

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

Институт энергетики и электротехники
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование кафедры)

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

Электроснабжение
(направленность (профиль)/специализация)

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Реконструкция электрической части подстанции 10/0,4 кВ ВНС-1
ОАО «ТЕВИС»

Студент

А.Р. Степанов

(И.О. Фамилия)

_____ (личная подпись)

Руководитель

С.В. Шаповалов

(И.О. Фамилия)

_____ (личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина

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

_____ (личная подпись)

« ____ » _____ 2018 г.

Тольятти 2018

Аннотация

Темой выпускной квалификационной работы является «Реконструкция электрической части подстанции ВНС №1 ОАО «ТЕВИС».

Полученные данные в ходе прохождения преддипломной практики были использованы, для произведения расчетов. Основываясь на данные расчеты, была произведена следующая работа, которая отражена в выпускной квалификационной работе бакалавра. В объем, которого входит:

- выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов ТП;
- расчет токов КЗ;
- выбор оборудования;
- расчет заземления;
- расчет молниезащиты.

ВКР выполнена в объёме 48 страниц, 13 рисунков, 5 таблиц и графической части выполненной на 6-и листах формата А1.

Содержание

Введение.....	4
1. Анализ схемы электроснабжения водопроводной насосной станции.....	6
2. Расчет нагрузок трансформаторной подстанции ВНС 1 ОАО «ТЕВИС».....	10
3. Расчет и выбор числа и мощности силовых трансформаторов	14
4. Расчет токов короткого замыкания	21
5. Выбор электрических аппаратов и проводников	29
6. Расчет заземления подстанции.....	34
7. Расчет молниезащиты	36
Заключение.....	38
Список используемых источников.....	39

Введение

ОАО «ТЕВИС» расшифровывается как тепло, вода и стоки. Отсчет времени «ТЕВИС» начал в 1971 году. Жилищно-коммунальное управление Волжского автозавода на базе своих цехов выделенных специально для создания специализированного управления. Главная задача управления была поддерживать, содержать, а так же обсуживать водопроводно-канализационные, тепловые и электрические сети. В дальнейшем в 1993 году было принято преобразовать управление в открытое акционерное общество ОАО «ТЕВИС».

Свою деятельность организация ведет в Автозаводском районе города Тольятти в, нем проживает около 441 тысяч человек, район самый крупный из всех трех районов города.

Организация «ТЕВИС» является одним из крупных поставщиков энергоресурсов. В сфере своей деятельности основным и наиболее прибыльным делом является предоставления услуг по водоснабжению, теплоснабжению, и водоотведению. Прибыль от этих услуг превышает 90% от всей выручки предприятия. Потребителями данных услуг являются бюджетные и некоммерческие организации, население города, промышленные предприятия, теплицы, гаражные кооперативы.

На балансе организации находится 42 центральных тепловых узлов, 7 водопроводных насосных станций, 17 канализационных насосных станций.

Так же организация имеет на балансе тепловые сети 205 км, водопроводные сети 294 км, сети канализации бытовой 297 км, сети ливневой канализации 244 км, проходные коммуникационные тоннели, коллекторы 65 км.

Помимо транзита тепловой энергии от ТЭЦ водоотведения и подачи воды организация занимается обслуживанием и ремонтом коммуникаций стоящих на балансе предприятия, своевременный ремонт позволяет избежать серьезных аварий и больших финансовых потерь.

Организация включает в себя службы и предприятия такие как:

- центральная диспетчерская служба
- предприятие тепловых сетей
- предприятие водопроводно-канализационных сетей
- предприятие транспорта и механизации
- служба эксплуатации зданий
- служба электрохозяйства
- служба контрольно-измерительных приборов и автоматики
- служба ремонтов
- служба технической диагностики
- служба материально-технического обеспечения
- лаборатория химико-бактериологического анализа

В любой электроустановке может произойти авария, основной тип аварий в электроустановках – это короткие замыкания, вызванные какой-либо причиной. При коротких замыканиях по электроустановке начинают протекать токи, которые намного превышают номинальные, что вызывает аварийные режимы работы электроустановок, при которых возможны поломки, выходы из строя частей установки или всей.

В данной работе предложим меры по реконструкцию трансформаторной подстанции насосной станции ВНС 1 ОАО «ТЕВИС», произвести расчет нового оборудования взамен изношенного.

Объект исследования – электрическая часть трансформаторной подстанции (ТП 10\0,4) насосной станции ВНС 1 ОАО «ТЕВИС».

1 Анализ схемы электроснабжения водопроводной насосной станции

1.1 Краткая характеристика насосной станции

Насосная станция является одним из важнейших элементов в системе водоснабжения. Насосные станции делят в зависимости от расположения в схеме водоснабжения и назначения на следующие группы. Станции I ступени, II ступени, повышающие давление и поддерживающие циркуляцию. Для подъема воды из источника водоснабжения для отчистки на сооружения либо если вода не требует отчистки, производится подача сразу в распределяющую сеть, используются станции I ступени. Для подачи уже очищенной воды из резервуара, расположенного после очистных сооружений в распределительную сеть или водонапорную башню используют насосные станции II ступени. При недостаточном давлении в водопроводной сети используют повышающие давление насосные станции. Для обеспечения движения по оборотной системе промышленного водоснабжения использованной воды на очистные сооружения и охлаждающие устройства и возврата воды на предприятие используют циркуляционные насосные станции.

Водопроводная насосная станция (ВНС 1) представляет собой помещение, в котором установлено 5 насосов повышающих давление. Так же обязательно установлен один дренажный насос, который не позволит затопить помещение в случае прорыва водопроводной трубы. Насосы приводятся в действие электродвигателем, двигатель расположен на станине напротив насоса, привод электродвигателя подключен через муфту. Муфты бывают двух типов эластичные и цельнометаллические без демпфирующих элементов. Насосная станция ВНС 1 требуется ОАО «ТЕВИС» что бы повышать давление в трубах, что позволяет снабжать потребителя в независимости от его удаления от места забора воды.

1.2 Изучение электрооборудования и характеристик ТП ВНС 1 ОАО «ТЕВИС»

Основными потребителями электроэнергии ТП ВНС 1 являются:

- водопроводная насосная станция ВНС 1 на ней установлены 5 асинхронных двигателей с одинаковой мощностью и один электродвигатель малой мощности для дренажа;

- диспетчерское здание МДП 1 представляет собой трехэтажное здание с мастерскими, пультами диспетчерского поста, лабораторией и административно - техническими помещениями;

Трансформаторная подстанция получает питание от главной понизительной подстанции 1 новый город (ГПП 1нг.). По категории надежности ТП ВНС 1 относится к 2 категории. Подключение произведено кабельной линией от двух ячеек ячейки 3, и ячейки 34. Марка кабеля, которым произведено подключение ААШВу10 (3х150).

На текущий момент на подстанции установлено следующее оборудование:

- выключатели нагрузки ВНРу-10/400. выключатель нагрузки показан на рисунке 1.



Рисунок 1 - Выключатель нагрузки ВНРу-10/400

- высоковольтные плавкие предохранители ПК-10/75. предохранитель показан на рисунке 2.



Рисунок 2 –Высоковольтный плавкий предохранитель ПК-10/75
- силовые трансформаторы ТМГФ-630/10. трансформатор показан на рисунке 3.



Рисунок 3 – Силовой трансформатор ТМГФ-630/10
- Вводные автоматические выключатели ВА5543 1600А. выключатель показан на рисунке 4.



Рисунок 4 – Автоматический выключатель ВА5543 1600А

Из всего перечисленного оборудования, установленного на подстанции, за время её эксплуатации оборудование по сравнению с новыми образцами технологически устарело и выработало свой нормативный срок. При эксплуатации оборудования, срок службы которого превышает срок допустимой эксплуатации, установленный заводом производителем, может привести к чрезвычайным ситуациям, начиная случаями не срабатывания автоматических выключателей в аварийных режимах и заканчивая срабатыванием либо отказом во время допустимых расчетных перегрузок.

Элементы ошиновки, провода от силовых выключателей до трансформаторов и шинные распределители были заменены до реконструкции в порядке текущего ремонта. Ячейки используемые для монтажа оборудования в нормальном техническом состоянии и так же меняться не будут. Поскольку мощность потребителей подключенных к трансформаторной подстанции осталось не изменой, и её увеличение производится, не будет. Можно оставить пригодные для эксплуатации элементы ошиновки, шинных распределителей и прочие соединения для последующей эксплуатации.

Последний замер изоляции питающих силовых кабелей показал что изоляция имеет сопротивление ниже нормы, одной из причин является изношенность кабелей идущих от подстанции потребителям, которые имеют масляную изоляцию, что может привести к пожару и невозможности передачи электроэнергии.

На подстанции имеют место быть частые отказы оборудования, произошел случай не срабатывания автоматического выключателя, при заклинивании одного из насосов на станции что привело к полному разрушению обмоток электродвигателя и чуть не спровоцировало пожар.

Целью работы является разработка мер против таких случаев, предложим замену изношенного оборудования на современные образцы аналогичного оборудования, которое установлено на подстанции.

2 Расчет нагрузок трансформаторной подстанции ВНС 1 ОАО «ТЕВИС»

2.1 Установление и расчёт мощности потребителей подключённых к ШР

Что бы определить нагрузку на определённой ступени системы воспользуемся методом упорядоченных диаграмм [3].

