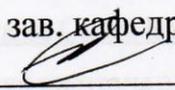


Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

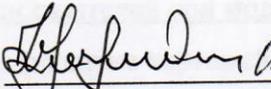
Факультет Энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы «Электроснабжение»

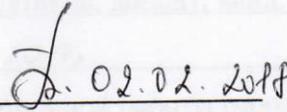
ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
И. о. зав. кафедрой

Н.В. Савина
« 08 » 02 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения напряжением 6 кВ с
центром питания подстанция Академическая 35/6 кВ в Советском
районе города Владивостока

Исполнитель
студент группы 442 узб 31.01.2018  О.В.Мариловцев
подпись дата

Руководитель
профессор, канд. техн. наук.  Ю.В. Мясоедов
подпись дата

Консультант
по безопасности и
экологичности
доцент, канд. техн. наук 02.02.2018  А.Б. Булгаков
подпись дата

Нормоконтроль
доцент, канд. техн. наук. 06.02.2018  А.Н. Козлов
подпись дата

Благовещенск 2018

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ
Зав.кафедрой

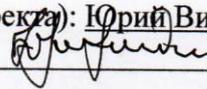

Н.В.Савина
« 30 » 10 2017 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента: Мариловцева Олега Викторовича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения напряжением 6 кВ с центром питания подстанция Академическая 35/6 кВ в Советском районе города Владивостока

(утверждена приказом от (27.10.2017 № 2651-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 31.01.2018 г.
3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Схемы электроснабжения Советского района, схемы ПС Академическая, план расположения ТП Советского района.
4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Характеристика потребителей 6 кВ ПС «Академическая», анализ существующей схемы электроснабжения, климатическая характеристика местности, определение расчетных нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП, выбор мощности трансформаторов КТП, определение расчетных нагрузок на шинах 6 кВ КТП, определение расчетных нагрузок на шинах 6 кВ ПС «Академическая», расчет токов короткого замыкания в распределительных устройствах, выбор оборудования, выбор сечений ВЛ, проверка сечений ВЛ по термической стойкости и потере напряжения, защита от прямых ударов молнии ПС «Академическая», расчет сети заземления, микропроцессорная защита трансформатора, безопасность и экологичность, определение экономических показателей при модернизации ПС Академическая.
5. Перечень материалов приложения (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): 6 листов графической части, 30 таблиц, 8 рисунков программный продукт Microsoft: Word, Excel, Visio; Matsoft: Mathcad..
6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящиеся к ним разделов): Андрей Борисович Булгаков, доцент, канд. техн. наук
7. Дата выдачи задания 08.09.2017 г.
- Руководитель выпускной квалификационной работы (проекта): Юрий Викторович Мясоедов профессор, кандидат технических наук

- Задание принял к исполнению (дата, подпись) 27.10.2017 г. 
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 79 с., 8 рисунков, 29 таблиц, 23 источника, 3 приложения.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, НИЗКОВОЛЬТНАЯ НАГРУЗКА, КЛАСС НАПРЯЖЕНИЯ, ВВОДНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫЛЮЧАТЕЛЬ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ОТХОДЯЩИЙ ФИДЕР, ЦЕНТР ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ НАГРУЗКИ, КАТЕГОРИЯ ПОТРЕБИТЕЛЯ.

В данной ВКР рассмотрен вариант реконструкции и модернизации системы внешнего электроснабжения жилого района города «Владивосток» Приморского края. Выполнен расчет электрических нагрузок на стороне низкого и высокого напряжения комплектных трансформаторных подстанций, рассчитаны сечения кабелей и воздушных линий электропередачи, определены мощности трансформаторов КТП. Рассчитаны токи короткого замыкания и произведен выбор основного электротехнического оборудования на ПС 35 кВ «Академическая». Рассчитаны зоны молниезащиты на ОРУ 35 кВ и выполнен расчет защитного заземления ПС. Выполнен расчет микропроцессорной защиты силового двухобмоточного трансформатора. Рассмотрены вопросы безопасной эксплуатации высоковольтного оборудования.

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АВР – автоматическое включение резерва;

АПВ – автоматическое повторное включение;

ВН – выключатель нагрузки;

КЗ – короткое замыкание;

КТП – комплектная трансформаторная подстанция;

КУ – компенсирующее устройство;

ЛЭП – линия электропередачи;

МТЗ – максимальная токовая защита;

ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;

ОУ – огнетушитель углекислотный;

ПС – подстанция;

РЗ - релейная защита;

ТН – трансформатор напряжения;

ТО – токовая отсечка;

ТТ – трансформатор тока.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Характеристика потребителей 6 кВ ПС «Академическая»	9
2 Анализ существующей схемы электроснабжения	10
3 Климатическая характеристика местности	13
4 Определение расчетных нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП	14
5 Выбор мощности трансформаторов КТП	19
6 Определение расчетных нагрузок на шинах 6 кВ КТП	21
7 Определение расчетных нагрузок на шинах 6 кВ ПС «Академическая»	23
7.1 Определение мощности компенсирующих устройств	23
8 Расчет токов короткого замыкания в распределительных устройствах ПС «Академическая»	26
9 Выбор оборудования	33
9.1 Выбор и проверка выключателей 35 кВ	34
9.2 Выбор выключателей 6 кВ	35
9.3 Выбор разъединителей	36
9.4 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 35 кВ	37
9.5 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 6 кВ	37
9.6 Выбор трансформаторов тока	38
9.7 Выбор трансформаторов напряжения	41
9.8 Выбор трансформаторов собственных нужд	42
9.9 Выбор жестких шин на напряжении 6 кВ	43
9.10 Выбор гибких шин	45
10 Выбор сечений ВЛ	46
11 Проверка сечений ВЛ по термической стойкости и потере напряжения	48
11.1 Проверка линий 6 кВ на воздействие токов КЗ	51
11.2 Проверка линий 6 кВ по допустимой потере напряжения	52
12 Защита от прямых ударов молнии ПС «Академическая»	54

13 Расчет сети заземления	56
14 Микропроцессорная защита трансформатора	59
14.1 Дифференциальная защита	59
14.2 Газовая защита	61
14.3 Защита от перегрузки	61
14.4 Максимальная токовая защита	62
15 Безопасность и экологичность	63
15.1 Безопасность	63
15.2 Экологичность	65
15.3 Чрезвычайная ситуация	67
16 Определение экономических показателей при модернизации ПС «Академическая»	72
Заключение	75
Библиографический список	76
Приложение А - расчет нагрузок 0,4 кВ	78
Приложение Б - расчет мощности трансформаторов КТП	79
Приложение В - расчет нагрузки на стороне 6 кВ КТП	80

ВВЕДЕНИЕ

В 2013 году были разработаны схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2013 – 2019 годы. Важное место в этой программе занимают вопросы развития электроэнергетики Дальнего Востока. Это связано с тремя причинами стимулирующими рост энергопотребления: интенсивное промышленное освоение территорий Дальневосточного Федерального округа; внутренняя политика государства направленная на демографический прирост населения и развитием научно-технического прогресса.

Актуальность данной работы заключается в том что требуется развитие и переоснащение существующих электроэнергетических систем, внедрение новых технологий и современного оборудования этот процесс сопровождается строительством и реконструкцией линий электропередач и подстанций.

В ВКР рассматриваются вопросы реконструкции ПС 35/6 кВ «Академическая» и питаемой от нее распределительной сети, большинство электрооборудования которой эксплуатируется с 1980 года и давно выработало свой ресурс. Устаревшее оборудование создает угрозу нормального функционирования энергосистемы в частности ПС «Академическая» и подключенных от нее потребителей электроэнергии т.к. вероятность выхода из строя оборудования увеличивается со сроком эксплуатации оборудования.

Цель работы – реконструкция системы электроснабжения напряжением 6 кВ с центром питания ПС 35/6 кВ «Академическая» для обеспечения требуемого качества и надежности электроснабжения, а так же ПС «Академическая».

Задачами ВКР являются:

- расчет электрических нагрузок ПС «Академическая»;
- выбор числа и мощности трансформаторов;
- выбор и проверка оборудования подстанции;

- защита оборудования подстанции от прямых ударов молнии;
- экономическое обоснование проекта.

Проект реконструкции выполнен в соответствии с требованиями всех действующих нормативных документов.

Практическая значимость заключается в предложении в данной работе оптимального варианта реконструкции электрической сети, который можно будет использовать для выполнения реконструкции существующей системы электроснабжения. Ожидаемыми результатами являются: получение данных о нагрузках в узлах сети, об уровнях токов короткого замыкания, и данных о необходимом оборудовании при выполнении реконструкции.

При выполнении данной работы использованы следующие программные комплексы: Microsoft: Word, Excel, Visio. Matsoft: Mathcad.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ 6 КВ ПС «АКАДЕМИЧЕСКАЯ»

Питание от ПС «Академическая» на напряжении 6 кВ получают следующие двухтрансформаторные КТП: №1, №2, №3, №66, №82, «Котельная»; так же в системе электроснабжения имеются однотрансформаторные КТП: «83», «84», «Насосная» К основным потребителям относятся следующие: жилые дома, школа, детский сад, магазины, пожарное депо, вокзал, котельная, больница, лесопереработка.

Потребителей электрической энергии в данной работе разделяем на несколько категорий в первую очередь по надежности электроснабжения существуют несколько категорий например: первая категория требует для своего питания 3 независимых источника для второй категории достаточно два независимых источника, для третьей категории достаточно одного источника питания.

В данной работе основную часть потребителей относим к третьей категории по надежности электроснабжения более 90% остальные 10% составляет вторая категория, потребители первой категории, а также выделенная группа в нагрузке отсутствует. Род тока является переменным трехфазным, нагрузка мало изменяемая во времени. Потребители постоянного тока в общей массе отсутствуют.

2 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

РУ 6 кВ ПС «Академическая» выполнено по схеме «две секции с секционным выключателем», на стороне высокого напряжения используется схема «мостик с выключателями в цепях трансформаторов» - ремонтная перемычка в данном случае отсутствует (при напряжении 35 кВ она не используется). В нормальном режиме работы выключатель в перемычке включен и через него проходит переток мощности. В случае повреждения одной из линий происходит отключение одного из трансформаторных выключателей и выключателя в перемычке, на стороне низкого напряжения в этом случае срабатывает автоматика и включает секционный выключатель, перерыв в электроснабжении занимает незначительное время. Однолинейная схема ПС «Академическая» представлена на рисунке 1.

Распределительная сеть 6 кВ включающая КТП №66 и № 82 выполнена по схеме петли, питание данных КТП осуществляется по воздушным линиям электропередачи выполненным голым проводом марки АС, а КТП №1, №2, №3 получают питание по магистральной схеме, так же в данном случае питание осуществляется от ВЛ выполненной голым проводом марки АС.

КТП № 83 Подключена одно цепной ВЛ отпайкой от магистральной линии РП-1 – КТП№1, от РУВН КТП №83 получает питание так же по одно цепной ВЛ КТП №84. КТП «Насосная» получает питание по одно цепной ВЛ от РУВН КТП №2

Между РУ 6 кВ «Академическая» имеется промежуточное распределительной устройство РП-1 на которую питание приходит от вышеуказанной ПС. КТП «Котельная» напрямую подключена к РУ 6 кВ РП-1 через ВЛ и кабельные вставки.

Однолинейная схема распределительной сети напряжением 6 кВ представлена на рисунке 2.

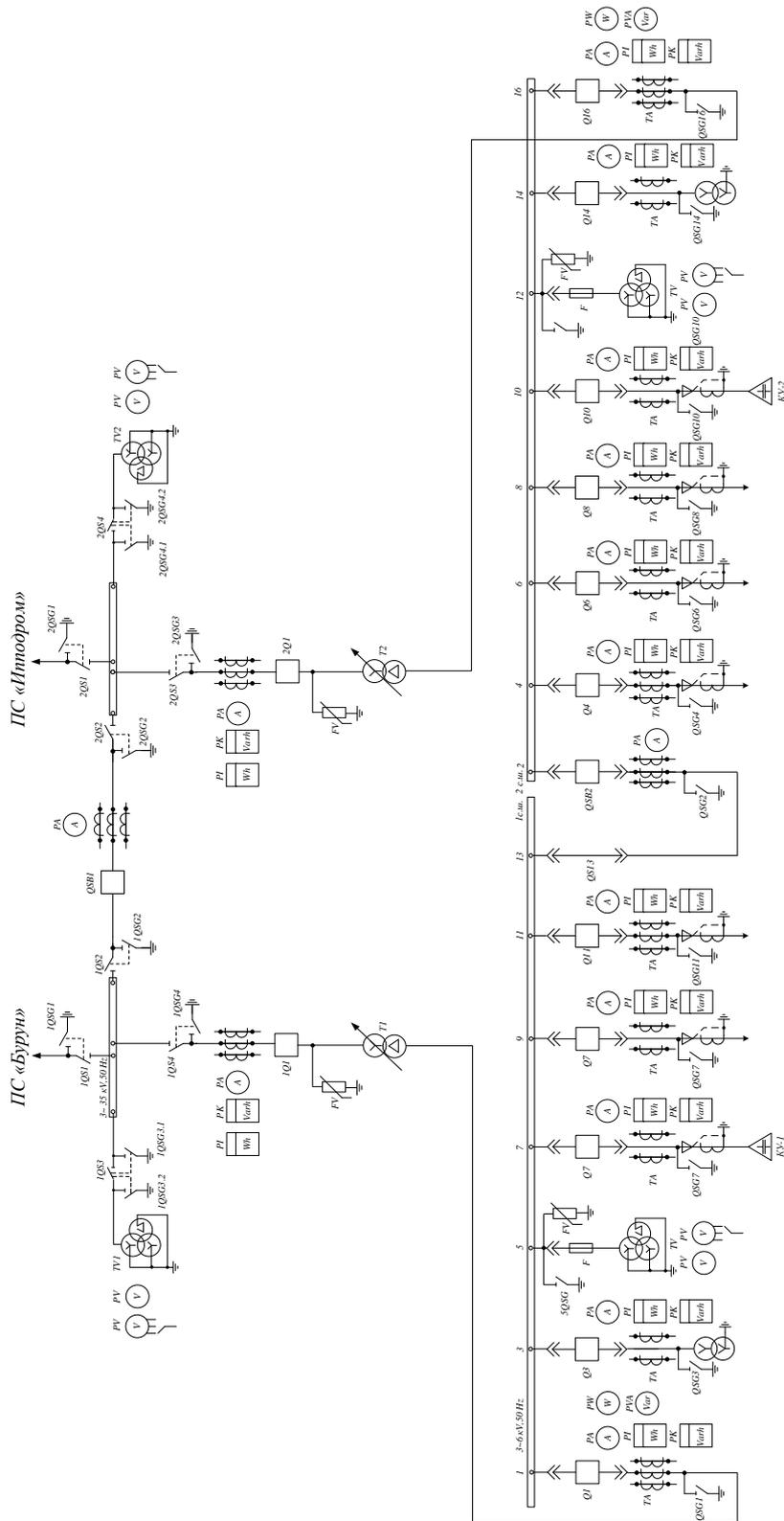


Рисунок 1 - Однолинейная схема ПС «Академическая»

