

Министерство науки и высшего образования 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 «Электроэнергетика»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина

«25» 06 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения микрорайона
Транспортный города Белогорск Амурской области


Исполнитель
студент группы 642-об3

 18.06.2020 А.А. Кондратова
(подпись, дата)

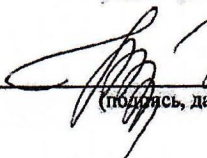
Руководитель
доцент

 22.06.2020, П.П. Проценко
(подпись, дата)

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

 13.06.2020 А.Б. Булгаков
(подпись, дата)

Нормоконтроль
ст. преподаватель

 25.06.2020 Н.С. Бодруг
(подпись, дата)


Благовещенск 2020

Министерство науки и высшего образования 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

«24» 03 2020г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Кондратова Александра Андреевна

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения микрорайона Транспортный города Белогорск Амурской области

(утверждена приказом от 23.03.2020г. № 657-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 22.06.2020г.

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

4. Содержание выпускной квалификационной работе (перечень подлежащих разработке во-просов): Определение расчетных нагрузок района, выбор схемы и параметров распреде-лительной сети 0,4 и 10 кВ, выбор числа и мощности трансформаторных подстанций, расчет токов короткого замыкания, выбор и проверка электрических аппаратов, расчет заземле-ния для комплектной трансформаторной подстанции, расчет уставок релейной защиты, анализ безопасности и экологичности проекта


5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программ-ных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 1. Генеральный план объекта, 2. Поопор-ная схема реконструируемого района, 3. Принципиальная схема электроснабжения, 4. Одно-линейная схема РП-10, 5. План молниезащиты РП-10, 6. Релейная защита

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

7. Дата выдачи задания 24.03.2020г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Проценко П.П., доцент. 

Задание принял к исполнению (дата): 24.03.2020г.


(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 107 страниц, 17 рисунков, 23 таблицы, 26 источника, 2 приложения.

РАСЧЕТ НАГРУЗОК, КОМПЛЕКТНАЯ ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЕ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, ТРАНСФОРМАТОР СОБСТВЕННЫХ НУЖД, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ПРЕДОХРАНИТЕЛЬ, МОЛНИЕОТВОД, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, РАСЧЕТ УРОВНЯ ШУМА ТРАНСФОРМАТОРА, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ, ЭКОНОМИКА

В данной выпускной квалификационной работе выполнено электроснабжение микрорайона Транспортный. На первом этапе были учтены схемы электроснабжения соединений подстанции, рассчитаны токи короткого замыкания, с помощью которых был сделан выбор оборудования, релейной защиты и автоматики. Второй этап – это выполнение технико-экономического расчета по выбору числа и мощности силовых трансформаторов, была произведена замена всех проводов и кабелей. Также, в ходе работы были рассчитаны электрические нагрузки района, выбрано количество и мощность трансформаторов с помощью метода технико-экономического сравнения.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	7
Введение	8
1. Краткая характеристика объекта реконструкции	9
1.1 Климатическая характеристика и территориальная особенность района	9
1.2 Характеристика источников электроснабжения и потребителей электроэнергии	11
2. Расчет электрических нагрузок 0,4 кВ	14
2.1 Расчет электрических нагрузок бытовых потребителей	14
2.1.1 Расчет электрических нагрузок жилых зданий со встроенными предприятиями	15
2.2 Расчет электрических нагрузок общественно-коммунальных потребителей	16
2.3 Расчет электрических нагрузок в сетях ТП 0,4 кВ	19
2.4 Выбор числа и мощности ТП	20
2.5 Расчет компенсации реактивной мощности	23
2.6 Выбор схем и конструкции ТП	24
3. Выбор схемы и параметров распределительной сети	26
3.1 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ	26
3.2 Расчет электрических нагрузок ПС 10 кВ	27
4. Выбор силовых трансформаторов на ПС Нагорная	29
4.1 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	29
4.2 Технико-экономический расчет по выбору мощности силовых трансформаторов	30
4.3 Расчет затрат на эксплуатацию силовых трансформаторов	31
4.4 Выбор главной схемы электрических соединений	33
5. Расчет токов короткого замыкания	35

5.1	Расчет токов КЗ в сети 10 кВ	36
5.2	Расчет тока КЗ на ПС 35 кВ	36
5.3	Расчет тока КЗ на ПС 10 кВ	38
5.4	Расчет токов КЗ на ТП 10/0,4 кВ (в точке К-3)	39
5.5	Расчет токов КЗ на ТП 0,4 кВ	40
6	Выбор и проверка электрических аппаратов	43
6.1	Расчет токов продолжительного режима	43
6.2	Выбор и проверка высоковольтных выключателей	44
6.3	Выбор разъединителей	47
6.4	Выбор ограничителей перенапряжений	49
6.5	Выбор измерительных трансформаторов тока	50
6.6	Выбор измерительных трансформаторов напряжения	51
6.7	Выбор и проверка сборных шин	52
6.8	Выбор трансформатора собственных нужд подстанции	57
7	Реконструкция электроснабжения части города Белогорск	59
7.1	Реконструкция электроснабжения части города Белогорск 0,4 кВ	59
7.2	Реконструкция электроснабжения части города Белогорск 10 кВ	64
7.3	Преимущества использования СИП	66
8	Релейная защита и автоматика подстанции	68
8.1	Дифференциальная токовая защита трансформатора	68
8.2	Максимальная токовая защита трансформатора	73
8.3	Защита трансформатора от перегрузок	74
8.4	Газовая защита трансформатора	76
8.5	Защита отходящих линий	77
9	Молниезащита и заземление подстанции Нагорная 35/10	80
9.1	Расчёт заземления подстанции	82
9.2	Расчет молниезащиты подстанции	87
10	Безопасность и экологичность	90
10.1	Безопасность	90

10.2 Экологичность	92
10.3 Чрезвычайные ситуации	97
11 Техничко- экономическое сравнение вариантов сети	100
Заключение	104
Библиографический список	105
Приложение А. Расчет электрических нагрузок	108
Приложение Б. Расчет в программе MathCad	123

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ-воздушная линия;

ПС – подстанция;

АВР-автоматический ввод резерва;

КЗ – короткое замыкание;

КТП- комплектная трансформаторная подстанция;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

КЛ- кабельная линия;

ТН- трансформатор напряжения;

ВН- высокое напряжение;

РЗА – релейная защита и автоматика;

УРОВ – устройство резервирования отключения выключателя;

ОПН – ограничитель перенапряжения;

СТ – силовой трансформатор;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;

НКУ – низковольтные компенсирующие устройств.

ВВЕДЕНИЕ

Для городского населения характерен рост электропотребления с каждым годом, что требует постоянного развития электрических сетей. Увеличение электропотребления связано не только с ростом количества населения и развитием промышленности, а также с проникновением электроэнергии во все сферы жизнедеятельности людей. Так же растёт потребление энергии на бытовые нужды и коммунальное хозяйство городов.

Городские электрические сети напряжением 6-10 кВ уникальны тем, что в любом из районов могут оказаться потребителями всех трёх категорий электропитания по надежности. Тогда, для таких сетей требуется особое построение схем [16].

Вовремя реконструкции и проектирования городского электроэнергетических сетей нужно знать пункты участков:

- городские системы электроснабжения должны дать непрерывное питание приёмникам в допустимых примерах электросистемы [16];

- представленные схемы сетей должны быть экономически выгодны, значит содержать смотрящую не дороже цену которая действует на установку, расходы на строительство и последующую эксплуатацию выбранной сети [16].

В данный момент не все действующие электрические сети соответствуют требованиям и обеспечивают полный требуемый уровень надежности и качества электроэнергии. На некоторых подстанциях все ещё есть электрооборудование в эксплуатации со сроком, превышающим полагаемый, а расчет распределительных сетей часто не принимают соответствия критериям надежности. Следовательно, ведет неплановым прерыванием электроэнергии, как никак недопустимым в условиях на сегодняшний день.

Цель данной выпускной квалификационной работы - разработка системы электроснабжения микрорайона Транспортный.

1 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА РЕКОНСТРУКЦИИ

1.1 Климатическая характеристика и территориальная особенность района

Амурская область расположена на юго-востоке Российской Федерации и входит в состав Дальневосточного федерального округа. Белогорск находится на Дальнем Востоке.

На данный момент в городе 01.02.2020 насчитывается численность населения в 66601 человек.

Климат-муссонный с чертами резко континентального, особенно это проявляется зимой, когда в Амурскую область приникает континентальный воздух при западных, северо-западных ветрах

В среднем температура города Белогорске $0,5^{\circ}\text{C}$.

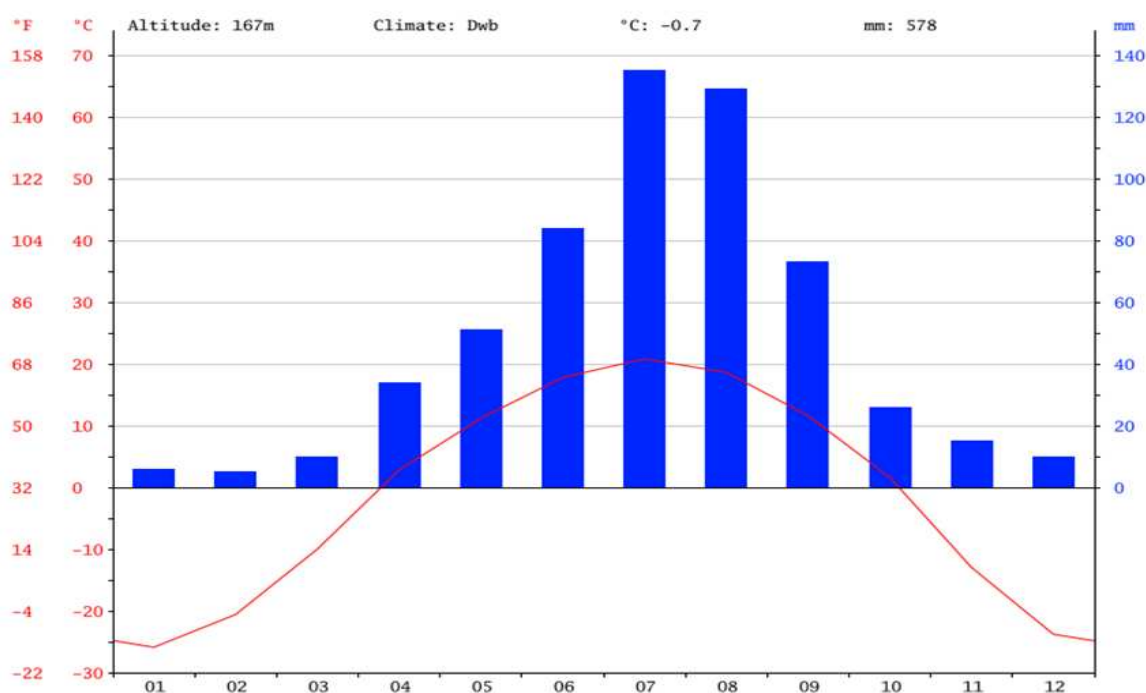


Рисунок 1 - Климатическая характеристика

Теплый месяц выпадает на июль со средней температурой $21,4^{\circ}\text{C}$. В январе самая низкая среднегодовая температура минус $22,6^{\circ}\text{C}$ [11].

Месяц	Средняя температура	Средняя влажность	Скорость ветра	Количество дней				
				Ясно 	Облачно 	Пасмурно 	Дождь 	Снег 
Январь	-22.6°C	71 %	2.3 м/с	16	9	6	0	0
Февраль	-18.2°C	67 %	2.3 м/с	16	9	5	0	0
Март	-6.1°C	61 %	2.7 м/с	14	11	4	0	1
Апрель	+5.1°C	46 %	3.3 м/с	16	10	3	1	0
Май	+12.2°C	52 %	3.2 м/с	9	16	5	0	0
Июнь	+18.8°C	63 %	2.3 м/с	10	17	2	0	0
Июль	+21.4°C	73 %	2.2 м/с	8	16	5	1	0
Август	+19.5°C	74 %	1.9 м/с	10	15	4	0	0
Сентябрь	+12.9°C	71 %	2.4 м/с	14	11	4	1	0
Октябрь	+1.5°C	66 %	2.6 м/с	15	9	4	1	1
Ноябрь	-12.2°C	72 %	2.5 м/с	12	9	8	0	0
Декабрь	-22.1°C	74 %	2.3 м/с	15	7	8	0	1

Рисунок 2 - Климатический календарь

Согласно карте районирования по ветровому давлению, город Белогорск относится к III району.

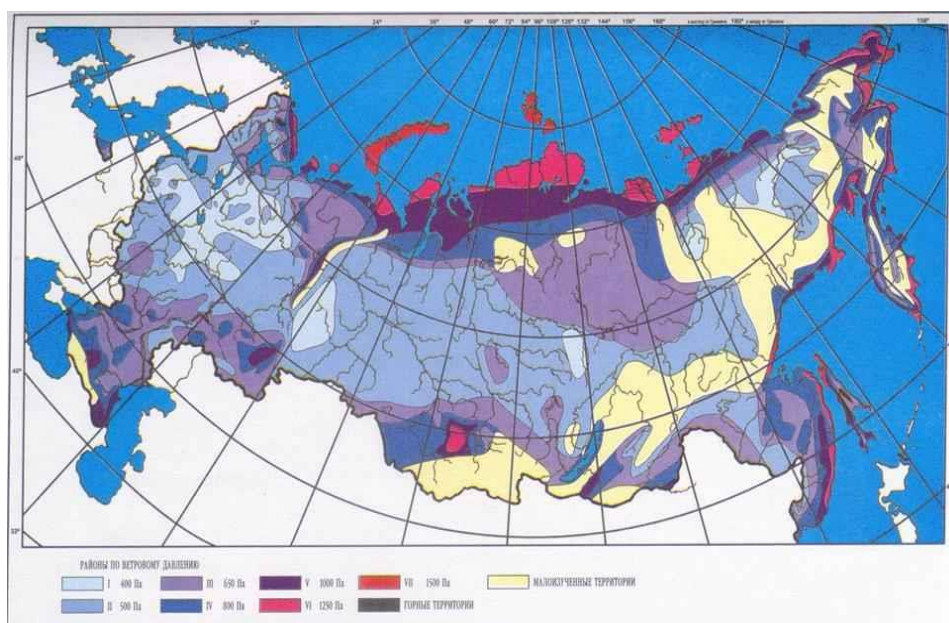


Рисунок 3 - Карта районирования территории РФ по ветровому давлению

Белогорск на высоте 170 м от уровня моря, давление составит 743 мм и относительной влажностью воздуха 64,2 %.



Роза ветров в городе Белогорск		
Направление		Частота
↓	Северный	14.8%
↙	Северо-восточный	6.9%
←	Восточный	6.1%
↘	Юго-восточный	10.9%
↑	Южный	12.8%
↗	Юго-западный	8.9%
→	Западный	11.3%
↖	Северо-западный	28.3%

Рисунок 4 - Роза ветров в Белогорске

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

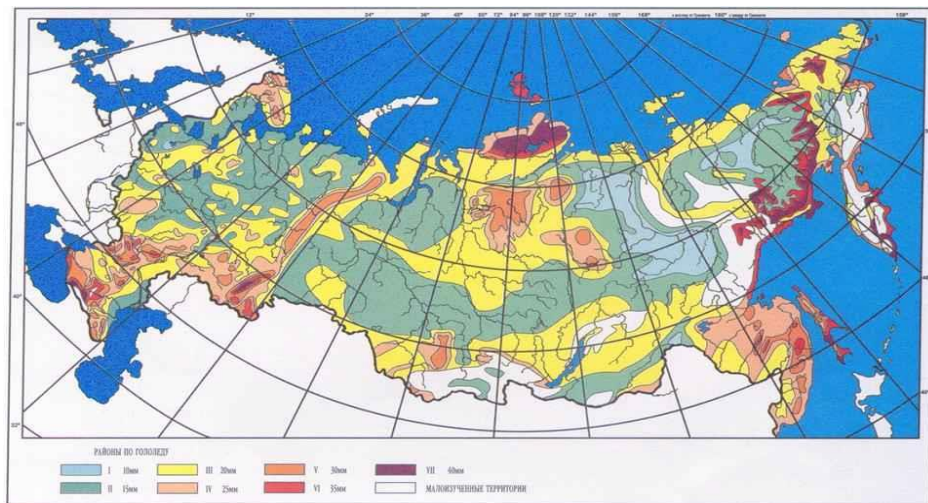


Рисунок 5 - Карта районирования территории РФ по толщине стенки гололёда

1.2 Характеристика источников электроснабжения и потребителей электроэнергии

Анализ схемы приведем на примере ТП 148. От этой ТП запитаны: многоквартирные дома с со встроенным предприятиями (торговли, обслуживания), гаражи.

Из всего представленного расчетная нагрузка составляет 554,07 кВ·А, а на транспортной подстанции 10/04 стоит трансформатор 400 кВ·А., следовательно, идёт перегруз трансформатора на 4, что не позволяет. КТП оснащают в целом приёмники 3 категорий, так, загрузки трансформаторов не должна превышать 0,9, а на данный момент мы имеем коэффициент загрузки 1,4.

$$K_{зф} = S_p / (S_{нтр} \cdot N), \quad (1)$$

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

N – количество трансформаторов.

$$K_{зф} = 554,07 / (400 \cdot 1) = 1,4.$$

Проверим загрузку проводов. Рассмотрим провод от ТП 148 который питает многоквартирные дома, гараж.

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{277,87^2 + 69,95^2} = 286,53 \quad (2)$$

Расчетный ток равен:

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

$$I_{на} = \frac{286,53}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 435,34 \text{ А}.$$

Допустимый ток для провода марки СИП2 3x50 равен 195 А, а ток в послеаварийный 413,57 А, что недопустимо быть.

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

Аналогичная ситуация складывается и на других трансформаторных подстанциях, питающих от ПС «Нагорная».

Из всего приведенного можно сделать выводы необходимости реконструкции схемы электроснабжения микрорайона «Транспортный» питающий от ПС «Нагорная».

В районе находится шестнадцать подстанций. Питание осуществляется от подстанции «Нагорная» 35/10, на которой установлены два трансформатора по 10000 кВ·А.

При реконструкции предусматривается:

- замена физически изношенных и устаревших проводов на участках ВЛ 0,4 кВ, так же замена ВЛ 10 кВ;
- замена ТП, которые не соответствуют расчетным характеристикам;

Работа реконструкции-замена проводов на более прочные с другими сечениями и конструкциями, замена КТП, за счет чего увеличится срок службы оборудования, пропускную способность ВЛ, повысить качество электроэнергии, снизить эксплуатационные затраты, затраты на ремонт. Реконструкция обусловлена увеличением числа и мощности потребителей электроэнергии, а также увеличить требования к качеству и надежности её.

В ходе работы предполагается принять следующие электротехнические решения.

Расчетные электрические нагрузки рассчитать по данным энергетического потребителя. По общественным и производственным зданиям нагрузки приняты по исходным данным.

Выбор марок и сечений изолированных проводов по линии 10 кВ производится с учетом климатических условий, нагрузок потребителя.

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

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

На опорах ВЛ 0,4 кВ должны быть выполнены заземляющие устройства, предназначенные для защиты от грозовых перенапряжений.

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК 0,4 кВ

Расчет жилого района электрических нагрузок нужен для дальнейшего правильного выбора оборудования электрической сети и ее анализа работы при эксплуатации.

Электрические нагрузки в зависимости от потребителя и его характера бывают: бытовые, промышленные, коммунально-бытовые.

В микрорайоне «Транспортный» коммунально-бытовые потребители. В проектируемом районе городского электрифицированного транспорта нет.

2.1 Расчет электрических нагрузок бытовых потребителей

Во время расчёта нагрузок следует учитывать нагрузку квартир, которая в свою очередь отличается видом кухонных плит.

Активную нагрузку квартир мы можем определить по следующей формуле:

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

где $P_{кв.уд}$ – удельное расчетная электрическая нагрузка квартир, которая определяется по таблице 2.1.1 РД 34.20.185-94. (в зависимости от числа квартир в доме, тип электрических плит и наличие лифта в доме) кВт/ квартира [22].

n - количество квартир в доме

Удельная расчетная электрическая нагрузка жилого дома 80 квартирного принимается равной 2,37 кВт.

Расчетная нагрузка силовых электроприемников, приведенная к вводу жилого дома, определяется по формуле:

$$P_c = P_{р.л} + P_{стл}, \quad (5)$$

где $P_{р.л}$ – расчетная мощность лифтовых установок, кВт;

$P_{смy}$ – мощность электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и санитарно-технических устройств, кВт [22].

Мощность лифтовых установок определяется по выражению:

$$P_{p.l} = k'_c \cdot \sum_{i=1}^n p_{ni}, \quad (6)$$

где k'_c - коэффициент спроса лифтовых установок жилых домов и определяется зависимостью от количества лифтов. РД 30.20.185-94 таблица 2.1.2 [22];

p_{ni} - установленная мощность электродвигателя лифта, кВт. В данной работе принимаем равной 8 кВт [22].

Мощность электродвигателей насосов водоснабжения и др. определяется по следующей формуле:

$$P_{смy} = k''_c \cdot \sum_{i=1}^n P_{CTVi}, \quad (7)$$

где P_{CTVi} - мощность электродвигателей СТУ приходящаяся на один подъезд, 5 кВт [22];

n – количество подъездов в доме.

2.1.1 Расчет электрических нагрузок жилых зданий со встроенными предприятиями

Расчетная электрическая нагрузка коммунально-бытовых потребителей, находящихся в жилом доме определяется по формуле:

$$P_{p.ж.д} = P_{кв} + k_y \cdot P_c, \quad (8)$$

где k_y - коэффициент участия в максимуме нагрузок силовых электроприемников. РД, табл.2.3.1 [20].

Приведем пример расчета здания № 1 (дом 80 квартирный, со встроенной парикмахерской и магазином).

$$P_{кв} = 2,37 \cdot 80 = 189,6 \text{ кВт},$$

$$P_{сту} = 0,75 \cdot 4 = 20 \text{ кВт},$$

$$P_{магазин} = 0,25 \cdot 150 = 37,5 \text{ кВт},$$

$$P_{парик} = 1,5 \cdot 3 = 4,5 \text{ кВт},$$

$$P_{р.ж.д} = 189,6 + 0,9 \cdot (20 + 37,5 + 4,5) = 245,4 \text{ кВт},$$

Реактивная расчетная нагрузка

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi \text{ квар}, \quad (9)$$

$$Q_{кв} = P_{кв} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 189 \cdot 0,2 = 37,92 \text{ квар},$$

$$Q_{сту} = P_{сту} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 20 \cdot 0,75 = 15 \text{ квар},$$

$$Q_{магазин} = P_{магазин} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 37,5 \cdot 0,75 = 28,12 \text{ квар},$$

$$Q_{парик} = P_{р} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 4,5 \cdot 0,25 = 1,125 \text{ квар},$$

$$Q_{р.ж.д} = 37,92 + 0,9 \cdot (15 + 28,12 + 1,125) = 77,74 \text{ квар},$$

Результаты расчетов всех зданий сведены в таблицу П1.

2.2 Расчет электрических нагрузок общественно-коммунальных потребителей

При расчете электрической нагрузки общественно-коммунальных потребителей используют в соответствии с РД 34.20.185-94 таблица 2.2.1 [22].

Рассмотрим пример детского сада (здание №4)

$$P_{зд} = P_{зд.уд} \cdot n = 0,46 \cdot 270 = 124,2 \text{ кВт},$$

$$Q = P_{зд} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 0,25 \cdot 124,2 = 31,05 \text{ квар}.$$

где n - количество мест для детей, посещающих детский сад, чел.;

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

В приложение А таблице 1 представлены активные, реактивные и полные нагрузки фондов зданий коммунально-бытового сектора.

В приложение А таблице П2 представлены распределения по фидерам нагрузки на каждую ТП до коммунально-бытового сектора.

Расчетная электрическая нагрузка линий до 1 кВ при смешанном питании потребителей коммунально-бытовых рассчитывается по формуле (8).

Идентично рассчитывается реактивная и полная мощность, протекающая по линии на данном участке

Рассмотрим пример для расчета нагрузки ТП147-58-59

$$P_{р.л.} = 235,68 + 0,9 \cdot 225,6 = 438,72 \text{ кВт.}$$

Расчет нагрузки линий 0,4 кВ приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Расчетная электрическая нагрузка линий до 1 кВ

Номер ТП	P, кВт	Q, квар
1	2	3
ТП147-59	225,5	234,75
ТП147-58	235,68	246,04
ТП147-5-6	274,3	71,3
ТП147-5-9-6	142,04	107,92
ТП147-65-63	163,3	52,65
ТП147-61-62-63	25,62	24,02
ТП155-6	502,3	193,6
ТП155-9	132,70	38,06
ТП155-69	10,006	53,6
ТП155-48-9	136,3	32,3
ТП159-556	458,30	103,6
ТП159-3	364	72,38
ТП159-2	269,98	71,67

Продолжение таблицы 1

1	2	3
ТП153-33-34	295,57	90,84
ТП153-32	229,5	74,28
ТП153-31-30	384,6	102,903
ТП153-29	100	18,5
ТП153-28	150	39,9
ТП160-42-43	28	5,6
ТП160-41	15	4,35
ТП145-100-101	72,37	26,73
ТП145-97-98-99	256,82	44,51
ТП145-105	19,75	6,82
ТП149-102	163	80,94
ТП149-104-16	316,5	79,63
ТП149-107-108	102,5	16,92
ТП154-79-80-88	208,1	85,29
ТП154-89	5,75	4,02
ТП154-87	140	54,79
ТП154-85-86	30,17	22,37
ТП154-84-83	265,55	86,54
ТП156-110-114	368,68	95,26
ТП156-109	348	108,4
ТП156 -114	258,6	66,57
ТП156-11-112-113	136,5	142,12
ТП152-53	368,68	95,26
ТП152-54-55	271,07	77,07

1	2	3
ТП152-90	156	31,2
ТП152-35-36-37	40,75	11,82
ТП163-91-92-95	348,55	125,06
ТП163-93-94-96	431,26	111,69
ТП163-82	25	18,75
ТП163-18-19	151,44	39,67
ТП151-118	35	10,15
ТП151-116-117-18	192,06	10,2
№ТП151-120-23-69	45,6	45,3
№ТП151-120	140,06	57,66
№ТП151-127	5,4	3,08
№ТП151-158	127,36	65,63

2.3 Расчет электрических нагрузок в сетях ТП 0,4 кВ

Для расчета электрической нагрузки на вводе в ТП на стороне 0,4 кВ, необходимо просуммировать нагрузки всех отходящих линий.

$$P_{\Sigma P.Л.} = \sum_{i=1}^n P_{P.Л.} \quad (10)$$

$$Q_{P.ТП} = \sum_{i=1}^n Q_{P.Л.} \quad (11)$$

Рассмотрим расчет электрических нагрузок на примере ТП № 147

$$\begin{aligned} P_{P.ТП} &= (ТП147 - 58 - 59) + (ТП147 - 1) + (ТП147 - 57) + \\ &+ (ТП147 - 66 - 67) + (ТП147 - 61 - 62 - 63 - 64 - 65) + \\ &+ (ТП5 - 85 - 86) = 1009,13 \text{ кВт}, \end{aligned}$$

$$Q_{P,ТП} = (ТП147 - 58 - 59) + (ТП147 - 1) + (ТП147 - 57) + \\ + (ТП147 - 66 - 67) + (ТП147 - 61 - 62 - 63 - 64 - 65) \\ + (ТП5 - 85 - 86) = 389,504 \text{ квар.}$$

Подробный расчёт других КТП. Результаты расчета сведены в таблице 2.

Таблица 2 – Результат расчета нагрузок на стороне 0,4 кВ ТП

Номер ТП	$P_{P,ТП}$, кВт	$Q_{P,ТП}$, квар	$S_{P,ТП}$, кВА
ТП№147	1007,33	387,501	1048,03
ТП№155	997,04	325,06	1096,03
ТП1№59	1092,72	249,63	1102,87
ТП153	1160	328,42	1211,36
ТП№160	245,03	69,02	236,02
ТП№162	1075,30	278,03	1065,37
ТП№146	1592,003	448,002	1657,09
ТП№148	201,32	807,23	808,63
ТП№145	77,02	349,36	352,36
ТП№149	582	176,77	429
ТП№154	650,47	253,01	697,94
ТП№156	858,8	244,98	933,12
ТП№163	956,25	295,17	1000,77
ТП№152	846,31	229,99	848,04
ТП№151	396,63	148,49	574,16

2.4 Выбор числа и мощности ТП 10/0,4 кВ

Рассмотрим вопрос выбора и числа мощности трансформаторов на ТП в проектируемом районе. Выбор ТП, зависит от категорий потребителей. В данном проекте принимаем решение изменить количества трансформаторов и увеличить их мощность, так как растет нагрузка потребителей.

Для выбора мощности данным являются активные и реактивные мощность на шинах 0,4 кВ. Определяется требуемая мощность трансформатора [2].

$$S_{P.TP} = \frac{\sqrt{(P_{P.TP})^2 + (Q_{P.TP})^2}}{K_3 \cdot N_T}, \quad (12)$$

где $K_3 = 0,75$ – коэффициент загрузки;

$P_{P.TP}$ – активная мощность на шинах 0,4 кВ ТП;

$Q_{P.TP}$ – реактивная мощность на шинах 0,4 кВ ТП;

По исходным расчета мощности выбираем трансформатор по условию:

$$S_{T_{ном}} \geq S_{расч}, \quad (13)$$

где $S_{T_{ном}}$ - номинальная мощность трансформатора, МВ·А

После определение мощности и выбора трансформатора проверяем на фактический коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме. Фактический коэффициент загрузки определяется по формуле:

$$K_\phi = \frac{S_p}{S_{ном} \cdot N} \leq K_3, \quad (14)$$

где $S_{ном}$ - номинальная мощность пригодно к установке трансформатора ТП, кВА.

Выявляем данный коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме работы (это условия для двух трансформаторных ТП):

$$K_a = \frac{S_p}{S_{ном} \cdot (N-1)} \leq 1,4; \quad (15)$$

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме не должен превышать предельного значения 1,5 [2].

Приведем пример на ТП147

$$S_{расчА} = \frac{\sqrt{1057^2 + 420,484^2}}{0,75 \cdot 2} = 758,185 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Устанавливаем на ТП трехфазный двух обмоточный масляный трансформатор ТМ 1000/10/04-У1.

Трансформаторы марки ТМ – с естественным охлаждением масла, с переключением без возбуждения, предназначены для передачи и распределения электроэнергии в условиях умеренного холодного климата для сетей переменного тока.

$$K_{энас} = \frac{\sqrt{1057^2 + 420,484^2}}{1 \cdot 1000} = 1,3 \leq 1,5$$

$$K_{\phi} = \frac{758,185}{1000 \cdot 2} = 0,4 \leq 1,4 .$$

Исходя из условий и проверки трансформатор выбран верно. Аналогично делаем выбор и проверку для других ТП. Расчет приведен в приложение Б.

Таблица 3 – Мощности трансформаторов ТП

Номер ТП	Р _{р.ТП} , кВт	Q _{р.ТП} , квар	S _{расч.} , кВА	S _т , кВА	k _з	k _{зпав}	Тип трансформатора ТП
1	2	3	4	5	6	7	8
ТП147	1009,13	389,504	721,128	1000	0,4	1,1	ТМ1000/10-У1 (ХЛ1)
ТП155	1119,23	354,83	782,75	1000	0,3	1,04	ТМ1000/10-У1 (ХЛ1)
ТП159	1092,72	249,63	747,25	1000	0,4	1,04	ТМ1000/10-У1 (ХЛ1)
ТП153	1160	328,42	803,59	1000	0,4	1,2	ТМ1000/10-У1(ХЛ1)
ТП160	245,25	67,18	170,07	400	0,3	0,3	ТМ400/10-У1(ХЛ1)
ТП162	1072	279,2	740,29	1000	0,4	1,1	ТМ1000/10-У1(ХЛ1)
ТП146	1592	448,9	1003	1600	0,5	1,03	ТМ1600/10-У1(ХЛ1)
ТП148	801,41	220,22	554,07	630	0,4	1,3	ТМ630/10-У1(ХЛ1)
ТП145	348,94	78,06	357,56	400	0,4	0,9	ТМ400/10-У(ХЛ1)

1	2	3	4	5	6	7	8
ТП149	582	176,77	429	400	0,5	0,9	ТМ630/10-У1(ХЛ1)
ТП154	650,47	253,01	465,29	630	0,4	1,1	ТМ630/10-У(ХЛ1)
ТП156	858,8	244,98	622,08	630	0,5	1,4	ТМ630/10-У(ХЛ1)
ТП152	846,31	229,99	565,37	630	0,5	1,02	ТМ630/10-У(ХЛ1)
ТП163	956,25	295,17	667,2	1000	0,4	0,9	ТМ1000/10-У(ХЛ1)
ТП151	396,63	148,49	382,77	400	0,3	0,6	ТМ400/10-У(ХЛ1)

Таблица 4 – Марка и параметры выбранных трансформаторов

Марка	ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт	U_k , %	I_x , %
ТМ – 400/10	0,92	5,5	4,5	2,1
ТМ – 1000/10	2,45	11	5,5	1,4
ТМ – 630/10	1,42	7,6	5,5	2
ТМ – 1600/10	3,3	11	5,5	1,4

2.5 Расчет компенсации реактивной мощности

Расчет этого пункта состоит для надежной и экономической работы электроэнергетической системы, снижение потерь электроэнергии, а для этого необходимо условие компенсация реактивной мощности на ТП.

Компенсация реактивно мощности осуществляется с помощью конденсаторной установки, в которой основным элементом являются конденсаторы. Они разгружают питающие линии электропередачи, трансформаторы и распределительные устройства, снижают оплаты электроэнергии, а так же для поддержания нужных уровней напряжения в узлах электрической сети потребление реактивной мощности для обеспечения требуемой генерируемой мощности с учетом нужного резерва. Главный один их плюс, что позволяют сделать распределительные сети более надежными и экономичными.

Рассмотрим пример расчета на ТП№147.

$$Q_T = \sqrt{(N_T \cdot K_3 \cdot S_{ном})^2 - P_p^2}, \quad (16)$$

$$Q_T = \sqrt{(2 \cdot 0,8 \cdot 1000)^2 - 1009,13^2} = 1242 \text{ кВар},$$

Определяется суммарная мощность НКУ:

$$Q_{НКУ1} = Q_p - Q_T, \quad (17)$$

где Q_p - расчетная реактивная мощность, квар.

$$Q_{НКУ1} = 389,504 - 1242 = -852,131 \text{ кВар}.$$

При расчете получился минус, это видно, что КМР на данной КТП не нужна. Высшим расчетам остальных трансформаторных ПС делаем итоговый вывод о ненужности КМР выполнения компенсации. Расчет для всех ТП представлен в приложение Б.

2.6 Выбор схемы и конструкции ТП

В проектируемой схеме КТП наружной установки до 10 кВ.

ТП ориентированы для приема, преобразования распределения электрической энергии трехфазного переменного тока частотой 50 Гц номинальным напряжением 10/04 кВ.

КТП устанавливаются на промышленных объектах, городских и сельскохозяйственных объекта.

Высоковольтный ввод в подстанции 10 кВ и вывод отходящих напряжением 0,4 кВ выполнены кабельными и воздушными линиями. Вид КТП представлен на рисунке 6.