В нашем случае подключенные потребители к подстанции все в единичном экземпляре, поэтому коэффициент максимума и средняя нагрузка для группы потребителей использоваться в расчетах не будет.

Активная расчетная мощность нагрузки от потребителей будет произведен расчет для каждого потребителя по отдельности.

Для нашего случая в расчетах нагрузки будет применяться метод коэффициента использования.

В справочниках приводится информация о коэффициентах использования и мощности. Возможно, в справочниках могут быть не приведены наименования электроприемника, в этом случае допускается принимать коэффициенты равные электроприемникам схожим по режиму работы.

Производим расчет нагрузок для получения суммарной мощности по подстанции, из полученных данных произведем выбор силовых трансформаторов.

Расчет производится по формулам:

$$P_p = k_u \cdot P_n \quad (1)$$

где: P_n – номинальная паспортная мощность, и k_u - коэффициент использования электроприёмника

$$Q_p = tg \varphi \cdot P_H \quad (2)$$

где: Q_p – расчетная реактивная мощность, $tg \varphi$ - отношение активной мощности по отношению реактивной электроприёмника.

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad (3)$$

где: S_p – расчетная полная мощность.

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (4)$$

где: I_p - расчетный ток, U_H - номинальное напряжение равное 0,4кВ.

Рассчитываем средний коэффициент использования, для $tg \varphi_{cp}$ и $\cos \varphi_{cp}$ находим средние значения.

$$K_{и.ср} = \frac{\sum P_{см}}{\sum P_{H,\Sigma}} \quad (5)$$

$$K_{и.ср} = \frac{110 + 110 + 80 + 80 + 80 + 0,44 + 189,36 + 98,4}{200 + 200 + 200 + 200 + 22 + 263 + 164 + 200} = 0,51$$

$$tg \varphi_{cp} = \frac{\sum Q_c}{\sum P_c} \quad (6)$$

$$tg \varphi_{cp} = \frac{61,6 + 53,6 + 53,6 + 44,2 + 53,6 + 61,6 + 0,29 + 60,5}{110 + 110 + 80 + 80 + 80 + 0,44 + 189,36 + 98,4} = 0,51$$

Производим расчет активной и реактивной трехфазной нагрузки:

$$P_p = P_{см} = \sum K_{и} \cdot P_{ном} \quad (7)$$

$$P_p = 110 + 110 + 80 + 80 + 80 + 0,44 + 189,36 + 98,4 = 792,1 \text{ кВт}$$

$$Q_p = Q_r = Q_{см} = \sum_1^n P_{см} \cdot tg \varphi \quad (8)$$

$$Q_p = 61,6 + 53,6 + 53,6 + 44,2 + 53,6 + 61,6 + 0,29 + 60,5 = 418 \text{ кВАр}$$

Расчет полной суммированной нагрузки производится по формуле:

$$S_P = \sqrt{P_P^2 + Q_P^2} \quad (9)$$

$$S_p = \sqrt{792,2^2 + 418^2} = 882,4 \text{ кВА}$$

Определим суммарный ток по формуле:

$$I_\Sigma = \frac{S_\Sigma}{3 \cdot 0.4} \quad (10)$$

$$I_\Sigma = \frac{882.4}{3 \cdot 0.4} = 1278.84 \text{ А}$$

Все расчеты электрических нагрузок сводим в таблицу 1.

Таблица 1 – Расчет нагрузок трансформаторной подстанции ВНС-1

Перечень потребителей ТП ВНС-1

Потребители	п, шт	Напря жение, U_n , кВ	Номинальная мощность, P_n кВт	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	Коэффици ент использо вания, $K_{и}$	Расчетная активная мощность, $P_p = P_n \cdot K_{и}$, кВт	Расчетная реактивная мощность, $Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg}\varphi$, квар	Полная мощность, $S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$ кВА	Расчетный ток, $I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n}$ А
ШР-1										
ШУН-1	1	0,4	200	0,85	0,56	0,55	110			
ШУН-3	1	0,4	200	0,8	0,67	0,4	80			
ВРУ-1 МДП	1	0,4	164	0,9	0,45	0,6	98.4			
ШУН-5	1	0,4	200	0,8	0,67	0,5	100			
ИТОГО ШР-1	4	0,4	764	0,87	0,57	0,5				
ШР-2										
ШУН-4	1	0,4	200	0,85	0,56	0,55	110			
ШУН-2	1	0,4	200	0,8	0,67	0,5	100			
ШУН-6	1	0,4	22	0,8	0,67	0,02	4.4			
ВРУ-2 МДП	1	0,4	263	0,95	0,32	0,72	189.3			
ИТОГО ШР-2	4	0,4	685	0,88	0,54	0,58				
ИТОГО ПО ПОДСТАНЦИИ	8		1449	0,88	0,51	0,51	792.1	418	882.4	1278.84

3 Расчет и выбор числа и мощности силовых трансформаторов с учётом компенсации реактивной мощности

3.1 Предварительный расчёт мощности и числа трансформаторов

Для предварительного выбора трансформатора используем суммарную расчетную активную мощность всех потребителей.

$$P_{\Sigma} = 792.1 \text{ кВт}$$

Потребители в виде насосной станции и здания диспетчерской относятся ко 2 категории надежности, установлены в умеренных климатических условиях. При условии наличия резервной линии, допускается к установке один трансформатор. При расчете трансформаторов для 2 категории потребителя используют коэффициент загрузки $K_3 = 0,85$ для установки двух трансформаторов [1,6,7,13,16,19-25].

Для выбора трансформатора, рассчитаем номинальную мощность трансформатора $S_{ном.т.}$ по формуле:

$$S_{ном.т.} \geq \frac{S}{k \cdot N} \tag{11}$$
$$S_{ном.т.} \geq \frac{882.4}{0.85 \cdot 2} = 519.05 \text{ кВА}$$

3.2 Расчет компенсации реактивной мощности

Мощности цеха:

Активная: $P_{P\Sigma} = 792.1 \text{ кВт}$

Реактивная: $Q_{P\Sigma} = 418 \text{ кВар}$

Полная: $S_{P\Sigma} = 882.4 \text{ кВА}$

3.2.1 Вариант расчета двух трансформаторов ТМ-630/10

Рассмотрим вариант установки двух трансформаторов ТМ-630/10/0,4.

По [25] определяем параметры.

$$P_{xx} = 1,25 \text{ кВт}$$

$$P_{кз} = 7,9 \text{ кВт}$$

$$K_3 = 0,95$$

$$U_{кз} = 5,5 \%$$

$$S_H = 630 \text{ кВА}$$

$$i_0 = 1,7 \%$$

Рассчитаем нужное число трансформаторов:

$$N_T = \frac{P_{P\Sigma}}{K_3 \cdot S_H} \quad (12)$$

$$N_T \frac{792,1}{0,85 \cdot 630} = 1,47 \text{ шт.}$$

К установке принимаем 2 трансформатора.

«Рассчитаем потери для трансформатора:

$$\Delta P_{T\Sigma} = N_T \cdot (P_{xx} + K_3^2 \cdot P_{кз}) = N_T \cdot \Delta P_T \quad (13)$$

$$\Delta Q_{T\Sigma} = N_T \cdot (i_0 + K_3^2 \cdot U_{кз}) \cdot \frac{S_H}{100} = N_T \cdot \Delta Q_T \quad (14)$$

N_T – количество трансформаторов;

ΔP_T – потери активной мощности одного трансформатора, кВт;

ΔQ_T – потери реактивной мощности одного трансформатора, кВАр.» [5].

$$\Delta P_{T\Sigma} = 2 \cdot 1,25 + 0,95^2 \cdot 7,9 = 16,74 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{T\Sigma} = 2 \cdot 2,4 + 0,95^2 \cdot 5,5 \cdot \frac{630}{100} = 92,78 \text{ кВАр}$$

Определяем расчётную нагрузку цеха с учётом потерь в трансформаторе:

$$P_P = P_{P\Sigma} + \Delta P_{T\Sigma} \quad (15)$$

$$P_p = 792,1 + 16,74 = 808,84 \text{ кВт}$$

$$Q_P = Q_{P\Sigma} + \Delta Q_{T\Sigma} \quad (16)$$

$$Q_p = 418 + 92,78 = 510,78 \text{ кВАр}$$

Реактивная мощность в часы при минимальной нагрузке :

$$Q_{\min} = Q_P \cdot 0,50 \quad (17)$$

$$Q_{\min} = 510,78 \cdot 0,50 = 255,39 \text{ кВАр}$$

Что бы правильно рассчитать максимальную нагрузку нужно произвести расчет в часы максимума и минимума нагрузки.