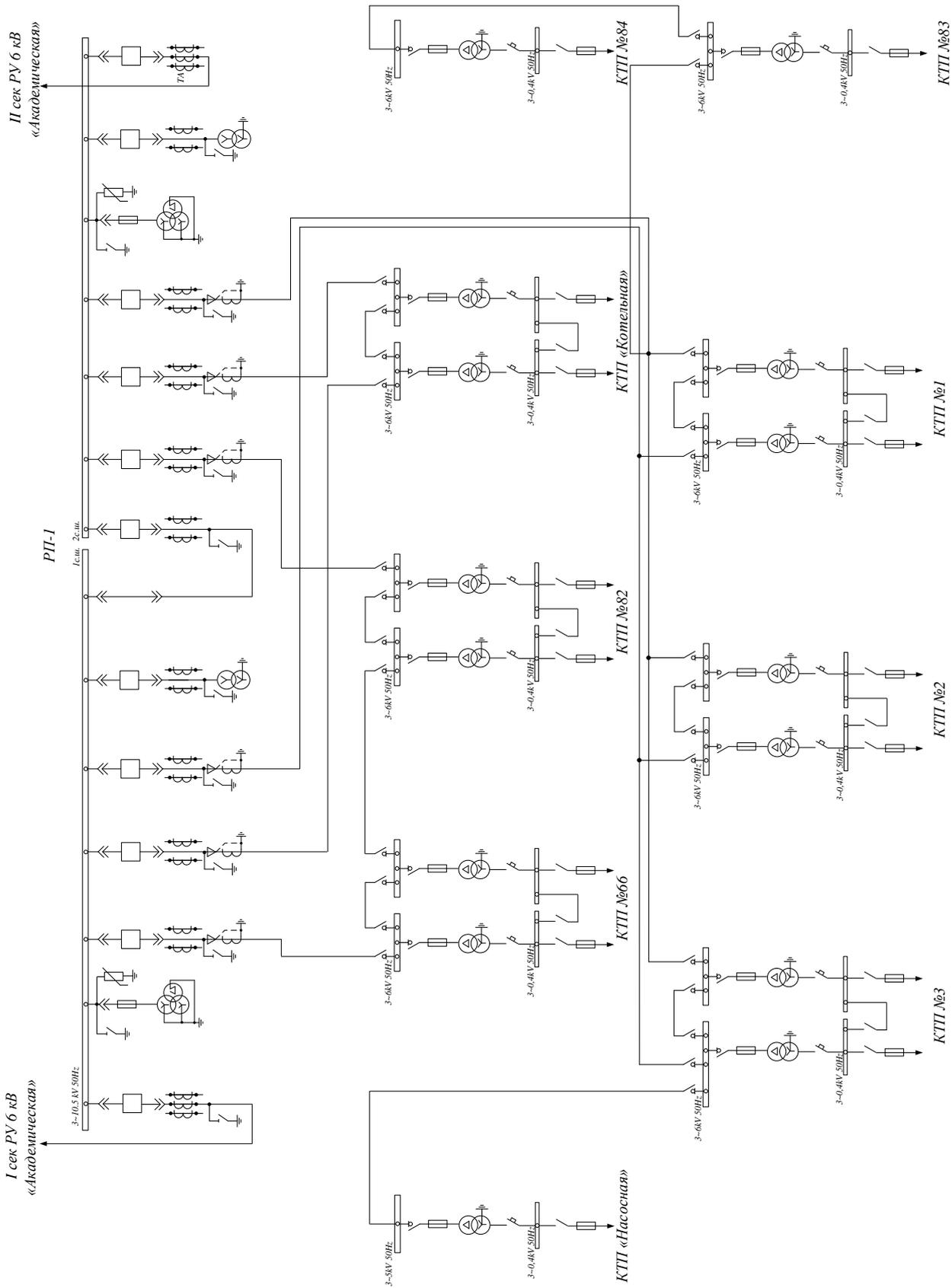


Рисунок 2 - Однолинейная схема существующей сети 6 кВ

3 КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТНОСТИ

Перед началом реконструкции системы внешнего электроснабжения с центром питания под ПС «Академическая» рассмотрим климатическую характеристику этого района: район по ветру необходим для правильного выбора проводов линии электропередач при выборе небольшого сечения провода могут не выдержать ветровую нагрузку из за давления ветра и колебаниях, нормативная стенка гололеда необходимо также для правильного выбора сечений проводов линии электропередач так как при большом ее значении необходимо выбирать соответствующее сечение проводов линий, температурный режим необходим для выбора как подстанционного так и линейного оборудования для надежной его работы, глубина промерзания грунтов нам понадобится в разделе расчета системы заземления подстанции, количество грозных часов в году будем использовать при анализе грузопорности оборудования ПС Академическая. В таблице №11 приведены количественные данные по климатической характеристике рассматриваемого района проектирования

Таблица 1 - Климатические условия района проектирования

Наименование	Значение
район по гололеду	3
нормативная стенка гололеда, мм	10
район по ветру	3
низшая температура воздуха, °С	- 50
высшая температура воздуха, °С	+ 40
число грозных часов в год	45
глубина промерзания грунтов, м	3

4 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЁТНЫХ НАГРУЗОК НА ШИНАХ 0,4 КВ ТП

Расчет нагрузок на шинах низкого напряжения КТП основывается на использовании единичного потребления в качестве которого может выступать какой-то отдельный потребитель например квартира либо квадратный метр какой либо торговой площади, при этом учитывается коэффициент совмещения максимумов нагрузки зависящий от количества таких потребителей. В данной работе потребление электрической энергии определяется в основном освещением, электроприемниками повседневного, применения различными бытовыми приборами и т.д.

Целью определения расчетных нагрузок является получение данных о фактической нагрузке на шинах низкого напряжения трансформаторных подстанций с последующим выбором и проверкой различного коммутационного, силового оборудования и т.п. а также для выбора системы защиты этого электрооборудования в следствии различных повреждений. В таблице 2 приведены основные данные о том какие потребители подключены к шинам низкого напряжения трансформаторных подстанций на основании этих данных проводим расчет нагрузок от каждого отдельного потребителя в частности рассмотрим расчет на примере комплектной трансформаторной подстанции № 84

Таблица 2 – Данные о потребителях электроэнергии

Наименование КТП	Потребитель	Количество	Рном (кВт)
1	2	3	4
КТП №1	Дачи	30	-
	КНС (насосы)	3	22
	КНС (освещение)	80 м ²	-
КТП №2	Электродвигатели насосов	4	22
	Освещение	55 м ²	-
	Обогрев помещения	-	15
КТП №3 «Вокзал»	Здание вокзала	400 м ²	-
	Электродвигатели	6	1,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4
КТП «Котельная»	Электродвигатели насосов	4	200
	Освещение	200 м ²	-
КТП № 66	Жилые дома	7	-
	Детский сад	300 мест	-
КТП № 82	Жилые дома	8	-
	Школа	300 мест	-
	Пожарное депо	400 м ²	-
	Магазин	100 м ²	-
	Больница	400 м ²	-
КТП «Насосная»	Электродвигатели насосов	2	5,5
	Освещение	55 м ²	-
	Обогрев	-	15
КТП «83»	Освещение	4000 м ²	-
КТП «84»	Освещение	2000 м ²	-
	Обогрев	-	25
	Деревообрабатывающие станки	8	5,5-15

Таблица 3 – Электроприемники 0,4 кВ КТП 84

Наименование КТП	Потребитель	Количество	Номинальная мощность (кВт)	Коэффициент мощности cosφ	Коэффициент использования
«84»	Деревообрабатывающий станок	2	5,5	0,65	0,2
	Деревообрабатывающий станок	3	15	0,65	0,2
	Циркулярная пила	3	15	0,65	0,17
	Освещение	2000 м ²	-	0,5	1
	Отопление	-	25	1	1

Определяем групповой коэффициент использования [2]:

$$K_{Игр} = \frac{\sum K_{Иi} \times P_{Номi}}{\sum P_{Номi}} \quad (1)$$

где $K_{Иi}$ - коэффициент использования каждого отдельного потребителя.

$P_{Номi}$ - номинальная мощность потребителя (кВт)

$$K_{Игр} = \frac{0,2 \cdot 5,5 \cdot 2 + 0,2 \cdot 15 \cdot 3 + 0,2 \cdot 15 \cdot 3}{5,5 \cdot 2 + 15 \cdot 3 + 15 \cdot 3} = 0,18$$

Определяем эффективное число электроприемников:

$$n_3 = \frac{\left(\sum n_i \times P_{\text{Ном}i}\right)^2}{\sum n_i \times P^2_{\text{Ном}i}} \quad (2)$$

где n_i - число электроприемников.

$$n_3 = \frac{(5,5 \cdot 2 + 15 \cdot 3 + 15 \cdot 3)^2}{5,5^2 \cdot 2 + 15^2 \cdot 3 + 15^2 \cdot 3} = 7,23$$

Средняя мощность группы электродвигателей [2]:

$$P_{\text{ср}} = \sum K_{\text{И}i} \times P_{\text{Ном}i} \quad (3)$$

$$P_{\text{ср}} = 0,2 \cdot 5,5 \cdot 2 + 0,2 \cdot 15 \cdot 3 + 0,2 \cdot 15 \cdot 3 = 18,85 \text{ (кВт)}$$

По справочным данным принимаем $K_p = 1,5$:

$$P_p = P_{\text{ср}} \cdot K_p \quad (4)$$

$$P_p = 18,85 \cdot 1,5 = 28,28 \text{ (кВт)}$$

Значение средней реактивной мощности:

$$Q_{\text{ср}} = \sum K_{\text{И}i} \times P_{\text{Ном}i} \times \text{tg} \varphi_i \quad (5)$$

$$Q_{\text{ср}} = 0,2 \cdot 5,5 \cdot 2 \cdot 1,17 + 0,2 \cdot 15 \cdot 3 \cdot 1,17 + 0,2 \cdot 15 \cdot 3 \cdot 1,17 = 22,04 \text{ (квар)}$$

Расчетная реактивная мощность:

$$Q_p = 1,1 \cdot Q_{\text{ср}} \quad (6)$$

$$Q_p = 1,1 \cdot 22,04 = 24,24 \text{ (квар)}$$

Расчетная мощность осветительной нагрузки:

$$P_{\text{р.о}} = P_{\text{уд.о}} \cdot S_{\text{ном}} \quad (7)$$

где $P_{\text{уд.о}}$ - удельная мощность освещения производственного помещения приходящаяся на 1 м² (кВт/ м²).

$S_{\text{ном}}$ - площадь освещаемых помещений (м²)

$$P_{p.o} = 0,012 \cdot 2000 = 24 \text{ (кВт)}$$

Реактивная мощность потребляемая осветительными приборами:

$$Q_{p.o} = P_{p.o} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (8)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ - коэффициент мощности осветительных приборов.

$$Q_{p.o} = 24 \cdot 1,7 = 40,8 \text{ (квар)}$$

Определяем полную расчетную мощность нагрузки на шинах низкого напряжения КТП [2]:

$$P_{p\Sigma} = P_p + P_{p.o} + P_{\text{отопл}} \quad (9)$$

$$Q_{p\Sigma} = Q_p + Q_{p.o} \quad (10)$$

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{p\Sigma}^2} \quad (11)$$

где $P_{\text{отопл}}$ - расчетная мощность отопления (кВт).

$$P_{p\Sigma} = 28,28 + 24 + 25 = 77,25 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{p\Sigma} = 24,24 + 40,8 = 65,04 \text{ (квар)}$$

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{77,25^2 + 65,04^2} = 101,01 \text{ (кВА)}$$

В данном примере рассматривался расчет электрических нагрузок КТП №84. и.т. Результаты расчета приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Расчетные данные по нагрузкам на шинах НН КТП

Наименование КТП	Расчетная активная мощность (кВт)	Расчетная реактивная мощность (квар)	Расчетная полная мощность (кВА)
1	2	3	4
КТП №1	174,96	46,81	181,11
КТП №2	56,76	30,79	64,57
КТП №3 «Вокзал»	32,66	28,22	43,61
КТП «Котельная»	677,13	470,51	824,44

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4
КТП № 66	574,81	121,86	587,12
КТП № 82	671,21	175,7	693,81
КТП «Насосная»	25,56	10,38	27,58
КТП «83»	48	81,6	94,67
КТП «84»	77,25	65,04	101,01

Полученные данные будут использованы в дальнейших расчетах при выборе и проверке оборудования. Подробный расчет приведен в приложении А.

5 ВЫБОР МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ КТП

Выбор мощности трансформаторов осуществляется по расчетной мощности:

$$S_{\text{ртр}} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{K_3 \cdot N} \quad (12)$$

где K_3 - номинальный коэффициент загрузки трансформатора (для одно-трансформаторных КТП $K_3 = 0,8 - 0,85$, двухтрансформаторных $0,7 - 0,75$);

N – количество трансформаторов

S_p - расчетная мощность нагрузки КТП (кВА)

Для примера рассмотрим расчет мощности трансформатора устанавливаемого на КТП №1, определяем расчетную мощность по формуле [4]:

$$S_{\text{ртр}} = \frac{\sqrt{174,96^2 + 46,81^2}}{0,7 \cdot 2} = 129,36 \text{ (кВА)}$$

Принимаем к установке трансформаторы типа ТСЛ 160/6, с системой естественной циркуляции воздуха.

