

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

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

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

Электроснабжение
(направленность (профиль))

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Проектирование электрической части подстанции 110/10 кВ на севере Астраханской области»

Студент(ка)

Р.С. Беккер

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

Д.А. Нагаев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Консультанты

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Допустить к защите

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

« ____ » _____ 2016 г.

Тольятти 2016

Аннотация

Выпускная квалификационная работа бакалавра выполнена на тему «Проектирование электрической части подстанции 110/10 кВ на севере Астраханской области». В ходе выполнения ВКР были определены нагрузки от жилых районов «Савельевский» и «Капустин Яр», получающих питание от проектируемой подстанции. Произведен технико-экономический выбор силовых трансформаторов подстанции, принципиальной схемы подстанции. Выполнен расчет токов короткого замыкания и произведен выбор и проверка электрических аппаратов на подстанции. Рассмотрены варианты компоновки открытого распределительного устройства подстанции. Произведен выбор релейной защиты на подстанции и расчет уставок. Выбрана система оперативного тока на подстанции.

Выпускная квалификационная работа бакалавра выполнена в объеме 60 листов, содержит 14 рисунков и 3 таблицы.

Содержание

Введение.....	5
1. Краткая характеристика проектируемого объекта	7
2. Определение расчетных электрических нагрузок ГПП.....	8
3. Выбор числа и расчет оптимальной по приведенным затратам мощности трансформаторов главной понизительной подстанции	12
4. Выбор электрической схемы проектируемой ГПП	23
5. Расчет токов КЗ	26
6. Выбор электрических аппаратов и проводников на ГПП.....	33
7. Выбор релейной защиты подстанции и расчет уставок.....	42
8. Выбор системы оперативного тока на ГПП	52
9. Определение мощности собственных нужд подстанции.....	53
10. Расчет молниезащиты ГПП.....	55
Заключение	57
Список использованных источников	58

Введение

Большинство электроприемников населенного пункта предназначены для эксплуатации при напряжении до 1 кВ. Понижение напряжения происходит на главных понизительных подстанциях 110/10(6) кВ, трансформаторных подстанциях 10(6)/0,4 кВ, а распределение электроэнергии выполняется по электрическим сетям при напряжении 10(6) кВ от ГПП до ТП и на напряжении 0,4 кВ от ТП до жилых домов, зданий и сооружений. Наиболее распространенной является схема электроснабжения районов города от энергосистемы, представленной ТЭЦ или ГЭС [1-4].

Систему электроснабжения (СЭС) можно разделить на три системы: систему внешнего электроснабжения города; систему внутреннего электроснабжения; систему электроснабжения и электропотребления на напряжении 0,4 кВ. Вместе с тем, СЭС города является подсистемой общей энергосистемы и одной из подсистем инфраструктуры города.

К системе внешнего электроснабжения города относятся электроустановки и устройства между узловым распределительным пунктом энергосистемы (УРП) и главной понизительной подстанцией (ГПП). В качестве номинальных напряжений в системе внешнего электроснабжения городов применяются напряжения 35, 110, 220 кВ.

Внутренняя система электроснабжения городов характеризуется большой разветвленностью и протяженностью распределительной сети, включающей воздушные линии и кабельные, распределительные пункты (РП), трансформаторные подстанции (ТП), коммутационные аппараты. Распределение электрической энергии в системе внутреннего электроснабжения города выполняется при $U = 6, 10$ кВ, а в крупных городах с высокой плотностью застройки при $U = 20$ кВ.

Грамотно выполненный расчет нагрузок подстанции дает возможность определить оптимальные расчетные величины электрических сетей, позволяющие осуществлять их перспективное развитие и в то же время не

допускать перерасхода проводникового материала, выбора трансформаторов, работающих с большой недогрузкой или перегрузкой в нормальном режиме.

Электрические сети городов должны отвечать следующим требованиям: обеспечивать высокую надежность электроснабжения потребителей; соответствие передаваемой электроэнергии требованиям ГОСТ; безопасность эксплуатирующего персонала; экономичность при сооружении и последующей эксплуатации; возможность последующего изменения сетей вместе с расширением жилых и производственных районов города; минимальные потери электроэнергии; отсутствие вредного воздействия на экологию и окружающую среду.

Целью выпускной квалификационной работы бакалавра является проектирование надежной и экономичной подстанции 110/10 кВ на севере Астраханской области для электроснабжения потребителей жилых районов «Савельевский» и «Капустин Яр».

Задачами работы являются:

- а) определение расчетных электрических нагрузок ГПП
- б) выбор числа и расчет оптимальной по приведенным затратам мощности трансформаторов главной понизительной подстанции;
- в) выбор электрической схемы проектируемой ГПП
- г) расчет токов КЗ;
- д) выбор электрических аппаратов и проводников на ГПП;
- е) выбор релейной защиты подстанции и расчет уставок;
- ж) выбор системы оперативного тока на ГПП;
- з) определение мощности собственных нужд подстанции;
- и) расчет молниезащиты ГПП.

1 Краткая характеристика проектируемого объекта

Подстанция 110/10/10 кВ расположена на севере Астраханской области в г. Знаменск, ул. Янгеля, 23. Планируемая установленная мощность трансформаторов подстанции 2х40 МВА.

Подстанция предназначена для электроснабжения двух жилых микрорайонов: «Савельевский» и «Капустин Яр». Потребители подстанции относятся ко второй категории по надежности электроснабжения и получают питание по четырем кабельным линиям 10 кВ: «Капустин Яр-1», «Капустин Яр-2», «Савельевский-1», «Савельевский-2».

Подстанция является тупиковой.

На рисунке 1.1 представлено географическое расположение подстанции. Данная схема создана с помощью программного продукта «Wikimapia».

Площадь проектируемой подстанции 10750 м².



Рисунок 1.1 – Расположение подстанции на географической карте региона

Обслуживание главной понизительной подстанции производится оперативным персоналом с 8 до 17 ч, кроме того на подстанции постоянно присутствует дежурный по подстанции.

2 Определение расчетных электрических нагрузок ГПП

При расчете электрических нагрузок в системе электроснабжения города или предприятия обычно выделяют шесть уровней электроснабжения [4].

1. Отдельные электроприемники;
2. Распределительные пункты напряжением до 1 кВ;
3. Шины 0,4 кВ трансформаторной подстанции 10(6)/0,4 кВ;
4. Шины распределительного пункта 10(6) кВ;
5. Шины распределительного устройства главной понизительной подстанции. Определение расчетной нагрузки выполняется для выбора числа, мощности и типа силовых трансформаторов, сечения шин распределительного устройства ГПП, отключающих аппаратов на стороне низкого напряжения трансформатора.

6. Шины 110 кВ главной понизительной подстанции. Расчетную нагрузку на стороне ВН находят с учетом потерь в силовом трансформаторе, с учетом расчетной нагрузки на обмотке среднего напряжения или расщепленной обмотке, если трансформатор недвухобмоточный. Эта нагрузка используется для выбора сечения питающих линий и коммутационных аппаратов для присоединения трансформатора ГПП к электроэнергосистеме.

Для обоснованного выбора схемы электроснабжения города и определения нагрузок принимают во внимание рост электрических нагрузок города на 10 лет вперед.

По годовым графикам нагрузки для потребителей главной понизительной подстанции $P_{in}(t)$ найдем потребление электрической энергии:

$$W_n = \sum_{i=1}^n P_{in}(t) \cdot t_{in} \quad (2.1)$$

Годовой график нагрузки для микрорайона «Капустин Яр» представлен на рисунке 2.1.

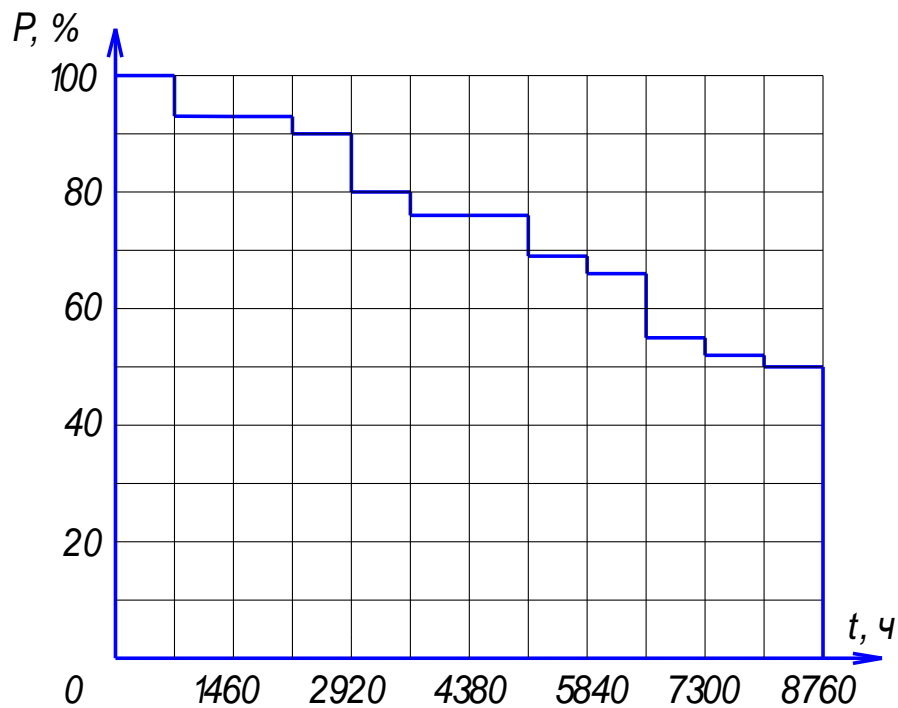


Рисунок 2.1 – Годовой график нагрузки для микрорайона «Капустин Яр»

Годовое потребление электрической энергии для микрорайона «Капустин Яр»:

$$W_{кя} = 39 \cdot (1 \cdot 730 + 0,93 \cdot 2190 + 0,9 \cdot 730 + 0,8 \cdot 730 + 0,76 \cdot 2190 + 0,69 \cdot 730 + 0,66 \cdot 730 + 0,55 \cdot 730 + 0,52 \cdot 730 + 0,5 \cdot 730) = 304\ 344,3 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Годовой график нагрузки для микрорайона «Савельевский» представлен на рисунке 2.2.