«Экономически обоснованные значения реактивной мощности в часы максимума энергосистемы:

$$Q'_{\text{э1}} = Q_P - 0,7 \cdot Q_{\text{CD}} \quad (18)$$

$$Q''_{\text{э1}} = \alpha \cdot P_P \quad (19)$$

где $\alpha = 0,28$; $Q_{\text{CD}} = 0$.

$$Q'_{\text{э1}} = 226,47 \text{ кВАр}$$

$$Q''_{\text{э1}} = 0,28 \cdot 598,32 = 167,53 \text{ кВАр}$$

В расчетные часы максимальных нагрузок напряжение пониженное, примем меньшее из значений:

$$Q_{\text{э1}} = 167,53 \text{ кВАр}$$

Экономически обоснованные значения реактивной мощности в режиме наименьших нагрузок:» [5].

$$Q'_{\text{э2}} = Q_{\text{min}} + Q_K \quad (20)$$

$$Q''_{\text{э2}} = Q_{\text{min}} - Q_{\text{KD}} = Q_{\text{min}} - (Q_P - Q_{\text{э1}}) \quad (21)$$

где $Q_K = 0$

$$Q'_{\text{э2}} = 255,39 + 0 = 255,39 \text{ кВАр};$$

$$Q''_{\text{э2}} = 255,39 - 510,78 - 226,47 = -28,92 \text{ кВАр}$$

Из-за повышенного напряжения в часы минимальных нагрузок принимаем большее из значений:

$$Q_{\text{э2}} = 255,39 \text{ кВАр.}$$

Суммарную мощность для компенсирующих устройств определяем по формуле:

$$Q_{\text{ку.max}} = 1,1 \cdot Q_P - Q_{\text{э1}} \quad (22)$$

$$Q_{\text{ку.min}} = Q_{\text{min}} - Q_{\text{э2}} \quad (23)$$

$$Q_{\text{ку.max}} = 1,1 \cdot 510,78 - 226,47 = 284,31 \text{ кВАр.}$$

$$Q_{\text{ку.min}} = 255,39 - 255,39 = 0 \text{ кВАр}$$

«Все КУ должны быть регулируемые.

Расчет реактивной мощности передающейся из сети классом 10кВ в сеть напряжением 1 кВ:

$$Q_{ЭН} = Q_{Э1} - (Q_P - Q_{P\Sigma}) \quad (24)$$

$$Q_{ЭН} = 226,47 - 510,78 - 418 = 133,69 \text{ кВАр.}$$

Реактивная мощность, которая должна быть передана из сети 10 кВ в сеть напряжением до 1кВ:» [5].

$$Q_T = \sqrt{(N_T \cdot K_3 \cdot S_H)^2 - P_{P\Sigma}^2} \quad (25)$$

$$Q_T = \sqrt{(2 \cdot 0,95 \cdot 630)^2 - 792,1^2} = 404,9 \text{ кВАр}$$

Мощность КУ, для применения в сети до 1 кВ:

$$Q_{КУ.Н} = Q_{P\Sigma} - Q_T \quad (26)$$

$$Q_{КУ.Н} = 418 - 404,9 = 13,1 \text{ кВАр} < 100 \text{ кВАр}$$

Установка КУ для стороны напряжением до 1 кВ нецелесообразна. Рассчитаем мощность КУ, для применения на стороне 10 кВ:

$$Q_{КУ.В} = Q_{ку.маx} - Q_{КУ.Н} \quad (27)$$

$$Q_{КУ.В} = 284,31 - 13,1 = 271,21 \text{ кВАр} < 800 \text{ кВАр}$$

Установка КУ для стороны напряжением 10 кВ нецелесообразна.

Рассчитаем затраты требующиеся на установку в ЗРУ трансформатора ТМ – 630/6/0,4:

$$Z_{КПТ} = E \cdot K_{ТП} \cdot N_T + C \cdot \Delta P_T \cdot N_T \quad (28)$$

где E – суммарный коэффициент производимого отчисления от капиталовложения в ЗРУ, $E=0,223$;

$K_{ТП}$ – цена одного трансформатора, $K_{ТП} = 371\ 850$ руб.;

$$C \cdot \Delta P_T = C_0 \cdot \Delta P_{хх} + C \cdot K_3^2 \cdot \Delta P_{кз} \quad (29)$$

C – удельная стоимость максимальных активных нагрузочных потерь;

C_0 – удельная стоимость потерь холостого хода трансформатора;

$$C_0 = \left(\frac{\alpha}{T_M} + \beta \cdot 10^{-2} \right) \cdot T_P \quad (30)$$

$$C = \left(\frac{\alpha}{T_M} + \beta \cdot 10^{-2} \right) \cdot \tau \quad (31)$$

где α – основная ставка двухставочного тарифа;

$\alpha = 36$ руб/кВт;

β – дополнительная плата за 1 кВт·час потреблённой электроэнергии;

$\beta = 0,9$ руб/кВт·час.

T_P – время работы трансформатора в году;

$T_P = 8760$ ч.

T_M – время максимального потребления электроэнергии предприятием;

$T_M = 4000$ ч.

τ – время когда потери являются максимальными.

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10000} \right)^2 \cdot T_P \quad (32)$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4000}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2405 \text{ ч}$$

$$C_0 = \frac{36}{4000} + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 8760 = 157,68 \text{ руб/кВт} \cdot \text{год}$$

$$C = \frac{36}{4000} + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 2405 = 43,29 \text{ руб/кВт} \cdot \text{год}$$

$$C \cdot \Delta P_T = 157,68 \cdot 1,25 + 43,29 \cdot 0,95^2 \cdot 7,9 = 505 \text{ руб/год}$$

$$Z_{\text{кТП}} = 0,223 \cdot 371850 \cdot 1 + 505 \cdot 1 = 83427,55 \text{ руб}$$

3.2.2 Вариант расчета двух трансформаторов ТМ-1000/10

Рассмотрим вариант установки двух трансформаторов ТМ-1000/10.

По [25] определяем параметры:

$$P_{\text{ХХ}} = 1,9 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{кЗ}} = 12,2 \text{ кВт}$$

$$K_{\text{З}} = 0,85$$

$$U_{\text{кЗ}} = 5,5 \%$$

$$S_{\text{Н}} = 1000 \text{ кВА}$$

$$i_0 = 1,7 \%$$

Рассчитываем по (12) нужное число трансформаторов:

$$N_T = \frac{792,1}{0,85 \cdot 1000} = 0,9 \text{ шт.}$$

К установке принимаем 2 трансформатора.

Расчет потерь осуществляем по (13) и (14):

$$\Delta P_{T\Sigma} = 2 \cdot 1,9 + 0,85^2 \cdot 12,2 = 21,4 \text{ кВт}$$

$$,4\Delta Q_{T\Sigma} = 2 \cdot 1,7 + 0,85^2 \cdot 5,5 \cdot \frac{1000}{100} = 113 \text{ кВар}$$

Расчетная нагрузка цеха с учетом потерь в трансформаторе находится по (15) и (16):

$$P_p = 882,4 + 21,4 = 903,8 \text{ кВт}$$

$$Q_p = 418 + 113,4 = 531,4 \text{ кВар}$$

«Расчет реактивной мощности в часы минимальной нагрузки по (17):

$$Q_{min} = 531,4 \cdot 0,50 = 265,7 \text{ кВар}$$

Экономически обоснованные значения реактивной мощности в часы максимума потребления электроэнергии по (18) и (19):

$$Q'_{\varepsilon 1} = 531,4 \text{ кВар}$$

$$Q''_{\varepsilon 1} = 0,28 \cdot 903,8 = 253,06 \text{ кВар}$$

В расчетные часы максимальных нагрузок напряжение пониженное, примем меньшее из значений:»[5].

$$Q_{\varepsilon 1} = 253,06 \text{ кВар}$$

Экономически обоснованные значения реактивной мощности в режиме наименьшего потребления электроэнергии (20) и (21):

$$Q'_{\varepsilon 2} = 265,7 + 0 = 265,7 \text{ кВар}$$

$$Q''_{\varepsilon 2} = 265,7 - 531,4 - 253,06 = -12,64 \text{ кВар}$$

Из-за повышенного напряжения в часы минимальных нагрузок принимаем большее из значений:

$$Q_{\varepsilon 2} = 265,7 \text{ кВар}$$

Рассчитываем суммарную мощность которая должна быть у компенсирующих устройств:

$$Q_{ку.max} = 1,1 \cdot 531,4 - 253,06 = 331,48 \text{ кВар}$$

$$Q_{\text{ку.min}} = 265,7 - 265,7 = 0 \text{ кВАр}$$

Обязательное требование для КУ они должны быть регулируемые.

Реактивная мощность, которая должна быть передана из сети 10 кВ в сеть напряжением до 1 кВ без учета компенсации по (24):

$$Q_{\text{эн}} = 253,06 - 531,4 - 418 = 139,66 \text{ кВАр.}$$

Реактивная мощность, которая должна быть передана из сети 10 кВ в сеть напряжением до 1 кВ по (25):

$$Q_{\text{T}} = \sqrt{(2 \cdot 0,85 \cdot 1000)^2 - 792,1^2} = 907 \text{ кВАр.}$$

Мощность КУ, для применения в сети до 1 кВ (26):

$$Q_{\text{КУ.н}} = 418 - 907 = -489 \text{ кВАр} < 100 \text{ кВАр}$$

Установка КУ для стороны напряжением до 1 кВ нецелесообразна.

Рассчитаем мощность КУ, для применения на стороне 10 кВ по (27):

$$Q_{\text{КУ.в}} = 331,48 - (-489) = 820,48 \text{ кВАр} < 800 \text{ кВАр}$$

Установка КУ для стороны напряжением 10 кВ нецелесообразна.

