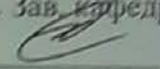


Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. Зав. кафедрой

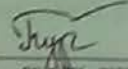

Н.В. Савина

« 22 » 06 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения части города Белогорск с
центром питания подстанция Промышленная 35/10 кВ

Исполнитель
студент группы 442-об4


подпись, дата


Н.С. Бурманин

Руководитель
доцент


подпись, дата

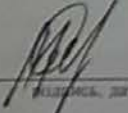
П.П. Проценко

Консультант:
безопасность и
экологичность
доцент, канд. техн. наук


15.06.2018
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
доцент


подпись, дата

А.Г. Ротачёва

Благовещенск 2018 г

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. Зав. кафедрой

 Н.В. Савина

« 27 » 05 2018 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Бурманина Никиты Сергеевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения части города Белогорск с центром питания подстанция Промышленная 35/10 кВ

(утверждена приказом от 12.03.2018 № 573 - уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____


3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Генеральный план района, однолинейная схема питающей подстанции, мощности трансформаторов


4. Содержание выпускной квалификационной работе (перечень подлежащих разработке вопросов): Определение расчетных нагрузок района, выбор схемы и параметров распределительной сети 0,4 и 10 кВ, выбор числа и мощности трансформаторных подстанций, расчет токов короткого замыкания, выбор и проверка электрических аппаратов, расчет заземления трансформаторной подстанции, расчет уставок релейной защиты, анализ безопасности и экологичности проекта

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) _____

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе: Безопасность и экологичность
А.Б. Булгаков, доцент, канд. техн. наук

7. Дата выдачи задания 07.05.18

Руководитель выпускной квалификационной работы: Проценко Полина Павловна, доцент 

Задание принял к исполнению (дата): _____ 

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 149 страниц, 13 рисунков, 25 таблиц, 21 источник, 2 приложения.

РАСЧЕТ НАГРУЗОК, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЙ ПУНКТ, КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ, РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ПРЕДОХРАНИТЕЛЬ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ТОКОВАЯ ОТСЕЧКА, РАСЧЕТ МАСЛОПРИЕМНИКА

В данной выпускной квалификационной работе произведена реконструкция подстанции «Промышленная», рассмотрены схемы электрических соединений подстанции, произведен технико-экономический расчет по выбору числа и мощности силовых трансформаторов, рассчитаны токи короткого замыкания, по которым производился выбор основного электрооборудования, токоведущих частей, релейной защиты, автоматики, произведена замена всех проводов и кабелей. В ходе работы были рассчитаны электрические нагрузки района, выбраны сечения кабелей сетей 0,4 кВ и 10 кВ, методом технико-экономического сравнения определено число и мощность трансформаторных подстанций.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1. Краткая характеристика объекта реконструкции	9
1.1 Климатическая характеристика и территориальная особенность района	9
1.2 Характеристика источников электроснабжения и потребителей электроэнергии	13
2 Расчет электрических нагрузок 0,4 кВ	16
2.1 Расчет электрических нагрузок бытовых потребителей	16
2.2 Расчет электрических нагрузок коммунально-бытовых потребителей	16
2.3 Расчет электрических нагрузок в сетях 0,4 кВ	19
2.4 Расчет компенсации реактивной мощности	20
3 Распределительные сети 10 кВ	24
3.1 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ	24
3.2 Расчет электрических нагрузок ПС 10 кВ	25
4 Выбор силовых трансформаторов на ПС Промышленная	26
4.1 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	26
4.2 Технико-экономический расчет по выбору мощности силовых трансформаторов	27
4.3 Расчет затрат на эксплуатацию силовых трансформаторов	28
4.4 Выбор главной схемы электрических соединений	30
5. Расчет токов короткого замыкания	32
5.1 Расчет токов КЗ в сети 10 кВ	33
5.2 Расчет токов КЗ в сети 0,4 кВ	35
6. Выбор и проверка электрических аппаратов	39
6.1 Расчет токов продолжительного режима	39
6.2 Выбор высоковольтных выключателей	40
6.3 Выбор разъединителей	42

6.4	Выбор ограничителей перенапряжений	43
6.5	Выбор измерительных трансформаторов тока	44
6.6	Выбор измерительных трансформаторов напряжения	46
6.7	Выбор и проверка сборных шин	47
7.	Реконструкция электроснабжения части города Белогорск	52
7.1	Реконструкция электроснабжения части города Белогорск на 0,4 кВ	52
7.2	Реконструкция электроснабжения части города Белогорск на 10 кВ	56
7.3	Преимущества использования СИП	59
8.	Релейная защита и автоматика подстанции	63
8.1	Дифференциальная токовая защита трансформатора	63
8.2	Максимальная токовая защита трансформатора	68
8.3	Защита трансформатора от перегрузок	70
8.4	Газовая защита трансформатора	71
8.5	Защита отходящих линий	72
9.	Молниезащита и заземление подстанции Промышленная 35/10	76
9.1	Расчет заземления подстанции	79
9.2	Расчет молниезащиты подстанции	83
9.3	Расчет грозоупорности ВЛ	86
10.	Безопасность и экологичность	92
10.1	Безопасность	92
10.2	Охрана труда при выполнении работ на ТП	93
10.3	Экологичность	94
10.4	Чрезвычайные ситуации	95
	Заключение	99
	Библиографический список	100
	Приложение А	102
	Приложение Б	134

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ПС – подстанция

КЗ – короткое замыкание

ПУЭ – правила устройства электроустановок

ВЛ – воздушная линия

РЗиА – релейная защита и автоматика

АВР – автоматический ввод резерва

УРОВ – устройство резервирования отключения выключателя

ОРУ – открытое распределительное устройство

ОПН – ограничитель перенапряжения

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора

СТ – силовой трансформатор

НКУ – низковольтные компенсирующие устройства

ВВЕДЕНИЕ

Численность городского населения в России растет с каждым днем. В результате этого расширяются территории городов, развивается инфраструктура и промышленность, увеличивается объем жилой застройки. Все это приводит к постоянному росту электропотребления. Согласно данным АО «СО ЕЭС», электропотребление в Единой энергосистеме России в феврале 2018 года составило 92,0 млрд. кВт•ч, что на 1,7 % больше объема потребления за февраль 2017 года. Именно поэтому вопрос о реконструкции и развитии систем электроснабжения городов особенно актуален.

Система электроснабжения городов предназначена для обеспечения электроэнергией коммунально-бытовых, промышленных, транспортных и других секторов, располагающихся в городах и на прилегающих к ним территориях. Системы ЭСГ включают в себя: источники питания (как правило, это понижающие подстанции), питающие и распределительные сети 10 кВ, и внутренние сети напряжением до 1 кВ.

При проектировании и реконструкции городских электрических сетей необходимо учитывать ряд требований:

- городская система электроснабжения должна обеспечивать бесперебойное питание потребителей в пределах требуемых показателей качества электроэнергии;
- предлагаемая схема сети должна быть экономически выгодной, то есть включать в себя относительно недорогую стоимость оборудования, затраты на строительство и последующую эксплуатацию проектируемой сети;
- должна быть учтена возможность дальнейшего расширения и развития сети без ее коренного переустройства.

К сожалению, не все существующие на сегодняшний день электрические сети соответствуют этим требованиям и обеспечивают требуемый уровень надежности и качества электроэнергии. На некоторых

подстанциях все еще установлено электрооборудование со сроком эксплуатации, превышающим нормативный, а схемы распределительных сетей иногда не удовлетворяют критериям надежности. Это приводит к незапланированным отключениям электроэнергии, которые недопустимы в условиях сегодняшнего функционирования городских систем.

Цель данной выпускной квалификационной работы – реконструкция системы электроснабжения части города Белогорск.

1 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА РЕКОНСТРУКЦИИ

1.1 Климатическая характеристика и территориальная особенность района

Город Белогорск – находится в Амурской области, является административным центром городского округа города Белогорск и Белогорского района. Город расположен на западе Зейско-Буреинской равнины. Он располагается на левом берегу реки Томь, в 50 км от её устья. К моменту на 01.01.17 имеет население численностью в 66917 человек. Расстояние до областного центра города Благовещенска – 99 км.

Город Белогорск имеет умеренно-континентальный климат. В течение года на город выпадает значительное количество осадков, однако в зимний период выпадает гораздо меньше осадков, чем в летний период. Согласно классификации климатов Кёппена – Гейгера, этот климат классифицируется как Dwb. Среднегодовая температура в городе Белогорске 0.3 °С. За год выпадает около 578 мм осадков.

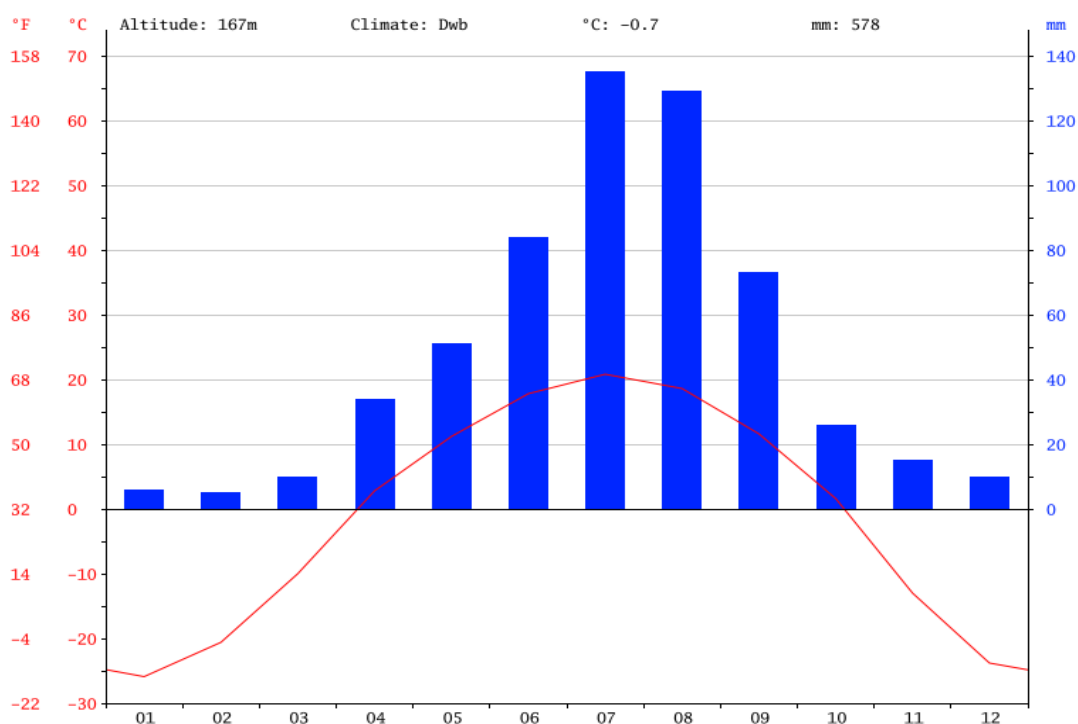


Рисунок 1 – Климатическая характеристика

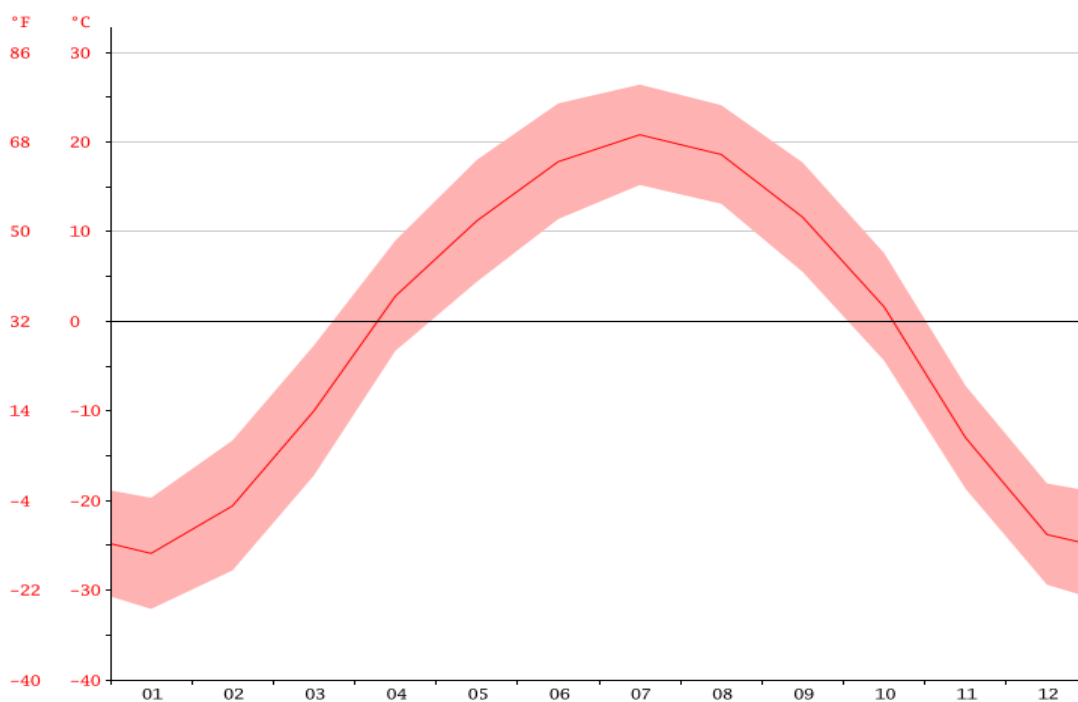


Рисунок 2 – График температуры

Самым теплым месяцем года является июль со средней температурой 20,8 °С. Январь имеет самую низкую среднюю температуру года минус 25,9 °С.

	Январь	Февраль	март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Средний температура (°C)	-25.9	-20.6	-10	2.8	11.2	17.8	20.8	18.6	11.6	1.6	-13	-23.8
минимум температура (°C)	-32.1	-27.8	-17.2	-3.3	4.4	11.4	15.2	13.1	5.5	-4.4	-18.7	-29.4
максимум температура (°C)	-19.7	-13.3	-2.7	9	18	24.3	26.4	24.1	17.7	7.6	-7.2	-18.1
Средний температура (°F)	-14.6	-5.1	14.0	37.0	52.2	64.0	69.4	65.5	52.9	34.9	8.6	-10.8
минимум температура (°F)	-25.8	-18.0	1.0	26.1	39.9	52.5	59.4	55.6	41.9	24.1	-1.7	-20.9
максимум температура (°F)	-3.5	8.1	27.1	48.2	64.4	75.7	79.5	75.4	63.9	45.7	19.0	-0.6
Норма осадков (мм)	6	5	10	34	51	84	135	129	73	26	15	10

Рисунок 3 – Климатический календарь

Разница между нормой осадков в самый сухой и самый влажный месяц - 130 мм. Среднее годовое колебание температур 46,7 °С.

Согласно карте районирования по ветровому давлению, город Белогорск относится к III району по ветровому давлению с нормативным давлением ветра в 650 Па.

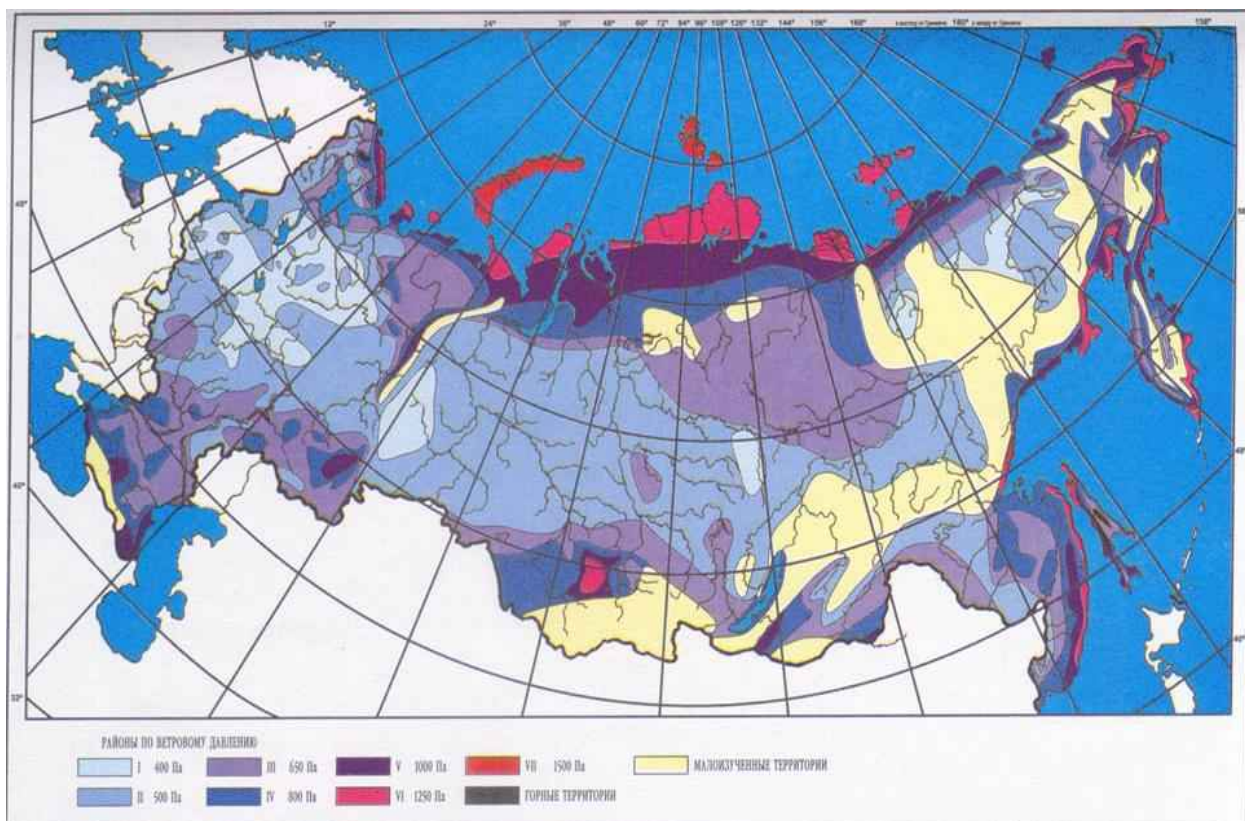


Рисунок 4 – Карта районирования территории РФ по ветровому давлению

Город Белогорск на высоте 170 м от уровня моря, при этом среднее атмосферное давление в Белогорске составляет 743 мм и относительной влажностью воздуха 63,5 %.

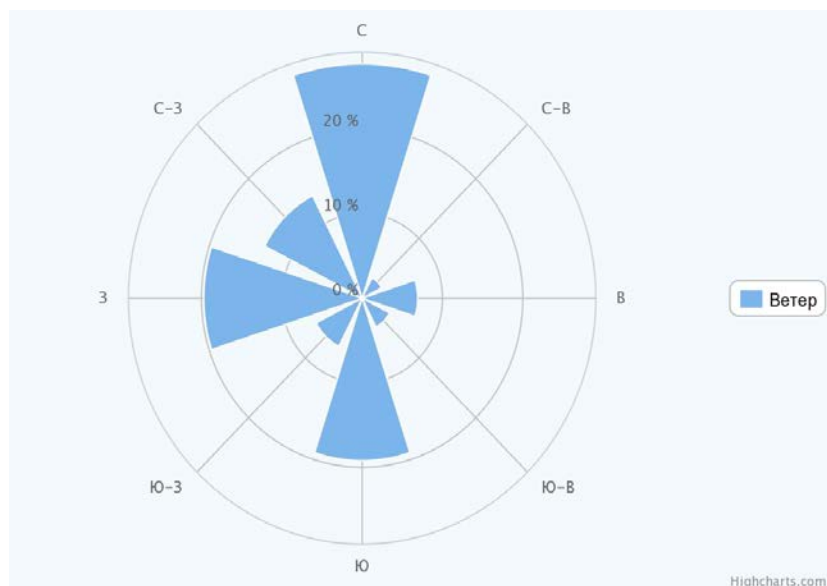


Рисунок 5 – Роза ветров в г.Белогорске

Согласно карте районирования по толщине стенки гололёда, город Белогорск относится к III району по гололёду с нормативной толщиной стенки гололёда 20 мм.