Фактический коэффициент загрузки:

$$K_{\text{зф}} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{S_{\text{номтр}} \cdot N} \leq K_3 \quad (13)$$

Определяем фактический коэффициент загрузки трансформатора на КТП №1:

$$K_{\text{зф}} = \frac{\sqrt{174,96^2 + 46,81^2}}{160 \cdot 2} = 0,57$$

Определяем фактический коэффициент загрузки [4]:

$$K_{зав} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{S_{номтр}} \quad (14)$$

$$K_{зав} = \frac{\sqrt{174,96^2 + 46,81^2}}{160} = 1,14$$

Аналогично проводится расчет мощности силовых трансформаторов на остальных КТП, результаты расчета приведены в таблице 5.

Марка и параметры выбранных типов трансформаторов представлены в таблице 6.

Таблица 5 – Расчет мощности трансформаторов КТП

Наименование КТП	S_p (кВА)	$S_{ртр}$ (кВА)	$K_{эф}$	$K_{зав}$	$n \times S_{тр}$ (кВА)
КТП №1	181,11	129,36	0,57	1,14	2×160
КТП №2	64,57	46,12	0,51	1,02	2×63
КТП №3 «Вокзал»	43,61	31,15	0,54	1,08	2×40
КТП «Котельная»	824,44	588,88	0,65	1,30	2×630
КТП № 66	587,12	419,37	0,46	0,92	2×630
КТП № 82	693,81	495,57	0,55	1,10	2×630
КТП «Насосная»	27,58	32,44	0,68	-	1×40
КТП «83»	94,67	111,37	0,59	-	1×160
КТП «84»	101,01	118,83	0,63	-	1×160

Таблица 6 - Марка и параметры выбранных трансформаторов

Марка	ΔP_x (кВт)	ΔP_k (кВт)	U_k (%)	I_x (%)
ТСЛ – 40/6	0,15	0,9	4,5	2,5
ТСЛ – 63/6	0,2	1,27		2,4
ТСЛ – 160/6	0,4	2,7		1,9
ТСЛ – 630/6	1,05	7,6		1,7

Указанные данные используем для определения расчетных нагрузок на стороне 6 КТП. Подробный расчет приведен в приложении Б.

6 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК НА ШИНАХ 6 КВ КТП

Для расчёта нагрузок комплектных трансформаторных подстанций со стороны высокого напряжения необходимо определить потери мощности в силовых трансформаторах которые были выбраны в предыдущем разделе. Для этого необходимо знать их паспортные данные такие как: ток холостого хода, потери холостого хода, напряжение короткого замыкания и потери короткого замыкания. Используя фактический коэффициент загрузки производится расчет фактических значений потерь мощности в трансформаторах которые далее суммируются с мощностью нагрузки подключены к шинам низкого напряжения.

Полученные данные будут использоваться в дальнейших расчетах при определении расчётной мощности на шинах низкого напряжения центра питания рассматриваемого района электрических сетей

Потери активной мощности (кВт):

$$\Delta P_m = \left(\frac{P_n^2 + Q_n^2}{U_{вн}^2} \right) \cdot R + \Delta P_x \quad (15)$$

или

$$\Delta P_m = \Delta P_k \cdot K_{эф}^2 + \Delta P_x \quad (16)$$

Потери реактивной мощности (кВар):

$$\Delta Q_m = \left(\frac{P_n^2 + Q_n^2}{U_{вн}^2} \right) \cdot X + \Delta Q_x \quad (17)$$

или

$$\Delta Q_m = \frac{u_k \cdot S_n^2}{100 \cdot S_{мном}} + \frac{I_x \cdot S_{мном}}{100} \quad (18)$$

где P_n - расчетная активная мощность

Q_n - расчетная реактивная мощность

R - активное сопротивление

X - реактивное сопротивление

ΔP_x - потери активной мощности в режиме холостого хода

ΔQ_x - потери реактивной мощности в режиме холостого хода

Для примера рассмотрим расчет потерь мощности в двух трансформаторах КТП №1 [4]:

$$\Delta P_m = \Delta P_\kappa \cdot K_{\text{эф}}^2 + \Delta P_x = 2 \cdot (2,7 \cdot 0,57^2 + 0,4) = 2,52 \text{ (кВт)}$$

$$\Delta Q_m = \frac{u_\kappa \cdot S_n^2}{100 \cdot S_{\text{тном}}} + \frac{I_x \cdot S_{\text{тном}}}{100} = 2 \cdot \left(\frac{4,5 \cdot 181,11^2}{100 \cdot 160} + \frac{1,9 \cdot 160}{100} \right) = 24,53$$

Определяем полную мощность потерь по формуле (кВА):

$$\Delta S_m = \sqrt{\Delta P_m^2 + \Delta Q_m^2} = \sqrt{2,52^2 + 24,53^2} = 24,66$$

Результаты расчета потерь мощности в остальных трансформаторах приведены в таблице 7. Подробный расчет в приложении В.

Таблица 7 – Расчетная электрическая нагрузка на стороне 6 кВ КТП

КТП	$K_{\text{эф}}$	Потери в трансформаторах,			Расчетная нагрузка узла (кВА)
		(кВт)	(кВар)	(кВА)	
КТП №1	0,57	2,52	24,53	24,66	205,77
КТП №2	0,51	1,06	8,98	9,04	73,613
КТП №3 «Вокзал»	0,54	0,83	6,27	6,33	49,94
КТП «Котельная»	0,65	8,60	118,52	118,83	943,27
КТП № 66	0,46	5,40	70,66	70,87	657,99
КТП № 82	0,55	6,70	90,18	90,43	784,24
КТП «Насосная»	0,68	0,57	1,85	1,94	29,52
КТП «83»	0,59	1,34	5,56	5,72	100,39
КТП «84»	0,63	1,47	5,90	6,09	107,10

7 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК НА ШИНАХ 6 КВ ПС «АКАДЕМИЧЕСКАЯ»

Данный расчет производится с использованием данных предыдущего раздела а так же с использованием справочного значения коэффициента совмещения максимумов нагрузки нескольких трансформаторных подстанций:

$$P_p = k_y \cdot \sum P_{pi} \quad (19)$$

$$Q_p = k_y \cdot \sum Q_{pi} \quad (20)$$

где P_{pi} - расчетная активная мощность нагрузки

Q_{pi} - расчетная реактивная мощность нагрузки

k_y - коэффициент совмещения максимумов нагрузки

$$P_p = 0,92 \cdot (177,49 + 57,82 + 33,49 + 685,73 + 580,21 + 677,92 + 26,13 + 49,34 + 78,72)$$

$$P_p = 2177,52 \text{ (кВт)}$$

$$Q_p = 0,92 \cdot (71,34 + 39,77 + 34,49 + 589,03 + 192,52 + 265,89 + 12,24 + 87,16 + 70,94)$$

$$Q_p = 1254,32 \text{ (кВар)}$$

Полная расчетная мощность

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad (21)$$

$$S_p = \sqrt{2177,52^2 + 1254,32^2} = 2513,0 \text{ (кВА)}$$

7.1 Определение мощности компенсирующих устройств.

Компенсация реактивной мощности это воздействие на баланс реактивной энергии в узле потребления электрической системы, для регулировки напряжения как в распределительных сетях так и в высоковольтных сетях. Ее

целью является снижение потерь электрической энергии а также повышение напряжения на узле потребителя.

Компенсация реактивной мощности осуществляется с использованием специальных компенсирующих устройств. Для поддержания необходимых уровней напряжения в узлах электрической сети потребление реактивной мощности должно обеспечиваться требуемой генерируемой мощностью с учетом необходимого резерва. Потребляемая реактивная мощность складывается из суммы которая потребляется из электрические сети а также реактивной мощности которую вырабатывают компенсирующие устройства размещенные непосредственно в узлах нагрузки электрической сети.

Компенсация реактивной мощности актуальна в последнее время в распределительных сетях, устройства компенсации реактивной мощности выполняются различного номинального напряжения начиная от 0,4 кВ. Компенсация реактивной мощности имеет следующие положительные результаты: позволяет значительно увеличить срок службы силовых трансформаторов, снизить на них нагрузку, использовать токоведущие части – кабели, воздушные линии электропередач значительно меньшего сечения, повысить качество электрической энергии отпускаемой потребителям за счёт уменьшения искажения формы напряжения, снизить нагрузку коммутационного оборудования, и как результат всего этого снизить расходы на электрическую энергию.

Требуемая мощность КУ [7]:

$$Q_K = Q_P - P_P \cdot tg \cdot \varphi \quad (22)$$

где $tg \varphi$ - нормативный коэффициент мощности (согласно приказа №380 Минэнерго от 2015 года)

Q_P - расчетная реактивная мощность.

P_P - расчетная активная мощность.

Требуемую мощность компенсирующих устройств на одну секцию:

$$Q_{k1} = \frac{Q_K}{2} \quad (23)$$

Нескомпенсированная мощность:

$$Q_{неск} = Q_P - Q_{ном} \quad (24)$$

где $Q_{ном}$ - номинальная мощность компенсирующих устройств согласно паспортным данным устанавливаемым на обе секции.

Проводим расчет для ПС «Академическая», мощность КУ требуемая:

$$Q_K = 1254,32 - 2513,0 \cdot 0,5 = 165,56$$

Мощность КУ требуемая на одну секцию:

$$Q_{k1} = \frac{165,56}{2} = 82,78 \text{ (кВар)}$$

Принимаем к установке на ПС «Академическая» КУ типа КРМ – 6,3 – 100, по 1 ед на каждую секцию 6 кВ, технические данные представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Технические данные КРМ

Технические данные КРМ – 6,3 – 100	
Номинальное напряжение	6,3 кВ
Регулирование	Ручное
Рабочие температуры (°С)	«- 50» – «+ 50»
Климатическое исполнение	УХЛ
Номинальная мощность (кВА)	100

Нескомпенсированная реактивная мощность потребляемая из сети:

$$Q_{неск} = Q_P - Q_{ном} \quad (25)$$

$$Q_{неск} = 1254,32 - 2 \cdot 100 = 1054,32 \text{ (квар)}$$

8 РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВАХ ПС «АКАДЕМИЧЕСКАЯ»

В данном разделе выполняется расчет токов короткого замыкания в распределительных устройствах ПС «Академическая» в частности будут определены периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени, апериодическая составляющая, ударный ток короткого замыкания, тепловой импульс, а также постоянная времени.

На основании полученных данных будет выбрано электрическое оборудование ПС Академическая и проверено по динамической, коммутационной и термической стойкости к протеканию данных токов.

Короткие замыкания разделяются на несколько видов: это трехфазные, двухфазные, двухфазные на землю и однофазные замыкания. Расчетным случаем в данном примере будет трехфазное металлическое короткое замыкание как наиболее тяжёлый случай из всех. При трехфазном коротком замыкании происходит наибольшее механическое и тепловое воздействие на оборудование, поэтому данный вид короткого замыкания является расчетным в данной работе.

При выполнении расчета токов короткого замыкания необходимо выполнить следующие допущения для снижения объема вычислений, в частности при определении сопротивления энергосистемы воспользуемся данными от токах короткого замыкания в распределительном устройстве источника питания то есть подстанции «Бурун» и «Ипподром» выбираем приближённый метод расчета с использованием относительных единиц.

На рисунке 4 представлена схема замещения участка сети.

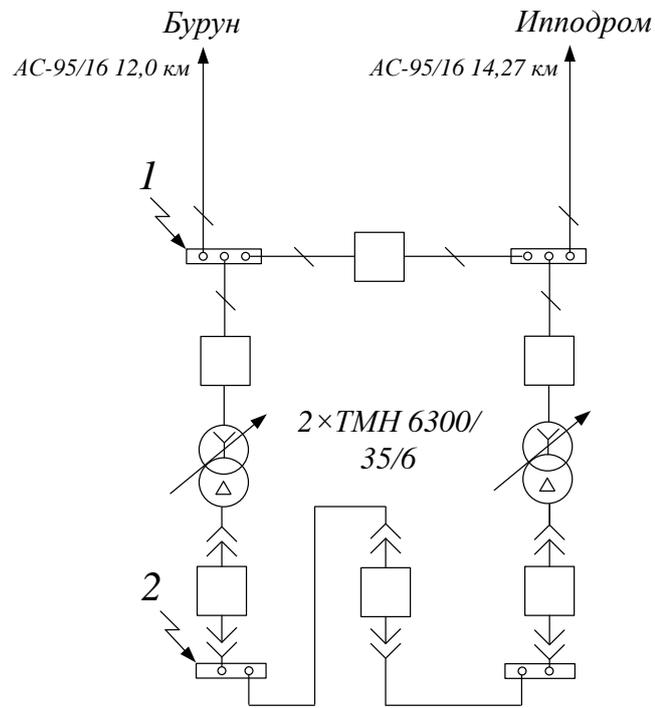


Рисунок 3 – Расчетные точки КЗ

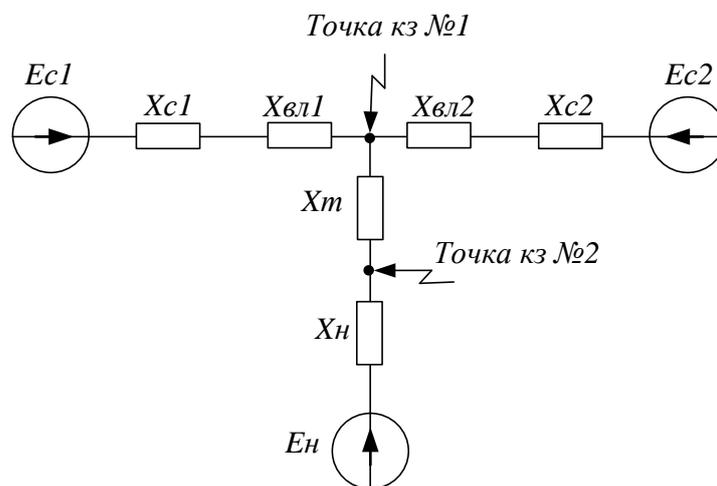


Рисунок 4 – Схема замещения

Принимаем базисные условия [10]:

$$S_B = 6,3 \text{ (МВА)},$$

$$U_{B35} = 37 \text{ (кВ)},$$

$$U_{B6} = 6,3 \text{ кВ}.$$

Находим базисный ток (кА):

