0} = \frac{0,366 \cdot 300}{192} \cdot \lg \frac{2 \cdot 192^2}{0,04 \cdot 0,6} = 3,45 \text{ Ом} \quad (65)$$

Действительное сопротивление растеканию горизонтального заземления с учетом коэффициент использования определяется по формуле указанной ниже:

$$R'_\Gamma = \frac{R_\Gamma}{\eta_\Gamma} = \frac{3,45}{0,32} = 10,8 \text{ Ом} \quad (66)$$

Найдем уточненное значение величины сопротивления растеканию вертикального заземлителя с учетом сопротивления растекания горизонтального заземлителя по выражению:

$$R'_B = \frac{R'_Г \cdot R_3}{R'_Г - R_3} = \frac{10,8 \cdot 4}{10,8 - 4} = 6,4 \text{ Ом} \quad (67)$$

Сейчас окончательно найдем уточненное количество вертикальных заземлителей по выражению:

$$n'_B = \frac{R_B}{\eta_B \cdot R'_B} = \frac{79}{0,61 \cdot 6,4} = 20 \text{ шт} \quad (68)$$

На рисунке ниже приведен схематичный рисунок контурного заземления, который будет выполнен на данной подстанции.

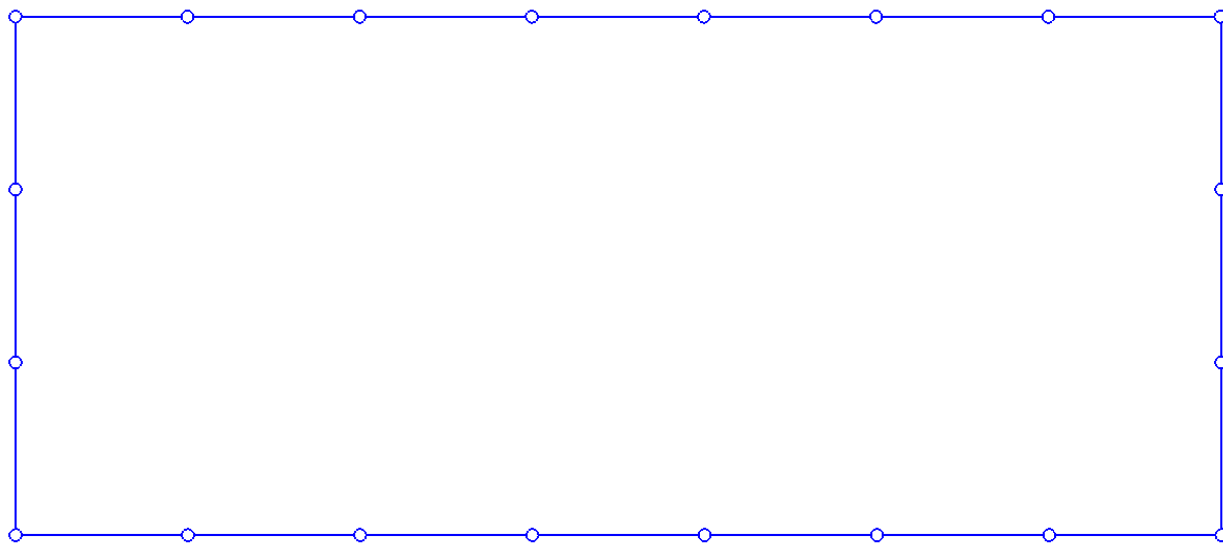


Рисунок 4 - Схематичный рисунок контурного заземления подстанции

9 Расчет релейной защиты

9.1 РЗ и А подстанции «Северная»

В процессе эксплуатации электросетей и установок возникают различные повреждения и ненормальные режимы работы, которые в свою очередь приводят к резкому увеличению токов и понижению напряжения в системе электропитания. Самыми опасными повреждениями считаются опасны короткие замыкания. [4]

В большинстве случаев при КЗ возникает электрическая дуга, которая в свою очередь приводит к разрушению электроаппаратов, изоляции токоведущих частей и т.д. [27]

Для обеспечения надежного электроснабжения, предотвращения разрушения оборудования электроустановок и сохранения устойчивой работы элементов системы необходимы, возможно, быстрое отключение поврежденного участка или элемента, а также ликвидация опасного аномального режима. В основном для этих целей используют специальные автоматические устройства в виде релейной защиты.