Затраты на установку в ЗРУ трансформатора ТМ – 630/10/0,4 по (27), рассчитаем стоимость одного трансформатора $K_{\text{тп}} = 225000 \text{ руб}$

$$C \cdot \Delta P_{\text{T}} = 157,68 \cdot 0,9 + 43,29 \cdot 0,85^2 \cdot 5,5 = 313,94 \text{ руб/год}$$

$$Z_{\text{КТП}} = 0,223 \cdot 225000 \cdot 2 + 313,94 \cdot 2 = 100977,88 \text{ руб}$$

По приведённым затратам выбираем к установке два трансформатора ТМ – 630/10/0,4 он не требует установки компенсирующих устройств, его мощности хватит при условии вывода второго трансформатора в ремонт.

4 Расчет токов короткого замыкания

Для определения ударных токов короткого замыкания и последующего выбора оборудования требуется произвести расчет сопротивления на линии до точек к.з. [2,5]. Что бы упростить расчет сопротивлений составляется схема замещения, расчет производится в относительных единицах, которые приводятся к базисным параметрам.

4.1 Расчет токов короткого замыкания в сетях с классом напряжения 10кВ

Расчетная схема с соответствующими точками КЗ и схема замещения рисунке 5.

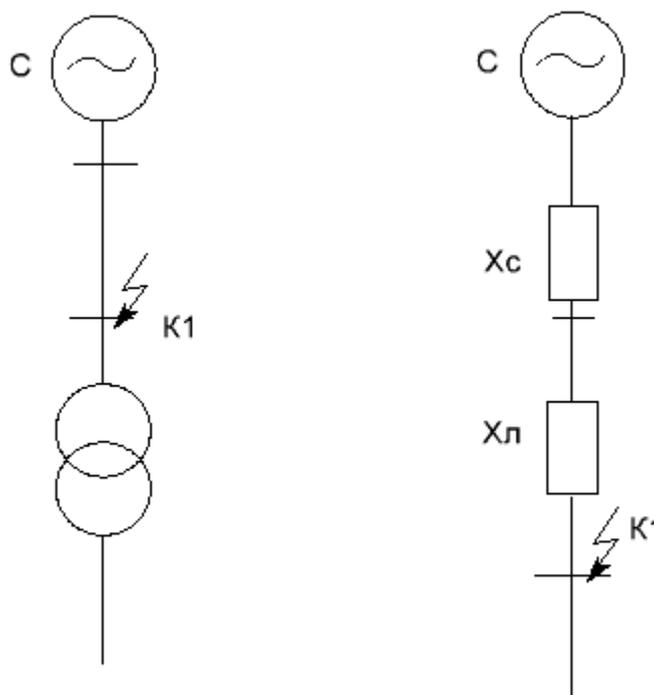


Рисунок 5 - Расчетная схема и схема замещения

4.2 Расчет токов трехфазного короткого замыкания на напряжении 10кВ

Подстанция ТП ВНС-1 питается от двух вводов: ГПП-1нг. ячейки 3 и ячейки 34 проводами ААШВу 10(3х150) (длина 1,75 км). Ток и расчет тока короткого замыкания будет произведен для одного ввода из-за одинаковых характеристик.

Из справочников известно сопротивление провода:

$$\text{ААШВу } 10(3 \times 150) \quad x_{уд.} = 0,20 \text{ Ом/км};$$

Используем для расчета сопротивлений на схемы замещения относительные единицы. Для нахождения сопротивления системы используем формулу:

$$X_{*б,с} = \frac{S_б}{S_к} = \frac{1000}{1000} = 1$$

Расчет сопротивления линии питающей подстанцию:

$$X_{*б,л} = x_{уд} \times l \times \frac{S_б}{U_{ср}^2} \quad (33)$$

$$X_{*б,л} = 0,20 \times 1,75 \times \frac{1000}{10,5^2} = 3,17$$

«Что бы упростить расчет сопротивления трансформатора, представим его условно в виде одной обмотки:

$$X_{*б,т} = \frac{U_к \%}{100} \times \frac{S_б}{S_{ном.т}} = \frac{5,5}{100} \times \frac{1000}{0,63} = 87 \text{ Ом}$$

Результирующее сопротивление до точки К1:

$$X_{*рез \ б \ К1} = X_{*б,с} + X_{*б,л} \quad (34)$$

$$X_{*рез \ б \ К1} = 1 + 3,17 = 4,17$$

Базисный ток:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \times U_б} = \frac{1000}{\sqrt{3} \times 10,5} = 55,06 \text{ кА}$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания определяется по следующей формуле: »[3].

$$I_{п,о}^3 = \frac{E''_{*б}}{X_{*рез б}} \times I_б \quad (35)$$

$$I_{п,о K1 B-1}^3 = \frac{1}{4,17} \times 55,06 = 12,66 \text{ кА}$$

Расчет ударного тока КЗ производим по формуле:

$$i_{уд} = \bar{2} \times I_{п,о} \times k_{уд} \quad (36)$$

Ударный ток КЗ до точки К1:

$$i_{уд K1} = \bar{2} \times 12,66 \times 1,6 = 28,56 \text{ кА}$$

4.3 Параметры расчётной схемы для напряжения 0,4кВ

Для расчёта токов КЗ выберем ветку схемы с самой большой мощностью:

ТМ-QF1-ШР2-QF19-КЛ

Трансформатор ТМ:

ТМ – 630; схема соединения обмоток Δ/Y_0

$S_H = 630 \text{ кВА}$;

$U_{H BH} = 10 \text{ кВ}$; $U_{H HH} = 0,4 \text{ кВ}$; $U_{кз} = 5,5 \%$;

$R_T = 3,1 \text{ мОм}$; $x_T = 13,6 \text{ мОм}$; $Z_T = 14 \text{ мОм}$;

$Z_T^{(1)} = 128 \text{ мОм}$.

Выключатель 17SF:

ABB Emax E3N;

$I_{ном} = 2500 \text{ А}$; $R_a = 0,1 \text{ мОм}$; $x_a = 0,1 \text{ мОм}$; $R_{п} = 0,15 \text{ мОм}$.

ШР2:

$R_{ш} = 15$; $R_a = 0,1 \text{ мОм}$; $x_a = 0,1 \text{ мОм}$.

Выключатель SF19:

EZC400

$I_{ном} = 400 \text{ А}$ $R_a = 0,3 \text{ мОм}$ $x_a = 0,4 \text{ мОм}$ $R_{п} = 0,15 \text{ мОм}$

ТТ:

ТШП – 0,66 – I;

$x_{\text{ТТ}}=0,07 \text{ мОм}$

$r_{\text{ТТ}}=0,05 \text{ мОм}$

ВВГ – 5x185

$L_{\text{ккл}}=30 \text{ м}$

$r_0=0,124 \text{ мОм/м}$

$x_0=0,07 \text{ мОм/м}$

$R_{\text{ккл}} = L_{\text{ккл}} \cdot r_0 = 30 \cdot 0,124 = 3,72 \text{ мОм}$

$x_{\text{ккл}} = L_{\text{ккл}} \cdot x_0 = 30 \cdot 0,07 = 2,1 \text{ мОм}$

4.4 Расчёт токов КЗ на напряжении 0,4 кВ

Составим расчётную схему и схему замещения для расчётов токов КЗ:

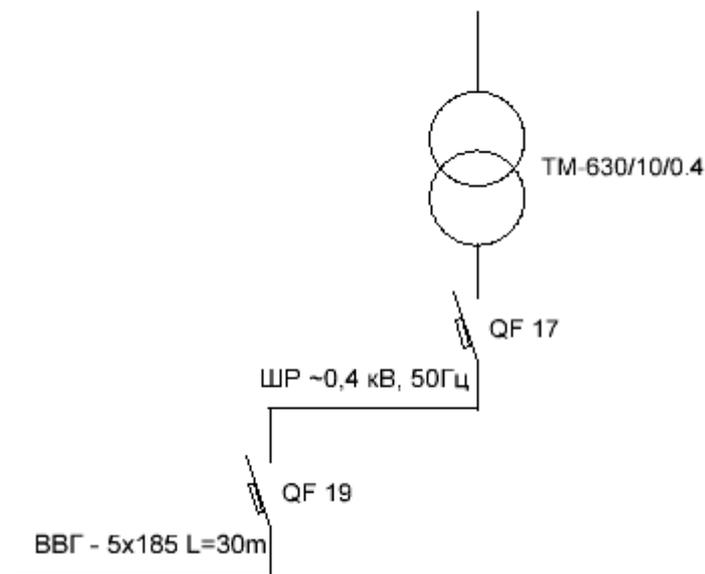


Рисунок 6 – Расчётная схема токов КЗ

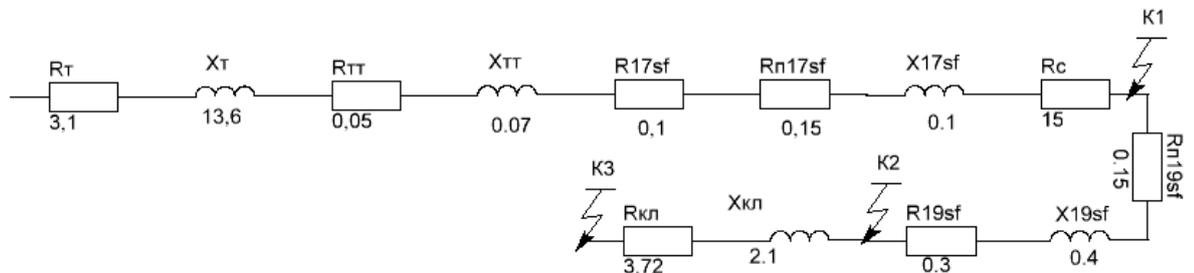


Рисунок 7 – Схема замещения для 3х- и 2х-фазных КЗ

Упростим схему замещения, последовательно сложив активные и реактивные сопротивления до точек КЗ:

$$R_{\text{э}1} = R_{\text{Т}} + R_{\text{ТТ}} + R_{17\text{SF}} + R_{\text{п}17\text{SF}} + R_{\text{С}} = 3,1 + 0,05 + 0,1 + 0,15 + 15 \\ = 18,4 \text{ мОм}$$

$$x_{\text{э}1} = x_{\text{Т}} + x_{\text{ТТ}} + x_{17\text{SF}} = 13,6 + 0,07 + 0,1 = 13,77 \text{ мОм}$$

$$R_{\text{э}2} = R_{\text{пSF}19} + R_{\text{sf}19} = 0,3 + 0,15 = 0,18 \text{ мОм}$$

$$x_{\text{э}2} = x_{\text{SF}19} = 0,14 \text{ мОм}$$

$$R_{\text{э}3} = R_{\text{кл}} = 3,72 \text{ мОм}$$

$$x_{\text{э}3} = x_{\text{кл}} = 2,1 \text{ мОм}$$

Вычислим сопротивления для каждой точки КЗ:

$$R_{\text{к}1} = R_{\text{э}1} = 18,4 \text{ мОм}$$

$$x_{\text{к}1} = x_{\text{э}1} = 13,77 \text{ мОм}$$

$$Z_{\text{к}1} = \sqrt{R_{\text{к}1}^2 + x_{\text{к}1}^2} = \sqrt{18,4^2 + 13,77^2} = 22,98 \text{ мОм}$$

$$R_{\text{к}2} = R_{\text{к}1} + R_{\text{э}2} = 18,4 + 0,18 = 18,58 \text{ мОм}$$

$$x_{\text{к}2} = x_{\text{к}1} + x_{\text{э}2} = 13,77 + 0,4 = 14,17 \text{ мОм}$$

$$Z_{\text{к}2} = \sqrt{R_{\text{к}2}^2 + x_{\text{к}2}^2} = \sqrt{18,58^2 + 14,17^2} = 23,3 \text{ мОм}$$

$$R_{\text{к}3} = R_{\text{к}2} + R_{\text{э}3} = 18,58 + 3,72 = 22,3 \text{ мОм}$$

$$x_{\text{к}3} = x_{\text{к}2} + x_{\text{э}3} = 14,17 + 2,1 = 16,27 \text{ мОм}$$

$$Z_{\text{к}3} = \sqrt{R_{\text{к}3}^2 + x_{\text{к}3}^2} = \sqrt{22,3^2 + 16,27^2} = 38,57 \text{ мОм}$$

$$\frac{R_{\text{к}1}}{x_{\text{к}1}} = \frac{18,4}{13,77} = 1,33$$

$$\frac{R_{\text{к}2}}{x_{\text{к}2}} = \frac{18,58}{14,17} = 1,31$$

$$\frac{R_{\text{к}3}}{x_{\text{к}3}} = \frac{22,3}{16,27} = 1,37$$

Определим коэффициенты $K_{\text{У}}$ и q по [3 стр. 59, рис 1.9.1]:

$$K_{y1} = F \frac{R_{K1}}{X_{K1}} = F1,33 = 1,0$$

$$K_{y2} = F \frac{R_{K2}}{X_{K2}} = F21,31 = 1,0$$

$$K_{y3} = F \frac{R_{K3}}{X_{K3}} = F1,37 = 1,0$$

$$q_1 = \frac{1}{1 + 2(K_{y1} - 1)^2} = \frac{1}{1 + 2(1 - 1)^2} = 1$$

$$q_2 = q_3 = 1$$

Определим 3-фазные и 2-фазные токи КЗ:

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{U_{K1}}{\sqrt{3}Z_{K1}} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{1,73 \cdot 22,98} = 10,06 \text{ кА}$$

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{U_{K2}}{\sqrt{3}Z_{K2}} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{1,73 \cdot 73,8} = 9,92 \text{ кА}$$

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{U_{K3}}{\sqrt{3}Z_{K3}} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{1,73 \cdot 76,7} = 5,9 \text{ кА}$$

$$I_{yK1} = q_1 I_{K1}^{(3)} = 1 \cdot 10,06 = 10,06 \text{ кА}$$

$$I_{yK2} = q_2 I_{K2}^{(3)} = 1 \cdot 9,92 = 9,92 \text{ кА}$$

$$I_{yK3} = q_3 I_{K3}^{(3)} = 1 \cdot 5,9 = 5,9 \text{ кА}$$

$$i_{yK1} = \sqrt{2} K_{y1} I_{K1}^{(3)} = 1,41 \cdot 1 \cdot 10,06 = 14,18 \text{ кА}$$

$$i_{yK2} = \sqrt{2} K_{y2} I_{K2}^{(3)} = 1,41 \cdot 1 \cdot 9,92 = 13,98 \text{ кА}$$

$$i_{yK3} = \sqrt{2} K_{y3} I_{K3}^{(3)} = 1,41 \cdot 1 \cdot 5,9 = 8,31 \text{ кА}$$

$$I_{K1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{K1}^{(3)} = 0,87 \cdot 10,06 = 8,75 \text{ кА}$$

$$I_{K2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{K2}^{(3)} = 0,87 \cdot 9,92 = 8,63 \text{ кА}$$

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{K3}^{(3)} = 0,87 \cdot 5,9 = 5,13 \text{ кА}$$

Рассчитаем значения сопротивлений и составим схему замещения линии для расчёта 1-фазных КЗ:

$$R_{кл} = 2r_0 L_{кл1} = 2 \cdot 0,124 \cdot 30 = 7,44 \text{ МОм}$$

$$x_{к1} = x_{0п} L_{к1} = 0,07 \cdot 30 = 2,1 \text{ мОм}$$

$$Z_{п1} = 15 \text{ мОм}$$

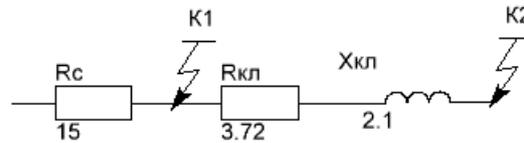


Рисунок 8 – Схема замещения для однофазных КЗ

$$R_{п2} = R_{c1} + R_{к1} = 15 + 7,44 = 22,44 \text{ мОм}$$

$$x_{п2} = 2,1 \text{ мОм}$$

$$Z_{п2} = \sqrt{R_{п2}^2 + x_{п2}^2} = \sqrt{22,44^2 + 2,1^2} = 22,5 \text{ мОм}$$

Рассчитаем токи 1-фазных КЗ:

$$I_{к1}^{(1)} = \frac{U_{кф}}{Z_{п1} + \frac{Z_T^{(1)}}{3}} = \frac{0,23 \cdot 10^3}{15 + \frac{128}{3}} = 3,99 \text{ кА}$$

$$I_{к2}^{(1)} = \frac{U_{кф}}{Z_{п2} + \frac{Z_T^{(1)}}{3}} = \frac{0,23 \cdot 10^3}{22,5 + \frac{128}{3}} = 3,25 \text{ кА}$$

Все необходимые значения занесём в таблицу токов КЗ:

Таблица 2 – Расчетные токи КЗ в трех точках

Место КЗ	R_k , мОм	x_k , мОм	Z_k , мОм	R_k / x_k	K_y	q	$I_k^{(3)}$, кА	i_y , кА	$I_{ук}^{(3)}$, кА	$I_k^{(2)}$, кА	$Z_{п}$, мОм	$I_k^{(1)}$, кА
К1	18,4	13,77	22,98	1,33	1	1	10,06	14,18	10,06	8,75	15	3,99
К2	18,58	14,17	23,3	1,31	1	1	9,92	13,98	9,92	8,63	22,5	3,52
К3	22,3	16,27	38,57	1,37	1	1	5,9	8,31	5,9	5,13		

4.5 Проверка оборудования

Исходя из расчетов тока КЗ. в трех разных точка проверяем, подходят ли выбранные автоматические выключатели.

Проверяем, выдерживает ли вводной выключатель ВА50-45 ударный ток КЗ. в точке К1. Предельный ударный ток для автоматического выключателя равен 65 кА и, следовательно, выбран, верно.

$$K1: i_{yK1} = 10.06 \text{ кА} \leq i_{yBA} = 65 \text{ кА};$$

Проверяем, выдерживает ли выключатель ZC400 ударный ток КЗ. в точке К2. Предельный ток для автоматических выключателей данного типа равен 35 кА и, следовательно, выбраны, верно.

$$K2: i_{yK2} = 9.92 \text{ кА} \leq i_{yBA} = 50 \text{ кА};$$

5 Выбор электрических аппаратов и проводников

Для нормальной работы установки устройства должны выдерживать длительный номинальный ток, ток режима перегрузки (режим близкий к короткому замыканию) и токи коротких замыканий. Устройства должны быть такого же климатического исполнения, которые нужны в данной окружающей среде. Выбор элементов системы электроснабжения производится по номинальным параметрам, так же производится проверка на устойчивость сквозных токов КЗ и перенапряжения [4,8,10,11,12,14,15,17,18].