Годовое потребление электрической энергии для микрорайона «Савельевский»:

$$W_{сав} = 21 \cdot (1 \cdot 760 + 0,89 \cdot 1460 + 0,86 \cdot 760 + 0,8 \cdot 760 + 0,74 \cdot 1460 + 0,6 \cdot 1460 + 0,59 \cdot 760 + 0,56 \cdot 1460) = 137411,4 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

Определим суммарное потребление электроэнергии по подстанции:

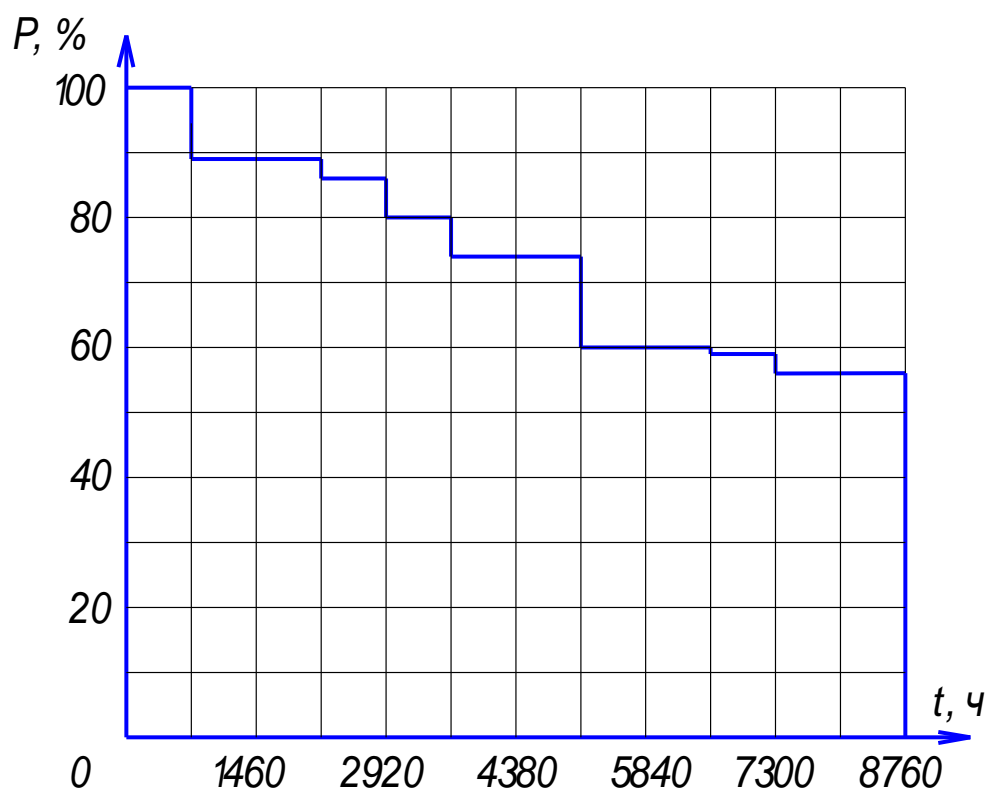


Рисунок 2.2 – Годовой график нагрузки для микрорайона «Савельевский»

$$W_{nc} = \sum W_n; \quad (2.2)$$

$$W_{nc} = 304344,3 + 137411,4 = 441755,7 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

Число часов максимальной годовой нагрузки ГПП:

$$T_m = \frac{W}{P_{\max.nc}}; \quad (2.3)$$

$$T_m = \frac{441\,755,7}{(39 + 21)} = 7\,362,59 \text{ ч.}$$

Коэффициент заполнения графика нагрузки главной понизительной подстанции:

$$K_{\text{зап}} = \frac{T_m}{8760}; \quad (2.4)$$

$$K_{\text{зап}} = \frac{7362,59}{8760} = 0,840.$$

Зная значения $\cos \varphi$ для каждого из потребителей найдем суммарный график полной мощности для ГПП, который изобразим на рисунке 2.3.

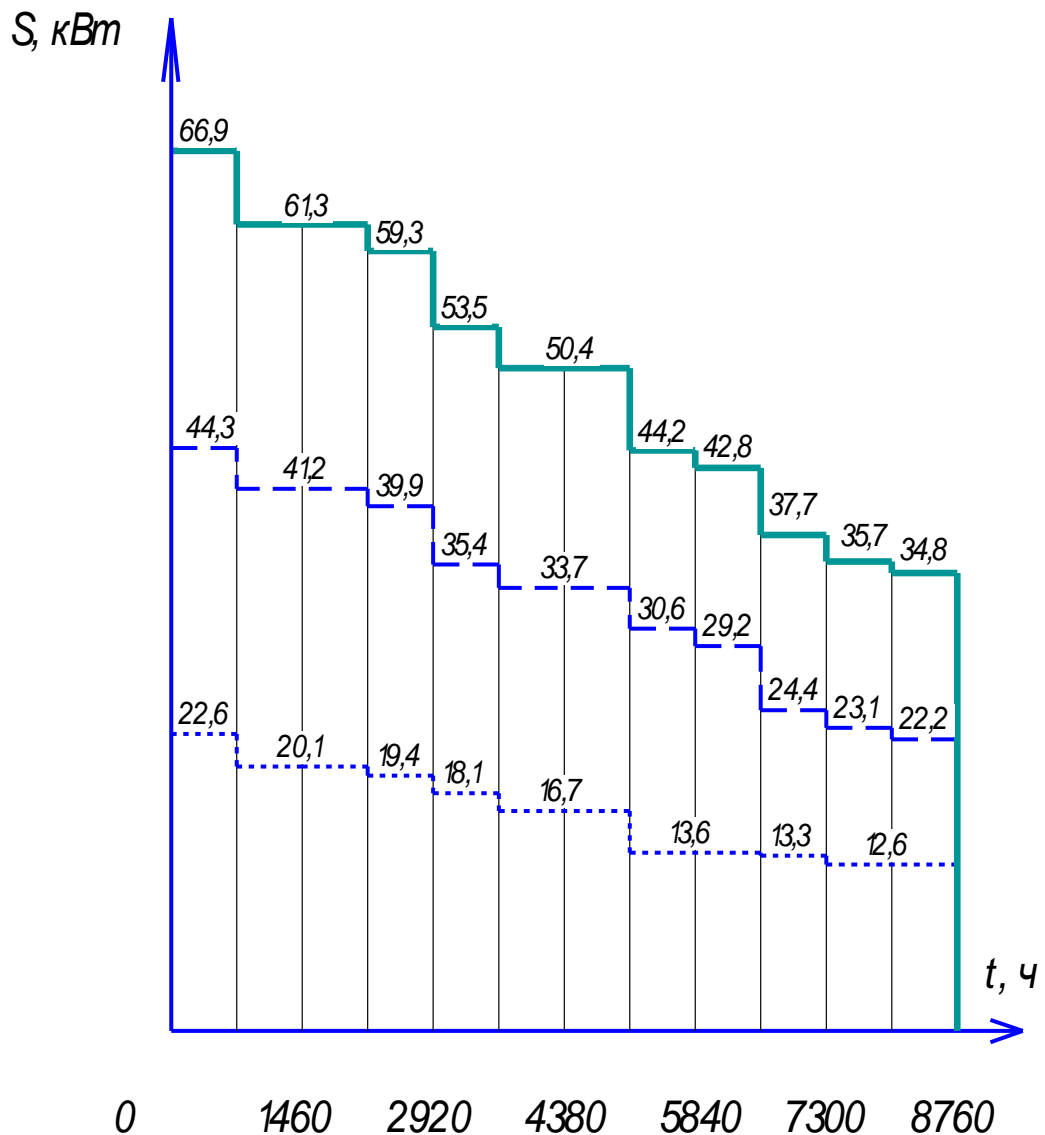


Рисунок 2.3 – Суммарный график полной мощности ГПП

По максимальной нагрузке ГПП определим необходимую мощность силовых трансформаторов ГПП.

3 Выбор числа и расчет оптимальной по приведенным затратам мощности трансформаторов главной понизительной подстанции

3.1 Выбор типа силовых трансформаторов

Выбираем трехфазные силовые трансформаторы типа ТРДН с расщепленной обмоткой низшего напряжения, оснащенные устройством регулирования напряжения под нагрузкой.

3.2 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

Перегрузка по напряжению силового трансформатора должна нормально исключаться схемой и режимом работы электрической сети и защитными устройствами [3]. Таким образом, обычно рассматривается возможная допустимость перегрузок по мощности или току в условиях изменения температуры охлаждающей среды.

Под нагрузочной способностью силового трансформатора понимают его свойство нести нагрузку выше номинальной при условиях эксплуатации, определяемых предварительной нагрузкой и температурой охлаждающей среды.

Трансформаторы могут без ущерба для нормального срока службы работать в течение части суток с нагрузкой, превышающей номинальную, если в другую часть рассматриваемого периода их нагрузка меньше номинальной. Критерием допустимости того или иного режима в течение суток является не номинальная мощность, а износ изоляции за рассматриваемый период. Если при выборе мощности трансформаторов и их эксплуатации руководствоваться только номинальной мощностью, они будут недоиспользованы.

Наивыгоднейшая мощность трансформатора соответствует минимальным ежегодным затратам. Мощность трансформатора зависит от величины и продолжительности максимума нагрузки, графика электрической нагрузки и длительности нарастания ее по годам, коэффициента мощности, удаленности трансформатора от источника питания, числа часов работы предприятия, стоимости энергии, условий окружающей среды и др. Эти факторы могут быть в различных сочетаниях, и в зависимости от них

получаются различные значения наивыгоднейшей номинальной мощности трансформаторов. Работа трансформаторов может оказаться выгодной как с недогрузкой, так и с перегрузкой, не допуская, конечно, предела теплового износа трансформатора, приводящего к сокращению его нормального срока службы. Величина и продолжительность перегрузок зависит от коэффициента заполнения суточного графика нагрузки, температуры окружающего воздуха, системы охлаждения трансформатора и др. Температура окружающего воздуха 40 °С, принятая в стандарте, не держится длительно даже в жарких поясах и колеблется в очень больших пределах, достигая значений 25-35 °С. Поэтому даже при одинаковом максимуме нагрузки наивыгоднейшие мощности трансформаторов могут быть разными, если режим их работы неодинаков. К тому же перечисленные факторы могут меняться во времени, что бывает очень трудно учесть заранее. Для правильного выбора мощности трансформатора необходимо иметь график его нагрузки из которого определяются максимальная нагрузка и ее продолжительность.

От главной понизительной подстанции запитаны потребители, относящиеся ко 2й категории электроснабжения, поэтому необходимо два независимых источника электроснабжения, следовательно принимаем к установке на ГПП 2 силовых трансформатора (СТ).

Найдем мощность СТ:

$$S_{\text{ном.Т}} \geq \frac{S_{\text{max}} \cdot K_{1-2}}{K_{\text{пер}} \cdot (n-1)^2}; \quad 3.1$$

$$S_{\text{ном.Т}} \geq \frac{66,9 \cdot 0,8}{1,4 \cdot (2-1)^2} = 38,22 \text{ МВА.}$$

По найденной мощности выбираем из справочника два СТ большей мощности.

Рассмотрим варианты с трансформаторами ТРДН-40000 и ТРДН-63000. Справочные данные сведем в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 – Справочные данные СТ

Тип тра	$S_{ном}$, МВА	$U_{нВН}$, кВ	$U_{нНН}$, кВ	U_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %
ТРДН	40	115	11	10,5	170	22	0,28
ТРДН	63	115	11	10,5	245	35	0,25

3.3 Выбор наиболее рациональной номинальной мощности СТ

Потери электроэнергии в СТ складываются из потерь в режиме холостого хода (ХХ) и потерь в режиме короткого замыкания (КЗ).