В соответствии с ПУЭ на подстанции будут установлены следующие защиты:

- Максимальная токовая защита «МТЗ»
- Мгновенная токовая отсечка «МТО»
- Газовая защита трансформатора
- Дифференциальная защита трансформатора
- Токовая защита от перегрузок
- Защита минимального напряжения
- Устройства АПВ и АВР.

9.2 Пример расчета дифференциальной защиты трансформатора на базе микропроцессорной защиты СИРИУС-Т

Уставки $I_{\text{баз.ВН}}$, $I_{\text{баз.НН}}$, размах РПН можно выбирать либо исходя из полного размаха РПН и его среднего ответвления, либо исходя из реально возможных отклонений регулятора и некоторого оптимального напряжения.

В случае защиты «Сириус-Т» небалансы следует стремиться снизить в пределах первого и второго участков тормозной характеристики, на относительно небольших сквозных токах. В этих случаях используется реальная середина диапазона регулирования РПН.

Первичный ток высокой стороны силового трансформатора определяются по выражению:

$$I_{\text{пер.ном ВН}} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 156 \text{ А} \quad (69)$$

Первичный ток низкой стороны силового трансформатора определяются по формуле ниже:

$$I_{\text{пер.ном НН}} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 550 \text{ А} \quad (70)$$

Схема соединения обмоток трансформатора тока Y/Δ.

Вторичный ток высокой стороны силового трансформатора определяются по выражению:

$$I_{\text{втор.ном ВН}} = \frac{I_{\text{ном ВН}} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_1} = \frac{156 \cdot \sqrt{3}}{60} = 4,5 \text{ А} \quad (71)$$

Вторичный ток низкой стороны силового трансформатора определяются по формуле приведенной ниже:

$$I_{\text{втор.ном НН}} = \frac{I_{\text{ном НН}} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_1} = \frac{156 \cdot 1}{120} = 4,58 \text{ А} \quad (72)$$

При штатном подключении устройства к ТТ, обмотки которых собраны по схеме «звезда», коэффициент схемы $K_{\text{СХ}}$ принимается равным 1. В тех случаях, когда вопреки рекомендациям необходимо подключение устройства к ТТ со сборкой вторичных цепей в «треугольник» коэффициент $K_{\text{СХ}}$ принимается равным $\sqrt{3}$.

Полученные значения $I_{\text{ном. втор.}}$ принимаются в качестве базисных токов соответствующих сторон трансформатора и задаются с помощью уставок « $I_{\text{баз.ВН}}$ » и « $I_{\text{баз.НН}}$ ».

Рассчитанные базисные токи сторон необходимо проверить на попадание в допустимый диапазон выравнивания, определяемый номинальным током входа устройства. Базисные токи при вторичном токе 5 А должны входить в диапазон 1,01 – 10,00 А.

По полученным данным мы можем увидеть, что в данном случае это условие выполняется.

Базовая уставка дифференциального тока срабатывания на горизонтальном участке без торможения $I_{\text{д1}}/I_{\text{баз}}$ определяет чувствительность рассматриваемой ступени защиты. Согласно учебному пособию «Засыпкин А.С. Релейная защита трансформаторов» следует стремиться иметь уставку в пределах (0,3 – 0,5) для обеспечения чувствительности к полным витковым замыканиям в переплетенных обмотках и к межкатушечным замыканиям в любых обмотках.

Расчетный ток небаланса, порождаемый сквозным током, определяется по выражению представленному ниже:

$$I_{\text{нб}} = K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{доб}} = 2 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,09 + 0,04 = 0,33 \quad (73)$$

Значение $I_{61}/I_{6аз}$ выбирается по условию отстройки от тока небаланса при протекании номинального (базисного) тока трансформатора. Это значение определено ниже по формуле:

$$\frac{I_{61}}{I_{6аз1}} \geq K_{отс} \cdot I_{нб} = 1,05 \cdot 0,33 = 0,396 \quad (74)$$

Для уставки принимается округленное в большую сторону значение отношения $I_{61}/I_{6аз}$ равное 0,4.