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B} \quad (26)$$

где I_B, U_B – базисные ток и напряжение;

$$I_{B35} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 37} = 0,09 \text{ (кА)},$$

$$I_{B6} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 0,58 \text{ (кА)}.$$

Определяем индуктивные сопротивления элементов:

Сопротивление энергосистемы со стороны шин 35 кВ (ПС «Бурун»):

$$X_{C1} = \frac{S_B}{S_{C1}} \quad (27)$$

$$X_{C1} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot 8,5} = 0,02$$

Сопротивление энергосистемы со стороны шин 35 кВ (ПС «Ипподром»):

$$X_{C2} = \frac{S_B}{S_{C2}} \quad (28)$$

$$X_{C2} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot 6,4} = 0,024$$

где S_C – мощность короткого замыкания на шинах 35 кВ

Определяем сопротивления обмоток силовых трансформаторов ПС «Академическая» (о.е.):

$$X_T = \frac{u_{к\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_H} \quad (29)$$

$$X_T = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{10}{10} = 0,105 \text{ (о.е.)}.$$

Сопротивление ВЛ «Бурун» - «Академическая»:

$$X_{\text{ВЛ1}} = x_{\text{уд}} \cdot L1 \frac{S_{\text{Б}}}{U_{\text{ср}}^2} \quad (30)$$

где $x_{\text{уд}}$ – удельное индуктивное сопротивление ВЛ (Ом/км)

l – протяженность ВЛ (км)

$$X_{\text{ВЛ1}} = 0,4 \cdot 12,0 \frac{10}{37^2} = 0,003.$$

Сопротивление ВЛ «Ипподром» - «Академическая»:

$$X_{\text{ВЛ2}} = x_{\text{уд}} \cdot L2 \frac{S_{\text{Б}}}{U_{\text{ср}}^2} \quad (31)$$

$$X_{\text{ВЛ2}} = 0,4 \cdot 14,27 \frac{10}{37^2} = 0,05.$$

Сопротивление обобщенной нагрузки (на стороне низкого напряжения ПС «Академическая») (о.е.):

$$X_{\text{Н}} = 0,35 \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\text{н}}}, \quad (32)$$

где $S_{\text{н}}$, – мощность нагрузки (МВА)

$$X_{\text{Н}} = 0,35 \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\text{н}}} = 0,35 \cdot \frac{6,3}{\sqrt{5,28^2 + 2,18^2}} = 0,3 \text{ (о.е.)}.$$

Выполняем преобразование схемы замещения относительно точки КЗ №1.

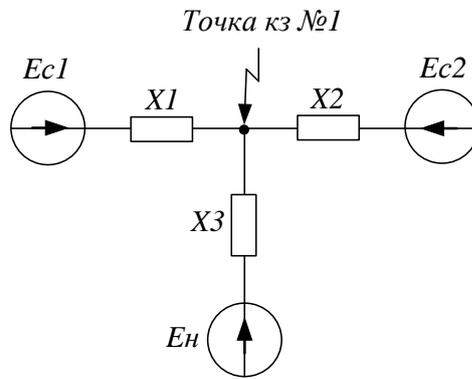


Рисунок 5 – Преобразование схемы замещения

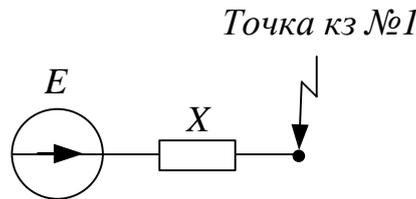


Рисунок 6 – Преобразование схемы замещения

Выполняем расчет сопротивлений и ЭДС:

$$X1 = X_{C1} + X_{ВЛ1} = 0,02 + 0,003 = 0,023 \text{ (о.е.)},$$

$$X2 = X_{C2} + X_{ВЛ2} = 0,024 + 0,05 = 0,074 ,$$

$$X3 = X_{H} + 0,5 \cdot X_{T} = 0,3 + 0,5 \cdot 0,105 = 0,35 .$$

Находим результирующее сопротивление и ЭДС для точки короткого замыкания №1

$$X = \frac{1}{\frac{1}{X1} + \frac{1}{X2} + \frac{1}{X3}} \tag{33}$$

$$X = \frac{1}{\frac{1}{0,023} + \frac{1}{0,074} + \frac{1}{0,35}} = 0,019 ,$$

$$E = X \cdot \left(\frac{Eс}{X1} + \frac{Eс}{X2} + \frac{Eн}{X3} \right) \tag{34}$$

$$E = 0,019 \cdot \left(\frac{1}{0,023} + \frac{1}{0,074} + \frac{0,85}{0,35} \right) = 0,95.$$

Начальное значение периодической составляющей тока КЗ в расчетной точке кз1:

$$I_{no1} = \frac{E}{X} \cdot I_{БЗ5} = \frac{0,95}{0,019} \cdot 0,09 = 7,5 \text{ (кА)}$$

Находим значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания :

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no1} \cdot e^{\frac{-T_{ОВ}}{Ta}} \quad (35)$$

где I_{at} – аperiodическая составляющая тока короткого замыкания для соответствующей точки КЗ (кА)

I_{no} – периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени для соответствующей точки КЗ (кА)

$T_{ов}$ – время отключения выключателя 35 кВ с учетом работы защиты (сек).

Ta – постоянная времени для соответствующей точки КЗ.

Значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no1} \cdot e^{\frac{-T_{ОВ}}{Ta}} = \sqrt{2} \cdot 7,5 \cdot e^{\frac{-0,6}{0,03}} = 0,001 \text{ (кА)}.$$

Постоянная времени определяется по справочным данным для расчетного места КЗ:

$$Ta = \frac{X_p}{\omega \cdot R_p} = 0,03,$$

где X_p – результирующее индуктивное сопротивление

R_p – результирующее активное сопротивление

ω – угловая частота (314 рад/сек.)

Значение ударного тока:

$$I_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{Ta}} \right) \quad (36)$$

$$I_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 7,5 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} \right) = 18,2 \text{ (кА)}.$$

Результаты расчета обеих точек сводятся в таблицу 9:

Таблица 9 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка замыкания	Периодическая составляющая тока КЗ	Апериодическая составляющая тока КЗ	Ударный ток КЗ $I_{y\delta}$, (кА)
	I_{no} , (кА)	I_{at} , (кА)	
1	7,5	0,001	18,2
2	19,9	0,02	48,3

В дальнейшем при выборе оборудования ПС «Академическая» указанные данные будут использованы в расчетах.

9 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ

В данном разделе проводится выбор и проверка следующего оборудования ПС «Академическая»:

- А) выключатели,
- Б) разъединители,
- В) трансформаторы тока,
- Г) трансформаторы напряжения,
- Д) гибкая ошиновка,
- Е) жесткая ошиновка.
- Ж) ОПН

Определяем максимальные рабочие токи РУ ПС «Академическая» (на стороне высокого напряжения [6]):

$$I_m = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (37)$$

где S_n – номинальная мощность трансформатора (МВА);

U_n – номинальное напряжение (Ом);

Для стороны ВН:

$$I_{m35} = \frac{2 \cdot 6,3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 207,8 \text{ (А)}.$$

Для стороны НН:

$$I_{m6} = \frac{2 \cdot 6,3}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 1154,7 \text{ (А)}.$$

Таблица 10 – Максимальные рабочие токи в РУ подстанции «Академическая»

Номинальное напряжение (кВ)	Максимальный рабочий ток (кА)
35	207,8
6,3	1154,7

9.1 Выбор и проверка выключателей 35 кВ

Выбор выключателей осуществляется по номинальному напряжению РУ и номинальному току данного РУ:

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети} \quad (38)$$

$$I_{ном} \geq I_{макс.раб} \quad (39)$$

Термическая стойкость проверяется выражению:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k \quad (40)$$

где $I_{тер}$ - ток термической стойкости;

$t_{тер}$ - время термической стойкости,

B_k - интеграл Джоуля.

Электродинамическая стойкость проверяется выражению:

$$I_{пр.скв} = I_{дин} \geq I_{уд}, \quad (41)$$

где $I_{пр.скв}$ - предельный сквозной ток выключателя в данном РУ;

$I_{дин}$ - ток электродинамической стойкости коммутационного аппарата.

Значение интеграла Джоуля можно определить как :

$$B_k = I_{но}^2 \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (42)$$

где $I_{но}$ - периодическая составляющая (кА);

$t_{отк}$ - время отключения выключателя (сек);

T_a - постоянная времени.

На примере точки К1,2:

$$B_{к1} = I_{но1}^2 \cdot (t_{отк} + T_{a1}) = 7,5^2 \cdot (1,055 + 0,03) = 61,03 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

$$B_{к2} = I_{но2}^2 \cdot (t_{отк} + T_{a2}) = 19,9^2 \cdot (1,055 + 0,03) = 429,67 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

Сравнение паспортных данных выключателя ВРС-35 со значениями, полученными при расчете токов КЗ показаны в таблице 11:

Таблица 11 – Выбор и проверка выключателей 35 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	35	35	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	1250	207,8	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Номинальный ток включения $I_{вкл}$ (кА)	40	7,5	$I_{вкл} \geq I_{но}$
Наибольший пик тока включения $I_{пик}$, $I_{уд}$ (кА)	104	18,2	$I_{пик} \geq I_{уд}$
Номинальный ток отключения $I_{откл}$ (кА)	40	7,5	$I_{откл} \geq I_{но}$
Номинальное значение апериодической составляющей, I_a (кА)	$\sqrt{2} \cdot \beta \cdot I_{откл} =$ $\sqrt{2} \cdot 0,45 \cdot 40 =$ 24,85	0,001	$I_{ном.а} \geq I_a$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$, $I_{уд}$ (кА)	102	18,2	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} =$ $40^2 \cdot 3 =$ 1200	61,03	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{к}$

9.2 Выбор выключателей 6 кВ

Первоначально принимаем выключатель вакуумный ВБПВ-6-1600-20УЗ в составе КРУ

Сравнение паспортных данных выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 12:

Таблица 12 – Выбор и проверка выключателей 6 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	6	6	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	1600	1154,7	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Номинальный ток включения $I_{вкл}$ (кА)	20	19,9	$I_{вкл} \geq I_{но}$
Наибольший пик тока включения $I_{пик}$, $I_{уд}$ (кА)	51	48,3	$I_{пик} \geq I_{уд}$
Номинальный ток отключения $I_{откл}$ (кА)	20	19,9	$I_{откл} \geq I_{но}$
Номинальное значение апериодической составляющей, I_a (кА)	$\sqrt{2} \cdot \beta \cdot I_{откл} =$ $\sqrt{2} \cdot 0,3 \cdot 20 =$ 8,48	0,02	$I_{ном.а} \geq I_a$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$, $I_{уд}$ (кА)	51	48,3	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} =$ $20^2 \cdot 3 =$ 1200	429,67	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Данный тип выключателя принимается для установки на ПС «Академическая» т.к. он прошел проверку по всем параметрам

9.3 Выбор разъединителей

На ОРУ 35 кВ, по напряжению РУ и максимальному рабочему току данного РУ выбираем разъединители марки РДЗ-35/1000 УХЛ1. Привод разъединителя – ПРНЗ.

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов короткого замыкания показано в таблице 13.

Таблица 13 – Выбор и проверка разъединителя 35 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	35	35	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	1000	207,8	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$, $I_{уд}$ (кА)	63	18,2	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} =$ $63^2 \cdot 3 =$ 1850	61,03	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Данный тип разъединителя предлагается к установке на все присоединения РУ 35 кВ ПС «Академическая», при этом количество заземляющих ножей разъединителя определяется местом установки на РУ.

9.4 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 35 кВ.

Для защиты оборудования РУ 35 кВ принимаем ОПН-35 УХЛ1 номинальным напряжением 35 кВ ПС «Академическая»

Основные параметры выбранного ОПН показаны в таблице 14.

Таблица 14 – Технические данные ОПН 35 кВ

ОПН-35 УХЛ1	
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	35
Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}$ (кВ)	26
Поглощаемая энергия (кДж)	400
Остаточное напряжение $U_{ост}$ (кВ)	58,33

Сравнение расчетных данных с паспортными для ОПН приведено в таблице 15.

Таблица 15 – Выбор и проверка ОПН 35 кВ

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	35	35	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}$ (кВ)	26	21,4	$U_{нр} \geq U_{нр.сети}$

ОПН 35 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке на РУ 35 кВ ПС «Академическая».

9.5 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 6 кВ

Принимаем к установке ОПН-6/11-10(I) Сравнение параметров приведено в таблице 16.

Таблица 16 – Выбор и проверка ОПН 6 кВ

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	6	6	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}$ (кВ)	3,66	3,49	$U_{нр} \geq U_{нр.сети}$

ОПН 6 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке на РУ 6 кВ ПС «Академическая».

9.6 Выбор трансформаторов тока

Определяем значение сопротивления нагрузки трансформаторов:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{пров} + r_{приб} + r_k \quad (43)$$

Сопротивление контактов принимается $r_k = 0,1$ Ом. Сопротивление соединительных проводов определяется как:

$$r_{пров} = \frac{\rho \cdot l}{F}, \quad (44)$$

где $\rho = 0,0283$ (Ом·мм²)/м – удельное сопротивление провода;

l - длина соединительных проводов, для РУ 35 кВ подстанции принимается для РУ 35 кВ - 100 м, для РУ 6 кВ - 60 м;

F - сечение соединительного провода.