КТП должна быть оснащена рабочим освещением, вентиляцией, а также отоплением (электрическое с автоматическим поддержанием температуры не ниже плюс 5 °С).



Рисунок 6 – Внешний вид комплектной трансформаторной ПС

3 ВЫБОР СХЕМЫ И ПАРАМЕТРОВ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ 10 кВ

3.1 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП

Для того чтоб рассчитать электрические нагрузки на ТП 10/0,4 на стороне 10 кВ, необходимо потери мощности трансформатора и просуммировать с мощностью, протекающей в них.

Потери мощности в трансформаторах рассчитывается по формуле:

$$\Delta P_m = \frac{P_{p.mn}^2 \cdot r_m + Q_{p.mn}^2 \cdot r_m}{10^2} \text{ кВт}, \quad (18)$$

$$\Delta Q_m = \frac{P_{p.mn}^2 \cdot x_m + Q_{p.mn}^2 \cdot x_m}{10^2} \text{ квар}. \quad (19)$$

где $P_{p.mn}$ – расчетная активная нагрузка на трансформаторе, кВт;

$Q_{p.mn}$ – расчетная реактивная нагрузка на трансформаторе, квар;

r_0 и x_0 - активное и индуктивное сопротивления трансформатора, мОм.

$$P_{ТП.ВН} = P_{p.mn} + \Delta P; \quad (20)$$

$$Q_{ТП.ВН} = Q_{p.mn} + \Delta Q. \quad (21)$$

Приведем пример на ТП №147.

$$\Delta P_m = \frac{1009,13^2 \cdot 1,11 + 389,504^2 \cdot 1,11}{10^2} = 12,99 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_m = \frac{1009,13^2 \cdot 5,5 + 389,504^2 \cdot 5,5}{10^2} = 64,35 \text{ квар};$$

$$P_{ТП.ВН} = 1009,13 + 12,99 = 1022,11 \text{ кВт}.$$

$$Q_{ТП.ВН} = 389,504 + 64,35 = 452,85 \text{ квар.}$$

Результаты соединены в таблицу 5.

Подробный расчет для остальных ТП в приложение Б.

Таблица 5 – Электрические нагрузки на стороне ВН 10 кВ ТП 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
ТП147	1009,13	389,504	12,99	63,35	1022,11	452,85
ТП155	1119,53	354,83	15,302	75,82	1134,83	430,65
ТП159	1092,72	249,63	13,94	69,09	1106,66	318,72
ТП153	1160	328,42	16,13	79,94	1176	408,36
ТП160	245,25	67,18	2,18	6,95	247,429	74,13
ТП162	1072	279,43	13,62	67,4	1086	346,69
ТП146	1592	448,9	17,51	94,11	1610	543,02
ТП148	801,41	220,22	12,92	8,98	814,33	229,2
ТП145	348,94	78,06	2,39	1,6	351,33	79,72
ТП149	582	176,77	6,92	4,8	588,92	181,58
ТП154	650,47	253,01	9,11	6,33	659,58	259,34
ТП156	858,8	244,98	14,91	10,37	873,71	255,35
ТП152	846,31	229,99	14,38	9,99	860,69	239,98
ТП162	956,25	295,17	11,12	55,08	967,37	350,25
ТП151	369,63	148,49	5,35	17,06	374,98	165,55

3.2 Расчет электрических нагрузок ПС 10 кВ

Для того чтоб рассчитать электрические нагрузки городских сетей 10 кВ, надо умножением суммы расчетных нагрузок трансформаторов отдельных ТП в данном проекте 15 ТП подключенных к ПС на коэффициент одновременности для суммирования электрических нагрузок. (коэффициент выбирается из источника [22].)

$$P_{pn.10} = k_{\max} \cdot \sum_1^n P_{ТП.ВН}, \quad (22)$$

$$Q_{pn.10} = k_{\max} \cdot \sum_1^n Q_{ТП.ВН}. \quad (23)$$

где k_y - коэффициент одновременности для суммирования электрических нагрузок, принимаем 0,7 [22].

$$P_{pn.10} = 0,7 \cdot \left(\begin{array}{l} 1022,11 + 1134,83 + 1106,66 + 1191,5 + \\ + 1870,73 + 876,205 + 1053,69 + \\ + 889,22 + 814,33 + 787,72 + 425,23 + \\ + 659,58 + 881,69 + 860,69 + 967,37 + \\ + 374,98 \end{array} \right) = 8928,264 \text{ кВт};$$

$$Q_{pn.10} = 0,7 \cdot \left(\begin{array}{l} 452,85 + 430,65 + 318,72 + 374,45 + \\ + 491,8 + 184,36 + 333,76 + 275 + \\ + 229,2 + 204,84 + 116,42 + 259,34 + \\ + 360,29 + 239,98 + 350,25 + 165,55 \end{array} \right) = 3037,99 \text{ квар},$$

$$S_{pn.10} = \sqrt{8928,264^2 + 3037,99^2} = 9430,974 \text{ кВА}.$$

В данном проекте реконструкции на ПС применена секционированная система шин, в которой установлен секционный выключатель, который при нормальном режиме работы обычно отключен, что обеспечивает снижение короткого замыкания. Подстанции устройство изготавливается в виде шкафов КРУ, которые включают в себя ТН И ТК, устройства РЗА, автоматики и приборы измерения.

4 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ПС НАГОРНАЯ

4.1 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

Из правил устройства электрооборудования мы знаем, что на проектируемой ПС устанавливается два силовых трансформатора. Это обуславливается тем, что есть потребители I и II категории надежности.

Расчётная мощность трансформатора находится по формуле, МВА:

$$S_{расч} = \frac{S_{ВН}}{2 \cdot 0,7} \quad (24)$$

$$S_{расч} = \frac{9430,974}{2 \cdot 0,7} = 6736 \text{ кВА.}$$

В соответствии типа трансформаторов ПС, делаем выборы вариантов для экономического сравнения

1. Если номинальная мощность 10000 кВА устанавливаем два силовых трансформатора;
2. Если номинальная мощность 16000 кВА устанавливаем два трансформатора.

Исходя из рассчитанных напряжений проектируемой подстанции, устанавливаем типовые трансформаторы. Данные выбранных трансформаторов указаны в таблице 6.

Таблица 6 - Параметры силовых трансформаторов, участвующих в технико-экономическом выборе

Параметры	Величина	
	ТМН -10000/35	ТДНС 16000/35
Тип трансформатора		
1	2	3
Номинальная мощность $S_{НОМ}$, МВА	10	16
Напряжения ВН $U_{НОМ\text{ВН}}$, кВ	35	36,75
Напряжения НН $U_{НОМ\text{НН}}$, кВ	10,5	10,5

1	2	3
Потери мощности холостого хода ΔP_0 ,	10,5	17
Потери при коротком замыкании $\Delta P_{кз}$,	65	85
Ток холостого хода I_0 , %	0,8	0,3

4.2 Технико-экономический расчет по выбору мощности силовых трансформаторов

В результате реконструкции микрорайона Транспортный, будет произведена замена силовых трансформаторов. По итогам выбора силового трансформатора, было выбрано два варианта.

В выборе из вариантов трансформаторов делаем результате расчетов сравнительной экономической эффективности результата капитальных вложений. Экономическим критерий определяющий самый выгодный вариант минимум приведенных которые вычисляются следующим образом .

$$Z = E_H \cdot (K + I) \quad (25)$$

где K - капиталовложения, тыс. руб.; необходимые для сооружения электрической сети, для новой, когда будет происходить возведение не меньше срока в один год.

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

E_H – нормативный коэффициент сравнительной эффективности капитальных вложений; $E_H = 0,125$ 1/руб [24].

Капитальные вложения в силовые трансформаторы определяются по формуле:

$$K_{\Sigma TP} = K_{TP} + K_{ПР} + K_{СМР} \quad (26)$$

где $K_{ТР}$ – капиталовложения в СТ, тыс.руб.;

$K_{СМР}$ – стоимость строительно-монтажных работ (50%), тыс.руб. [24];

$K_{ПР}$ – прочие затраты (5%), тыс.руб [24].

Общее капиталовложение в силовые трансформаторы для вариантов

$$K_{\Sigma ТР-1.} = 56000 + 2650 + 26500 = 82150 \text{ руб.},$$

$$K_{\Sigma ТР-2.} = 74000 + 3700 + 37000 = 114700 \text{ руб.},$$

4.3 Расчет затрат на эксплуатацию силовых трансформаторов

Итоговые вычисления являются частью текущих затрат на производство электроэнергии (они вносятся в себестоимость) и финансовых фондов и находятся по формуле:

$$I_{ам} = K_{\Sigma ТР} \cdot \alpha_{ам}, \quad (27)$$

где $K_{\Sigma ТР}$ – капитальные вложения, руб.;

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

Нормы отчисления на амортизацию определяются как:

$$\alpha_{ам} = \frac{1}{T_{сл}}, \quad (28)$$

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

Ежегодные затраты на текущей и капитальный ремонт, технические обслуживания оборудования определяются как:

$$I_{экс} = K_{\Sigma ТР} \cdot \alpha_{экс}, \quad (29)$$

где $\alpha_{\text{экс}}$ - нормы отчислений на обслуживание элементов сетей и технических ремонтов ежегодно, о.е.

Определяются амортизационные отчисления и эксплуатационные издержки:

$$I_{\text{ам-1}} = \frac{K_{\Sigma TP-1}}{20} = \frac{82150}{20} = 4107 \text{ руб.},$$

$$I_{\text{ам-2}} = \frac{K_{\Sigma TP-2}}{20} = \frac{114700}{20} = 5735 \text{ руб.},$$

$$I_{\text{экс-1}} = K_{\Sigma TP-1} \cdot \alpha_{\text{экс}} = 82150 \cdot 0,037 = 3040 \text{ руб.},$$

$$I_{\text{экс-2}} = K_{\Sigma TP-2} \cdot \alpha_{\text{экс}} = 114700 \cdot 0,037 = 4244 \text{ руб.}$$

Расчет затрат на электроэнергию и потери:

Потери энергии в год на трансформаторах находятся по формул:

$$\Delta W_{\text{тр}\Sigma\text{ТП}} = \Delta W_{\text{ХХ}} + \Delta W_{\text{КЗ}}, \quad (30)$$

$$\Delta W_{\text{тр}\Sigma\text{ТП}} = 2 \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot \Delta P_{\text{кз}} \cdot K_3^2 \cdot \tau. \quad (31)$$

Представлен расчет для двух вариантов:

$$\Delta W_{\text{TP-1}} = 2 \cdot 14,5 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 65 \cdot 0,7^2 \cdot 1200 = 273200 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{год},$$

$$\Delta W_{\text{TP-2}} = 2 \cdot 13 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 85 \cdot 0,7^2 \cdot 1200 = 252700 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{год}.$$

Рассчитываем стоимость потерь электроэнергии в трансформаторах:

$$I_{\Delta W-1} = \Delta W_{\text{TP-1}} \cdot C_{\Delta W} = 273200 \cdot 0,796 = 217400 \text{ руб.}$$

$$I_{\Delta W-2} = \Delta W_{\text{TP-2}} \cdot C_{\Delta W} = 252700 \cdot 0,796 = 201150 \text{ руб.}$$

Определяем издержки:

$$I_1 = I_{\text{экс-1}} + I_{\text{А-1}} + I_{\Delta W-1} = 3040 + 4107 + 217400 = 224600 \text{ руб.}$$

$$I_2 = I_{\text{экс-2}} + I_{A-2} + I_{\Delta W-2} = 5735 + 4244 + 252700 = 201200 \text{ руб.}$$

Приведенные затраты для варианта 1 и 2 будут следующими

$$Z_1 = 0,125 \cdot 82150 + 224600 = 234800 \text{ руб.},$$

$$Z_2 = 0,125 \cdot 114700 + 201200 = 225500 \text{ руб.}$$

Из полученных результатов видно, что наиболее выгодным является вариант №2 с трансформаторами типа ТДНС 16000/35.

Подстанция 35/10 должна быть двухтрансформаторная, поэтому, не взирая на экономические расчеты, устанавливаем трансформаторы типа ТМН 2х 10000.

4.4 Выбор главной схемы электрических соединений

Вычислим наибольшую величину тока в цепи трансформатора, А:

$$I_{\text{max раб}} = \frac{K_{ав} \cdot S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (32)$$

$$I_{\text{max раб}} = \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 230,94 \text{ А.}$$

Наибольший рабочий ток меньше 1000 А, значит при выборе схемы на высокое напряжения можно не устанавливать на ВН сборные шины. Применим типовую схему два блока с выключателями и не автоматической перемычкой со стороны линии. Схема может применяться на тупиковых, ответвительных и проходных подстанциях напряжением 35—220 кВ .

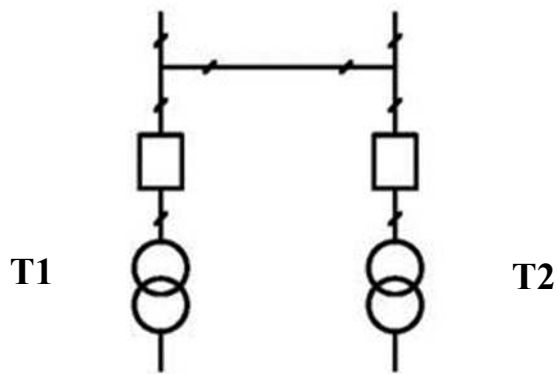


Рисунок 7 – Схема распределительного устройства ВН

На низшее напряжение 10 кВ выберем схему одиночную секционированную систему сборных шин, закрытого типа

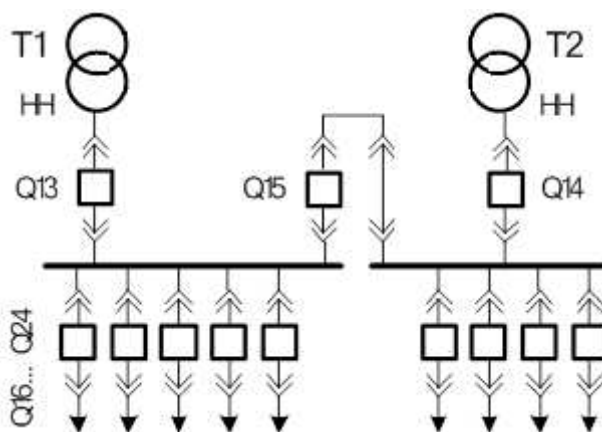


Рисунок 8 – Схема распределительного устройства НН

5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

При реконструкции электроснабжения одним из главных пунктов является расчет короткого замыкания, от которого зависит выбор электрооборудования, а также для проверки проводов по термической стойкости к току КЗ и для выбора уставок релейной защиты и автоматики.

КЗ– электрическое соединение двух точек электрической цепи с различными значениями потенциала, не предусмотренное конструкцией устройства и нарушающее его нормальную работу.

В данной работе рассчитаем симметричное и несимметричное короткое замыкания. Трехфазное короткое замыкания бывает симметричным и не симметричным, симметричным когда выполняются условия одинаковости для фаз. Рассчитаем несимметричное двухфазное короткое замыкания.

Для расчета, необходимо составить расчетную схему замещения. Полная схема замещения для ПС «Нагорная» представлена на рисунке 9.

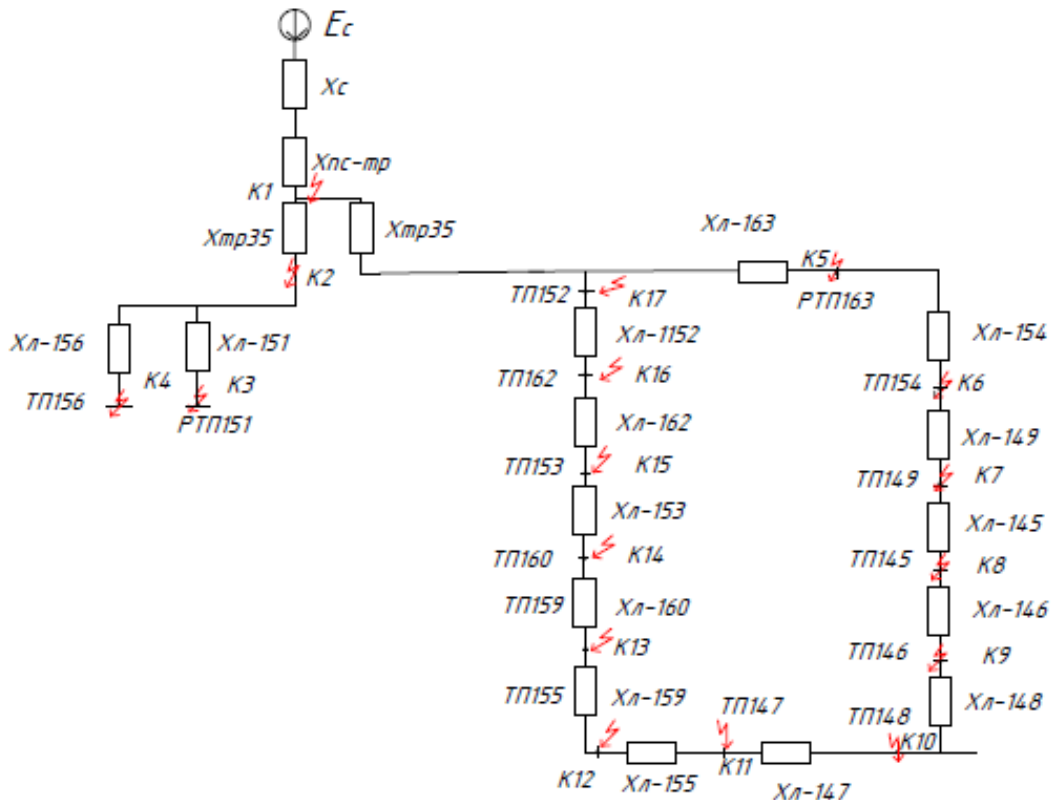


Рисунок 9 - Схема замещения

5.1 Расчет токов КЗ в сети 10 кВ

При расчете токи КЗ в высоковольтных сетях определяются в следующих точках: на шинах ПС, шины наиболее удаленной ТП и шины наиболее удаленной ТП и шины расчетной ТП высокого напряжения.

Расчет ведём в относительных единицах. Для упрощения расчетов, активными сопротивлениями элементов можно пренебречь.

Схема замещения участка цепи представлена на рисунке:

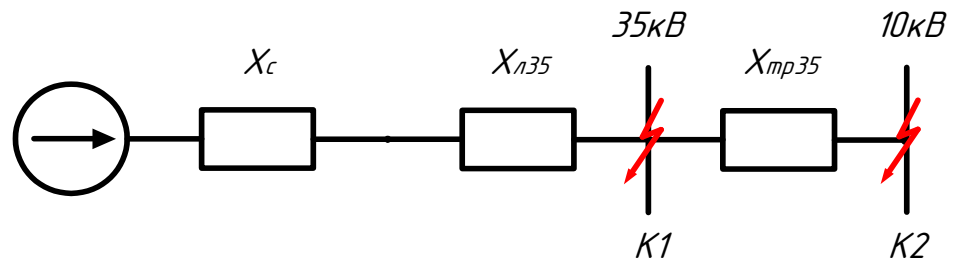


Рисунок 10 - Схема замещения участка цепи

Для расчета в относительных единицах вводятся базисные величины: базисная мощность: $S_б = 100$ МВА; базисное напряжение, принимается из среднего ряда напряжений (0,4; 6,3; 10,5; 37; 115 кВ); ЭДС системы: $E_c = 1,1$ о.е. [14].

5.2 Расчет тока КЗ на ПС 35 кВ

Базисное напряжение принимается равным: $U_б = 37$ кВ. Базисный ток в этом случае будет равен:

$$I_{баз} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б} \quad (33)$$

$$I_{баз} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56.$$

Для того чтобы найти их сопротивление систем, нужно найти кот короткого замыкания на шинах КТП и мощности короткого замыкания. Так как в нашем случаи мощность короткого замыкания неизвестна, сопротивление системы определяется как:

$$X_{сист} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз}} . \quad (34)$$

Если же и ток короткого замыкания неизвестен, то берётся система бесконечной мощности: $X_{сист} = 0$.

Сопротивление линии определяется как:

$$X_l = X_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp}^2} , \quad (35)$$

где $X_{уд}$ - удельное сопротивление линии, равное 0,4 Ом/км;

l - длина линии, км.

$$X_{л35} = 0,4 \cdot 6 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,178 .$$

В данном случае, со стороны 35кВ полное сопротивление будет равно:

$$\sum X = X_c + X_{л35} , \quad (36)$$

$$\sum X = 0 + 0,178 = 0,178 \text{ Ом} .$$

Переодическая составляющая тока кз:

$$I_{покз} = \frac{I_{\delta} \cdot E_c}{X} , \quad (37)$$

где I_{δ} - базисный ток, кА;

X - полное сопротивление до точки короткого замыкания, Ом.

$$I_{покз} = \frac{1,56 \cdot 1,1}{0,178} = 7,698 \text{ кА} .$$

Для расчета ударного тока КЗ на стороне 35 кВ для ПС, ударный коэффициент принимается равным 1,608.

Ударный ток КЗ:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПОКЗ}} \cdot K_{y\partial}, \quad (38)$$

где $K_{y\partial}$ - ударный коэффициент

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 7,698 \cdot 1,608 = 19,596.$$

5.3 Расчет тока КЗ на ПС 10 кВ

К общему сопротивлению добавляется сопротивление трансформатора:

$$X_{\text{тр}} = \frac{u_{k\%}}{100} \frac{S_{\sigma}}{S_{\text{номТ}}}, \quad (39)$$

$$X_{\text{тр}35} = \frac{10,5}{100} \frac{100}{10} = 1,05 \text{ Ом.}$$

В итоге, общее сопротивление равно:

$$\sum X = X_c + X_{\text{л}35} + X_{\text{тр}35}, \quad (40)$$

$$\sum X = 0 + 0,178 + 1,05 = 1,274 \text{ Ом.}$$

Базисный ток:

$$I_{\text{баз}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,49 \text{ кА.}$$

Периодическая составляющая тока КЗ:

$$I_{\text{ПОКЗ}} = \frac{5,49 \cdot 1,1}{1,274} = 4,94 \text{ кА.}$$

Для расчета ударного тока КЗ на стороне 6 кВ для ПС, ударный коэффициент принимается равным 1,8.

Ударный ток КЗ определяется по формуле (38)

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 4,94 \cdot 1,8 = 12,574 \text{ кА.}$$

5.4 Расчет токов КЗ на ТП 10/0,4 кВ (в точке К-3)

Для того, чтобы рассчитать ток КЗ на стороне 10 кВ каждой трансформаторной подстанции, необходимо дополнить схему замещения, учитывая сопротивление отходящей линии от ПС до ТП. Схема замещения представлена на рисунке 11.

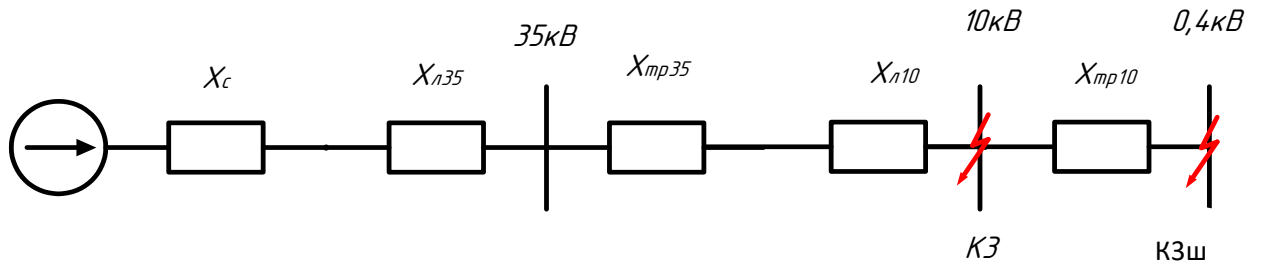


Рисунок 11 - Схема замещения

Типовой расчет произведём на примере ТП-151.

Расстояние от ПС до ТП-46 составляет 2,08 км. Расчет сопротивления линии производим по формуле (35)

$$X_{л151} = 0,4 \cdot 2,8 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 1,016.$$

В итоге общее сопротивление равно:

$$\sum X = X_c + X_{л35} + X_{тр35} + X_{л46}, \quad (41)$$

$$\sum X = 0 + 0,178 + 1,05 + 1,016 = 2,24 \text{ Ом.}$$

Базисный ток:

$$I_{баз} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,49 \text{ кА.}$$

Переодическая составляющая тока КЗ определяется по формуле (41):

$$I_{покз} = \frac{5,49 \cdot 1,1}{2,24} = 2,7 \text{ кА.}$$

Для расчета ударного тока КЗ на стороне 10 кВ для ТП, ударный коэффициент принимается равным 1,369.

Ударный ток КЗ определяется по формуле (39):

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot 2,7 \cdot 1,369 = 6,872 \text{ кА.}$$

5.5 Расчет токов КЗ на ТП 0,4 кВ

Типовой расчет произведём на примере ТП-151 точка КЗш.

Исходя из расчета, на ТП-151 устанавливается два трансформатора, номинальной мощностью 400 кВА, данные для расчета берём из таблицы 6.

$$X_{mp10} = \frac{4,5 \cdot 100}{100 \cdot 0,4} = 11,25.$$

В итоге общее сопротивление равно:

$$\sum X = X_c + X_{л35} + X_{mp35} + X_{л46} + X_{mp10}, \quad (42)$$

$$\sum X = 0 + 0,178 + 1,05 + 1,016 + 11,25 = 13,49 \text{ Ом.}$$

Базисный ток определяется по формуле (33):

$$I_{баз} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,49 \text{ кА.}$$

Переодическая составляющая тока КЗ определяется по формуле (42):

$$I_{покз} = \frac{5,49 \cdot 1,1}{13,49} = 0,448 \text{ кА.}$$

Для расчета ударного тока КЗ на стороне 0,4 кВ для ТП, ударный коэффициент принимается равным 1,1.

Ударный ток КЗ определяется по формуле (38):

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot 0,448 \cdot 1,1 = 1,141 \text{ кА.}$$

В приложение Б сведен расчет токов КЗ для всех точек схемы замещения.

Результаты остальных расчетов сведены в таблицу 7.

Таблица 7 – Расчет токов КЗ

Точка КЗ	$I_k^{(3)}$, кА	$I_k^{(2)}$, кА	$i_{уд}$, кА
1	2	3	4
К1	7,698	6,667	19,596
К2	4,94	4,278	12,574

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4
К3	4,9	4,28	12,59
К3ш	0,458	0,42	1,123
К4	2,575	2,23	6,554
К4ш	0,669	0,579	1,04
К5	3,28	2,8	8,3
К5ш	0,82	0,714	1,28
К6	4,5	3,9	11,67
К6ш	0,62	0,52	0,93
К7	4,42	3,83	11,27
К7ш	0,59	0,52	0,93
К8	4,75	4,1	12,1
К8ш	0,474	0,411	0,738
К9	1,872	1,621	4,766
К9ш	0,46	0,399	0,716
К10	1,817	1,574	4,625
К10ш	0,326	0,283	0,508
К11	1,765	1,529	4,493
К11ш	0,393	0,34	0,611
К12	1,673	1,449	4,259
К12ш	0,388	0,383	0,604
К13	1,627	1,409	4,142
К13ш	0,386	0,334	0,6

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4
K14	1,55	1,342	3,964
K14ш	0,28	0,242	0,435
K15	1,492	1,292	3,798
K15ш	0,377	0,327	0,587
K16	4,5	3,8	11,4
K17	3,9	3,37	9,9
K17ш	0,588	0,509	0,915

6 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

6.1 Расчет токов продолжительного режима

Во время работы электроустановок различают работу нормальных режимов, а также рабочие токи утяжелённого режима. В нормальном режиме установки или её части понимают режим, при котором все параметры не выходят за пределы, допустимые при заданных условиях эксплуатации. Под тяжелым режимом понимают ремонтный или послеаварийный вынужденный период работы, при котором рабочий ток может превысить ток нормального режима. Увеличение токов должно быть учтено при выборах аппаратов и проводников.

На стороне ВН, НН трансформатора токи нагрузки вычисляются по формулам:

$$I_{ном} = \frac{0,7 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{вн}} = 5,49, \quad (43)$$

$$I_{max} = \frac{1,4 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{вн}} = 5,49. \quad (44)$$

На стороне ВН:

$$I_{ном} = \frac{0,7 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 115,47 \text{ A},$$

$$I_{max} = \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 230,94 \text{ A}.$$

На стороне НН:

$$I_{ном} = \frac{0,7 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 404,14 \text{ A},$$

$$I_{max} = \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 808,29 \text{ A}.$$

6.2 Выбор и проверка высоковольтных выключателей

Конструкция выключателей позволяет отключать токи короткого замыкания несколько десятков тысяч ампер. Чтобы упростить эксплуатацию при выборе выключателей, следует стремиться к однотипности. Роль выключателей то что они надежно и быстро отключают любые токи. Они относятся к коммутационным аппаратам, которые предназначены для включения и отключения тока в электрической цепи.

Выключатели подразделяют на масляные, воздушные, элегазовые, вакуумные и с магнитным гашением дуги.

Выключатели выбирают: по номинальному напряжению – $U_{уст} \leq U_{ном}$, по номинальному току – $I_{раб.ут} \leq I_{ном}$, по отключающей способности [20].

Для выбора выключателя применим следующие условия:

- при выборе выключателей номинальное напряжение установки должно быть меньше (или равно) номинальному напряжению выключателя:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (45)$$

где $U_{уст}$ - номинальное напряжение установки, кВ;

$U_{ном}$ - номинальное напряжение выключателя, кВ;

$I_{раб.макс}$ - максимальный рабочий ток электрической цепи не должен превышать номинальный ток (каталожные данные):

$$I_{раб.макс} \leq I_{ном}, \quad (46)$$

где $I_{раб.макс}$ - максимальный рабочий ток, кА;

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} ; \quad (47)$$

где $I_{\text{откл.ном}}$ - ток отключения должен превышать или равняться периодической составляющей тока короткого замыкания:

$$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{откл.ном}} . \quad (48)$$

Для того чтобы проверить выключатель на термическую стойкость к токам КЗ нужно рассчитать наибольшую температуру нагрева электрических аппаратов от токов КЗ.

$$B_{\text{к.в}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} , \quad (49)$$

где $I_{\text{терм}}$ - ток термической стойкости, кА;

$t_{\text{терм}}$ - время протекания КЗ, с.

Найдем выключатель на стороне высокого напряжения.

Из приведенных нами данным максимальные токи, проходящие по цепям, приходящие к КТП, в установке выберем выключатели наружного исполнения ВГЭБЭ-35. Условия и данные аппарата и сети сведены в таблицу 8.



Рисунок 12 - Внешний вид выключателя типа ВГБЭ-35

Тепловой импульс тока КЗ :

$$B_k = 7,698^2 \cdot (0,4 + 0,064) = 11,32 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

Таблица 8 – Выбор выключателей на ВН

Расчетные данные	Каталожные данные	Условие выбора
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{раб.мах} = 155,57 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$I_{п.0} = 7,698 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{п.0} \leq I_{откл.ном}$
$I_{п.0} = 7,698 \text{ кА}$	$I_{вкл.ном} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{п.0} \leq I_{вкл.ном}$
$i_{уд} = 19,596 \text{ кА}$	$i_{ске} = 32 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$B_k = 27,49 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер.}^2 \cdot t_{тер} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер.}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Выбираются выключатели на НН (Q13-Q24).

На низшем напряжении к установке принимаем выключатели внутреннего исполнения LF1. Рисунок 13. Условия выбора, данные аппарата и сети сведены в таблицу 9.



Рисунок 13 - выключатель внутреннего исполнения LF1

Таблица 9 – Выбор выключателей на НН

Расчетные данные	Каталожные данные	Условие выбора
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{раб.мах} = 544,49 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$I_{п.о} = 4,94 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{п.о} \leq I_{откл.ном}$
$I_{п.о} = 4,94 \text{ кА}$	$I_{вкл.ном} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{п.о} \leq I_{вкл.ном}$
$i_{уд} = 12,574 \text{ кА}$	$i_{скв} = 64 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$B_k = 11,32 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер.}^2 \cdot t_{тер} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер.}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

6.3 Выбор разъединителей

Разъединителем мы будем называть такой аппарат, который предназначен для отключения и включения электрической цепи.

В ходе работе будем на высокой стороне 35 кВ выбирать разъединитель, по приведенным выше значениям максимальных котов, проходящих по одно-

типных цепях и линиям приходящие на ОРУ к трансформатором, установим разъединитель наружного исполнения РНДЗ 35/1000 у1 рисунок14.

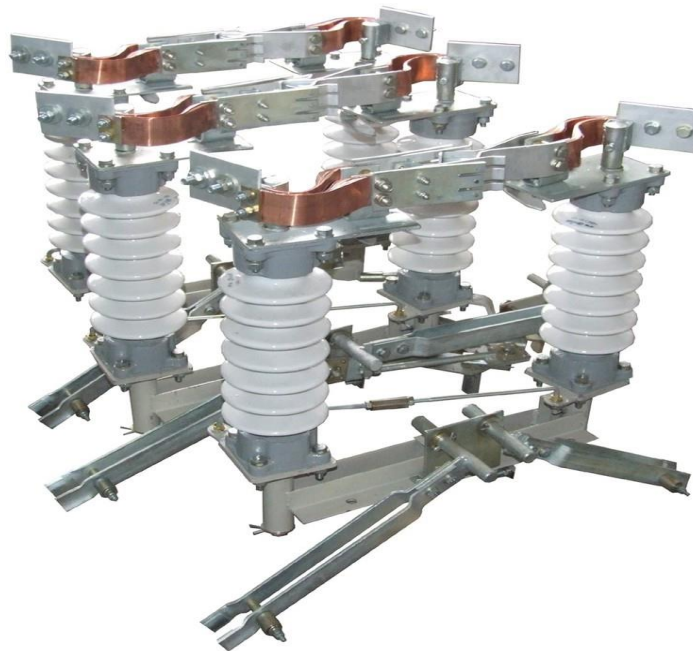


Рисунок 14 - Разъединитель наружного исполнения РНДЗ 35/1000 У

Выбор осуществляется аналогичным образом, как для выключателей. Условия выбора, данные аппарата и сети сведем в таблицу 10.

Таблица 10 – Выбор разъединителей на ВН

Расчетные данные	Каталожные данные	Условие выбора
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{раб.мах} = 155,57 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$i_{уд} = 19,596 \text{ кА}$	$i_{скв} = 50 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$B_k = 27,49 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер.}^2 \cdot t_{тер.} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер.}^2 \cdot t_{тер.} \geq B_k$

Преимущества:

- Поворотные выводные контакты без применения гибких связей;
- Бесступенчатая регулировка колонок изоляторов;
- Покрытие металлоконструкций горячим цинком;

- Удобная сборка при монтаже, без применения сварки;

6.4 Выбор ограничителей перенапряжений

Ограничители перенапряжений - электроаппараты, предназначенные для защиты электрических оборудований от различного рода грозových и коммутационных перенапряжений. ОПН в своей конструкции не имеют искровых промежутков. Высоко нелинейная вольт-амперная характеристика позволяет длительно находиться в зоне действием рабочего напряжения. При это мы можем обеспечить сильный уровень защиты перенапряжений.

Делаем выбор на высокой стороне напряжения ОРУ. Останавливаемся на марке ОПН-П1 35/40,5. Характеристика выбранного ОПН приведена в таблице 11.