Определим приведенные потери мощности в СТ:

$$P_T' = P_x' + \kappa_{зв}^2 \cdot P_{кв} + \kappa_{зн1}^2 \cdot P_{кн1} + \kappa_{зн2}^2 \cdot P_{кн2}; \quad (3.2)$$

где $\kappa_{зв}$ – коэффициенты загрузки обмоток СТ

$$\kappa_z = \frac{S_B}{S_{ном.Т}}; \quad (3.3)$$

1) Для ТРДН-40000

$$\kappa_{зв} = \frac{S_B}{S_{ном.Т}} = \frac{66900}{40000} = 1,673,$$

$$\kappa_{зн1} = \frac{S_B}{S_{ном.Т}} = \frac{44300}{40000} = 1,107,$$

$$\kappa_{зн2} = \frac{S_B}{S_{ном.Т}} = \frac{22600}{40000} = 0,565;$$

2) Для ТРДН-63000

$$K_{36} = \frac{S_B}{S_{ном.Т}} = \frac{66900}{63000} = 1,062,$$

$$K_{3н1} = \frac{S_B}{S_{ном.Т}} = \frac{44300}{63000} = 0,703,$$

$$K_{3н2} = \frac{S_B}{S_{ном.Т}} = \frac{22600}{63000} = 0,359;$$

Определим приведенные потери XX:

$$P'_x = \Delta P_x + k_{ипп} \cdot Q_x = \Delta P_x + k_{ипп} \cdot \frac{I_{xx}}{100} \cdot S_{ном.Т}; \quad 3.4$$

где $k_{ипп} = 0,05$ кВт/квар – коэффициент изменения потерь ;

$$Q_x = \frac{I_{xx}}{100} \cdot S_{ном.Т};$$

1) Для ТРДН-40000

$$P'_{x40} = 22 + 0,05 \cdot \frac{0,28}{100} \cdot 40000 = 27,6 \text{ кВт}$$

2) Для ТРДН-63000

$$P'_{x63} = 35 + 0,05 \cdot \frac{0,25}{100} \cdot 63000 = 42,875 \text{ кВт}$$

Определим приведенные потери КЗ:

$$P'_{кв} = P_{кв} + k_{ипп} \cdot Q_{кв} = P_{кв} + k_{ипп} \cdot \frac{U_k}{100} \cdot S_{ном.Т}, \quad 3.5$$

$$P'_{кн1} = P_{кн1} + k_{ипп} \cdot Q_{кн1} = P_{кн1} + k_{ипп} \cdot \frac{U_{кн1}}{100} \cdot S_{ном.Т}, \quad 3.6$$

$$P_{кн2}' = P_{кн2} + k_{инп} \cdot Q_{кн2} = P_{кн2} + k_{инп} \cdot \frac{U_{кн2}}{100} \cdot S_{НОМ Т}; \quad 3.7$$

Для ТРДН-40000

$$P_k = 0, \quad P_{кн1} = P_{кн2} = 2 \cdot \Delta P_{кВН-НН} = 2 \cdot 170 = 340 \text{ кВт},$$

Для ТРДН-63000

$$P_k = 0, \quad P_{кн1} = P_{кн2} = 2 \cdot \Delta P_{кВН-НН} = 2 \cdot 245 = 490 \text{ кВт};$$

потери реактивной мощности в СТ:

$$Q_{кв} = \frac{U_{кв}(\%)}{100} \cdot S_{НОМ Т} = \frac{U_{кв}(\%)}{100} \cdot S_{НОМ Т},$$

$$Q_{кн1} = Q_{кн2} = \frac{U_{кн1,2}(\%)}{100} \cdot S_{НОМ Т} = \frac{U_{кв}(\%)}{100} \cdot S_{НОМ Т};$$

где $U_{кв}, U_{кн}$ - напряжение КЗ обмоток ВН и НН:

Для ТРДН-40000

$$U_{кв} = 0,125 \cdot U_{кВН-НН} = 0,125 \cdot 11 = 1,375 \%$$

$$U_{кн1} = U_{кн2} = 1,75 \cdot U_{кВН-НН} = 1,75 \cdot 11 = 19,25 \%$$

Для ТРДН-63000

$$U_{кв} = 0,125 \cdot U_{кВН-НН} = 0,125 \cdot 11 = 1,375 \%$$

$$U_{кн1} = U_{кн2} = 1,75 \cdot U_{кВН-НН} = 1,75 \cdot 11 = 19,25 \%$$

Определим приведенные потери КЗ:

1) Для ТРДН-40000

$$P'_{кв} = P_{кв} + k_{ип} \cdot \frac{U_k}{100} \cdot S_{ном Г} = 0 + 0,05 \cdot \frac{1,375}{100} \cdot 40000 = 27,5 \text{ кВт},$$

$$P'_{кн1} = P_{кн1} + k_{ип} \cdot \frac{U_{кн1}}{100} \cdot S_{ном Г} = 340 + 0,05 \cdot \frac{19,25}{100} \cdot 40000 = 725 \text{ кВт},$$

$$P'_{кн2} = P_{кн2} + k_{ип} \cdot \frac{U_{кн2}}{100} \cdot S_{ном Г} = 340 + 0,05 \cdot \frac{19,25}{100} \cdot 40000 = 725 \text{ кВт}.$$

2) Для ТРДН-63000

$$P'_{кв} = P_{кв} + k_{ип} \cdot \frac{U_k}{100} \cdot S_{ном Г} = 0 + 0,05 \cdot \frac{1,375}{100} \cdot 63000 = 43,31 \text{ кВт},$$

$$P'_{кн1} = P_{кн1} + k_{ип} \cdot \frac{U_{кн1}}{100} \cdot S_{ном Г} = 490 + 0,05 \cdot \frac{19,25}{100} \cdot 63000 = 1096 \text{ кВт},$$

$$P'_{кн2} = P_{кн2} + k_{ип} \cdot \frac{U_{кн2}}{100} \cdot S_{ном Г} = 490 + 0,05 \cdot \frac{19,25}{100} \cdot 63000 = 1096 \text{ кВт}.$$

Общие потери электроэнергии для СТ ГПП:

$$\begin{aligned} \Delta W'_{пс} &= \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{ki} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{кvi} + \sum \Delta W_{хн1i} + \\ &+ \sum \Delta W_{кн2i} = \sum n_i \cdot P'_x \cdot T_i + \sum \left(\frac{1}{n} \cdot P'_{кв} \cdot k_{3vi}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{кн1} \cdot k_{3н1i}^2 \cdot T_i + \right. \\ &\left. + \frac{1}{n} \cdot P'_{кн2} \cdot k_{3н2i}^2 \cdot T_i \right). \end{aligned} \quad (3.8)$$

где $k_{3,i} = \frac{S_{нагр i}}{S_{ном Г}}$ - коэффициент загрузки обмоток СТ на i -й ступени;

Экономическая нагрузка СТ, ниже которой отключается один из трансформаторов:

$$S_{\text{э пс}} = S_{\text{ном Т}} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{P'_x}{P'_k}}; \quad 3.9$$

1) Для ТРДН-40000

$$S_{\text{э пс}} = 40000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot \frac{27,6}{725}} = 11037 \text{ кВА.}$$

2) Для ТРДН-63000

$$S_{\text{э пс}} = 63000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot \frac{42,875}{1096}} = 17621,88 \text{ кВА.}$$

Исходя из экономической нагрузки СТ с $S_{\text{ном}} = 40$ МВА и $S_{\text{ном}} = 63$ МВА их отключение нецелесообразно ни на одной из ступеней годового графика нагрузки ПС.

Определим обобщенные потери электроэнергии в СТ ТРДН-40000 для первой ступени годового графика нагрузки. Остальные результаты расчетов обобщим в таблице 3.2. Результаты расчетов для СТ ТРДН-63000 обобщим в таблице 3.3.

$$\begin{aligned} \Delta W_{\text{пст40}} &= 2 \cdot 27,6 \cdot 730 + \left(\frac{1}{2} \cdot 27,5 \cdot \left(\frac{66,9}{40}\right)^2 \cdot 730 + \frac{1}{2} \cdot 725 \cdot \left(\frac{44,3}{40}\right)^2 \cdot 730 + \right. \\ &\left. + \frac{1}{2} \cdot 725 \cdot \left(\frac{22,6}{40}\right)^2 \cdot 730\right) = 40296 + 28077 + 324577 + 84474 = 477424 \text{ кВт} \cdot \text{ч.} \end{aligned}$$

Таблица 3.2 – Суммарные потери электроэнергии в СТ ТРДН-40000

i	$S_{\text{в}i}$, МВА	$S_{\text{н}1i}$, МВА	$S_{\text{н}2i}$, МВА	n_i	T_i , ч	ΔW_{xi} , кВт·ч	$k_{\text{зв}i}$	$k_{\text{зн}1i}$	$k_{\text{зн}2i}$	$\Delta W_{\text{кв}i}$, кВт·ч	$\Delta W_{\text{кн}1i}$, кВт·ч	$\Delta W_{\text{кн}2i}$, кВт·ч
1	66,9	44,3	22,6	2	730	40 296	1,67	1,11	0,56	28 077	324 577	84 475
2	61,3	41,2	20,1	2	1460	80 592	1,53	1,03	0,50	47 147	561 481	133 639
3	59,3	39,9	19,4	2	730	40 296	1,48	0,99	0,48	22 060	263 303	62 246
4	53,5	35,4	18,1	2	730	80 592	1,33	0,88	0,45	17 956	207 261	54 183
5	50,4	33,7	16,7	2	1460	40 296	1,26	0,84	0,42	31 871	375 665	92 252
6	44,2	30,6	13,6	2	730	40 296	1,10	0,76	0,34	12 256	154 865	30 590
7	42,8	29,2	13,6	2	730	40 296	1,07	0,73	0,34	11 491	141 018	30 590
8	37,7	24,4	13,3	2	730	40 296	0,94	0,61	0,33	8 916	98 467	29 255
9	35,7	23,1	12,6	2	730	40 296	0,89	0,57	0,31	7 995	88 254	26 257
10	34,8	22,2	12,6	2	730	40 296	0,87	0,55	0,31	7 597	81 511	26 257
Σ						483 552				195 369	2 296 404	569 747
						3 545 073 кВт·ч						

Таблица 3.3 - Суммарные потери электроэнергии в СТ ТРДН-63000

i	$S_{\epsilon i},$ МВА	$S_{н1i},$ МВА	$S_{н2i},$ МВА	n_i	$T_i, \text{ ч}$	$\Delta W_{xi},$ кВт·ч	$k_{\text{зв}i}$	$k_{\text{зн}1i}$	$k_{\text{зн}2i}$	$\Delta W_{\text{кв}i},$ кВт·ч	$\Delta W_{\text{кн}1i},$ кВт·ч	$\Delta W_{\text{кн}2i},$ кВт·ч
1	66,9	44,3	22,6	2	730	62 597	1,06	0,70	0,36	17 826	490 672	84 475
2	61,3	41,2	20,1	2	1460	62 597	0,97	0,65	0,32	29 933	848 805	133 639
3	59,3	39,9	19,4	2	730	125 195	0,94	0,63	0,31	14 006	398 042	62 246
4	53,5	35,4	18,1	2	730	62 597	0,85	0,56	0,29	11 400	313 321	54 183
5	50,4	33,7	16,7	2	1460	62 597	0,80	0,53	0,26	20 234	567 902	92 252
6	44,2	30,6	13,6	2	730	62 597	0,70	0,49	0,22	7 781	234 113	30 590
7	42,8	29,2	13,6	2	730	62 597	0,68	0,46	0,22	7 296	213 181	30 590
8	37,7	24,4	13,3	2	730	62 597	0,60	0,39	0,21	5 661	148 855	29 255
9	35,7	23,1	12,6	2	730	62 597	0,57	0,37	0,2	5 076	133 416	26 257
10	34,8	22,2	12,6	2	730	62 597	0,55	0,35	0,2	4 823	123 222	26 257
Σ						751 170				124 037	3 471 530	861 301
						5 208 038 кВт·ч						

3.4 Стоимость потерь электрической энергии в СТ за год

Экономически целесообразную мощность СТ найдем по методу приведенных затрат:

$$Z_{np} = E_n \cdot K + I = E_n \cdot K + I_o + I_{\text{э}}, \text{ руб}; \quad 3.10$$

где K - капитальные затраты на оборудование ГПП, руб.; E_n - коэффициент дисконтирования; I - стоимость эксплуатационных издержек за год, руб.; $I_{\text{э}}$ - стоимость потерь электрической энергии в СТ за год, которая может быть найдена по формуле:

$$I_{\text{э}} = \Delta W_{nc} \cdot C_{\text{э}}, \text{ руб}; \quad 3.11$$

где $C_{\text{э}}$ - стоимость 1 кВт·ч электрической энергии.

1) Для ТРДН-40000:

$$I_{\text{э}} = 3545,073 \cdot 0,95 = 3367,82 \text{ руб.}$$

2) Для ТРДН-63000:

$$I_{\text{э}} = 5208,308 \cdot 0,95 = 4947,89 \text{ руб.}$$

I_o - годовые отчисления, руб.:

$$I_o = p_{\text{сум}} \cdot K = (p_a + p_{op}) \cdot K; \quad 3.12$$

где $p_{\text{сум}} = p_a + p_{op}$ - суммарный коэффициент отчислений на амортизацию, обслуживание, ремонт.