Таким образом, сопротивление соединительных проводов (для РУ 35 кВ):

$$r_{пров} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,71 \text{ (Ом)}.$$

Сопротивление соединительных проводов (для РУ 6 кВ):

$$r_{пров} = \frac{0,0283 \cdot 60}{4} = 0,43 \text{ (Ом)}.$$

Сопротивление приборов находим по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{S_{\text{нр}}}{I_2^2} \quad (45)$$

где $S_{\text{нр}}$ - мощность, потребляемая приборами;

I_2 - вторичный номинальный ток трансформатора тока, $I_2=1\text{А}$.

Принимаем для учета электрической энергии трехфазный измерительный комплекс КИПП-2М.

Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы для всех РУ ПС «Академическая» приведен в таблице 17, 18.

Таблица 17 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5
Варметр	Д-335	0,5
Счетчик АЭ	КИПП-2М	0,12
Счетчик РЭ		

Таблица 18 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 6 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	КИПП-2М	0,12
Счетчик РЭ		

Мощность самой загруженной фазы на напряжении 35 $S_{\text{нр}}=1,62\text{ ВА}$. Тогда сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{нр}}}{I^2} = \frac{1,62}{1} = 1,62 \text{ (Ом)}.$$

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 6 кВ $S_{\text{нр}} = 0,62\text{ ВА}$. Тогда сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{нр}}}{I^2} = \frac{0,62}{1} = 0,62 \text{ (Ом)}.$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока (РУ 35 кВ):

$$Z_{2,35} = r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_{\text{к}} = 1,62 + 0,71 + 0,1 = 2,43 \text{ (Ом)}.$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока (РУ 6 кВ):

$$Z_{2,6} = r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_{\text{к}} = 0,62 + 0,43 + 0,1 = 1,15 \text{ (Ом)}.$$

Сравнение параметров выбранного трансформатора тока 35 кВ с расчетными данными приведен в таблице 19.

Таблица 19 – Проверка выбранного ТТ 35 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$ (кВ)	35	35	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}$
Номинальный ток $I_{\text{ном}}$ (А)	250	207,8	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{макс.раб}}$
Предельный сквозной ток $I_{\text{прскв}}$, $I_{\text{уд}}$ (кА)	104	18,2	$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{уд}}$
Термическая стойкость, $I_{\text{тер}}^2 \times t_{\text{тер}}$ (кА ² с)	1200	61,03	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
Номинальная вторичная нагрузка $Z_{2 \text{ ном}}$ (Ом)	20	2,43	$Z_{2 \text{ ном}} \geq Z_2$

Принимаем трансформатор тока по стороне 6 кВ ТПЛК-6 с номинальным током первичной обмотки 1200 А. Сравнение параметров приведено в таблице 20.

Таблица 20 – Проверка выбранного ТТ 6 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$ (кВ)	6	6	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}$
Номинальный ток $I_{\text{ном}}$ (А)	1200	1154,7	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{макс.раб}}$
Предельный сквозной ток $I_{\text{прскв}}$, $I_{\text{уд}}$ (кА)	52	48,3	$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{уд}}$
Термическая стойкость, $I_{\text{тер}}^2 \times t_{\text{тер}}$ (кА ² с)	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} =$ $35^2 \cdot 3 =$ 3675	429,67	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
Номинальная вторичная нагрузка $Z_{2 \text{ ном}}$ (Ом)	1,2	1,15	$Z_{2 \text{ ном}} \geq Z_2$

Выбранные трансформаторы тока проходят по всем требованиям.

9.7 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираем из условия:

$$S_{2ном} \geq S_2,$$

где $S_{2ном}$ - номинальная мощность принятого трансформатора напряжения;

S_2 - суммарная нагрузка измерительных приборов и реле.

Определение вторичной нагрузки трансформаторов напряжения приведен в таблице 21.

Таблица 21 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения РУ 35 кВ ПС «Академическая»

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	1	2
Варметр	Д-335	5	1,5
Ваттметр	Д-335	5	1,5
Счетчик АЭ	КИПП-2М	5	1
Счетчик РЭ			
Сумма			27

Проверяем трансформатор напряжения типа НАЛИ-35 УХЛ1:

Таблица 22 – Проверка выбранного ТН 35 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5	400 ВА	27 ВА	$S_{2ном} \geq S_2$

Выбираем трансформаторы напряжения для РУ 6 кВ ПС «Академическая».

Сравнение параметров выбранного трансформатора напряжения приведен в таблице 23.

Таблица 23 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения (на стороне 6 кВ) подстанции

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	1	2
Счетчик АЭ	КИПП-2М	5	1
Счетчик РЭ			
Сумма			7

Принимаем трансформатор напряжения типа: НАМИ – 6.

Таблица 24 – Проверка выбранного ТН 6 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5 (6 кВ)	75 ВА	7 ВА	$S_{2ном} \geq S_2$

Данный тип трансформатора принимаем к установке на РУ-6 кВ ПС «Академическая».

9.8 Выбор трансформаторов собственных нужд

Трансформатор собственных нужд ПС является его неотъемлемой частью и отвечает за питание потребителей оперативным током, в частности приводов выключателей, цепей звуковой и световой сигнализации, а так же защит установленных на подстанционном оборудовании. В качестве дополнительных приемников, подключенных к данному трансформатору следует отнести освещение территории, обогрев выключателей, устройство контроля и учета электрической энергии итд.

Проводим расчет требуемой мощности трансформаторов собственных нужд ПС «Академическая» Расчетная нагрузка потребителей ПС «Академическая» приведены в таблице 25:

Таблица 25 – Расчетная нагрузка потребителей СН ПС «Академическая»

Потребитель	Расчетная мощность СН (кВА)
Приводы выключателей	12,3
Обогрев РУ 35 кВ	12
Обогрев РУ 6 кВ	12
Освещение коридора КРУ 6 кВ	4
Освещение ячеек 6 кВ	1,4
Освещение ОРУ 35	1,0
Сумма	42,7

По расчетной мощности электроприемников определяем мощность трансформатора собственных нужд ПС «Академическая»:

$$S_P = \frac{S_{наг}}{n_T \cdot K_3^{омт}} = \frac{42,7}{2 \cdot 0,7} = 30,5 \text{ (кВА)}.$$

Выбираем для монтажа на ПС «Академическая» в качестве источников переменного оперативного тока два трансформатора типа ТСЗ 40/6/0,4 номинальной мощностью 40 кВА.

Трехфазные сухие трансформаторы ТСЗ (с кожухом) мощностью от 3 до 400 кВА предназначены для преобразования электроэнергии.

Исполнение по условиям установки на месте работы - стационарные, допускают установку в пространстве только на горизонтальной плоскости. По способу защиты от поражения электрическим током относится к классу I.

9.9 Выбор жестких шин на напряжении 6 кВ

Выполним выбор жестких шин на стороне низкого напряжения. Максимальный рабочий ток в РУ 6 кВ ПС «Академическая» составляет 1154,7 А. Принимаем минимальное сечение алюминиевой шины типа АДО с размерами 80 × 6 мм (4.8 см²), длительно допустимый ток для нее составляет 1930А. Шины устанавливаем на изоляторах в горизонтальной плоскости, расстояние между фазами принимаем 0,4 м.

Минимальное сечение по условиям нагрева токами КЗ.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_m} = \frac{\sqrt{429,67}}{91} = 0,28 \text{ (см}^2\text{)} \quad (46)$$

где B_k – интеграл джоуля, рассчитан ранее при выборе выключателей.

C_m - коэффициент материала шины

Определяем максимальный пролет:

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \frac{J}{q}} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \frac{25,6}{4,8}} = 0,95 \text{ (м)}$$

где J – момент инерции шины (см³×см).

q - сечение проводника, в данном случае 4,8 (см²)

Момент инерции находим как:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} = 0,6 \cdot 8^3 \frac{1}{12} = 25,6 \text{ (см}^3\text{×см)} \quad (47)$$

Принимаем пролет между изоляторами шин АДО равный 0,9 м

Наибольшее механическое усилие:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{48300^2}{0,4} = 49,94 \text{ (Н/м)} \quad (48)$$

где i_{y0} – ударный ток короткого замыкания (А).

a - расстояние между фазами 0,4 (м).

Момент механического сопротивления:

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} = 0,6 \cdot 8^2 \frac{1}{6} = 6,4 \text{ (см}^3\text{)} \quad (49)$$

Определяем механическое напряжение:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y0}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{48300^2 \cdot 0,9^2}{6,4 \cdot 0,4} = 29,22 \text{ (МПа)} \quad (50)$$

Полученное значение менее предельного для данного типа материала
60 Мпа, расчет окончен

9.10 Выбор гибких шин

Гибкие шины на ОРУ применяются повсеместно из-за своей низкой стоимости и простоты монтажа.

На ОРУ 35 кВ принимаем для установки провода таким же сечением, как и отходящие ВЛ – АС-95/16 мм² Проверку на корону гибкой ошиновки 35 кВ проводить не требуется. Длительно допустимый ток для данного типа провода составляет 390 А.

10 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ВЛ 6 КВ

Сечение проводов линий электропередач в данной работе выбирается по условиям нагрева токами нагрузки, с последующей проверкой по тепловому воздействию токов короткого замыкания, а также по допустимой потере напряжения в нормальном режиме работы на удаленных от источника питания объектах.

Предварительно для выбора сечения проводов необходимо определить суммарный расчётный ток который рассчитывается при условии совмещения максимумов нагрузки трансформаторных подстанций подключенным к данному проводнику. Выбор проводника по длительно допустимому току проводится при сравнении его с расчетным значением тока нагрузки.

$$I_p \leq I_{\text{дд}}$$

где I_p – расчетный ток в сечении, А;

$I_{\text{дд}}$ – длительно допустимый ток для определенного типа проводника (ВЛ), определяется по следующему выражению:

В настоящее время наибольшее распространение в сетях электроснабжения напряжением 6 кВ получили самонесущие изолированные провода типа СИП-3 номинальным напряжением до 20 кВ которые представляют из себя защищенный провод одножильный при этом многопроволочный, с изоляционным покрытием из сшитого свето-стабилизированного полиэтилена.

Данный проводник имеет большую долговечность механическую прочность и надежность, также к положительным свойствам данного проводника можно отнести малое индуктивное сопротивление, а также простоту монтажа и эксплуатации.

Определяем расчетные токи на всех участках сети где проводится замена по следующей формуле:

$$I_P = \frac{S_P}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (51)$$

где S_P – расчетная мощность в сечении (кВА);

Рассмотрим определение расчетного тока на участке КТП№2 – КТП-«Насосная» по определенной ранее расчетной мощности, в данном случае расчетная мощность определяется как расчетная мощность на шинах высокого напряжения данной КТП- приведена в таблице 7:

$$I_P = \frac{29,52}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 1,62 \text{ (А)}$$

Принимаем на данном участке проводник СИП-3 3×35 с длительно допустимым током 200 А, результаты расчета приведены в таблице 26:

Таблица 26 – Выбор типа и сечений проводников по длительно допустимому току

Участок	S_P (кВА)	Нц	I_P (А)	Марка и сечение проводника	$I_{\text{до}}$ (А)
ЗРУ6 «Академическая»- РП-1	2513,0	2	239,96	СИП-3 3×70	310
РП-1 - КТП №66	2385,5	1	218,6	СИП-3 3×70	310
РП-1 – КТП «Котельная»	2385,5	1	218,6	СИП-3 3×70	310
РП-1 - КТП №2	329,32	1	30,18	СИП-3 3×35	200
РП-1 - КТП №1	329,32	1	30,18	СИП-3 3×35	200
КТП№2 – КТП-«Насосная»	29,52	1	1,62	СИП-3 3×35	200
КТП№1 – КТП №83	207,49	1	19,01	СИП-3 3×35	200

Далее проводится проверка выбранных проводников по термической стойкости и по допустимой потере напряжения.

11 ПРОВЕРКА СЕЧЕНИЙ ВЛ ПО ТЕРМИЧЕСКОЙ СТОЙКОСТИ И ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ

В данном разделе проводится расчет токов короткого замыкания в сети 6 кВ с целью определения минимального сечения по условиям термической стойкости.

Сопротивление системы определяется по формуле (Ом):

$$X_c = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз6}} \quad (52)$$

где $I_{кз6}$ – ток трёхфазного КЗ на шинах 6 кВ ПС «Академическая», определен в разделе расчетов токов КЗ для выбора оборудования на ПС «Академическая».

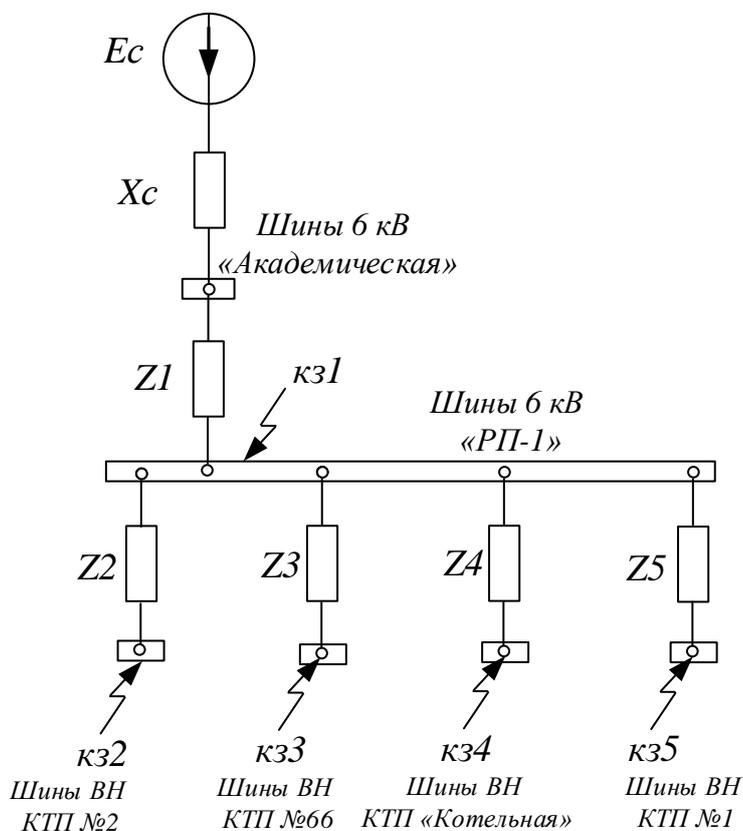


Рисунок 7 – Схема замещения сети 6 кВ

Активные и индуктивные сопротивления участков ЛЭП (Ом):

$$X_{\lambda} = x_0 \cdot L \quad (53)$$

$$R_{\lambda} = r_0 \cdot L \quad (54)$$

где x_0, r_0 - удельное реактивное и активное сопротивление провода, Ом/км;

L – длина участка провода, км.