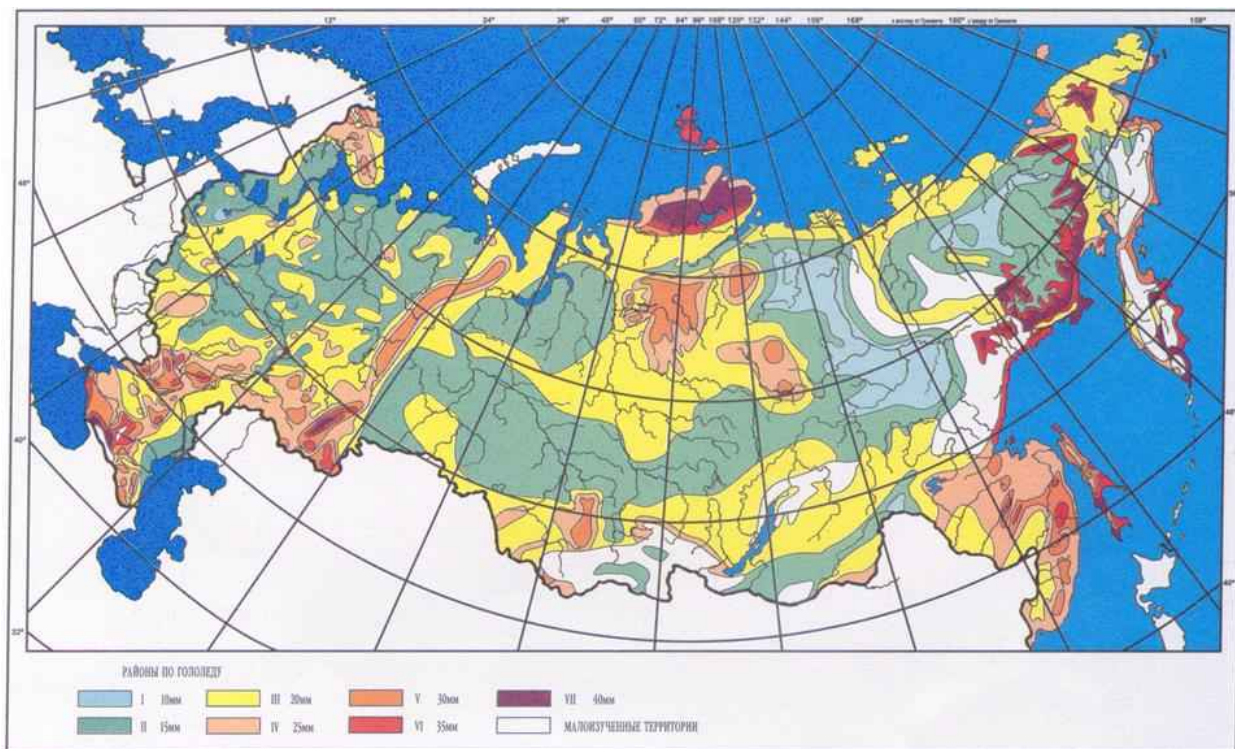


Рисунок 6 – Карта районирования территории РФ по толщине стенки гололёда

Средняя глубина промерзания грунта в Белогорске – 3,3 мм.

1.2 Характеристика источников электроснабжения и потребителей электроэнергии

Анализ схемы проведем на примере ТП 70. От этой ТП запитаны: 109 одноквартирных дома, 2 гаража и двухэтажный дом.

Нагрузка одноквартирного дома принимается равной 5 кВт.

Определим расчетную электрическую нагрузку. При питании потребителей жилых домов нагрузка определяется по формуле:

$$P_{кв} = P_{кв.уд} \cdot n, \quad (1)$$

где $P_{кв.уд}$ – расчетная нагрузка зданий питаемых, кВт;

n_y – количество зданий.

$$P_p = 109 \cdot 5 + 7 = 552 \text{ кВт.}$$

Реактивная расчетная нагрузка

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi = 552 \cdot 0,2 = 110,4 \text{ квар.}$$

Полная расчетная нагрузка

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{552^2 + 110,4^2} = 563,04 \text{ кВ} \cdot \text{А.}$$

Тогда, фактический коэффициент загрузки трансформатора найдем по формуле:

$$K_{зф} = S_p / (S_{нтр} \cdot N), \quad (2)$$

где $S_{нтр}$ - номинальная мощность трансформатора, кВА;

N – количество трансформаторов.

$$K_{зф} = 563,04 / (400 \cdot 1) = 1,4.$$

Итак, расчетная нагрузка составляет 563,04 кВ·А, в то время когда на трансформаторной подстанции установлен трансформатор 400 кВ·А. Следовательно, трансформатор перегружен на 40 %, что недопустимо. ТП питает в основном потребителей третьей категории, значит, коэффициент загрузки трансформатора должен быть не больше 0,9, а реально мы имеем коэффициент загрузки 1,4.

Проверим загрузку проводов. Рассмотрим магистральный провод

сечением 50 мм², от которого получают питание 45 одноквартирных дома и один двухэтажный.

Расчетная мощность равна:

$$S_p = 45 \cdot 5 + 7 = 235,8 \text{ кВт} .$$

Расчетный ток равен:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U} . \quad (3)$$

$$I_p = \frac{235,8}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 346,7 \text{ А} .$$

Допустимый ток для провода марки СИП 3x50 сечением 50 мм² равен 195 А, реально по проводу протекает 346,7 А, что не должно иметь места.

Итак, из-за перегрузки проводов и трансформатора надежность электроснабжения крайне низка.

Аналогичная ситуация складывается и на других ТП, питающихся от ПС «Промышленная».

Из выше изложенного можно сделать вывод о необходимости реконструкции схемы электроснабжения района ПС «Промышленная».

В районе находится тринадцать подстанций. Питание осуществляется от подстанции «Промышленная» 35/10, на которой установлены два трансформатора по 4000 кВ·А.

При реконструкции предусматривается:

- замена физически изношенного и морально устаревшего голого провода сечением 25, 35 и 50 мм² на изолированный СИП2 и СИП1 на участках ВЛ 0,4 кВ, замена провода сечением 35 и 95 мм² на СИП 3 на участках ВЛ 10 кВ;

- замена несоответствующих расчетным характеристикам ТП;

- замена старых деревянных опор на железобетонные.

Цель реконструкции - замена провода на изолированный, замена КТП позволит увеличить срок службы оборудования, пропускную способность ВЛ, снизить коммерческие потери, повысить качество электроэнергии,

снизить эксплуатационные затраты, затраты на ремонт, повысить безопасность работ, упростить проведение ремонтов, возможна реализация программы по воздействию на потребителей неплательщиков по производственному и частному секторам.

В результате предполагается принять следующие электротехнические решения.

Расчетные электрические нагрузки определены по данным энергетического обследования потребителей. Нагрузка на вводе в многоквартирный жилой дом принята равной 5 кВт.

По общественным и производственным помещениям нагрузки приняты для существующих потребителей по натуральным данным.

Выбор марок и сечений изолированных проводов по линии 10 кВ производится с учетом климатических условий, роста нагрузок и исходя из нормативных отклонений напряжения у потребителя.

В сетях 0,4 кВ, выбранные провода должны быть проверены по допустимому отклонению напряжения и срабатывания защиты при однофазных и двухфазных коротких замыканиях.

Крепление проводов на промежуточных опорах двойное. Соединение проводов в пролетах рекомендуется осуществлять соединителями.

Реконструкция ВЛ 10 кВ, 0,4 кВ не имеет объектов и сооружений со сложной и не освоенной технологией и не требует применения специальной техники и приспособлений.

На опорах ВЛ 0,4 кВ должны быть выполнены заземляющие устройства, предназначенные для защиты от грозových перенапряжений. Расстояние между опорами должно быть не менее 40 м, а наибольшее расстояние от заземляющего устройства концевой опоры до соседнего заземляющего устройства не более 200 м.

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК 0,4 кВ

В основе определения расчетных электрических нагрузок жилого района входит распределения потребителей в зависимости от их характера: бытовые, коммунально-бытовые, промышленные.

В свою очередь коммунально-бытовые делятся на общественные здания и сооружения, объекты ЖКХ и городской электрифицированный транспорт.

2.1 Расчет электрических нагрузок бытовых потребителей

При расчете электрических нагрузок жилого дома следует учитывать нагрузки квартир, отличающиеся видом кухонной плиты, к которой добавляется нагрузка силовых ЭП.

Расчетную активную нагрузку квартир, приведенную к вводу жилого здания или к шинам 0,4 кВ ТП, следует определять по выражению:

$$P_{к.в.} = P_{к.в.уд} \cdot n, \quad (4)$$

где $P_{к.в.уд}$ - удельная расчетная электрическая нагрузка квартир, которая определяется по таблице [21] (в зависимости от числа квартир присоединенных к линии, типа электрических плит и наличия бытовых кондиционеров воздуха) кВт/квартиру;

n – количество квартир.

Так как в проектируемом жилом районе нет девяти и более этажных зданий расчет силовых ЭП (лифты, кондиционеры, насосы), проводить нет необходимости.

2.2 Расчет электрических нагрузок общественно-коммунальных потребителей

При расчете электрической нагрузки общественно-коммунальных потребителей принимают в соответствии с таблицей [21]. удельную нагрузку на одно место, или квадратный метр используемой площади. Рассмотрим расчёт на примере детского сада.

$$P_{зд.} = P_{зд.уд} \cdot n = 0,4 \cdot 400 = 160 \text{ кВт},$$

$$Q = P_{зд} \cdot tg \varphi = 0,25 \cdot 160 = 40 \text{ квар.}$$

где n – количество детей посещающих детский сад;

$P_{зд,уд}$ – удельная расчетная электрическая нагрузка детского сада.

В таблице 1 представлен фонд зданий коммунально-бытового сектора и прочие сооружения различного типа, их характеристики, а также расчетная активная, реактивная и полная нагрузка.

Таблица 1 – Фонд зданий коммунально-бытового сектора и прочих сооружений

Объект	Расчетная единица	Расчетная активная нагрузка, кВт	Расчетная реактивная нагрузка, квар	tgφ
1	2	3	4	5
23 ПС Фидер-5				
Детский сад	400 мест	160	40	0,25
Магазин Автозапчастей	50 м ²	7	3.36	0,48
Автоматизированный магазин	50 м ²	7	3.36	0,48
41 ПС Фидер-3				
Магазин «Радуга»	150 м ²	37,5	14,25	0,38
41 ПС Фидер-4				
Магазин «Кристалл»	100 м ²	25	9,5	0,38
Киоск «Амурпресса»	30 м ²	7,5	2,85	0,38
Ларёк	30 м ²	7,5	2,85	0,38
Срочный ремонт обуви	20 м ²	5	1	0,2
81 ПС Фидер-1				
Детский сад	200 мест	80	20	0,25
Общежитие	66 мест	19,8	4,95	0,25
82 ПС Фидер-1				
Магазин «Семейный»	100 м ²	25	9,5	0,38

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
82 ПС Фидер-2				
Магазин	50 м ²	12,5	4,75	0,38
82 ПС Фидер-8				
Магазин	50 м ²	12,5	4,75	0,38
82 ПС Фидер-10				
Общежитие ЖБИ	60 мест	18	4,5	0,25
82 ПС Фидер-12				
Магазин	50 м ²	12,5	4,75	0,38
82 ПС Фидер-18				
Магазин	50 м ²	12,5	4,75	0,38
92 ПС Фидер-4				
Школа №5	400 мест	88	33,44	0,38
Тир	1 шт	10	2,5	0,25
96 ПС Фидер-1				
Территория ДВ Мастер	50 м ²	15,5	3,1	0,25
96 ПС Фидер-2				
Общежитие	200 мест	60	15	0,25
96 ПС Фидер-5				
Магазин «Маяк»	100 м ²	25	9,5	0,38
99 ПС Фидер-6				
Ларёк	30 м ²	7,5	2,85	0,38
99 ПС Фидер-10				
Автомойка	30 м ²	15	3,75	0,25
Подшипник центр	50 м ²	7	3,36	0,48
125 ПС Фидер-6				
ТРЦ «Белый Хутор»	2400 м ²	600	228	0,48
127 ПС Фидер-2				
Гостиница	160 мест	48	12	0,48

2.3 Расчет электрических нагрузок в сетях 0,4 кВ

В таблицу 2 сведены электрические нагрузки по каждой ТП с учетом нагрузки уличного освещения в соответствии, с которыми выбираются мощности трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ.

Выбор мощности трансформаторов осуществляется по максимальной рабочей мощности:

$$S_{\text{нтр}} \geq S_p / (K_3 \cdot N), \quad (5)$$

где K_3 - номинальный коэффициент загрузки трансформатора (0,7 - 0,9);

N – количество трансформаторов.

Таблица 2 - Расчет электрических нагрузок ТП и выбор трансформаторов

№ ТП	P, кВт	Q, квар	S, кВА	Коэф. загрузки	n × S _{тр} , кВА
1	2	3	4	5	6
ТП 23	1584	381,4	1630	0,51	2 × 1600
ТП 41	125,9	40,96	132,4	0,8	1 × 160
ТП 42	535	399,4	667,7	0,67	1 × 1000
ТП 70	552,1	110,5	563	0,89	1 × 630
ТП 81	658,9	376,2	758,7	0,76	1 × 1000
ТП 82	1525	421,7	1676	0,52	2 × 1600
ТП 92	115,5	39,94	122,2	0,76	1 × 160
ТП 96	402,2	88,81	411,9	0,65	1 × 630
ТП 99	677,5	443,7	809,9	0,64	2 × 630
ТП 120	334,1	66,9	340,7	0,85	1 × 400
ТП 122	142,2	29,8	145,3	0,58	1 × 250
ТП 125	615,5	231,1	657,4	0,52	2 × 630
ТП 127	48	12	49,5	0,5	1 × 100

Фактический коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме должен находиться в пределе:

$$K_{\text{зф}} = S_p / (S_{\text{нтр}} \cdot N) \leq K_3. \quad (6)$$

Таблица 3 - Марка и параметры выбранных трансформаторов

Марка	ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт	U_k , %	I_x , %
1	2	3	4	5
ТМ – 400/10	0,92	5,5	4,5	2,1
ТМ – 630/10	1,42	7,6	5,5	2
ТМ – 250/10	1,05	3,7	4,5	2,4
ТМ – 160/10	0,46	2,65	4,5	2,4
ТМ – 100/10	0,42	1,91	4,5	2,4
ТМ – 1600/10	3,3	16,5	5,5	1,3
ТМ – 1000/10	2,45	11	5,5	1,4

2.4 Расчет компенсации реактивной мощности

Компенсация реактивной мощности — целенаправленное воздействие на баланс реактивной мощности в узле электроэнергетической системы с целью регулирования напряжения, а в распределительных сетях и с целью снижения потерь электроэнергии.

Компенсация осуществляется с использованием компенсирующих устройств. Для поддержания требуемых уровней напряжения в узлах электрической сети потребление реактивной мощности должно обеспечиваться требуемой генерируемой мощностью с учетом необходимого резерва. Генерируемая реактивная мощность складывается из реактивной мощности, вырабатываемой генераторами электростанций и реактивной мощности компенсирующих устройств, размещенных в электрической сети и в электроустановках потребителей электрической энергии.

Компенсация реактивной мощности особенно важна для промышленных предприятий, основными электроприёмниками которых являются асинхронные двигатели, в результате чего коэффициент мощности без принятия мер по компенсации составляет 0,7—0,75.

Мероприятия по компенсации реактивной мощности на предприятии позволяют:

- уменьшить нагрузку на трансформаторы, тем самым увеличив срок их службы,
- уменьшить нагрузку на провода, кабели, использовать их меньшего сечения,
- улучшить качество электроэнергии у электроприемников,
- уменьшить нагрузку на коммутационную аппаратуру за счет снижения токов в цепях,
- избежать штрафов за снижение качества электроэнергии пониженным коэффициентом мощности,
- снизить расходы на электроэнергию.

При выборе мощности трансформаторов на ТП одновременно должен решаться вопрос об экономически целесообразной величине реактивной мощности, передаваемой через трансформаторы в сеть до 1 кВ. В соответствии с инструкцией компенсация реактивной мощности для потребителей не предусматривается.

Таблица 4 – Данные для расчета компенсации реактивной мощности на ТП

№ ТП	P, кВт	Q, кВАр	$\tan \varphi$
1	2	3	4
ТП 23	1584	381,4	0,24
ТП 41	125,9	40,96	0,32
ТП 42	535	133,59	0,24
ТП 70	552,1	110,5	0,2
ТП 81	658,9	174,38	0,26
ТП 82	1525	421,7	0,27
ТП 92	115,5	39,94	0,34
ТП 96	402,2	88,81	0,22
ТП 99	677,5	178,1	0,26

1	2	3	4
ТП 120	334,1	66,9	0,2
ТП 122	142,2	29,8	0,21
ТП 125	615,5	231,1	0,2
ТП 127	48	12	0,25

Определение фактического $\tan \varphi$ определяется в соответствии с рассчитанной нагрузкой. Согласно нормативам, мероприятия по компенсации реактивной мощности необходимо проводить, если выполняется условия $\tan \varphi > 0,25$ для сети 10 кВ, получающей питание от подстанции высшим напряжением 35 кВ.

Исходя из расчётов, части ТП необходима компенсация реактивной мощности. Проведём расчёт компенсации на примере ТП-81.

Наибольшая реактивная мощность, которую целесообразно передать из сети ВН в сеть НН через силовой трансформатор КТП определяется по формуле:

$$Q_T = \sqrt{(N_T \cdot K_{з.онт} \cdot S_{т.ном})^2 - P_p^2} \quad ,$$

(7)

$$Q_T = \sqrt{(1 \cdot 0,8 \cdot 1000)^2 - 664,07^2} = 446,14 \text{ квар}$$

Определяем суммарную мощность НКУ:

$$Q_{HKV1} = Q_p - Q_T \quad , \quad (8)$$

$$Q_{HKV1} = 199,93 - 446,1 = -246,17 \text{ квар}$$

Определяется дополнительная мощность НКУ, обеспечивающая снижение потерь в электроэнергии в СЭС промышленного предприятия:

$$Q_{HKV2} = Q_p - Q_{HKV1} - \gamma \cdot S_{т.ном} \cdot N_T, \quad (9)$$

где γ – расчетный коэффициент, определяемый в зависимости от схемы питания и дополнительных показателей K_1 и K_2 ;

K_1 – зависит от стоимости потерь электроэнергии, количества рабочих смен на предприятии и электрической системы.

K_2 – расчетный коэффициент, определяемый сечением линий и их длиной.

$$K_1 = 9, K_2 = 10 \text{ и } \gamma = 0,28$$

$$Q_{HKV2} = 446,1 + 246,172 - 0,28 \cdot 1000 \cdot 1 = 412,27 \text{ квар.}$$

Определим суммарную мощность НКУ:

$$Q_{HKV\Sigma} = Q_{HKV1} + Q_{HKV2}, \quad (10)$$

$$Q_{HKV\Sigma} = 0 + 412,27 = 412,27 \text{ квар.}$$

К установке на ТП принимаем НКУ марки УКМ58-0,4-200 У3

Результаты расчетов для остальных ТП сведены в таблицу 5. Подробные расчеты приведены в Приложении А.