Выбираем ОПН на низкой стороне напряжения. Выбираем ОПН-П1 10/12,0. Характеристика выбранного ОПН приведена в таблице 11.

Таблица 11 – Характеристики выбранных ОПН

Наименование параметра	ОПН-П1- 35\40,5\10\2УХЛ	ОПН-П1- 10/12,0/10/2 УХЛ
1	2	3
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



Рисунок 15 - ОПН-П1-35\40,5\10\2УХЛ

6.5 Выбор измерительных трансформаторов тока

Трансформаторы тока нужны, чтобы к ним мы смогли подключать устройства такие как приборы учёта измерения и устройств защит и применяются так же для цепей изоляции соединении вторичных соединений от высокого напряжения внутренних и наружных установок оборудования. Трансформатор ток может уменьшить токи первичные до нужных значений в измерительных приборах для удобного измерения. Так же для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Выбор трансформаторов тока на стороне высокого напряжения. К установке принимаем трансформатор тока типа наружного исполнения ТОЛ 35. Условия выбора, данные аппарата и сети сведем в таблицу 12.

Трансформатор предназначен для работы в открытых и закрытых распределительных устройствах в диапазоне температур от 55 °С до минус 60 °С, не взрывоопасной окружающей средой.

Таблица 12 – Выбор трансформаторов тока на ВН

Расчетные данные	Каталожные данные	Условие выбора
$U_{уст} = 35$ кВ	$U_{ном} = 35$ кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{раб.мах} = 155,57$ А	$I_{ном} = 300$ А	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$i_{уд} = 19,596$ кА	$i_{скв} = 102$ кА	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$B_k = 27,49$ кА ² · с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 3600$ кА ² · с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

На стороне НН выберем трансформатор тока внутреннего исполнения ТОЛ-10. Условия выбора и данные аппарата и сети приведены в таблице 13.

ТОЛ-10 выпускаются с одной вторичной обмоткой для измерения и одной вторичной обмоткой для защиты.

Трансформаторы на номинальный ток 1000 и 1500 А могут выпускаться с двумя вторичными обмотками для защиты.

Таблица 13 – Выбор трансформаторов тока на НН

Расчетные данные	Каталожные данные	Условие выбора
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{раб.мах} = 544,49 \text{ А}$	$I_{ном} = 1500 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$i_{уд} = 12,574 \text{ кА}$	$i_{скв} = 50 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$B_k = 11,32 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер.}^2 \cdot t_{тер} = 3267 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер.}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

6.6 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

ТН обеспечивают в распределительных устройствах ПС для питания вольтамперных обмоток приборов. Их можно использовать для понижения высокого напряжения до стационарного значения 100 или $100\sqrt{3}$ и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

ТМ масляный трехфазный 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 ТН на стороне высокого напряжения. Для этого трансформатора напряжения типа НАМИ – 35. Условия выбора, данные аппарата и сети сведем в таблицу 14.

Таблица 14 – Выбор трансформаторов напряжения на ВН

Условия выбора	Данные аппарата	Данные сети
$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сети}}$	$U_{\text{НОМ}} = 35/\sqrt{3}$ 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 15

Таблица 15 – Выбор трансформаторов напряжения на НН

Условия выбора	Данные аппарата	Данные сети
$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сети}}$	$U_{\text{НОМ}} = 6/\sqrt{3}$ кВ	$U_{\text{сети}} = 6$ кВ

Основные особенности и преимущества данных ТН:

- трансформатор пожаробезопасен, так как в качестве главной изоляции применен инертный негорючий элегаз;
- каждый трансформатор оснащен эффективно действующим взрывозащитным устройством (мембраной), исключающим взрыв трансформатора даже при коротком внутреннем замыкании;
- отсутствие внутренней твердой изоляции исключает возникновение частичных разрядов, позволяет не проводить периодические проверки и испытания изоляции в течение длительного времени;

6.7 Выбор и проверка сборных шин

Делаем выбор на КРУ сборных шин, они будут выбираться как и другие устройства, которые должны иметь проверку по нагреву длительно допустимым токам[14].

Во время проверки шин их сечения будем выбирать по длительным допустимым параметрам таких как ток, поэтому для начала рассчитаем рабочий ток на шинах:

$$I_{n/a} = \frac{S_{PII}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (50)$$

$$I_{n/a} = \frac{9430,974}{\sqrt{3} \cdot 10} = 544,49 \text{ А.}$$

Принимаем шины АДЗ1Т сечением 4x50мм², с длительным допустимым током 639 А. Это прессованные шины, закалённые и естественно-состаренные [14].

Рассчитанные токи короткого замыкания на шинах:

$$I_{ki}^{(3)} = 4,94 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial} = 13,574 \text{ кА.}$$

Во время работы на термическую стойкость, делаем такие расчеты как на тепловые импульсы токов коротких замыканий, который указывает, во сколько теплоты выделится в проводниках при проникновении по нему тока короткого замыкания:

$$B_k = I_{ki}^{(3)} \cdot (t_{омк} + T_a), \quad (51)$$

$$B_k = 4,94^2 \cdot (0,055 + 0,064) = 2,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Выбираем минимальное допустимое сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_m}; \quad (52)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{2,9 \cdot 10^6}}{82} = 20,77 \text{ мм}^2.$$

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

$$q_{\min} < q;$$

$$20,77 < 50 \text{ мм}^2.$$

Шины прошли проверку по термической стойкости.

Определим частоту собственных колебаний алюминиевых полосовых шин по следующему выражению:

$$f_0 = \frac{173.2}{l^2} \sqrt{\frac{J}{q}}; \quad (53)$$

$$f_0 = \frac{173.2}{1,2^2} \sqrt{\frac{2,25}{1,5}} = 104 \text{ Гц.}$$

$$J = \frac{b \cdot h^2}{12}; \quad (54)$$

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:

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

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 [14]:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{yo}^2}{a}; \quad (55)$$

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

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{12,574^2}{0,8} = 3,42 \text{ Н / м.}$$

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

$$M = \frac{f \cdot l^2}{10}; \tag{56}$$

$$M = \frac{3,42 \cdot 1,2^2}{10} = 0,49 \frac{\text{Н}}{\text{м}}.$$

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

Рассчитанные выше данные, про изгибание момента со временем происходит напряжение шины которое исходит из следующего:

$$\sigma_{рас} = \frac{M}{W}, \tag{57}$$

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

$$\sigma_{расч} = \frac{0,49}{1,8} = 0,27 \text{ МПа.}$$

Для однолинейных шин:

$$\sigma_{рас} = \frac{b \cdot h^2}{6}, \tag{58}$$

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

Для шин марки АДЗ1Т допустимое напряжение составляет:
 $\sigma_{доп} = 75 \text{ МПа. [14].}$

Шины можно считать механически прочными, так как выполняется условие $\sigma_{\text{доп}} > \sigma_{\text{рас}} : 0,27 < 75 \text{ МПа}$.

Тип нами выбранных шин, проходят проверку по выбранным условиям. Следовательно, наше условия выбрано верно.

В таблице ниже представлены наши расчеты.

Таблица 16 – Итоги выбор шин по каталожным данным и расчётным.

Условия выбора	Каталожные данные	Расчётные данные
$I_{\text{дл.доп}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{дл.доп}} = 505 \text{ А}$	$I_{\text{max}} = 544,49 \text{ А}$
$q \geq q_{\text{min}}$	$q = 50 \text{ мм}^2$	$q_{\text{min}} = 12,912 \text{ мм}^2$
$\sigma_{\text{доп}} > \sigma_{\text{рас}}$	$\sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{рас}} = 0,42 \text{ МПа}$

Кроме самих шин необходимо выбрать опорные изоляторы, на которых они будут крепиться. Выбор опорных изоляторов проводят по следующим условиям [14]:

1. по номинальному напряжению:

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

2. по месту нахождения изоляторов внешняя или внутренняя;

3. по $F_{\text{расч}}$, расчетная сила на изоляторы, которая как правило меньше допустимой нагрузки $F_{\text{доп}}$:

$$F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}} \tag{59}$$

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}}. \tag{60}$$

Сила, которая действует на изоляторы и есть расчетная сила и равна:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7}, \tag{61}$$

где a – расстояние между фазами;

l – длина пролета между изоляторами, м.

Установим опорные изоляторы типа ИО-10-3,75 – изолятор выполнен из керамики, предназначен для крепления токоведущих частей КРУ 10 кВ, для которых сила изгиба будет равна 3750 Н минимальная в внутренней установке.

Допустимая нагрузка на головку изолятора данного типа:

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

Расчетная сила, действующая на изолятор:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{12,574}{0,8} \cdot 6 \cdot 10^{-7} = 1,63 \text{ Н.}$$

Проверка по условию (45):

$$50 \leq 3750 \text{ Н.}$$

Изолятор прошел проверку и может быть принят к установке.

6.8 Выбор трансформатора собственных нужд подстанции

Данная подстанция является двухтрансформаторной, следовательно, трансформаторы собственных нужд устанавливаются также два. При установке трансформатора его мощность берется по полной суммарной мощности потребителей собственных нужд:

$$S_{с.н.} \geq P_{с.н. \max} \cdot k_c \tag{62}$$

На основании данных таблицы 17 для подстанции «Нагорная» был выбран трансформатор собственных нужд ТМ-40/10/0,4.

Таблица 17 – Выбор мощности трансформатора собственных нужд

Наименование потребителей	Общая потребляемая мощность РС.Н., кВт, при установленной мощности трансформаторов ПС
1	2
Устройство охлаждения для силового трансформатора	1,0

Продолжение таблицы 17

1	2
Подогрев шкафов КРУН	1,0
Подогрев выключателей и приводов	4,4
Подогрев приводов разъединителей	0,6
Подогрев релейного шкафа	1,0
Освещение ОРУ	2,0
Привод выключателя	1
Привод разъединителя	1
Отопление КРУН	1
Освещение КРУН	3
Пожарная сигнализация	1
Итого	17,5

7 РЕКОНСТРУКЦИЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЧАСТИ ГОРОДА БЕЛОГОРСК

7.1 Реконструкция электроснабжения части города Белогорск 0,4 кВ

При расчете схемы питающих сетей обычно выбирают кабели, прокладываемые в траншеях на глубине 0,7 м. Сечение и количество линий выбирается с учетом категории надежности потребителей и проверяются по потере напряжения.

Выбирается необходимое количество линий для питания потребителей. Трасса линии выбирается так, чтобы не загромождать проезжую часть и обходится без дополнительных опор при устройстве вводов в здания.

Сечения проводников низковольтных сетей должны обеспечить: прохождение тока нагрузки без перегрева, срабатывание защитных аппаратов при КЗ, механическую прочность. Механическая прочность нужна, для того чтоб во время работы монтажа и эксплуатации не было чрезмерного провисания или обрывов проводов. Схемы распределительной сети 0,4 кВ будут применяться. Согласно расположением ТП 10/04 кВ и питающихся от них потребителей.

Сечения провода и кабеля выбирается по расчетному ток нагрузки, а проверяется по нагреву длительно допустимым током и допустимой потере напряжения.

Определение максимального тока, протекающего в линии

$$I_p = \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{p.l}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{p.l}}{2}\right)^2}}{U_n \cdot \sqrt{3}}, \quad (63)$$

где S_p – расчетная нагрузка линии, кВА;

U_n - номинальное напряжения сети, кВ.

Определение расчетного тока:

$$I_{расч} = \alpha_i \alpha_T I_{P.L.норм.}, \quad (64)$$

где α_T - коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки и коэффициентов попадания максимума нагрузки линии в максимум нагрузки энергосистемы, примем 1,1 [10].

α_i - коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации, принимаем равным 1,05 [10].

Во время работы произвели расчеты, из значений которых сделаем выбор провода, а имеено марку и сечения.

Для проверки выбранных сечений рассчитываются наиболее тяжелые послеаварийные режимы. Из них выбирается наибольший ток, затем по этому току осуществляется проверка по условиям нагрева в длительном режиме:

$$I_{n/ав} = \frac{\sqrt{P_{P.L.}^2 + Q_{P.L.}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (65)$$

$$I_{n/ав} \leq K \cdot I_{дл.доп.}, \quad (66)$$

где K – поправочный коэффициент, учитывающий температуру окружающей среды .

$I_{дл.доп.}$ - длительно допустимый ток (определяется по [10]).

Поправочный коэффициент равен 12,9, удостоверяющая температура среды не ниже минус 5 °С , нормированная температура среды равна плюс 25 °С согласно [10].

Расчётный ток нагрузки должен всегда быть меньше длительно допустимого тока.

Приведем пример расчета сечения провода на участке ТП № 147- 1.

Расчетный ток провода:

$$I_p = \frac{\sqrt{\left(\frac{225,6}{2}\right)^2 + \left(\frac{64,92}{2}\right)^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 178,548 \text{ А.}$$

$$I_{расч} = 1,1 \cdot 1,05 \cdot 178,548 = 206,223 \text{ А};$$

$$I_{н/ав} = \frac{\sqrt{225,6^2 + 64,92^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 357,096 \text{ А.}$$

Принимается сечение провода СИП2 3x95+1x95 с длительно допустимым током 300 А.

Выбранный провод и кабель должен быть проверен по допустимым потерям напряжения, в сетях 0,4 кВ не должны превышать

Выбранные провода и кабели должны быть проверены на потери напряжения.

$$\Delta U = \frac{S_{рас} \cdot l}{U_{ном}} \cdot (r_0 \cdot \cos \phi + x_0 \cdot \sin \phi) \quad (67)$$

где $S_{рас}$ - расчетная максимальная мощность участка ВЛ 0,38 кВ, кВА.

r_0 и x_0 - соответственно активно и реактивное сопротивление на единицу длины, Ом/км;

l - длина линии, км.

$$\delta U = \frac{\Delta U}{U_{ном}} \cdot 100\% \quad (68)$$

$$\Delta U = \frac{234,75 \cdot 0,04}{0,38} \cdot (0,411 \cdot 0,96 + 0,066 \cdot 0,29) = 12,523 \%$$

$$\delta U = \frac{12,523}{380} \cdot 100\% = 3,296 \%$$

Расчет выбора марки и сечений остальных линий приводится в приложение Б Результат расчета в таблице 18.

Таблица 18 – Марки и сечения проводов и кабелей

Номер линии	$I_{p,max}, A$	Марка провода	Сечение провода	$I_{ддоп}, A$	Длина линии, км	Потеря напряжения $\Delta U, \%$
1	2	3	4	5	6	7
ТП147-5	207,04	СИП1	3x95+1x95	300	0,49	3,1
ТП147-1	215,03	СИП2	3x95+1x95	300	0,52	2,7
ТП147-5	245,4	АВБбШв	5x240	337	0,17	4,3
ТП147-3	158,44	СИП1	3x70+1x70	240	0,85	2,3
ТП№147-5	142,33	СИП2	3x70+1x70	240	0,15	7,3
ТП№147-9	27,45	СИП1	3x16+1x25	70	0,10	1,7
ТП№147-4	30,77	СИП1	3x16+1x25	70	0,33	1,7
ТП№155 -6	469,87	АВБбШв	3x240+1x120	546	0,17	0,004
ТП№155-5	120,78	СИП2	3x50+1x70	195	0,041	1,6
ТП№155-1	160,00	СИП2	3x120+1x95	240	0,12	6,5
ТП№155-9	166,01	ВВгНГ	3x70+1x25	231	0,13	3,15
ТП№159-8	413,58	АВБбШв	3x240+1x120	546	0,5	4,9
ТП № 159-7	245,38	ВВгНГ	3x150+1x70	358	0,17	4,2
ТП 159-11	326,02	АВБбШв	3x240+1x120	546	0,15	5,1
ТП№153-15	271,63	ВВгНГ	3x240+1x120	472	0,2	3,8
ТП№153-7	211,9	ВВгНГ	3x120+1x170	317	0,32	3,2
ТП № 153-8	350,19	ВВгНГ	3x240+1x120	472	0,4	3,38
ТП№153-6	89,34	СИП1	3x70+1x95	180	0,7	2,25
ТП№153-2	136,35	ВВгНГ	3x50+1x27	187	0,35	1,7
ТП№160-9	12,54	СИП1	3x16+1x25	70	0,45	2,3
ТП№160-11	13,72	СИП1	3x16+1x25	70	0,7	2,1
ТП№160-8	6,86	СИП1	3x16+1x25	70	0,87	3,6
ТП№160-2	166,01	СИП2	3x120+1x95	240	0,68	4,4
ТП№162-16	225,82	ВВгНГ	3x120+1x70	317	0,22	5,02
ТП№162-15	327,94	ВВгНГ	3x240+1x120	472	0,3	2,9
ТП№162-10	6,86	СИП1	3x16+1x25	70	0,54	0,82
ТП№162-12	158,2	ВВгНГ	2x70	231	0,5	2,4

Продолжение таблицы 18

1	2	3	4	5	6	7
ТПН№162-12	158,2	ВВГнг	2x70	231	0,5	2,4
ТПН№ 162-3	13,86	СИП1	3x16+1x25	70	0,6	1,9
ТПН№160-11	13,72	СИП1	3x16+1x25	70	0,7	2,1
ТПН№160-8	6,86	СИП1	3x16+1x25	70	0,87	3,6
ТПН№160-2	166,01	СИП2	3x120+1x95	240	0,68	4,4
ТПН№162-16	225,82	ВВГнг	3x120+1x70	317	0,22	5,02
ТПН№162-15	327,94	ВВГнг	3x240+1x120	472	0,3	2,9
ТПН№162-10	6,86	СИП1	3x16+1x25	70	0,54	0,82
ТПН№162-12	158,2	ВВГнг	2x70	231	0,5	2,4
ТПН№ 162-3	13,86	СИП1	3x16+1x25	70	0,6	1,9
ТП № 162-1	243,03	ВВГнг	3x150+1x70	358	0,4	3,4
ТП № 146-9	424,55	ВВГнг	3x240+1x120	472	0,12	5,1
ТПН№146-3	214,2	ВВГнг	3x120+1x95	358	0,15	3,7
ТПН№146-1	271,56	ВВГнг	3x240+1x120	472	0,22	4,4
ТПН№146-6	343,17	ВВГнг	3x240+1x120	472	0,38	5,7
ТПН№146-19	201,22	ВВГнг	3x120+1x95	358	0,23	3,7
ТПН№148-8	455,18	ВВГнг	3x240+1x120	472	0,12	3,8
ТПН№148-7	26,64	СИП1	3x16+1x25	70	0,075	0,41
ТПН№148-3	70,45	СИП1	3x35+1x50	115	0,17	2,6
ТПН№148-1	166,26	ВВГнг	3x70+1x25	231	0,2	6,9
ТПН№145-3	54,88	СИП2	3x25+1x35	130	0,3	6,3
ТПН№145-1	228,97	ВВГнг	3x120+1x70	317	0,5	3,5
ТПН№145-8	18,35	СИП1	3x16+1x25	70	0,13	0,7
ТПН№149-10	159,87	ВВГнг	3x70+1x25	231	0,3	4,4
ТПН№149-20	286,69	ВВГнг	3x240+1x120	472	0,3	2,6
ТПН№149-11	91,16	СИП1	3x50+1x70	195	0,25	5,5
ТПН№154-16	197,57	ВВГнг	3x120+1x70	317	0,18	4,8
ТПН№154-11	6,16	СИП1	3x16+1x25	70	0,3	0,5
ТПН№154-9	123,16	СИП1	3x70+1x95	180	0,17	2,9
ТПН№154-7	32,99	СИП1	3x16+1x25	70	0,27	1,9
ТПН№154-14	245,35	ВВГнг	3x120+1x95	358	0,2	2,2
ТПН№156-5	334,51	ВВГнг	3x240+1x120	472	0,15	4,8
ТПН№156-1	173,1	СИП2	3x120+1x95	240	0,2	3,8

1	2	3	4	5	6	7
ТП№156-7	320,19	ВВГнг	3x240+1x120	472	0,37	4,2
ТП№163-10	325,3	ВВГнг	3x240+1x120	472	0,3	6,3
ТП№163-2	137,52	СИП2	3x120+1x95	240	0,4	4,3
ТП№163-9	391,34	ВВГнг	3x240+1x120	472	0,35	5,1
ТП№163-1	27,45	СИП1	3x16+1x25	70	0,3	1,8
ТП№163-2	137,52	СИП2	3x120+1x95	240	0,4	4,3
ТП№152-6	139,57	СИП2	3x120+1x95	240	0,3	9,2
ТП№152-15	334,51	ВВГнг	3x240+1x120	472	0,185	4,6
ТП№152-1	247,57	ВВГнг	2x185	405	0,23	5,2
ТП№152-8	37,24	СИП1	3x16+1x25	70	0,7	3,2
ТП№151-2	170,27	СИП2	3x70+1x70	240	0,012	0,68
ТП№151-4	89,05	СИП2	3x70+1x70	240	0,08	2,4
ТП№151-6	132,06	ВВГнг	3x70+1x25	231	0,085	5,1
ТП№151-11	111,04	ВВГнг	3x70+1x25	231	0,4	4,2

7.2 Реконструкция электроснабжения части города Белогорск 10 кВ

Для выбора провода подходящего от ПС или соседней КТП к КТП, нужно знать расчетные электрические нагрузки на этой стороне КТП 10 кВ.

На стороне КТП на 10 кВ в городских коммунальных-бытовых сетях нагрузки находятся как умножением суммы данных нагрузок трансформаторов в рассчитанном районе и питающих от данной ПС, на коэффициент, учитывающий совмещение максимумов их нагрузок.

Во время расчета к рассчитанной нагрузке ранее прибавляются потери трансформатора, для каждой линии эти потери свои. Коэффициент η мощности для линии 10(6) кВ в период максимума нагрузки принимается 0,92 [10].

Для выбора сечения жил высоковольтных проводов производим по принципу расчету выбора проводов на 0,4 кВ.

Рассмотрим выбор сечения линии на примере распределительной сети питающей ТП №151.

По полной мощности производим расчет тока для выбора провода:

$$I_p = \frac{S_p}{U_n \cdot \sqrt{3}}, \quad (69)$$

где S_p – полная мощность линии кВА;

U_n – номинальное напряжение, кВ.

По расчётному току нагрузки принимаем сечение, который имеет длительно допустимый ток, превышающий расчётный.

Расчётный ток нагрузки равен:

$$I_{p151} = \frac{409,895}{10 \cdot \sqrt{3} \cdot 2} = 41,02 \text{ А.}$$

Выбираем кабель АПВПуГ 3х25 с длительно допустимым током 250 А.

На данном этапе определим максимальный рабочий ток на участке который выберем, а этот участок возьмем от КТП№163-КТП№152. После расчета тока максимального, на этом участке надо найти ток в послеаварийном режиме, как в самом тяжелом эксплуатационном режиме.

Расчет участков высоковольтной сети проведен представлен в приложении Б.

Основные данные по расчету и выбору воздушных линий 10 кВ сведены в таблицу 19.

Таблица 19 – Расчет и выбор проводов и воздушных линий 10 кВ

Номер ТП	Ток, А	Сечение провода, мм ²	Длина линии, км	Потеря напряжения, %
1	3	4	5	6
ТП 163	28,89	АпвПуГ 3×120/16	4,5	0,853
ТП 151	42,04	АпвПуГ 3×120/16	2,08	0,572
ТП156	26,27	СИП 3 1×35	0,3	0,27
ТП154	20,46	СИП 3 х35	0,26	0,178
ТП149	20,55	СИП 3 1×35	0,39	0,237
ТП145	10,4	СИП 3 1×35	0,13	0,07

1	2	3	4	5
ТП145	10,4	СИП 3 1×35	0,13	0,07
ТП146	49,04	АпвПуг 3×120/16	0,25	0,152
ТП148	24,42	АпвПуг 3×120/16	0,29	0,095
ТП147	32,284	АпвПуг 3×120/16	0,45	0,1
ТП155	35,01	АпвПуг 3×120/16	0,52	0,124
ТП159	33,245	АпвПуг 3×120/16	0,28	0,06
ТП 160	7,45	СИП 3 3х35	0,51	0,13
ТП153	35,94	АпвПуг3х120/16	0,42	0,101
ТП162	29,7	АпвПуг 3×120/16	0,33	0,066
ТП152	25,79	СИП 3 1×35	0,9	0,796

7.3 Преимущества использования СИП

Провод СИП применяется для воздушных линий электропередач так как магистральных в жилом районе от КТП и до ввода жилых домов.

Область применения и их преимущества этих проводов:

1) во время штормовой погоды, ветра, падение деревье или во время гололеда и снегопада, может произойти обрыв и оставить потребителей без электроэнергии, а СИП уменьшает эксплуатационные затраты до 60 %;

2) СИП возможно совместить на подвеске высшего и низшего напряжения, так же затраты уменьшаются во время вырубке в лесной местности, можно прокладывать по заданиям и кровлям крышам;

3) идет благодаря СИИ уменьшение электрических потерь в линии из-за уменьшения более чем в три раза реактивного сопротивления изолированных проводов по сравнению с неизолированными ;

4) во время монтажных работ простота и возможность подключения новых абонентов под напряжением, без отключения остальных от энергосбережения и как следствие сокращения ремонта и монтажа;

5) значительное снижение несанкционированных подключений к линии и случаев вандализма и воровства;

б) улучшение общей эстетики в городских условиях.

в городских условиях.

Недостатки проводов СИП:

1) провод СИП стоит дороже, чем изолированные провода А и АС;

2) устаревшие энергосистемы не вполне готовые к реконструкции на изолированные воздушные линии.

Конструкция кабелей СИП уникальна тем, что может и даже в основном прокладывается на воздушных магистральных линиях и к вводам жилых домов в ответвлениях.

Провода СИП-3 то одножильный самонесущий изолированный про-вод. Жила выполнена из алюминиевого сплава высокой прочности (АВЕ). 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).

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.

8 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ПОДСТАНЦИИ

В электроэнергетике все оборудование должно быть защищено как надежно, безопасно и экономично и при этом обеспечить надёжное качество электроэнергии потребителям. Чтобы выполнить этот ряд требований нужно правильно сделать расчет и выбор устройств релейной защиты.

Релейная защита помогает уменьшить долю предотвращений и повреждений аварии во время короткого замыкания в системе электроснабжения, а для этого устанавливают ряд автоматических устройств, которые обладают защитой и отключением быстродействия элемента или сети повреждённого источника.

Релейная защита и автоматика- предназначены для быстрого нахождения повреждений в сетях и мгновенного их отключения с целью сохранить нормальный режим работ.

Во время работы со средствами и выбора аппаратов релейной защитой будет согласоваться с правилами ПУЭ. Электрические системы должны быть надежными, экономичными и безопасными в эксплуатации и обеспечивать потребителей электроэнергий надёжного качества. Большую роль в выполнении этих качеств играют устройства релейной защиты [20].

8.1 Дифференциальная токовая защита трансформатора

Защита трансформатора в данном этапе будет продольная дифференциальная защита, которая основана на принципе сравнения значений и фаз токов в начале и конце линии. Для этого вторичные обмотки трансформаторов тока с обеих с обеих линии соединяются между собой проводами.

Даная продольно дифференциальная защита токавая применяется на таких реле как Сириус-Т, который обладает одной из самых лучших отстройкой от тока намагничивание, токов небалансов переходных и установившихся.

Во время работы устройства ток протекающий в реле, проверяется на выводах при коротком замыкани на защиту чувствительности дифференциальной защиты.

Такая защита срабатывает на отключении повреждённого трансформатора. Значение коэффициента чувствительности наименьший-2. Произведём следующий расчёт.

На стороне трансформатора номинальный ток определяется:

$$I_{T.HOM} = \frac{S_{T.HOM}}{\sqrt{3} \cdot U_{HOM}}, \quad (70)$$

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

U_{HOM} - номинальное напряжение соответствующей обмотки, кВ.

$$I_{T.HOM.VH.} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 164,96 \text{ A};$$

$$I_{T.HOM.HH.} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 577,35 \text{ A};$$

Вторичные токи текущие в плечах дифференциальной защиты

$$I_{ВТОР.i} = \frac{k_{CX} \cdot I_{T.HOM}}{n_{Ti}}, \quad (71)$$

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).

$$I_{ВТОР.VH.} = \frac{1 \cdot 164,96}{60} = 2,75 \text{ A};$$

$$I_{ВТОР.HH.} = \frac{\sqrt{3} \cdot 577,35}{300} = 16,6 \text{ A};$$

От отстройки и броска тока намагничивания зависит выбор защиты тока срабатывания.

Апериодическая от броска тока намагничивания отстройка находится:

$$I_{С.З.} = k_H \cdot I_{Т.НОМ}, \quad (72)$$

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

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

$$I_{С.З.} = 1,5 \cdot 164,96 = 247,44 \text{ А};$$

Отстройка от максимального тока небаланса

$$I_{С.З.} = k_H \cdot I_{НБ.МАКС}, \quad (73)$$

где k_H - коэффициент надежности; $k_H = 1,3$ [16];

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

$$I_{НБ.МАКС} = I_{НБ}^I + I_{НБ}^{II} + I_{НБ}^{III} + I_{НБ}^{IV}, \quad (74)$$

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.

Определим первую составляющую тока небаланса.

$$I_{НБ}^I = k_a \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{РАСЧ}^{(3)}, \quad (75)$$

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.

$$I_{НБ}^I = 1.1 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 3069 = 846,78 \text{ А};$$

Вторая составляющая тока небаланса

$$I_{НБ}^{II} = \left(\frac{\Delta N_{\alpha} \%}{100} * k_{ток.\alpha} \right) * I_{РАСЧ}^{(3)}, \quad (76)$$

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

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

$$I_{НБ}^{II} = \left(\frac{10}{100} \cdot 1 \right) \cdot 7968 = 796,8 \text{ А};$$

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

$$I'_{C.З.} = 1,3 \cdot (846,78 + 796,8) = 2136,65 \text{ A};$$

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

$$I_{CЗ} = 1,3 \cdot I_{НОМ}; \quad (77)$$

$$I'_{C.З.} = 1,3 \cdot 164,96 = 214,45 \text{ A};$$

Берется большее из двух значений тока срабатывания защиты, т.е. $I_{C.З.} = 2136,65 \text{ A}$.

Ток срабатывания реле

$$I_{C.P.} = \frac{\sqrt{3} \cdot 2136,65}{60} = 61,68 \text{ A};$$

Найдём ток в катушке реле, зная, что он проходит по ТТ только по одной из сторон.

(78)

$$I_{P.ПОЛН} = \frac{I_{кз.ВН}}{n_{T.ВН}},$$

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

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

$$I_{P.ПОЛН} = \frac{7698}{60} = 124,16 \text{ A};$$

Предварительная проверка на чувствительность

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{Р.ПОЛН}}}{I_{\text{С.Р.}}}, \quad (79)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{124,16}{61,68} = 2,01 \geq 1,5.$$

8.2 Максимальная токовая защита трансформатора

Для трансформаторов резервной защитой является максимальная токовая защита, которая служит для отключения трансформатора при его повреждении и отказе основных защит, а также при КЗ на сборных шинах или на отходящих от них присоединениях, если релейная защита или выключатели этих элементов отказали в работе. Максимальная токовая защита не быстродействующая, как продольная дифференциальная и имеет выдержку времени. Используется для трансформаторов маленькой мощностью.

МТЗ в трансформаторах, понижающих ставится со стороны питания и каждой секции.

Ток МТЗ срабатывания защиты определяется по формуле:

$$I_{\text{С.З.}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot K_{\text{САМ}}}{K_{\text{В}}} \cdot I_{\text{Т.НОМ.}} \quad (80)$$

где $K_{\text{Н}}$ - коэффициент надежности; $K_{\text{Н}} = 1,3$ [16];

$K_{\text{САМ}}$ - коэффициент самозапуска; $K_{\text{САМ}} = 1,5 \div 2$ [16];

$K_{\text{В}}$ - коэффициент возврата для микропроцессорных реле; $K_{\text{В}} = 0,95$ [16].

Выбор времени МТЗ

$$t_{\text{ЗАЩ}} = t_{\text{Л}} + \Delta t, \quad (81)$$

где $t_{л}$ - наибольшая выдержка времени защиты присоединения, с которой ведется согласование, с;

Δt - ступень селективности для микропроцессорных защит, с;

$$\Delta t = 0,25-0,3 \text{ с.}$$

Для оценки чувствительности защиты определяется коэффициент чувствительности

$$K_{ч} = \frac{I_{КЗ.МІN}}{I_{С.З.}}, \quad (82)$$

где $I_{КЗ.МІN}$ - 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

$$I_{С.З.} = \frac{1,3 \cdot 1,5}{0,95} \cdot 577,35 = 1185,09 \text{ А};$$

$$I_{С.Р.} = \frac{1 \cdot 1185,09}{300} = 3,95 \text{ А};$$

$$K_{ч} = \frac{6667}{1185,09} = 5,6 \geq 1,5;$$

$$t_{С.З.} = 1 + 0,25 = 1,25 \text{ с}$$

8.3 Защита трансформатора от перегрузок

В электроустановках в течение некоторого времени могут трансформаторы допускать перегрузку. Во время перегрузки происходит сигнал оперативному персоналу. Если на объекте отсутствует персонал оперативный, то средства телемеханики обеспечивают контроль над перегрузкой. Телемеханика – такая защита, которая работает на отключение в случае если невозможно решить про-

блему другими средствами или на разгрузку.

От перегруза устанавливается защита на трансформаторах 0,4 Мвт и более согласно ПУЭ. В основном защита при симметричной нагрузке устанавливается в одной фазе.

Размещения устройств сигнализации от перегрузки в обмотках трансформаторах учитывают следующие пункты:

- на трехобмоточных трансформаторах с обмотками одинаковой мощности – со стороны питания (обычно ВН);
- в трансформаторах где есть питание с обеих сторон, то устанавливаем со всех сторон;
- в трансформаторах двух обмоточных устанавливается с любой из одной из сторон;
- на трансформаторах, имеющих обмотки разной мощности, со всех трех сторон.

На трех обмоточных трансформаторах устанавливают сигнализацию от перегрузки со всех трёх сторон, для того чтобы все параметры были защищены.

В трансформаторах обеспечение свехтоков во всех фазах и поэтому происходит симметричный режим трансформатора. Тогда за счет этих характеристик защита устанавливается одним реле тока со стороны питания [12].

Такая защита устанавливается и действует на сигнал на трансформаторе со стороны питания. В данной работе двухобмоточный трансформатор и нужно обеспечить установки на одной из обмотки.

Найдем ток срабатывания защиты по следующей формуле:

$$I_{с.з.} = \frac{K_H}{K_B} \cdot I_{Т.НОМ} \quad (83)$$

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

Вторичный ток срабатывания защиты

$$I_{C.P.} = k_{CX} \cdot \frac{I_{C.З.}}{n_T}, \quad (84)$$

Производится расчет защиты от перегрузок.

$$I_{C.З.} = \frac{1.05}{0.95} \cdot 164,96 = 182,31 \text{ A};$$

$$I_{C.P.} = \frac{\sqrt{3} \cdot 182,31}{60} = 5,2 \text{ A};$$

Из вычисленного тока устанавливаем уставку значением 2,11А и примем время срабатывания защиты 1,5 с.

8.4 Газовая защита трансформатора

Для силовых трансформаторов так же существует защита, такая как газовая она применяется только трансформаторах с масляным заполнением. В ТМ газовая защита производит защиту от всех повреждений таких как внутренних, которые сопровождаются выделением газа и протеканием масла из бака в расширитель, а также утечки масла из бака. Защита имеет защиты газовое реле.