5.1 Выбор коммутационных аппаратов

5.1.1 Высоковольтные выключатели 10 кВ

Для установки в ЗРУ 10 кВ выбран вакуумный выключатель. Марка выключателя ВР 1. Номинальное напряжение выключателя $U_N = 10$ кВ, номинальный ток $I_N = 1000$ А. Время срабатывания РЗ $t_{срза} = 0,1$ с.

В нормальном режиме, при работе двух трансформаторов. Нагрузка 70% значение тока в обмотках 10 кВ, $I_{нр}$, А, рассчитывается по формуле:

$$I_{нр} = 0,7 \cdot \frac{S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 0,7 \cdot \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 24,28 \text{ А.} \quad (37)$$

При 40% перегрузках трансформатора, при условии вывода одного в ремонт, вся нагрузка на одном трансформаторе, ток $I_{ар}$, А, рассчитывается по формуле:

$$I_{ар} = 1,4 \cdot \frac{S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,4 \cdot \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 48,56 \text{ А.} \quad (38)$$

«Номинальный ток выключателя больше тока аварийного режима. Время τ , с, которое равно промежутку от начала к. з. до момента начала расхождения контактов высоковольтного выключателя, при собственном времени отключения выключателя $t_c = 0,057$ с, рассчитано по формуле:» [5].

$$\tau = t_{p3a} + t_c = 0,01 + 0,057 = 0,067 \text{ с} \quad (39)$$

Коэффициент $\beta = 32\%$ (доля несинусоидальной составляющей тока).
Номинальный ток отключения выключателя ВГБЭ(П) $I_{HO} = 20$ кА.
Несинусоидальная доля короткозамкнутого тока $i_{апс}$, кА, равна:

$$\begin{aligned} i_{апс\ к1}^{(3)} &= \bar{2} \cdot I_n^3 \cdot e^{-\frac{\pi}{T_a}} = \bar{2} \cdot 12,66 \cdot e^{-\frac{0,067}{0,12}} \\ &= 10,17 \text{ кА.} \end{aligned} \quad (40)$$

Апериодический ток, который способен отключить выключатель, $i_{апсв}$, кА, рассчитывается по формуле:

$$i_{a.ном} = I_{откл.ном} \cdot \frac{\bar{2} \cdot \beta_{нор.}}{100} = 20 \cdot \frac{\bar{2} \cdot 32}{100} = 9,02 \text{ кА.} \quad (41)$$

«Апериодический сквозного ток выключателя $I_{ск} = 20$ кА. Мгновенный пиковый сквозной ток $i_{скп} = 52$ кА. Сквозные токи выключателя больше токов к.з.. Время от начала к.з. до полного его отключения $t_{окз}$, с, при полном времени отключения $t_{по} = 0,057$ с, рассчитано по формуле:»[3].

$$t_{окз} = t_{p3a} + t_{по} = 0,01 + 0,057 = 0,067 \text{ с.} \quad (42)$$

При протекании тока к.з., последний оказывает тепловое воздействие, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$, которое равно:

$$W_k = I_n^2 \cdot \tau + T_a = 12,66^2 \cdot 0,067 + 0,12 = 29,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (43)$$

где $T_a = 0,12$ с – среднее значение в КЛ 10кВ.

Допустимый Вд, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$, $t_T = 3$ с, при известном токе термической стойкости I_t , с, равен:

$$W_d = I_t^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \quad (44)$$

Выключатель ВР 1 пригоден к эксплуатации т.к. превосходит расчетные параметры сети.

5.3 Выбор плавких предохранителей 10 кВ

Плавкие предохранители служат для защиты электрического оборудования от перегрузок и КЗ. Предохранители являются обязательными к установке. Так как предохранители одинаковые на каждой из фаз, то расчет ведем для одного предохранителя. Выбор предохранителей осуществляем по условиям $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети.ном}}$ где $U_{\text{ном}}$ номинальное напряжение предохранителя, $U_{\text{сети.ном}}$ номинальное напряжение сети, $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{ар}}$ где $I_{\text{ном}}$ номинальный ток предохранителя, $I_{\text{прод,расч}}$ ток при условии выведения одного трансформатора в ремонт.

$$10\text{кВ} \geq 10\text{кВ}$$

$$50\text{А} \geq 48,56\text{А}$$

Выбираем предохранитель ПТ-10/50 изображен на рисунке



Рисунок 9 - Плавкий предохранитель ПТ-10/50

5.2 Выбор кабельных линий

При проектировании подстанции стоит учитывать, что применение силовых кабелей с масляной изоляцией не рекомендуется, кабель может загореться при его повреждении. Рекомендуется применение кабелей с не

стекающим пропиточным материалом, а так же с обязательным применением металлической брони, для препятствия проникновения влаги и защиты кабеля от механических повреждений.

Для подключения потребителей к подстанции используем кабель ВВГ. Производим выбор сечения проводников исходя из расчётных значений токов ЭП по условию нагрева согласно ПУЭ (глава 1.3; таблица 1.3.7). Все потребители относятся, ко второй категории надежности по правилам ПУЭ требуется дублировать питающий кабель.

Для ШУН-1:

$$I_{\text{ном}} = \frac{\sqrt{200^2 + (200 \cdot 0,56)^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 332,2 \text{ А}$$

Выбираем 2 кабеля ВВГ – 5х150

Для ШУН-3:

$$I_{\text{ном}} = \frac{\sqrt{200^2 + (200 \cdot 0,67)^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 348 \text{ А}$$

Выбираем 2 кабеля ВВГ – 5х150

Для ВРУ-1 МДП:

$$I_{\text{ном}} = \frac{\sqrt{164^2 + (164 \cdot 0,45)^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 260 \text{ А}$$

Выбираем 2 кабеля ВВГ 5х95

Для ШУН-5

$$I_{\text{ном}} = \frac{\sqrt{200^2 + (200 \cdot 0,67)^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 348,89 \text{ А}$$

Выбираем 2 кабеля ВВГ – 5х150

Для ШУН-4:

$$I_{\text{ном}} = \frac{\sqrt{200^2 + (200 \cdot 0,56)^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 332,2 \text{ А}$$

Выбираем 2 кабеля ВВГ – 5х150

Для ШУН-2

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{\sqrt{200^2 + (200 \cdot 0,67)^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 348,89 \text{ А}$$

Выбираем 2 кабеля ВВГ – 5х150

Для ШУН-6:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{\sqrt{22^2 + (22 \cdot 0,67)^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 38,37 \text{ А}$$

Выбираем 2 кабеля ВВГ – 5х4;

Для ВРУ-2 МДП:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{\sqrt{263^2 + (263 \cdot 0,32)^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 400,19 \text{ А}$$

Выбираем 2 кабеля ВВГ – 5х185;

5.3 Выбор защитной аппаратуры

В качестве защитной аппаратуры будут использованы автоматические выключатели Schneider Electric серии EZC400. Выбор автоматических выключателей осуществляем по условиям $I_{\text{н.а}} \leq I_{\text{н.р}}$ где $I_{\text{н.а}}$ номинальный ток потребителя, $I_{\text{н.р}}$ номинальный ток автоматического выключателя. Выбор производим для каждого потребителя:

Для ШУН-1:

$$I_{\text{н.а}} = 332,2 \text{ А} \leq I_{\text{н.р}} = 350 \text{ А}$$

Выбираем автоматический выключатель EZC400

Для ШУН-3:

$$I_{\text{н.а}} = 348 \text{ А} \leq I_{\text{н.р}} = 350 \text{ А}$$

Выбираем автоматический выключатель EZC400

Для ВРУ-1 МДП:

$$I_{\text{н.а}} = 260 \text{ А} \leq I_{\text{н.р}} = 300 \text{ А}$$

Выбираем автоматический выключатель EZC400

Для ШУН-5:

$$I_{\text{н.а}} = 348,89 \text{ А} \leq I_{\text{н.р}} = 350 \text{ А}$$

Выбираем автоматический выключатель EZC400

Для ШУН-4:

$$I_{н.а} = 332 \text{ A} \leq I_{н.р} = 350 \text{ A}$$

Выбираем автоматический выключатель EZC400

Для ШУН-2:

$$I_{н.а} = 348 \text{ A} \leq I_{н.р} = 350 \text{ A}$$

Выбираем автоматический выключатель EZC400

Для ШУН-6:

$$I_{н.а} = 38,37 \text{ A} \leq I_{н.р} = 40 \text{ A}$$

Выбираем автоматический выключатель ВА57-35

Для ВРУ-2 МДП:

$$I_{н.а} = 400 \text{ A} \leq I_{н.р} = 400 \text{ A}$$

Выбираем автоматический выключатель EZC400

5.4 Выбор вводных выключателей

На данный момент времени в ТП ВНС 1 на стороне напряжения 0,4 кВ установлены два вводных автоматических выключателя серии ВА 3736 1600А год выпуска 1980г. Выключатель имеет ручной привод. Так как выключатели аналогичные расчет будет произведен для одного.

Общий вид, габаритные размеры представлены на рисунке 10.