Таблица 5 – Выбор низковольтных компенсирующих устройств

Номер ТП	$Q_{\max.тр}$	$Q_{нк}$	$Q_{нбк}$	Марка
1	2	3	4	5
ТП 41	8.393	-37.16	37.91	1*УКМ 58-0.4-50-10 У3
ТП 81	446.10	-246.17	412.27	2*УКМ 58-0.4-200-20 У3
ТП 82	1626	-1118	1848	2*УКМ 58-0.4-900-100 У3
ТП 92	83,88	-40,04	79,12	1*УКМ 58-0.4-80-20 У3
ТП 99	553,52	-369,08	569,798	2*УКМ 58-0.4-300-30 У3

3 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК 10 кВ

3.1 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ

Электрические нагрузки на стороне ВН 10 кВ ТП определяются путем суммирования мощности протекающей через трансформатор и потери мощности в нем. Результаты расчета нагрузок занесены в таблицу 6. Подробный расчёт в Приложении А

$$P_{ТП.ВН} = P_{Р.Л} + \Delta P; \quad (11)$$

$$Q_{ТП.ВН} = Q_{Р.Л} + \Delta Q. \quad (12)$$

Таблица 6 – Электрические нагрузки на стороне ВН 10 кВ ТП

Номер ТП	$P_{Р.ТП}$, кВт	$Q_{Р.ТП}$, квар	ΔP , кВт	ΔQ , квар	$P_{ТП.ВН}$, кВт	$Q_{ТП.ВН}$, квар
1	2	3	4	5	6	7
ТП 23	1584	381,4	16,99	91,35	1600,99	472,75
ТП 41	125,9	40,96	1,81	4,55	127,72	45,55
ТП 42	535	133,59	3,37	16,72	538,37	150,31
ТП 70	552,1	110,5	5,93	4,12	558	114,62
ТП 81	658,9	174,38	5,15	25,55	664,05	199,93
ТП 82	1525	421,7	16,02	86,1	1541,02	507,8
ТП 92	115,5	39,94	1,54	3,9	117,04	43,84
ТП 96	402,2	88,81	3,17	2,2	405,37	91,01
ТП 99	677,5	178,1	9,17	6,38	686,67	193,48
ТП 120	334,1	66,9	3,91	12,48	338,01	79,34
ТП 122	142,2	29,8	1,24	3,58	143,44	33,38
ТП 125	615,5	231,1	8,08	5,62	623,58	236,72
ТП 127	48	12	0,46	0,99	48,46	12,99

3.2 Расчет электрических нагрузок ПС 10 кВ

Расчетные электрические нагрузки городских сетей 10 кВ определяются умножением суммы расчетных нагрузок трансформаторов отдельных ТП, присоединенных к РП, на коэффициент, учитывающий совмещение максимумов их нагрузок (коэффициент участия в максимуме нагрузок), принимаемый по таблице [21].

$$P_{Л.10} = k_{\max} \cdot \sum_1^n P_{ТП.ВН} ; \quad (13)$$

$$Q_{Л.10} = k_{\max} \cdot \sum_1^n Q_{ТП.ВН} , \quad (14)$$

где k_y - коэффициент совмещения максимумов нагрузки трансформаторов, принимаем 0,7.

$$P_{Л.10} = 0,7 \cdot \left(\begin{array}{l} 1600,99 + 127,72 + 538,37 + 558 + 664,05 + \\ +1541,02 + 117,04 + 405,37 + 688,67 + 338,01 + \\ +143,44 + 623,58 + 48,46 \end{array} \right) = 5175,12 \text{ кВт};$$

$$Q_{Л.10} = 0,7 \cdot \left(\begin{array}{l} 472,73 + 45,55 + 150,31 + 114,62 + 199,93 + \\ +507,8 + 43,84 + 91,01 + 193,48 + 79,34 + \\ +33,38 + 236,72 + 12,99 \end{array} \right) = 1520,91 \text{ квар};$$

$$S_{Л.10} = \sqrt{5175,12^2 + 1520,91^2} = 5393,98 \text{ кВА}.$$

4 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ПС ПРОМЫШЛЕННАЯ

4.1 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов.

Трансформатор является одним из важнейших элементов электрической сети. Передача электрической энергии на большие расстояния от места ее производства до места потребления требует в современных сетях не менее чем шестикратной трансформации в повышающих и понижающих трансформаторах

Так как от проектируемой подстанции получают питание потребители I и II категории надежности, то согласно ПУЭ на ней должно быть установлено два силовых трансформатора.

Определим коэффициент аварийной перегрузки для трансформаторов проектируемой подстанции. Согласно ПУЭ в аварийных режимах трансформатор можно перегружать на 40% на время максимумов общей продолжительностью 6 часов в сутки в течение не более 5 суток. При этом коэффициент заполнения суточного графика нагрузки трансформатора в условиях его перегрузки должен быть не более 0,75.

Расчетная мощность трансформатора находится по формуле, МВА:

$$S_{\text{расч}} = \frac{S_{\text{ВН}}}{2 \cdot 0,7}; \quad (15)$$

$$S_{\text{расч}} = \frac{5393,98}{2 \cdot 0,7} = 3853 \text{ кВА.}$$

В соответствие со стандартным рядом мощностей силовых трансформаторов, выбираются следующие варианты для технико-экономического сравнения:

- 1) Два трансформатора номинальной мощности $S_{\text{ном}} = 4000$ кВА;
- 2) Один трансформаторы номинальной мощности $S_{\text{ном}} = 6300$ кВА.

Исходя из заданных напряжений проектируемой подстанции выбираем типовые трансформаторы. Данные выбранных трансформаторов сведем в таблицу 7.

Таблица 7 - Параметры силовых трансформаторов, участвующих в технико-экономическом сравнении

Параметры	Величина	
	2	3
1		
Тип трансформатора	ТМН – 4000/35	ТМН – 6300/35
Номинальная мощность $S_{ном}$, МВА	4	6,3
Напряжение ВН $U_{ном\ вн}$, кВ	35	35
Напряжение НН $U_{ном\ нн}$, кВ	11	11
Потери мощности холостого хода ΔP_0 ,	5	8
Потери при коротком замыкании ΔP_k ,	35,5	46,5
Ток холостого хода I_0 , %	0,9	0,8

4.2 Технико–экономический расчет по выбору мощности силовых трансформаторов

В результате реконструкции системы электроснабжения района города Белогорска, будет произведена замена силовых трансформаторов. По итогам выбора силового трансформатора, было выбрано два варианта.

Сопоставление двух вариантов трансформаторов осуществляем в результате расчетов сравнительной экономической эффективности капитальных вложений. Экономическим критерием, по которому определяют наивыгоднейший вариант, является минимум приведенных затрат вычисляемых по следующей формуле

$$Z = E_H \cdot (K + I), \quad (16)$$

где K - капитальные вложения, тыс.руб.; необходимые для сооружения сети, причем предполагается, что ее строительство продолжается не более одного года;

I - ежегодные эксплуатационные расходы, тыс.руб./год; предполагаемые неизменными в течении всего рассматриваемого периода эксплуатации;

E_H - нормативный коэффициент сравнительной эффективности капитальных вложений; $E_H = 0,125$ 1/год.

Капитальные вложения в силовые трансформаторы определяются по формуле:

$$K_{\Sigma TP} = K_{TP} + K_{PP} + K_{CMP}, \quad (17)$$

где K_{TP} – капиталовложения в силовые трансформаторы, тыс. руб.;

K_{CMP} – стоимость строительно-монтажных работ (50%), тыс.руб.;

K_{PP} – прочие затраты (5%), тыс.руб..

Общее капиталовложение в силовые трансформаторы для вариантов 1 и 2 ;

$$K_{\Sigma TP-1.} = 36000 + 1800 + 18000 = 55800 \text{ руб.};$$

$$K_{\Sigma TP-2.} = 30500 + 1525 + 15250 = 47275 \text{ руб.};$$

4.3 Расчет затрат на эксплуатацию силовых трансформаторов

Амортизационные отчисления (издержки на амортизацию) представляют собой денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции и определяются по выражению:

$$I_{ам} = K_{\Sigma TP} \cdot \alpha_{ам}, \quad (18)$$

где $K_{\Sigma TP}$ - капитальные вложения, руб.;

$\alpha_{ам}$ – нормы отчислений на амортизацию в год, о.е.

В свою очередь, нормы отчислений на амортизацию определяются как:

$$\alpha_{ам} = \frac{1}{T_{сл}}, \quad (19)$$

где $T_{сл}$ - срок службы оборудования.

Ежегодные затраты на текущий и капитальный ремонт, а также техническое обслуживание энергетического оборудования определяются по формуле:

$$I_{экс} = K_{\Sigma TP} \cdot \alpha_{экс}, \quad (20)$$

где $\alpha_{экс}$ - нормы отчислений на обслуживание элементов электрических сетей и ремонты в год, о.е.

Определяются амортизационные отчисления и эксплуатационные издержки:

$$I_{ам-1} = \frac{K_{\Sigma TP-1}}{20} = \frac{55800}{20} = 2790 \text{ руб.},$$

$$I_{ам-2} = \frac{K_{\Sigma TP-2}}{20} = \frac{47275}{20} = 2364 \text{ руб.},$$

$$I_{экс-1} = K_{\Sigma TP-1} \cdot \alpha_{экс} = 55800 \cdot 0,037 = 2065 \text{ руб.}$$

$$I_{экс-2} = K_{\Sigma TP-2} \cdot \alpha_{экс} = 47275 \cdot 0,037 = 1749 \text{ руб.}$$

Расчет затрат на электроэнергию и потери:

Потери энергии за год в трансформаторах находятся по формуле:

$$\Delta W_{тр\Sigma TP} = \Delta W_{XX} + \Delta W_{K3}, \quad (21)$$

$$\Delta W_{тр\Sigma TP} = 2 \cdot \Delta P_{xx} \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot \Delta P_{K3} \cdot K_3^2 \cdot \tau. \quad (22)$$

Произведем расчет для наших вариантов.

$$\Delta W_{TP-1} = 2 \cdot 5 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 35,5 \cdot 0,7^2 \cdot 1200 = 98040 \text{ кВт}\cdot\text{ч/год.}$$

$$\Delta W_{TP-2} = 2 \cdot 8 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 46,5 \cdot 0,7^2 \cdot 1200 = 153800 \text{ кВт}\cdot\text{ч/год.}$$

Определяем стоимость потерь электроэнергии в трансформаторах:

$$I_{\Delta W-1} = \Delta W_{TP-1} \cdot C_{\Delta W} = 98040 \cdot 0,796 = 78040 \text{ руб.}$$

$$I_{\Delta W-2} = \Delta W_{TP-2} \cdot C_{\Delta W} = 153800 \cdot 0,796 = 122400 \text{ руб.}$$

Определяем издержки:

$$I_1 = I_{\text{экс-1}} + I_{A-1} + I_{\Delta W-1} = 2065 + 2790 + 78040 = 82895 \text{ руб.}$$

$$I_2 = I_{\text{экс-2}} + I_{A-2} + I_{\Delta W-2} = 1749 + 2364 + 122400 = 126513 \text{ руб.}$$

Приведенные затраты для варианта 1 и 2 будут следующими

$$Z_1 = 0,125 \cdot 55800 + 82895 = 89870 \text{ руб.}$$

$$Z_2 = 0,125 \cdot 47275 + 126513 = 132422 \text{ руб.}$$

Из полученных результатов видно, что наиболее выгодным является вариант №1 с трансформаторами типа ТМН 4000/35.

4.4 Выбор главной схемы электрических соединений

Вычислим наибольшую величину тока в цепи трансформатора, А:

$$I_{\text{max раб}} = \frac{K_{\text{ав}} \cdot S_{\text{ном тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (23)$$

$$I_{\text{max раб}} = \frac{1,4 \cdot 4000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 94,12 \text{ А.}$$

Максимальная величина рабочего тока меньше 1000 А, следовательно при выборе схемы на ВН можно не устанавливать на ВН сборные шины. Для обеспечения суточного графика нагрузки применим типовую схему № 35-5Н – мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линии (рисунок 7). Данная схема позволяет быстро отключить поврежденный участок схемы и восстановить с помощью АВР питание

потребителей подстанции. Ремонтная перемычка из разъединителей позволяет выводить в ремонт выключатель, без нарушения режима питания.

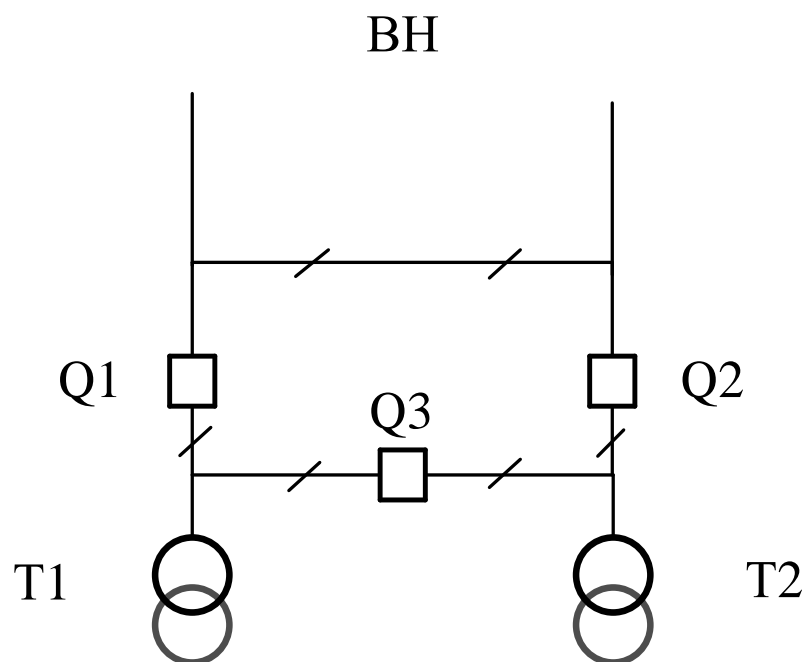


Рисунок 7 - Схема распределительного устройства ВН

В качестве схемы для низшего напряжения (10 кВ) применим одиночную секционированную систему сборных шин, закрытого типа (рисунок 8).

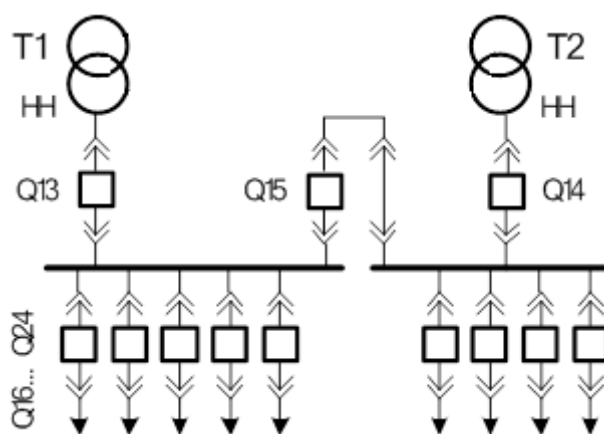


Рисунок 8 - Схема распределительного устройства НН

5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Короткое замыкание - электрическое соединение двух точек электрической цепи с различными значениями потенциала, не предусмотренное конструкцией устройства и нарушающее его нормальную работу. Короткое замыкание может возникать в результате нарушения изоляции токоведущих элементов или механического соприкосновения неизолированных элементов. Также коротким замыканием называют состояние, когда сопротивление нагрузки меньше внутреннего сопротивления источника питания.

В данной работе необходимо рассчитать симметричное и несимметричное короткое замыкание. Трёхфазное короткое замыкание является симметричным так как при нем все фазы находятся в одинаковых условиях, все остальные виды КЗ являются несимметричными. В качестве несимметричного короткого замыкания, рассматривается двухфазное КЗ.

В трёхфазных электрических сетях различают следующие виды коротких замыканий:

- однофазное (замыкание фазы на землю или нейтральный провод);
- двухфазное (замыкание двух фаз между собой);
- двухфазное на землю (две фазы между собой и одновременно на землю);
- трёхфазное (три фазы между собой)

В электрических машинах возможны короткие замыкания:

- межвитковые — замыкание между собой витков обмоток ротора или статора, либо витков обмоток трансформаторов;
- замыкание обмотки на металлический корпус.

При коротком замыкании резко и многократно возрастает сила тока, протекающего в цепи, что, согласно закону Джоуля — Ленца приводит к значительному тепловыделению, и, как следствие, возможно

расплавление электрических проводов, с последующим возникновением возгорания и распространением пожара.

Для упрощения расчетов решение производится приближенным приведением в относительных единицах.

5.1 Расчет токов КЗ в сети 10 кВ

Токи КЗ в высоковольтной сети определяются в следующих точках: на шинах подстанции, на шинах высокого напряжения наиболее удаленной ТП и на шинах высокого напряжения расчетной ТП. За основное напряжение принимается напряжение равное $U_{осн} = 1,05 \cdot U_{ном}$.

Ток трехфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{E_c \cdot I_{\delta i}}{Z}, \quad (24)$$

где Z - полное сопротивление до точки КЗ, Ом.

Полное сопротивление до точки КЗ определяется по формуле:

$$Z = \sqrt{(\sum x_{nc} + x_{cuc} + x_{mp})^2 + (\sum r_{nc})^2} \quad (25)$$

Ток двухфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\kappa}^{(3)}. \quad (26)$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot k_{y\delta} \cdot I_{\kappa}^{(3)}. \quad (27)$$

Ударный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{y\delta} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}. \quad (28)$$

Постоянная времени затухания определяется по формуле:

$$T_a = \frac{\sum x}{\omega \cdot \sum r} \quad (29)$$

Произведем расчет токов КЗ:

Расчетная схема представлена на рисунке 9.

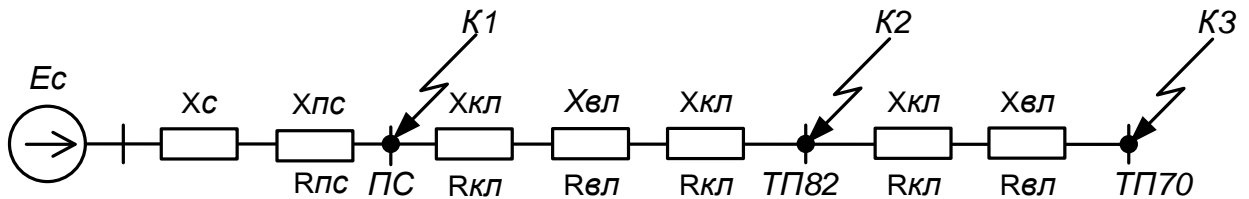


Рисунок 9 – Расчётная схема для расчета токов КЗ на 10 кВ

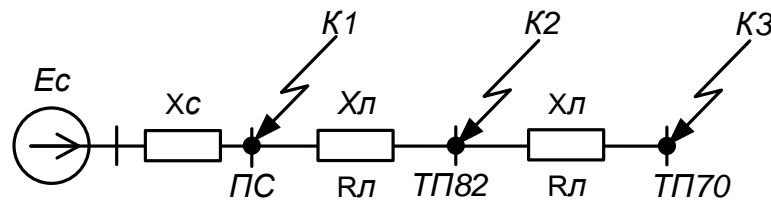


Рисунок 10 – Схема замещения для расчета токов КЗ на 10 кВ

Для примера произведем расчет токов КЗ в т. К1, т.е на шинах ПС:

$$X_c = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{осн} \cdot I_c} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 36,75 \cdot 7,6} = 0,207 \text{ Ом};$$

$$Z = \sqrt{(\sum x_{nc} + x_{suc} + x_{mp})^2 + (\sum r_{nc})^2} = \sqrt{(0,212 + 0,207 + 1,313)^2 + 0,46^2} = 1,791 \text{ Ом};$$

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{E_c \cdot I_{\sigma}}{Z} = \frac{1 \cdot 5,499}{1,971} = 3,069 \text{ кА};$$

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\kappa}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,069 = 2,658 \text{ кА};$$

$$T_a = \frac{\sum x}{\omega \cdot \sum r} = \frac{1,731}{314 \cdot 0,46} = 0,012$$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,012}} = 1,434;$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\kappa}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,434 \cdot 3,069 = 6,226 \text{ кА}.$$

Результаты остальных расчетов сведены в таблицу 8.