Газовое реле KSG которое является основным устанавливается между расширителем и баком в маслопроводе. Примем к установке реле РГТ-8,0 лет

Как показала практика от внутренних повреждений газовая защита сама распространённая из чувствительных защит. Образование разложения масла или летучих газов внутри трансформатора возникают в результате повреждений кожуха трансформатора.

Кожух имеет смотровое стекло со шкалой, которая определяет объем скопившегося газа в трансформаторе масла легче ,поэтому газы поднимаются в расширитель, а он является самой высокой точкой трансформатора. Во время повреждений трансформатора, газы могут расширяться и создать давление, что приводит к движению масла.

На ряду с недостатками есть и преимущества:

-защита трансформатора при любом уровне в трансформаторе масла;

- большая чувствительность и реагирование практически на все виды повреждения внутри бака;

- удобное в эксплуатации выполнения.

Недостатки:

- не определяет повреждения расположенных вне бака.

- ложное срабатывание, когда воздух попадает в бак трансформатора.

- ложное срабатывание при землетрясениях, тогда защита подает сигнал

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).

Защита бывает одноступенчатой либо двухступенчатой:

1. защита одноступенчатая выполняется на базе микропроцессора «Сириус-В» и «Сириус-Л». Сама защита опирается на максимальный ток и характеристики выдержки времени. Одноступенчатая применяется для питающих линий ТП 10,04 кВ устанавливается на основе максимальной токовой.

Защита ставится на вводах и на отходящих линиях. С помощью микропроцессов, обеспечивается высокая чувствительность, уменьшается ступени селективности и растёт быстродействие защиты.

2. для питающих линий устанавливается двухступенчатая токовая защита.

Она делится на две ступени:

- первая ступень или токовая отсечка в виде двух реле тока, таких как указательного и промежуточного;

- вторая ступень или максимальная с помощью реле времени и указательного.

Чтоб понять время на быстроту срабатывания и чувствительность, необходимо произвести расчет линий на 10 кВ и обеспечить требования селективности.

Кроме первой и второй ступени необходимо найти:

- коэффициент трансформации;

- схема соединения трансформаторов тока;
- максимальный переходный ток нагрузки в защищаемой линии;
- схема защиты;
- параметры срабатывания защиты смежных элементов, получающих питание от защиты.

Исходя вышесказанного, мы можем определить первичный ток МТЗ:

$$I_{c.з} \geq \frac{k_n}{k_B} \cdot I_{p.max} \quad (85)$$

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

$I_{p.max}$ – максимальный ток в линии, А;

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

$$I_{c.з.} = \frac{1.05}{0.95} \cdot 155,57 = 171,94 \text{ А};$$

Ток срабатывания реле

$$I_{c.p} = \frac{k_{cx}}{k_T} \cdot I_{c.з} \quad (86)$$

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 $I_{ном} = 1500 \text{ А}$

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

$$I_{C.P..} = \frac{1 \cdot 171,94}{300} = 0,51A;$$

Из расчета выбираем для реле уставку тока 0,5А(уставку можно выстав-
лять с точностью 0,01А). При выбранной уставке ток срабатывания защиты

$$I_{c.з} = \frac{I_{c.p} \cdot k_T}{k_{cx}} , \quad (87)$$

$$I_{C.з.} = \frac{0,5 \cdot 300}{1} = 150A;$$

Коэффициент чувствительности защиты в основной зоне $k_{\text{ч}} \geq 1,5$

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин}}^{(2)}}{I_{c.з}} , \quad (88)$$

где $I_{\text{к.мин}}^{(2)}$ – минимальное значение двухфазного тока КЗ на шинах 10 кВ
ТП 151;

$$K_{\text{ч}} = \frac{2338}{150} = 15,58 \geq 1,5.$$

Указанное значение удовлетворяет условию чувствительности в основной
зоне.

9 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ ПОДСТАНЦИИ НАГОРНАЯ 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 [27].

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

Заземляющим проводником называется проводник, соединяющий заземляемые части заземлителя.

Бывают следующие виды заземлений:

- защитное заземление – для обеспечения электробезопасности [27];

- рабочее заземление – для обеспечения нормальных режимов работы установки;

- молниезащитное – для защиты электрооборудования от перенапряжений и молниезащиты зданий и сооружений [11].

Известно, что одно заземление может выполнить несколько функций.

Нахождение сопротивления, которое оказывает заземлитель- грунт. Сопротивление это называется- сопротивление растеканию или сопротивление заземлителя. Данное сопротивление находится отношением напряжением на заземлителе относительно точки нулевого потенциала потоку,стекающему с заземлителя в землю.

При установке на трансформаторных порталах необходимо соблюдение следующих дополнительных условий:

1. От стоек конструкции с молниеотводами должно быть обеспечено растекание тока молнии по магистралям заземления в трех – четырех направлениях.

2. Место присоединения конструкции с молниеотводом к заземляющему устройству должно удалено по магистралям заземления от места присоединения к нему трансформаторного брака на расстояние не менее 15 м.

3. На выводах обмоток 3 – 35 кВ трансформаторов или на расстоянии не больше 5 м от них по ошиновке, включая ответвления к разрядникам, должны быть установлены вентильные разрядники или ОПН.

4. На подстанциях с высшим напряжением 35 кВ сопротивление заземляющего контура не должно превышать 4 Ом без учета заземлителей, расположенных вне контура заземления подстанции [27].

Значение удельного сопротивления изменяется с числом выпадающих осадков в год, от температуры, от места расположения и климата и содержание влаги. Электрическая структура грунта имеет разные сопротивления слоев.

Устанавливают так же искусственные заземлители. Они устанавливаются в виде труб, стержней из стального материала на уровне земли на 0,5-0,7 м.

Для установки вертикальных электродов, материал должен быть устойчив к коррозии, так как электрод помещается в грунт. Размер так же зависит от сопротивления грунта и его глубина.

Чтобы узнать устойчивость к коррозии надо соблюдать такие факторы как толщина и площадь поверхности электрода. Самые распространенные круглые электроды в виде стержня. Сопротивление заземлителя зависит от длины стержня. Рассматривается длина 2-5 м, а из стального угла примерно 1,5-3 м. Электроды больше 5 метров, применяются при большом сопротивлении грунта и маленькой поверхности для установки заземлителя.

9.1 Расчёт заземления подстанции

ОРУ 35 кВ выполнено в виде блочной схемы с выключателями и неавтоматической ремонтной перемычкой, 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 $A = 26 \text{ м}$, $B = 14 \text{ м}$.

Площадь использования под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5); \quad (89)$$

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

Для электродов стержневых горизонтальных в сетке, диаметр равен $d = 10 \text{ мм}$.

Производится оверка выбранного проводника по условиям.

Проверка сечения прутка по условиям механической прочности:

$$F_{mn} = \pi \cdot r^2, \quad (90)$$

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

2 Проверка сечения прутка по условиям термической стойкости:

$$F_{TC} = \sqrt{\frac{I_{K3}^2 \cdot t_{OTK}}{400 \cdot \beta}} \text{ мм}^2, \quad (91)$$

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:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}) \text{ мм}^2, \quad (92)$$

$$S_{CP} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k, \quad (93)$$

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 $\alpha_k = 0,0224$, [24].

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

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

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

$$F_{МП} \geq F_{min} \geq F_{КОР} + F_{T.C.}; \quad (94)$$

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

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

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

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:

$$n_{\Gamma} = 5 + 3 = 8.$$

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

Тогда количество ячеек станет следующим:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 \tag{95}$$

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

Принимается число ячеек $m = 3$.

Длина стороны одной ячейки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} \tag{96}$$

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

Длина горизонтальных полос в расчетной квадратичной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1), \quad (97)$$

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

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

Тогда количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}. \quad (98)$$

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

Принимается количество вертикальных электродов $n_B = 8$.

Определяется стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_S = \rho \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (99)$$

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

$$A_{min} = f \left(\frac{l_B}{\sqrt{S}} \right). \quad (100)$$

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

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

Стационарные сопротивления первого и второго слоев грунта соответственно равны:

$$R_{s1} = 20 \cdot \left(\frac{0,33}{\sqrt{493}} + \frac{1}{178 + 8 \cdot 5} \right) = 0,389 \text{ Ом};$$

$$R_{s2} = 4 \cdot \left(\frac{0,33}{\sqrt{493}} + \frac{1}{177,629 + 8 \cdot 5} \right) = 0,078 \text{ Ом}.$$

Импульсный коэффициент вычисляется по следующему выражению:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_M + 45)}}, \quad (101)$$

где I_M – ток молнии, кА.

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

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

При расчете первого и второго слоя грунта импульсное сопротивление :

$$R_u = R_s \cdot \alpha_u. \quad (102)$$

Приходим к таким данным:

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

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

Верный только тот расчёт который подчиняется: $R_{общ} \leq 0,5 \text{ Ом}$:

$$R_{общ} = R_{u1} + R_{u2}. \quad (103)$$

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

Напряжение на заземляющем устройстве не должно превышать 5000 В :

$$U_3 = R_u \cdot I_3; \quad (104)$$

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

где I_3 – расчетный ток замыкания на землю, А.

9.2 Расчет молниезащиты подстанции

Во время защиты от прямых ударов молнии используют молниеотводы.

Молниеотвод мы назовём возвышающаяся над защищаемым объектом конструкцию, сквозь которую ток молнии отводится в землю [19].

Применение молниетвода назовём принятия подавляющая большинства ударов молнии пределах защищаемой ПС и так же отвести ток 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.

Для защиты от прямого удара молнии применяются стержневые молниеотводы, тросовые молниеотводы, а также молниезащитные сетки и металлические кровли.

Зона защиты образуется четырьмя равновеликими стержневыми молниеотводами. Принимаю для молниеотводов 1, 2, 3 высоту $h = 16 \text{ м}$.

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_x – высота самой высокой точки подстанции, м;

h_0 – высота вершины конуса стержневого молниеотвода, м;

h_{CT} – 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_x – радиус защиты одного молниеотвода, м;

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

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

Эффективная высота молниеотвода, м:

$$h_{эф} = 0,8 \cdot h; \quad (105)$$

$$h_{эф} = 0,8 \cdot 16 = 12,8 \text{ м.}$$

Определяется радиус зоны защиты на уровне земли, м:

$$r_o = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h, \quad (106)$$

$$r_o = (1,1 - 0,002 \cdot 16) \cdot 16 = 17,08 \text{ м.}$$

Высота защищаемого объекта:

$h_{1X} = 9 \text{ м}$ на уровне линейного портала;

$h_{2X} = 6 \text{ м}$ на уровне шинного портала.

Одна вторая 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 $h < L_{M-M} \leq 2 \cdot h$.

Округ зоны защиты на уровне защищаемого объекта, м:

$$r_x = r_o \left(\frac{h_0 - h_x}{h_0} \right); \quad (107)$$

$$r_{1x} = 17,08 \cdot \left(\frac{12,8 - 9}{12,8} \right) = 5,07 \text{ м.}$$

$$r_{2x} = 17,08 \cdot \left(\frac{12,8 - 6}{12,8} \right) = 9,07$$

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

$$h_{CF} = h_0 - (0,17 + 0,0003 \cdot h) \cdot (L - h); \quad (108)$$

$$h_{1-2CF} = 12,8 - (0,17 + 0,0003 \cdot 16) \cdot (20 - 16) = 12,1 .$$

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

$$r_{CXi} = r_{CO} \cdot \frac{h_{CF} - h_{ix}}{h_{CF}} . \quad (109)$$

На уровне шинного портала:

$$r_{CX1}^{1-2} = 17,08 \cdot \frac{12,1 - 9}{12,1} = 4,37 \text{ м.}$$

На уровне линейного портала:

$$r_{CX1}^{1-2} = 17,08 \cdot \frac{12,1 - 6}{12,1} = 8,61 \text{ м.}$$

10 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Выполняя выпускную квалификационную работу на тему «Реконструкция системы электроснабжения микрорайона «Транспортный» город Белогорск» нужно учитывать безопасность труда персонала и экологичность окружающей среды. Так как электроустановки являются источниками повышенной опасности.

10.1 Безопасность

В электроэнергетики для персонала должно обеспечиваться безопасность труда, при работе в электроустановках, существует нормативный документ «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» от 4.08.2014 и действует на всех работников электротехнического, электротехнологического и не электротехнологического персонала, так же персонала проводящие оперативные переключения в электроустановках, организующие и выполняющие монтажные, строительные, ремонтные работы.

Обосновываясь на этот нормативный документ безопасность персонала на рабочем месте в первую очередь должен обеспечить работодатель. А именно:

- 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 методами и приемам выполнения работ в электроустановках, а так же методам оказания первой медицинской помощи и приемам освобождения пострадавшего от действия электрического тока;

- работы в электроустановках должны приводиться 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 [19].

Охрана труда при работе на КЛ

Строительные, монтажные и наладочные работы должны производиться в соответствии с Правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок [19].

Земляные работы на территории организации, населенных пунктов, а также в охранных зонах подземных коммуникаций (электрокабели, кабели связи, газопроводы) должны начитаться только после получения письменного разрешения руководства организации, местного органа власти и владельца этих коммуникаций(соответственно). К разрешению должен быть приложен план (схема) размещения и глубины заложении коммуникаций (далее-план коммуникаций). Местонахождение подземных коммуникаций должно быть обозначено соответствующими знаками или надписями как на плане (схеме), так и на месте выполнения работ [19].

При обнаружении не отмеченных на планах коммуникаций кабелей, трубопроводов, подземных сооружений, а также боеприпасов земляные работы следует прекратить до выяснения их принадлежности и получения разрешения от соответствующих организаций на продолжение работ.

Перед началом раскопок КЛ должно быть произведено контрольное вскрытие линии под надзором персонала организации - владельца КЛ.

В зимнее время к выемке грунта лопатами необходимо приступать только после его отогревания. При этом приближение источника тепла к кабелям допускается не ближе чем на 15 см [19].

Место работ по рытью котлованов, траншей или ям должно быть ограждено с учетом требований действующих норм и правил в строительстве. На ограждении должны размещаться предупреждающие знаки и надписи, а в ночное время - сигнальное освещение [19].

10.2 Экологичность

В данной выпускной квалификационной работе представлен план реконструкции системы электроснабжения. Поэтому приведем анализ влияния проектируемого микрорайона на окружающую среду и человека вне производства.

Влияния энергетики на окружающую среду - является одним из важных вопросов в экологии. На данный момент речь идет о негативных последствиях электроэнергетических предприятий на окружающую среду, а также на живые организмы.

Класс напряжения в сети 10 кВ

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 [23].

В пределах действия охранной зоны линии запрещено строительство жилых районов. 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 [20].

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 [4].

Электрическое поле может оказывать отрицательное воздействие на организм человека несколькими путями:

- непосредственное воздействие, проявляющееся при пребывании в электрическом поле (эффект этого воздействия усиливается с увеличением напряженности поля и времени пребывания в нем);

- воздействие электрических разрядов (импульсного тока), возникающих при прикосновении человека к изолированным от земли конструкциям, корпусам машин и механизмов на пневматическом ходу и протяженным проводникам или при прикосновении человека, изолированного от земли, к растениям, заземленным конструкциям и другим заземленным объектам;

- воздействие тока, проходящего через человека, находящегося в контакте с изолированными от земли объектами - крупногабаритными предметами, машинами и механизмами, протяженными проводниками (тока стекания) [8].

Электроэнергетика загрязняет окружающую среду вредными веществами (отходами). Это происходит в ходе работы электроустановок и производственной деятельности проектируемого объекта:

- отработанное трансформаторное масло;
- смёт с территории;
- нефтепродукты;
- бытовые отходы;
- отходы медных сплавов;

Чтоб сохранить почву и избавиться от загрязнения, предусматривается сооружение под трансформаторами маслоприемников с удалением масла и замасленных вод из них системой маслосточков в маслосборник. Для прекращения загрязнения окружающей среды надо строго соблюдать нормативные документы по эксплуатации электрооборудования.

Так же электромагнитные поля оказывают не малое влияния на растения и насекомых [19]. У насекомых значительно проявляются нехарактерные признаки поведения, пчелы снижают продуктивность [19].

Расчет шума, создаваемого трансформаторами

Силовые трансформаторы являются источниками шума на территории городских и сельскохозяйственных объектов. Шум трансформаторов, обуслов-

лен: электромагнитным шумом и аэродинамическим шумом, вызываемым вентиляционными устройствами. Аэродинамический шум можно снизить путем подбора малошумных вентиляторов, а также установкой звукопоглотителей.

Таблица 20 – Данные к расчету шума создаваемого трансформаторами

Количество трансформаторов	Вид системы охлаждения	Типовая мощность трансформатора, кВа	Класс напряжения, кВ	Тип территории
2	Трансформатор с естественным охлаждением воздуха и масла	400	6-35	Территории, непосредственно прилегающие к жилым домам

При реконструкции действующей ПС, когда увеличивается мощность силовых ТМ, необходимо определить уровень звука в ближайшей точке на границе территории прилегающей к ПС, создаваемый источниками шума (ТМ) и сделать вывод о его соответствии санитарно-гигиеническим требованиям. Если есть превышение, то необходимо разработать мероприятия по уменьшению шума.

Рассмотрим случай, когда ТМ установлены на открытой территории ПС. Данная задача часто встречается при размещении ПС в сельской местности, когда ее необходимо разместить рядом с сельским населенным пунктом.

1. Порядок расчета шума на примере проектировании новой подстанции
По таблице 3 колонка № 13 СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Территории, непосредственно прилегающие к жилым домам, зданиям поликлиник, зданиям амбулаторий, диспансеров, домов отдыха, пансионатов, домов интернатов для престарелых и инвалидов, детских дошкольных учреждений, школ и других учебных заведений, библиотек» определяем допустимый уровень шума в зависимости от типа территории прилегающей к ПС. При этом можно не принимать во внимание, что для некоторых территорий допустимые уровни устанавливаются с учетом времени суток. Допустимый уровень шума для территорий, непосредственно прилегающих к жилым домам составляет: $D_{УЛА} = 45$ дБА.[3]

2. Определяем шумовые характеристики источника шума (модель ТМ известна из расчетной части проекта), согласно ГОСТ 12.1.024-87 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля». В данном стандарте приводятся скорректированные уровни звуковой мощности трансформаторов в зависимости от типовой мощности, класса напряжения и вида системы охлаждения. Скорректированные уровни звуковой мощности приняты в качестве нормируемой величины шумовой характеристики трансформатора.

Для трансформатора с принудительной циркуляцией воздуха и масла уровень звуковой мощности составляет ($S_{ном} = 400$ кВА, $U_{ном} = 10$ кВ), согласно :

$$L_{WA} = 68 \text{ дБА.}$$

3. Определяем минимальное расстояние от ПС до границы жилой застройки.

Известно, что если источник шума имеет показатель направленности равный 1, что можно принять для ТМ, и его скорректированный уровень звуковой мощности равен L_{WA} , то в любой точке полусферы радиусом R уровень шума создаваемый данным источником будет равным L_A .

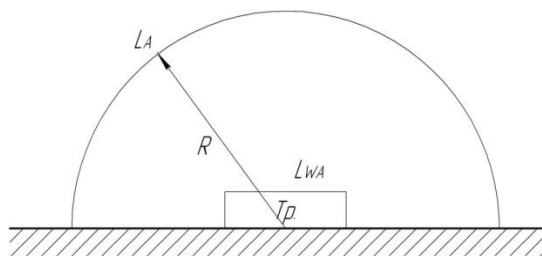


Рисунок 16 – Излучение шума трансформатором

В этом случае в соответствии с ГОСТ 12.1.024-87 справедливо соотношение

$$L_{WA} = L_A + 10 \lg \frac{S}{S_0}, \tag{110}$$

где S - площадь поверхности полусферы, м^2 ;

$$S_0 = 1 \text{ м}^2.$$

Исходя из последней формулы при оценке шума, создаваемого трансформатором в эксплуатации, уровень звука на заданном расстоянии R от трансформатора ($R > 30 \text{ м}$) можно определить по формуле

$$L_A(R) = L_{WA} - 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (111)$$

где $S = 2\pi R^2$.

На ПС открытого типа расположены 2 ТМ и она расположена относительно рассматриваемой территории в соответствии со схемой приведенной на рисунке 6. Расстояния R_1 и R_2 неизвестны, а l - известно (из проекта).

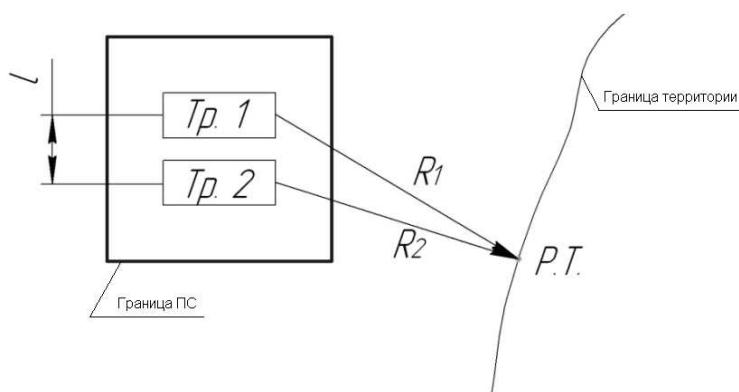


Рисунок 17 – Схема расположения ПС относительно жилой застройки

Чтобы определить минимальное расстояние от источников, расположенных на ПС, до границы жилой застройки по формуле необходимо принять следующие допущения:

1) так как расстояние между трансформаторами l небольшое и $R_1 \gg l, R_2 \gg l$ то два и более источника можно заменить одним. При этом его скорректированный уровень звуковой мощности будет равен

$$L_{WA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1L_{WAi}}, \quad (112)$$

$$L_{WA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,1 \cdot 68} = 71$$

где N - количество источников шума ;

L_{WAi} - скорректированный уровень звуковой мощности i -го источника шума, дБА;

2) на границе жилой застройки уровень звука должен равен допустимому уровню звука $L_A(R) = DV_{L_A}$. Тогда $R = R_{\min}$.

Исходя из принятых допущений выражение можно переписать в следующем виде:

$$DV_{L_A} = L_{WA\Sigma} - 10 \lg \frac{2\pi R_{\min}}{S_0}. \quad (113)$$

Разрешив последнее уравнение, относительно R_{\min} получим минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{WA\Sigma} - DV_{L_A})}}{2\pi}}, \quad (114)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(118,01-45)}}{2 \cdot 3,14}} = 7,97 \text{ м}.$$

Согласно плану реконструируемого района, минимальное расстояние от ТП до жилой зоны составляет 19 м, а это в два раза больше, чем расчетная величина, значит расчет удовлетворяет необходимые условия.

10.3 Чрезвычайные ситуации

Пожары случаются в электроустановках: 43,3 % общего числа пожаров возникает от коротких замыканий, 33,5 %- от перегрева горючих материалов,

12 %- от перегрузки аппаратов, 3,5 от искрения и электрической дуги. Глядя на статистику, можно выделить две наиболее главные причины: технологические аварии и несоблюдение правил пожарной безопасности.

Таблица 21 – Статистика возникновения пожаров в конкретном электрооборудовании

Места возникновения пожара на ПС	Процент от общего числа возгораний
Масляные выключатели	14
Измерительные трансформаторы тока и напряжения	22
Силовые трансформаторы	10

Пожары и взрывы на трансформаторах обусловлены использованием оборудованием являющегося потенциальным источником возгорания (трансформаторное масло, изоляция провода, кабеля и.т.д). При горение этих материалов выделяются токсичные вещества, большое количества теплоты и задымления.

Одна из главных причин возникновения пожара на трансформаторных подстанциях является короткое замыкание, впоследствии чего приводит перегреву электрооборудования.

К взрывам трансформатора приводит повышение давления трансформаторного масла, а так же его вскипание и разложение его на горючие газы.

Тушение пожара на трансформаторах может привести к поражению электрическим током человека. Поэтому персонал по тушению пожаров электроустановок проходят обучения и инструктаж, а меры предотвращения пожаров приводятся в «Правилах пожарной безопасности для энергетических предприятий».

Пожарная безопасность трансформаторов обеспечивается:

- соблюдением номинальных режимов работ;
- соблюдением норм качества масла;
- качественным выполнением ремонтов оборудования, устройств автоматики и защиты.

- маслоприемные устройства под трансформаторами должны содержаться в исправном состоянии для исключения при аварии растекания масла [18].

При пожаре на трансформаторе в первую очередь он должен быть отключен от сети всех напряжений. Далее обслуживающий персонал должен проконтролировать включение стационарной установки пожаротушения, вызвать пожарную и приступить к палу пожаротушения.

Запрещается при пожаре сливать масло из корпуса трансформатора. При тушение пожарные автомобили должны быть заземлены, если электрооборудование без снятия напряжения. В местах для пожарного автомобиля должны быть оборудованы и обозначены места заземления. Ствольщик должен работать в диэлектрической обуви и диэлектрических перчатках.

11 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ СЕТИ

Во время выполнения работы между «до» и проектируемым «после» вариантом системы электроснабжения проводим сравнения.

В данной главе расчёт будет производиться при помощи минимумов приведенных затрат, они предоставят экономическую эффективность вложенных в строительство средств. Капиталовложение – это часть денежных средств, которая вкладывается в строительство объектов.

$$K_{\Sigma TP} = K_{TP} + K_{CMP} + K_{IP} , \quad (115)$$

где K_{TP} - это стоимость трансформаторов;

K_{CMP} - капиталовложения в строительные работы (50 %);

K_{IP} - прочие затраты, 5% от общих капиталовложений.

Среднюю стоимость комплектных трансформаторных подстанций приведем в таблице 23.

Таблица 22 – Средняя стоимость КТП 10/0,4

2 КТП-630 10/0,4	2 КТП-400 10/0,4	2 КТП-1600 10/0,4	2КТП -1000 10/0,4
438000 руб.	390000 руб.	562 700 руб.	490500 руб.

Произведем расчет капиталовложения для вариантов сети:

$$K_{TP1} = 8 \cdot 438000 + 2 \cdot 390000 + 5 \cdot 490500 = 6034500 \text{ руб.};$$

$$K_{TP2} = 5 \cdot 438000 + 3 \cdot 390000 + 6 \cdot 490500 + 1 \cdot 490500 = 5740500 \text{ руб.};$$

$$K_{\Sigma TP1} = 6034500 + 0,5 \cdot 6034500 + 0,05 \cdot 6034500 = 9083475 \text{ руб.};$$

$$K_{\Sigma TP2} = 5740500 + 0,5 \cdot 5740500 + 0,05 \cdot 5740500 = 8897775 \text{ руб.}$$

Затраты определенные расходом различными видами экономических ресурсов в процессе производства и обращения продукции называются издержками.

Затраты на ремонт и техническое обслуживание объектов входит в издержки, но только в данном случае.

Одна вторая стоимости основных фондов, которые переводятся каждый год для возмещения их износа, определяются по формуле:

$$I_{ам} = K_{\Sigma TP} \cdot \alpha_{ам} \quad (116)$$

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

$\alpha_{ам}$ - нормы амортизационных отчислений (о.е.).

Амортизационные отходы определяются по формуле, если знаем срок пользования оборудования:

$$\alpha_{ам} = \frac{1}{T_{СЛ}} \cdot \quad (117)$$

Издержки на ремонт и техническое обслуживание находим по формуле:

$$I_{экс} = K_{\Sigma TP} \cdot \alpha_{экс} \quad (118)$$

где $\alpha_{экс}$ - нормы отчислений на обслуживание трансформаторов, о.е.

Произведем расчет издержек для двух вариантов сети:

$$I_{ам1} = \frac{9083475}{20} = 454173,75 \text{ руб.};$$

$$I_{ам2} = \frac{8897775}{20} = 444888,75 \text{ руб.};$$

$$I_{экс1} = 454173,75 \cdot 0,037 = 16804,43 \text{ руб.};$$

$$I_{экс2} = 444888,75 \cdot 0,037 = 16460,88 \text{ руб.}$$

Для этого требуется рассчитать затраты на потерю электроэнергии, которые включают в себя величину потерь и их стоимость.

Потери электроэнергии в трансформаторах определяют по формуле:

$$\Delta W_{TP} = \frac{P_{ТП}^2 + Q_{ТП}^2}{U_H^2} \cdot R_{TP} \cdot T_G, \quad (119)$$

где T_G – количество часов в году (8760 ч);

$P_{ТП}$ и $Q_{ТП}$ - активная и реактивная нагрузка ТП, кВт, квар;

R_{TP} – активное сопротивление трансформатора, Ом.

Потери для трансформатора мощностью 630 кВА составят:

$$\Delta W_{TP} = \left(\frac{873,71^2 + 255,35^2}{10^2} \cdot 3,1 \right) \cdot 8760 = 22,5 \text{ МВт}\cdot\text{ч/год.}$$

Расчет потерь для остальных трансформаторов Приложение Б.

Определим стоимость потерь электроэнергии в трансформаторах:

$$I_{\Delta W-1} = \Delta W_{TP-1} \cdot C_{\Delta W} \quad (120)$$

где $C_{\Delta W}$ - стоимость потерь электроэнергии, руб (1,6 руб./кВт·ч).

$$I_{\Delta W-1} = 572545 \cdot 1,6 = 916072 \text{ руб.};$$

$$I_{\Delta W-2} = 334348 \cdot 1,6 = 534956,8 \text{ руб.}$$

Расчет потерь и издержек в трансформаторе представлен в таблице 24.

Таблица 23 – Расчет потерь и издержек в трансформаторе

Вариант выполнения	ΔW_{TP} , МВт·ч	$I_{\Delta W-1}$, руб
До реконструкции	575,54	916072
После реконструкции	334,48	534956,8

Рассчитываем суммарные издержки:

$$I = I_{ам} + I_{экс} + I_{\Delta W}; \quad (121)$$

$$I_1 = 454173,75 + 16804,43 + 916072 = 1387050,18 \text{ руб.};$$

$$I_2 = 44488,75 + 16460,88 + 534956,8 = 595906,43 \text{ руб.}$$

Определяем приведенные затраты на сооружение вариантов сети:

$$З = E \cdot K + I, \quad (122)$$

где E – норматив дисконтирования (принимается равным $E = 0,1$);

$$З_1 = 0,1 \cdot 9083475 + 1387050,18 = 2295397,68 \text{ руб.};$$

$$З_2 = 0,1 \cdot 8897775 + 595906,43 = 1485683,93 \text{ руб.}$$

Рассчитаем разницу:

$$\delta = \frac{З_2 - З_1}{З_2} \cdot 100 \%, \quad (123)$$

$$\delta = \frac{1485683,93 - 2295397,68}{1485683,93} \cdot 100 \% = 54,5\%$$

Разница между приведенными затратами составляет 50 %. По расчету видно, что данная проектируемая система электроснабжения имеет меньше приведенных затрат и реконструкция системы электроснабжения микрорайона Транспортный города Белогорска экономически выгоднее.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы, темой которой является реконструкция системы электроснабжения микрорайона Транспортный города Белогорска Амурской области, мы решили все ранее поставленные задачи.

Был произведен расчет электрической нагрузки района, мощностей трансформаторов, расчет воздушных и кабельных линий. Так же были произведены проверки на воздействие токов короткого замыкания всех линий, аппаратов, оборудования, которые мы устанавливали на подстанции.

Для обеспечения надежности, безопасности и чувствительности эксплуатации данной системы электроснабжения мы выбрали устройство автоматики и релейной защиты. А для защиты подстанции мы рассчитали комплекс, защищающий нашу подстанцию от прямых ударов молнии.

Кроме того, с помощью методов технико-экономического расчёта мы доказали экономическую целесообразность реконструкции микрорайона. В ходе всех данных расчётов мы соблюдали все общепринятые методики и выдержки нормативно-технической документации.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Беляков, Ю. П. Релейная защита и автоматика электрических систем : учеб. пособие для вузов / Ю. П. Беляков, А. Н. Козлов, Ю. В. Мясоедов. – Благовещенск : Амурский гос. университет, 2014. – 132 с.

2 Блок, В.М Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей ВУЗов: учеб. пособие / В.М. Блок, Г.К. Обушев и др.; под ред. В.М. Блок. – 2-е изд. – М.: «высшая школа», 1990. – 383 с.

3 Булгаков, А. Б. Безопасность жизнедеятельности: методические указания к практическим занятиям / А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 101 с.

4 ГОСТ 12.1.024-87 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля».

5 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.

6 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. Введ. – 1995-01-01 – М.: Издательство стандартов, 1994.

7 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.

8 Долин, П.А. Основы техники безопасности в электроустановках / П.А. Долин. - М.: Энергоатомиздат, 1984. - 305 с.

9 Кабельная поисковая система миру [Электронный ресурс]. URL: <https://k-ps.ru/> (дата обращения 15.05.2020).

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

11 Климатические данные городов по всему миру [Электронный ресурс]. URL: <https://ru.climate-data.org/location/53656/> (дата обращения 27.04.2020).

12 Козлов, В.А. Электроснабжение городов: Учебное пособие / В.А. Козлов. – Ленинград: Энергия, 1977. – 280 с.

13 Мясоедов, Ю.В. Расчёт симметричных и несимметричных коротких замыканий в системах электроснабжения: уч. пособие / Ю.В. Мясоедов, Л.Б. Гоголева. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2004. –186 с

14 Мясоедов, Ю.В. Электрическая часть станций и подстанций / Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г. Ротачева. - Благовещенск, 2007.- 192 с.

15 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.

16 Наумов, И.В. Проектирование систем электроснабжения: межвузовское учебное пособие для самостоятельной работы студентов/ И.В. Наумов, Т. Б. Лещинская – И: ИрГСХА, 2011- 327 с.

17 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.

18 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.

19 Правило по охране труда при эксплуатации электроустановок. № 328н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок».

20 Правила электроустановок (шестое и седьмое издание): ПУЭ. – Новосибирск: Сибирское университетское издательство, 2011. – 465 с.

21 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.

22 РД 34.20.185-94. Инструкция по проектированию городских электрических сетей / Российское акционерное общество энергетики и электрификации «ЕЭС России». – М.: Энергоатомиздат, 1995.

23 СНиП 2.07.01-89. Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений. Введ. – 1990-01-01.

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

25 Справочник электрика [Электронный ресурс]. URL: <http://electricalschool.info/spravochnik/poleznoe/1268-vlijanie-jelektroustanovok-na.html> (дата обращения: 23.05.2020).

26 Стоимость КТП [Электронный ресурс]. URL: <http://www.promentrans.ru/tseny/> (дата обращения: 06.05.2020).