1) Для ТРДН-40000

$$I_o = 0,094 \cdot 18\,269 = 1\,717 \text{ руб.}$$

2) Для ТРДН-63000

$$I_o = 0,094 \cdot 26\,987 = 2\,536 \text{ руб.}$$

Определим экономически целесообразную мощность СТ:

1) Для ТРДН-40000

$$Z_{np} = 0,15 \cdot 40000 + 3367 + 1717 = 11084 \text{ руб.}$$

2) Для ТРДН-63000

$$Z_{np} = 0,15 \cdot 63000 + 4947 + 2536 = 16933 \text{ руб.}$$

Окончательно принимаем вариант с силовым трансформатором ТРДН-40000/110/10, который имеет меньшие приведенные затраты по сравнению с вариантом ТРДН-63000/110/10.

4 Выбор электрической схемы проектируемой ГПП

Главная понизительная подстанция является одним из основных звеньев системы электроснабжения города [3, 8]. Место расположения ГПП зависит от генплана города.

Схема ГПП зависит от схемы присоединения подстанции к питающей сети и, исходя из общей схемы электроснабжения города, должна удовлетворять ряду требований:

- обеспечивать необходимую надежность электроснабжения потребителей города;
- обеспечивать перспективу развития;
- давать возможность выполнения ремонтных и эксплуатационных работ на отдельных элементах схемы без отключения большого количества присоединений.

На ГПП, как правило, устанавливаются двухобмоточные или двухобмоточные трансформаторы с расщепленными обмотками низшего напряжения.

ГПП по схеме подключения к сети 35-220 кВ делятся на:

- ответвительные;
- проходные;
- тупиковые.

Поскольку главная понизительная подстанция является тупиковой, то в качестве схемы выбираем схему «два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны высокого напряжения» и две секционированных системы сборных шин на стороне низкого напряжения.

На рисунке 4.2 представлена принципиальная электрическая схема подстанции.

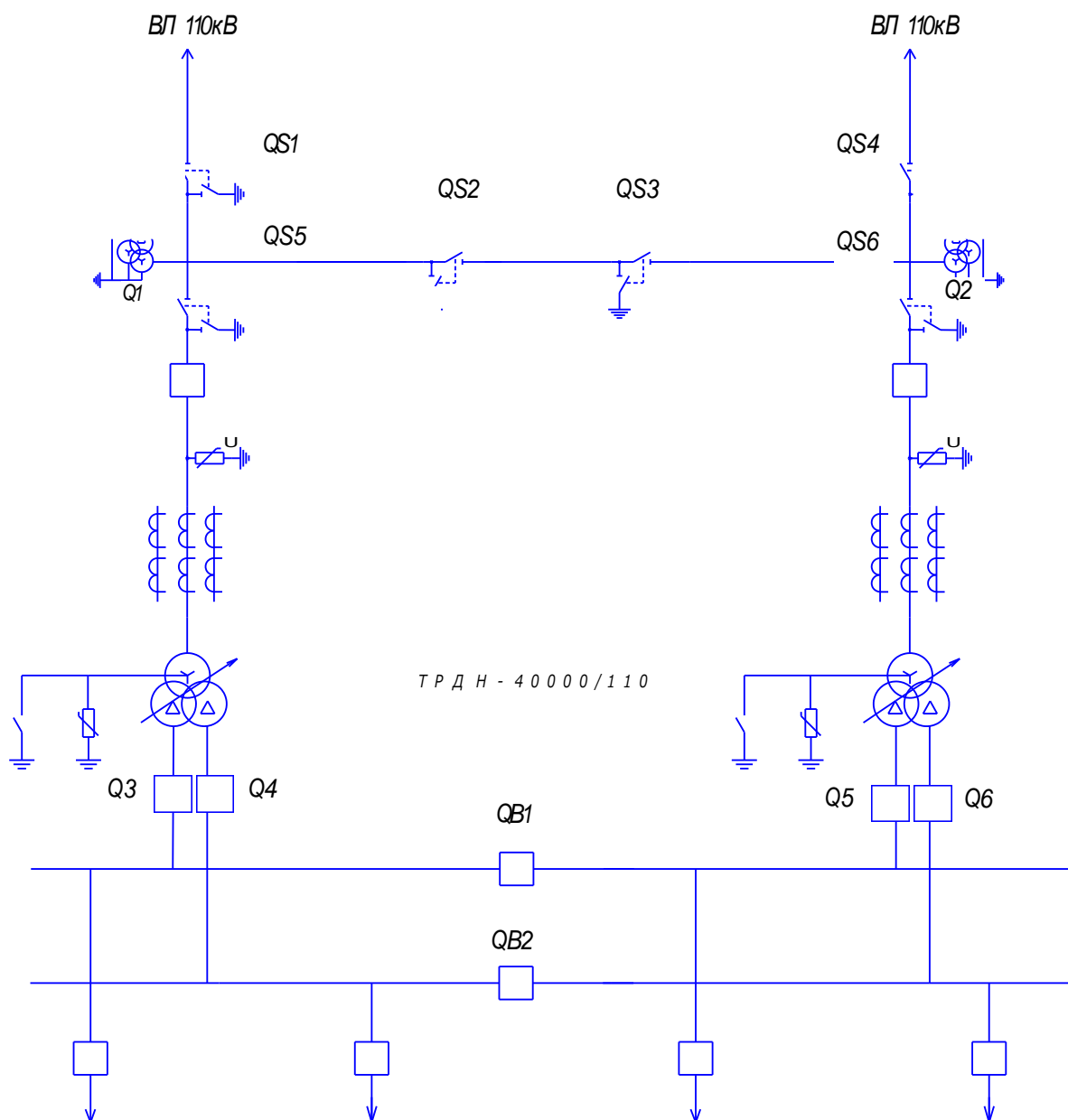


Рисунок 4.2 - Принципиальная электрическая схема подстанции

В некоторых случаях для обеспечения эксплуатационных переключений в блочной схеме предусматривается перемычка с выключателем, так называемая схема «мостика». Вариант с устройством перемычки между линейными выключателями и трансформаторами применяется при ровном графике нагрузки, когда трансформаторы все время равномерно загружены и нет необходимости в частых режимных переключениях.

Вариант, в котором переключатель установлена между линейными выключателями и линиями целесообразен при неравномерном суточном графике нагрузки, когда требуются частые режимные отключения и включения трансформатора.

Кроме этого, при выборе варианта схемы необходимо учитывать частоту срабатывания выключателей при повреждениях в трансформаторах и линиях. Аналогичная ситуация при отключении повреждений в линиях.

Для удобства переключений при ревизиях и ремонтах трансформаторов или линий без временного вывода из работы смежных элементов в схемах «мостика» иногда предусматривают дополнительные ремонтные переключатели, в которых предусматриваются два последовательно соединенных разъединителя.

Переключатели позволяют не прерывать транзиты энергии на линии при ремонте выключателей на подстанции. Установка двух разъединителей необходима для возможности поочередной ревизии или ремонта одного из разъединителей без нарушения работы элементов «мостика» трансформаторов или линий.

5 Расчет токов КЗ

Для того чтобы проверить выбранные электрические аппараты и проводники по условиям КЗ, необходимо выполнить четыре расчетных условия КЗ [3]:

- составить расчетную схему системы электроснабжения;
- определить расчетный вид короткого замыкания;
- наметить расчетные точки короткого замыкания;
- определить расчетное время протекания тока КЗ.

В качестве расчетной схемы используют однолинейную схему с нанесением всех элементов с их параметрами, влияющими на ток короткого замыкания и которые необходимо учесть при проведении расчетов. По расчетной схеме составляется схема замещения.

Расчетным видом короткого замыкания при проверке на динамическую устойчивость является трехфазное короткое замыкание, а при проведении проверки на термическую устойчивость - трехфазное или двухфазное КЗ $I_{по}^{(2)} \geq I_{по}^{(3)}$ может быть в случаях электрически близких КЗ к генераторам.

Расчетная точка для определения тока КЗ может располагаться с обеих сторон проверяемого оборудования.

Расчетная длительность КЗ принимается в зависимости от назначения расчета. При проверке на термическую устойчивость она принимается равной времени действия основной защиты и полного времени, необходимого для отключения выключателя, расположенного ближе всего к месту КЗ:

$$t_{откл} = t_{р.з.осн} + t_{откл.выкл} \cdot$$

В отдельных случаях основная защита может не сработать, поэтому целесообразно оценить термическую стойкость также при действии резервной защиты.

При проверке выключателей на отключающую способность расчетное время КЗ равно сумме минимально возможного времени действия основной защиты и собственного времени отключения выключателя:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{р.з.мин}} + t_{\text{собс.откл.}}$$

Ток КЗ рассчитывается при отключенном положении всех секционных выключателей. Расчет токов КЗ может проводиться в именованных единицах или относительных (точное приведение или приближенное).

Для проверки электрооборудования на высшем напряжении намечается точка К1 и рассчитывается ток КЗ от внешних источников $I_{\text{по.вн}}$. При этом, если со стороны высшего напряжения установлены выключатели, то при проверке их на отключающую способность затухание от внешних источников можно не учитывать, т.к. их мощность, как правило, значительно больше мощности подстанции, т. е. $I_{\text{по}} \approx I_{\text{пт}}$.

Электрооборудование РУ 6-10 кВ ГПП (точка К2), должно быть проверено по суммарным токам КЗ в указанных точках, т. е. токов КЗ от внешних источников и токов подпитки от двигателей.

5.1 Расчет токов трехфазного КЗ

Расчет сопротивлений элементов выполним в относительных единицах, приводя их к базисной ступени $S_{\sigma} = 100$ МВА. Для нахождения сопротивлений в относительных единицах используем следующие формулы.

Сопротивление системы:

$$x_{*\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{S_k}$$

Сопротивление трансформатора:

$$x_{*\sigma} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{\text{ном Т}}}$$

Сопротивление линии электропередачи:

$$x_{*б} = x_{уд} l \cdot \frac{S_{б}}{U_{cp}^2}.$$

Расчетная схема для определения токов КЗ и точки КЗ представлены на рисунке 5.1.

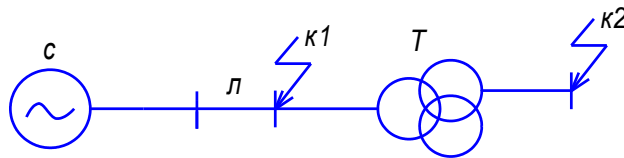


Рисунок 5.1 – Расчетная схема для определения токов КЗ

По расчетной схеме составим схему замещения для определения токов КЗ:

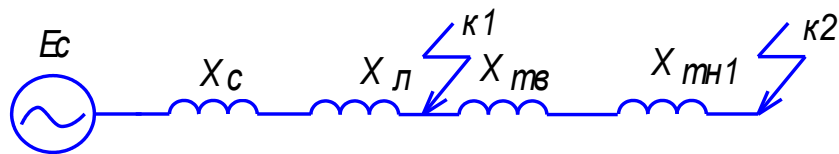


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения токов КЗ

Определим начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{n,o} = \frac{E_{*б}''}{x_{*рез(б)}} \cdot I_{б}, \text{ кА}; \quad 5.1$$

Максимальное значение аperiodической составляющей тока КЗ:

$$I_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot e^{-\tau/T_a} \quad 5.2 ;$$

Найдем ударный ток короткого замыкания:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot k_{y\partial}; \quad 5.3$$

При расчетах для точки К1 на стороне 110 кВ силового трансформатора согласно справочным данным примем $T_a = 0,05$ и $k_{y\partial} = 1,8$.

При расчетах для точки К2 на стороне 10 кВ силового трансформатора согласно справочным данным примем $T_a = 0,12$ и $k_{y\partial} = 1,92$.