Таблица 8 – Результаты расчета токов КЗ на 10 кВ

Точка КЗ	$I_{\kappa}^{(3)}$, кА	$I_{\kappa}^{(2)}$, кА	$i_{y\partial}$, кА
К1	3,069	2,658	6,226
К2	2,197	1,902	2,868
К3	1,577	1,366	1,958

5.2 Расчет токов КЗ в сети 0,4 кВ

Токи КЗ в сети 0,4 кВ определяются в следующих точках:

- на шинах 0,4 кВ расчетной ТП,
- в конце каждой отходящей линии.

За основное напряжение принимается напряжение равное

$$U_{осн} = 1,05 \cdot U_{ном}.$$

Начальное значение периодической составляющей при этих условиях следует определять по формуле:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z}, \quad (30)$$

где Z - полное сопротивление до точки КЗ, Ом.

Полное сопротивление до точки КЗ определяется по формуле:

$$x_T = \sqrt{z_T^2 + r_T^2} . \quad (31)$$

Реактивное и активное сопротивление трансформатора определяется по следующим формулам:

$$z_T = \frac{U_{к.р.\%} \cdot U_{осн}^2}{S_{Т.ном}} ; \quad (32)$$

$$r_T = \frac{U_{к.а.\%} \cdot U_{осн}^2}{S_{Т.ном}} , \quad (33)$$

где $U_{к.р.\%}$ - реактивная составляющая напряжения КЗ, 5,49 %;

$U_{к.а.\%}$ - активная составляющая напряжения КЗ, 0,245 %.

Ток однофазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{к}^{(1)} = \frac{1,05 \cdot U_{\phi}}{z_n + \frac{z_{mp}}{3}} , \quad (34)$$

где $\frac{z_{mp}}{3}$ - полное сопротивление трансформатора току КЗ на корпус, Ом.

z_n - полное сопротивление петли фазного и нулевого провода, Ом.

Полное сопротивление петли фазного и нулевого провода определяется по следующей формуле:

$$z_n = \sqrt{(r_{\phi} + r_N)^2 + (x_{\phi} + x_N)^2} , \quad (35)$$

где r_{ϕ} , x_{ϕ} - активное и реактивное сопротивление фазного провода, Ом;

r_N , x_N - активное и реактивное сопротивление нулевого провода, Ом.

Для примера произведем расчет для ТП92, питающаяся от ПС.

Расчетная схема показана на рисунке 11.

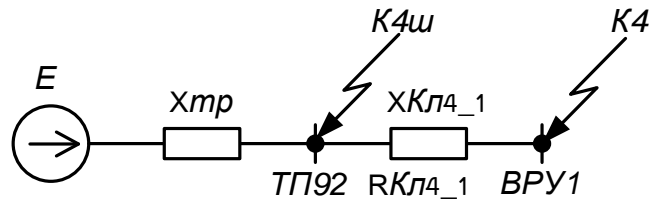


Рисунок 11 – Схема замещения для расчета токов КЗ на 0,4 кВ

Для примера произведем расчет токов в точках К4ш и К4:

$$r_T = \frac{5,49 \cdot 400^2}{160000} = 5,49 \text{ Ом};$$

$$x_T = \frac{0,245 \cdot 400^2}{160000} = 0,245 \text{ Ом};$$

$$z_{4ш} = \sqrt{(x_C + x_{TP})^2 + (r_{TP})^2} = \sqrt{(2,867 + 0,245)^2 + 5,49^2} = 6,31 \text{ Ом};$$

$$I_{ку}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 8,36} = 27,62 \text{ А};$$

$$z_4 = \sqrt{(x_C + x_{TP} + x_{KL})^2 + (r_{TP} + r_{KL})^2};$$

$$z_4 = \sqrt{(2,867 + 0,245 + 0,00085)^2 + (5,49 + 0,063)^2} = 6,36 \text{ Ом};$$

$$I_{к}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 6,36} = 36,31 \text{ А}.$$

$$z_{40} = \sqrt{(x_{KLH} + 3 \cdot x_{TP} + 2 \cdot x_{KL})^2 + (r_{KLH} + 3 \cdot r_{TP} + 2 \cdot r_{KL})^2};$$

$$z_{40} = \sqrt{(3 \cdot 0,245 + 2 \cdot 0,00085 + 0,00085)^2 + (3 \cdot 5,49 + 2 \cdot 0,063 + 0,063)^2} = 16,62;$$

$$z_{40ш} = \sqrt{(3 \cdot 0,245)^2 + (3 \cdot 5,49)^2} + 52 = 68,48 \text{ Ом};$$

$$I_{ку}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{68,48} = 10,12 \text{ А}.$$

$$I_{\kappa}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{16,62} = 41,68 \text{ А.}$$

Результаты расчетов сведём в таблицу 9.

Таблица 9 – Результаты расчета токов КЗ на 0,4 кВ

Точка КЗ	$I_{\kappa}^{(3)}$, А	$I_{\kappa}^{(1)}$, А
К4ш	27,62	10,12
К4	36,31	41,68

6 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

6.1 Расчет токов продолжительного режима

Различают рабочие токи нормального режима, а также рабочие токи утяжеленного режима. Под нормальным режимом установки или ее части понимают режим, при котором все присоединения находятся в работе или в состоянии рабочей готовности. Под утяжеленным режимом понимают ремонтный или послеаварийный период работы, при котором рабочий ток присоединений превышает ток нормального режима. Возможность увеличения рабочих токов в указанных периодах должна быть учтена при выборе аппаратов и проводников.

Токи нормального и утяжеленного режимов в отдельных присоединениях РУ не одинаковы. В РУ 35 кВ и выше нет необходимости в определении рабочих токов утяжеленного режима для каждой линии, поскольку в целях однообразия выключатели и другие аппараты принято выбирать одинаковыми на всех присоединениях. Поэтому достаточно определить рабочий ток утяжеленного режима для наиболее нагруженного присоединения.

Цепь трехобмоточного трансформатора на подстанции. На стороне ВН, НН и СН токи нагрузки вычисляют по формулам:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{0,7 \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}}; \quad (36)$$

$$I_{\text{max}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}}. \quad (37)$$

На стороне ВН:

$$I_{\text{НОМ ВН}} = \frac{0,7 \cdot 4000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 47,06 \text{ А};$$

$$I_{\max \text{ ВН}} = \frac{1,4 \cdot 4000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 94,12 \text{ А.}$$

На стороне НН:

$$I_{\text{ном НН}} = \frac{0,7 \cdot 4000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 164,71 \text{ А;}$$

$$I_{\max \text{ НН}} = \frac{1,4 \cdot 4000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 329,41 \text{ А.}$$

6.2 Выбор и проверка высоковольтных выключателей

Выключатели в зависимости от применяемых в них дугогасительной и изолирующей среды подразделяются на масляные, воздушные, элегазовые, вакуумные и выключатели с магнитным гашением дуги. В сетях 6 ÷ 20 кВ применяются в основном малообъемные масляные выключатели, выключатели с магнитным гашением дуги и вакуумные. В качестве генераторных выключателей мощных блоков и синхронных компенсаторов применяются воздушные выключатели.

При выборе выключателей, как и прочего оборудования, следует стремиться к однотипности, что упрощает эксплуатацию. Выключатели выбирают: по номинальному напряжению – $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$, по номинальному току – $I_{\text{раб.утж}} \leq I_{\text{ном}}$, по отключающей способности.

Выберем выключатели на ВН.

Согласно рассчитанным значениям максимальных токов, протекающих линиям, подходящим к трансформаторам, к установке принимаем выключатели наружного исполнения ВГБЭ-35. Условия выбора, данные аппарата и сети сведем в таблицу 10.

Тепловой импульс тока КЗ :

$$W_k = 3,069^2 \cdot (0,4 + 0,064) = 4,371 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Таблица 10 - Выбор выключателей на ВН

Тип оборудования	Условия выбора	Данные аппарата	Данные сети
ВГБЭ-35	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{pmax}}$ $I_{\text{откл. н.}} \geq I_{\text{кi}}^{(3)}$ $I_{\text{тер.}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$ $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$ $I_{\text{откл. н.}} = 12,5 \text{ кА}$ $I_{\text{тер.}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200$ $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ $i_{\text{дин}} = 32 \text{ кА}$	$U_{\text{сети}} = 35 \text{ кВ}$ $I_{\text{pmax}} = 94,12 \text{ А}$ $I_{\text{кi}}^{(3)} = 0,877 \text{ кА}$ $B_{\text{к}} = 0,357$ $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ $i_{\text{уд}} = 1,322 \text{ кА}$

Выбираются выключатели на НН (Q13-Q24).

На данном напряжении к установке принимаем выключатели внутреннего исполнения LF1.

Условия выбора, данные аппарата и сети сведем в таблицу 11.

Таблица 11 - Выбор выключателей на НН

Тип оборудования	Условия выбора	Данные аппарата	Данные сети
LF1-10	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{pmax}}$ $I_{\text{откл. н.}} \geq I_{\text{кi}}^{(3)}$ $I_{\text{тер.}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$ $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$ $I_{\text{откл. н.}} = 25 \text{ кА}$ $I_{\text{тер.}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1875$ $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ $i_{\text{дин}} = 64 \text{ кА}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{pmax}} = 329,41 \text{ А}$ $I_{\text{кi}}^{(3)} = 3,069 \text{ кА}$ $B_{\text{к}} = 4,371$ $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ $i_{\text{уд}} = 6,226 \text{ кА}$

В качестве изолирующей и дугогасящей среды в выключателях серии LF используется элегаз-шестифтористая сера (SF6), обладающая высокими изоляционными и дугогасящими характеристиками. Три фазы выключателя расположены в едином корпусе, нечувствительном к условиям окружающей среды и заполненном элегазом при низком избыточном давлении (0,15 МПа

или 1,5 атм.). Каждый выключатель имеет мембрану безопасности, действие которой защищает оператора при повышении давления внутри полюса.

Применяемый принцип дугогашения, основанный на технике вращения дуги и эффекте температурного расширения элегаза, обеспечивает надежное гашение дуги при отключении номинальных токов, в том числе емкостных и индуктивных, больших токов коротких замыканий, а также низкий уровень коммутационных перенапряжений. Кроме того, безопасность и надежность эксплуатации электроустановки гарантированы возможностью отключения номинальных токов при номинальном напряжении даже при нарушениях герметичности камеры выключателя и нулевом избыточном давлении.

6.3 Выбор разъединителей.

Разъединитель – это контактный коммутационный аппарат, предназначенный для отключения и включения электрической цепи без тока или с незначительным током, который для обеспечения безопасности имеет между контактами в отключенном положении изоляционный промежуток.

Выберем разъединители на ВН. Согласно рассчитанным значениям максимальных токов, протекающих по одноцепным линиям и линиям, подходящим к трансформаторам, к установке принимаем разъединители наружного исполнения РГП СЭЩ-35.

Выбор осуществляется аналогичным образом, как для выключателей.

Условия выбора, данные аппарата и сети сведем в таблицу 12.

Таблица 12 - Выбор разъединителей на ВН

Тип оборудования	Условия выбора	Данные аппарата	Данные сети
1	2	3	4
РГП СЭЩ-35	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $I^2_{\text{тер.}} \cdot t_{\text{тер.}} \geq B_{\text{к}}$ $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$ $I^2_{\text{тер.}} \cdot t_{\text{тер.}} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $i_{\text{дин}} = 50 \text{ кА}$	$U_{\text{сети}} = 35 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 94,12 \text{ А}$ $B_{\text{к}} = 0,357 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $i_{\text{уд}} = 1,322 \text{ кА}$

Контакты главных ножей РГП СЭЩ выполнены из бериллиевой бронзы и имеют специальную конфигурацию. Контакты обеспечивают равномерное нажатие и, поэтому, хороший электрический контакт во время всего срока службы разъединителя. Не требуется дополнительная регулировка контактного нажатия в течение срока службы.

Одна из колонок аппарата выполнена неподвижной, что позволило уменьшить количество кинематических связей и увеличило надёжность аппарата. Контакты хорошо работают в условиях сильного обледенения.

Выбранные разъединители удовлетворяют всем заданным условиям.

6.4 Выбор ограничителей перенапряжений

В процессе эксплуатации изоляция оборудования электрических сетей подвергается воздействию рабочего напряжения, а также различных видов перенапряжений, таких как грозовые, коммутационные, квазистационарные. Основными аппаратами для защиты сетей от грозовых и коммутационных перенапряжений являются разрядники вентильные (РВ) и нелинейные ограничители перенапряжений (ОПН).

В настоящее время вентильные разрядники практически сняты с производства и в большинстве случаев отслужили свой нормативный срок службы. Построение схем защиты изоляции оборудования как новых, так и модернизируемых подстанций, от грозовых и коммутационных перенапряжений теперь оказывается возможным только с использованием ОПН.

Выберем ограничителей перенапряжений на ВН. Выбираем ОПН-П1 35/40,5. Характеристика выбранного ОПН приведена в таблице 13.

Выбираются ограничители перенапряжения на НН. Выбираем ОПН-П1 10/12,0. Характеристика выбранного ОПН приведена в таблице 13.

Таблица 13 - Характеристики выбранных ОПН

Наименование параметра	ОПН-П1- 35\40,5\10\2УХЛ	ОПН-П1- 10/12,0/10/2 УХЛ
Класс напряжения сети, кВ	35	10
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	40,5	12
Токовая пропускная способность при импульсе тока большей длительности 2000 мкс, А	550	550
Номинальный разрядный ток, кА	10	10
Высота Н, мм	590	215

6.5 Выбор измерительных трансформаторов тока

Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Выбор трансформаторов тока на ВН. К установке принимаем трансформаторы тока наружного исполнения ТРГ-35-ХЛ1. Условия выбора, данные аппарата и сети сведем в таблицу 14.

Трансформатор тока практически необслуживаемый. Применение газовой изоляции, надежных, с большим сроком службы комплектующих, а также низкий уровень утечек газа, практически исключает необходимость регламентных работ и обеспечивает эксплуатацию без обслуживания при среднем сроке службы 40 лет.

Трансформаторы тока серии ТРГ предназначены для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам и устройствам защиты и управления в установках переменного тока частоты 50 Гц или 60 Гц с номинальным напряжением 35 кВ, 110 кВ и 220 кВ. Трансформаторы

предназначены для эксплуатации в открытых и в закрытых распределительных устройствах в диапазоне температур от плюс 55°С до минус 60°С в районах с умеренным, тропическим или холодным климатом, не- взрывоопасной окружающей средой, не содержащей агрессивных газов и паров в концентрациях, разрушающих металлы и изоляцию.

Таблица 14 - Выбор трансформаторов тока на ВН

Тип оборудования	Условия выбора	Данные аппарата	Данные сети
2	3	4	5
ТРГ-35-ХЛ1	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $I_{\text{тер.}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$ $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 300 \text{ А}$ $I_{\text{тер.}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 3600$ $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ $i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$U_{\text{сети}} = 35 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 94,12 \text{ А}$ $B_{\text{к}} = 0,357$ $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ $i_{\text{уд}} = 1,322 \text{ кА}$

Выбор трансформаторов тока на НН. К установке принимаем трансформаторов тока внутреннего исполнения ТОЛ – 10. Условия выбора, данные аппарата и сети сведем в таблицу 15.

Таблица 15 - Выбор трансформаторов тока на НН

Тип оборудования	Условия выбора	Данные аппарата	Данные сети
ТОЛ – 10	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $I_{\text{тер.}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$ $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 1500 \text{ А}$ $I_{\text{тер.}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 3267$ $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ $i_{\text{дин}} = 50 \text{ кА}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 329,41 \text{ А}$ $B_{\text{к}} = 4,371$ $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ $i_{\text{уд}} = 6,226 \text{ кА}$

Выбранные трансформаторы тока удовлетворяют всем заданным условиям.

6.6 Выбор измерительных трансформаторов напряжения.

Трансформаторы напряжения предназначены для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или $100\sqrt{3}$ В и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трехфазный антирезонансный масляный трансформатор напряжения типа «НАМИ 35» УХЛ1 предназначен для установки в электрических сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц с изолированной или с компенсированной нейтралью с целью передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, устройствам автоматики, защиты, сигнализации и управления.

Выбор трансформаторов напряжения на ВН. К установке принимаем трансформаторы напряжения наружного исполнения НАМИ – 35. Условия выбора, данные аппарата и сети сведем в таблицу 16.

Таблица 16 - Выбор трансформаторов напряжения на ВН

Тип оборудования	Условия выбора	Данные аппарата	Данные сети
НАМИ-35	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$	$U_{\text{ном}} = 35/\sqrt{3}$ кВ	$U_{\text{сети}} = 35$ кВ

Выбор трансформаторов напряжения на НН. К установке принимаем трансформаторы напряжения внутреннего исполнения НАМИ-10.

Условия выбора, данные аппарата и сети сведем в таблицу 17.

Таблица 17 - Выбор трансформаторов напряжения на НН

Тип оборудования	Условия выбора	Данные аппарата	Данные сети
НАМИ-10	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$	$U_{\text{ном}} = 6/\sqrt{3}$ кВ	$U_{\text{сети}} = 6$ кВ

Выбранные трансформаторы напряжения удовлетворяют всем заданным условиям.

6.7 Выбор и проверка сборных шин

Выбор сборных шин, так же как и других проводников, проводится по нагреву длительно допустимым током с учетом наиболее тяжелых послеаварийных режимов [6]. Проверяются выбранные шины по термическому и динамическому воздействию токов КЗ. Примем к установке в РП 10 кВ жесткие алюминиевые шины.

Сечения шины выбираются по длительно допустимому току, для чего рассчитывается рабочий максимальный ток на шинах РП:

$$I_{n/a} = \frac{S_{РП}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (38)$$

$$I_{n/a} = \frac{5393,98}{\sqrt{3} \cdot 10} = 311,42 \text{ А.}$$

Принимаем шины АДЗ1Т сечением 150 мм², с длительным допустимым током 505 А. Это прессованные шины, закалённые и естественно-состаренные [6].

Рассчитанные токи короткого замыкания на шинах РП:

$$I_{к1}^{(3)} = 3,069 \text{ кА};$$

$$i_{уд} = 6,226 \text{ кА.}$$

Для проверки выбранных шин на термическую стойкость, рассчитаем тепловой импульс тока КЗ, который показывает, сколько тепла выделяется в проводнике при прохождении по нему тока короткого замыкания:

$$B_k = I_{ki}^{(3)} \cdot (t_{отк} + T_a); \quad (39)$$

$$B_k = 3,069^2 \cdot (0,055 + 0,064) = 1,121 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбираем минимальное допустимое сечение по условию термической стойкости:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_m}, \quad (40)$$

$$q_{min} = \frac{\sqrt{1,121 \cdot 10^6}}{82} = 12,912 \text{ мм}^2,$$

где $C_m = 82 \text{ А} \cdot \text{с}^2 / \text{мм}^2$ – для алюминия.

$$q_{min} < q;$$

$$12,912 < 150 \text{ мм}^2.$$

Шины прошли проверку по термической стойкости.