27 СТО 56947007-29.130.15.114-2012 Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет электрических нагрузок

Таблица П1 – расчет электрических нагрузок ограниченного улицами Никольское шоссе – Авиационная – Гастелло – Южная-Серышево

№	Объект	Руд	n	P, кВт	tg	Q, квар	Рздмах, кВт	Qздмах, квар	S, кВА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
1	Жилой дом 5 эт	2,37	80	189,6	0,2	37,92	245,4	77,74	257,42	
	сту	5	4	20	0,75	15				
	Магазин прод.товаров «Кристалл»	0,25	150	37,5	0,75	28,12				
	Парикмахерская	1,5	3	4,5	0,25	1,125				
2	Жилой дом 5 эт	1,93	120	231,6	0,2	46,32	269,98	71,67	279,33	
	сту	5	6	30	0,75	22,5				
	Магазин непродов.товаров «Сигнал»	0,16	40	6,4	0,48	3,07				
	Банк	0,05	4	60	3,24	0,57				1,85
	Парикмахерская «Авокадо»	1,5	2	3	0,25	0,75				
3	Кафе «Каспий»	1,04	350	364	0,2	72,83	364	72,38	371,126	
4	Детский сад «Сказка»	0,46	270	124,2	0,25	31,05	124,2	31,05	128,02	
5	Кафе «Империя»	1,04	400	416	0,2	83,29	452,81	105,58	464,95	
	Бар	0,46	40	18,4	0,43	7,9				
	Ателье	0,07	5	30	22,5	0,75				16,87
6	Школа №4	0,25	2000	500	0,38	190	500	190	534,88	
7	ГДО	0,05	4	200	10,8	0,57	10,8	6,16	12,43	
8	Жилой дом 3 эт.,	4,03	27	108,8	1	0,2	122,31	31,88	126,41	
	сту	5	3	15	0,75	11,25				
9	Жилой дом 4 эт.,	2,8	60	168	0,2	33,6	181,5	43,72	186,69	
	сту	5	3	15	0,75	11,25				
10	Жилой дом 2 эт.,	3,3	40	132	0,2	26,4	171,24	49,69	178,31	

Продолжение таблицы П1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	сту	5	5	25	0,75	18,75			
	Парикмахерская «Лилия»	1,5	4	6	0,25	1,5			
	Аптека	0,14	60	8,4	0,43	3,61			
	Магазин непродов.товаров «Непоседа»	0,14	30	4,2	0,48	2,02			
11	Жилой дом 5 эт.,	2,8	60	168	0,2	33,6	208,5	63,97	218,09
	сту	5	4	20	0,75	15			
	Магазин прод.товаров «26»	0,25	100	25	0,75	18,75			
12	Жилой дом 5 эт	3,3	40	132	0,2	26,4	150	39,9	155,21
	сту	5	4	20	0,75	15			
13	Хоккейная коробка	0,24	120	28,8	0,33	9,5	28,8	9,5	30,33
14	Генер.Дом 2эт.	7,17	8	57,36	0,2	11,47	66,36	18,2	68,81
	сту	5	2	10	0,75	7,5			
15	Гараж	0,5	24	12	0,25	3	12	3	12,37
16	Жилой дом 2 эт.,	5,17	16	82,72	0,2	16,54	91,72	23,29	94,63
	сту	5	2	10	0,75	7,5			
17	Жилой дом 2 эт.,	5,17	16	82,72	0,2	16,54	91,72	23,29	94,63
	сту	5	2	10	0,75	7,5			
18	Жилой дом 2 эт.,	5,17	16	82,72	0,2	16,54	91,72	23,29	94,63
	сту	5	2	10	0,75	7,5			
19	Жилой дом 2 эт.,	7,17	8	57,36	0,2	11,47	66,36	18,2	68,81
	сту	5	2	10	0,75	7,5			
20	Жилой дом 4 эт.,	2,8	60	168	0,2	33,6	181,5	43,72	186,69
	сту	5	3	15	0,75	11,25			
21	Жилой дом 4 эт.,	2,8	60	168	0,2	33,6	181,5	43,72	186,69
	сту	5	3	15	0,75	11,25			
22	Жилой дом 5 эт.,	2,35	50	117,5	0,2	23,5	140	40,37	145,70
	сту	5	5	25	0,75	18,75			
23	Жилой дом 5 эт.,	2,35	50	117,5	0,2	23,5	140	40,37	145,70
	сту	5	5	25	0,75	18,75			
24	Жилой дом 2 эт.,	5,17	16	82,72	0,2	16,54	91,72	23,29	94,63
	сту	5	2	10	0,75	7,5			
25	Жилой дом 2 эт.,	5,17	16	82,72	0,2	16,54	91,72	23,29	94,63
	сту	5	2	10	0,75	7,5			

Продолжение таблицы П1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
26	Жилой дом 4 эт.,	4,2	24	100,8	0,2	20,16	109,8	26,91	113,05
	сту	5	2	10	0,75	7,5			
27	Жилой дом 5 эт	3,3	40	132	0,2	26,4	150	39,9	155,22
	сту	5	4	20	0,75	15			
28	Жилой дом 5 эт	3,3	40	132	0,2	26,4	150	39,9	155,22
	сту	5	4	20	0,75	15			
29	Магазин прод.товаров «Авоська»	0,25	100	25	0,75	18,75	100	18,75	101,74
30	Жилой дом 5 эт	1,93	120	231,6	0,2	46,32	258,6	66,57	267,03
	сту	5	6	30	0,75	22,5			
31	Жилой дом 5 эт.,	2,35	50	117,5	0,2	23,5	140	40,37	145,70
	сту	5	5	25	0,75	18,75			
32	Жилой дом 9 эт	2,4	81	194,4	0,2	38,88	229,5	74,28	241,22
	сту	5	3	15	0,75	11,25			
	лифты	8	3	24	1,17	28,08			
33	Жилой дом 5 эт	3,3	40	132	0,2	26,4	155,35	42,94	161,17
	сту	5	4	20	0,75	15			
	Станция юнного техника	0,054	110	5,94	0,57	3,38			
34	Жилой дом 5 эт.,	2,35	50	117,5	0,2	23,5	155,76	52,19	164,27
	сту	5	5	25	0,75	18,75			
	Магазин прод.товаров «Космос»	0,25	70	17,51	0,75	13,125			
35	Гаражи	0,5	15	7,5	0,29	2,175	7,5	2,175	7,81
36	Гаражи	0,5	50	25	0,29	7,25	25	7,25	26,03
37	Гаражи	0,5	20	10	0,29	2,9	10	2,9	10,41
38	Гаражи	0,5	15	7,5	0,29	2,175	7,5	2,175	7,81
39	Гаражи	0,5	10	5	0,29	1,45	5	1,45	5,21
40	Гаражи	0,5	7	3,5	0,29	1,015	3,5	1,015	3,64
41	Платная автосто- янка «Оскар»	0,5	30	15	0,29	4,35	15	4,35	15,62
42	Частный дом 1	14		14	0,2	2,8	14	2,8	14,27
43	Частный дом2	14		14	0,2	2,8	14	2,8	14,27
44	Частный дом3	14		14	0,2	2,8	14	2,8	14,27
45	Гаражи	0,5	15	7,5	0,29	2,175	7,5	2,175	7,81
46	Частный дом4	14		14	0,2	2,8	14	2,8	14,27

Продолжение таблицы П1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
47	Гараж	0,5	20	10	0,2	2,9	10	2,9	10,41
48	Гаражи	0,5	20	10	0,29	2,9	10	2,9	10,41
49	Гаражи	0,5	70	35	0,29	10,15	35	10,15	36,44
50	Гаражи	0,5	100	50	0,29	14,5	50	14,5	52,06
51	Гаражи	0,5	100	50	0,29	14,5	50	14,5	52,06
52	Гаражи	0,5	100	50	0,29	14,5	50	14,5	52,06
53	Жилой дом 3 эт., сту	4,03 5	27 3	108,81 15	0,2 0,75	21,76 11,25	122,31	31,88	126,41
	Жилой дом 5 эт сту	1,93 5	120 6	231,6 30	0,2 0,75	46,32 22,5			
54	Жилой дом 3 эт., сту	4,03 5	27 3	108,81 15	0,2 0,75	21,76 11,25	134,52	41,16	140,68
	Магазин прод.товаров «Чайка»	0,25	55	13,75	0,75	10,31			
56	Жилой дом 5 эт сту	3,3 5	40 4	132 20	0,2 0,75	26,4 15	150	39,9	155,
	Жилой дом 5 эт., сту	4,2 5	24 2	100,8 10	0,2 0,75	20,16 75			
57	Аптека	0,14	30	4,2	0,43	1,8	143,74	108,004	179,79
	Магазин быт хим. «Дилижанс»	0,16	60	9,6	0,48	4,608			
	Магазин прод.товаров «Колбасыч»	0,25	70	17,51	0,75	13,125			
	Магазин цветоч- ный «Магнолия»	0,16	40	6,4	0,48	3,072			
	Жилой дом 5 эт., сту	2,37 5	80 8	189,6 40	0,2 0,75	37,92 30			
58	Магазин быт.химия «Любимый»	0,16	70	11,2	0,57	6,38	235,68	70,66	246,04
	Жилой дом 5 эт., сту	2,37 5	80 8	189,6 40	0,2 0,75	37,92 30			
59	Жилой дом 5 эт., сту	2,37 5	80 8	189,6 40	0,2 0,75	37,92 30	225,6	64,92	234,75
	Магазин «Зер- кальный»	0,25	100	25	0,75	18,75			
60	Магазин «Фрук- товый»	0,23	25	5,75	0,7	4,02	5,75	4,02	7,01
61	Магазин «Фрук- товый»	0,23	25	5,75	0,7	4,02	5,75	4,02	7,01
62	Магазин «Фрук- товый»	0,23	25	5,75	0,7	4,02	5,75	4,02	7,01

Продолжение таблицы П1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
62	Магазин «Фруктовый»	0,23	25	5,75	0,7	4,02	5,75	4,02	7,01
63	Магазин «Фруктовый»	0,23	25	5,75	0,7	4,02	5,75	4,02	7,01
64	Магазин «Фруктовый»	0,23	25	5,75	0,7	4,02	5,75	4,02	7,01
65	Магазин «Фруктовый»	0,23	25	5,75	0,7	4,02	5,75	4,02	7,01
66	Жилой дом 3 эт.,	4,03	27	108,81	0,2	21,76	134,52	41,16	140,68
	сту	5	3	15	0,75	11,25			
	Магазин прод. товаров «Персона»	0,25	55	13,75	0,75	10,31			
67	Магазин «Золотая рыбка»	0,25	80	20	0,75	15	20	15	28
68	Жилой дом 3 эт.,	4,03	27	108,81	0,2	21,76	122,31	31,88	126,41
	сту	5	3	15	0,75	11,25			
69	Жилой дом 5 эт	1,93	120	231,6	0,2	46,32	266,16	69,82	275,16
	сту	5	6	30	0,75	22,5			
	Магазин непродов. товаров «Строй маркет»	0,14	60	8,4	0,43	3,61			
70	Жилой дом 4 эт	3,5	36	126	0,2	25,2	139,5	35,28	143,89
	сту	5	3	15	0,75	11,25			
71	Жилой дом 2 эт.,	5,17	16	82,72	0,2	16,54	91,72	23,29	94,63
	сту	5	2	10	0,75	7,5			
72	Жилой дом 5 эт.,	2,35	50	117,5	0,2	37,92	145,4	58,84	156,85
	сту	5	5	25	0,75	18,75			
	Магазин прод тов	0,25	24	6	0,75	4,5			
73	Жилой дом 5 эт.,	2,35	50	117,5	0,2	37,92	156,2	61,76	167,97
	сту	5	5	25	0,75	18,75			
	Мед.центр «Оптима»	0,36	50	18	0,43	7,74			
74	Жилой дом 5 эт.,	3,86	30	115,8	0,2	23,16	124,8	29,91	128,33
	сту	5	2	10	0,75	7,5			
75	Жилой дом 5 эт.,	3,86	30	115,8	0,2	23,16	124,8	29,91	128,33
	сту	5	2	10	0,75	7,5			
76	Жилой дом 5 эт.,	2,35	50	117,5	0,2	23,5	140	40,37	145,70
	сту	5	5	25	0,75	18,75			

Продолжение таблицы П1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
78	Жилой дом 2 эт.,	5,17	16	82,72	0,2	16,54	91,72	23,29	94,63
	сту	5	2	10	0,75	7,5			
79	Жилой дом 2 эт.,	5,17	16	82,72	0,2	16,54	91,72	23,29	94,63
	сту	5	2	10	0,75	7,5			
80	Жилой дом 4 эт	3,5	36	126	0,2	25,2	139,5	35,28	143,89
	сту	5	3	15	0,75	11,25			
81	Жилой дом 2 эт.,	5,17	16	82,72	0,2	16,54	91,72	23,29	94,63
	сту	5	2	10	0,75	7,5			
82	Магазин «Ко- либрий»	0,25	100	25	0,75	18,75	25	18,75	31,25
83	Жилой дом 4 эт	3,5	36	126	0,2	25,2	139,5	35,28	143,89
	сту	5	3	15	0,75	11,25			
84	Жилой дом 5 эт.,	2,35	50	117,5	0,2	37,92	140	54,79	150,33
	сту	5	5	25	0,75	18,75			
85	Магазин «Фрук- ты и овощи»	0,23	25	5,75	0,7	4,02	5,75	4,02	7,01
86	Магазин «Дарья»	0,25	100	25	0,75	18,75	25	18,75	31,25
87	Жилой дом 5 эт.,	2,35	50	117,5	0,2	37,92	140	54,79	150,33
	сту	5	5	25	0,75	18,75			
88	Жилой дом 4 эт	3,5	36	126	0,2	25,2	139,5	35,28	143,89
	сту	5	3	15	0,75	11,25			
89	Магазин «Фрук- ты и овощи»	0,23	25	5,75	0,7	4,02	5,75	4,02	7,01
90	Кафе «Встреча»	1,04	150	156	0,2	31,2	156	31,2	159,09
91	Жилой дом 5 эт.,	2,35	50	117,5	0,2	37,92	140	54,79	150,33
	сту	5	5	25	0,75	18,75			
92	Жилой дом 2 эт.,	5,17	16	82,72	0,2	16,54	91,72	23,29	94,63
	сту	5	2	10	0,75	7,5			
93	Жилой дом 2 эт.,	5,17	16	82,72	0,2	16,54	91,72	23,29	94,63
	сту	5	2	10	0,75	7,5			
94	Жилой дом 2 эт.,	5,17	16	82,72	0,2	16,54	91,72	23,29	94,63
	сту	5	2	10	0,75	7,5			
95	Жилой дом 5 эт.,	2,35	50	117,5	0,2	37,92	140	54,79	150,33
	сту	5	5	25	0,75	18,75			

Продолжение таблицы П1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
96	Жилой дом 5 эт	1,93	120	231,6	0,2	46,32	266,16	69,82	275,16
	сту	5	6	30	0,75	22,5			
	Магазин непродов.товаров «Охотник»	0,14	60	8,4	0,43	3,61			
97	Жилой дом 2 эт.,	5,17	16	82,72	0,2	16,54	91,72	23,29	94,63
	сту	5	2	10	0,75	7,5			
98	Жилой дом 2 эт.,	5,17	16	82,72	0,2	16,54	91,72	23,29	94,63
	сту	5	2	10	0,75	7,5			
99	Жилой дом 2 эт.,	5,17	16	82,72	0,2	16,54	91,72	23,29	94,63
	сту	5	2	10	0,75	7,5			
100	Гаражи	0,5	120	60	0,29	17,4	60	17,4	62,47
101	Магазин	0,25	55	13,75	0,75	10,31	13,75	10,31	17,19
102	Гостиница «Восток»	0,34	450	153	0,48	73,44	80,94	163	181,98
	сту	5	2	10	0,75	7,5			
103	Магазин «электрик»	0,16	100	16	0,48	7,68	16	7,68	17,74
104	Жилой дом 4 эт.,	2,8	60	168	0,2	33,6	181,5	43,72	186,69
	сту	5	3	15	0,75	11,25			
105	Частный дом	14		14	0,2	2,8	19,75	6,82	20,89
	Магазин	0,23	25	5,75	0,7	4,02			
106	Жилой дом 5 эт	3,3	40	132	0,2	26,4	150	39,9	155,
	сту	5	4	20	0,75	15			
107	Гаражи	0,5	50	25	0,29	7,25	25	7,25	26,03
108	Гаражи	0,5	80	40	0,29	10,4	80	10,4	80,67
109	Жилой дом 6 этж	0,96	300	288	0,2	57,6	348	108,4	364,49
	сту	5	12	60	0,75	45			
	Магазин «Весна»	0,23	36	8,28	0,7	5,8			
110	Жилой дом 3 эт.,	4,03	27	108,81	0,2	21,76	122,31	31,88	126,41
	сту	5	3	15	0,75	11,25			
111	Гаражи	0,5	120	60	0,29	17,4	60	17,4	62,47
112	Гаражи	0,5	120	60	0,29	17,4	60	17,4	62,47
113	Гаражи	0,5	50	25	0,29	7,25	25	7,25	26,03

Продолжение таблицы П1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
114	Жилой дом 5 эт	1,93	120	231,6	0,2	46,32	258,6	66,57	267,03
	сту	5	6	30	0,75	22,5			
115	Жилой дом 3 эт.,	4,03	27	108,81	0,2	21,76	122,31	31,88	126,41
	сту	5	3	15	0,75	11,25			
116	Гаражи	0,5	80	40	0,29	10,4	80	10,4	80,67
117	Гаражи	0,5	80	40	0,29	10,4	80	10,4	80,67
118	Гаражи	0,5	70	35	0,29	10,15	35	10,15	36,44
119	Гаражи	0,5	150	75	0,29	21,75	75	21,75	78,09
120	Жилой дом 5 эт.,	2,35	50	117,5	0,2	37,92	140	54,79	150,33
	сту	5	5	25	0,75	18,75			
121	Военная проку- ратура	0,054	100	5,4	0,57	3,08	5,4	3,08	6,22
122	Жилой дом 3 эт.,	4,03	27	108,81	0,2	21,76	122,31	31,88	126,41
	сту	5	3	15	0,75	11,25			
123	Гаражи	0,5	50	25	0,29	7,25	25	7,25	26,03

Таблица П2- Распределение нагрузки от ТП до электроприемника.

Объект	Расчетная актив- ная нагрузка, кВт	Расчетная реак- тивная нагрузка, квар	Полная расчетная нагрузка кВА
1	2	3	4
147 ТП Фидер-1			
№59	225,6	64,92	234,75
147 ТП Фидер-2			
№58	235,68	70,66	246,04
147 ТП Фидер-3			
№1	245,4	77,74	257,42
147 ТП Фидер-7			
№57	143,74	108,004	179,79
147 ТП Фидер-5			

1	2	3	4
№66	134,52	41,16	140,68
№67	20	15	28
147 ПС Фидер-9			
№60	25	18,75	31,75
147 ТП Фидер-4			
№61	5,75	4,02	7,01
№62	5,75	4,02	7,01
№63	5,75	4,02	7,01
№64	5,75	4,02	7,01
№65	5,75	4,02	7,01
155ТП Фидер-6			
№6	500	190	534,88
155ТП Фидер-5			
№7	10,8	6,16	12,43
№8	122,31	31,88	126,41
155ТП Фидер-1			
№9	181,5	43,72	186,69
155ТП Фидер-9			
№4	124,2	31,05	128,02
159ТП Фидер-8			
№5	458,81	105,58	464,95
159ТП Фидер-7			
№2	269,98	71,67	279,33
159ТП Фидер-11			
№3	364	72,38	371,126
153ТП Фидер-15			

1	2	3	4
№34	155,76	52,19	164,27
№33	155,35	42,94	161,17
153ТП Фидер-7			
№32	229,5	74,28	241,22
153ТП Фидер-8			
№31	140	40,37	145,70
№30	258,6	66,57	267,03
153ТП Фидер-6			
№29	100	18,5	101,74
153ТП Фидер-2			
№28	150	39,9	155,22
160ТП Фидер-9			
№42	14	2,8	14,27
№43	14	2,8	14,27
160 ТП Фидер-11			
№41	15	4,35	15,62
160 ТП Фидер-8			
№45	7,5	2,175	7,81
№46	14	2,8	14,27
160ТП Фидер-2			
№49	35	10,15	36,44
№50	50	14,5	52,0
№51	50	14,5	52,0
№52	50	14,5	52,0
№47	10	2,9	10,41

1	2	3	4
162ТП Фидер-16			
№27	150	39,9	155,22
№26	109,8	26,91	113,05
162ТП Фидер 15			
№21	181,5	43,72	186,69
№20	181,5	43,72	186,69
162ТП Фидер 10			
№38	7,5	2,175	7,81
162ТП Фидер-12			
№24	91,72	23,29	94,63
№25	91,72	23,29	94,63
162ТП Фидер-3			
№38	7,5	2,175	7,81
№39	5	1,45	5,21
№40	3,5	1,015	3,64
162ТП Фидер-1			
№23	140	40,37	145,70
№22	140	40,37	145,70
146ТП Фидер-9			
№76	140	40,37	145,70
№77	258,6	66,57	267,03
№78	91,72	23,29	94,63
146 ТП Фидер-3			
№74	124,8	29,91	128,33
№75	124,8	29,91	128,33
146 ТП Фидер-1			

1	2	3	4
№73	156,2	61,76	167,97
№72	145,4	58,84	156,85
146 ТП Фидер-6			
№68	124,8	29,91	128,33
№69	266,16	69,82	275,16
№70	139,5	35,28	143,89
№71	91,72	23,29	94,63
148 ТП Фидер-8			
№10	171,24	49,69	178,31
№11	208,5	63,79	218,09
№12	150	39,9	155,21
148 ТП Фидер-7			
№13	28,8	9,5	30,33
148 ТП Фидер-3			
№14	66,36	29,91	68,81
№15	12	3	12,37
148 ТП Фидер-1			
№16	91,72	23,29	94,63
№17	91,72	23,29	94,63
145 ТП Фидер-3			
№100	60	17,4	62,47
№101	13,75	10,31	17,19
145 ТП Фидер-1			
№97	91,72	23,29	94,63
№98	91,72	23,29	94,63
№99	91,72	23,29	94,63

1	2	3	4
145 ТП Фидер-8			
№105	19,75	6,82	20,89
149 ТП Фидер-10			
№102	163	80,94	181,98
149ТП Фидер-20			
№104	181,5	43,72	186,69
№106	150	39,9	155,3
149 ТП Фидер-11			
№107	25	7,25	26,03
№108	80	10,4	80,67
154 ТП Фидер-16			
№79	91,72	23,29	94,63
№80	139,5	32,28	143,89
№88	139,5	35,28	143,89
154 ТП Фидер-1			
№89	5,75	4,02	7,01
154ТП Фидер-9			
№87	140	54,79	150,33
154 ТП Фидер-7			
№86	5,75	4,02	7,01
№85	25	18,75	31,25
154 ТП Фидер-14			
№84	140	54,79	150,33
№83	139,5	35,28	143,89
156 ТП Фидер-5			
№110	122,31	31,88	126,41

1	2	3	4
№114	258,6	66,57	267,03
156 ТП Фидер-7			
№109	348	108,4	364,49
156 ТП Фидер-1			
№111	60	17,4	62,47
№112	60	17,4	62,47
№113	25	7,25	26,03
163 ТП Фидер-10			
№91	140	54,79	150,33
№92	91,72	23,29	94,63
№95	140	54,79	150,33
163 ТП Фидер-9			
№93	91,72	23,29	94,63
№94	91,72	23,29	94,63
№96	266,16	69,82	275,16
163 ТП Фидер-1			
№82	25	18,75	31,25
163 ТП Фидер-2			
№18	91,72	23,29	94,63
№19	66,36	18,2	68,81
152 ТП Фидер-6			
№90	156	31,2	159,09
152 ТП Фидер-15			
№53	122,31	31,88	126,41
№54	258,6	66,57	267,03
152 ТП Фидер1			

Продолжение таблицы П2

1	2	3	4
№55	134,52	41,16	140,68
№56	150	39,9	155,33
152 ТП Фидер-8			
№35	7,5	2,18	7,81
№36	25	7,25	26,03
№37	10	2,9	10,41
151 ТП Фидер-2			
№118	35	10,15	36,44
№116	80	10,4	80,67
№117	80	10,4	80,67
151 ТП Фидер-7			
№115	122,31	31,88	126,41
151 ТП Фидер-4			
№119	75	21,25	78,09
№123	25	7,25	26,03
151 ТП Фидер-6			
№120	140	54,79	150,33
151 ТП Фидер-1			
№121	5,4	3,08	6,22
151 ТП Фидер-11			
№122	122,31	31,88	126,41

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет в программе MathCad

Расчёт нагрузок

ПП147

ПП147 - 1 фидер

$$P_{147_1} := 225.6 \quad \cos\phi := 0.96 \quad S_{\text{реч}} := 234.75$$

$$Q_{147_1} := 64.92 \quad \sin\phi := 0.29 \quad \lambda_w := 0.000049$$

$$I_{147_1} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{147_1}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{147_1}}{2}\right)^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 178.548$$

$$I_{\text{реч}147_1} := I_{147_1} \cdot 1.1 \cdot 1.05 = 206.223$$

$$I_{147_1\text{на}} := \frac{\sqrt{(P_{147_1})^2 + (Q_{147_1})^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 357.096$$

$$I_{\text{длдоп}147_1} := 300 \cdot 1.29 = 387$$

выбираем провод марки СИП2 3х95+1х95

$$\Delta U_{147_1} := (0.411 \cdot 0.96 + 0.066 \cdot 0.29) \cdot \frac{234.75 \cdot 0.049}{0.38}$$

$$\Delta U_{147_1} = 12.523$$

$$\delta U_{147_1} := 100 \cdot \frac{12.523}{380} = 3.296$$

ПП147 - 2 фидер

$$P_{147_2} := 235.68 \quad \cos\phi := 0.96 \quad S_{\text{реч}} := 246.04$$

$$Q_{147_2} := 70.66 \quad \sin\phi := 0.29 \quad \lambda_w := 0.000037$$

$$I_{147_2} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{147_2}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{147_2}}{2}\right)^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 187.135$$

$$I_{\text{реч}147_2} := I_{147_2} \cdot 1.1 \cdot 1.05 = 216.14$$

$$I_{147_2\text{на}} := \frac{\sqrt{(P_{147_2})^2 + (Q_{147_2})^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 374.269$$

$$I_{\text{длдоп}147_2} := 295 \cdot 1.29 = 380.55$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

выбираем провод марки СИП2 3x95+1x95

$$\Delta U_{147_2} := (0.411 \cdot 0.96 + 0.066 \cdot 0.29) \cdot \frac{246.04 \cdot 0.037}{0.38}$$

$$\Delta U_{147_2} = 9.911$$

$$\delta U_{147_2} := 100 \cdot \frac{\Delta U_{147_2}}{380} = 2.608$$

ТП147 - 3 фидер

$$P_{147_3} := 245.4$$

$$Q_{147_3} := 77.74$$

$$I_{147_3} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{147_3}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{147_3}}{2}\right)^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 195.786$$

$$I_{рсч147_3} := I_{147_3} \cdot 1.1 \cdot 1.05 = 226.133$$

$$I_{147_3на} := \frac{\sqrt{(P_{147_3})^2 + (Q_{147_3})^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 391.572$$

$$I_{длдоп147_3} := 337 \cdot 1.29 = 434.73$$

выбираем кабель марки АВББШв 5x240

$$\Delta U_{147_3} := (0.132 \cdot 0.95 + 0.0587 \cdot 0.3) \cdot \frac{257.42 \cdot 0.17}{0.38}$$

$$\Delta U_{147_3} = 16.469$$

$$\delta U_{147_3} := 100 \cdot \frac{\Delta U_{147_3}}{380} = 4.334$$

ТП147 - 7 фидер

$$P_{147_7} := 143.74$$

$$Q_{147_7} := 108.004$$

$$I_{147_7} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{147_7}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{147_7}}{2}\right)^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 136.747$$

$$I_{рсч147_7} := I_{147_7} \cdot 1.1 \cdot 1.05 = 157.942$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$I_{147_7\text{на}} := \frac{\sqrt{(P_{147_7})^2 + (Q_{147_7})^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 273.493$$

$$I_{\text{длдоп}147_7} := 240 \cdot 1.29 = 309.6$$

выбираем провод марки СИП2 3x70+1x70

$$\Delta U_{147_7} := (0.443 \cdot 0.8 + 0.078 \cdot 0.6) \cdot \frac{257.42 \cdot 0.076}{0.38}$$

$$\Delta U_{147_7} = 20.655$$

$$\delta U_{147_7} := 100 \cdot \frac{\Delta U_{147_7}}{380} = 5.436$$

ТП147 - 5 фидер

$$P_{147_5} := 152.52$$

$$Q_{147_5} := 54.66$$

$$I_{147_5} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{147_5}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{147_5}}{2}\right)^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 123.227$$

$$I_{\text{реч}147_5} := I_{147_5} \cdot 1.1 \cdot 1.05 = 142.327$$

$$I_{147_5\text{на}} := \frac{\sqrt{(P_{147_5})^2 + (Q_{147_5})^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 246.454$$

$$I_{\text{длдоп}147_5} := 240 \cdot 1.29 = 309.6$$

выбираем провод марки СИП2 3x70+1x70

$$\Delta U_{147_5} := (0.443 \cdot 0.9 + 0.078 \cdot 0.3) \cdot \frac{168.68 \cdot 0.15}{0.38}$$

$$\Delta U_{147_5} = 28.105$$

$$\delta U_{147_5} := 100 \cdot \frac{\Delta U_{147_5}}{380} = 7.396$$

ТП147 - 9 фидер

$$P_{147_9} := 25$$

$$Q_{147_9} := 18.75$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$I_{147_9} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{147_9}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{147_9}}{2}\right)^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 23.768$$

$$I_{рсч147_9} := I_{147_9} \cdot 1.1 \cdot 1.05 = 27.452$$

$$I_{147_9на} := \frac{\sqrt{P_{147_9}^2 + Q_{147_9}^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 47.536$$

$$I_{длдоп147_9} := 75 \cdot 1.29 = 96.75$$

выбираем провод марки сип-1 сечением 1x16 + 1x25 мм²

$$\Delta U_{147_9} := (1.77 \cdot 0.8 + 0.085 \cdot 0.6) \cdot \frac{168.68 \cdot 0.010}{0.38}$$

$$\Delta U_{147_9} = 6.512$$

$$\delta U_{147_9} := 100 \cdot \frac{\Delta U_{147_9}}{380} = 1.714$$

ТП147 - 4 фидер

$$P_{147_4} := 28.75$$

$$Q_{147_4} := 20.01$$

$$I_{147_4} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{147_4}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{147_4}}{2}\right)^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 26.641$$

$$I_{рсч147_4} := I_{147_4} \cdot 1.1 \cdot 1.05 = 30.771$$

$$I_{147_4на} := \frac{\sqrt{P_{147_4}^2 + Q_{147_4}^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 53.283$$

$$I_{длдоп147_4} := 75 \cdot 1.29 = 96.75$$

выбираем провод марки сип-1 сечением 1x16 + 1x25 мм²

$$\Delta U_{147_4} := (1.77 \cdot 0.8 + 0.085 \cdot 0.6) \cdot \frac{(35.05 \cdot 0.033)}{0.38}$$

$$\Delta U_{147_4} = 4.465$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$I_{\text{рас}147_9} := I_{147_9} \cdot 1.1 \cdot 1.03 = 27.452$$

$$I_{147_9\text{на}} := \frac{\sqrt{(P_{147_9})^2 + (Q_{147_9})^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 47.536$$

$$I_{\text{дл}147_9} := 75 \cdot 1.29 = 96.75$$

выбираем провод марки сип-1 сечением 1x16 + 1x25 мм²

$$\Delta U_{147_9} := (1.77 \cdot 0.8 + 0.085 \cdot 0.6) \cdot \frac{168.68 - 0.010}{0.38}$$

$$\Delta U_{147_9} = 6.512$$

$$\delta U_{147_9} := 100 \cdot \frac{\Delta U_{147_9}}{380} = 1.714$$

ТП147 - 4 фидер

$$P_{147_4} := 28.75$$

$$Q_{147_4} := 20.01$$

$$I_{147_4} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{147_4}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{147_4}}{2}\right)^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 26.641$$

$$I_{\text{рас}147_4} := I_{147_4} \cdot 1.1 \cdot 1.05 = 30.771$$

$$I_{147_4\text{на}} := \frac{\sqrt{(P_{147_4})^2 + (Q_{147_4})^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 53.283$$

$$I_{\text{дл}147_4} := 75 \cdot 1.29 = 96.75$$

выбираем провод марки сип-1 сечением 1x16 + 1x25 мм²

$$\Delta U_{147_4} := (1.77 \cdot 0.8 + 0.085 \cdot 0.6) \cdot \frac{(35.05 - 0.033)}{0.38}$$

$$\Delta U_{147_4} = 4.465$$

$$\delta U_{147_4} := 100 \cdot \frac{\Delta U_{147_4}}{380} = 1.175$$

$$P_{147\text{тн}} := P_{147_1} + P_{147_2} + P_{147_3} + P_{147_7} + P_{147_5} + P_{147_9} + P_{147_4} = 1.057 \times 10^3$$

$$Q_{147\text{тн}} := Q_{147_2} + Q_{147_2} + Q_{147_3} + Q_{147_7} + Q_{147_5} + Q_{147_9} + Q_{147_4} = 420.484$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$S_{147} := \frac{\sqrt{P_{147\text{гн}}^2 + Q_{147\text{гн}}^2}}{2 \cdot 0.75} = 758.185$$

$$S_{\text{ном}147} := 1000$$

$$k_{\text{на}147} := \frac{\sqrt{P_{147\text{гн}}^2 + Q_{147\text{гн}}^2}}{S_{\text{ном}147} \cdot 1} = 1.137$$

$$k_{147} := \frac{S_{147}}{S_{\text{ном}147} \cdot 2} = 0.379$$

ТП155

ТП155 - 6 фидер

$$P_{155_6} := 500$$

$$Q_{155_6} := 190$$

$$I_{155_6} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{155_6}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{155_6}}{2}\right)^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 406.817$$

$$I_{\text{реч}155_6} := I_{155_6} \cdot 1.1 \cdot 1.05 = 469.874$$

$$I_{155_6\text{на}} := \frac{\sqrt{(P_{155_6})^2 + (Q_{155_6})^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 813.634$$

$$I_{\text{дл}155_6} := 546 \cdot 1.29 = 704.34$$

выбираем кабель марки АВЕБШв с сечением 3x240+1x120

$$\Delta U_{155_6} := (0.132 \cdot 0.9 + 0.0587 \cdot 0.3) \cdot \frac{(534.88 \cdot 0.17)}{0.38}$$

$$\Delta U_{155_6} = 32.641$$

$$\delta U_{147_3} := 100 \cdot \frac{\Delta U_{147_3}}{380} = 4.334$$

ТП155 - 5 фидер

$$P_{155_5} := 132.3$$

$$Q_{155_5} := 37.42$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$I_{155_5} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{155_5}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{155_5}}{2}\right)^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 104.571$$

$$I_{\text{реч}155_5} := I_{155_5} \cdot 1.1 \cdot 1.05 = 120.78$$

$$I_{155_5\text{об}} := \frac{\sqrt{(P_{155_5})^2 + (Q_{155_5})^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 209.142$$

$$I_{\text{длина}155_5} := 195 \cdot 1.29 = 251.55$$

выбираем провод марки СИП2 3х50+1х70

$$\Delta U_{155_5} = (0.443 \cdot 0.9 + 0.078 \cdot 0.3) \cdot \frac{138.84 - 0.041}{0.38}$$

$$\Delta U_{155_5} = 6.323$$

$$\delta U_{155_5} := 100 \cdot \frac{\Delta U_{155_5}}{390} = 1.664$$

ТП155 - 1фидер

$$P_{155_1} := 181.5$$

$$Q_{155_1} := 43.72$$

$$I_{155_1} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{155_1}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{155_1}}{2}\right)^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 141.992$$

$$I_{\text{реч}155_1} := I_{155_1} \cdot 1.1 \cdot 1.05 = 164.001$$

$$I_{155_1\text{об}} := \frac{\sqrt{(P_{155_1})^2 + (Q_{155_1})^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 283.985$$

$$I_{\text{длина}155_1} := 240 \cdot 1.29 = 309.6$$

выбираем провод марки СИП2 3х120+1х95

$$\Delta U_{155_5} = (0.443 \cdot 0.9 + 0.078 \cdot 0.3) \cdot \frac{186.69 - 0.19}{0.38}$$

$$\Delta U_{155_5} = 39.401$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$\delta U_{155-9} := 100 \cdot \frac{\Delta U_{155-9}}{380} = 10.369$$