Найдем сопротивления элементов схемы замещения:

$$x_{*\bar{\sigma}(c)} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_k} = \frac{100}{520} = 0,192;$$

$$x_{*\bar{\sigma}(l)} = x_{y\partial} l \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 23 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,07;$$

$$x_{*\bar{\sigma}(mn1)} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{ном T}} = \frac{19,25}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0,418;$$

$$x_{*\bar{\sigma}(m\bar{\sigma})} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{ном T}} = \frac{1,375}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0,034;$$

Определим сопротивление для точек короткого замыкания К1 и К2:

$$x_{*\bar{\sigma} \Sigma \kappa 1} = x_{*\bar{\sigma}(c)} + x_{*\bar{\sigma}(l)} = 0,192 + 0,07 = 0,262;$$

$$\begin{aligned} x_{*\bar{\sigma} \Sigma \kappa 2} &= x_{*\bar{\sigma}(c)} + x_{*\bar{\sigma}(l)} + x_{*\bar{\sigma}(m\bar{\sigma})} + x_{*\bar{\sigma}(mn1)} = \\ &= 0,192 + 0,07 + 0,034 + 0,418 = 0,714. \end{aligned}$$

Определим базисный ток:

$$I_{\sigma k1} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502;$$

$$I_{\sigma k2} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,49.$$

Найдем действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания:

$$I_{n,o k1} = \frac{E_{*\sigma}''}{x_{*\sigma \Sigma \kappa 1}} \cdot I_{\sigma} = \frac{1}{0,262} \cdot 0,502 = 2,21 \text{ кА};$$

$$I_{n,o k2} = \frac{E_{*\sigma}''}{x_{*\sigma \Sigma \kappa 2}} \cdot I_{\sigma} = \frac{1}{0,714} \cdot 5,49 = 12,119 \text{ кА}.$$

Найдем максимальное значение апериодической составляющей:

$$I_{a,\tau k1} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 2,21 \cdot e^{-0,07/0,05} = 0,771 \text{ кА};$$

$$I_{a,\tau k2} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 12,119 \cdot e^{-0,07/0,12} = 9,564 \text{ кА}.$$

Определим ударный ток:

$$i_{y\delta \kappa 1} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 2,21 \cdot 1,8 = 5,626 \text{ кА};$$

$$i_{y\delta \kappa 2} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 12,119 \cdot 1,92 = 32,91 \text{ кА}.$$

5.2 Расчет токов 1-фазного КЗ

Составим схемы замещения прямой обратной и нулевой последовательности.

Схема замещения прямой и обратной последовательности изображена в п. 5.1

Схема замещения нулевой последовательности приведена на рисунке 5.3.

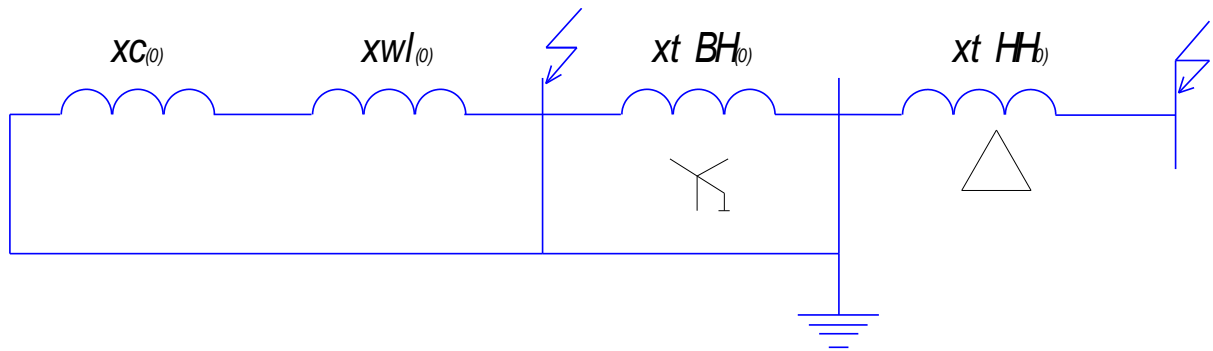


Рисунок 5.3 – Схема замещения нулевой последовательности

Периодическую составляющую тока несимметричного короткого замыкания найдем по формуле:

$$I_{n,o}^{(1)} = m^{(1)} \cdot \frac{E_*''}{x_{\Sigma 1} + \Delta x^{(1)}} I_b, \quad 5.4$$

Определим результирующее сопротивление нулевой последовательности для точки К1:

$$x_{*0 \Sigma \kappa 1(0)} = \frac{(x_{*0(c)} + x_{*0(l)} \cdot 4,7) \cdot x_{*0(m\theta)}}{x_{*0(c)} + x_{*0(l)} \cdot 4,7 + x_{*0(m\theta)}} = \frac{(0,192 + 0,035 \cdot 4,7) \cdot 0,209}{0,192 + 0,035 \cdot 4,7 + 0,209} = \frac{0,0745}{0,5655} = 0,132;$$

$$x_{*0 \Sigma \kappa 2(0)} = 0.$$

Определим периодическую составляющую тока несимметричного короткого замыкания:

$$I_{n,ok1}^{(1)} = 3 \cdot \frac{1}{0,262 + (0,262 + 0,132)} \cdot 0,502 = 2,57 \text{ кА},$$

$$I_{n,ok2}^{(1)} = 3 \cdot \frac{1}{0,262 + 0,262} \cdot 5,49 = 36,27 \text{ кА.}$$

Определим ударный ток однофазного короткого замыкания:

$$i_{y\delta \kappa 1}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 2,57 \cdot 1,8 = 6,54 \text{ кА,}$$

$$i_{y\delta \kappa 2}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 36,27 \cdot 1,92 = 98,48 \text{ кА.}$$

Таким образом, для точки К1: $I_{n,o}^{(3)} = 2,21 \text{ кА}$; $I_{n,o}^{(1)} = 2,57 \text{ кА}$;

$$i_{y\delta}^{(3)} = 5,63 \text{ кА}; i_{y\delta}^{(1)} = 6,54 \text{ кА.}$$

Для точки К2: $I_{n,o}^{(3)} = 12,119 \text{ кА}$; $I_{n,o}^{(1)} = 36,27 \text{ кА}$; $i_{y\delta}^{(3)} = 32,91 \text{ кА}$;

$$i_{y\delta}^{(1)} = 98,48 \text{ кА.}$$

6 Выбор электрических аппаратов и проводников на ГПП

В выпускной квалификационной работе выбираем на напряжении 10 кВ ячейки КРУ серии К59.

6.1 Выбор и проверка сборных шин (СШ) на напряжение 10 кВ

На стороне низкого напряжения главной понизительной подстанции выбираем жесткие шины прямоугольного сечения.

Условия выбора сборных шин:

$$U_{уст} = U_{ном};$$

$$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ};$$

$$I_{рабmaxHH} < I_{доп};$$

$$1618,497 \text{ А} < 1625 \text{ А}.$$

$$q_{min} < q_{см};$$

$$6,07 \text{ мм}^2 < 797 \text{ мм}^2.$$

$$\sigma_{расч} < \sigma_{доп};$$

$$0,577 \text{ МПа} < 137,2 \text{ МПа}.$$

Выбираем алюминиевые шины прямоугольного сечения с размерами 100x8 мм и длительнодопустимым током $I_{доп} = 1625 \text{ А}$.

6.2 Выбор высоковольтных выключателей

Выбираем высоковольтный элегазовый выключатель на напряжение 110 кВ GL312 производства Alstom.

Внешний вид высоковольтного элегазового выключателя GL312 приведен на рисунке 6.1.

Высоковольтный выключатель выбирается и проверяется по следующим параметрам:



Рисунок 6.1 – Внешний вид высоковольтного элегазового выключателя GL312

1. Номинальному напряжению

$$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сети ном}},$$

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

2. Номинальному току

$$I_{\text{дл. доп}} \leq I_{\text{ном}},$$

$$I_{\text{дл. доп}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{н.т.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}},$$

$$I_{\text{дл. доп}} = 1,4 \cdot \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 283,6 \text{ А},$$

$$283,63 \text{ А} \leq 600 \text{ А}.$$

3. По отключающей способности на симметричный ток отключения:

$$I_{\text{п. } \tau} \leq I_{\text{откл.ном}},$$

$$2,57 \text{ кА} \leq 31,5 \text{ кА}.$$

4. По отключающей способности на отключение аperiodической составляющей тока короткого замыкания:

$$i_{\text{а. } \tau} \leq i_{\text{а.ном}} = (\sqrt{2} \cdot \beta / 100) \cdot I_{\text{откл.ном}},$$

где $i_{\text{а. } \tau}$ - определяется для времени:

$$\tau = t_{\text{рз}} + t_{\text{с.в}},$$

$$\tau = 0,01 + 0,028 = 0,038 \text{ с}.$$

$$i_{\text{а.ном}} = (\sqrt{2} \cdot 41 / 100) \cdot 31,5 = 18,2 \text{ кА},$$

$$i_{\text{а. } \tau} \leq i_{\text{а.ном}},$$

$$0,771 \text{ кА} \leq 18,2 \text{ кА}.$$

4. На электродинамическую стойкость:

$$I_{п.о} \leq I_{пр.с.},$$

$$0,771 \text{ кА} \leq 73,5 \text{ кА},$$

$$i_{уд.} \leq i_{пр.с.},$$

$$6,54 \text{ кА} \leq 104 \text{ кА}.$$

5. На термическую стойкость:

$$\beta_k \leq I_T^2 \cdot t_{откл.},$$

$$\beta_k \leq 31,5^2 \cdot 0,038 = 37,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$\beta_k = I_{п.о}^2 \cdot (t_{откл.} + T_a),$$

$$\beta_k = 2,57^2 \cdot (0,038 + 0,05) = 0,581 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$0,581 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 37,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбранный высоковольтный выключатель расчетную прошел проверку и может применяться на проектируемой ГПП.

6.3 Выбор разъединителей 110 кВ

Предварительно выбираем разъединитель РНДЗ-110 на номинальное напряжение 110 кВ.

Внешний вид разъединителя 110 кВ приведен на рисунке 6.2.

Выбор и проверку разъединителя РНДЗ-110 выполним по следующим формулам:

1. Номинальному напряжению

$$U_{ном} \leq U_{сети ном},$$

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

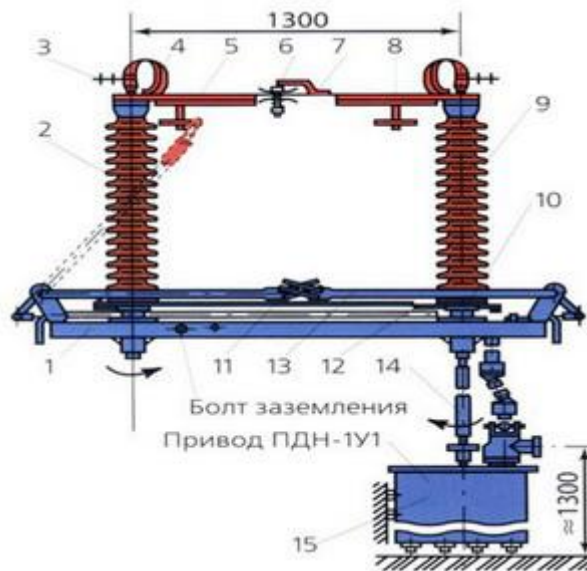


Рисунок 6.2 – Внешний вид разъединителя РНДЗ-110

2. Номинальному току

$$I_{\text{дл. доп}} \leq I_{\text{ном}},$$

$$I_{\text{дл. доп}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{н.т.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}},$$

$$I_{\text{дл. доп}} = 1,4 \cdot \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 283,6 \text{ А},$$

$$283,63 \text{ А} \leq 1000 \text{ А}.$$

3. На электродинамическую стойкость:

$$I_{\text{п.о}} \leq I_{\text{пр.с.}},$$

$$0,771 \text{ кА} \leq 22,3 \text{ кА},$$

$$i_{\text{уд.}} \leq i_{\text{пр.с.}},$$

$$6,54 \text{ кА} \leq 31,5 \text{ кА}.$$

4. На термическую стойкость:

$$\beta_k \leq I_T^2 \cdot t_{откл},$$

$$\beta_k \leq 31,5^2 \cdot 0,038 = 37,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$\beta_k = I_{п,о}^2 \cdot (t_{откл} + T_a),$$

$$\beta_k = 2,57^2 \cdot (0,038 + 0,05) = 0,581 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$0,581 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 37,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбранный разъединитель проходит проверку и может использоваться на ГПП.