Если значение отношение $I_{61}/I_{6аз}$ получается меньше чем 0,3 то необходимо принять для расчетных значений именно 0,3. В нашем случае это не требуется.

По формуле ниже определим значение коэффициента снижения тормозного тока. Оно будет равно:

$$K_{сн.т} = 1 - 0,5 \cdot I_{нб} = 1 - 0,5 \cdot 0,33 = 0,835 \quad (75)$$

Коэффициент торможения в процентах рассчитывается по формуле приведенной ниже:

$$K_{торм} = \frac{100 \cdot K_{отс} \cdot I_{нб}}{K_{сн.т}} = \frac{100 \cdot 1,2 \cdot 0,33}{0,835} = 47 \% \quad (76)$$

Принимаем коэффициент торможения равным 47%.

Вторая точка излома тормозной характеристики $I_{м2}/I_{6аз}$ определяет размер второго участка тормозной характеристики. В нагрузочном и аналогичных режимах тормозной ток равен сквозному. Появление витковых КЗ лишь незначительно изменяет первичные токи, поэтому тормозной ток почти не изменится. Для высокой чувствительности к витковым КЗ следует, чтобы во второй участок попал режим номинальных нагрузок ($I_m/I_{6аз} = 1$), режим допустимых длительных перегрузок ($I_m/I_{6аз} = 1,3$). Желательно, чтобы во второй участок попали

и режимы возможных кратковременных перегрузок (самозапуск двигателей после АВР, пусковые токи мощных двигателей, если таковые имеются). Поэтому рекомендуется уставка $I_{m2}/I_{баз} = 1,5 - 2$.

Принимаем значение уставки равной двум.

Уставка блокировки по второй гармонике I_{dr2}/I_{dr1} на основании опыта фирмы предоставляющей данную защиту, рекомендуется на уровне 15%.

По этому примем значение отношения I_{dr2}/I_{dr1} равным 0,15.

Расчетный ток небаланса при внешнем коротком замыкании рассчитан ниже:

$$I_{нб} = K_{отс} \cdot K_{пер} \cdot K_{торм} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{доб} \cdot I_{кз\text{ внеш}} \quad (77)$$

$$I_{нб} = 1,2 \cdot 2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,09 + 0,04 \cdot 20,5 = 8,1$$

Полученное значение тока уставки округляется в большую сторону до ближайшего целого числа. По этому примем значение равное 9.

Коэффициент чувствительности ДЗТ-2 должен быть больше 2. Для дифференциальных защит понижающих трансформаторов в качестве расчетного принимается двухфазное КЗ на выводах низшего напряжения. Как показывает опыт, в подавляющем большинстве случаев чувствительность обеспечивается и поэтому производить проверку не целесообразно. Производитель дает гарантию, что это не требуется. А в случае неработоспособности все затраты и убытки падут на изготовителя.

10 Расчет молниезащиты подстанции

Территория подстанции должна защищаться молниеотводами от поражений прямыми ударами молний. Выполнение расчета защиты от прямых ударов молнии заключается в определении зон защиты и ее параметров.

Молниеотвод будет считаться двойным, если расстояние между стержневыми молниеприемниками L не превышает предельного значения L_{\max} , т.е. $L \leq 4h$.

Определим габариты зон защиты двойного молниеотвода для ОРУ 35 кВ с надежностью защиты 0,99 при высоте молниеотвода $h = 15,85$ м:

$$h_0 = 0,8 \cdot h = 0,8 \cdot 15,85 = 12,7 \text{ м}$$

$$r_0 = 0,8 \cdot h = 0,8 \cdot 15,85 = 12,7 \text{ м}$$

$$L_{\max} = 4,75 \cdot h = 4,75 \cdot 15,85 = 75,3 \text{ м}$$

$$L_c = 2,25 \cdot h = 2,25 \cdot 15,85 = 35,7 \text{ м}$$

В данном случае расстояние $L \leq L_c$ поэтому граница зоны не имеет провеса $h_c = h_0$.