ТП155 - 9 фидер

$$P_{155-9} := 181.5$$

$$Q_{155-9} := 52.64$$

$$I_{155-9} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{155-9}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{155-9}}{2}\right)^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 143.732$$

$$I_{\text{расч}155-9} := I_{155-9} \cdot 1.1 \cdot 1.05 = 166.011$$

$$I_{155-9\text{тн}} := \frac{\sqrt{(P_{155-9})^2 + (Q_{155-9})^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 287.465$$

$$I_{\text{длина}155-9} := 231 \cdot 1.29 = 297.99$$

выбираем провод марки ВВГнгГ 3x70+1x25

$$\Delta U_{155-9} := (0.28 \cdot 0.9 + 0.061 \cdot 0.3) \cdot \frac{128.02 \cdot 0.13}{0.38}$$

$$\Delta U_{155-9} = 11.838$$

$$\delta U_{155-9} := 100 \cdot \frac{\Delta U_{155-9}}{380} = 3.115$$

$$P_{155\text{тн}} := P_{155-6} + P_{155-5} + P_{155-1} + P_{155-9} = 995.3$$

$$Q_{155\text{тн}} := Q_{155-6} + Q_{155-5} + Q_{155-1} + Q_{155-9} = 323.78$$

$$S_{r155} := \frac{\sqrt{P_{155\text{тн}}^2 + Q_{155\text{тн}}^2}}{2 \cdot 0.75} = 697.76$$

$$S_{\text{тном}155} := 1000$$

$$k_{\text{тн}155} := \frac{\sqrt{P_{155\text{тн}}^2 + Q_{155\text{тн}}^2}}{S_{\text{тном}155} \cdot 1} = 1.047$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$k_{\gamma 155} := \frac{S_{\gamma 155}}{S_{\text{ТТЭВМ155}} \cdot 2} = 0.349$$

ТТ159

ТТ159 - 8фидер

$$P_{159_8} := 458.81$$

$$Q_{159_8} := 105.58$$

$$I_{159_8} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{159_8}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{159_8}}{2}\right)^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 358.078$$

$$I_{\text{реч159_8}} := I_{159_8} \cdot 1.1 \cdot 1.05 = 413.58$$

$$I_{159_8\text{на}} := \frac{\sqrt{(P_{159_8})^2 + (Q_{159_8})^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 716.156$$

$$I_{\text{длдоп159_8}} := 546 \cdot 1.29 = 704.34$$

выбираем кабель марки АВБ6Шв с сечением 3x240+1x120

$$\Delta U_{159_8} := (0.132 \cdot 0.9 + 0.0587 \cdot 0.2) \cdot \frac{(464.95 \cdot 0.5)}{0.38}$$

$$\Delta U_{159_8} = 79.861$$

$$\delta U_{159_8} := 100 \cdot \frac{\Delta U_{159_8}}{380} = 21.016$$

ТТ159 - 7фидер

$$P_{159_7} := 269.98$$

$$Q_{159_7} := 71.67$$

$$I_{159_7} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{159_7}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{159_7}}{2}\right)^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 212.451$$

$$I_{\text{реч159_7}} := I_{159_7} \cdot 1.1 \cdot 1.05 = 245.381$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$I_{159_7\text{ма}} := \frac{\sqrt{(P_{159_7})^2 + (Q_{159_7})^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 424.903$$

$$I_{\text{длина}159_7} := 358 \cdot 1.29 = 461.82$$

выбираем кабель марки ВВГнг с сечением 3x150+1x70

$$\Delta U_{159_7} := (0.123 \cdot 0.9 + 0.059 \cdot 0.3) \cdot \frac{(279.33 \cdot 0.17)}{0.38}$$

$$\Delta U_{159_7} = 16.045$$

$$\delta U_{159_7} := 100 \cdot \frac{\Delta U_{159_7}}{380} = 4.222$$

ТП159 - 11фидер

$$P_{159_11} := 364$$

$$Q_{159_11} := 72.38$$

$$I_{159_11} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{159_11}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{159_11}}{2}\right)^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 282.268$$

$$I_{\text{реч}159_11} := I_{159_11} \cdot 1.1 \cdot 1.05 = 326.02$$

$$I_{159_11\text{ма}} := \frac{\sqrt{(P_{159_11})^2 + (Q_{159_11})^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 564.537$$

$$I_{\text{длина}159_11} := 546 \cdot 1.29 = 704.34$$

выбираем кабель марки АВББШв с сечением 3x240+1x120

$$\Delta U_{159_11} := (0.132 \cdot 0.9 + 0.0587 \cdot 0.2) \cdot \frac{(371.126 \cdot 0.15)}{0.38}$$

$$\Delta U_{159_11} = 19.124$$

$$\delta U_{159_11} := 100 \cdot \frac{\Delta U_{159_11}}{380} = 5.033$$

$$P_{159\text{ма}} := P_{159_8} + P_{159_7} + P_{159_11} = 1.093 \times 10^3$$

$$Q_{159\text{ма}} := Q_{159_8} + Q_{159_7} + Q_{159_11} = 249.65$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$S_{r159} := \frac{\sqrt{P_{159m}^2 + Q_{159m}^2}}{2 \cdot 0.75} = 747.293$$

$$S_{\text{каб}} := 1000$$

$$k_{\text{каб}} := \frac{\sqrt{P_{155m}^2 + Q_{155m}^2}}{S_{\text{трон}155} \cdot 1} = 1.047$$

$$k_{\text{дв}} := \frac{S_{r155}}{S_{\text{трон}155} \cdot 2} = 0.349$$

ТП153 - 15Фидер

$$P_{153_15} := 295.57$$

$$Q_{153_15} := 90.84$$

$$I_{153_15} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{153_15}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{153_15}}{2}\right)^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 235.18$$

$$I_{\text{реж}153_15} := I_{153_15} \cdot 1.1 \cdot 1.05 = 271.633$$

$$I_{153_15\text{на}} := \frac{\sqrt{(P_{153_15})^2 + (Q_{153_15})^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 470.36$$

$$I_{\text{двон}153_15} := 405 \cdot 1.29 = 522.45$$

выбираем кабель марки ВВГнг с сечением 3x240+1x120

$$\Delta U_{153_15} := (0.078 \cdot 0.9 + 0.0587 \cdot 0.3) \cdot \frac{(309.21 \cdot 0.2)}{0.38}$$

$$\Delta U_{153_15} = 14.29$$

$$\delta U_{153_15} := 100 \cdot \frac{\Delta U_{153_15}}{380} = 3.761$$

ТП153 - 7Фидер

$$P_{153_7} := 229.5$$

$$Q_{153_7} := 74.28$$

$$I_{153_7} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{153_7}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{153_7}}{2}\right)^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 183.466$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$L_{\text{расч},7} = L_{\text{расч},7} \cdot 1,1 \cdot 1,05 = 201,938$$

$$L_{\text{расч},\text{ком}} = \frac{\sqrt{(P_{\text{расч},7})^2 + (Q_{\text{расч},7})^2}}{1,73 \cdot 0,38} = 266,492$$

$$L_{\text{расч},\text{ком},7} = 267 \cdot 1,25 = 333,75$$

выборочная нагрузка, марка ВСт3пс с пределом $\sigma_{\text{в}} = 120 \cdot 10^6$

$$\Delta l_{\text{расч},7} = 12 \cdot 10^6 \cdot 0,9 + 0,0002 \cdot 0,7 \cdot \frac{(267 \cdot 22 \cdot 0,12)}{0,38}$$

$$\Delta l_{\text{расч},7} = 12,288$$

$$\delta l_{\text{расч},7} = 100 \cdot \frac{\Delta l_{\text{расч},7}}{280} = 4,387$$

ПТ150 - образец

$$P_{\text{расч},8} = 284,6$$

$$Q_{\text{расч},8} = 104,907$$

$$L_{\text{расч},8} = \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{\text{расч},8}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{\text{расч},8}}{2}\right)^2}}{1,73 \cdot 0,38} = 303,282$$

$$L_{\text{расч},\text{ком},8} = L_{\text{расч},8} \cdot 1,1 \cdot 1,05 = 350,188$$

$$L_{\text{расч},\text{ком}} = \frac{\sqrt{(P_{\text{расч},8})^2 + (Q_{\text{расч},8})^2}}{1,73 \cdot 0,38} = 408,628$$

$$L_{\text{расч},\text{ком},8} = 471 \cdot 1,25 = 588,75$$

выборочная нагрузка, марка ВСт3пс с пределом $\sigma_{\text{в}} = 120 \cdot 10^6$

$$\Delta l_{\text{расч},8} = (0,078 \cdot 0,9 + 0,0002 \cdot 0,7) \cdot \frac{(303,28 \cdot 22 \cdot 0,12)}{0,38}$$

$$\Delta l_{\text{расч},8} = 12,880$$

$$\delta l_{\text{расч},8} = 100 \cdot \frac{\Delta l_{\text{расч},8}}{380} = 3,389$$

ПТ150 - образец

$$P_{\text{расч},9} = 100$$

$$Q_{\text{расч},9} = 18,3$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$I_{153_6} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{153_6}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{153_6}}{2}\right)^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 77.348$$

$$I_{\text{реч}153_6} := I_{153_6} \cdot 1.1 \cdot 1.05 = 89.337$$

$$I_{153_6\text{нн}} := \frac{\sqrt{(P_{153_6})^2 + (Q_{153_6})^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 154.696$$

$$I_{\text{длдон}153_6} := 180 \cdot 1.29 = 232.2$$

выбираем провод марки сип-1 сечением 3x70+1x95 мм²

$$\Delta U_{153_6} := (0.411 \cdot 0.9 + 0.291 \cdot 0.3) \cdot \frac{(101.69 \cdot 0.07)}{0.38}$$

$$\Delta U_{153_6} = 8.564$$

$$\delta U_{153_6} := 100 \cdot \frac{\Delta U_{153_6}}{380} = 2.254$$

ТП153 - 2фидер

$$P_{153_2} := 150$$

$$Q_{153_2} := 39.9$$

$$I_{153_2} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{153_2}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{153_2}}{2}\right)^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 118.053$$

$$I_{\text{реч}153_2} := I_{153_2} \cdot 1.1 \cdot 1.05 = 136.351$$

$$I_{153_2\text{нн}} := \frac{\sqrt{(P_{153_2})^2 + (Q_{153_2})^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 236.106$$

$$I_{\text{длдон}153_2} := 187 \cdot 1.29 = 241.23$$

$$\Delta U_{153_2} := (0.37 \cdot 0.9 + 0.075 \cdot 0.3) \cdot \frac{(155.22 \cdot 0.035)}{0.38}$$

$$\Delta U_{153_2} = 5.082$$

$$\delta U_{153_2} := 100 \cdot \frac{\Delta U_{153_2}}{380} = 1.337$$

$$P_{153\text{нн}} := P_{153_7} + P_{153_8} + P_{153_6} + P_{153_2} + P_{153_15} = 1.16 \times 10^3$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$Q_{153\text{тн}} := Q_{153_7} + Q_{153_8} + Q_{153_6} + Q_{153_2} + Q_{153_15} = 328.423$$

$$S_{\text{т153}} := \frac{\sqrt{P_{153\text{тн}}^2 + Q_{153\text{тн}}^2}}{2 \cdot 0.75} = 803.519$$

$$S_{\text{тном153}} := 1000$$

$$k_{\text{тн153}} := \frac{\sqrt{P_{153\text{тн}}^2 + Q_{153\text{тн}}^2}}{S_{\text{тном153}} \cdot 1} = 1.205$$

$$k_{\text{с153}} := \frac{S_{\text{т153}}}{S_{\text{тном153}} \cdot 2} = 0.402$$

ТП160 - 9 фидер

$$Q_{160_9} := 5.6$$

$$P_{160_9} := 28$$

$$I_{160_9} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{160_9}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{160_9}}{2}\right)^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 21.718$$

$$I_{\text{рсч160_9}} := I_{160_9} \cdot 1.1 \cdot 1.05 = 25.084$$

$$I_{160_9\text{на}} := \frac{\sqrt{(P_{160_9})^2 + (Q_{160_9})^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 43.436$$

$$I_{\text{длин160_9}} := 70 \cdot 1.29 = 90.3$$

выбираем провод марки сип-1 сечением 3x16+1x25 мм²

$$\Delta U_{160_9} := (0.248 \cdot 0.9 + 0.193 \cdot 0.2) \cdot \frac{(28.55 \cdot 0.45)}{0.38}$$

$$\Delta U_{160_9} = 8.851$$

$$\delta U_{160_9} := 100 \cdot \frac{\Delta U_{160_9}}{380} = 2.329$$

ТП160 - 11 фидер

$$P_{160_11} := 15$$

$$Q_{160_11} := 4.35$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$I_{160_11} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{160_11}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{160_11}}{2}\right)^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 11.879$$

$$I_{рас160_11} := I_{160_11} \cdot 1.1 \cdot 1.05 = 13.72$$

$$I_{160_11на} := \frac{\sqrt{(P_{160_11})^2 + (Q_{160_11})^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 23.757$$

$$I_{доп160_11} := 75 \cdot 1.29 = 96.75$$

выбираем провод марки сип-1 сечением 1x16 + 1x25 мм²

$$\Delta U_{160_11} := (0.248 \cdot 0.9 + 0.193 \cdot 0.3) \cdot \frac{(15.62 \cdot 0.7)}{0.38}$$

$$\Delta U_{160_11} = 8.088$$

$$\delta U_{160_11} := 100 \cdot \frac{\Delta U_{160_11}}{380} = 2.128$$

ТП160 - 8фидер

$$P_{160_8} := 20.75$$

$$Q_{160_8} := 4.59$$

$$I_{160_8} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{160_8}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{160_8}}{2}\right)^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 16.163$$

$$I_{рас160_8} := I_{160_8} \cdot 1.1 \cdot 1.05 = 18.669$$

$$I_{160_8на} := \frac{\sqrt{(P_{160_8})^2 + (Q_{160_8})^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 32.327$$

$$I_{доп160_8} := 75 \cdot 1.29 = 96.75$$

выбираем провод марки сип-1 сечением 1x16 + 1x25 мм²

$$\Delta U_{160_8} := (0.248 \cdot 0.9 + 0.193 \cdot 0.3) \cdot \frac{(21.52 \cdot 0.87)}{0.38}$$

$$\Delta U_{160_8} = 13.85$$

$$\delta U_{160_8} := 100 \cdot \frac{\Delta U_{160_8}}{380} = 3.645$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

ТП160 - 2фидер

$$P_{160_2} := 181.5$$

$$Q_{160_2} := 52.64$$

$$I_{160_2} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{160_2}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{160_2}}{2}\right)^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 143.732$$

$$I_{рсч160_2} := I_{160_2} \cdot 1.1 \cdot 1.05 = 166.011$$

$$I_{160_2на} := \frac{\sqrt{(P_{160_2})^2 + (Q_{160_2})^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 287.465$$

$$I_{длдон161_2} := 240 \cdot 1.29 = 309.6$$

выбираем провод марки сип-2 сечением 3x120 + 1x95 мм²

$$\Delta U_{160_2} := (0.248 \cdot 0.9 + 0.193 \cdot 0.3) \cdot \frac{(188.98 \cdot 0.12)}{0.38}$$

$$\Delta U_{160_2} = 16.775$$

$$\delta U_{160_2} := 100 \cdot \frac{\Delta U_{160_2}}{380} = 4.415$$

$$P_{160тп} := P_{160_9} + P_{160_11} + P_{160_8} + P_{160_2} = 245.25$$

$$Q_{160тп} := Q_{160_9} + Q_{160_11} + Q_{160_8} + Q_{160_2} = 67.18$$

$$S_{г160} := \frac{\sqrt{P_{160тп}^2 + Q_{160тп}^2}}{2 \cdot 0.75} = 169.523$$

$$S_{тпном160} := 400$$

$$k_{на160} := \frac{\sqrt{P_{160тп}^2 + Q_{160тп}^2}}{S_{тпном153} \cdot 1} = 0.254$$

$$k_{с160} := \frac{S_{г160}}{S_{тпном160} \cdot 2} = 0.212$$

ТП162

ТП162- 16фидер

$$P_{162_16} := 248.82$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$Q_{162_16} := 64.12$$

$$I_{162_16} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{162_16}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{162_16}}{2}\right)^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 195.428$$

$$I_{\text{реч}162_16} := I_{162_16} \cdot 1.1 \cdot 1.05 = 225.72$$

$$I_{162_16\text{ма}} := \frac{\sqrt{(P_{162_16})^2 + (Q_{162_16})^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 390.856$$

$$I_{\text{длин}161_12} := 317 \cdot 1.29 = 408.93$$

выбираем кабель марки ВВГнг с сечением 3x120+1+170

$$\Delta U_{162_16} := (0.123 \cdot 0.9 + 0.059 \cdot 0.3) \cdot \frac{(256.95 \cdot 0.22)}{0.38}$$

$$\Delta U_{162_16} = 19.101$$

$$\delta U_{162_16} := 100 \cdot \frac{\Delta U_{162_16}}{380} = 5.027$$

ТП162-15фидер

$$P_{162_15} := 363$$

$$Q_{162_15} := 87.14$$

$$I_{162_15} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{162_15}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{162_15}}{2}\right)^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 283.931$$

$$I_{\text{реч}162_15} := I_{162_15} \cdot 1.1 \cdot 1.05 = 327.941$$

$$I_{162_15\text{ма}} := \frac{\sqrt{(P_{162_15})^2 + (Q_{162_15})^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 567.862$$

$$I_{\text{длин}161_15} := 405 \cdot 1.29 = 522.45$$

выбираем кабель марки ВВГнг с сечением 2x185

$$\Delta U_{162_15} := (0.078 \cdot 0.9 + 0.0587 \cdot 0.3) \cdot \frac{(373.31 \cdot 0.13)}{0.38}$$

$$\Delta U_{162_15} = 11.214$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$\delta U_{162_15} := 100 \cdot \frac{\Delta U_{162_15}}{380} = 2.951$$

ТП162- 10фидер

$$P_{162_10} := 7.5$$

$$Q_{162_10} := 2.175$$

$$I_{162_10} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{162_10}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{162_10}}{2}\right)^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 5.939$$

$$I_{реч162_10} := I_{162_10} \cdot 1.1 \cdot 1.05 = 6.86$$

$$I_{162_10на} := \frac{\sqrt{(P_{162_10})^2 + (Q_{162_10})^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 11.879$$

$$I_{длин161_10} := 70 \cdot 1.29 = 90.3$$

выбираем провод марки СИП1 с сечением 3x16+1x25

$$\Delta U_{162_10} := (0.248 \cdot 0.9 + 0.193 \cdot 0.3) \cdot \frac{(7.8 \cdot 0.54)}{0.38}$$

$$\Delta U_{162_10} = 3.116$$

$$\delta U_{162_10} := 100 \cdot \frac{\Delta U_{162_10}}{380} = 0.82$$

ТП162- 12фидер

$$P_{162_12} := 174.27$$

$$Q_{162_12} := 45.41$$

$$I_{162_12} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{162_12}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{162_12}}{2}\right)^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 136.971$$

$$I_{реч162_12} := I_{162_12} \cdot 1.1 \cdot 1.05 = 158.201$$

$$I_{162_12на} := \frac{\sqrt{(P_{162_12})^2 + (Q_{162_12})^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 273.942$$

$$I_{длин161_12} := 231 \cdot 1.29 = 297.99$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

выбираем кабель марки ВВГ(Г) 2х70

$$\Delta U_{162_12} := (0.42 \cdot 0.9 + 0.061 \cdot 0.3) \cdot \frac{180.08 \cdot 0.05}{0.38}$$

$$\Delta U_{162_12} = 9.39$$

$$\delta U_{162_12} := 100 \cdot \frac{\Delta U_{162_12}}{380} = 2.471$$

ТП162- 3фидер

$$P_{162_3} := 15.15$$

$$Q_{162_3} := 4.39$$

$$I_{162_3} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{162_3}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{162_3}}{2}\right)^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 11.997$$

$$I_{\text{расч}162_3} := I_{162_3} \cdot 1.1 \cdot 1.05 = 13.856$$

$$I_{162_3\text{на}} := \frac{\sqrt{(P_{162_3})^2 + (Q_{162_3})^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 23.993$$

$$I_{\text{аллон}162_3} := 75 \cdot 1.29 = 96.75$$

выбираем провод марки сип-1 сечением 1х16 + 1х25 мм²

$$\Delta U_{162_3} := (0.248 \cdot 0.9 + 0.193 \cdot 0.3) \cdot \frac{((16.32 \cdot 0.6))}{0.38}$$

$$\Delta U_{162_3} = 7.244$$

$$\delta U_{162_3} := 100 \cdot \frac{\Delta U_{162_3}}{380} = 1.906$$

ТП162- 1фидер

$$P_{162_1} := 266$$

$$Q_{162_1} := 76.03$$

$$I_{162_1} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{162_1}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{162_1}}{2}\right)^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 210.414$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$I_{\text{реч162}_1} := I_{162_1} \cdot 1.1 \cdot 1.05 = 243.028$$

$$I_{162_1\text{на}} := \frac{\sqrt{(P_{162_1})^2 + (Q_{162_1})^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 420.828$$

$$I_{\text{длин162}_1} := 358 \cdot 1.29 = 461.82$$

выбираем кабель марки ВВГнг 3x150+1x70

$$\Delta U_{162_1} := (0.123 \cdot 0.9 + 0.059 \cdot 0.3) \cdot \frac{(279.33 \cdot 0.14)}{0.38}$$

$$\Delta U_{162_1} = 13.214$$

$$\delta U_{162_1} := 100 \cdot \frac{\Delta U_{162_1}}{380} = 3.477$$

$$P_{162\text{тн}} := P_{162_16} + P_{162_15} + P_{162_10} + P_{162_12} + P_{162_3} + P_{162_1} = 1.075 \times 10^3$$

$$Q_{162\text{тн}} := Q_{162_16} + Q_{162_15} + Q_{162_10} + Q_{162_12} + Q_{162_3} + Q_{162_1} = 279.265$$

$$S_{r162} := \frac{\sqrt{P_{162\text{тн}}^2 + Q_{162\text{тн}}^2}}{2 \cdot 0.75} = 740.287$$

$$S_{\text{тном162}} := 1000$$

$$k_{\text{на162}} := \frac{\sqrt{P_{162\text{тн}}^2 + Q_{162\text{тн}}^2}}{S_{\text{тном162}} \cdot 1} = 1.11$$

$$k_{r162} := \frac{S_{r162}}{S_{\text{тном162}} \cdot 2} = 0.37$$

ТП146

ТП146-9фидер

$$P_{146_9} := 467.15$$

$$Q_{146_9} := 123.86$$

$$I_{146_9} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{146_9}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{146_9}}{2}\right)^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 367.578$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$I_{\text{реч146}_9} := I_{146_9} \cdot 1.1 \cdot 1.05 = 424.552$$

$$I_{146_9\text{на}} := \frac{\sqrt{(P_{146_9})^2 + (Q_{146_9})^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 735.156$$

$$I_{\text{длин146}_9} := 576 \cdot 1.29 = 743.04$$

выбираем кабель марки ВВНГ 3x240+1x120

$$\Delta U_{146_9} := (0.123 \cdot 0.9 + 0.059 \cdot 0.3) \cdot \frac{(483.29 \cdot 0.12)}{0.38}$$

$$\Delta U_{146_9} = 19.596$$

$$\delta U_{146_9} := 100 \cdot \frac{\Delta U_{146_9}}{380} = 5.157$$

ТП146- 3фидер

$$P_{146_3} := 237.12$$

$$Q_{146_3} := 56.83$$

$$I_{146_3} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{146_3}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{146_3}}{2}\right)^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 185.454$$

$$I_{\text{реч146}_3} := I_{146_3} \cdot 1.1 \cdot 1.05 = 214.2$$

$$I_{146_3\text{на}} := \frac{\sqrt{(P_{146_3})^2 + (Q_{146_3})^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 370.908$$

$$I_{\text{длин146}_3} := 358 \cdot 1.29 = 461.82$$

выбираем кабель марки ВВГНГ 3x150+1x70

$$\Delta U_{146_3} := (0.123 \cdot 0.9 + 0.059 \cdot 0.3) \cdot \frac{(279.33 \cdot 0.15)}{0.38}$$

$$\Delta U_{146_3} = 14.158$$

$$\delta U_{146_3} := 100 \cdot \frac{\Delta U_{146_3}}{380} = 3.726$$

ТП146- 1фидер

$$P_{146_1} := 287.06$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$Q_{146_1} := 114.72$$

$$I_{146_1} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{146_1}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{146_1}}{2}\right)^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 235.119$$

$$I_{рсч146_1} := I_{146_1} \cdot 1.1 \cdot 1.05 = 271.562$$

$$I_{146_1на} := \frac{\sqrt{(P_{146_1})^2 + (Q_{146_1})^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 470.238$$

$$I_{длдоп146_1} := 405 \cdot 1.29 = 522.45$$

выбираем кабель марки ВВГнг 3x240+1x120

$$\Delta U_{146_1} := (0.078 \cdot 0.9 + 0.0587 \cdot 0.4) \cdot \frac{(309.13 \cdot 0.22)}{0.38}$$

$$\Delta U_{146_1} = 16.766$$

$$\delta U_{146_1} := 100 \cdot \frac{\Delta U_{146_1}}{380} = 4.412$$

ТП146 - 6 фидер

$$P_{146_6} := 378.48$$

$$Q_{146_6} := 96.74$$

$$I_{146_6} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{146_6}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{146_6}}{2}\right)^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 297.116$$

$$I_{рсч146_6} := I_{146_6} \cdot 1.1 \cdot 1.05 = 343.169$$

$$I_{146_6на} := \frac{\sqrt{(P_{146_6})^2 + (Q_{146_6})^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 594.232$$

$$I_{длдоп146_6} := 576 \cdot 1.29 = 743.04$$

выбираем кабель марки ВВГнг 3x240+1x120

$$\Delta U_{146_6} := (0.123 \cdot 0.9 + 0.059 \cdot 0.2) \cdot \frac{(378.35 \cdot 0.18)}{0.38}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$\delta U_{146_6} := 100 \cdot \frac{\Delta U_{146_6}}{380} = 5.777$$

$$\delta U_{146_6} := 100 \cdot \frac{\Delta U_{146_6}}{380} = 5.777$$

ТП146 - 19фидер

$$P_{146_19} := 222.05$$

$$Q_{146_19} := 56.24$$

$$I_{146_19} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{146_19}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{146_19}}{2}\right)^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 174.218$$

$$I_{рсч146_19} := I_{146_19} \cdot 1.1 \cdot 1.05 = 201.221$$

$$I_{146_19нл} := \frac{\sqrt{(P_{146_19})^2 + (Q_{146_19})^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 348.435$$

$$I_{лнл146_6} := 358 \cdot 1.29 = 461.82$$

выбираем кабель марки ВВГнг 3x120+1x95

$$\Delta U_{146_19} := (0.123 \cdot 0.9 + 0.059 \cdot 0.3) \cdot \frac{(229.06 \cdot 0.23)}{0.38}$$

$$\Delta U_{146_19} = 17.802$$

$$\delta U_{146_19} := 100 \cdot \frac{\Delta U_{146_3}}{380} = 3.726$$

$$P_{146тн} := P_{146_9} + P_{146_3} + P_{146_19} + P_{146_1} + P_{146_6} = 1.592 \times 10^3$$

$$Q_{146тн} := Q_{146_9} + Q_{146_3} + Q_{146_19} + Q_{146_1} + Q_{146_6} = 448.39$$

$$S_{т146} := \frac{\sqrt{P_{146тн}^2 + Q_{146тн}^2}}{2 \cdot 0.75} = 1.103 \times 10^3$$

$$S_{тном146} := 1600$$

$$k_{зп146} := \frac{\sqrt{P_{146тн}^2 + Q_{146тн}^2}}{S_{тном146} \cdot 1} = 1.034$$

$$k_{з146} := \frac{S_{т146}}{S_{тном146} \cdot 2} = 0.345$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

ТП148

ТП148-8фидер

$$P_{148_8} := 497.62$$

$$Q_{148_8} := 144.42$$

$$I_{148_8} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{148_8}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{148_8}}{2}\right)^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 394.093$$

$$I_{рсч148_8} := I_{148_8} \cdot 1.1 \cdot 1.05 = 455.177$$

$$I_{148_8на} := \frac{\sqrt{(P_{148_8})^2 + (Q_{148_8})^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 788.186$$

$$I_{длдоп148_8} := 576 \cdot 1.29 = 743.04$$

выбираем кабель марки ВВГнг 3x240+1x120

$$\Delta U_{148_8} := (0.078 \cdot 0.9 + 0.059 \cdot 0.3) \cdot \frac{(518.15 \cdot 0.12)}{0.38}$$

$$\delta U_{148_8} := 100 \cdot \frac{\Delta U_{148_8}}{380} = 3.785$$

$$\delta U_{148_8} := 100 \cdot \frac{\Delta U_{148_8}}{380} = 3.785$$

ТП148-7фидер

$$P_{148_7} := 28.8$$

$$Q_{148_7} := 9.5$$

$$I_{148_7} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{148_7}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{148_7}}{2}\right)^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 23.065$$

$$I_{рсч148_7} := I_{148_7} \cdot 1.1 \cdot 1.05 = 26.641$$

$$I_{148_7на} := \frac{\sqrt{(P_{148_7})^2 + (Q_{148_7})^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 46.131$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$I_{длдон148_7} := 75 \cdot 1.29 = 96.75$$

выбираем провод марки СИП1 1x16+1x25

$$\Delta U_{148_7} := (0.248 \cdot 0.9 + 0.193 \cdot 0.3) \cdot \frac{(30.32 \cdot 0.075)}{0.38}$$

$$\Delta U_{148_7} = 1.682$$

$$\delta U_{148_7} := 100 \cdot \frac{\Delta U_{148_7}}{380} = 0.443$$

ТП148-3фидер

$$P_{148_3} := 77.43$$

$$Q_{148_3} := 20.9$$

$$I_{148_3} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{148_3}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{148_3}}{2}\right)^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 60.999$$

$$I_{реч148_3} := I_{148_3} \cdot 1.1 \cdot 1.05 = 70.453$$

$$I_{148_3на} := \frac{\sqrt{(P_{148_3})^2 + (Q_{148_3})^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 121.997$$

$$I_{длдон148_3} := 115 \cdot 1.29 = 148.35$$

выбираем провод марки сип-1 3x35+1x50

$$\Delta U_{148_3} := (0.248 \cdot 0.9 + 0.177 \cdot 0.3) \cdot \frac{(80.2 \cdot 0.17)}{0.38}$$

$$\Delta U_{148_3} = 9.913$$

$$\delta U_{148_3} := 100 \cdot \frac{\Delta U_{148_3}}{380} = 2.609$$

ТП148-1фидер

$$P_{148_1} := 183.44$$

$$Q_{148_1} := 46.58$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$I_{148_1} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{148_1}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{148_1}}{2}\right)^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 143.947$$

$$I_{реч148_1} := I_{148_1} \cdot 1.1 \cdot 1.05 = 166.259$$

$$I_{148_1на} := \frac{\sqrt{(P_{148_1})^2 + (Q_{148_1})^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 287.894$$

$$I_{длдон148_1} := 231 \cdot 1.29 = 297.99$$

выбираем кабель марки ВВГнг 3x70+1x25

$$\Delta U_{148_1} := (0.28 \cdot 0.9 + 0.061 \cdot 0.2) \cdot \frac{189.24 \cdot 0.2}{0.38}$$

$$\Delta U_{148_1} = 26.314$$

$$\delta U_{148_1} := 100 \cdot \frac{\Delta U_{148_1}}{380} = 6.925$$

$$P_{148тн} := P_{148_8} + P_{148_3} + P_{148_7} + P_{148_1} = 787.29$$

$$Q_{148тн} := Q_{148_8} + Q_{148_3} + Q_{148_7} + Q_{148_1} = 221.4$$

$$S_{r148} := \frac{\sqrt{P_{148тн}^2 + Q_{148тн}^2}}{2 \cdot 0.75} = 545.219$$

$$S_{тном148} := 630$$

$$k_{эпа148} := \frac{\sqrt{P_{148тн}^2 + Q_{148тн}^2}}{S_{тном148} \cdot 1} = 1.298$$

$$k_{3148} := \frac{S_{r148}}{S_{тном148} \cdot 2} = 0.433$$

ТП145

ТП145-3фидер

$$P_{145_3} := 72.37$$

$$Q_{145_3} := 26.73$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$I_{145_3} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{145_3}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{145_3}}{2}\right)^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 58.677$$

$$I_{\text{реч}145_3} := I_{145_3} \cdot 1.1 \cdot 1.05 = 67.772$$

$$I_{145_3\text{на}} := \frac{\sqrt{(P_{145_3})^2 + (Q_{145_3})^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 117.354$$

$$I_{\text{длинн}145_3} := 115 \cdot 1.29 = 148.35$$

выбираем провод марки СИП1 3х35+1х50

$$\Delta U_{145_3} := (0.42 \cdot 0.9 + 0.061 \cdot 0.3) \cdot \frac{77.15 \cdot 0.3}{0.38}$$

$$\Delta U_{145_3} = 24.138$$

$$\delta U_{145_3} := 100 \cdot \frac{\Delta U_{145_3}}{380} = 6.352$$

ТП145-1фидер

$$P_{145_1} := 256.82$$

$$Q_{145_1} := 44.51$$

$$I_{145_1} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{145_1}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{145_1}}{2}\right)^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 198.242$$

$$I_{\text{реч}145_1} := I_{145_1} \cdot 1.1 \cdot 1.05 = 228.969$$

$$I_{145_1\text{на}} := \frac{\sqrt{(P_{145_1})^2 + (Q_{145_1})^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 396.484$$

$$I_{\text{длинн}145_1} := 317 \cdot 1.29 = 408.93$$

выбираем кабель марки ВВГнг 3х120+1х70

$$\Delta U_{145_1} := (0.42 \cdot 0.9 + 0.061 \cdot 0.2) \cdot \frac{260.64 \cdot 0.05}{0.38}$$

$$\Delta U_{145_1} = 13.382$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$\delta U_{145_1} := 100 \cdot \frac{\Delta U_{145_1}}{380} = 3.522$$

ТП145-8 фидер

$$P_{145_8} := 19.75$$

$$Q_{145_8} := 6.82$$

$$I_{145_8} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{145_8}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{145_8}}{2}\right)^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 15.892$$

$$I_{реч145_8} := I_{145_8} \cdot 1.1 \cdot 1.05 = 18.355$$

$$I_{145_8на} := \frac{\sqrt{(P_{145_8})^2 + (Q_{145_8})^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 31.783$$

$$I_{длдоп145_8} := 75 \cdot 1.29 = 96.75$$

выбираем провод марки СИП1 1x16+1x25

$$\Delta U_{145_8} := (0.248 \cdot 0.9 + 0.193 \cdot 0.3) \cdot \frac{((30.32 \cdot 0.13))}{0.38}$$

$$\Delta U_{145_8} = 2.916$$

$$\delta U_{145_8} := 100 \cdot \frac{\Delta U_{145_8}}{380} = 0.767$$

$$P_{145тп} := P_{145_3} + P_{145_1} + P_{145_8} = 348.94$$

$$Q_{145тп} := Q_{145_3} + Q_{145_1} + Q_{145_8} = 78.06$$

$$S_{т145} := \frac{\sqrt{P_{145тп}^2 + Q_{145тп}^2}}{2 \cdot 0.75} = 238.376$$

$$S_{тном145} := 400$$

$$k_{зап145} := \frac{\sqrt{P_{145тп}^2 + Q_{145тп}^2}}{S_{тном145} \cdot 1} = 0.894$$

$$k_{3145} := \frac{S_{т145}}{S_{тном145} \cdot 2} = 0.298$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