6.4 Выбор трансформаторов тока (ТТ)

Предварительно выбираем ТТ типа ТОЛ 110/5 – 0,5с. Внешний вид трансформатора тока приведен на рисунке 6.3.



Рисунок 6.3 – Внешний вид ТТ типа ТОЛ 110/5 – 0,5с

ТТ типа ТОЛ 110/5 выбирается по формулам:

1. Номинальному напряжению

$$U_{ном} \leq U_{сети ном},$$

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

2. Номинальному току

$$I_{\text{НОМ}} \leq I_{1\text{НОМ}},$$
$$I_{\text{дл. доп}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{н.т.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}},$$
$$I_{\text{дл. доп}} = 1,4 \cdot \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 283,6 \text{ А},$$
$$283,63 \text{ А} \leq 300 \text{ А}.$$

3. На электродинамическую стойкость:

$$i_{\text{уд.}} \leq K_{\text{эд}} I_{\text{эд}} \cdot \sqrt{2},$$
$$i_{\text{уд.}} \leq 35 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,6 = 29,7 \text{ кА},$$
$$6,54 \text{ кА} \leq 29,7 \text{ кА}.$$

4. На термическую стойкость:

$$\beta_k \leq I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{откл}},$$
$$\beta_k \leq 20^2 \cdot 0,038 = 15,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$
$$\beta_k = I_{\text{п.о}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_{\alpha}),$$
$$\beta_k = 2,57^2 \cdot (0,038 + 0,05) = 0,581 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$
$$0,581 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 28 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

5. Вторичной нагрузке

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}},$$

На рисунке 6.4 приведена схема подключения приборов к ТТ.

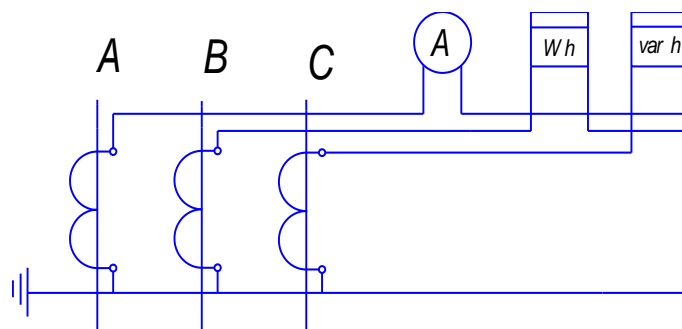


Рисунок 6.4 – Схема подключения приборов к ТТ

Вторичной нагрузкой ТТ являются амперметр с $S = 0,5$ ВА в фазе А, ваттметр с $S = 2,5$ ВА в фазе В и варметр с $S = 2,5$ ВА в фазе С.

Сопротивление приборов в наиболее загруженной фазе:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{2,5}{5^2} = 0,1 \text{ Ом.}$$

Номинальное полное сопротивление нагрузки во вторичной обмотке трансформатора тока:

$$Z_{2 \text{ ном}} = \frac{S_{2\text{НОМ}}}{I_2^2} = \frac{15}{5^2} = 0,6 \text{ Ом.}$$

Сопротивление контактов принимаем равным 0,1 Ом. Поскольку индуктивное сопротивление токовых цепей достаточно мало, то им пренебрегаем и принимаем $Z_2 \approx R_2$. Сопротивление проводников:

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

$$R_{\text{пр}} = 0,6 - 0,1 - 0,1 = 0,4 \text{ Ом.}$$

Активное сопротивление токовых цепей:

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{конт}},$$

$$R_2 = 0,1 + 0,4 + 0,1 = 0,6 \text{ Ом.}$$

Условие выполняется

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}},$$

$$0,1 \text{ Ом} \leq 0,6 \text{ Ом.}$$

Выбираем алюминиевые провода длиной 40 м.

Сечение провода:

$$S = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{\text{пр}}}, \text{ мм}^2, \quad 6.7$$

$$S = \frac{0,028 \cdot \sqrt{3} \cdot 40}{0,4} = 4,85 \text{ мм}^2.$$

Принимаем сечение провода $S = 6 \text{ мм}^2$.

Выбранный ТТ типа ТВ-110-1-300/5 проходит проверку и будет использоваться на ГПП.

6.5 Выбор ОПН 110 кВ

Выбираем ограничитель перенапряжений нелинейный по напряжению:

$$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сети ном}},$$

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

Выбираем ограничитель перенапряжений нелинейный ОПН-110.

7 Выбор релейной защиты подстанции и расчет уставок

7.1 Защита двухобмоточного СТ

7.1.1 Определение уставок ДЗТ силового трансформатора ТРДН – 40000/110 с применением реле ДЗТ – 21.

а.) Найдем номинальный ток силового трансформатора:

$$I_{ном} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad 7.1$$

Ток на стороне 110 кВ:

$$I_{ном\ вн} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 210,2 \text{ А.}$$

Ток на стороне 10 кВ:

$$I_{ном\ нн} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1618,5 \text{ А.}$$

б.) К установке принимаем три реле ДЗТ - 21.

Трансформаторы тока обладают следующими коэффициентами трансформации:

Сторона 110 кВ:

$$K_{та\ вн} = \frac{I_{НОМ\ ВН\ ТА}}{I_{НОМ\ НН\ ТА}} = 300 / 5.$$

Сторона 10 кВ:

$$K_{та нн} = \frac{I_{НОМ ВН ТА}}{I_{НОМ НН ТА}} = 2000 / 5.$$

в.) Определим вторичные токи в плечах защиты:

$$I_{НОМ в} = \frac{I_{НОМ} \cdot K_{СХ}}{K_{ТА}}, \quad 7.2$$

В ТТ со стороны 110 кВ:

$$I_{НОМ в вн} = \frac{216 \cdot \sqrt{3}}{300 / 5} = 3,5 \text{ А.}$$

В ТТ со стороны 10 кВ:

$$I_{НОМ в нн} = \frac{1618,5 \cdot 1}{2000 / 5} = 4,1 \text{ А.}$$

г.) Номинальный ток принятого ответвления трансреактора реле на стороне 110 кВ:

$$I_{отв ном осн} \leq I_{НОМ в осн} \quad 7.3$$

Принимаем $I_{отв ном осн} = 3 \text{ А.}$

д.) Расчётный ток ответвления промежуточных трансформаторов тока цепи торможения:

$$I_{отв торм расч} = \frac{I_{НОМ.В}}{K_{АТ}}, \quad 7.4$$

Для стороны 110 кВ (основная сторона):

$$I_{\text{отв торм расч вн}} = \frac{3,50}{1} = 3,5 \text{ А};$$

Для стороны 10 кВ:

$$I_{\text{отв торм расч нн}} = \frac{4,05}{1} = 4,05 \text{ А}.$$

Принимаем $I_{\text{ном}}$ ближайшим меньшим расчетного и выбираем номер ответвления приставки и промежуточных трансформаторов тока цепи торможения:

Для стороны 110 кВ:

$$I_{\text{отв торм ном вн}} = 3,63 \text{ А, номер ответвления} - 4;$$

Для стороны 10 кВ:

$$I_{\text{отв торм ном нн}} = 4,25 \text{ А, номер ответвления} - 3.$$

Номинальный ток принятого ответвления трансреактора на стороне 110 кВ:

$$I_{\text{отв ном осн}} \leq I_{\text{ном в осн}},$$

Принимаем ток равным 3А.

Расчетный ток ответвления трансреактора на неосновных сторонах:

$$I_{отв\ расч\ неосн} = I_{НОМ.В.НЕОСН} \cdot \frac{I_{ОТВ.НОМ.ОСН.}}{I_{НОМ.В.ОСН.}} = 3,61 \text{ А.}$$

Номинальный ток принятого ответвления трансреактора на стороне 10 кВ принимаем равным 3,63 А и номер ответвления для стороны 110 кВ – 5, для стороны 10 кВ – 3.

Определим расчетный ток ответвления промежуточных ТТ цепи торможения реле:

$$I_{отв\ торм\ расч} = \frac{I_{НОМ.В.}}{K_{АТ}}$$

Для стороны 110 кВ:

$$I_{отв\ торм\ расч} = 3,5 \text{ А.}$$

Для стороны 10 кВ:

$$I_{отв\ торм\ расч} = 4,05 \text{ А.}$$

Номинальный ток принятого ответвления промежуточных ТТ цепи торможения для стороны 110 кВ равен 3,63 А, номер ответвления – 4, а для стороны 10 кВ равен 4,25 А, номер ответвления – 3.

е.) Тормозной ток начала торможения:

$$I_{торм\ нач\ п} = K \cdot I_{НОМ} = \left(K_{ТОК1} \cdot \frac{I_{ОТВ.ТОРМ.НОМ}^{ВН}}{I_{ОТВ.ТОРМ.РАСЧ}^{ВН}} + K_{ТОК2} \cdot \frac{I_{ОТВ.ТОРМ.НОМ}^{НН}}{I_{ОТВ.ТОРМ.РАСЧ}^{НН}} \right), \quad 7.5$$

$$I_{торм\ нач\ п} = 0,5 \cdot 210,19 \cdot \left(1 \cdot \frac{3}{3,5} + 1 \cdot \frac{3,63}{4,05} \right) = 184,3 \text{ А.}$$

Определим ток небаланса вначале торможения:

$$I_{\text{нб торм нач}} = I'_{\text{НБ.ТОРМ.НАЧ.}} + I''_{\text{НБ.ТОРМ.НАЧ.}} + I'''_{\text{НБ.ТОРМ.НАЧ.}}, \quad 7.6$$

Найдем ток небаланса от регулирования коэффициента трансформации СТ:

$$I''_{\text{нб торм нач}} = \Delta U_{\text{ВН}} \cdot K_{\text{ТОК.ВН}} \cdot I_{\text{ТОРМ.НАЧ.П.}} \quad 7.7$$

Определим тока небаланса от разности рабочего и номинального токов:

$$I'''_{\text{нб торм нач}} = \left| \frac{I_{\text{ОТВ.ПАСЧ.НЕОСЧ.}}^{\text{НН}} - I_{\text{ОТВ.НОМ.НЕОСЧ.}}^{\text{НН}}}{I_{\text{ОТВ.ПАСЧ.НЕОСЧ.}}^{\text{НН}}} \right| \cdot I_{\text{торм нач п}} \quad 7.8$$

$$I'''_{\text{нб торм нач}} = \left[1 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,0,8 \cdot 1 + \left| \frac{3,61 - 3,63}{3,61} \right| \right] \times 184,3 = 22,938 \text{ А.}$$

ж.) Определим первичный min ток срабатывания защиты.