Определим габариты внутренних областей зон защиты двойного молниеотвода на высоте защищаемого сооружения при $h_x = 5,9$ м:

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{12,7 \cdot (12,7 - 5,9)}{12,7} = 6,8 \text{ м} \quad (78)$$

Устанавливаем молниеотводы в количестве шести штук на порталы ОРУ 35 кВ. В результате этого осуществляется полноценная защита подстанции от поражений прямыми ударами молний.

11 Система оперативного тока

Современные цепи управления коммутационных аппаратов, защиты, автоматики, телемеханики и сигнализации питаются от источников оперативного тока. Оперативный ток используется также для аварийного освещения при нарушениях нормальной работы подстанции. Основное требование, предъявляемое к источникам оперативного тока – это постоянная их готовность к действию при любых условиях, включая и моменты КЗ, при которых напряжение на секциях шин подстанции может снизиться до нуля.

Согласно [18] на ПС напряжением 35 кВ и выше должна применяться система оперативного постоянного тока напряжением 220 В.

Роль резервного источника питания на подстанции играет аккумуляторная батарея (АБ). В нормальном режиме работы подстанции, аккумуляторная батарея не работает, однако находится в режиме постоянной готовности. Современные АБ эксплуатируются в режиме постоянного подзаряда. Аккумуляторная батарея должна быть стационарной свинцово-кислотной и при работе в автономном режиме обеспечивать максимальные расчетные толчковые токи после как минимум двухчасового разряда током нагрузки. На ПС с высшим напряжением 35-110 кВ применяют АБ со сроком службы не менее 20 лет.

Зарядные устройства (ЗУ) должны выбираться совместно с АБ для обеспечения всех требований, предъявляемых изготовителями АБ к ЗУ, необходимых для поддержания заявленного срока службы АБ и надежной её работы. На ПС 35- 110 кВ применяют одно зарядное устройство.

Преимущества источников питания постоянного оперативного тока:

- Обеспечивается питание всех цепей подключенных устройств в любой момент времени с необходимым уровнем напряжения и тока независимо от состояния основной сети.
- Простота и надежность схем релейной защиты.

Исходя из выше указанного, на подстанции к установке выбирается система с постоянным оперативным током. Аккумуляторная батарея собрана из стационарных малообслуживаемых герметичных свинцово-кислотных аккумуляторов с жидким электролитом серии OPzS компании «SSK Group».

Аккумуляторы будут располагаться в здании ОПУ в специально отведенном помещении, где обеспечивается вентиляция, что является немаловажным условием при таком расположении.

Заключение

Данную работу можно считать завершенным документом, в котором приведены необходимые расчеты а также мероприятия по реконструкции действующей подстанции с классом напряжения 35/10 кВ «Северная».

На основании полученных данных о типах и состоянии электротехнического оборудования, суточных, годовых графиков нагрузок подстанции произведен расчет количества, мощности и типа заменяемых трансформаторов, получены данные значений токов КЗ на заданные классы напряжения, осуществлен выбор оснащения подстанции как высоковольтного электротехнического оборудования, так и релейной защиты и автоматики. Дополнительно произведен расчет молниезащиты и заземления реконструируемой подстанции.

Список использованных источников

1. Ушаков, В.Я. Электроэнергетические системы и сети : учебное пособие для бакалавриата и магистратуры / В.Я. Ушаков. – М.: Издательство Юрайт, 2016.
2. Герасименко, А.А. Передача и распределение электрической энергии : учебное пособие / А.А. Герасименко, В.Т. Федин. – 4-е изд., стер. – М.: КНО-РУС, 2014.
3. Коптев А.А. Устойчивость систем электроснабжения в аварийных и чрезвычайных ситуациях// Учеб. пособие — Минск : ИВЦ Минфина, 2007.
4. Киреева, Э.А. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем : учебник для студ. сред. проф. образования / Э.А. Киреева, С.А. Цырук. – 2-е изд, стер. – М.: Издательский центр «Академия», 2013.
5. Сибикин, Ю.Д. Электрические подстанции : учебное пособие для высшего и среднего профессионального образования / Ю.Д. Сибикин. – 2-е изд., испр. – М.: РадиоСофт, 2014.
6. Хорольский, В.Я. Эксплуатация систем электроснабжения : учебное пособие для студентов высших учебных заведений / В.Я. Хорольский, М.А. Таранов. – М.: ФОРУМ, 2013.
7. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. Российское акционерное общество энергетики и электрификации «ЕЭС России». 3-е издание. – 2013. –144с.
8. М.А. Таранов. Эксплуатация систем электроснабжения. Пособие для студентов высших учебных заведений. ДРОФА – 2013. – 288с.
9. В.С. Холянов. Основы электроэнергетики. Проспект – 2013. – 194с.
10. Ю.М. Фролов. Основы электроснабжения. Учебники для вузов. Лань – 2012. – 480С.
11. Д.Ю. Герасимов. А.С. Сайгаш. Основы электроснабжения. Учебное пособие. Профессиональное образование. Юрайт – 2016. – 174с.