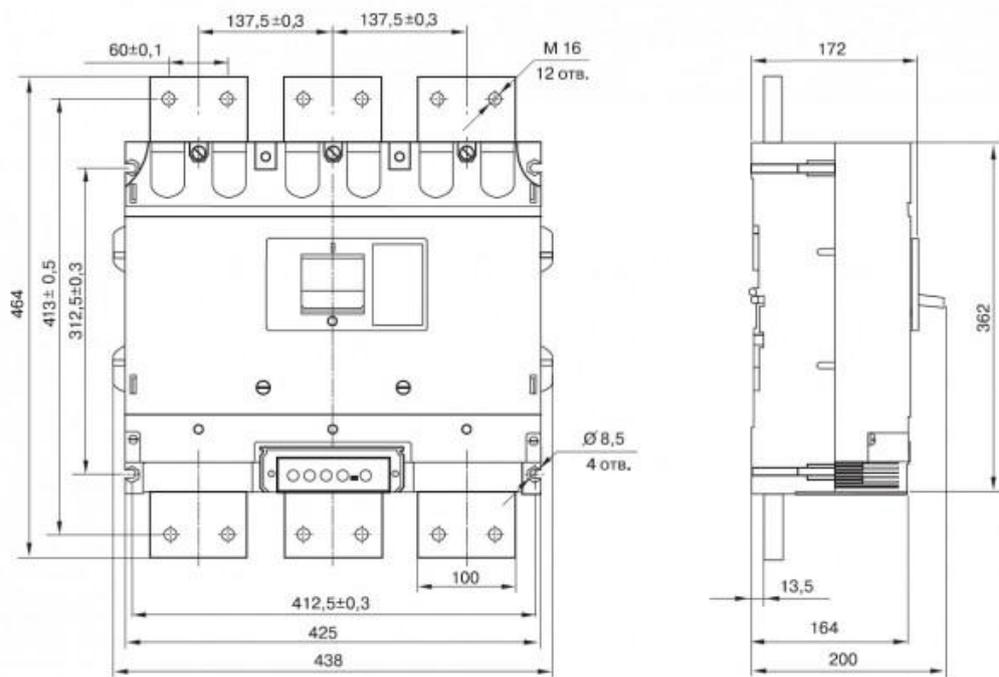


Рисунок - 10 Вид с боку и габаритные размеры выключателя ВА 3736 1600А

Недостатки автоматического выключателя:

- невозможность модернизации в ходе эксплуатации
- большие габариты по сравнению с аналогами на данные токи
- постоянно потребляют электрическую энергию;
- чувствительны к изменениям температуры окружающей среды;
- при нагреве от сторонних источников могут вызывать ложные срабатывания

Предложим для замены выключателя ВА 3736 1600А выключатели новых образцов. В современных выключателях присутствует функции по отстройке уставок в цифровом виде. Для замены выключателей на стороне напряжения 0,4 кВ рассмотрим несколько вариантов Т8L 2500А 120кА (производство АВВ), ВА50-45 2500А 63 кА (производство АО «Контактор») и DMX3 2500А 100 кА (производство Legrand). Произведем выбор из выше перечисленных выключателей и выберем наиболее подходящий и недорогостоящий.

Выключатель типа Т8L 2500А 120кА производства АВВ (Италия),

выключатель Т8L является лучшим предложением на рынке по качеству, но имеет высокую цену. Это трехполюсный коммутационный аппарат со встроенным пружинным приводом имеющий цифровую отстройку токовой отсечки. Выключатель Т8L изображен на рисунке 11.



Рисунок 11- Внешний вид выключателя Т8L

Таблица 3 - Технические характеристики выключателя Т8L

Параметры выключателя	Данные из каталога
$U_{\text{ном.кВ}}$	690
$I_{\text{ном.А}}$, не менее	2500
$I_{\text{ном.откл.}}$, кА, не менее	120

Выключатель DMX3 является средним по характеристикам и цене на рынке. Это трехполюсный коммутационный аппарат со встроенным пружинным приводом имеющий цифровую отстройку токовой отсечки, выключатель средний между дорогим и дешёвым вариантом.

Выключатель DMX3 изображен на рисунке 12.



Рисунок 12 - Выключатель DMX3

Таблица 4 - Технические характеристики выключателя DMX3

Параметры выключателя	Данные из каталога
$U_{\text{НОМ.}}$ кВ	690
$I_{\text{НОМ.}}$ А, не менее	2500
$I_{\text{НОМ.ОТКЛ.}}$ кА, не менее	100

Выключатель ВА50-45 является лучшим на рынке по низкой себестоимости, но по качеству исполнения уступает предыдущим 2 выключателям. Это трехполюсный коммутационный аппарат со встроенным пружинным приводом имеющий аналоговую отстройку, и отключающую способность ниже, чем у предыдущих выключателей.

Выключатель ВА50-45 изображен на рисунке 13.



Рисунок 13 - Выключатель ВА50-45

Таблица 5 - Технические характеристики выключателя ВА50-45

Параметры выключателя	Данные из каталога
$U_{\text{НОМ.}}$ кВ	690
$I_{\text{НОМ.}}$ А, не менее	2500
$I_{\text{НОМ.ОТКЛ.}}$, кА, не менее	65

Рассмотрев три выключателя от разных производителей, делаем вывод что для предоставленной системы электроснабжения по параметрам подходят все три выключателя. Выключатели выдержат как номинальные нагрузки в длительном режиме, так и кратковременный аварийный режим работы.

Так как потребности подстанции будут выполнены даже при установке выключателя с самой низкой ценой, можно сделать вывод, что оптимальным будет выбрать к установке в ячейки ЗРУ выключатель ВА50-45 производство АО «Контактор».

Вводной выключатель должен выдержать нагрузку с двух шинных распределителей при выводе одного трансформатора в ремонт. Суммируем нагрузку с ШР-1и ШР-2 и принимаем 2 выключателя:

Вводной автоматический выключатель:

$$I_{\text{ном}} = 2408,74 \text{ A} \leq I_{\text{н.а}} = 2500 \text{ A}$$

Выбираем автоматический выключатель ВА50-45 2500А 63 кА

5.4 Выбор измерительного трансформатора тока на стороне 0,4 кВ

ТА1: Рассчитываем длительный ток по (12):

$$I_{\text{дл}} = \frac{882,4}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1275 \text{ A}$$

К установке предполагаем ТШП-0,66-І с коэффициентом трансформации 1500/5, класс точности 1, частота 50Гц.

6 Расчет заземления подстанции

Расчет заземляющего устройства производим для подстанции 10/0,4 кВ, находящейся в четвертой климатической зоне. На подстанции с заземленной нейтралью на стороне 0,4 кВ установлен трансформатор ТМ 10/0,4 кВ. Естественного заземления нет. Для вертикальных заземлителей используется уголок размером 50x50x5 мм, длиной $l = 3$ м. Предварительно выбираем 18 штук стержней. Между уголками заложено расстояние, $a = 4,5$ м. Горизонтальные заземлители изготовлены из стальной полосы размером 40x4 мм. Горизонтальный заземлитель закладывается на глубину $t_0=0,7$ м. Грунт на котором расположена подстанция: супесок – с удельным сопротивлением $\rho_{zp} = 330$

Согласно ПУЭ допустимое сопротивление заземляющего устройства с учетом удельного сопротивления грунта ρ_{zp} равно:

$$R_3 = \frac{R_{zp}}{100} R_3 \quad (45)$$

$$R_3 = \frac{300}{100} 4 = 12 \text{ Ом}$$

Сопротивление растеканию вертикального заземлителя определяется по формуле:

$$R_6 = \frac{0,366 \rho_{расч.в}}{l} \left(\lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t' + l}{4t' - l} \right) \quad (46)$$

$$R_6 = \frac{0,366 \cdot 420}{3} \left(\lg \frac{2 \cdot 3}{0,95 \cdot 0,05} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 2,2 + 3}{4 \cdot 2,2 - 3} \right) = 139,6 \text{ Ом},$$

$$\rho_{расч.в} = k_c \cdot \rho_{zp} \quad (47)$$

$$\rho_{расч.в} = 1,7 \cdot 300 = 420 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

($k_c = 1,4$ $l=3$ d – диаметр стержневого заземлителя), (для уголка с шириной

полки b принимается $d= 0,95b$), м; t_0 – глубина заложения вершины вертикального заземлителя, м;

$$t' = t_0 + \frac{1}{2}l \quad (48)$$

$$t' = 0,7 + 0,5 \cdot 3 = 2,2 \text{ м.}$$

Расчёт количества вертикальных заземлителей определяется по выражению и равно:

$$n_в = R_в / \eta_в R_з \quad (49)$$

$$n_в = 139,6 / 0,6 \cdot 12 = 19,38 \text{ шт.}$$

где $\eta_в = 0,6$.

Исходя из расчетов количество уголков для вертикального заземлителя принимаем $n_в = 20$ шт.

Расчет длины горизонтального заземлителя производится по формуле:

$$l_г = a \cdot n_в \quad (50)$$

$$l_г = 4,5 \cdot 20 = 90 \text{ м}$$

Расчет сопротивления растеканию горизонтального заземлителя производится по формуле:

$$R_г = \frac{0,366 \rho_{расч.г}}{l_г} \cdot \lg \frac{2l_г^2}{b \cdot t_0} \quad (51)$$

$$R_г = \frac{0,366 \cdot 1200}{90} \lg \frac{2 \cdot 90^2}{0,04 \cdot 0,7} = 28,12 \text{ Ом}$$

где $\rho_{расч.г} = k'_c \cdot \rho_{сп} = 4 \cdot 300 = 1200 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, определяется из выражения

Действительное сопротивление растеканию горизонтального заземлителя с учетом коэффициента использования $\eta_г$ рассчитывается по формуле:

$$R'_г = R_г / \eta_г \quad (52)$$

$$R'_2 = 28,12 / 0,295 = 95,3 \text{ Ом}$$

где $\eta_2 = 0,295$.