1) Первым условием является отстройка от расчётного первичного тока небаланса в начале торможения:

$$I_{\text{с.з.min}} = K_{\text{ОТС.}} \cdot I_{\text{НБ.ТОРМ.НАЧ.}} \quad 7.9$$

2) Вторым условием является отстройка от тока небаланса переходного режима при внешнем коротком замыкании:

$$I_{\text{с.з.min}} = 0,3 \cdot I_{\text{НОМ}}^{\text{ВН}} \quad 7.10$$

По условию №1:

$$I_{c.з.min} = 1,5 \cdot 22,938 = 34,4 \text{ А.}$$

По условию №2:

$$I_{c.з.min} = 0,3 \cdot 210,19 = 63,1 \text{ А.}$$

Принимаем наибольшее из двух найденных значений $I_{c.з.min} = 63,1 \text{ А.}$

и.) Найдем относительный минимальный ток срабатывания реле:

$$I_{*c.p.min} = \frac{I_{c.з.} \cdot K_{CX}}{K_{TA} \cdot I_{OTB.HOM.}}, \quad 7.11$$

Расчётной стороной является сторона 10 кВ:

$$I_{*c.p.min} = \frac{63,057 \cdot \frac{110}{10} \cdot 1 \cdot 5}{2000 \cdot 3,63} = 0,478 \text{ А.}$$

к.) Определим коэффициент торможения защиты:

$$K_{торм} = \frac{K_{отс} \cdot \frac{I_{НБ.РАСЧ.}}{I_{НОМ}^{BH}} \cdot \frac{I_{НОМ.ОСН.}}{I_{ОТВ.НОМ.ОСН.}} - I_{*C.з.min}}{0,5 \cdot \sum \frac{I_{ТОРМ.РАСЧ.}}{I_{НОМ}^{BH}} \cdot \frac{I_{ОТВ.ТОРМ.РАСЧ.}}{I_{ОТВ.ТОРМ.НОМ}} - \frac{I_{ТОРМ.НАЧ.П.}}{I_{НОМ}^{BH}}}, \quad 7.12$$

$$I_{НБ.РАСЧ.} = \left[1,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,08 \cdot 1 + \left| \frac{3,61 - 3,63}{3,61} \right| \right] \cdot 210 = 49,508 \text{ А;}$$

$$K_{торм} = \frac{1,5 \cdot \frac{49,508}{210} \cdot \frac{3,61}{3,63} - 0,478}{0,5 \cdot \frac{1666}{210} \cdot \left(\frac{3,61}{3,63} \right) - \frac{184,3}{210}} = 0,81$$

л.) Найдем ток срабатывания дифференциальной токовой отсечки:

1) Условие отстройки от броска тока намагничивания:

$$I_{с.з.} = 6 \cdot I_{ОТВ.НОМ.ОСН.} \cdot \frac{K_{ТА}}{K_{СХ}}, \quad 7.13$$

$$I_{с.з.} = 6 \cdot 3 \cdot \frac{300/5}{\sqrt{3}} = 623,538 \text{ А.}$$

2) Условие отстройки от тока небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании:

$$I_{нб \text{ расч}} = \left[3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,08 \cdot 1 + \left| \frac{3,61 - 3,63}{3,61} \right| \right] \times 210 = 81,037 \text{ А.}$$

$$I_{с.з.} = 1,5 \cdot 81,037 = 121,556 \text{ А.}$$

Выбираем большее из значений $I_{с.з.} = 623,538 \text{ А.}$

7.2.2 МТЗ с комбинированным пуском по напряжению на стороне 10 кВ для защиты от многофазных КЗ.

Определим ток срабатывания защиты:

$$I_{с.з.} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ}^{HH}}{K_B}, \quad 7.14$$

$$I_{с.з.} = \frac{1,2 \cdot 1618}{0,9} = 2157 \text{ А.}$$

Найдем ток срабатывания реле:

$$I_{c.p.} = \frac{K_{CX} \cdot I_{C.3.}}{K_{TA}} \quad 7.15$$

$$I_{C.P.} = \frac{1 \cdot 2157 \cdot 5}{2000} = 5,393 \text{ A.}$$

Отстройка от напряжения небаланса в нагрузочном режиме определяется:

$$U_{2C.P.} = \frac{0,06 \cdot U_{НОМ}}{K_{TV}}, \quad 7.16$$

$$U_{2C.P.} = 0,06 \cdot 100 = 6 \text{ В.}$$

Первичное напряжение срабатывания минимального реле напряжения принимаем $0,7U_{ном}$ т.е. 70 В.

Защита выполняется с двумя выдержками времени:

$$t_{1HH} = t_{IP.max} + \Delta t; \quad 7.17$$

$$t_{1HH} = 0,5 + 0,5 = 1 \text{ с;}$$

$$t_{2HH} = t_{1HH} + \Delta t,$$

$$t_{2HH} = 1 + 0,5 = 1,5.$$

Определим коэффициент чувствительности МТЗ:

$$K_{\chi} = \frac{I_{K3 \min HH}^{(2)}}{I_{C.3.}}, \quad 7.18$$

$$K_{\chi} = \frac{1666 \cdot 110}{10 \cdot 2157} = 8,496.$$

Защита проходит проверку по чувствительности, так как $K_{\chi} > 1,5$.

7.2.3 МТЗ с пуском по напряжению для защиты на стороне 110 кВ от многофазных КЗ.

Для МТЗ от сверхтоков на стороне 110 кВ:

Определим ток срабатывания защиты:

$$I_{с.з.} = \frac{1,2 \cdot 210}{0,9} = 280 \text{ А};$$

Найдем ток срабатывания реле:

$$I_{с.р.} = \frac{1 \cdot 280 \cdot 5}{300} = 4,667 \text{ А.}$$

Принимаем выдержку времени:

$$t_{1вн} = t_{3сн} = 3,5 \text{ с.}$$

Определим коэффициент чувствительности защиты:

$$Kч = 1666 / 280 = 5,95,$$

Защита проходит проверку по чувствительности, так как $Kч > 1,5$.

7.2.4 МТЗ трансформатора для защиты от перегрузки.

Найдем ток срабатывания защиты:

$$I_{с.з.} = \frac{K_H}{K_B} \cdot I_{ном} \tag{7.19}$$

Ток срабатывания реле:

Для стороны 10 кВ:

$$I_{c.з.} = \frac{1,05}{0,9} \cdot 1618 = 1888 \text{ A};$$

$$I_{c.p.} = \frac{1888 \cdot 1 \cdot 5}{2000} = 4,72 \text{ A.}$$

Для стороны 110 кВ:

$$I_{c.з.} = \frac{1,05}{0,9} \cdot 210 = 245 \text{ A};$$

$$I_{c.p.} = \frac{245 \cdot 1 \cdot 5}{300} = 4,083 \text{ A.}$$

8 Выбор системы оперативного тока на ГПП

Для использования на ГПП выбираем выпрямленный оперативный ток, необходимый для приводов постоянного тока, установленных на подстанции, при том что аккумуляторные батареи требуют больших затрат на установку и обслуживание.

Схема питания оперативных цепей от централизованной выпрямительной установки (ЦВУ) изображена на рисунке 8.1.

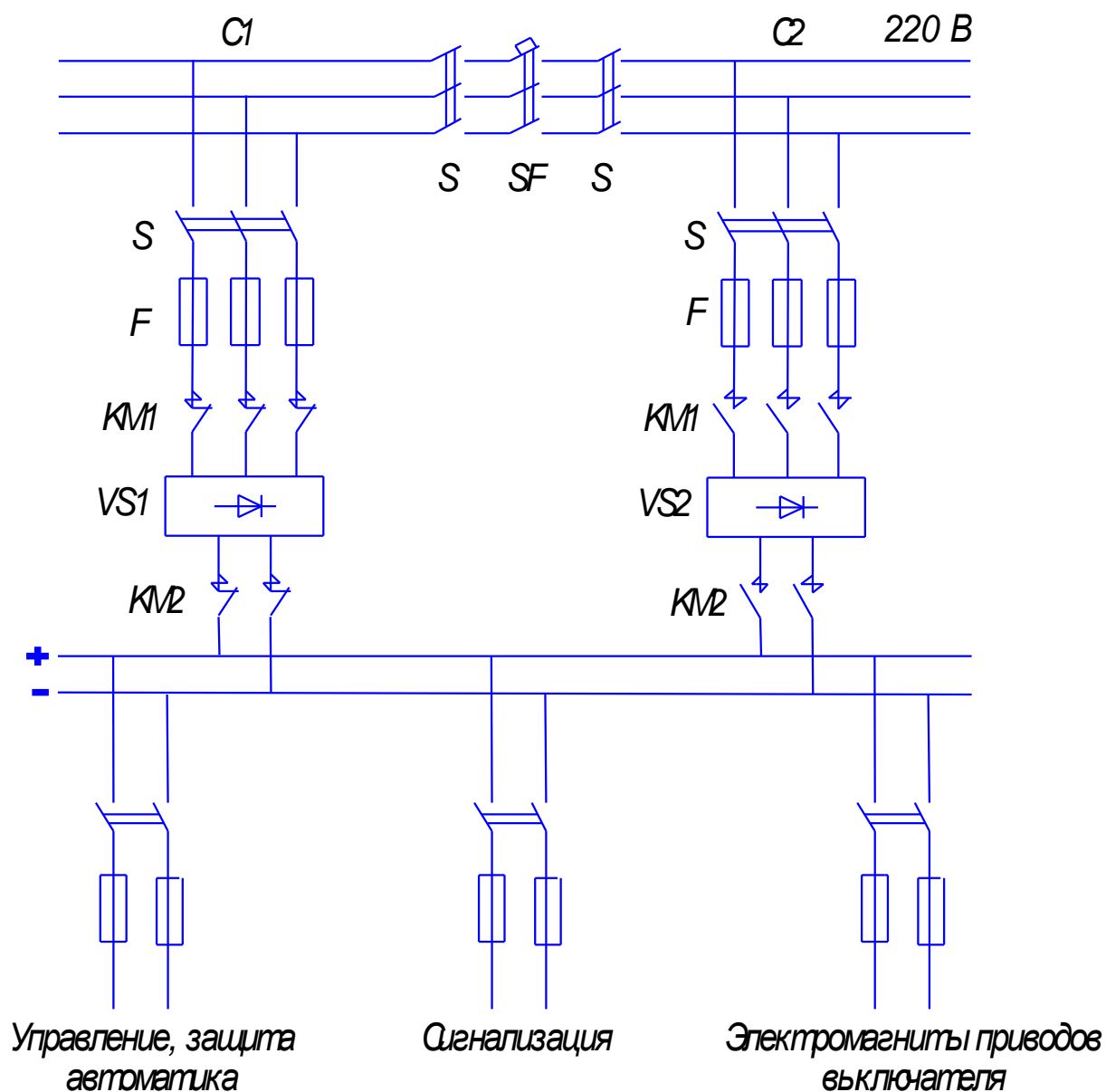


Рисунок 8.1 – Схема питания оперативных цепей от ЦВУ

9 Определение мощности собственных нужд подстанции

К электроприемникам собственных нужд ГПП относятся: электродвигатели системы охлаждения силовых трансформаторов; устройства обогрева масляных высоковольтных выключателей и шкафов распределительных устройств с установленными в них аппаратами и приборами; установки электрического освещения и электроотопления помещений; наружное освещение территории ГПП [14]. К наиболее ответственным потребителям относятся устройства управления, релейной защиты и автоматики, сигнализации и телемеханики. От этих устройств зависит работа основного оборудования ГПП и кратковременное прекращение их электроснабжения может привести к частичному или полному отключению подстанции. Электроприемники собственных нужд, перерыв в электроснабжении которых не вызывает отключения основного оборудования ГПП или снижения передаваемой мощности, относят к неответственным.