12. В.В. Картавец, Н.А. Черемисинова. Электроснабжение. Курсовое проектирование. Учебное пособие для вузов. Лань – 2014. – 142с.
13. Д.В. Петров, В.Я. Хорольский, М.А. Таранов. Техничко-экономические расчеты распределительных электрических цепей. Учебное пособие. Форум, Инфра-М – 2015. – 96с.
14. В.Я. Хорольский, М.А. Таранов. Надежность электроснабжения. ДРОФА – 2013. – 238с.
15. Ф.Ф. Карпов. Справочник по расчёту проводов и кабелей. ДРОФА – 2012. – 224с.
16. Ф.Ф. Карпов. Типовые расчёты по электрооборудованию. ООО «Книга по Требованию» – 2012. – 275с.
17. Балдин М. Н., Карапетян И. Г. Основное оборудование электрических сетей. Справочник. Энас – 2014. – 206с.
18. Ю.Д. Сибихин. Электрические подстанции. Пособие для студентов. РадиоСофт – 2011. – 416с.
19. Титков, В.В. Перенапряжение и молниезащита : учебное пособие для студентов высших учебных заведений / В.В. Титков, Ф.Х. Халилов. – 2-е изд., стер. – СПб.: Лань, 2016.
20. Кудрин, Б.И. Электроснабжение : учебник для студ. учреждений высш. проф. образования / Б.И.Кудрин. — М. : Издательский центр «Академия», 2012. — 2-е изд., перераб. и доп. — 352 с.
21. СТО 56947007-29.240.10.028-2009 Нормы технологического проектирования подстанции переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС). – ПАО «ФСК ЕЭС», 2009.
22. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). – 7-е изд. с изм. и доп. – М.: КРОНУС, 2015.
23. Энергетика, оборудование документация. [Электронный ресурс]: <http://forca.ru/spravka/spravka/dopustimyy-dlitelnyy-tok-dlya-shin-pryamougolnogo-secheniya.html>

24. Электронный катало выключателей VF. [Электронный ресурс]: http://www.elteh.ru/media/pdf/katalog_vf12.pdf.

25. Odoglu, H. Guidelines to power transformer type, routine and special tests [Text] / BEST Elektromekanik Sanayi Tesisleri. A.Ş. /2009. - URL: <http://electrical-engineering-portal.com/download-center/books-and-guides/power-substations/transformer-type-routine-special-tests>

26. Ganesan, S. Selection of current transformers & wire sizing in substations [Text] / ABB Inc. 2016. - URL: <http://electrical-engineering-portal.com/download-center/books-and-guides/power-substations/current-transformers-wire-sizing>.

27. Rockefeller G., Transformer Protection application guide [Text] / Basler Electric. 2013. - URL: <http://electrical-engineering-portal.com/download-center/books-and-guides/power-substations/transformer-protection-application>.

28. Olsen, T. Use of Latched Contactors to Switch Transformers [Text] / Siemens MV. 2012. - URL: <http://electrical-engineering-portal.com/download-center/books-and-guides/power-substations/latched-contactors-switch-transformers>.

29. Marchi M., Leonhardt G., Rivetti G. SF6 or Vacuum MV Circuit Breake. [Text] / ABB Inc. 2015. - URL: <http://electrical-engineering-portal.com/download-center/books-and-guides/power-substations/sf6-vacuum-mv-cb>.