ТП 149

ТП149- 10фидер

$$P_{149_10} := 163$$

$$Q_{149_10} := 80.94$$

$$I_{149_10} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{149_10}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{149_10}}{2}\right)^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 138.416$$

$$I_{реч149_10} := I_{149_10} \cdot 1.1 \cdot 1.05 = 159.871$$

$$I_{149_10на} := \frac{\sqrt{(P_{149_10})^2 + (Q_{149_10})^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 276.833$$

$$I_{ддон149_10} := 231 \cdot 1.29 = 297.99$$

выбираем кабель марки ВВГнг 3x70+1x25

$$\Delta U_{149_10} := (0.28 \cdot 0.9 + 0.0612 \cdot 0.3) \cdot \frac{(181.98 \cdot 0.13)}{0.38}$$

$$\delta U_{149_10} := 100 \cdot \frac{\Delta U_{149_10}}{380} = 4.429$$

ТП149- 20фидер

$$P_{149_20} := 316.5$$

$$Q_{149_20} := 79.63$$

$$I_{149_20} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{149_20}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{149_20}}{2}\right)^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 248.223$$

$$I_{реч149_20} := I_{149_20} \cdot 1.1 \cdot 1.05 = 286.698$$

$$I_{149_20на} := \frac{\sqrt{(P_{149_20})^2 + (Q_{149_20})^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 496.446$$

$$I_{ддон149_20} := 405 \cdot 1.29 = 522.45$$

выбираем кабель марки ВВГнг 3x240+1x120

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$\Delta U_{149_20} := (0.078 \cdot 0.9 + 0.0587 \cdot 0.3) \cdot \frac{(326.36 \cdot 0.13)}{0.38}$$

$$\delta U_{149_20} := 100 \cdot \frac{\Delta U_{149_20}}{380} = 2.58$$

ТП149-11фидер

$$P_{149_11} := 102.5$$

$$Q_{149_11} := 16.2$$

$$I_{149_11} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{149_11}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{149_11}}{2}\right)^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 78.926$$

$$I_{рас149_11} := I_{149_11} \cdot 1.1 \cdot 1.05 = 91.16$$

$$I_{149_11на} := \frac{\sqrt{(P_{149_11})^2 + (Q_{149_11})^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 157.853$$

$$I_{дллон149_11} := 195 \cdot 1.29 = 251.55$$

выбираем провод марки сип-2 сечением 3х50+1х70 мм²

$$\Delta U_{149_11} := (0.248 \cdot 0.9 + 0.193 \cdot 0.3) \cdot \frac{(103.77 \cdot 0.25)}{0.38}$$

$$\delta U_{149_11} := 100 \cdot \frac{\Delta U_{149_11}}{380} = 5.05$$

$$P_{149тп} := P_{149_10} + P_{149_20} + P_{149_11} = 582$$

$$Q_{149тп} := Q_{149_10} + Q_{149_20} + Q_{149_11} = 176.77$$

$$S_{г149} := \frac{\sqrt{P_{149тп}^2 + Q_{149тп}^2}}{2 \cdot 0.75} = 405.502$$

$$S_{тпос149} := 630$$

$$k_{тп149} := \frac{\sqrt{P_{149тп}^2 + Q_{149тп}^2}}{S_{тпос149} \cdot 1} = 0.965$$

$$k_{г149} := \frac{S_{г149}}{S_{тпос149} \cdot 2} = 0.322$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

ТП154 10фидер

$$P_{154_16} := 308.1$$

$$Q_{154_16} := 85.29$$

$$I_{154_16} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{154_16}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{154_16}}{2}\right)^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 171.053$$

$$I_{расч154_16} := I_{154_16} \cdot 1.1 \cdot 1.05 = 197.566$$

$$I_{154_16на} := \frac{\sqrt{(P_{154_16})^2 + (Q_{154_16})^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 342.105$$

$$I_{ддон154_16} := 317 \cdot 1.29 = 408.93$$

выбираем кабель марки ВВГнг 3x120+1x70

$$\Delta U_{154_16} := (0.42 \cdot 0.9 + 0.061 \cdot 0.2) \cdot \frac{224.89 \cdot 0.08}{0.38}$$

$$\delta U_{154_16} := 100 \cdot \frac{\Delta U_{154_16}}{380} = 4.862$$

ТП154 1фидер

$$P_{154_1} := 5.75$$

$$Q_{154_1} := 4.02$$

$$I_{154_1} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{154_1}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{154_1}}{2}\right)^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 5.336$$

$$I_{расч154_1} := I_{154_1} \cdot 1.1 \cdot 1.05 = 6.163$$

$$I_{154_1на} := \frac{\sqrt{(P_{154_1})^2 + (Q_{154_1})^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 10.672$$

$$I_{ддон154_1} := 75 \cdot 1.29 = 96.75$$

выбираем провод марки сил-1 сечением 1x16 + 1x25
мм²

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$\Delta U_{154_1} := (0.248 \cdot 0.8 + 0.193 \cdot 0.5) \cdot \frac{(7.01 \cdot 0.35)}{0.38}$$

$$\delta U_{154_1} := 100 \cdot \frac{\Delta U_{154_1}}{380} = 0.501$$

ТП154 9фидер

$$P_{154_9} := 140$$

$$Q_{154_9} := 54.79$$

$$I_{154_9} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{154_9}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{154_9}}{2}\right)^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 114.344$$

$$I_{\text{реч}154_9} := I_{154_9} \cdot 1.1 \cdot 1.05 = 132.067$$

$$I_{154_9\text{на}} := \frac{\sqrt{(P_{154_9})^2 + (Q_{154_9})^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 228.688$$

$$I_{\text{кабель}154_9} := 180 \cdot 1.29 = 232.2$$

выбираем кабель марки ВВГнг 3х120+1х70

$$\Delta U_{154_7} := (0.42 \cdot 0.9 + 0.061 \cdot 0.4) \cdot \frac{150.34 \cdot 0.07}{0.38}$$

$$\delta U_{154_7} := 100 \cdot \frac{\Delta U_{154_7}}{380} = 2.933$$

ТП154 7фидер

$$P_{154_7} := 30.17$$

$$Q_{154_7} := 22.37$$

$$I_{154_7} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{154_7}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{154_7}}{2}\right)^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 28.566$$

$$I_{\text{реч}154_7} := I_{154_7} \cdot 1.1 \cdot 1.05 = 32.994$$

$$I_{154_7\text{на}} := \frac{\sqrt{(P_{154_7})^2 + (Q_{154_7})^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 57.132$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$I_{\text{длдоп154}_7} := 75 \cdot 1.29 = 96.75$$

выбираем провод марки сип-1 сечением 1x16 + 1x25 мм²

$$\Delta U_{154_7} := (0.248 \cdot 0.9 + 0.193 \cdot 0.3) \cdot \frac{(37.55 \cdot 0.27)}{0.38}$$

$$\delta U_{154_7} := 100 \cdot \frac{\Delta U_{154_7}}{380} = 1.974$$

ТП154 14 фидер

$$P_{154_14} := 265.55$$

$$Q_{154_14} := 86.54$$

$$I_{154_14} := \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{154_14}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{154_14}}{2}\right)^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 212.424$$

$$I_{\text{реч154}_14} := I_{154_14} \cdot 1.1 \cdot 1.05 = 245.35$$

$$I_{154_14\text{на}} := \frac{\sqrt{(P_{154_14})^2 + (Q_{154_14})^2}}{1.73 \cdot 0.38} = 424.849$$

$$I_{\text{длдоп154}_14} := 358 \cdot 1.29 = 461.82$$

выбираем кабель марки ВВГнг 3x120+1x95

$$\Delta U_{154_14} := (0.42 \cdot 0.9 + 0.061 \cdot 0.2) \cdot \frac{27.29 \cdot 0.3}{0.38}$$

$$\delta U_{154_14} := 100 \cdot \frac{\Delta U_{154_14}}{380} = 2.212$$

$$P_{154\text{тн}} := P_{154_16} + P_{154_1} + P_{154_9} + P_{154_7} + P_{154_14} = 649.57$$

$$Q_{154\text{тн}} := Q_{154_16} + Q_{154_1} + Q_{154_9} + Q_{154_7} + Q_{154_14} = 253.01$$

$$S_{\tau 154} := \frac{\sqrt{P_{154\text{тн}}^2 + Q_{154\text{тн}}^2}}{2 \cdot 0.75} = 464.737$$

$$S_{\text{тном154}} := 630$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Компенсация реактивной мощности

$$\gamma := 0.28$$

$$S_{\text{тиом147}} := 1000 \quad P_{\text{т147_ВН}} := 1009.13 \quad Q_{\text{т147_ВН}} := 389.504$$

$$Q_{\text{макт147}} := \sqrt{(2 \cdot 0.8 \cdot S_{\text{тиом147}})^2 - P_{\text{т147_ВН}}^2} = 1.242 \times 10^3 \quad \text{квар}$$

$$Q_{\text{нк}} := Q_{\text{т147_ВН}} - Q_{\text{макт147}} = -852.131$$

$$Q'_{\text{нк}} := Q_{\text{т147_ВН}} - Q_{\text{нк}} - \gamma \cdot 2 \cdot S_{\text{тиом147}} = 681.635$$

Суммарная мощность

$$Q_{\text{лбк}} := Q_{\text{нк}} + Q'_{\text{нк}} = -170.496 \quad \text{квар}$$

$$S_{\text{тиом155}} := 1000 \quad P_{\text{т155_ВН}} := 1119.23 \quad Q_{\text{т155_ВН}} := 354.83$$

$$Q_{\text{макт155}} := \sqrt{(2 \cdot 0.8 \cdot S_{\text{тиом155}})^2 - P_{\text{т155_ВН}}^2} = 1.143 \times 10^3 \quad \text{квар}$$

$$Q_{\text{нк}} := Q_{\text{т155_ВН}} - Q_{\text{макт155}} = -788.553$$

$$Q'_{\text{нк}} := Q_{\text{макт155}} - Q_{\text{нк}} - \gamma \cdot 1 \cdot S_{\text{тиом155}} = 1.652 \times 10^3$$

Суммарная мощность

$$Q_{\text{лбк}} := 0 + Q'_{\text{нк}} = 1.652 \times 10^3 \quad \text{квар}$$

$$S_{\text{тиом159}} := 1000 \quad P_{\text{т159_ВН}} := 1092.72 \quad Q_{\text{т159_ВН}} := 249.63$$

$$Q_{\text{макт159}} := \sqrt{(2 \cdot 0.7 \cdot S_{\text{тиом159}})^2 - P_{\text{т159_ВН}}^2} = 875.193$$

кВАр

$$Q_{\text{нк}} := Q_{\text{т159_ВН}} - Q_{\text{макт159}} = -625.563$$

$$Q'_{\text{нк}} := Q_{\text{макт159}} - Q_{\text{нк}} - \gamma \cdot 2 \cdot S_{\text{тиом159}} = 940.756$$

Суммарная мощность

$$Q_{\text{лбк}} := 0 + Q'_{\text{нк}} = 940.756 \quad \text{квар}$$

$$S_{\text{тиом153}} := 1000 \quad P_{\text{т153_ВН}} := 1160 \quad Q_{\text{т153_ВН}} := 328.42$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$Q_{\max 153} := \sqrt{(2 \cdot 0.9 \cdot S_{\text{тпом}153})^2 - P_{\tau 153_ВН}^2} = 1.376 \times 10^3 \text{ квар}$$

$$Q_{\text{нк}} := Q_{\tau 153_ВН} - Q_{\max 153} = -1.048 \times 10^3$$

$$Q'_{\text{нк}} := Q_{\max 153} - Q_{\text{нк}} - \gamma \cdot 1 \cdot S_{\text{тпом}153} = 2.144 \times 10^3$$

Суммарная мощность.

$$Q_{\text{обв}} := 0 + Q'_{\text{нк}} = 2.144 \times 10^3 \text{ квар}$$

$$S_{\text{тпом}160} := 400 \quad P_{\tau 160_ВН} := 245.25 \quad Q_{\tau 160_ВН} := 67.18$$

$$Q_{\max 160} := \sqrt{(2 \cdot 0.7 \cdot S_{\text{тпом}160})^2 - P_{\tau 160_ВН}^2} = 503.441 \text{ квар}$$

$$Q_{\text{нк}} := Q_{\tau 160_ВН} - Q_{\max 160} = -436.261$$

$$Q'_{\text{нк}} := Q_{\max 160} - Q_{\text{нк}} - \gamma \cdot 2 \cdot S_{\text{тпом}160} = 715.701$$

Суммарная мощность.

$$Q_{\text{обв}} := 0 + Q'_{\text{нк}} = 715.701 \text{ квар}$$

$$S_{\text{тпом}162} := 1000 \quad P_{\tau 162_ВН} := 1072 \quad Q_{\tau 162_ВН} := 279.2$$

$$Q_{\max 162} := \sqrt{(2 \cdot 0.8 \cdot S_{\text{тпом}162})^2 - P_{\tau 162_ВН}^2} = 1.188 \times 10^3 \text{ квар}$$

$$Q_{\text{нк}} := Q_{\tau 162_ВН} - Q_{\max 162} = -908.578$$

$$Q'_{\text{нк}} := Q_{\max 162} - Q_{\text{нк}} - \gamma \cdot 1 \cdot S_{\text{тпом}162} = 1.816 \times 10^3$$

Суммарная мощность.

$$Q_{\text{обв}} := 0 + Q'_{\text{нк}} = 1.816 \times 10^3 \text{ квар}$$

$$S_{\text{тпом}146} := 1600 \quad P_{\tau 146_ВН} := 1592 \quad Q_{\tau 146_ВН} := 448.9$$

$$Q_{\max 146} := \sqrt{(2 \cdot 0.8 \cdot S_{\text{тпом}146})^2 - P_{\tau 146_ВН}^2} = 2.005 \times 10^3 \text{ квар}$$

$$Q_{\text{нк}} := Q_{\tau 146_ВН} - Q_{\max 146} = -1.556 \times 10^3$$

$$Q'_{\text{нк}} := Q_{\max 146} - Q_{\text{нк}} - \gamma \cdot 1 \cdot S_{\text{тпом}146} = 3.113 \times 10^3$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Суммарная мощность

$$Q_{\text{доб}} := 0 + Q'_{\text{нк}} = 3.113 \times 10^3 \quad \text{квар}$$

$$S_{\text{тном148}} := 630 \quad P_{\text{т148_ВН}} := 801.41 \quad Q_{\text{т148_ВН}} := 220.22$$

$$Q_{\text{макт148}} := \sqrt{(2 \cdot 0.8 \cdot S_{\text{тном148}})^2 - P_{\text{т148_ВН}}^2} = 611.397 \quad \text{квар}$$

$$Q_{\text{нк}} := Q_{\text{т148_ВН}} - Q_{\text{макт148}} = -391.177$$

$$Q'_{\text{нк}} := Q_{\text{макт148}} - Q_{\text{нк}} - \gamma \cdot I \cdot S_{\text{тном148}} = 826.174$$

Суммарная мощность

$$Q_{\text{доб}} := 0 + Q'_{\text{нк}} = 826.174 \quad \text{квар}$$

$$S_{\text{тном145}} := 400 \quad P_{\text{т145_ВН}} := 348.94 \quad Q_{\text{т145_ВН}} := 78.06$$

$$Q_{\text{макт145}} := \sqrt{(2 \cdot 0.8 \cdot S_{\text{тном145}})^2 - P_{\text{т145_ВН}}^2} = 536.508 \quad \text{квар}$$

$$Q_{\text{нк}} := Q_{\text{т145_ВН}} - Q_{\text{макт145}} = -458.448$$

$$Q'_{\text{нк}} := Q_{\text{макт145}} - Q_{\text{нк}} - \gamma \cdot I \cdot S_{\text{тном145}} = 882.956$$

Суммарная мощность

$$Q_{\text{доб}} := 0 + Q'_{\text{нк}} = 882.956 \quad \text{квар}$$

$$S_{\text{тном149}} := 630 \quad P_{\text{т149_ВН}} := 582 \quad Q_{\text{т149_ВН}} := 176.77$$

$$Q_{\text{макт149}} := \sqrt{(2 \cdot 0.8 \cdot S_{\text{тном149}})^2 - P_{\text{т149_ВН}}^2} = 823.007 \quad \text{квар}$$

$$Q_{\text{нк}} := Q_{\text{т149_ВН}} - Q_{\text{макт149}} = -646.237$$

$$Q'_{\text{нк}} := Q_{\text{макт149}} - Q_{\text{нк}} - \gamma \cdot I \cdot S_{\text{тном149}} = 1.293 \times 10^3$$

Суммарная мощность

$$Q_{\text{доб}} := 0 + Q'_{\text{нк}} = 1.293 \times 10^3 \quad \text{квар}$$

$$S_{\text{тном154}} := 630 \quad P_{\text{т154_ВН}} := 650.47 \quad Q_{\text{т154_ВН}} := 253.01$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$Q_{\max T154} := \sqrt{(2 \cdot 0.8 \cdot S_{\text{ТНОМ}154})^2 - P_{T154_ВН}^2} = 770.034 \quad \text{квар}$$

$$Q_{\text{ПК}} := Q_{T154_ВН} - Q_{\max T154} = -517.024$$

$$Q'_{\text{ПК}} := Q_{\max T154} - Q_{\text{ПК}} - \gamma \cdot I \cdot S_{\text{ТНОМ}154} = 1.111 \times 10^3$$

Суммарная мощность

$$S_{\text{ТНОМ}156} := 630 \quad P_{T156_ВН} := 858.8 \quad Q_{T156_ВН} := 244.98$$

$$Q_{\max T156} := \sqrt{(2 \cdot 0.8 \cdot S_{\text{ТНОМ}156})^2 - P_{T156_ВН}^2} = 527.756 \quad \text{квар}$$

$$Q_{\text{ПК}} := Q_{T156_ВН} - Q_{\max T156} = -282.776$$

$$Q'_{\text{ПК}} := Q_{\max T156} - Q_{\text{ПК}} - \gamma \cdot I \cdot S_{\text{ТНОМ}156} = 634.132$$

Суммарная мощность

$$Q_{\text{ПКВ}} := 0 + Q'_{\text{ПК}} = 634.132 \quad \text{квар}$$

$$S_{\text{ТНОМ}152} := 630 \quad P_{T152_ВН} := 846.31 \quad Q_{T152_ВН} := 229.99$$

$$Q_{\max T152} := \sqrt{(2 \cdot 0.8 \cdot S_{\text{ТНОМ}152})^2 - P_{T152_ВН}^2} = 547.561 \quad \text{квар}$$

$$Q_{\text{ПК}} := Q_{T152_ВН} - Q_{\max T152} = -317.571$$

$$Q'_{\text{ПК}} := Q_{\max T152} - Q_{\text{ПК}} - \gamma \cdot I \cdot S_{\text{ТНОМ}152} = 688.733$$

Суммарная мощность

$$Q_{\text{ПКВ}} := 0 + Q'_{\text{ПК}} = 688.733 \quad \text{квар}$$

$$S_{\text{ТНОМ}163} := 1000 \quad P_{T163_ВН} := 956.25 \quad Q_{T163_ВН} := 295.17$$

$$Q_{\max T163} := \sqrt{(2 \cdot 0.8 \cdot S_{\text{ТНОМ}163})^2 - P_{T163_ВН}^2} = 1.283 \times 10^2 \quad \text{квар}$$

$$Q_{\text{ПК}} := Q_{T163_ВН} - Q_{\max T163} = -987.634$$

$$Q'_{\text{ПК}} := Q_{\max T163} - Q_{\text{ПК}} - \gamma \cdot I \cdot S_{\text{ТНОМ}163} = 1.99 \times 10^3$$

Суммарная мощность

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$Q_{\text{дв}} := 0 + Q'_{\text{дв}} = 1.99 \times 10^3 \quad \text{квар}$$

$$S_{\text{тиом151}} := 400 \quad P_{\text{т151_ВН}} := 396.63 \quad Q_{\text{т151_ВН}} := 148.49$$

$$Q_{\text{макт151}} := \sqrt{(2 \cdot 0.8 \cdot S_{\text{тиом151}})^2 - P_{\text{т151_ВН}}^2} = 502.279 \quad \text{квар}$$

$$Q_{\text{дв}} := Q_{\text{т151_ВН}} - Q_{\text{макт151}} = -353.789$$

$$Q'_{\text{дв}} := Q_{\text{макт151}} - Q_{\text{дв}} - \gamma \cdot 1 \cdot S_{\text{тиом151}} = 947.424$$

Суммарная мощность,

$$Q_{\text{дв}} := 0 + Q'_{\text{дв}} = 947.424 \quad \text{квар}$$

Расчёт потерь в трансформаторах

$$r_{\text{т400}} := 3.37 \quad r_{\text{т630}} := 1.87 \quad r_{\text{т1600}} := 0.64 \quad r_{\text{т1000}} := 1.11$$

$$x_{\text{т400}} := 10.75 \quad x_{\text{т630}} := 1.3 \quad x_{\text{т1600}} := 3.44 \quad x_{\text{т1000}} := 5.5$$

$$P_{\text{147тн}} := 1009.13 \quad Q_{\text{147тн}} := 389.504$$

$$P_{\text{1пот147}} := \frac{P_{\text{147тн}}^2 \cdot r_{\text{т1000}} + Q_{\text{147тн}}^2 \cdot r_{\text{т1000}}}{10^2} = 12987.63 \quad \text{Вт}$$

$$Q_{\text{1пот147}} := \frac{P_{\text{147тн}}^2 \cdot x_{\text{т1000}} + Q_{\text{147тн}}^2 \cdot x_{\text{т1000}}}{10^2} = 64353.12 \quad \text{вар}$$

$$P_{\text{147_ВН}} := P_{\text{147тн}} + P_{\text{1пот147}} \cdot 10^{-3} = 1.022 \times 10^3 \quad \text{кВт}$$

$$Q_{\text{147_ВН}} := Q_{\text{147тн}} + Q_{\text{1пот147}} \cdot 10^{-3} = 453.857 \quad \text{квар}$$

$$P_{\text{155тн}} := 1119.23 \quad Q_{\text{155тн}} := 354.83$$

$$P_{\text{1пот155}} := \frac{P_{\text{155тн}}^2 \cdot r_{\text{т1000}} + Q_{\text{155тн}}^2 \cdot r_{\text{т1000}}}{10^2} = 15302.239 \quad \text{Вт}$$

$$Q_{\text{1пот155}} := \frac{P_{\text{155тн}}^2 \cdot x_{\text{т1000}} + Q_{\text{155тн}}^2 \cdot x_{\text{т1000}}}{10^2} = 75821.907 \quad \text{вар}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$P_{155, \text{BH}} := P_{155\text{тн}} + P_{\text{Iпот155}} \cdot 10^{-3} = 1.135 \times 10^3 \text{ кВт}$$

$$Q_{155, \text{BH}} := Q_{155\text{тн}} + Q_{\text{Iпот155}} \cdot 10^{-3} = 430.652 \text{ квар}$$

$$P_{159\text{тн}} := 1092.72 \quad Q_{159\text{тн}} := 249.63$$

$$P_{\text{Iпот159}} := \frac{P_{159\text{тн}}^2 \cdot r_{\tau 1000} + Q_{159\text{тн}}^2 \cdot r_{\tau 1000}}{10^2} = 13945.509 \text{ Вт}$$

$$Q_{\text{Iпот159}} := \frac{P_{159\text{тн}}^2 \cdot x_{\tau 1000} + Q_{159\text{тн}}^2 \cdot x_{\tau 1000}}{10^2} = 69099.367 \text{ вар}$$

$$P_{159, \text{BH}} := P_{159\text{тн}} + P_{\text{Iпот159}} \cdot 10^{-3} = 1.107 \times 10^3 \text{ кВт}$$

$$Q_{159, \text{BH}} := Q_{159\text{тн}} + Q_{\text{Iпот159}} \cdot 10^{-3} = 318.729 \text{ квар}$$

$$P_{153\text{тн}} := 1160 \quad Q_{153\text{тн}} := 328.42$$

$$P_{\text{Iпот153}} := \frac{P_{153\text{тн}}^2 \cdot r_{\tau 1000} + Q_{153\text{тн}}^2 \cdot r_{\tau 1000}}{10^2} = 16133.403 \text{ Вт}$$

$$Q_{\text{Iпот153}} := \frac{P_{153\text{тн}}^2 \cdot x_{\tau 1000} + Q_{153\text{тн}}^2 \cdot x_{\tau 1000}}{10^2} = 79940.283 \text{ вар}$$

$$P_{153, \text{BH}} := P_{153\text{тн}} + P_{\text{Iпот153}} \cdot 10^{-3} = 1.176 \times 10^3 \text{ кВт}$$

$$Q_{153, \text{BH}} := Q_{153\text{тн}} + Q_{\text{Iпот153}} \cdot 10^{-3} = 408.36 \text{ квар}$$

$$P_{160\text{тн}} := 245.25 \quad Q_{160\text{тн}} := 67.18$$

$$P_{\text{Iпот160}} := \frac{P_{160\text{тн}}^2 \cdot r_{\tau 400} + Q_{160\text{тн}}^2 \cdot r_{\tau 400}}{10^2} = 2179.066 \text{ Вт}$$

$$Q_{\text{Iпот160}} := \frac{P_{160\text{тн}}^2 \cdot x_{\tau 400} + Q_{160\text{тн}}^2 \cdot x_{\tau 400}}{10^2} = 6951.027 \text{ вар}$$

$$P_{160, \text{BH}} := P_{160\text{тн}} + P_{\text{Iпот160}} \cdot 10^{-3} = 247.429 \text{ кВт}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$Q_{160\text{тн}} := Q_{160\text{тн}} + Q_{1\text{пот}160} \cdot 10^{-3} = 74.131 \quad \text{квар}$$

$$P_{162\text{тн}} := 1072 \quad Q_{162\text{тн}} := 279.2$$

$$P_{1\text{пот}162} := \frac{P_{162\text{тн}}^2 \cdot r_{\tau 1000} + Q_{162\text{тн}}^2 \cdot r_{\tau 1000}}{10^2} = 13621.217 \quad \text{Вт}$$

$$Q_{1\text{пот}162} := \frac{P_{162\text{тн}}^2 \cdot x_{\tau 1000} + Q_{162\text{тн}}^2 \cdot x_{\tau 1000}}{10^2} = 67492.515 \quad \text{вар}$$

$$P_{162\text{тн}} := P_{162\text{тн}} + P_{1\text{пот}162} \cdot 10^{-3} = 1.086 \times 10^3 \quad \text{кВт}$$

$$Q_{162\text{тн}} := Q_{162\text{тн}} + Q_{1\text{пот}162} \cdot 10^{-3} = 346.693 \quad \text{квар}$$

$$P_{146\text{тн}} := 1592 \quad Q_{146\text{тн}} := 448.9$$

$$P_{1\text{пот}146} := \frac{P_{146\text{тн}}^2 \cdot r_{\tau 1600} + Q_{146\text{тн}}^2 \cdot r_{\tau 1600}}{10^2} = 17510.241 \quad \text{Вт}$$

$$Q_{1\text{пот}146} := \frac{P_{146\text{тн}}^2 \cdot x_{\tau 1600} + Q_{146\text{тн}}^2 \cdot x_{\tau 1600}}{10^2} = 94117.547 \quad \text{вар}$$

$$P_{146\text{тн}} := P_{146\text{тн}} + P_{1\text{пот}146} \cdot 10^{-3} = 1.61 \times 10^3 \quad \text{кВт}$$

$$Q_{146\text{тн}} := Q_{146\text{тн}} + Q_{1\text{пот}146} \cdot 10^{-3} = 543.018 \quad \text{квар}$$

$$P_{148\text{тн}} := 801.41 \quad Q_{148\text{тн}} := 220.22$$

$$P_{1\text{пот}148} := \frac{P_{148\text{тн}}^2 \cdot r_{\tau 630} + Q_{148\text{тн}}^2 \cdot r_{\tau 630}}{10^2} = 12917.115 \quad \text{Вт}$$

$$Q_{1\text{пот}148} := \frac{P_{148\text{тн}}^2 \cdot x_{\tau 630} + Q_{148\text{тн}}^2 \cdot x_{\tau 630}}{10^2} = 8979.813 \quad \text{вар}$$

$$P_{148\text{тн}} := P_{148\text{тн}} + P_{1\text{пот}148} \cdot 10^{-3} = 814.327 \quad \text{кВт}$$

$$Q_{148\text{тн}} := Q_{148\text{тн}} + Q_{1\text{пот}148} \cdot 10^{-3} = 229.2 \quad \text{квар}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$P_{145\text{тн}} := 348.94 \quad Q_{145\text{тн}} := 78.06$$

$$P_{\text{Inот145}} := \frac{P_{145\text{тн}}^2 \cdot r_{\text{т630}} + Q_{145\text{тн}}^2 \cdot r_{\text{т630}}}{10^2} = 2390.842 \quad \text{Вт}$$

$$Q_{\text{Inот145}} := \frac{P_{145\text{тн}}^2 \cdot x_{\text{т630}} + Q_{145\text{тн}}^2 \cdot x_{\text{т630}}}{10^2} = 1662.082 \quad \text{вар}$$

$$P_{\text{кв145,ВН}} := P_{145\text{тн}} + P_{\text{Inот145}} \cdot 10^{-3} = 351.331 \quad \text{кВт}$$

$$Q_{\text{кв145,ВН}} := Q_{145\text{тн}} + Q_{\text{Inот145}} \cdot 10^{-3} = 79.722 \quad \text{квар}$$

$$P_{149\text{тн}} := 582 \quad Q_{149\text{тн}} := 176.77$$

$$P_{\text{Inот149}} := \frac{P_{149\text{тн}}^2 \cdot r_{\text{т630}} + Q_{149\text{тн}}^2 \cdot r_{\text{т630}}}{10^2} = 6918.47 \quad \text{Вт}$$

$$Q_{\text{Inот149}} := \frac{P_{149\text{тн}}^2 \cdot x_{\text{т630}} + Q_{149\text{тн}}^2 \cdot x_{\text{т630}}}{10^2} = 4809.631 \quad \text{вар}$$

$$P_{\text{кв149,ВН}} := P_{149\text{тн}} + P_{\text{Inот149}} \cdot 10^{-3} = 588.918 \quad \text{кВт}$$

$$Q_{\text{кв149,ВН}} := Q_{149\text{тн}} + Q_{\text{Inот149}} \cdot 10^{-3} = 181.58 \quad \text{квар}$$

$$P_{154\text{тн}} := 650.47 \quad Q_{154\text{тн}} := 253.01$$

$$P_{\text{Inот154}} := \frac{P_{154\text{тн}}^2 \cdot r_{\text{т630}} + Q_{154\text{тн}}^2 \cdot r_{\text{т630}}}{10^2} = 9109.243 \quad \text{Вт}$$

$$Q_{\text{Inот154}} := \frac{P_{154\text{тн}}^2 \cdot x_{\text{т630}} + Q_{154\text{тн}}^2 \cdot x_{\text{т630}}}{10^2} = 6332.629 \quad \text{вар}$$

$$P_{\text{кв154,ВН}} := P_{154\text{тн}} + P_{\text{Inот154}} \cdot 10^{-3} = 659.579 \quad \text{кВт}$$

$$Q_{\text{кв154,ВН}} := Q_{154\text{тн}} + Q_{\text{Inот154}} \cdot 10^{-3} = 259.343 \quad \text{квар}$$

$$P_{156\text{тн}} := 858.8 \quad Q_{156\text{тн}} := 244.98$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$P_{1\text{пор}156} := \frac{P_{156\text{тн}}^2 \cdot r_{\tau 630} + Q_{156\text{тн}}^2 \cdot r_{\tau 630}}{10^2} = 14914.234 \quad \text{Вт}$$

$$Q_{1\text{пор}156} := \frac{P_{156\text{тн}}^2 \cdot x_{\tau 630} + Q_{156\text{тн}}^2 \cdot x_{\tau 630}}{10^2} = 10368.184 \quad \text{вар}$$

$$P_{156\text{ВН}} := P_{156\text{тн}} + P_{1\text{пор}156} \cdot 10^{-3} = 873.714 \quad \text{кВт}$$

$$Q_{156\text{ВН}} := Q_{156\text{тн}} + Q_{1\text{пор}156} \cdot 10^{-3} = 255.348 \quad \text{квар}$$

$$P_{152\text{тн}} := 846.31 \quad Q_{152\text{тн}} := 229.99$$

$$P_{1\text{пор}152} := \frac{P_{152\text{тн}}^2 \cdot r_{\tau 630} + Q_{152\text{тн}}^2 \cdot r_{\tau 630}}{10^2} = 14382.844 \quad \text{Вт}$$

$$Q_{1\text{пор}152} := \frac{P_{152\text{тн}}^2 \cdot x_{\tau 630} + Q_{152\text{тн}}^2 \cdot x_{\tau 630}}{10^2} = 9998.768 \quad \text{вар}$$

$$P_{152\text{ВН}} := P_{152\text{тн}} + P_{1\text{пор}152} \cdot 10^{-3} = 860.693 \quad \text{кВт}$$

$$Q_{152\text{ВН}} := Q_{152\text{тн}} + Q_{1\text{пор}152} \cdot 10^{-3} = 239.989 \quad \text{квар}$$

$$P_{162\text{тн}} := 956.25 \quad Q_{162\text{тн}} := 295.17$$

$$P_{1\text{пор}162} := \frac{P_{162\text{тн}}^2 \cdot r_{\tau 1000} + Q_{162\text{тн}}^2 \cdot r_{\tau 1000}}{10^2} = 11117.087 \quad \text{Вт}$$

$$Q_{1\text{пор}162} := \frac{P_{162\text{тн}}^2 \cdot x_{\tau 1000} + Q_{162\text{тн}}^2 \cdot x_{\tau 1000}}{10^2} = 55084.667 \quad \text{вар}$$

$$P_{162\text{ВН}} := P_{162\text{тн}} + P_{1\text{пор}162} \cdot 10^{-3} = 967.367 \quad \text{кВт}$$

$$Q_{162\text{ВН}} := Q_{162\text{тн}} + Q_{1\text{пор}162} \cdot 10^{-3} = 350.255 \quad \text{квар}$$

$$P_{151\text{тн}} := 369.63 \quad Q_{151\text{тн}} := 148.49$$

$$P_{1\text{пор}151} := \frac{P_{151\text{тн}}^2 \cdot r_{\tau 400} + Q_{151\text{тн}}^2 \cdot r_{\tau 400}}{10^2} = 5347.368 \quad \text{Вт}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$Q_{1\text{ост}151} := \frac{P_{151\text{тн}}^2 \cdot x_{\text{т}400} + Q_{151\text{тн}}^2 \cdot x_{\text{т}400}}{10^2} = 17057.629 \quad \text{вар}$$

$$P_{\text{кв}} := P_{151\text{тн}} + P_{1\text{ост}151} \cdot 10^{-3} = 374.977 \quad \text{кВт}$$

$$Q_{\text{кв}} := Q_{151\text{тн}} + Q_{1\text{ост}151} \cdot 10^{-3} = 165.548 \quad \text{квар}$$