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени определяется по следующей формуле (кА):

$$I_{по} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_p^2 + X_p^2}} \quad (55)$$

Ток двухфазного короткого замыкания (кА):

$$I_{по2} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{по} \quad (56)$$

Определяем сопротивление системы:

$$X_c = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 19,9} = 0,18 \text{ (Ом)}$$

Сопротивления участков:

$$X1 = 0,5 \cdot 0,07 \cdot 1,05 = 0,04 \text{ (Ом)}$$

$$R1 = 0,5 \cdot 0,63 \cdot 1,05 = 0,33 \text{ (Ом)}$$

$$X2 = 0,07 \cdot 1,95 = 0,14 \text{ (Ом)}$$

$$R2 = 1,26 \cdot 1,95 = 2,46 \text{ (Ом)}$$

$$X3 = 0,07 \cdot 0,21 = 0,01 \text{ (Ом)}$$

$$R3 = 0,63 \cdot 0,21 = 0,13 \text{ (Ом)}$$

$$X_4 = 0,07 \cdot 0,31 = 0,02 \text{ (Ом)}$$

$$R_4 = 0,63 \cdot 0,31 = 0,19 \text{ (Ом)}$$

$$X_5 = 0,07 \cdot 2,14 = 0,15 \text{ (Ом)}$$

$$R_5 = 1,26 \cdot 2,14 = 2,69 \text{ (Ом)}$$

Рассмотрим на примере расчет тока короткого замыкания в расчетной точке №1 – шины 6 кВ РП-1

Результирующее индуктивное сопротивление до точки КЗ №1

$$X_p = X_c + X_1$$

$$X_p = 0,18 + 0,04 = 0,22 \text{ (Ом)}$$

Результирующее активное сопротивление до точки КЗ

$$R_p = R_1$$

$$R_p = 0,33 \text{ (Ом)}$$

Ток трехфазного КЗ:

$$I_{по} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,22^2 + 0,33^2}} = 9,26 \text{ (кА)}$$

Ток двухфазного короткого замыкания:

$$I_{по2} = \frac{\sqrt{3}}{2} 9,26 = 8,01 \text{ (кА)}$$

Постоянная затухания аperiodической составляющей:

$$T_a = \frac{0,22}{0,33 \cdot 314} = 0,002$$

Коэффициент затухания:

$$K_a = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,002}} = 1,14$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot 9,26 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,002}} \right) = 13,1 \text{ (кА)}$$

По аналогичному алгоритму рассчитываются все остальные точки КЗ результаты расчетов сводятся в таблицу 27.

Таблица 27 – Расчет токов КЗ в сети 6 кВ

Точка КЗ	$I_{по}$ (кА)	$I_{по2}$ (кА)	$I_{уд}$ (кА)
1	9,26	8,01	13,06
2	6,14	5,34	7,52
3	7,18	6,25	8,81
4	6,98	6,07	8,56
5	5,19	4,51	6,36

Полученные данные используем для проверки проводников на термическую стойкость.

11.1 Проверка линий 6 кВ на воздействие токов КЗ.

Термически стойкое к токам КЗ сечение линий находим по формуле:

$$S_T = \frac{\sqrt{B_K}}{C_T} \quad (57)$$

где B_K - интеграл Джоуля;

C_T - температурный коэффициент, равный 95 для алюминия.

Рассмотрим пример расчёта интеграла Джоуля для точки короткого замыкания №1

$$B_K = 9,26^2 (1,055 + 0,002) = 90,63 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

Далее рассчитывается термически стойкое к токам КЗ сечение для линии, питающей РП-1:

$$S_{T32} = \frac{\sqrt{90,63}}{95} = 10,02 \text{ (мм}^2\text{)}$$

Полученное значение меньше сечения принятого на данном участке линии равном 70 мм², следовательно, оно проходит проверку следовательно его оставляем.

Для остальных точек КЗ расчёт ведётся аналогично, результаты сведены в таблицу 28.

Таблица 28 – Проверка сечений линий 6 кВ на термическую стойкость

Точка КЗ	$I_{по}$ (кА)	S_T (мм.кв.)	$S_{факт}$ (мм.кв.)
1	9,26	10,02	70
2	6,14	6,6	35
3	7,18	7,71	70
4	6,98	7,46	70
5	5,19	5,55	35

Расчетные данные о термически стойком к КЗ сечении показывают что не все линии проходят данную проверку.

11.2 Проверка линий 6 кВ по допустимой потере напряжения.

Потеря напряжения в участке линии определяется по следующей формуле:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot \frac{100}{U_n} \quad (58)$$

где r_0 – активное сопротивление линии, Ом/км;

x_0 – реактивное сопротивление кабеля, Ом/км.

Рассмотрим подробно пример расчета потери напряжения в ВЛ питающей РП - 1:

Определяем потерю напряжения в сечении:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 239,96 \cdot 0,25 \cdot (0,63 \cdot 0,83 + 0,07 \cdot 0,57) \cdot \frac{100}{6300} = 2,94 (\%)$$

Потеря напряжения на участке меньше допустимого значения 10 %, следовательно сечение ВЛ выбрано верно, для остальных участков проводится аналогичный расчет результаты сведены в таблицу 29:

Таблица 29 – Проверка сечений линий 6 кВ на потерю напряжения

Участок	S_p (кВА)	I_p (А)	Длина участка (км)	ΔU (%)
ЗРУ6 «Академическая»- РП-1	2513,0	239,96	1,05	2,94
РП-1 - КТП №66	2385,5	218,6	0,21	1,25
РП-1 – КТП «Котельная»	2385,5	218,6	0,31	1,64
РП-1 - КТП №2	329,32	30,18	1,95	0,98
РП-1 - КТП №1	329,32	30,18	2,14	1,08

Анализ данных показывает что все сечения проходят проверку по допустимой потере напряжения.

12 ЗАЩИТА ОТ ПРЯМЫХ УДАРОВ МОЛНИИ ПС «АКАДЕМИЧЕСКАЯ»

Молниезащита это комплекс специальных устройств которые должны обеспечивать безопасность людей и охраны зданий и сооружений оборудования, материальных ценностей от возможных взрывов возгораний возникающих при воздействии грозových перенапряжений.

Эффективная высота молниеотвода ПС «Академическая»:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h \quad (59)$$

где h – высота принятого отдельно стоящего молниеотвода:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot 16 = 13,6 \text{ (м)}$$

Определяем радиус зоны защиты от одного принятого отдельно стоящего молниеотвода на уровне земли по следующей формуле:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h_{\text{эф}}) \cdot h_{\text{эф}} = (1,1 - 0,002 \cdot 13,6) \cdot 13,6 = 13,1 \text{ (м)} \quad (60)$$

Радиус зоны защиты от одного принятого молниеотвода на уровне защищаемого объекта в данном случае трансформатора:

$$r_{\text{хмп}} = 1,6 \cdot h_{\text{эф}} \cdot \frac{(h_{\text{эф}} - h_x)}{(h_{\text{эф}} + h_x)} = 1,6 \cdot 13,6 \cdot \frac{(13,6 - 5)}{(13,6 + 5)} = 6,6 \quad (61)$$

где h_x – высота защищаемого объекта.

Наименьшая высота внутренней зоны двух молниеотводов расположенных на заданном расстоянии 44,0 м друг от друга:

$$h_{\text{с12}} = h_{\text{эф}} - \frac{L12}{7} = 13,6 - \frac{44}{7} = 7,31$$

$$h_{c23} = h_{эф} - \frac{L23}{7} = 13,6 - \frac{21}{7} = 10,6$$

$$h_{c34} = h_{эф} - \frac{L34}{7} = 13,6 - \frac{44}{7} = 7,31$$

$$h_{c14} = h_{эф} - \frac{L14}{7} = 13,6 - \frac{38}{7} = 6,17$$

Для остальных систем молниеотводов проводится аналогичный расчет и определяются соответствующие зоны

Половина ширины внешней зоны на уровне трансформатора определяется по следующей формуле:

$$r_{cx12} = 1,6 \cdot \frac{h_{c12} - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_{c12}}} = 1,6 \cdot \frac{7,31 - 5}{1 + \frac{5}{7,31}} = 2,19 \quad (62)$$

$$r_{cx23} = 1,6 \cdot \frac{h_{c23} - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_{c23}}} = 1,6 \cdot \frac{10,6 - 5}{1 + \frac{5}{10,6}} = 6,08$$

$$r_{cx34} = 1,6 \cdot \frac{h_{c34} - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_{c34}}} = 1,6 \cdot \frac{7,31 - 5}{1 + \frac{5}{7,31}} = 2,19$$

$$r_{cx14} = 1,6 \cdot \frac{h_{c14} - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_{c14}}} = 1,6 \cdot \frac{6,17 - 5}{1 + \frac{5}{6,17}} = 1,03$$

где h_x – высота трансформатора.

Подробный расчет приведен в графической части работы

13 РАСЧЕТ СЕТИ ЗАЗЕМЛЕНИЯ

Основные размеры ПС «Академическая» необходимые для выполнения расчетов сети заземления это длина и ширина территории $44,5 \times 36$ (м)

Определяем площадь контура заземления ПС «Академическая»:

$$S = (A + 3) \cdot (B + 3) = (44,5 + 3) \cdot (36 + 3) = 2716 \text{ (м}^2\text{)} \quad (63)$$

Принимаем диаметр вертикальных электродов для рассматриваемой схемы заземления $d = 0,022$ (м)

Сечение вертикальных электродов рассчитывается как:

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,022^2}{4} = 37,79 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)} \quad (64)$$

Проверка сечения на термическую стойкость электродов:

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{I_M^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} = \sqrt{\frac{3,37^2 \cdot 5}{400 \cdot 21}} = 0,8 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)} \quad (65)$$

где - I_M - максимальный ток однофазного короткого замыкания РУ ПС «Академическая» (кА)

T - предельное время работы защиты выключателя (сек)

β - справочный коэффициент термической стойкости.

Сечение проходит проверку по термической стойкости, далее проводим проверку по стойкости к коррозии

Проверка сечения по коррозионной стойкости выполняется как:

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln(240)^3 + b_k \cdot \ln(240)^3 + c_k \cdot \ln(240)^3 + d_k \quad (66)$$

$$S_{cp} = 0,005 \cdot \ln(240)^3 + 0,0036 \cdot \ln(240)^3 - 0,05 \cdot \ln(240)^3 + d_k = 1,$$

где - a_k, b_k, c_k, d_k - вспомогательные коэффициенты

$$F_{кор} = 3,14 \cdot S_{cp} \cdot (S_{cp} + d) = 3,14 \cdot 1 \cdot (1 + 0,022) \cdot 10^{-4} = 3,2 \cdot 10^{-4} \text{ (м}^2\text{)} \quad (67)$$

Принимаем изначально расстояние между полосами $l_{nn} = 5 \text{ (м)}$

Общая длина полос в сетке определяется как:

$$L_n = \frac{(A+3)}{l_{nn}}(B+3) + \frac{(B+3)}{l_{nn}}(A+3) = \frac{(44,5+3)}{5}(36+3) + \frac{(36+3)}{5}(44,5+3) = 1086,4 \text{ (м)} \quad (68)$$

Число ячеек

$$m = \frac{L_n}{2 \cdot \sqrt{S}} = \frac{1086,4}{2 \cdot \sqrt{2716}} = 10,42 \quad (69)$$

Принимаем число ячеек: $m = 11$

Длина стороны ячейки.

$$L_{я} = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{2716}}{11} = 4,74 \text{ (м)} \quad (70)$$

Длина горизонтальных полос в сетке:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S}(m+1) = 2 \cdot \sqrt{2716}(11+1) = 1250,8 \text{ (м)} \quad (71)$$

Количество вертикальных электродов в сетке:

$$n_g = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{10 \cdot \sqrt{2}} = \frac{4 \cdot \sqrt{2716}}{10 \cdot \sqrt{2}} = 14,74 \quad (72)$$

Принимаем: $n_g = 15$

Принимаем длину вертикальных электродов $l_g = 4 \text{ (м)}$

Определяем стационарное сопротивление заземлителя для рассматриваемой схемы заземления:

$$R_C = \rho \cdot \left(A \frac{1}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + l_g \cdot n_g} \right) = 50 \cdot \left(0,42 \frac{1}{\sqrt{2716}} + \frac{1}{1250,8 + 4,0 \cdot 15} \right) = 0,442 \text{ (Ом)} \quad (49)$$

где - A - вспомогательный коэффициент.

Определяем коэффициент:

$$\alpha_{II} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\beta + 320) \cdot (I_M + 45)}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{2716}}{(21 + 320) \cdot (3,37 + 45)}} = 1,09. \quad (73)$$

Определяем импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_{II} = R_C \cdot \alpha_{II} = 0,442 \cdot 1,09 = 0,482 \text{ (Ом)} \quad (74)$$

При расчете значение сопротивления получилось менее допустимого в
4 Ом

14 МИКРОПРОЦЕССОРНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА

14.1 Дифференциальная защита.

Защиту трансформатора выполняем на блоке SPAC 810T.

Произведем расчет уставок дифференциальной защиты блока SPAC 810T.

Выбираем коэффициенты трансформации трансформаторов тока с учетом условия [14]:

$$I_{1TT} \geq I_{THOM} \quad (75)$$

где I_{THOM} – номинальный соответствующей стороны выбранного силового трансформатора.