Для надежного электроснабжения потребителей собственных нужд ГПП предусматривается установка не менее двух трансформаторов собственных нужд (СН). Для подстанций с одним силовым трансформатором электроснабжение второго трансформатора СН осуществляется от местных электрических сетей или при невозможности подключения к ним трансформатор СН подключается аналогично первому трансформатору СН. К трансформаторам собственных нужд ГПП могут быть подключены только потребители этой подстанции. Согласно схемам собственных нужд ГПП предусматривают присоединение трансформаторов СН к различным источникам питания (вводам силовых трансформаторов или секциям РУ). На стороне низкого напряжения трансформаторы собственных нужд должны работать отдельно с взаимным резервированием с помощью устройства автоматического ввода резерва. На ГПП с напряжением на стороне ВН 330 кВ и выше должно быть предусмотрено резервное питание СН от независимого источника питания.

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по нагрузке в разных режимах работы подстанции с учетом коэффициентов одновременности их загрузки и перегрузочной способности трансформаторов, но при этом не должна превышать мощности 630 кВА для подстанций 110-220 кВ и 1000 кВА для ГПП 330 кВ и выше.

На ГПП с переменным и выпрямленным оперативным током трансформаторы СН присоединяются через предохранители в промежутке между вводами низкого напряжения основного силового трансформатора и его вводным выключателем.

Основными потребителями собственных нужд являются:

- а.) Электродвигатели охлаждения трансформаторов мощностью 5 кВт;
- б.) Подогрев выключателей и приводов мощностью 3 кВт;
- в.) Обогрев КРУН мощностью 3 кВт;
- г.) Подогрев приводов разъединителей мощностью 4,3 кВт;
- д.) Отопление релейного шкафа мощностью 1 кВт;
- е.) Отопление, освещение и вентиляция ОПУ мощностью 69 кВт;
- ж.) Отопление, освещение и вентиляция ОРУ 110 кВ мощностью 6 кВт;
- з.) Отопление, освещение и вентиляция здания ОВБ мощностью 22 кВт;
- и.) Освещение ОРУ 110 кВ мощностью 2 кВт;
- к.) Эксплуатационные, ремонтные нагрузки мощностью 20 кВт.

Общая нагрузка составляет 135,3 кВт, а с учетом коэффициента загрузки равного 0,7 суммарная нагрузка собственных нужд составит 94,71 кВт.

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по полной мощности всех потребителей, таким образом к установке на подстанции принимаем два трансформатора мощностью 100 кВА каждый.

10 Расчет молниезащиты ГПП

Здания и сооружения подстанции должны защищаться от поражений прямыми ударами молний с помощью стержневых молниеотводов.

Для защиты подстанции выбираем двойной стержневой молниеотвод.

Молниеотвод, установленный на первом портале должен защищать силовое оборудование с $h_x = 3.5$ м, а молниеотвод установленный на втором портале должен защищать оборудование с $h_x = 4.5$ м. Зона защиты эти молниеотводов должна покрывать всё оборудование подстанции.

На рисунке 10.1 схематично представлено оборудование подстанции и места установки стержневых молниеотводов.

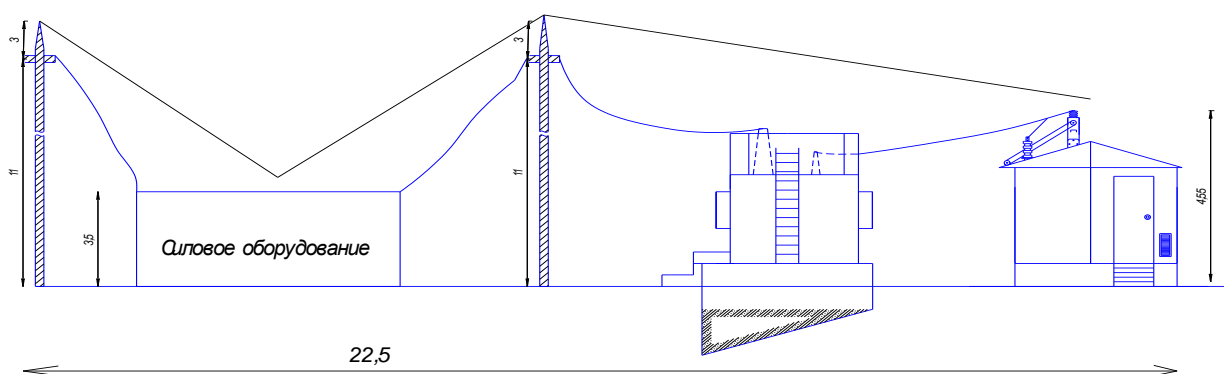


Рисунок 10.1 – Схематичное изображение оборудования подстанции и мест установки стержневых молниеотводов

По справочным данным принимаем надежность защиты $P_3 = 0,999$.

Расчет первого молниеотвода:

Предварительно принимаем высоту молниеотвода 25 м, тогда

$$h = 25 \text{ м}, h_0 = 14 \text{ м}, r_0 = 12 \text{ м}, h_x = 3.5 \text{ м},$$

$$r_{x1} = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{12 \cdot (14 - 3.5)}{14} = 9 \text{ м}.$$

Расчет второго молниеотвода:

Предварительно принимаем высоту молниеотвода 30 м, тогда

$$h = 30 \text{ м} , h_0 = 21 \text{ м} , r_0 = 18 \text{ м} , h_x = 4.5 \text{ м} ,$$

$$r_{x2} = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{18 \cdot (21 - 4.5)}{21} = 16,71 \text{ м} .$$

Определим L_{\max} и L_c :

$$L_{\max 1} = 25 \cdot 4,25 = 106,25 \text{ м} ;$$

$$L_{c1} = 25 \cdot 2,25 = 56,25 \text{ м} ;$$

$$L_{\max 2} = 30 \cdot 4,25 = 127,5 \text{ м} ;$$

$$L_{c2} = 30 \cdot 2,25 = 67,5 \text{ м} .$$

По условию $L \leq L_c \Rightarrow h_c = h_0$

$$\left. \begin{array}{l} 22,5 \leq 45 \\ 22,5 \leq 67,5 \end{array} \right\} \Rightarrow h_c = h_0 = \begin{array}{l} h_{c1} = h_{01} = 14 \text{ м} \\ h_{c2} = h_{02} = 21 \text{ м} \end{array}$$

Поскольку граница зоны защиты не имеет прогиба, то окончательно принимаем 2 молниеотвода высотой 25 и 30 м.

Заключение

В выпускной квалификационной работе бакалавра была спроектирована электрическая часть главной понизительной подстанции 110/10 кВ на севере Астраханской области. В ходе выполнения ВКР были определены нагрузки от жилых районов «Савельевский» и «Капустин Яр», получающих питание от проектируемой подстанции. Произведен технико-экономический выбор силовых трансформаторов подстанции в результате которого были выбраны силовые трансформаторы ТРДН-40000. Выбрана и обоснована принципиальная схема подстанции. Произведен расчет токов короткого замыкания. Выполнен выбор и проверка электрических аппаратов на подстанции в результате которого к использованию приняты элегазовые выключатели *GL312-110*, разъединители *РНДЗ-110/630*, трансформаторы тока *ТОЛ-110*, трансформаторы напряжения *ЗНОЛ.06-10* и т.д. Выбраны ячейки КРУ серии К59. Выбрана система выпрямленного оперативного тока на ГПП. Произведен расчет молниезащиты.

Список использованных источников

1. Степкина, Ю.В. Проектирование электрической части понизительной подстанции : учеб.-метод. пособие по выполнению курсового и дипломного проектирования / Ю.В. Степкина, В.М. Салтыков. – Тольятти: ТГУ, 2007.
2. Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник Т.3. Кн. 1. Производство, передача и распределение электрической энергии / В.Г. Герасимов, А.Ф. Дьяков, А.И. Попов и др. – М.: МЭИ, 2002.
3. Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений. Учебник / Т.В. Анчарова, М.А. Рашевская, Е.Д. Стебунова – Москва: Форум, 2014.
4. Щербаков, Е.Ф. Электроснабжение и электропотребление на предприятиях. Учебное пособие / Е.Ф. Щербаков – Москва: Форум, 2014.
5. Гвоздев, С.М. Энергоэффективное электрическое освещение. Учебное пособие / С.М. Гвоздев, Д.И. Панфилов, Т.К. Романова – М.: Издательский дом МЭИ, 2013.
6. Кудрин, Б.И. Электроснабжение: Учебник / Б.И. Кудрин – М.: Academia, 2015.
7. Сибикин, Ю.Д. Пособие к курсовому и дипломному проектированию электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и городских объектов. Учебное пособие / Ю.Д. Сибикин – Москва: Форум, 2015.
8. Хорольский, В.Я. Прикладные методы для решения задач электроэнергетики. Учебное пособие / В.Я. Хорольский – Москва: Форум, 2015.
9. Дьяков, А.Ф. Электромагнитная совместимость и молниезащита в электроэнергетике: учебник для вузов / А.Ф. Дьяков – Москва: МЭИ, 2015.
10. Сибикин, Ю.Д. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. Учебное пособие / Ю.Д. Сибикин – Москва: Форум, 2015.
11. Электроэнергетика. Учебное пособие / под ред. Ю.В. Шарова. – М.: Форум, 2013.

12. СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение.
13. Указания по расчету электрических нагрузок. ВНИПИ «Тяжпромэлектропроект» №358–90 от 1 августа 1993 г.
14. Старшинов, В.А. Электрическая часть электростанций и подстанций. Учебное пособие / В.А. Старшинов, М.В. Пираторов, М.А. Козинова. – М.: Издательский дом МЭИ, 2015.
15. Шеховцов, В.П. Расчет и проектирование ОУ и электроустановок промышленных механизмов. Учебное пособие / В.П. Шеховцов – М.: Форум, Инфра-М, 2015.
16. Кудрин, Б.И. Электроснабжение потребителей и режимы. Учебное пособие для вузов / Б.И. Кудрин, Б.В. Жилин, Ю.В. Матюнина – М.: Издательский дом МЭИ, 2013.
17. Шведов, Г.В. Потери электроэнергии при ее транспорте по электрическим сетям: расчет, анализ, нормирование и снижение. Учебное пособие / Г.В. Шведов, О.В. Скрипачева, О.В. Савченко – М.: Издательский дом МЭИ, 2013.
18. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования./ Б.Н. Неклепаев. – М.: Энергоатомиздат, 2013.
19. Попик, В.А. Защита трёхобмоточных понижающих трансформаторов (примеры расчёта): Методическое пособие для самостоятельной работы студентов./ В.А. Попик. – Братск: БрИИ. – 2004.
20. Рожкова, Л. Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин. – М.: Энергоатомиздат, 2010.
21. ГОСТ Р 52735-2007 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. Стандартиформ, 2008.
22. Word, S. A. Three-dimensional electric field calculation and measurements inside high voltage substations / S. A. Word, S. M. Ghania, E. M.

Shalan. - Electrical Insulation and Dielectric Phenomena (CEIDP), 2011 Annual Report Conference on, Cancun, 2011, pp. 219-222.

23.Chang, G. W. Detection of major voltage fluctuation source associated with electric arc furnace loads connecting to a distribution substation / G. W. Chang. - 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting, San Diego, CA, 2011, pp. 1-3.

24.Munteanu, C. Study of the electric field distribution inside high voltage substations / C. Munteanu, V. Topa, A. Racasan, I. T. Pop, E. Merdan. - 10th International Symposium on Electromagnetic Compatibility, York, 2011, pp. 581-585.

25.Isokorpi, J. Power frequency electric and magnetic fields at a 110/20 kV substation / J. Isokorpi, T. Keikko, L. Korpinen. - Electric Power Engineering, 2009. PowerTech Budapest 99. International Conference on, Budapest, Hungary, 2009, pp. 169-171.

26.Felber, L. A. Voltage regulation in electric energy distribution substations / L. A. Felber, H. Arango, B. D. Bonatto, M. R. Gouvea. - Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2010 IEEE/PES, Sao Paulo, 2010, pp. 846-852.