Помимо этого необходимо провести проверку на электродинамическую стойкость, ведь при коротких замыканиях возникают электродинамические силы, которые могут создавать для жестких шин, закрепленных на изоляторах, недопустимые колебательные нагрузки. Частота таких колебаний во многом зависит от жесткости конструкции шин и ее массы.

Определим частоту собственных колебаний алюминиевых полосовых шин по следующему выражению:

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{J}{q}}; \quad (41)$$

$$f_0 = \frac{173,2}{1,2^2} \sqrt{\frac{2,25}{1,5}} = 104 \text{ Гц};$$

$$J = \frac{b \cdot h^2}{12} = \frac{0,4 \cdot 3^2}{12} = 2,25 \text{ см}^4;$$

где l – длина пролета между изоляторами, м;

q – поперечное сечение шины, см^2 .

J – момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей силы:

$$J = \frac{b \cdot h^2}{12} = \frac{0,4 \cdot 3^2}{12} = 2,25 \text{ см}^4.$$

Если частота собственных колебаний меньше 200 Гц, механический резонанс не возникает, т.е. шины и изоляторы представляют собой статически устойчивую систему к электродинамическим силам, возникающим при коротких замыканиях.

Для механического расчета шин рассчитаем наибольшее усилие, возникающее при коротком замыкании:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \frac{i_{уд}^2}{a}, \quad (42)$$

где $a = 0,8$ м – расстояние между фазами.

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \frac{6226^2}{0,8} = 18,96 \frac{\text{Н}}{\text{м}}.$$

Под воздействием силы f , действие которой на шину распределено равномерно, возникает изгибающий момент, который можно рассчитать по формуле:

$$M = \frac{f \cdot l^2}{10}; \quad (43)$$

$$M = \frac{18,96 \cdot 1,2^2}{10} = 2,73 \frac{\text{Н}}{\text{м}},$$

где l – длина пролета между изоляторами ($l = 1,2$ м).

Изгибающий момент, рассчитанный выше, создаёт в материале шины напряжение равное:

$$\sigma_{\text{рас}} = \frac{M}{W}; \quad (44)$$

$$\sigma_{\text{рас}} = \frac{2,73}{1,8} = 1,52 \text{ МПа},$$

где W – момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, см^3 .

Для однополосных шин:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} \quad (45)$$

$$W = \frac{0,4 \cdot 3^2}{6} = 1,8 \text{ см}^3$$

Для шин марки АД31Т допустимое напряжение составляет:

$$\sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа} \quad [6]$$

Шины можно считать механически прочными, так как выполняется условие $\sigma_{\text{доп}} > \sigma_{\text{рас}}$:

$$1,52 < 75 \text{ МПа}$$

Шины прошли проверку по всем условиям, значит, они выбраны верно.

Сведем все вышеописанные расчёты в таблицу 18.

Таблица 18 – Сопоставление расчётных и каталожных данных шин

Тип оборудования	Условия выбора	Каталожные данные	Расчётные данные
1	2	3	4
АД31Т	$I_{\text{дл.доп}} \geq I_{\text{max}}$ $q \geq q_{\text{min}}$ $\sigma_{\text{доп}} > \sigma_{\text{рас}}$	$I_{\text{дл.доп}} = 505 \text{ А}$ $q = 150 \text{ мм}^2$ $\sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа}$	$I_{\text{max}} = 311,42 \text{ А}$ $q_{\text{min}} = 12,912 \text{ мм}^2$ $\sigma_{\text{рас}} = 1,52 \text{ МПа}$

Кроме самих шин необходимо выбрать опорные изоляторы, на которых они будут крепиться. Выбор опорных изоляторов проводят по следующим условиям [6]:

1. по номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$$

2. по месту установки (внутренняя или наружная);

3. по допустимой нагрузке, что значит расчетная сила $F_{расч}$, которая действует на изолятор, должна быть меньше допустимой нагрузке на головку изолятора $F_{дон}$:

$$F_{расч} \leq F_{дон} \quad (46)$$

$$F_{дон} = 0,6 \cdot F_{разр} \quad (47)$$

Согласно ПУЭ, расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки, приводимой в паспортных данных на изоляторы.

Расчетная сила, действующая на изолятор:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7}, \quad (48)$$

где a – расстояние между фазами;

l – длина пролета между изоляторами, м.

Установим опорные изоляторы типа ИО-10-3,75 – изолятор опорный керамический, предназначенный крепления токоведущих частей в распределительных пунктах 10 кВ, внутренней установки, для которого минимальная разрушающая сила на изгиб равна $F_{дон} = 3750$ Н.

Допустимая нагрузка на головку изолятора данного типа:

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н.}$$

Расчетная сила, действующая на изолятор:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{6226^2}{0,8} \cdot 6 \cdot 10^{-7} = 50 \text{ Н.}$$

Проверка по условию (46):

$$50 \leq 3750 \text{ Н.}$$

Изолятор прошел проверку и может быть принят к установке.

7 РЕКОНСТРУКЦИЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЧАСТИ ГОРОДА БЕЛОГОРСК

7.1 Реконструкция электроснабжения части города Белогорск 0,4 кВ

Выбирается необходимое количество линий для питания потребителей. При этом мощность распределяется по возможности равномерно, чтобы обеспечить схеме большую гибкость при оперативных включениях и отключениях. Трасса линии выбирается так, чтобы не загромождать проезжую часть и обходится без дополнительных опор при устройстве вводов в здания.

Расчетная нагрузка линий до 1 кВ жилых домов определяется:

$$P_{p.l} = P_{\max} + \sum_{i=1}^n P_{зди} \cdot K_{yi} \quad (49)$$

где P_{\max} – наибольшая нагрузка здания из числа зданий питаемых по линии кВ;

$P_{зди}$ – расчетная нагрузка зданий питаемых по линии, кВ;

K_y – коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок.

Выбор сечения осуществляется по расчетному току с последующей проверкой выбранного сечения проводов на потерю напряжения. Для параллельно работающих линий в качестве расчетного тока принимается ток после аварийного режима. По справочным данным в зависимости от расчетного тока определяют ближайшее стандартное сечение. Это сечение приводится для конкретных условий среды и способа прокладки проводов.

Расчетный ток определяется по формуле:

$$I_p = \frac{P_{p.l}}{U_n \cdot \sqrt{3}}, \quad (50)$$

где $P_{p.l}$ - расчетная нагрузка линии, кВт;

$U_{ном}$ - номинальное напряжение, кВ.

По расчетному току определяется сечение линий.

Выбранное сечение провода должно быть проверенно:

- на допустимые токовые нагрузки по условию нагрева в нормальном и послеаварийном режимах;
- на термическую стойкость провода при токах КЗ;
- на допустимое отклонение напряжения у потребителя;
- на обеспечение надежного срабатывания плавких предохранителей или автоматических выключателей при однофазных и междуфазных КЗ и перегрузках.

Согласно ГОСТ 32144-2013 нормально допустимое значение отклонения напряжения 5 %, предельно допустимое –10 %.

Потеря напряжения в линиях определяется по формуле.

$$\Delta U = \frac{I \cdot L \cdot \sqrt{3}}{U_{ном}} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot 100 \%, \quad (51)$$

где I - рабочий максимальный ток, А;

L - длина линии в км;

U_{ном} - номинальное напряжение, кВ;

r₀ и x₀ - удельные активное и индуктивное сопротивление Ом/км.

Линии электропередачи до 20 кВ на селитебной зоне территории городов, в районах застройки зданиями высотой 4 этажа и выше должны выполняться, как правило, кабельными. В районах застройки зданиями до 3 этажей линии электропередачи следует, как правило, выполнять воздушными.

В нашем случае дома в основном частные одноэтажные и небольшое количество домов высотой 3 и выше этажа.

Для воздушных линий электропередач будем использовать самонесущие изолированные провода (СИП 2 и СИП1). Для ответвлений ВЛИ до 1 кВ к вводам в здания примем коаксиальные ввода.

На воздушных линиях электропередачи 0,38 – 10 кВ примем железобетонные опоры. Так как реконструируемые линии обслуживаются

одной организацией, то подвеска проводов 0,38 кВ и 10 кВ осуществляется на одних опорах [5].

Рассмотрим на примере первой линии ТП-122. На этой линии принят СИП 2 сечением 3×50+1×54,6. Найдем отклонение напряжения по формуле.

$$\Delta U = \frac{109,536 \cdot 0,41 \cdot \sqrt{3}}{400} \cdot (0,625 \cdot 0,98 + 0,085 \cdot 0,2) \cdot 100\% = 12,24 \% .$$

Отклонение напряжения слишком большое. Исходя из того, что возможен рост нагрузки, примем СИП 2 сечением 3х95+1х70, тогда потеря напряжения составит:

$$\Delta U = \frac{109,536 \cdot 0,41 \cdot \sqrt{3}}{400} \cdot (0,329 \cdot 0,98 + 0,081 \cdot 0,2) \cdot 100\% = 6,58 \% .$$

Расчет сечений остальных линий и их проверка выполнен в программе Mathcad 15 (Приложение Б). Результаты проверки и измененные сечения приведены в таблицу 19.

Таблица 19 – Сечение провода на напряжение 0,4 кВ

Но-мер ТП	Но-мер ВЛ	Длина линии, км	Ток линии, А	Потеря напряжения, %	Сечение провода
1	2	3	5	6	7
122	1	0,41	109,536	6,585	СИП 2 3х95+1х70
	2	0,486	18,11	4,738	СИП 2 3×25+1×35
127	1	0,24	43,464	5,615	СИП 2 3х25+1х35
120	1	0,1	84,877	2,314	СИП 2 3×50+1×70
	2	0,2	48,694	5,243	СИП 2 3×25+1×35
	3	0,2	71,669	3,907	СИП 2 3×50+1×70
	4	0,45	94,065	6,207	СИП 2 3×95+1×70
99	1	0,2	162,778	4,384	СИП 2 3×120+1×70
	2	0,6	55,158	6,504	СИП 2 3×70+1×54,6
	3	0,2	119,319	3,499	АПВБШп 1×95

1	2	3	4	5	6
99	4	0,2	139,887	4,102	АПвБШп 1×95
	5	0,2	119,319	3,499	АПвБШп 1×95
42	1	0,1	160,454	2,352	АПвБШп 1×95
	2	0,15	160,454	3,529	АПвБШп 1×95
	3	0,2	160,454	4,705	АПвБШп 1×95
	4	0,88	3,073	2,26	СИП 2 3×16+1×25
41	1	0,15	35,241	4,418	АПвБШп 1×16
	2	0,5	81,133	5,463	СИП 2 3×120+1×95
96	1	0,05	13,886	0,58	СИП 2 1×16+1×25
	2	0,5	62,71	4,597	СИП 2 3×95+1×70
	3	0,4	104,501	6,129	СИП 2 3×95+1×70
	4	0,4	126,441	6,811	СИП 2 3×120+1×95
	5	0,1	54,33	2,103	АПвБШп 1×35
92	1	0,14	9,055	0,491	СИП 2 3×35+1×50
	2	0,14	9,055	0,491	СИП 2 3×35+1×50
	3	0,25	6,719	0,65	АПвБШп 1×35
	4	0,1	82,698	2,254	АПвБШп 1×50
81	1	0,2	179,651	4,838	СИП 2 3×120+1×95
	2	0,05	29,875	1,248	СИП 2 3×16+1×25
	3	0,1	56,536	3,043	СИП 2 3×25+1×35
	4	0,14	18,11	0,981	АПвБШп 1×35
70	1	0,2	207,212	5,581	СИП 2 3x120+1x95
	2	0,2	103,024	5,616	СИП 2 3x50+1x50
	3	0,22	184,374	5,948	СИП 2 3x95+1x70
82	1	0,05	129,084	0,869	АПвБШп 1×120
	2	0,05	77,876	0,765	АПвБШп 1×70
	3	0,1	234,692	2,232	АПвБШп 1×150

1	2	3	4	5	6
82	4	0,15	242,079	3,454	АПвБШп 1×150
	5	0,25	252,714	4,958	АПвБШп 1×185
	6	0,45	16,299	3,948	АПвБШп 1×25
	7-1	0,01	325,864	1,754	АПвБШп 1×25
	7-2	0,2	325,864	4,443	СИП 2 3x120+1x95
	8	0,05	66,187	1,781	АПвБШп 4×25
	9	0,4	45,275	4,936	СИП 2 3x50+1x54,6
125	1	0,025	577,549	3,936	АПвБШп 4×50
23	1	0,16	247,271	5,328	СИП 2 3x120+1x95
	2	0,1	139,887	2,051	АПвБШп 1×95
	3	0,15	201,637	4,435	АПвБШп 1×95
	4	0,1	181,048	2,655	АПвБШп 1×95
	5	0,2	201,568	5,429	СИП 2 3×120+1×95
23	6	0,15	265,785	5,369	СИП 3 1×120
	7	0,15	214,812	4,725	СИП 3 1×120

7.2 Реконструкция электроснабжения части города Белогорска 10 кВ

Для выбора провода питающего ТП, необходимо определить расчетные электрические нагрузки на стороне 10 кВ.

Расчетные электрические нагрузки городских сетей 10 кВ определяются умножением суммы расчетных нагрузок трансформаторов отдельных ТП, присоединенных к данному элементу сети (РП, ЦП, линий и др.), на коэффициент, учитывающий совмещение максимумов их нагрузок. Коэффициент мощности для линии 10(6) кВ в период максимума нагрузки принимается равным 0,92. К расчетной нагрузке прибавляются и потери в трансформаторах.

Подробный расчет, для всех ТП приведен в Приложении Б, результаты сведены в таблицу 20.

Таблица 20 – Расчетная электрическая нагрузка на стороне 10 кВ

Номер ТП	Коэффициент загрузки	Потери в трансформаторах, кВА	Расчетная нагрузка, кВА
1	2	3	4
ТП 122	0,6	3,798	147,28
ТП 127	0,5	1,1	50,18
ТП 125	0,52	9,84	667
ТП 120	0,85	13,078	347,19
ТП 99	0,56	11,18	711,03
ТП 42	0,55	17,06	558,99
ТП 41	0,83	4,93	135,6
ТП 23	0,52	95,55	1693,72
ТП 96	0,65	3,86	415,46
ТП 92	0,76	4,2	124,99
ТП 81	0,68	26,07	693,52
ТП 70	0,89	7,22	569,67
ТП 82	0,5	87,58	1622,38

Выбор сечений осуществляется по формуле

$$I_p = \frac{S_p}{U_H \cdot \sqrt{3}} \cdot \quad (52)$$

Таблица 21 – Сечение провода на напряжение 10 кВ

Номер ТП	Расчетная нагрузка, кВ·А	Ток, А	Сечение провода, мм ²	Длина линии, км
1	2	3	4	5
ТП 122	147,28	4,91	СИП 3 1×35	0,4
ТП 127	50,18	1,67	СИП 3 1×35	0,25
ТП 125	667	22,24	СИП 3 1×35	0,54
ТП 120	347,19	11,58	СИП 3 1×35	0,2
ТП 99	711,03	23,707	АПвПуг 1×10	0,017
			СИП 3 1×35	0,3
ТП 42	558,99	18,638	АПвПуг 1×10	0,02
ТП 41	135,6	4,52	СИП 3 1×35	0,15
ТП 23	1693,72	56,47	АПвПуг 1×50	0,1
			СИП 3 1×35	0,16
ТП 96	415,46	13,85	АПвПуг 1×10	0,03
			СИП 3 1×35	0,05
ТП 92	124,99	4,17	АПвПуг 1×25	0,06
			СИП 3 1×35	0,04
ТП 81	693,52	23,12	СИП 3 1×35	0,05
ТП 70	569,67	16,44	СИП 3 1×50	2,08
ТП 82	1622,38	63,418	АПвПуг 1×25	0,03
			СИП 3 1×50	2,08

Выбираем провод марки СИПЗ.

Таблица 22 – Проверка по потере напряжения

Номер ТП	Расчетная нагрузка, кВ·А	Ток, А	Длина линии, м	Потеря напряжения, %
1	2	3	4	5
ТП 122	147,28	4,91	0,4	0,059
ТП 127	50,18	1,67	0,25	0,161
ТП 125	667	22,24	0,54	0,348
ТП 120	347,19	11,58	0,2	0,069
ТП 99	711,03	23,707	0,017	0,037
			0,3	0,212
ТП 42	558,99	18,638	0,02	0,034
ТП 41	135,6	4,52	0,15	0,02
ТП 23	1693,72	56,47	0,1	0,118
			0,16	0,267
ТП 96	415,46	13,85	0,03	0,038
			0,05	0,021
ТП 92	124,99	4,17	0,06	0,009
			0,04	0,004
ТП 81	693,52	23,12	0,05	0,034
ТП 70	569,67	16,44	2,08	1,188
ТП 82	1622,38	63,418	0,03	0,059
			2,08	2,341

Итак, выбираем провод СИПЗ, для того чтобы обеспечить надежное электроснабжение проектируемого района питающую линию делаем двухцепной.

7.3 Преимущества использования СИП

Провода СИП предназначены для передачи и распределения электрической энергии в воздушных силовых и осветительных сетях на

напряжение до 0,6/1 кВ (СИП-1А; 2А; 4; 5) и до 20 кВ (СИП-3).

Преимущественная область применения СИП: для магистральных воздушных линий электропередач и ответвлений к вводам в жилые дома.

Преимущества самонесущих изолированных проводов:

1) Резкое снижение (до 80 %) эксплуатационных затрат, вызванное высокой надежностью и бесперебойностью энергообеспечения потребителей, т.к. исключены короткие замыкания из-за схлестывания при вибрационной пляске проводов, обрывы из-за падения деревьев, гололедообразования и снегонапления.

2) Уменьшение затрат на монтаж ВЛИ, связанное с вырубкой более узкой просеки в лесной местности, возможностью вести монтаж проводов по фасадам зданий в условиях городской застройки, применением более коротких (4 метра вместо 6) опор, отсутствием изоляторов и дорогостоящих траверс (для ВЛИ-0,4 кВ), возможностью совместной подвески на уже существующих ВЛ низкого, высокого напряжения и линиях связи.

3) Снижение электропотерь в линии из-за уменьшения более чем в три раза реактивного сопротивления изолированных проводов по сравнению с неизолированными.

4) Простота монтажных работ, возможность подключения новых абонентов под напряжением, без отключения остальных от энергоснабжения и как следствие сокращение сроков ремонта и монтажа.

5) Высокая пожаробезопасность ВЛИ, связанная с исключением коротких замыканий при схлестывании фазных проводников и применением грозозащитных устройств.

6) Значительное снижение несанкционированных подключений к линии и случаев вандализма и воровства.

7) Улучшение общей эстетики в городских условиях.

8) Значительное снижение случаев поражения электротоком при монтаже, ремонте и эксплуатации линии.

СИП 1- провод самонесущий изолированный с основными алюминиевыми токопроводящими жилами, с изоляцией из светостабилизированного сшитого полиэтилена (ПЭ), с нулевой несущей неизолированной жилой из сплава алюминия.