Находим вторичные токи трансформаторов тока в номинальном режиме работы трансформатора:

$$I_{2TT} = \frac{I_{THOMi}}{K_{TA}} \quad (76)$$

При внешних коротких замыканиях дифференциальный ток срабатывания должен удовлетворять следующему условию:

$$I_{dsp} \geq K_{отс} \cdot I_{НБрасч} \quad (77)$$

$$I_{НБрасч} = K_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег} + \Delta f_{выр} \quad (78)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, $K_{отс} = 1,1$;

$K_{пер}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс;

ε – полная относительная погрешность ТТ, $\varepsilon = 0,1$ о.е.;

$\Delta U_{рег}$ – относительная погрешность, вызванная регулированием напряжения трансформатора, $\Delta U_{рег} = 0,02$;

$\Delta f_{выр}$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч, $\Delta f_{выр} = 0,02$ о.е.

Требования к трансформаторам тока дифференциальной защиты трансформаторов SPAC 810Т можно сформулировать как:

$$K_{10}^{\wedge} = \frac{I_{1НОМТТ} \cdot K_{10}}{I_{ТНОМi}} \geq \frac{I_{КЗВН \max}}{I_{ТНОМi}} \quad (79)$$

где $I_{1НОМТТ}$ – номинальный ток первичной обмотки трансформатора тока;

K_{10} – наибольшая кратность первичного тока трансформатора;

Далее определяем коэффициент торможения:

$$K_{Т1} = \frac{K_{отс} \cdot I_{НБрасч} \cdot I_{СКВ} - 0,7}{I_{СКВ} - I_{Трасч}} \quad (80)$$

Для силовых трансформаторов, со стороны низкого напряжения принимаем $I_{СКВ} = 3$, $K_{пер}^{\wedge} = 1,5$, $K_{пер}^{\wedge\wedge} = 2,5$

$$I_{Трасч} = 1,25 + \frac{0,7 - I_{d \min}}{K_{Т1}} \quad (81)$$

Выбираем трансформаторы тока для стороны ВН и НН [14]:

$$I_{ТРВН} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 35} = 164,95$$

$$I_{ТРНН} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 516,42$$

$$I_{2ТРВН} = \frac{164,95 \cdot 5}{200} = 4,12$$

$$I_{2ТРНН} = \frac{516,42 \cdot 5}{600} = 4,3$$

Все трансформаторы тока пригодны к установке, определяем ток небаланса дифзащиты.

$$I_{НБрасч} = K_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег} + \Delta f_{выр} = 2,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02 = 0,29 \quad (82)$$

$$I_{dsp} \geq 1,1 \cdot 0,29 = 0,319 \quad (83)$$

$$I_{d \min} = 1,25 \cdot K_{omc} \cdot (K_{nep} \cdot \varepsilon + \Delta U_{pez} + \Delta f_{выр}) = 0,261 \quad (84)$$

Принимаем:

$$I_{d \min} = 0,3 \text{ о.е.}$$

Производим выбор тормозной характеристики из набора стандартных, установленных для терминала SPAC.

Задаемся значением $I_{T,расч*} = 2.58$ и находим:

$$K_{T1} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,58} = 0,61$$

Так как полученное значение превышает 0,3, то принимаем характеристику №4 $I_{T,расч*} = 2.25$ и принимаем.

$$K_{T1} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,25} = 0,343 \leq 0,4$$

Принимаем тормозную характеристику №4.

14.2 Газовая защита.

На принятом типе трансформаторов применяем газовую защиту основанную на отечественном реле РГЧЗ.

14.3 Защита от перегрузки.

Ток срабатывания защиты от перегрузки принятого типа трансформатора (с действием на сигнал) определяется следующим образом [14]:

$$I_{C3} = \frac{k_{omc}}{k_{\delta}} \cdot I_{номВН} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 164,95 = 216,49 \quad (85)$$

где k_{omc} – коэффициент отстройки, принимается равным 1,05

k_g – коэффициент возврата токового реле типа РС-40 принимается равным 0,8);

Ток срабатывания данного реле:

$$I_{CP} = \frac{216,49}{(200/5)} = 5,41$$

В качестве токового реле принимаем РС-40/10. Время срабатывания защиты принимается 9 секунд. Реле времени принимаем РВ-235 с необходимым диапазоном времени.

14.4 Максимальная токовая защита.

Ток срабатывания защиты на стороне ВН 35 кВ [14]:

$$I_{CЗ} = \frac{k_n \cdot k_{сам}}{k_g} \cdot I_{номВН} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 164,95 = 371,13 \quad (86)$$

где k_n – коэффициент надежности, принимается равным 1,2;

$k_{сам}$ – коэффициент само запуска принимается равным 1,5;

$$k_q = \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{CЗ}} = \frac{16,87 \cdot 10^3 \cdot (6,3/35)}{371,13} = 8,18 \quad (87)$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = \frac{371,13}{(200/5)} = 9,27$$

Все защиты проходят проверку по чувствительности, следовательно, расчет верен, и они могут быть установлены на трансформаторах ПС «Академическая».

15 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данной работе рассматривается реконструкция ПС «Академическая» по условиям которой должна быть выполнена замена силовых трансформаторов в связи с увеличением нагрузки. Так же работа рассматривает замену проводов линий электропередач питающих трансформаторные подстанции и трансформаторов на них.

15.1 Безопасность

Безопасность при работах на силовых трансформаторах.

Осмотр силового оборудования находящегося в работе такого как силовые трансформаторы, шунтирующие реакторы либо иное оборудование должен выполняться с земли с использованием стационарных сооружений с поручнями при этом расстояние до токоведущих частей должно быть не менее допустимого по условиям безопасного выполнения этой работы. При необходимости осмотра газового реле трансформатора в случае срабатывания его на сигнал, силовой трансформатор должен быть разгружен и отключен от сети для отбора газа для анализа.

Работы внутри силового трансформатора должны выполнять специальные рабочие подготовленные для данной работы и хорошо знающие пути перемещения во время выполнения данной работы.

Специальная одежда работающего должна быть чистой и удобной, защищать тело от перегрева в жаркое время года а также от различных механических повреждений и от загрязнения маслом.

Работа внутри трансформатора должна производиться по наряду не менее чем тремя работниками двое из них являются страхующий. При этом они должны находиться у смотрового люка а если его нет то у специального отверстия для установки ввода.

Освещение внутри трансформатора в обязательном порядке должно быть переносным напряжением не более 12 В и иметь защитную сетку толь-

ко заводского исполнения либо в данном случае можно пользоваться аккумуляторными фонарями, разделительный трансформатор в данном случае должен быть установлен снаружи бака трансформатора.

В случае если при работе в бак подается осушенный воздух с точкой росы не выше 40 градусов то регламентируемое время пребывания работника внутри трансформатора не должно превышать 4 часа в сутки..

Охрана труда при выполнении работ на кабельных линиях

При обнаружении не отмеченных на планах коммуникаций кабелей и трубопроводов в подземных сооружениях а также боеприпасов все земляные работы прекращается для выяснения принадлежности и разрешения соответствующих организаций на продолжение работ.

Запрещается выполнение земельных работ машинами на расстоянии меньше 1 метра, механизмов ударного действия менее 5 метров от трассы электрического кабеля если эти работы связаны с раскопкой кабеля.

Открытая муфта электрического кабеля должна укрепляться на специальной доске подвешена с помощью проволоки либо троса перекинутым через траншею досками и закрываться специальной крышкой одна из стенок короба должна быть съёмная и закрепляться без гвоздей.

Перед разрезанием кабельной муфты обязательно необходимо удостовериться в том что работа выполняется именно на том кабеле который должен подлежать ремонту и что он отключен и выполнены в полном объеме все технические мероприятия.

Перед разрезанием кабеля и вскрытием его соединительной муфты необходимо проверить отсутствие напряжения с использованием специального приспособления которое представляет из себя изолирующую штангу и стальную иглу или режущий наконечник. На кабельной линии имеющей два источника питания отсутствие напряжения проверяется проколом дистанционным способом со всех сторон откуда может быть подано напряжение.

Прокол электрического кабеля следует выполнять с использованием диэлектрических перчаток а также средств защиты от термических рисков в

частности электрической дуги и при этом на изолирующем основании поверх траншеи с наибольшим расстоянием от ремонтируемого кабеля.

Прокол кабеля выполняется двумя работниками допускающим и производителем работ либо производителем работ и ответственным руководителем работ одних из которых должен пройти специальное обучение и будет прокалывать кабель а второй будет наблюдающим.

В случаи заземления прокалывающего приспособления могут быть использованы различные заземлители погруженные в почву на расстоянии не менее 0,5 метра при этом присоединять заземляющий поводок следует с использованием специальных хомутов броня кабеля при этом должна быть зачищена.

15.2 Экологичность

В соответствии с для предотвращения загрязнения окружающей среды при аварийном выбросе трансформаторного масла и предотвращения распространения пожара проектом предусматривается сооружение маслоприемников.

Размеры трансформатора типа ТМН 6300/35/6 4,25×3,42×4,08 м и масса масла в нем 5,35 т.

При расчете параметров маслоприемника принимаем следующие условия

1) Расчетные размеры маслоприемника выступают за габариты трансформатора на 1 м [11].

2) Он должен предусматриваться закрытого типа, вмещающий полный объем масла, а также 80 % общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения [11].

Маслоприемник выполняем с установкой сверху металлической решетки, поверх которой насыпан гравий толщиной слоя 0,25 м;

3) Так же он оборудуется специальной сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприемника, защищены маслостойким покрытием

Объем масла в трансформаторе:

$$V_{mpm} = \frac{M}{\rho} = \frac{5,35}{0,88} = 6,07 \text{ (м}^3\text{)} \quad (88)$$

где M – масса масла в трансформаторе согласно паспортным данным 5,35 тонн.

ρ – плотность масла 0,88 (т/м³)

Площадь маслоприемника по формуле:

$$S_{mn} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) = (4,25 + 2 \cdot 1) \cdot (3,42 + 2 \cdot 1) = 33,87 \text{ (м}^2\text{)} \quad (89)$$

где A , B – длина и ширина трансформатора 35 кВ (м)

Δ – расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника:

Площадь боковой поверхности трансформатора:

$$S_{\delta n} = (A + B) \cdot 2 \cdot H = (4,25 + 3,42) \cdot 2 \cdot 4,08 = 62,58 \text{ (м}^2\text{)} \quad (90)$$

где H – высота трансформатора (м)

Коэффициент пожаротушения и время тушения соответственно равны [11]:

$$K_n = 0,2 \text{ (л/(с} \times \text{м}^2\text{))}$$

$$t = 1800 \text{ (сек)}$$

Объем воды необходимый для тушения пожара:

$$V_{H_2O} = K_n \cdot t \cdot (S_{mn} + S_{\delta n}) \cdot 10^{-3} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (33,87 + 62,58) \cdot 10^{-3} = 34,72 \text{ (м}^3\text{)} \quad (91)$$

Объем маслоприемника необходимый для приема 100 % масла и 80 % воды

$$V_{mmH_2O} = V_{mpm} + 0,8 \cdot V_{H_2O} = 6,07 + 0,8 \cdot 34,72 = 33,85 \text{ (м}^3\text{)}$$

Находим глубину маслоприемника для приема всей жидкости V_{mmH_2O}

$$H_{mn} = \frac{V_{mmH_2O}}{S_{mn}} = \frac{33,85}{33,87} = 1,00 \text{ (м)} \quad (92)$$

Высота подушки [11]:

$$H_z = 0,25 \text{ (м)}$$

Высота прослойки [11]:

$$H_{en} = 0,05 \text{ (м)}$$

Высота маслоприемника:

$$H_{nmp} = H_{mn} + H_{en} + H_z = 1,00 + 0,05 + 0,25 = 1,3 \text{ (м)} \quad (93)$$

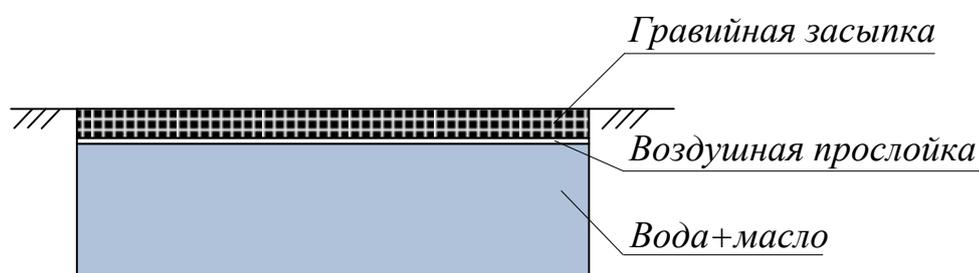


Рисунок 8 – Маслоприемник трансформатора

15.3 Чрезвычайные ситуации

Рассмотрим различные аварийные ситуации для данного объекта:

Отключение линий электропередач или иного оборудования

При аварийном отключении линии, трансформаторов связи, шунтирующего реактора и другого оборудования:

а) регулируется допустимый режим работы контролируемых связей (допустимые перетоки мощности для создавшейся схемы, уровни напряжения) и производятся операции по перестройке релейной защиты и противо-

аварийной автоматики в соответствии с инструкцией энергопредприятия или программой переключений;

б) включаются потребители, отключенные действием устройств САОН, а при невозможности - включаются после отключения других потребителей по графикам аварийных отключений (или ограничений) и снижения перетока мощности по контролируемым связям;

в) определяются причины отключений на основе показаний устройств телесигнализации и телеизмерений, анализа работы устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики, опроса персонала и сообщений с мест, и после устранения причин производится включение оборудования в работу.

После аварийного отключения линии на основе показаний фиксирующих измерительных приборов, анализа работы устройств релейной защиты, осмотра оборудования на подстанциях и при отсутствии видимого повреждения производится опробование ее на пружении; при повторном отключении после анализа срабатывания устройств релейной защиты линия выводится в ремонт, организуется обход (облет) линии и проявление осциллограмм.

При необходимости быстрее включения линии по условиям надежности схемы электроснабжения или избежания (уменьшения объема) ограничений потребителей допускается неоднократное опробование ее напряжением (особенно при гололедообразовании или грозе), когда отключение линии часто вызывается неустойчивым КЗ.

Перед опробованием линии напряжением учитывается, что при отказе выключателя, которым подается напряжение на линию, возможно отключение других элементов сети (СШ, АТ, ВЛ), сопровождающееся развитием аварии и возможным отключением потребителей.