Расчет сопротивления растеканию вертикальных заземлителей с учетом сопротивления горизонтального заземлителя производится по формуле:

$$R'_6 = \frac{R'_2 \cdot R_3}{R'_2 - R_3} \quad (53)$$

$$R'_6 = \frac{95,3 \cdot 12}{95,3 - 12} = 13,7 \text{ Ом}$$

Расчет точного количества вертикальных заземлителей производится по формуле:

$$n'_6 = \frac{R_6}{\eta_6 \cdot R'_6} \quad (54)$$

$$n'_6 = \frac{139,6}{0,6 \cdot 13,7} = 16,8 \text{ шт.}$$

Исходя из расчетов, принимаем к установке в заземляющем контуре подстанции в количестве $n'_6 = 17$ шт. вертикальных заземлителей.

7 Молниезащита подстанции

От поражений прямыми ударами молний все здания и сооружения подстанции должны защищаться молниеотводами.

Молниеотводами, называют комплекс аппаратов, включающий в себя заземлители, молниеприемники, и токоотводы.

Невозможно эффективно защитить подстанцию от прямых ударов молнии при использовании только одного невысокого молниеотвода, поэтому будем применять двойной стержневой молниеотвод.

Высоту молниеотвода принимаем равную 25 м.

Максимальное расстояние между молниеотводами составит:

$$L_{max} = 5.75 \cdot h = 5.75 \cdot 25 = 143.8 \text{ м.} \quad (55)$$

Критерий сравнения:

$$L_c = 2.25 \cdot h = 2.25 \cdot 25 = 56.25 \text{ м.} \quad (56)$$

Высота зоны защиты в средней точке рассчитываем по формуле:

$$h_c = \frac{L_{max} - L}{L_{max} - L_c} \cdot h_0 = \frac{143.8 - 20}{143.8 - 56.25} \cdot 20 = 28.28 \text{ м.} \quad (57)$$

Высота защищаемого объекта в средней точке между молниеотводами меньше h_c :

$$L_x = \frac{L}{2} = \frac{20}{2} = 10 \text{ м.} \quad (58)$$

Определяем зону защиты молниеотводов на уровне 0.0 м (уровень земли) для оценки эффективности молниеприёмного устройства:

$$r_0 = 1.2 \cdot h = 1.2 \cdot 25 = 30 \text{ м.} \quad (59)$$

Максимальная полуширина зоны в горизонтальном сечении на высоте:

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{30 \cdot (20 - 12.5)}{28.28} = 7.95 \text{ м.} \quad (60)$$

В соответствии с РД 34.21.122 многостержневое молниеприёмное устройство расценивается как комплекс двухстержневых молниеприёмных устройств необходимо выполнить аналогичный расчет для каждой пары молниеотводов.

Правильный расчет молниеотводов позволяет защитить подстанцию от попадания молнии в здание ЗРУ.

Всё силовое оборудование подстанции находится под защитой, при выбранной высоте молниеотводов.

Заключение

В результате выполнения ВКР бакалавра произведена реконструкция подстанции ВНС №1 ОАО «ТЕВИС».

При работе над выпускной квалификационной работой разработаны рекомендации по реконструкции главной подстанции ВНС №1 . Реализация данных рекомендации даст возможность повысить надежность и безопасность так же экономичность эксплуатации подстанции.

На основе предоставленных данных предприятием ОАО «ТЕВИС» составлены однолинейные схемы и чертежи расположения оборудования . По расчетам потребляемой мощности ТП и по экономическому расчёту произведен выбор двух силовых трансформатора типа ТМ-630/10/0,4 Произведены расчеты трехфазных КЗ на стороне высокого напряжения и расчеты трехфазных, двухфазных, и однофазных КЗ на стороне низкого напряжения. Основываясь на расчеты токов КЗ был произведен выбор оборудования подстанции.

Так же был произведен расчет защитного заземления и выбор количество заземляющих проводников и произведен расчет молниезащиты подстанции.

В результате реконструкции подстанции выполнены все требования технологического проектирования, подстанция обеспечит надежное электроснабжение потребителей.

Список используемых источников

1. Правила устройства электроустановок. Издание 7 [Электронный ресурс] / URL: <https://www.elec.ru> – Яз. рус. (дата обращения 25.02.2018 г.).
2. ГОСТ Р 52736-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания. Введ. 2007-07-12.–М.: Филиал ОАО «НТЦ электроэнергетики»-ВНИИЭ, МЭИ, 2007.– 44 с.
3. Шеховцов В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения: методическое пособие для вузов/ В.П. Шеховцов – М.: Энергоатомиздат. 2012. – 592 с.
4. Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: учебное пособие для вузов/ В.А. Андреев. – Ульяновск: УлГТУ. 2012. – 639 с.
5. Крючков И.П. Короткие замыкания и выбор электрооборудования: учебное пособие для вузов/ И.П. Крючков, В.А. Старшинов, Ю.П. Гусев. – М.: МЭИ. 2012. – 568 с.
6. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для вузов/ Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. – М.: Академия. 2014. – 448 с.
7. Сибикин Ю.Д. Электрические подстанции: учеб. пособие для вузов/ Ю.Д. Сибикин. – М.: Радиософт. 2016. – 416 с.
8. Сибикин Ю.Д. Основы эксплуатации электрооборудования электростанций и подстанций: учеб. пособие для вузов/ Ю.Д. Сибикин. – М.: Радиософт. 2017. – 448 с.
10. Васильева Т.Н. Надежность электрооборудования и систем электроснабжения: учебник для вузов/ Т.Н. Васильева. – М.: Телеком. 2015. – 152 с.

11. Хорольский В.Я. Надежность электроснабжения: учеб. пособие для вузов/ В.Я. Хорольский, М.А. Таранов. – Ростов-на-Дону: Терра Принт. 2013. – 128
12. Гуревич В.И. Защита оборудования подстанций от электромагнитного импульса: учебное пособие для вузов/ В.И. Гуревич. – М.: Инфра-Инженерия. 2016. – 302 с.
13. Спиридонов Н.Н. Режимы работы электрооборудования станций и подстанций: учебное пособие для вузов/ Н.Н. Спиридонов. – СПб.: Нестор-История. 2015. – 256 с.
14. Киреева Э.А. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: учебник для вузов/ Э.А. Киреева, С.А. Цырук. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Академия. 2017. – 288 с.
15. Титков В.В. Перенапряжения и молниезащита: учебник для вузов/ В.В. Титков, Ф.Х. Халилов. – СПб.: Лань. 2016. – 224 с.
16. Быстрицкий Г.Ф. Электроснабжение. Силовые Трансформаторы: учеб. пособие для вузов/ Г.Ф. Быстрицкий, Б.И. Кудрин. – М.: Юрайт. 2016. – 175 с.
17. Дайнеко В.А. Эксплуатация электрооборудования и устройств автоматики: учебное пособие для вузов/ В.А. Дайнеко, Е.П. Забелло, Е.М. Прищепова. – М: Инфра-М. 2015. – 333 с.
18. Ерошенко Г.Н. Эксплуатация электрооборудования: учебник для вузов/ Г.Н. Ерошенко, И.П. Кондратьева. – М.: Инфра-М. 2017. – 336 с.
19. Csanyi, E. Right Choice of Dry Type or Liquid-Filled Transformer. [Электронный ресурс]. 2012. [URL:http://electrical-engineering-portal.com/right-choice-of-dry-type-or-liquid-filled-transformer](http://electrical-engineering-portal.com/right-choice-of-dry-type-or-liquid-filled-transformer). – Яз. англ. (дата обращения 05.03.2018).
20. Parmar, J. Flexibility and Reliability of Numerical Protection Relay. [Электронный ресурс]. 2012. [URL:http://electrical-engineering-portal.com/flexibility-and-reliability-of-numerical-protection-relay](http://electrical-engineering-portal.com/flexibility-and-reliability-of-numerical-protection-relay). – Яз. англ. (дата обращения 05.03.2018).

21. Faruqi, A. Calculation and prevention of short circuit currents in high voltage grids. [Электронный ресурс]. 2017. URL:<http://electrical-engineering-portal.com/download-center/books-and-guides/relays/calculation-short-circuit-currents>. – Яз. англ. (дата обращения 05.03.2018)

22. Csanyi, E. Circuit breaker selections for low voltage installation. [Электронный ресурс]. 2017. URL:<http://electrical-engineering-portal.com/circuit-breaker-selections-discrimination>. – Яз. англ. (дата обращения 05.03.2018).

23. Csanyi, E. Two main functions of an earth electrode and its installation parameters. [Электронный ресурс]. 2017. URL:<http://electrical-engineering-portal.com/main-functions-earth-electrode-installation-parameters>. – Яз. англ. (дата обращения 05.03.2018).

24. Csanyi, E. Detailed calculation of currents and power according to the type of load. [Электронный ресурс]. 2017. URL:<http://electrical-engineering-portal.com/calculation-currents-power-load-type>. – Яз. англ. (дата обращения 01.03.2018).

25. Номенклатурный каталог «Русский трансформатор». [Электронный ресурс]. <http://www.rus-trans.com/?ukey=product&productID=1145> – Яз. рус. (дата обращения 05.03.2018).