Таблица 23 – Характеристика СИП

Диапазон температур эксплуатации от	-60°С до +50°С
Монтаж проводов должен производиться при температуре не ниже	-20°С
Допустимый нагрев токопроводящих жил при эксплуатации не более	90°С
Допустимый нагрев токопроводящих жил при коротком замыкании	не более 250°С
Радиус изгиба при монтаже и установленного на опорах провода	не менее 10 наружных диаметров провода
Гарантийный срок эксплуатации	3 года с даты ввода провода в эксплуатацию, но не позднее 6 месяцев с даты изготовления

СИП 2 - провод самонесущий изолированный с основными алюминиевыми токопроводящими жилами и нулевой несущей жилой из сплава алюминия. Все жилы изолированы светостабилизированным сшитым полиэтиленом

СИП 1 и СИП 2 предназначены для воздушных линий электропередачи (ВЛ) на номинальное напряжение до 0,6/1кВ включительно номинальной частотой 50 Гц. Преимущественная область применения: для ВЛ и ответвлений от ВЛ к вводам в жилые помещения, хозяйственные постройки в атмосфере воздуха типов II и III по ГОСТ 15150-69.

СИП 3- Провод самонесущий защищенный с токопроводящей жилой из сплава алюминия, с защитной изоляцией из светостабилизированного сшитого ПЭ.

Провода СИП-3 применяются для воздушных линий электропередачи напряжение 10-20 кВ для сетей на напряжение 10, 15 и 20 кВ и 35 кВ (для сетей на напряжение 35 кВ) номинальной частотой 50 Гц в атмосфере воздуха типов II и III по ГОСТ 15150-69.

8 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ПОДСТАНЦИИ

Релейная защита и автоматика – это устройства, предназначенные для мгновенного определения повреждений в сетях и быстрого их отключения с целью сохранения нормальной работы системы.

В связи с этим к устройствам релейной защиты предъявляют ряд требований:

- селективность (избирательность) - устройства релейной защиты должны обладать способностью верно определять и отключать только поврежденный элемент сети;

- быстродействие - чем быстрее отключится поврежденный участок сети, тем меньше будут последствия для всей энергосистемы в целом. Время срабатывания современных устройств РЗ находится в пределах 0,01 – 0,1 с. Основная защита работает без выдержки времени совсем;

- чувствительность - защита должна безошибочно реагировать даже на минимальные токи короткого замыкания, при этом не только в своей зоне, но и на смежных участках, но с определенной выдержкой времени;

- надежность - защита должна надежно выполнять свои функции.

Из вышеперечисленного становится ясно, что релейная защита делится на основную и резервную. Основная защита должна реагировать на повреждения на всем защищаемом участке, а также иметь время срабатывания меньше, чем у других защит. Остальные защиты, установленные на этом участке, будут считаться резервными.

В этой главе необходимо выбрать, какие устройства релейной защиты необходимо установить на линиях 10 кВ, на трансформаторах КТП, а также определиться с необходимостью установки в сети устройств автоматики.

Выбор средств РЗА в данной работе был осуществлен согласно рекомендациям, изложенным в «Правилах устройства электроустановок».

8.1 Дифференциальная токовая защита трансформатора

Продольная дифференциальная токовая защита, действующая без

выдержки времени на отключение повреждённого трансформатора от неповреждённой части электрической системы и других электроустановок с помощью выключателей. Такая защита выполняется на одиночных трансформаторах мощностью 6,3 МВ·А и более, а также на параллельно работающих трансформаторах мощностью 4,0 МВ·А.

Трансформаторы тока для продольной дифференциальной токовой защиты устанавливаются с обеих сторон защищаемого трансформатора. Для двухобмоточных трансформаторов, имеющих схему соединения обмоток Y/Δ, вторичные обмотки трансформаторов тока на стороне высшего напряжения, как правило, соединяются в треугольник, а на стороне низшего напряжения в неполную звезду, при этом в дифференциальной цепи устанавливаются два реле.

Продольная дифференциальная токовая защита осуществляется с применением цифровых реле Сириус-Т, обладающих улучшенной отстройкой от бросков намагничивающего тока, переходных и установившихся токов небаланса.

Чувствительность дифференциальной защиты проверяется при КЗ на выводах с учётом влияния на ток, протекающий в реле регулирования напряжения (РПН) при работе устройства автоматического регулирования коэффициента трансформации.

Наименьшее значение коэффициента чувствительности – 2. Защита действует на отключение повреждённого трансформатора. Расчет выполняется в порядке показанном ниже.

Номинальный ток на рассматриваемой стороне трансформатора:

$$I_{T.НОМ} = \frac{S_{T.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (53)$$

где $S_{T.НОМ}$ - номинальная мощность трансформатора, МВА;

$U_{НОМ}$ - номинальное напряжение соответствующей обмотки, кВ.

$$I_{T.HOM.BH.} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 65,98 \text{ A};$$

$$I_{T.HOM.HH.} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 230,94 \text{ A};$$

Вторичные токи текущие в плечах дифференциальной защиты

$$I_{ВТОР.i} = \frac{k_{CX} \cdot I_{T.HOM}}{n_{Ti}}, \quad (54)$$

где k_{CX} - коэффициент схемы соединения вторичных обмоток ТТ (присоединении обмоток в звезду $k_{CX} = 1$; при соединении обмоток в треугольник $k_{CX} = \sqrt{3}$;

n_{Ti} - коэффициент трансформации ТТ (300/5 = 60 ВН, 1500/5=300 НН).

$$I_{ВТОР.BH.} = \frac{1 \cdot 65,98}{60} = 1,1 \text{ A};$$

$$I_{ВТОР.HH.} = \frac{\sqrt{3} \cdot 230,94}{300} = 1,3 \text{ A};$$

Ток срабатывания защиты выбирается исходя из двух условий: отстройки от броска тока намагничивания и отстройки от максимального тока небаланса.

Отстройка от броска апериодического тока намагничивания

$$I_{C.3.} = k_H \cdot I_{T.HOM}, \quad (55)$$

где $I_{T.HOM}$ - номинальный ток силового трансформатора со стороны питания, А;

k_H - коэффициент надежности; $k_H = 1,1 \dots 1,5$.

$$I_{C.3.} = 1,5 \cdot 65,98 = 98,97 \text{ A};$$

Отстройка от максимального тока небаланса

$$I_{C.3} = k_H \cdot I_{НБ.МАКС} , \quad (56)$$

где k_H - коэффициент надежности; $k_H = 1,3$;

$I_{НБ.МАКС}$ - максимальный ток небаланса, А.

$$I_{НБ.МАКС} = I_{НБ}^I + I_{НБ}^{II} + I_{НБ}^{III} + I_{НБ}^{IV} , \quad (57)$$

где $I_{НБ}^I$ - первая составляющая тока небаланса, обусловленная неидентичностью характеристик намагничивания трансформаторов тока, А;

$I_{НБ}^{II}$ - вторая составляющая тока небаланса, связанная с наличием у силовых трансформаторов устройств РПН, А;

$I_{НБ}^{III}$ - третья составляющая тока небаланса, появляющаяся при неравенстве вторичных токов в плечах защиты, А;

$I_{НБ}^{IV}$ - первая составляющая тока небаланса, обусловленная несоответствием расчетных чисел витков обмоток быстронасыщающегося трансформатора установленным, А.

Первая составляющая тока небаланса

$$I_{НБ}^I = k_a \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{РАСЧ}^{(3)} , \quad (58)$$

где k_a - коэффициент, учитывающий наличие в токе КЗ апериодической составляющей;

$k_{одн}$ - коэффициент, учитывающий неоднотипность трансформаторов тока в схеме защиты;

ε - погрешность трансформаторов тока; принимается равной 0,1;

$I_{РАСЧ}^{(3)}$ - периодическая слагающая тока внешнего металлического трехфазного КЗ на стороне, противоположной источнику питания, А.

$$I_{НБ.}^I = 1.1 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 3069 = 337,59 \text{ A};$$

Вторая составляющая тока небаланса

$$I_{НБ.}^{II} = \left(\frac{\Delta N_{\alpha} \%}{100} * k_{ток.\alpha} \right) * I_{РАСЧ}^{(3)}, \quad (59)$$

где $\Delta N_{\alpha} \%$ - пределы регулирования напряжения трансформатора;

$k_{ток.\alpha}$ - коэффициент токораспределения.

$$I_{НБ.}^{II} = \left(\frac{10}{100} \cdot 1 \right) \cdot 3069 = 306,9 \text{ A};$$

Третья составляющая при использовании дифференциальной защиты с применением токовых реле не учитывается. Четвертую составляющую в первом цикле расчетов не учитывают.

$$I_{СЗ.}^I = 1.3 \cdot (337,59 + 306,9) = 837,84 \text{ A};$$

Ток срабатывания $I_{СЗ}$ отстраивается от броска тока намагничивания

$$I_{СЗ} = 1,3 \cdot I_{НОМ}; \quad (60)$$

$$I_{СЗ.}^I = 1.3 \cdot 65,98 = 85,77 \text{ A};$$

Берется большее из двух значений тока срабатывания защиты, т.е. $I_{СЗ} = 837,84 \text{ A}$.

Ток срабатывания реле

$$I_{С.Р.} = \frac{\sqrt{3} \cdot 837,84}{60} = 24,18 \text{ A};$$

Ток в катушке реле в предположении, что он проходит по трансформаторам тока только на одной из сторон

$$I_{Р.ПОЛН} = \frac{I_{кз.ВН}}{n_{Т.ВН}}, \quad (61)$$

где $I_{КЗ.ВН}$ - ток протекающий при указанном повреждении по стороне высшего напряжения трансформатора и приведенный к соответствующей ступени напряжения, А;

$n_{Т.ВН}$ - коэффициент трансформации трансформатора тока, установленного на высшем напряжении.

$$I_{Р.ПОЛН} = \frac{3069}{60} = 51,15 \text{ А};$$

Предварительная проверка на чувствительность

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{Р.ПОЛН}}{I_{С.Р.}}, \quad (62)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{51,15}{24,18} = 2.12 \geq 1.5.$$

8.2 Максимальная токовая защита трансформатора

Максимальная токовая защита срабатывает при увеличении тока защищаемого элемента сверх установленного тока срабатывания (уставки).

Увеличение тока может произойти и в результате внезапного подключения к защищаемому элементу дополнительной нагрузки, например в результате действия АВР или отключения параллельно работающего элемента.

По принципу действия максимальная токовая защита реагирует на увеличение тока вне зависимости от причины, вызвавшей увеличение тока. Поэтому для предотвращения излишних (неселективных) срабатываний при внешних КЗ. логическая часть защиты должна обязательно иметь орган выдержки времени, замедляющий ее действие на время, необходимое для срабатывания защиты поврежденного элемента. А для предотвращения излишних срабатываний при перегрузках измерительная часть защиты должна иметь ток срабатывания (уставку), больший, чем максимально возможный ток перегрузки

На понижающих двухобмоточных трансформаторах максимальная токовая защита устанавливается со стороны питания и со стороны каждой секции.

Ток срабатывания защиты определяется по формуле:

$$I_{C.3.} = \frac{K_H \cdot K_{CAM}}{K_B} \cdot I_{T.HOM.}, \quad (63)$$

где K_H - коэффициент надежности; $K_H = 1,3$;

K_{CAM} - коэффициент самозапуска; $K_{CAM} = 1,5 \div 2$;

K_B - коэффициент возврата для микропроцессорных реле; $K_B = 0,95$.

Выбор времени МТЗ

$$t_{ЗАЩ} = t_L + \Delta t, \quad (64)$$

где t_L - наибольшая выдержка времени защиты присоединения, с которой ведется согласование, с;

Δt - ступень селективности для микропроцессорных защит, с;

$\Delta t = 0,25-0,3$ с.

Для оценки чувствительности защиты определяется коэффициент чувствительности

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{K3.MIN}}{I_{C.3.}}, \quad (65)$$

где $I_{K3.MIN}$ - ток двухфазного короткого замыкания за трансформатором в минимальном режиме работы сети, А.

Коэффициент чувствительности должен быть не менее 1,5 при коротком замыкании в основной зоне и не менее 1,2 – при коротком замыкании в зоне резервирования.

Максимальная токовая защита на стороне 10 кВ

$$I_{C.з.} = \frac{1,3 \cdot 1,5}{0,95} \cdot 230,94 = 474,03 A;$$

$$I_{C.р.} = \frac{1 \cdot 474,03}{300} = 1,58 A;$$

$$K_{\eta} = \frac{2658}{474} = 5,61 \geq 1,5;$$

$$t_{C.з.} = 1 + 0,25 = 1,25 \text{ с.}$$

В представленном выше расчете видно, что максимальная токовая защита удовлетворяет условиям чувствительности.

На стороне 35 кВ и на стороне 10 кВ выбирается защита на базе блока микропроцессоров компании Сириус-Т.

8.3 Защита трансформатора от перегрузок

Перегрузка обычно является симметричным режимом трансформатора, характеризующимся появлением сверхтоков во всех фазах. Поэтому защита от перегрузки выполняется одним реле тока. Защиту от перегрузки устанавливаем со стороны питания.

Перегрузка трансформаторов обычно, бывает симметричной. Поэтому защита от перегрузки выполняется с помощью максимальной токовой защиты, включенной на ток одной фазы. Защита действует с выдержкой времени на сигнал, а на необслуживаемых подстанциях — на разгрузку или отключение трансформаторов. На двухобмоточных трансформаторах защита от перегрузки устанавливается со стороны основного питания. На трехобмоточных трансформаторах при двустороннем питании — со стороны основного питания и со стороны обмотки, где питание отсутствует, а при трехстороннем питании — со всех трех сторон.

Ток срабатывания защиты равен (А):

$$I_{C.з.} = \frac{K_H}{K_B} \cdot I_{T.НОМ}, \quad (66)$$

где K_H - коэффициент надежности; $K_H = 1,05$.

Вторичный ток срабатывания защиты

$$I_{C.P.} = k_{CX} \cdot \frac{I_{C.З.}}{n_T}, \quad (67)$$

Производится расчет защиты от перегрузок.

$$I_{C.З.} = \frac{1.05}{0.95} \cdot 65,98 = 72,92 \text{ A};$$

$$I_{C.P.} = \frac{\sqrt{3} \cdot 72,92}{60} = 2,11 \text{ A};$$

По найденному току выбираем уставку срабатывания 2,11 А. Время срабатывания защиты принимается равным $t_{C.З.} = 1,5 \text{ с}$.

8.4 Газовая защита трансформатора

Основным элементом газовой защиты является газовое реле KSG, устанавливаемое в маслопроводе между баком и расширителем. Устанавливаем на трансформатор реле РГТ-80.

Газовая защита получила широкое распространение в качестве весьма чувствительной защиты от внутренних повреждений трансформаторов. Повреждения трансформатора, возникающие внутри его кожуха, сопровождаются электрической дугой или нагревом деталей, что приводит к разложению масла и изоляционных материалов и образованию летучих газов. Будучи легче масла, газы поднимаются в расширитель, который является самой высокой частью трансформатора и имеет сообщение с атмосферой. При интенсивном газообразовании, имеющем место при значительных повреждениях, бурно расширяющиеся газы создают сильное давление, под влиянием которого масло в кожухе трансформатора приходит в движение, перемещаясь в сторону расширителя.

Достоинства газовой защиты: высокая чувствительность и реагирование практически на все виды повреждения внутри бака; сравнительно небольшое время срабатывания; простота выполнения, а также

способность защищать трансформатор при недопустимом понижении уровня масла по любым причинам. Наряду с ним защита имеет ряд существенных недостатков, основной из которых — нереагирование ее на повреждения, расположенные вне бака, в зоне между трансформатором и выключателями. Защита может подействовать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора, что может быть, например, при доливке масла, после ремонта системы охлаждения и др. Возможны также ложные срабатывания защиты на трансформаторах, установленных в районах, подверженных землетрясениям. В таких случаях допускается возможность перевода действия отключающего элемента на сигнал. В связи с этим газовую защиту нельзя использовать в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений.

8.5 Защита отходящих линий

В системах электроснабжения токовая защита выполняется либо одноступенчатой (на основе максимально токовой), либо двухступенчатой (на основе токовой отсечки без выдержки времени и максимальной токовой защиты).

Одноступенчатая защита на основе максимальной токовой с зависимой от тока характеристикой выдержки времени применяется наиболее часто для линий, питающих одну или несколько ТП 10/0,4 кВ, а также в тех случаях, когда обеспечивается лучшее согласование рассматриваемой защиты с защитами электроприемников. Защиту выполняем на базе блока микропроцессорной: «Сириус-В» – защита ввода; «Сириус-Л» – защита отходящей линии. Указанные устройства РЗА научно-производственного объединения фирмы «Радиус», г. Москва, являются современными цифровыми устройствами защиты и противоаварийной автоматики и представляют собой комбинированные многофункциональные приборы, объединяющие различные функции защиты, контроля, управления и сигнализации. Использование в устройствах современной микропроцессорной электронной базы обеспечивает высокую точность

измерений и постоянство характеристик, что позволяет существенно повысить чувствительность и быстрдействие защит, а также уменьшить ступени селективности.

Двухступенчатая токовая защита применяется для защиты линий, питающих ТП 10/0,4 кВ. Токовая отсечка (первая ступень) выполняется с использованием двух реле тока, промежуточного и указательного реле. Указательное реле отсечки обычно включают в цепь контакта выходного промежуточного реле. Максимальная токовая (вторая ступень) защита выполняется с использованием двух реле тока, реле времени и указательного реле.

Расчет защит линий 10 кВ заключается в определении их параметров срабатывания при условии обеспечения требований селективности, необходимой быстроты срабатывания и чувствительности.

Для определения параметров срабатывания определяют первичные токи, проходящие в месте установки защиты. Кроме указанных токов исходными данными для расчета являются: максимальный переходный ток нагрузки в защищаемой линии; коэффициенты трансформации и схемы соединения трансформаторов тока, к которым подключена защита; схема защиты; тип и характеристики защиты; параметры срабатывания защиты смежных элементов, получающих питание от защиты

Первичный ток срабатывания максимальной токовой защиты:

$$I_{с.з} \geq \frac{k_n}{k_B} \cdot I_{р.маx}, \quad (68)$$

где k_n – коэффициент надежности, обеспечивающий надежное несрабатывание защиты путем учета погрешности реле с необходимым запасом, для микропроцессорных защит равен 1,05 А;

$I_{р.маx}$ – максимальный ток в линии, А;

k_B – коэффициент возврата токового реле, для микропроцессорных защит принимается равным 0,95;

$$I_{C.3.} = \frac{1.05}{0.95} \cdot 63,418 = 70,09 A;$$

Ток срабатывания реле

$$I_{c.p.} = \frac{k_{cx}}{k_T} \cdot I_{c.3.}, \quad (69)$$

где k_{cx} – коэффициент схемы, равный 1 при соединении ТТ в неполную звезду;

k_T – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Для установленных на отходящих ВЛ 10 кВ трансформаторов тока типа ТОЛ-10 с $I_{ном} = 1500$ А

$$K_T = \frac{1500}{5} = 300;$$

$$I_{C.P..} = \frac{1 \cdot 70,09}{300} = 0,23 A;$$

Для микропроцессорного реле выбираем уставку тока 0,2 А (уставку можно выставлять с точностью 0,01А). При выбранной уставке ток срабатывания защиты

$$I_{c.3.} = \frac{I_{c.p.} \cdot k_T}{k_{cx}}, \quad (70)$$

$$I_{C.3.} = \frac{0,2 \cdot 300}{1} = 60 A;$$

Коэффициент чувствительности защиты в основной зоне $k_q \geq 1,5$

$$k_q = \frac{I_{к.min}^{(2)}}{I_{c.3.}}, \quad (71)$$

где $I_{к.мин}^{(2)}$ – минимальное значение двухфазного тока КЗ на шинах 10 кВ ТП
82;

$$K_{\text{ч}} = \frac{1902}{60} = 31,7 \geq 1,5.$$

Указанное значение удовлетворяет условию чувствительности в основной зоне.