При необходимости срочного отключения оборудования, связанного с угрозой повреждения оборудования или жизни людей, и невозможности быстрой подготовки режима допускается его отключение без подготовки режима.

Объединенные энергосистемы и энергосистемы, в которых произошла потеря генерирующей мощности или отключение линий электропередачи, вызвавших загрузку межсистемных или внутрисистемных связей сверх установленных инструкциями допустимых значений, аварийно используют имеющиеся резервы мощности для разгрузки контролируемых сечений и линий.

При исчерпании резервов и превышении аварийно допустимых перетоков мощности в контролируемых сечениях для снижения перетока мощности и предотвращения нарушения устойчивости параллельной работы по этим связям дается указание на отключение потребителей с питающих центров (или изменение своего сальдо-перетока мощности), а при необходимости используется отключение потребителей дистанционно по каналам противоаварийной автоматики.

Понижение напряжения в узлах системы:

Контроль и регулирование напряжения в заданных контрольных пунктах сети осуществляется в соответствии с утвержденными графиками напряжений.

Если напряжение в контрольных пунктах понижается до указанного аварийного предела, то оно поддерживается путем использования перегрузочной способности генераторов и компенсаторов, а энергосистемы, объединенные (единая) энергосистемы при проведении этих операций оказывают помощь путем перераспределения реактивной и активной мощности между ними. При этом повышается напряжение в отдельных контрольных пунктах до значений не выше предельно допустимых для оборудования.

В случае понижения напряжения ниже минимально установленных уровней на одном или нескольких объектах на основе опроса подчиненного персонала, сообщений с мест, показаний устройств телеизмерений и телесигнализации определяются причины понижения напряжения и принимаются меры к:

а) увеличению загрузки СК и генераторов по реактивной мощности вплоть до взятия аварийных перегрузок. При этом предупреждается возможное отключение генератора защитой от перегрузки ротора.

После получения сообщений о перегрузке генераторов (СК) принимаются меры к их разгрузке до истечения допустимого срока взятых перегрузок, не понижая напряжения. В противном случае перегрузки снимаются оперативным персоналом, генераторы разгружаются до номинальных токов статора и ротора, что может привести к дальнейшему глубокому понижению напряжения и возможному распаду энергосистемы, погашению потребителей;

б) включению батарей статических конденсаторов;

в) отключению шунтирующих реакторов;

г) изменению коэффициентов трансформации трансформаторов, оснащенных устройствами РПН;

д) снижению перетоков мощности по линиям.

Если после принятых мер к восстановлению напряжения оно остается ниже аварийного значения, отключаются потребители (по графикам отключения потребителей с питающих центров) в том узле, где произошло понижение напряжения.

При понижении напряжения на энергообъектах одной из энергосистем оказывается помощь в повышении напряжения следующими мерами, осуществляемыми в смежных энергосистемах:

а) использованием резервов реактивной мощности на электростанциях смежных энергосистем с повышением напряжения в пределах длительно допустимых значений;

б) использованием разгрузки генераторов по активной мощности и увеличением загрузки по реактивной в энергосистемах с пониженным напряжением.

Не разгружаются по активной мощности и не загружаются по реактивной мощности генераторы в дефицитных энергосистемах или объединенных

энергосистемах, если это может привести к увеличению перетоков по связям выше максимально допустимых.

Однако если в результате понижения напряжения в электрических сетях понизится напряжение СН электростанций до значения ниже аварийно допустимого, для предотвращения нарушения режима работы механизмов СН и полного останова агрегатов электростанций разгружаются генераторы по активной мощности (по согласованию с объединенными энергосистемами) или отключением потребителей повышается напряжение до уровня, обеспечивающего нормальный режим работы агрегатов;

в) отключением части шунтирующих реакторов;

г) изменением потокораспределения активной мощности;

д) перераспределением потоков реактивной мощности с помощью оперативного изменения коэффициентов трансформации на трансформаторах с РПН;

е) изменением схемы электросетей.

При понижении напряжения, вызванном неотключившимся КЗ в электросети до истечения срока взятых перегрузок на генераторах и СК определяется и отключается место КЗ.

Определение места КЗ производится на основании анализа уровней напряжения, перетоков активной и реактивной мощности, действия релейной защиты, опроса оперативного персонала и сообщений с мест.

16 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРИ МОДЕРНИЗАЦИИ ПС «АКАДЕМИЧЕСКАЯ»

В разделе производится расчет суммарных капиталовложений на модернизацию ПС «Академическая» при реконструкции. Расчет проводится по методике укрепленных стоимостных показателей а также районного коэффициента применяемого для Приморского края также будет учтен коэффициент перевода стоимости основного электротехнического оборудования на 4 квартал 2017 года.

Определяем стоимость ячеек РУВН, НН ПС «Академическая»:

$$K_{PY} = (n_{35} \cdot k_{35} + n_6 \cdot k_6) \cdot k_u \cdot k_p \quad (94)$$

где k_u - коэффициент перевода цен 2000 года на четвертый квартал 2017 год

k_p - районный коэффициент:

n_{35} - количество ячеек вакуумных выключателей 35 кВ:

k_{35} - стоимость ячейки вакуумного выключателя 35 кВ:

n_6 - количество ячеек вакуумных выключателей 6 кВ

k_6 - стоимость ячейки вакуумного выключателя 6 кВ:

$$K_{PY} = (3 \cdot 0,79 + 0,1 \cdot 12) \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 19,86 \quad (\text{млн.руб})$$

Определяем стоимость трансформаторов ПС «Академическая»:

$$K_{mp} = (n_{mp} \cdot k_{mp}) \cdot k_u \cdot k_p \quad (95)$$

где k_{mp} - стоимость силового трансформатора 35 кВ:

n_{mp} - количество трансформаторов:

$$K_{mp} = (2 \cdot 2,58) \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 28,71$$

Определяем постоянную часть затрат при модернизации подстанции «Академическая»:

$$K_{\text{пост}} = k'_{\text{пост}} \cdot k_u \cdot k_p \quad (96)$$

где $k'_{\text{пост}}$ - постоянная часть затрат на модернизацию ПС «Академическая» в ценах 2000 года:

$$K_{\text{пост}} = 4,7 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 26,15$$

Определяем суммарные капиталовложения в модернизацию ПС «Академическая»:

$$K_{\text{ис}} = K_{\text{пу}} + K_{\text{тр}} + K_{\text{пост}} = 19,86 + 28,71 + 26,15 = 74,71 \text{ (млн.руб)}$$

Издержки на эксплуатацию и ремонт нового электрооборудования ПС «Академическая» а так же на его амортизацию вычисляются по формуле:

$$u_{\text{ам}} = k_{\text{ПС}} \cdot \alpha_{\text{ам}}, \quad (97)$$

где $\alpha_{\text{ам}}$ – нормы отчислений на амортизацию в год для подстанционного оборудования в год;

$k_{\text{ПС}}$ - капитальные вложения в оборудование ПС «Академическая».

Нормы отчислений на амортизацию определяются:

$$\alpha_{\text{ам}} = \frac{1}{T_{\text{сл}}}, \quad (98)$$

где $T_{\text{сл}}$ - срок службы оборудования подстанционного оборудования:

$$u_{\text{ам}} = 74,71 \cdot \frac{1}{20} = 3,73 \text{ (млн.руб)}$$

Определяем эксплуатационные издержки для оборудования ПС «Академическая»:

$$u_{\text{ЭК.ПС}} = \alpha_{\text{ЭК.ПС}} \cdot k_{\text{ПС}}, \quad (99)$$

где $\alpha_{\text{ЭК.ПС}}$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт оборудования ПС «Академическая»:

$$u_{\text{ЭК.ПС}} = 5,9/100 \cdot 74,71 = 4,41 \text{ (млн.руб)}$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе была проведена реконструкция существующей схемы электрической сети с центром питания подстанции «Академическая», выбрано основное электротехническое оборудование как в системе электроснабжения так и на самой подстанции на основании расчёта токов номинальной нагрузки а также токов короткого замыкания. При выполнении этой работы также были рассмотрены различные вопросы и по молниезащите подстанции после реконструкции и заземлению, также рассмотрены экономические вопросы в частности определена суммарная капиталовложение в реконструкцию подстанции а также рассмотрены вопросы безопасной эксплуатации выбранного оборудования

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Герасименко А.А. Передача и распределение электрической энергии : учеб. пособие: рек. Мин. обр. РФ/ А. А. Герасименко , В. Т. Федин. –М.: КНОРУС, 2012. -648 с.
2. Лыкин А.В. Электрические системы и сети : учеб.пособие / А.В.Лыкин . - Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2002. - 247 с.
3. Основы современной энергетики в 2 т. : Учеб. : рек. Мин. обр. РФ :Т 2. Современная электроэнергетика/ под ред. Е.В. Аметистова. – М.: Издат. дом МЭИ, 2010. – 632 с.
4. Идельчик В.И. Электрические системы и сети : учеб./ В. И. Идельчик. -М.: Энергоатомиздат, 1989. - 592 с.
5. Электрические системы. Электрические сети. : Учеб. для электроэнерг. спец. вузов/ ред. В. А. Веников. -2-е изд., прераб. и доп.. -М.: Высш. шк., 1998. -512 с.
6. Электроэнергетика. Передача и распределение электроэнергии : учеб.-метод. комплекс для спец. 40203, 140204, 140205, 140211/ АмГУ, Эн.ф.; сост. Н. В. Савина . -Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2012. -236 с.
7. Кужеков С.Л. Практическое пособие по электрическим сетям и электрооборудованию/ С. Л. Кужеков, С. В. Гончаров. -3-е изд.. -Ростов н/Д: Феникс, 2009. -493 с.
8. Алиев И.И. Электротехника и электрооборудование : справ./ И. И. Алиев. -М.: Высш. шк., 2010. -1199 с.
9. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнерг. спец. вузов : Учеб. пособие/ Под ред. В.М. Блок. - М.: Высш. шк., 1990. - 383 с.
10. Электротехнический справочник : В 4 т./ Под общ. ред. В.Г. Герасимов, Под общ. ред. А.Ф. Дьяков, Под общ. ред. Н.Ф. Ильинский, Гл. ред. А.И. Попов Т. 3 : Производство, передача и распределение электрической энергии : справочное издание. -2002. -964 с.

11. Савина Н.В. Электрические сети в примерах и расчетах: учеб. пособие/ Н.В. Савина, Ю.В. Мясоедов, Л.Н. Дудченко – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 1999. - 238 с.
12. Зуев Э.Н. Основы техники подземной передачи электроэнергии : учеб. пособие/ Э.Н. Зуев - М.: «Энергоатомиздат» Москва, 1999. – 256с.
13. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электрических станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования/ Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.
14. <http://www.iqlib.ru> Интернет-библиотека образовательных изданий, в которой собраны электронные учебники, справочные и учебные пособия. Удобный поиск по ключевым словам, отдельным темам и отраслям знания
15. Консультант +. Справочно-правовая система. Содержит законодательную базу, нормативно-правовое обеспечение, статьи.
16. <http://www.twirpx.com/files/tek/> Twirpx.com - это служба, обеспечивающая с помощью веб-интерфейса, расположенного только по адресу <http://www.twirpx.com>, и специализированного аппаратно-программного обеспечения хранение, накопление, передачу и обработку материалов Пользователей, представленной в электронном виде в публичный доступ.
17. Электричество (периодические издания (журналы)).
18. Известия РАН. Энергетика (периодические издания (журналы)).
19. Электрические станции (периодические издания (журналы)).
20. Вестник МЭИ (периодические издания (журналы)).
21. Промышленная энергетика (периодические издания (журналы)).
22. Энергетика. Сводный том (периодические издания (журналы)).
23. Энергосбережение (периодические издания (журналы)).

ПРИЛОЖЕНИЕ А. Расчет нагрузок 0,4 кВ

Наименование КТП	Расчетная активная мощность (кВт)	Расчетная реактивная мощность (квар)	Расчетная полная мощность (кВА)
КТП №1	174,96	46,81	181,11
КТП №2	56,76	30,79	64,57
КТП №3 «Вокзал»	32,66	28,22	43,61
КТП «Котельная»	677,13	470,51	824,44
КТП № 66	574,81	121,86	587,12
КТП № 82	671,21	175,7	693,81
КТП «Насосная»	25,56	10,38	27,58
КТП «83»	48	81,6	94,67
КТП «84»	77,25	65,04	101,01

ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Расчет мощности трансформаторов КТП

Наименование КТП	S_p (кВА)	$S_{рmp}$ (кВА)	$K_{эф}$	$K_{знас}$	$n \times S_{mp}$ (кВА)
КТП №1	181,11	129,36	0,57	1,14	2×160
КТП №2	64,57	46,12	0,51	1,02	2×63
КТП №3 «Вокзал»	43,61	31,15	0,54	1,08	2×40
КТП «Котельная»	824,44	588,88	0,65	1,30	2×630
КТП № 66	587,12	419,37	0,46	0,92	2×630
КТП № 82	693,81	495,57	0,55	1,10	2×630
КТП «Насосная»	27,58	32,44	0,68	-	1×40
КТП «83»	94,67	111,37	0,59	-	1×160
КТП «84»	101,01	118,83	0,63	-	1×160

ПРИЛОЖЕНИЕ В. Расчет нагрузки на стороне 6 кВ КТП

КТП	$K_{эф}$	Потери в трансформаторах,			Расчетная нагрузка узла (кВА)
		(кВт)	(кВар)	(кВА)	
КТП №1	0,57	2,52	24,53	24,66	205,77
КТП №2	0,51	1,06	8,98	9,04	73,613
КТП №3 «Вокзал»	0,54	0,83	6,27	6,33	49,94
КТП «Котельная»	0,65	8,60	118,52	118,83	943,27
КТП № 66	0,46	5,40	70,66	70,87	657,99
КТП № 82	0,55	6,70	90,18	90,43	784,24
КТП «Насосная»	0,68	0,57	1,85	1,94	29,52
КТП «83»	0,59	1,34	5,56	5,72	100,39
КТП «84»	0,63	1,47	5,90	6,09	107,10