9 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ ПОДСТАНЦИИ ПРОМЫШЛЕННАЯ 35\10

Согласно ПУЭ электротехнические установки в отношении мер электробезопасности разделяются на:

Электроустановки выше 1 кВ в сетях с эффективно заземленной нейтралью, с большими (более 500А) токами замыкания на землю;

Электроустановки выше 1 кВ в сетях с изолированной нейтралью, с малыми токами замыкания на землю;

Электроустановки до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью;

Электроустановки до 1 кВ с изолированной нейтралью.

Электрической сетью с эффективно заземленной нейтралью называют трехфазную электрическую сеть выше 1 кВ, в которой коэффициент замыкания на землю не превышает 1,4. Под коэффициентом замыкания на землю понимается отношение разности потенциалов между неповрежденной фазой и землей в точке замыкания на землю другой или двух других фаз к разности потенциалов между фазой и землей в этой точке до замыкания.

Глухозаземленной нейтралью называется нейтраль трансформатора или генератора, присоединенная к заземляющему устройству непосредственно или через малое сопротивление (к примеру, через трансформаторы тока). Изолированная нейтраль – нейтраль трансформатора или генератора, не присоединенная к заземляющему устройству или присоединенная к нему через приборы сигнализации, измерения, защиты, заземляющие дугогасящие реакторы и подобные им устройства, имеющие большое сопротивление.

Заземление электроустановок осуществляется преднамеренным электрическим соединением с заземляющим устройством, которое представляет собой совокупность заземлителя и заземляющих проводников.

Заземлитель - проводник или совокупность металлически соединенных между собой проводников, находящихся в соприкосновении с землей.

Заземляющим проводником называется проводник, соединяющий заземляемые части заземлителя.

Различают следующие виды заземлений:

- Защитное - для обеспечения электробезопасности;
- Рабочее - для обеспечения нормальных режимов работы установки;
- Молниезащитное – для защиты электрооборудования от перенапряжений и молниезащиты зданий и сооружений.

В большинстве случаев одно и то же заземление выполняет несколько функций одновременно.

Если на заземлитель подать потенциал, то в точках земли, расположенных в непосредственной близости от него, возникнут потенциалы, измеряемые относительно удаленной точки. С удалением от места расположения заземлителя потенциал уменьшается (зависимость обратно пропорциональна расстоянию) и в удаленных точках близок к нулю. Таким образом, в качестве точек нулевого потенциала могут служить точки, достаточно удаленные от заземлителя (обычно достаточно расстояние в несколько десятков метров).

Крутизна кривой распределения потенциалов зависит от проводимости грунта: чем меньше проводимость грунта, тем более пологую форму имеет кривая, тем дальше расположены точки нулевого потенциала.

Сопротивление, которое оказывают току заземлитель и грунт, называется сопротивлением растеканию. В практике сопротивлению растекания соответствует термин "сопротивление заземлителя". Сопротивление заземлителя определяется отношением напряжения на заземлителе относительно точки нулевого потенциала к току, стекающему с заземлителя в землю.

Удельное сопротивление грунта зависит от его характера, температуры, содержания в нем влаги и электролитов. Геофизические изыскания верхних слоев земли показали, что электрическая структура грунта в большинстве случаев имеет вид выраженных слоев с различным сопротивлением и

практически с горизонтальными границами. В горизонтальном направлении удельное сопротивление обычно изменяется незначительно. В верхнем слое до глубины примерно 3 м наблюдаются заметные сезонные изменения удельного сопротивления, вызываемые изменениями температуры, количества и интенсивности выпадающих осадков и другими факторами. Наибольшее сопротивление имеет место в зимнее время при промерзании грунта и в летнее время при его высыхании. Измерение удельного сопротивления грунта обязательно, чтобы не тратить лишние средства на сооружение заземлений и чтобы не пришлось после сооружения установки осуществлять дополнительные мероприятия по расширению заземляющих устройств. Для получения достоверных результатов измерение удельного сопротивления следует производить для всех сезонов года. Чаще они проводятся в теплое время года, а увеличение сопротивления при высыхании или промерзании грунта учитывается повышающими коэффициентами.

Искусственные заземлители обычно выполняются из стальных вертикальных электродов (труб, уголков, стержней) с расположением верхнего конца у поверхности земли или ниже уровня земли на 0,5 — 0,7 м. При этом способе сопротивление заземления относительно стабильно из-за малости изменения влажности и температуры грунта.

При выборе размеров вертикальных электродов исходят из обеспечения требуемого сопротивления заземлителя при наименьшем расходе металла, механической устойчивости электрода при погружении в грунт, устойчивости к коррозии электродов, расположенных в грунте.

Устойчивость к коррозии электрода в земле в основном определяется его толщиной и площадью поверхности на единицу его длины. Для этих условий наиболее оптимальными являются круглые стержни, имеющие при равных сечениях наибольшую толщину и наименьшую поверхность. Сопротивление растеканию электрода определяется в основном его длиной и мало зависит от поперечных размеров электрода. Рекомендуется принимать длину вертикальных стержневых электродов 2 – 5 м, а электродов из

стального уголка 2,5 – 3 м. Применение электродов большей длины целесообразно при высоком сопротивлении грунта и малой площади, отводимой под устройство заземлителя.

Погруженные в грунт вертикальные электроды соединяют стальными полосами или круглой сталью на глубине 0,5 – 0,7 м, приваренными к верхним концам вертикальных электродов. Обычно заземлитель состоит из нескольких параллельно соединенных электродов, расположенных на относительно небольших расстояниях друг от друга. Это вызывает экранирование, приводящее к относительному уменьшению объема грунта при растекании тока с каждого электрода, и увеличивает сопротивление заземлителя.

9.1 Расчёт заземления подстанции

ОРУ 35 кВ выполнено в виде блочной схемы с выключателями и неавтоматической ремонтной переключкой, с использованием металлических или унифицированных железобетонных конструкций.

Расчет заземления ОРУ в виде сетки.

Контур заземлителя сетки расположен с выходом за границы оборудования на 1.5 м, для того, чтобы человек не попал в зону с потенциалом.

ОРУ имеет размеры $A = 26$ м, $B = 14$ м.

Площадь использования под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5); \quad (72)$$

$$S = (26 + 2 \cdot 1,5) \cdot (14 + 2 \cdot 1,5) = 493 \text{ м}^2.$$

Для горизонтальных проводников в сетке выполненных в виде прутков, по условиям механической прочности, принимается диаметр равный $d = 10$ мм.

Производится проверка выбранного проводника по условиям:

1 Проверка сечения прутка по условиям механической прочности:

$$F_{mn} = \pi \cdot r^2, \quad (73)$$

$$F_{mn} = 3,14 \cdot 5^2 = 78,5 \text{ мм}^2.$$

2 Проверка сечения прутка по условиям термической стойкости:

$$F_{TC} = \sqrt{\frac{I_{K3}^2 \cdot t_{OTK}}{400 \cdot \beta}} \text{ мм}^2, \quad (74)$$

где $\beta = 21$ – коэффициент термической стойкости.

$$F_{TC} = \sqrt{\frac{5,8^2 \cdot 0,2}{400 \cdot 21}} = 28,301 \text{ мм}^2.$$

3 Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{KOP} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}) \text{ мм}^2, \quad (75)$$

$$S_{CP} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k, \quad (76)$$

где $T = 240$ мес. – время использования заземлителя, в месяцах за 20 лет;

a_k, b_k, c_k, α_k – коэффициенты аппроксимации, зависящие от типа грунта.

Для средней коррозионной активности принимается: $a_k = 0,0026$, $b_k = 0,00915$, $c_k = 0,0104$ и $\alpha_k = 0,0224$, [17, с 123].

$$S_{CP} = 0,0026 \cdot \ln^3 240 + 0,00915 \cdot \ln^2 240 + 0,0104 \cdot \ln 240 + 0,0224 = 0,782 \text{ мм}^2,$$

$$F_{KOP} = 3,14 \cdot 0,782 \cdot (10 + 0,782) = 26,485 \text{ мм}^2.$$

По приведенным выше условиям сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять следующему условию:

$$F_{МП} \geq F_{min} \geq F_{KOP} + F_{T.C.}; \quad (77)$$

$$F_{МП} = 78,5 \geq F_{min} = 54,786 \text{ мм}^2.$$

Принимается расстояние между полосами сетки $l_{n-n} = 6$ м, тогда общая длина полос в сетке будет равна:

$$L_r = (26 + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{14 + 2 \cdot 1,5}{6} + (14 + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{26 + 2 \cdot 1,5}{6} = 164,333 \text{ м.}$$

Количество горизонтальных полос по стороне А:

$$\frac{26 + 2 \cdot 1,5}{6} = 4,8.$$

Количество горизонтальных полос по стороне В:

$$\frac{14 + 2 \cdot 1,5}{6} = 2,8.$$

Принимается общее число горизонтальных полос:

$$n_r = 5 + 3 = 8.$$

Уточняется длина горизонтальных полос при представлении площади ОРУ квадратичной моделью со стороной $\sqrt{S} = \sqrt{493} = 22,204 \text{ м.}$

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1. \quad (78)$$

$$m = \frac{164}{2 \cdot \sqrt{493}} - 1 = 2,701$$

Принимается число ячеек $m = 3$.

Длина стороны одной ячейки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}, \quad (79)$$

$$b = \frac{\sqrt{493}}{3} = 7,401 \text{ м.}$$

Длина горизонтальных полос в расчетной квадратичной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1), \quad (80)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{493} \cdot (3 + 1) = 177,629 \text{ м.}$$

Определяется количество вертикальных электродов. Расстояние между вертикальными электродами принимается кратным длине стороны ячейки $a = 6$ м – расстояние между вертикальными электродами.

Тогда количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}. \quad (81)$$

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{493}}{6 \cdot 2} = 7.401$$

Принимается количество вертикальных электродов $n_B = 8$.

Определяется стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_S = \rho \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (82)$$

где A_{min} – коэффициент подобия, который зависит от отношения:

$$A_{min} = f \left(\frac{l_B}{\sqrt{S}} \right). \quad (83)$$

$$A_{min} = \frac{5}{\sqrt{493}} = 0,225$$

К дальнейшему расчету A_{min} принимается равным 0,32.

Стационарные сопротивления первого и второго слоев грунта соответственно равны:

$$R_{s1} = 20 \cdot \left(\frac{0,33}{\sqrt{493}} + \frac{l}{178 + 8 \cdot 5} \right) = 0,389 \text{ Ом};$$

$$R_{s2} = 4 \cdot \left(\frac{0,33}{\sqrt{493}} + \frac{l}{177,629 + 8 \cdot 5} \right) = 0,078 \text{ Ом}.$$

Импульсный коэффициент вычисляется по следующему выражению:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_M + 45)}}, \quad (84)$$

где I_M – ток молнии, кА.

$$\alpha_{u1} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{493}}{(20 + 320) \cdot (55 + 45)}} = 0,996,$$

$$\alpha_{u2} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{493}}{(4 + 320) \cdot (55 + 45)}} = 1,014.$$

Импульсные сопротивления первого и второго слоев грунта определяются по формуле:

$$R_u = R_S \cdot \alpha_u. \quad (85)$$

Таким образом:

$$R_{u1} = 0,389 \cdot 0,996 = 0,385 \text{ Ом};$$

$$R_{u2} = 0,078 \cdot 1,014 = 0,079 \text{ Ом}.$$

Расчет является верным, если выполняется условие: $R_{общ} \leq 0,5 \text{ Ом}$:

$$R_{общ} = R_{u1} + R_{u2} \quad . \quad (86)$$

$$R_{общ} = 0,385 + 0,079 = 0,464 \text{ Ом} \leq 0,5 \text{ Ом}.$$

Напряжение на заземляющем устройстве не должно превышать 5000 В :

$$U_3 = R_u \cdot I_3; \quad (87)$$

$$U_3 = 0,464 \cdot 5100 = 2366,4 \text{ В}.$$

где I_3 – расчетный ток замыкания на землю, А.

9.2 Расчет молниезащиты подстанции

Для защиты от прямых ударов молнии используют молниеотводы.

Молниеотвод – это возвышающаяся над защищаемым объектом через которое ток молнии, минуя защищаемый объект, отводится в землю.

Назначение молниеотвода – принять подавляющее большинство ударов молнии в пределах защищаемой территории и отвести ток молнии в землю.

Защитное действие молниеотводов характеризуется его зоной защиты, т. е. пространством вблизи молниеотвода вероятность попадания, которое не превышает допустимое значение в зависимости от типа зоны.

В России нормируется два типа зон:

зона защиты типа А – с вероятностью не менее 0,005 и $U \leq 500$ кВ;

зона защиты типа Б – с вероятностью не менее 0,05 и $U > 750$ кВ.

Для защиты от прямого удара молнии применяются стержневые молниеотводы, тросовые молниеотводы, а также молниезащитные сетки и металлические кровли. Если используется несколько молниеотводов, то зона защиты определяется как зона защиты попарно взятых соседних молниеотводов.

Зона защиты образуется четырьмя равновеликими стержневыми молниеотводами. Принимаю для молниеотводов 1, 2, высоту $h = 14$ м.

Определение очертаний торцевых частей зоны защиты выполняется по расчетным формулам, используемым для построения зоны защиты одиночных молниеотводов.

Зона защиты четырех одинаковых по высоте стержневых молниеотводов характеризуется следующими параметрами:

h – высота молниеотвода, м;

$h_{\text{ЭФ}}$ – высота защиты конуса, м;

$h_{\text{СТ}}$ – наименьшая высота внутренней зоны защиты в середине между равновеликими молниеотводами, м;

h_i – высота зоны защиты для защищаемого объекта, м;

r_0 – радиус основания зоны защиты на уровне земли, м;

r_{ix} – радиус основания зоны защиты на уровне высоты защищаемого объекта, м;

r_{icx} – половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли
середине между равновеликими молниеотводами для защищаемого объекта.

Эффективная высота молниеотвода, м:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h; \quad (88)$$

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot 17 = 14,45 \text{ м.}$$

Определяется радиус зоны защиты на уровне земли, м:

$$r_o = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h, \quad (89)$$

$$r_o = (1,1 - 0,002 \cdot 17) \cdot 17 = 18,122 \text{ м.}$$

Высота защищаемого объекта:

$$h_{IX} = 9 \text{ м} - \text{на уровне линейного портала};$$

Половина ширины зоны защиты в середине пролета на уровне земли, равна радиусу зоны защиты на уровне земли, так как при выполнении расчета, будет рассматриваться расстояние между двумя молниеотводами, которое удовлетворяет условию $h < L_{M-M} \leq 2 \cdot h$.

Радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта, м:

$$r_x = r_o \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}} \right); \quad (90)$$

$$r_{ix} = 18,122 \cdot \left(1 - \frac{9}{14,45} \right) = 6,835 \text{ м.}$$

Высота на уровне земли в середине между равновеликими молниеотводами, м:

$$h_{CG} = h_{\text{эф}} - (0,17 + 0,0003 \cdot h) \cdot (L - h); \quad (91)$$

$$h_{1-2CG} = 14,45 - (0,17 + 0,0003 \cdot 17) \cdot (20 - 17) = 13,925 .$$

Половина ширины зоны защиты в середине пролета на уровне защищаемого объекта, м:

$$r_{CXi} = r_{CO} \cdot \frac{h_{CF} - h_{iX}}{h_{CF}}$$

(92)

На уровне линейного портала:

$$r_{CX1}^{1-2} = 18,122 \cdot \frac{13,925 - 9}{13,925} = 6,409 \text{ м.}$$

9.3 Расчет грозоупорности ВЛ

Воздушные линии 35 кВ работают чаще всего с изолированной или компенсированной нейтралью, поэтому однофазные перекрытия на землю опасности не представляют: возникающая при однофазных перекрытиях дуга тока короткого замыкания гаснет. Грозовые отключения ВЛ возможны только при двухфазных или трехфазных перекрытия изоляции.

Причиной грозových отключений могут быть прямые удары молнии в линию, а также близкие удары молнии в землю, вызывающие индуктированные перенапряжения на проводах ВЛ.

Расчет грозоупорности включает в себя: удар молнии в опору и отключение линии из-за обратных перекрытий изоляции, а также удар молнии в провод и отключение линии из-за перекрытия изоляции.

1. Удар молнии в опору.

Принимаем опору на напряжение 35 кВ типа П 35-1, изображенную на рисунке 12.

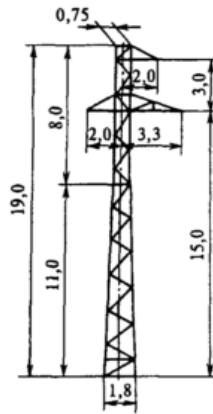


Рисунок 12 – Стальная промежуточная одноцепная опора ВЛ 35 кВ

Таблица 24 - Параметры опоры П 35-1

$l_{\text{прол}}, \text{ м}$	$h_{\text{пр.н}}, \text{ м}$	$h_{\text{пр.в}}, \text{ м}$	$h_{\text{тгр}}, \text{ м}$	$h_{\text{ср}}, \text{ м}$	$h_2, \text{ м}$
213,6	15	18	19	12	5,5

Стрела провеса троса в середине пролета:

$$f_{\text{пр}} = h_{\text{пр.в}} - h_2, \quad (93)$$

$$f_{\text{пр}} = 18 - 5,5 = 9,5$$

где h_2 - наименьшее допустимое расстояние от провода до земли в середине пролета, м;

$h_{\text{пр.в}}$ - высота подвеса верхнего провода на опоре, м.

Средняя высота подвеса провода:

$$h_{\text{ср.}} = h_{\text{пр.в}} - \frac{2}{3} \cdot f_{\text{пр.в}}; \quad (94)$$

$$h_{\text{ср.}} = 18 - \frac{2}{3} \cdot 9,5 = 11,667 \text{ м.}$$

Плотность разрядов молнии на землю:

$$p_0 = 0.05 \cdot N_{2.ч}, \quad (95)$$

где $N_{2.ч}$ - число грозových часов в год, $N_{2.ч} = 40$.

$$p_0 = 0.05 \cdot 40 = 2.$$

Общее число ударов молнии на 100 км длины линии:

$$N = 0,2 \cdot p_0 \cdot \left(\frac{d_{mp.mp}}{2} + 5h_{cp.} - \frac{2 \cdot h_{cp.}^2}{30} \right); \quad (96)$$

$$N = 0,15 \cdot 2 \cdot \left(\frac{0}{2} + 5 \cdot 12 + \frac{2 \cdot 12^2}{30} \right) = 19,704.$$

Число ударов молнии на 100 км линии:

$$N_{on} = 4 \cdot N \cdot \frac{h_{mp}}{l_{прол}}; \quad (97)$$

$$N_{on} = 4 \cdot 45,625 \cdot \frac{41}{430} = 17,575$$

$$N_{on} = 18.$$

Число изоляторов в гирлянде $n_{из} = 5$;

Высота 1 изолятора $H_{из} = 0,124$ м.

Длина разрядного пути:

$$l_{разр} = n_{из} \cdot H_{из} \text{ м.} \quad (98)$$

$$l_{разр} = 5 \cdot 0,124 = 0,62 \text{ м.}$$

Наибольшее длительно допустимое рабочее (линейное) напряжение согласно РД принимаем $U_{дл.дон} = 40,2$ кВ.

Коэффициент перехода импульсного перекрытия в дугу тока промышленной частоты:

$$\eta = \left(0,92 \cdot \frac{U_{дл.дон}}{L_{разр}} - 6 \right) \cdot 10^{-2}. \quad (99)$$

$$\eta = \left(1,6 \cdot \frac{40,2}{0,62} - 6 \right) \cdot 10^{-2} = 0,977$$

Т.к. $\eta > 0.9$, то принимаем $\eta = 0.9$.

Вероятность перекрытия линейной изоляции:

$$P_{on} = e^{-0,04 \cdot I_{кр}}, \quad (100)$$

где $I_{кр}$ - критический ток молнии, кА;

$$I_{кр} = \frac{U_{50\%}}{R_u}, \quad (101)$$

где $U_{50\%}$ - 50 % разрядное напряжение, кВ.

$$U_{50\%} = 340 \cdot k_{констр} \cdot k_E \cdot L_{разр} \cdot \left(1 + \frac{15}{t + 9.5} \right); \quad (102)$$

$$U_{50\%} = 340 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,62 \cdot \left(1 + \frac{15}{10^{-6} + 9.5} \right) = 378,969 \text{ кВ.}$$

Время перекрытия изоляции $t = 10^{-6}$.

Коэффициент, учитывающий разницу в конструкции изоляторов (т.к. чистая атмосфера) $k_{констр} = 1$.

Коэффициент, учитывающий снижение градиента разрядного напряжения с увеличением длины гирлянды $k_E = 1$.

Импульсное сопротивление заземлителя $R_u = 10 \text{ Ом}$.

$$I_{кр} = \frac{378,969}{10} = 37,897 \text{ кА.}$$

Удельное число грозовых отключений от обратных перекрытий линейной изоляции при ударе молнии в опору:

$$n_{on} = 0,5 \cdot N_{on} \cdot P_{on} \cdot \eta \quad (103)$$

$$n_{on} = 0,5 \cdot 19,704 \cdot 0,22 \cdot 0,9 = 1,947$$

2. Удар молнии в провод.

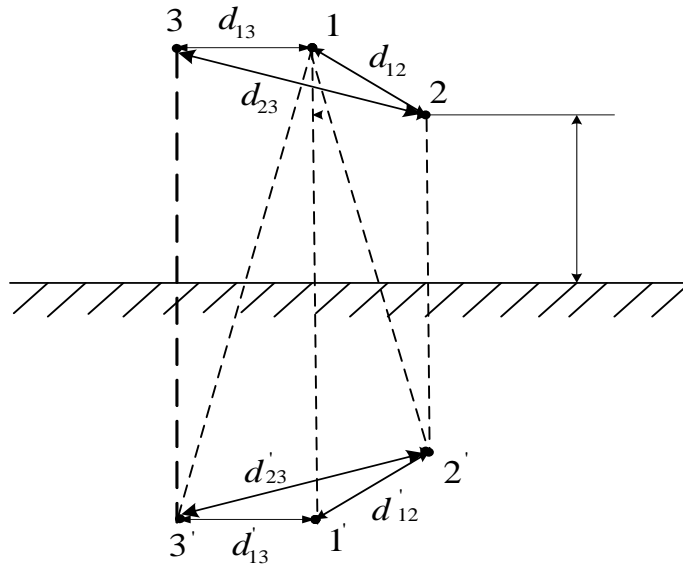


Рисунок 13 – Расстояние между проводами

$$Z_{11} = 60 \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot h_{cp.нр}}{r} \right). \quad (104)$$

$$Z_{11} = 60 \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot 12}{0.0084} \right) = 475,764 \text{ Ом}.$$

Расчет взаимных волновых сопротивлений:

$$d_{12} = 4,46 \text{ м};$$

$$d'_{12} = 32,548 \text{ м};$$

$$d_{13} = 4 \text{ м};$$

$$d'_{13} = 38,946 \text{ м}.$$

Волновые сопротивления:

$$Z_{12} = 60 \cdot \ln \left(\frac{d'_{12}}{d_{12}} \right), \quad (105)$$

$$Z_{12} = 60 \cdot \ln \left(\frac{32,548}{4,46} \right) = 119,256 \text{ Ом},$$

$$Z_{13} = 60 \cdot \ln \left(\frac{d'_{13}}{d_{13}} \right), \quad (106)$$

$$Z_{13} = 60 \cdot \ln\left(\frac{4}{38,946}\right) = 136,553 \text{ Ом.}$$

Волновое сопротивление коронируемой линии:

$$Z_{np.k} = \frac{Z_{11} + Z_{12} + Z_{13}}{3}. \quad (107)$$

$$Z_{np.k} = \frac{475,764 + 119,256 + 136,553}{3} = 243,858 \text{ Ом.}$$

Рассчитываем волновое сопротивление коронируемой ВЛ:

$$\beta = 1.16 \sqrt{\frac{\ln\left(\frac{1.5 \cdot h_{np6} \cdot E_{cp}}{U_{dl.don}}\right)}{\ln\left(\frac{2 \cdot h_{np6}}{r_{np}}\right)}}, \quad (108)$$

$$\beta = 1.16 \cdot \sqrt{\frac{\ln\left(\frac{1.5 \cdot 18 \cdot 21}{35}\right)}{\ln\left(\frac{2 \cdot 18}{0.0084}\right)}} = 1,09$$

где E_{cp} - средняя напряженность поля на границе коронного чехла.

Разрядное напряжение для импульса положительной полярности:

$$U'_{50\%} = 378,969 \text{ кВ.}$$

Волновое сопротивление коронирующей ВЛ:

$$Z_{np.K} = Z_{np.k} \cdot \beta \quad (109)$$

$$Z_{np.K} = 243,858 \cdot 1,09 = 265,913 \text{ Ом}$$

Крутизна тока молнии:

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{Z_{np.k}} \quad (110)$$

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot 378,969}{265,913} = 2,85 \text{ кА.}$$

Вероятность перекрытия линейной изоляции при ударе молнии в провод:

$$P_{np} = e^{-0,04 \cdot I_{сп}} . \quad (111)$$

$$P_{np} = e^{-0,04 \cdot 2,85} = 0,892$$

Удельное число грозových отключений ВЛ из-за ударов молнии в провод:

$$n_{np} = 0,5N \cdot P_{np} \cdot \eta \quad (112)$$

$$n_{np} = 0,5 \cdot 2,956 \cdot 0,892 \cdot 0,9 = 1,187$$

10 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

10.1 Безопасность

Для обеспечения безопасного труда электротехнического персонала, работающего в электроустановках, существует нормативный документ «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок». Данный документ вступил в силу с 4 августа 2014 года и распространяется на всех работников электротехнического, электротехнологического и неэлектротехнологического персонала, занятых техническим обслуживанием электроустановок, проводящих в них оперативные переключения, организующих и выполняющих строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения [7].

Согласно этому документу, именно работодатель отвечает за обеспечение безопасных условий труда для своих работников. Это означает, что:

- все электроустановки, предназначенные для производства, передачи, распределения и т.п. электрической энергии должны находиться в технически исправном состоянии;

- электроустановки должны быть снабжены испытанными и готовыми к использованию защитными средствами и аптечками для оказания первой медицинской помощи;

- все работники должны проходить обучение методам и приемам выполнения работ в электроустановках, а также методам оказания первой медицинской помощи и приемам освобождения пострадавшего от действия электрического тока;

- работы в электроустановках должны проводиться по заданию на производство работы, оформленному в специальном бланке установленной формы (наряд-допуск) и выданный работником из числа административно-технического персонала организации, имеющим группу допуска V или IV в электроустановках выше 1000 В и до 1000 В соответственно [7].

В указанном выше нормативном документе также строго регламентируются действия электротехнического и электротехнологического персонала при различных видах работ (начиная с осмотра электроустановок и заканчивая выполнением работ в устройствах релейной защиты и автоматики).

10.2 Охрана труда при выполнении работ на ТП

При работах на оборудовании комплектных трансформаторных подстанций разрешается проводить осмотры без отключения питающей линии выше 1000 В в том случае, если расстояния до токоведущих частей, находящихся под напряжением не превышают следующих значений:

Таблица 25 – Допустимые расстояния до токоведущих частей электроустановок, находящихся под напряжением [7]

Напряжение электроустановок	Расстояние от работников и применяемых ими инструментов и приспособлений, от временных ограждений, м	Расстояния от механизмов и грузоподъемных машин в рабочем и транспортном положении от стропов, грузозахватных приспособлений и грузов, м
ВЛ до 1 кВ	0,6	1,0
Остальные электроустановки до 1 кВ	не нормируются (без прикосновения)	1,0
1-35 кВ	0,6	1,0
110 кВ	1,0	1,5

Если расстояние до токоведущих частей меньше допустимых, то перед выполнением работ необходимо отключить и заземлить токоведущие части.

Допуск к работам на комплектных трансформаторных подстанциях должен быть произведен после отключения сначала коммутационных аппаратов напряжением до 1000 В, затем линейного разъединителя

напряжением выше 1000 В и наложением заземлителя на токоведущие части подстанции.

Если не отключена подача напряжения с низкой стороны, то линии этого напряжения должны быть отключены с противоположенной питающей стороны, приняты меры против их ошибочного или самопроизвольного включения, а на подстанции на эти линии до коммутационных аппаратов наложены заземления [7].

10.3 Экологичность

В данной работе был разработан план реконструкции системы электроснабжения, поэтому это вызывает необходимость проанализировать влияние проектируемого объекта на окружающую среду и человека вне производства.

Влияние электроустановок на окружающую среду – один из актуальных вопросов в энергетике. К негативному воздействию электричества можно отнести в первую очередь – электромагнитные поля. Доказано, что при длительном воздействии на организм человека электромагнитного поля промышленной частоты происходит неблагоприятное влияние на его нервную систему, что может привести к нарушению эндокринного аппарата, обмена веществ, и других физиологических функций человека. Именно поэтому запрещается строительство жилых районов в пределах охранной зоны линии. Санитарно-защитные зоны для высоковольтных линий электропередачи, а также подстанций и электростанций должны быть рассчитаны на стадии проекта и учитываться при строительстве новых зданий и сооружений.

Согласно СНиП 2.07.01-89 «Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений» при размещении отдельно стоящих распределительных пунктов и трансформаторных подстанций напряжением 6-20 кВ при числе трансформаторов не более двух мощностью каждого до 1000 кВ·А и выполнении мер по шумозащите расстояние от них

до окон жилых и общественных зданий следует принимать не менее 10 м. [8]

Охранная зона вдоль воздушных линий электропередачи устанавливается в виде воздушного пространства над землей, ограниченного параллельными вертикальными плоскостями, отстоящими по обе стороны линии на расстоянии от крайних проводов по горизонтали. Для линии до 20 кВ охранная зона принимается 10 м [10].

Еще одна причина негативного влияния электроустановок – поражение электрическим током. Чаще всего это происходит с людьми, работающими в электроустановках по причине не соблюдения правил электробезопасности и условий труда.

Но нередко случаи поражения электрическим током не электротехнического персонала. Это может произойти из-за обрыва линий электропередачи вблизи зданий и сооружений. Именно поэтому в пределах границ города запрещено прокладывать высоковольтные линии электропередач, а электрические сети низкого напряжения рекомендуется выполнять кабелями или самонесущими изолированными проводами, которые безопасны для людей и животных.

10.4 Чрезвычайные ситуации

Наибольшее количество пожаров и взрывов на электроэнергетических объектах приходится на долю трансформаторов (около 40%). Во многом это обусловлено использованием для изоляции и охлаждения горючих материалов, а также оборудования, являющегося потенциальным источником возгорания (маслонаполненное электрооборудование, трансформаторное масло, кабельные сооружения, изоляции силовых кабелей и т.д.). Горение вышеперечисленных материалов характеризуется выделением большого количества теплоты и токсичных веществ, а также сильным задымлением.

Основной причиной пожаров на трансформаторных подстанциях является короткое замыкание, которое приводит к недопустимому перегреву токоведущих частей. Возникновение электрической дуги при КЗ становится

причиной недопустимого повышения давления в масляном баке. В результате этого происходит вскипание трансформаторного масла и разложение его на горючие газы, что приводит к взрыву трансформатора, масляных выключателей и растеканию горящего масла.

Тушение пожара на трансформаторах осложнено возникновением опасности поражения человека электрическим током. Это может произойти вследствие случайного прикосновения человека к токоведущим частям электроустановки или если струя воды (или другого тушащего средства) достигнет частей электроустановки, находящихся под напряжением. Именно поэтому действия персонала по тушению пожаров в трансформаторах и других электроустановках строго прописывается. В «Правилах пожарной безопасности для энергетических предприятий» указаны меры предотвращения пожаров и обеспечения пожарной безопасности всего электротехнического оборудования подстанции. Ниже приведены некоторые из них.

Пожарная безопасность трансформаторов обеспечивается:

- соблюдением номинальных режимов работы;
- соблюдением норм качества масла;
- содержанием в исправном состоянии устройств охлаждения, регулирования и защиты оборудования;
- качественным выполнением ремонтов оборудования, устройств автоматики и защиты;
- маслоприемные устройства под трансформаторами должны содержаться в исправном состоянии для исключения при аварии растекания масла [9] и др.

При возникновении пожара на трансформаторе он должен быть отключен от сети всех напряжений, если не отключился от действия релейной защиты, и заземлен. Персонал должен проконтролировать включение стационарной установки пожаротушения (при ее наличии),

вызвать пожарную охрану и далее действовать по оперативному плану пожаротушения.

Запрещается при пожаре на трансформаторе сливать масло из корпуса, так как это может привести к распространению огня на его обмотку и затруднить тушение пожара.

При тушении пожара на электрооборудовании без снятия напряжения с электроустановок пожарные автомобили и стволы должны быть заземлены, а ствольщик должен работать в диэлектрической обуви и диэлектрических перчатках.

В местах установки пожарной техники должны быть оборудованы и обозначены места заземления.

Запрещается включение в эксплуатацию трансформаторов на электростанциях и подстанциях, если не обеспечена готовность к работе установок пожаротушения, предусмотренных проектом.

На подстанциях первичные средства пожаротушения устанавливаются в специальных пожарных щитах. Класс пожара на подстанции «Промышленная» можно отнести к классу Е – пожары, связанные с горением электроустановок. Поэтому необходимо принять к установке пожарные щиты типа ЩП-Е, т.е. щит пожарный для очагов пожара класса Е. Установить их следует в видимом и доступном месте. ЩП-Е включает в себя [12]:

- огнетушитель порошковый ОП-4 – 2шт.;
- огнетушитель углекислотный ОУЗ – 2 шт.;
- крюк с деревянной рукояткой – 1 шт.;
- ножницы диэлектрические – 1 шт.;
- боты диэлектрические – 1 шт.;
- коврик диэлектрический 500 мм на 500 мм – 1 шт.;
- кошма ПП600 – 1 шт.;
- лопата совковая – 1 шт.

Так же рядом с трансформатором должен располагаться ящик с песком для использования в тушении небольших очагов пожара (воспламенение кабелей или горючих жидкостей).

Подстанции без обслуживающего персонала первичными средствами пожаротушения не обеспечиваются, кроме ящиков с песком у трансформаторов [9]. Оперативно-выездная бригада в автомобилях должна иметь минимум 4 углекислотных или порошковых огнетушителей, как средства первичного пожаротушения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы, темой которой является реконструкция системы электроснабжения части города Белогорска с центром питания подстанция Промышленная, были выполнены все поставленные задачи.

Были рассчитаны электрические нагрузки района, произведен расчет мощности трансформаторов на трансформаторных подстанциях, проведена замена трансформаторов на существующих ТП. В ходе расчетов были выбраны и проверены на воздействие токов КЗ все кабельные и воздушные линии, электрические аппараты для установки на ПС.

Устройства релейной защиты и автоматики, выбранные для защиты линий 10 кВ и силовых трансформаторов, обеспечивают надежность и безопасность эксплуатации. Так же для обеспечения безопасности при эксплуатации ПС был спроектирован комплекс заземления и молниезащиты, который надежно защищает от прямых ударов молнии и повреждений электрическим током.

Все проведенные расчеты соответствуют общепринятым методикам, применяемым на практике, и подкреплены выдержками из нормативно-технической документации.

Помимо этого, в ходе выполнения выпускной квалификационной работы мной были повторены и закреплены теоретические знания по различным дисциплинам, полученные за время обучения в университете.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Мясоедов, Ю.В. Расчёт симметричных и несимметричных коротких замыканий в системах электроснабжения: уч. пособие / Мясоедов, Ю.В., Л.Б. Гоголева. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2004. –186 с.
- 2 Климатические данные городов по всему миру [Электронный ресурс]. URL: <https://ru.climate-data.org/location/53656/> (дата обращения 22.05.2018)
- 3 Проект Русский Кабель [Электронный ресурс]. URL: <https://www.ruscable.ru/> (дата обращения 27.05.2018)
- 4 Козлов, В.А. Электроснабжение городов: Учебное пособие./В.А. Козлов. – Ленинград: Энергия, 1977. – 280 с.
- 5 Правила электроустановок (шестое и седьмое издание): ПУЭ. – Новосибирск: Сибирское университетское издательство, 2011. – 465 с.
- 6 Мясоедов, Ю.В., Савина Н. В., Ротачева А.Г., «Электрическая часть станций и подстанций». Благовещенск 2007.- 192 с.
- 7 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. Утверждены приказом Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. № 328н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок».
- 8 СНиП 2.07.01-89.Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений. Введ. – 1990-01-01.
- 9 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий: РД 153-34.0-03.301-00 (ВППБ 01-02-95*). Введ. – 01.06.2000 – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004. – 128 с.
- 10 ГОСТ 12.1.051-90.Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Расстояния безопасности в охранной зоне линий электропередачи напряжением свыше 1000 В. Введ. – 1991-07-01– М.: ИПК Издательство стандартов, 2001.
- 11 Правила устройства электроустановок: нормативно-технический материал.-7-е изд.- М. :Энергосервис, 2005.-280 с.

12 Щит пожарный ЩП-Е [Электронный ресурс]. URL: https://gidrant.ru/catalog/shchity_stendy_yashchiki_shkafy/shchit_pozharnyy/shchit_pozharnyy_shchp_e.html (дата обращения 28.05.2018).

13 Каталог трансформаторов [Электронный ресурс]. URL: <http://uralen.ru/catalog/trans/group-17/65.html> (дата обращения: 23.05.2018).

14 Неклепаев, Б. И. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : учеб. пособие для вузов / Б. И. Неклепаев, И. П. Крючков. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2012. – 608 с.

15 РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Российское акционерное общество энергетики и электрификации «ЕЭС России». – М.: Издательство ЭНАС, 2001. – 154 с.

16 Постановление правительства Российской Федерации от 11 августа 2003г. №486 .Об утверждении правил определения размеров земельных участков для размещения воздушных линий электропередачи и опор линий связи, обслуживающих электрические сети.

17 Справочник по проектированию электрических сетей/Под ред. Д.Л. Файбисовича.-3-е изд., перераб. и доп.-М.:ЭНАС,2009.-392 с:ил

18 Правила устройства электроустановок: нормативно-технический материал.-7-е изд.- М. :Энергосервис, 2005.-280 с.

19 Электротехнический справочник под редакцией профессоров МИ/ том 3, 1.М.: энергоиздат

20 РД 34.20.185-98. Инструкция по проектированию городских электрических сетей / Российское акционерное общество энергетики и электрификации «ЕЭС России». – М.: Энергоатомиздат, 1995.

21 ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Введ. – 2014-07-01 – М.: Росстандарт, 2013.