Нагрузка ПС

$$P_{\text{л}10} := 0.7 \cdot \left(P_{\text{т}147_ВН} + P_{\text{т}155_ВН} + P_{\text{т}159_ВН} + P_{\text{т}153_ВН} + P_{\text{т}160_ВН} \dots \right. \\ \left. + P_{\text{т}162_ВН} + P_{\text{т}146_ВН} + P_{\text{т}148_ВН} + P_{\text{т}145_ВН} \dots \right. \\ \left. + P_{\text{т}149_ВН} + P_{\text{т}154_ВН} + P_{\text{т}156_ВН} + P_{\text{т}152_ВН} + P_{\text{т}162_ВН} + P_{\text{т}151_ВН} \right) = 8928.264$$

$$Q_{\text{л}10} := 0.7 \cdot \left(Q_{\text{т}147_ВН} + Q_{\text{т}155_ВН} + Q_{\text{т}159_ВН} + Q_{\text{т}153_ВН} + Q_{\text{т}160_ВН} \dots \right. \\ \left. + Q_{\text{т}162_ВН} + Q_{\text{т}146_ВН} + Q_{\text{т}148_ВН} + Q_{\text{т}145_ВН} \dots \right. \\ \left. + Q_{\text{т}149_ВН} + Q_{\text{т}154_ВН} + Q_{\text{т}156_ВН} + Q_{\text{т}152_ВН} + Q_{\text{т}162_ВН} + Q_{\text{т}151_ВН} \right) = 3037.99$$

$$S_{\text{л}10} := \sqrt{P_{\text{л}10}^2 + Q_{\text{л}10}^2} = 9430.974$$

$$S_{\text{ПС}} := \frac{S_{\text{л}10}}{2 \cdot 0.7} = 6.736 \times 10^3$$

$$S_{\text{тномПС}} := 6300$$

$$k_{\text{лПС}} := \frac{S_{\text{ПС}}}{2 \cdot S_{\text{тномПС}}} = 0.535$$

$$k_{\text{лвПС}} := \frac{S_{\text{ПС}}}{S_{\text{тномПС}}} = 1.069$$

$$S_{\text{тномПС}} := 8000$$

$$k_{\text{лПС}} := \frac{S_{\text{ПС}}}{S_{\text{тномПС}}} = 0.842$$

$$k_{\text{лвПС}} := \frac{S_{\text{ПС}}}{S_{\text{тномПС}}} = 0.842$$

Выбор сечений жил кабелей 10 кВ

ТП151 - ТП163

$$S_{163_ВН} := \sqrt{(P_{\text{т}163_ВН})^2 + (Q_{\text{т}163_ВН})^2} = 1.001 \times 10^3$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$I_{p10_151_163} := \frac{S_{163_BH}}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 28.89$$

$$J_{\text{ж}} := 1.7$$

$$F_{\text{д}} := \frac{I_{p10_151_163}}{J_{\text{ж}}} = 16.994$$

$$r_{50} := 0.143 \quad x_{50} := 0.179$$

$$r_{35} := 1.01 \quad x_{35} := 0.064$$

$$I_{ma10_151_163} := \frac{S_{163_BH}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 57.779$$

$$I_{\text{дон_табл}50} := 200 \quad k_n := 0.9 \quad k_1 := 1.15 \quad k_{\text{загр.па}} := 1.1$$

$$I_{\text{дон}10_151_163} := I_{\text{дон_табл}50} \cdot k_n \cdot k_1 \cdot k_{\text{загр.па}} = 227.7$$

$$I_{ma10_151_163} < I_{\text{дон}10_151_163}$$

$$L10_151_163 := 4.5$$

$$\Delta U := \frac{(P_{T163_BH} \cdot r_{50} + Q_{T163_BH} \cdot x_{50}) \cdot L10_151_163}{10} = 85.311$$

$$\delta U := \frac{\Delta U \cdot 100}{10000} = 0.853 \quad \%$$

Потери в линии

$$P_{\text{пот}151_163} := \frac{(P_{T163_BH}^2 \cdot r_{50} \cdot L10_151_163 + Q_{T163_BH}^2 \cdot r_{50} \cdot L10_151_163) \cdot 10^{-3}}{10^2} = 6.445$$

$$Q_{\text{пот}151_163} := \frac{(P_{T163_BH}^2 \cdot x_{50} \cdot L10_151_163 + Q_{T163_BH}^2 \cdot x_{50} \cdot L10_151_163) \cdot 10^{-3}}{10^2} = 8.067$$

$$S_{\text{пот}151_163} := \sqrt{(P_{\text{пот}151_163})^2 + (Q_{\text{пот}151_163})^2} = 10.326$$

ПС - ПП151

$$S_{151_BH} := \sqrt{(P_{T151_BH})^2 + (Q_{T151_BH})^2} = 409.895$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$I_{p10_ПС_151} := \frac{S_{151_ВН} + S_{163_ВН} + S_{пот151_163}}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 41.02$$

$$J_{доп} := 1.7$$

$$E_{доп} := \frac{I_{p10_ПС_151}}{J_{доп}} = 24.13$$

$$I_{рса_ПС_151} := I_{p10_ПС_151} \cdot 1.1 \cdot 1.05 = 47.379$$

$$I_{на10_ПС_151} := \frac{S_{151_ВН} + S_{163_ВН} + S_{пот151_163}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 82.041$$

$$I_{доп_табл50} := 200 \quad k_n := 0.9 \quad k_t := 1.15 \quad k_{пер.на} := 1.1$$

$$I_{доп_10_ПС_82} := I_{доп_табл50} \cdot k_n \cdot k_t \cdot k_{пер.на} = 227.7$$

$$I_{на10_ПС_82} < I_{доп_10_ПС_82}$$

$$L_{10_ПС_151} := 2.08$$

$$\Delta U := \frac{\left[(P_{T163_ВН} + P_{T151_ВН} + P_{пот151_163}) \cdot 0.153 \dots + (Q_{T163_ВН} + Q_{T151_ВН} + Q_{пот151_163}) \cdot 0.184 \right] \cdot L_{10_ПС_151}}{10} = 60.511$$

$$\delta U := \frac{\Delta U \cdot 100}{10000} = 0.605 \%$$

$$I_{ддоп_таб23} := 180 \cdot 1.29 = 232.2$$

$$J_{50} := 0.143 \quad \delta_{50} := 0.179$$

выбираем кабель марки АГвПуг сечением 1x25 мм²

$$\Delta U := \frac{\left[(P_{T163_ВН} + P_{T151_ВН} + P_{пот151_163}) \cdot r_{50} \dots + (Q_{T163_ВН} + Q_{T151_ВН} + Q_{пот151_163}) \cdot x_{50} \right] \cdot L_{10_ПС_151}}{10} = 57.242$$

$$\delta U := \frac{\Delta U \cdot 100}{10000} = 0.572 \%$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Потери в линии

$$P_{\text{потПС}_151} := \frac{\left[\left(P_{r163_BH} + P_{r163_BH} + P_{\text{пот}151_163} \right)^2 \cdot r_{35} \cdot L_{10_ПС_151} + \left(Q_{r163_BH} + Q_{r163_BH} + Q_{\text{пот}151_163} \right)^2 \cdot r_{35} \cdot L_{10_ПС_151} \right] \cdot 10^{-3}}{10^2} = 84.882$$

$$Q_{\text{потПС}_151} := \frac{\left[\left(P_{r163_BH} + P_{r151_BH} + P_{\text{пот}151_163} \right)^2 \cdot x_{35} \cdot L_{10_ПС_151} + \left(Q_{r163_BH} + Q_{r163_BH} + Q_{\text{пот}151_163} \right)^2 \cdot x_{35} \cdot L_{10_ПС_151} \right] \cdot 10^{-3}}{10^2} = 2.859$$

$$S_{\text{потПС}_151} := \sqrt{\left(P_{\text{потПС}_151} \right)^2 + \left(Q_{\text{потПС}_151} \right)^2} = 84.93$$

ТП 156

$$I_{\text{тн}156} := \frac{\sqrt{\left(P_{r156_BH} \right)^2 + \left(Q_{r156_BH} \right)^2}}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 26.277$$

$$I_{\text{реч_тн}156} := I_{\text{тн}156} \cdot 1.1 \cdot 1.05 = 30.35$$

$$I_{\text{тн}156\text{на}} := \frac{\sqrt{\left(P_{r156_BH} \right)^2 + \left(Q_{r156_BH} \right)^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} \cdot 1.05 = 55.182$$

$$\Delta_{\text{линия}} := 200 \cdot 1.29 = 258$$

выбираем провод марки сип-3 сечением 1х35 мм²

$$\Delta U := \frac{\left(P_{r156_BH} \cdot r_{35} + Q_{r156_BH} \cdot x_{35} \right) \cdot 0.3}{10} = 26.964$$

$$\delta U := \frac{\Delta U \cdot 100}{10000} = 0.27 \quad \%$$

ТП 154

$$I_{\text{тн}154} := \frac{\sqrt{\left(P_{r154_BH} \right)^2 + \left(Q_{r154_BH} \right)^2}}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 20.459$$

$$I_{\text{реч_тн}154} := I_{\text{тн}154} \cdot 1.1 \cdot 1.05 = 23.631$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$I_{тн154на} := \frac{\sqrt{(P_{154_нп})^2 + (Q_{154_нп})^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 40.919$$

$$L_{кабел154} := 200 \cdot 1.29 = 258$$

выбираем провод марки сип-3 сечением 1x35 мм²

$$\Delta U := \frac{(P_{154_нп} \cdot r_{35} + Q_{154_нп} \cdot x_{35}) \cdot 0.26}{10} = 17.752$$

$$\delta U := \frac{\Delta U \cdot 100}{10000} = 0.178$$

ПТ 149

$$I_{тн149} := \frac{\sqrt{(P_{149_нп})^2 + (Q_{149_нп})^2}}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 17.79$$

$$I_{реч_тн149} := I_{тн149} \cdot 1.1 \cdot 1.05 = 20.548$$

$$I_{тн149на} := \frac{\sqrt{(P_{149_нп})^2 + (Q_{149_нп})^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 35.581$$

$$L_{кабел149} := 200 \cdot 1.29 = 258$$

$$\Delta U := \frac{(P_{149_нп} \cdot r_{60} + Q_{149_нп} \cdot x_{60}) \cdot 0.39}{10} = 4.552$$

$$\delta U := \frac{\Delta U \cdot 100}{10000} = 0.046$$

ПТ 148

$$I_{тн148} := \frac{\sqrt{(P_{148_нп})^2 + (Q_{148_нп})^2}}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 10.4$$

$$I_{реч_тн148} := I_{тн148} \cdot 1.1 \cdot 1.05 = 12.012$$

$$I_{тн148на} := \frac{\sqrt{(P_{148_нп})^2 + (Q_{148_нп})^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 20.8$$

$$L_{кабел148} := 200 \cdot 1.29 = 258$$

выбираем провод марки сип-3 сечением 1x35 мм²

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$\Delta U := \frac{(P_{T149_BH} \cdot r_{35} + Q_{T149_BH} \cdot x_{35}) \cdot 0.25}{10} = 15.161$$

$$\delta U := \frac{\Delta U \cdot 100}{10000} = 0.152$$

ТП 146

$$I_{T146} := \frac{\sqrt{(P_{T146_BH})^2 + (Q_{T146_BH})^2}}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 49.036$$

$$I_{psc_T146} := I_{T146} \cdot 1.1 \cdot 1.05 = 56.636$$

$$I_{T146na} := \frac{\sqrt{(P_{T146_BH})^2 + (Q_{T146_BH})^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 98.071$$

$$J_{длдон_T146} := 200 \cdot 1.29 = 258$$

выбираем провод марки сип-3 сечением 1x35 мм²

$$\Delta U := \frac{(P_{T146_BH} \cdot r_{35} + Q_{T146_BH} \cdot x_{35}) \cdot 0.12}{10} = 19.924$$

$$\delta U := \frac{\Delta U \cdot 100}{10000} = 0.199$$

выбираем кабель марки АПвПуГ сечением 1x25 мм²

$$\Delta U := \frac{(P_{T146_BH} \cdot r_{50} + Q_{T146_BH} \cdot x_{50}) \cdot 0.13}{10} = 4.256$$

$$\delta U := \frac{\Delta U \cdot 100}{10000} = 0.043$$

ТП 148

$$I_{T148} := \frac{\sqrt{(P_{T148_BH})^2 + (Q_{T148_BH})^2}}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 24.421$$

$$I_{psc_T148} := I_{T148} \cdot 1.1 \cdot 1.05 = 28.206$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$I_{тн148} := \frac{\sqrt{(P_{т148_ВН})^2 + (Q_{т148_ВН})^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 48.842$$

$$I_{расч_тн148} := 200 \cdot 1.29 = 258$$

выбираем кабель марки АГВПуГ сечением 1x25 мм²

$$\Delta U := \frac{(P_{т148_ВН} \cdot r_{50} + Q_{т148_ВН} \cdot x_{50}) \cdot 0.29}{10} = 9.493$$

$$\delta U := \frac{\Delta U \cdot 100}{10000} = 0.095$$

ТТ 147

$$I_{тн147} := \frac{\sqrt{(P_{т147_ВН})^2 + (Q_{т147_ВН})^2}}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 32.284$$

$$I_{расч_тн147} := I_{тн147} \cdot 1.1 \cdot 1.05 = 37.288$$

$$I_{тн147на} := \frac{\sqrt{(P_{т147_ВН})^2 + (Q_{т147_ВН})^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 64.568$$

$$I_{расч_тн147на} := 180 \cdot 1.29 = 232.2$$

выбираем кабель марки АГВПуГ сечением 1x25 мм²

$$\Delta U := \frac{(P_{т147_ВН} \cdot r_{50} + Q_{т147_ВН} \cdot x_{50}) \cdot 0.45}{10} = 10.233$$

$$\delta U := \frac{\Delta U \cdot 100}{10000} = 0.102$$

$$I_{тн155} := \frac{\sqrt{(P_{т155_ВН})^2 + (Q_{т155_ВН})^2}}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 35.031$$

$$I_{расч_тн155} := I_{тн155} \cdot 1.1 \cdot 1.05 = 40.461$$

$$I_{тн155на} := \frac{\sqrt{(P_{т155_ВН})^2 + (Q_{т155_ВН})^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 70.062$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$I_{\text{дискон}}_{\text{тп159}} := 180 \cdot 1.29 = 232.2$$

выбираем кабель марки АПвПуГ сечением 1x25 мм²

$$\Delta U_{\text{н}} := \frac{(P_{\text{т159}_\text{ВН}} \cdot r_{50} + Q_{\text{т159}_\text{ВН}} \cdot x_{50}) \cdot 0.52}{10} = 12.445$$

$$\frac{\Delta U_{\text{н}}}{\%} := \frac{\Delta U \cdot 100}{10000} = 0.124$$

ТП 159

$$I_{\text{тп159}} := \frac{\sqrt{(P_{\text{т159}_\text{ВН}})^2 + (Q_{\text{т159}_\text{ВН}})^2}}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 33.245$$

$$I_{\text{реч}}_{\text{тп159}} := I_{\text{тп159}} \cdot 1.1 \cdot 1.05 = 38.398$$

$$I_{\text{тп159на}} := \frac{\sqrt{(P_{\text{т159}_\text{ВН}})^2 + (Q_{\text{т159}_\text{ВН}})^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 66.491$$

$$I_{\text{дискон}}_{\text{тп159}} := 200 \cdot 1.29 = 258$$

выбираем кабель марки АПвПуГ сечением 1x25 мм²

$$\Delta U_{\text{н}} := \frac{(P_{\text{т159}_\text{ВН}} \cdot r_{50} + Q_{\text{т159}_\text{ВН}} \cdot x_{50}) \cdot 0.28}{10} = 6.029$$

$$\frac{\Delta U_{\text{н}}}{\%} := \frac{\Delta U \cdot 100}{10000} = 0.06$$

ТП 160

$$I_{\text{тп160}} := \frac{\sqrt{(P_{\text{т160}_\text{ВН}})^2 + (Q_{\text{т160}_\text{ВН}})^2}}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 7.456$$

$$I_{\text{реч}}_{\text{тп160}} := I_{\text{тп160}} \cdot 1.1 \cdot 1.05 = 8.612$$

$$I_{\text{тп160на}} := \frac{\sqrt{(P_{\text{т160}_\text{ВН}})^2 + (Q_{\text{т160}_\text{ВН}})^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 14.913$$

$$I_{\text{дискон}}_{\text{тп160}} := 200 \cdot 1.29 = 258$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

выбираем провод марки СИП-3 сечением 1х35 мм²

$$\Delta U_{\text{СИП}} := \frac{(P_{T160_BH} \cdot r_{35} + Q_{T160_BH} \cdot x_{35}) \cdot 0.51}{10} = 12.987$$

$$\delta U_{\text{СИП}} := \frac{\Delta U \cdot 100}{10000} = 0.13$$

ТП 153

$$I_{\text{TP153}} := \frac{\sqrt{(P_{T153_BH})^2 + (Q_{T153_BH})^2}}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 35.94$$

$$I_{\text{реч_TP153}} := I_{\text{TP153}} \cdot 1.1 \cdot 1.05 = 41.511$$

$$I_{\text{TP153max}} := \frac{\sqrt{(P_{T153_BH})^2 + (Q_{T153_BH})^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 71.881$$

$$I_{\text{защит_TP153}} := 200 \cdot 1.29 = 258$$

выбираем кабель марки АПвПуГ сечением 1х25 мм²

$$\Delta U_{\text{АПвПуГ}} := \frac{(P_{T153_BH} \cdot r_{50} + Q_{T153_BH} \cdot x_{50}) \cdot 0.42}{10} = 10.134$$

$$\delta U_{\text{АПвПуГ}} := \frac{\Delta U \cdot 100}{10000} = 0.101$$

ТП 162

$$I_{\text{TP162}} := \frac{\sqrt{(P_{T162_BH})^2 + (Q_{T162_BH})^2}}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 29.7$$

$$I_{\text{реч_TP162}} := I_{\text{TP162}} \cdot 1.1 \cdot 1.05 = 34.303$$

$$I_{\text{TP162max}} := \frac{\sqrt{(P_{T162_BH})^2 + (Q_{T162_BH})^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 59.399$$

$$I_{\text{защит_TP162}} := 200 \cdot 1.29 = 258$$

выбираем кабель марки АПвПуГ сечением 1х25 мм²

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$\Delta U_{лн} = \frac{(P_{1162_лн} \cdot r_{лн} + Q_{1162_лн} \cdot x_{лн}) \cdot 0.33}{10} = 6.634$$

$$\beta U_{лн} = \frac{\Delta U \cdot 100}{10000} = 0.066$$

П1162

$$I_{тп152} := \frac{\sqrt{(P_{1152_лн})^2 + (Q_{1152_лн})^2}}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 25.794$$

$$I_{расч_тп152} := I_{тп152} \cdot 1.1 \cdot 1.05 = 29.792$$

$$I_{расч_лн} := \frac{\sqrt{(P_{1152_лн})^2 + (Q_{1152_лн})^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 51.588$$

$$I_{расч_лн} := 200 \cdot 1.29 = 258$$

выбираем проводимость сип-3 сечением 1х36 мм²

$$\Delta U_{лн} = \frac{(P_{1152_лн} \cdot r_{35} + Q_{1152_лн} \cdot x_{35}) \cdot 0.9}{10} = 79.619$$

$$\beta U_{лн} = \frac{\Delta U \cdot 100}{10000} = 0.796$$

Расчет токов КЗ

$$I_{кзкв} := 7.6$$

$$U_{осн} := 10.5 \quad r_{185.0} := 0.169 \quad x_{185.0} := 0.078$$

$$L_{35_СИС_ПС} := 2.08 \quad X_{л35} := 0.175 \quad R_{л35} := 0.263$$

$$S_6 := 100 \quad U_{осн1} := 1.05 \cdot 35 = 36.75$$

$$U_{к} := 10.5 \quad U_{осн2} := 1.05 \cdot 10 = 10.5$$

$$E_c := 1$$

$$X_c := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{осн1} \cdot I_{кзкв}} = 0.207$$

$$X_{тр1} := \frac{U_c \cdot S_6}{100 \cdot 1} = 10.5 \quad I_{б1} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{осн1}} = 1.571$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$X_{тр2} := \frac{шк \cdot S6}{100 \cdot 1} = 10.5 \quad I62 := \frac{S6}{\sqrt{3} \cdot Uосц2} = 5.499$$

$$X_{трэв} := \frac{1}{\left(\frac{1}{X_{тр1}} + \frac{1}{X_{тр2}} \right)} = 5.25$$

$$X_{л35} := \frac{(0.4 \cdot 0.6) \cdot S6}{Uосц1^2} = 0.018$$

$$Z_{лс_л35} := Xс + X_{л35} = 0.224$$

$$I_{кз1} := \frac{1.1 \cdot I61}{Z_{лс_л35}} = 7.698$$

$$I_{кз2} := I_{кз1} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 6.667$$

$$I_{yа1} := \sqrt{2} \cdot 1.8 \cdot I_{кз1} = 19.596$$

$$X_{тр35} := \frac{10 \cdot S6}{100 \cdot 10} = 1$$

$$Z_{лс_тр35} := Xс + X_{л35} + X_{тр35} = 1.224$$

$$I_{кз3} := \frac{1.1 \cdot I62}{Z_{лс_тр35}} = 4.94$$

$$I_{кз4} := I_{кз3} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 4.278$$

$$I_{yа3} := \sqrt{2} \cdot 1.8 \cdot I_{кз3} = 12.574$$

$$X_{тр151} := \frac{4.5 \cdot S6}{100 \cdot 0.4} = 11.25$$

$$X_{л151} := \frac{(0.4 \cdot 2.8) \cdot S6}{Uосц2^2} = 1.016$$

$$Z_{тр151} := Xс + X_{л151} = 1.223$$

$$I_{кз5} := \frac{1.1 \cdot I62}{Z_{тр151}} = 4.947$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$i_{кз2_1} := i_{кз3_1} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 4.284$$

$$i_{вал_1} := \sqrt{2} \cdot 1.8 \cdot i_{кз3_1} = 12.594$$

$$Z_{тр151} := X_c + X_{л151} + X_{тр151} = 12.473$$

$$i_{кз3_1} := \frac{1.1 \cdot 162}{Z_{тр151}} = 0.485$$

$$i_{кз2_1} := i_{кз3_1} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 0.42$$

$$i_{вал_1} := \sqrt{2} \cdot 1.8 \cdot i_{кз3_1} = 1.234$$

$$X_{тр156} := \frac{5.5 \cdot S_6}{100 \cdot 0.63} = 8.73$$

$$X_{л156} := \frac{(0.4 \cdot 0.3) \cdot S_6}{U_{осн2}^2} = 0.109$$

$$Z_{тр156} := X_c + X_{л156} = 0.316$$

$$i_{кз3_1} := \frac{1.1 \cdot 162}{Z_{тр156}} = 19.167$$

$$i_{кз2_1} := i_{кз3_1} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 16.6$$

$$i_{вал_1} := \sqrt{2} \cdot 1.8 \cdot i_{кз3_1} = 48.792$$

$$Z_{тр156} := X_c + X_{тр156} + X_{л156} = 9.046$$

$$i_{кз3_1} := \frac{1.1 \cdot 162}{Z_{тр156}} = 0.669$$

$$i_{кз2_1} := i_{кз3_1} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 0.579$$

$$i_{вал_1} := \sqrt{2} \cdot 1.1 \cdot i_{кз3_1} = 1.04$$

$$X_{тр163} := \frac{5.5 \cdot S_6}{100 \cdot 1} = 5.5$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$X_{л163} := \frac{(0.4 \cdot 4.5) \cdot S_6}{U_{осн2}^2} = 1.633$$

$$Z_{тр163} := X_c + X_{л163} = 1.839$$

$$I_{кз3_л} := \frac{1.1 \cdot 162}{Z_{тр163}} = 3.288$$

$$I_{кз2_л} := I_{кз3_1} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 2.848$$

$$I_{кз1_л} := \sqrt{2} \cdot 1.8 \cdot I_{кз3_1} = 8.371$$

$$Z_{тр163_л} := X_c + X_{л35} + X_{тр163} + X_{л163} = 7.357$$

$$I_{кз3_л} := \frac{1.1 \cdot 162}{Z_{тр163}} = 0.822$$

$$I_{кз2_л} := I_{кз3_1} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 0.712$$

$$I_{кз1_л} := \sqrt{2} \cdot 1.1 \cdot I_{кз3_1} = 1.279$$

$$X_{тр154} := \frac{5.5 \cdot S_6}{100 \cdot 0.63} = 8.73$$

$$X_{л154} := \frac{(0.4 \cdot 0.26) \cdot S_6}{U_{осн2}^2} = 0.094$$

$$Z_{тр154} := X_c + X_{л35} + X_{тр35} + X_{л154} = 1.319$$

$$I_{кз3_л} := \frac{1.1 \cdot 162}{Z_{тр154}} = 4.586$$

$$I_{кз2_л} := I_{кз3_1} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 3.972$$

$$I_{кз1_л} := \sqrt{2} \cdot 1.8 \cdot I_{кз3_1} = 11.675$$

$$Z_{тр154_л} := X_c + X_{л35} + X_{тр35} + X_{тр154} + X_{л154} = 10.049$$

$$I_{кз3_л} := \frac{1.1 \cdot 162}{Z_{тр154}} = 0.602$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$I_{\text{кз2}} := I_{\text{кз3}} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 0.521$$

$$I_{\text{кз4}} := \sqrt{2} \cdot 1.1 \cdot I_{\text{кз3}} = 0.936$$

$$X_{\text{тр149}} := \frac{5.5 \cdot S_6}{100 \cdot 0.63} = 8.73$$

$$X_{\text{л149}} := \frac{(0.4 - 0.39) \cdot S_6}{U_{\text{осн}}^2} = 0.141$$

$$Z_{\text{тр149}} := X_{\text{с}} + X_{\text{л35}} + X_{\text{тр35}} + X_{\text{л149}} = 1.366$$

$$I_{\text{кз3}} := \frac{1.1 \cdot 162}{Z_{\text{тр149}}} = 4.428$$

$$I_{\text{кз2}} := I_{\text{кз3}} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 3.835$$

$$I_{\text{кз4}} := \sqrt{2} \cdot 1.8 \cdot I_{\text{кз3}} = 11.272$$

$$Z_{\text{тр149}} := X_{\text{с}} + X_{\text{л35}} + X_{\text{тр35}} + X_{\text{л149}} + X_{\text{тр149}} = 10.096$$

$$I_{\text{кз3}} := \frac{1.1 \cdot 162}{Z_{\text{тр149}}} = 0.599$$

$$I_{\text{кз2}} := I_{\text{кз3}} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 0.519$$

$$I_{\text{кз4}} := \sqrt{2} \cdot 1.1 \cdot I_{\text{кз3}} = 0.932$$

$$X_{\text{тр145}} := \frac{4.5 \cdot S_6}{100 \cdot 0.4} = 11.25$$

$$X_{\text{л145}} := \frac{(0.4 - 0.13) \cdot S_6}{U_{\text{осн}}^2} = 0.047$$

$$Z_{\text{тр145}} := X_{\text{с}} + X_{\text{л35}} + X_{\text{тр35}} + X_{\text{л145}} = 1.272$$

$$I_{\text{кз3}} := \frac{1.1 \cdot 162}{Z_{\text{тр145}}} = 4.756$$

$$I_{\text{кз2}} := I_{\text{кз3}} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 4.119$$

$$I_{\text{кз4}} := \sqrt{2} \cdot 1.8 \cdot I_{\text{кз3}} = 12.108$$

$$Z_{\text{тр145}} := X_{\text{с}} + X_{\text{л35}} + X_{\text{тр35}} + X_{\text{л145}} + Z_{\text{тр145}} = 2.543$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$I_{кз3_1} := \frac{1.1 \cdot 162}{Z_{тр145}} = 2.378$$

$$I_{кз2_1} := I_{кз3_1} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 2.06$$

$$I_{кз1_1} := \sqrt{2} \cdot 1.1 \cdot I_{кз3_1} = 3.7$$

$$X_{тр146} := \frac{5.5 \cdot S6}{100 \cdot 1.6} = 3.438$$

$$X_{л146} := \frac{(0.4 \cdot 0.25) \cdot S6}{U_{осн2}^2} = 0.091$$

$$Z_{тр146} := X_c + X_{л35} + X_{тр35} + X_{л163} + X_{л154} + X_{л149} + X_{л145} + X_{л146} = 3.231$$

$$I_{кз3_1} := \frac{1.1 \cdot 162}{Z_{тр146}} = 1.872$$

$$I_{кз2_1} := I_{кз3_1} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 1.621$$

$$I_{кз1_1} := \sqrt{2} \cdot 1.8 \cdot I_{кз3_1} = 4.766$$

$$Z_{тр146} := X_c + X_{л35} + X_{тр35} + X_{л151} + X_{тр163} + X_{л163} + X_{л154} + X_{л149} + X_{тр146} + X_{л146} = 13.137$$

$$I_{кз3_1} := \frac{1.1 \cdot 162}{Z_{тр146}} = 0.46$$

$$I_{кз2_1} := I_{кз3_1} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 0.399$$

$$I_{кз1_1} := \sqrt{2} \cdot 1.1 \cdot I_{кз3_1} = 0.716$$

$$X_{тр148} := \frac{5.5 \cdot S6}{100 \cdot 0.63} = 8.73$$

$$X_{л148} := \frac{(0.4 \cdot 0.27) \cdot S6}{U_{осн2}^2} = 0.098$$

$$Z_{тр148} := X_c + X_{л35} + X_{тр35} + X_{л163} + X_{л154} + X_{л149} + X_{л145} + X_{л146} + X_{л148} = 3.329$$

$$I_{кз3_1} := \frac{1.1 \cdot 162}{Z_{тр148}} = 1.817$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$I_{\text{кз2}} := I_{\text{кз3}} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 1.574$$

$$I_{\text{кз1}} := \sqrt{2} \cdot 1.8 \cdot I_{\text{кз3}} = 4.625$$

$$I_{\text{кз3}} := \frac{1.1 \cdot 162}{Z_{\text{тр148}}} = 1.817$$

$$I_{\text{кз2}} := I_{\text{кз3}} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 1.574$$

$$I_{\text{кз1}} := \sqrt{2} \cdot 1.1 \cdot I_{\text{кз3}} = 2.827$$

$$X_{\text{тр147}} := \frac{5.5 \cdot S6}{100 \cdot 1} = 5.5$$

$$X_{\text{л147}} := \frac{(0.4 \cdot 0.27) \cdot S6}{U_{\text{осн}}^2} = 0.098$$

$$Z_{\text{тр147}} := X_{\text{с}} + X_{\text{л35}} + X_{\text{тр35}} + X_{\text{л163}} + X_{\text{л154}} + X_{\text{л149}} + X_{\text{л145}} + X_{\text{л146}} + X_{\text{л148}} + X_{\text{л147}} = 3.427$$

$$I_{\text{кз3}} := \frac{1.1 \cdot 162}{Z_{\text{тр147}}} = 1.765$$

$$I_{\text{кз2}} := I_{\text{кз3}} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 1.529$$

$$I_{\text{кз1}} := \sqrt{2} \cdot 1.8 \cdot I_{\text{кз3}} = 4.493$$

$$Z_{\text{тр}} := X_{\text{с}} + X_{\text{л35}} + X_{\text{тр35}} + X_{\text{л151}} + X_{\text{тр163}} + X_{\text{л163}} + X_{\text{л154}} + X_{\text{л149}} + X_{\text{л146}} + X_{\text{л148}} = 9.797$$

$$Z_{\text{тр147}} := Z_{\text{тр}} + X_{\text{л147}} + X_{\text{тр147}} = 15.395$$

$$I_{\text{кз3}} := \frac{1.1 \cdot 162}{Z_{\text{тр147}}} = 0.393$$

$$I_{\text{кз2}} := I_{\text{кз3}} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 0.34$$

$$I_{\text{кз1}} := \sqrt{2} \cdot 1.1 \cdot I_{\text{кз3}} = 0.611$$

$$X_{\text{тр155}} := \frac{5.5 \cdot S6}{100 \cdot 1} = 5.5$$

$$X_{\text{л155}} := \frac{(0.4 \cdot 0.52) \cdot S6}{U_{\text{осн}}^2} = 0.189$$

$$Z_{\text{тр155}} := X_{\text{с}} + X_{\text{л35}} + X_{\text{тр35}} + X_{\text{л163}} + X_{\text{л154}} + X_{\text{л149}} + X_{\text{л145}} + X_{\text{л146}} + X_{\text{л148}} + X_{\text{л147}} + X_{\text{л155}} = 3.61$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$I_{k31} := \frac{1.1 \cdot 162}{Z_{тр155}} = 1.673$$

$$I_{k32} := I_{k31} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 1.449$$

$$I_{k33} := \sqrt{2} \cdot 1.8 \cdot I_{k31} = 4.259$$

$$Z_{тр} := X_c + X_{л35} + X_{тр35} + X_{л151} + X_{тр163} + X_{л163} + X_{л154} + X_{л149} + X_{л146} + X_{л148} = 9.797$$

$$Z_{тр155} := Z_{тр} + X_{л147} + X_{тр155} + X_{л155} = 15.584$$

$$I_{k31} := \frac{1.1 \cdot 162}{Z_{тр155}} = 0.388$$

$$I_{k32} := I_{k31} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 0.336$$

$$I_{k33} := \sqrt{2} \cdot 1.1 \cdot I_{k31} = 0.604$$

$$X_{тр159} := \frac{5.5 \cdot S_6}{100 \cdot 1} = 5.5$$

$$X_{л159} := \frac{(0.4 \cdot 0.28) \cdot S_6}{U_{осн}^2} = 0.102$$

$$Z_{тр} := X_c + X_{л35} + X_{тр35} + X_{л163} + X_{л154} + X_{л149} + X_{л145} + X_{л146} + X_{л148} + X_{л147} + X_{л155} = 3.615$$

$$Z_{тр159} := Z_{тр} + X_{л159} = 3.717$$

$$I_{k31} := \frac{1.1 \cdot 162}{Z_{тр159}} = 1.627$$

$$I_{k32} := I_{k31} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 1.409$$

$$I_{k33} := \sqrt{2} \cdot 1.8 \cdot I_{k31} = 4.142$$

$$Z_{тр} := X_c + X_{л35} + X_{тр35} + X_{л151} + X_{тр163} + X_{л163} + X_{л154} + X_{л149} + X_{л146} + X_{л148} = 9.797$$

$$Z_{тр159} := Z_{тр} + X_{л147} + X_{л155} + X_{л159} + X_{тр159} = 15.686$$

$$I_{k31} := \frac{1.1 \cdot 162}{Z_{тр159}} = 0.386$$

$$I_{k32} := I_{k31} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 0.334$$

$$I_{k33} := \sqrt{2} \cdot 1.1 \cdot I_{k31} = 0.6$$

$$X_{тр160} := \frac{4.5 \cdot S_6}{100 \cdot 0.4} = 11.25$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$X_{л160} := \frac{(0.4 \cdot 0.51) \cdot S_6}{U_{осн}^2} = 0.185$$

$$Z_{тр} := X_c + X_{л35} + X_{тр35} + X_{л163} + X_{л154} + X_{л149} + X_{л145} + X_{л146} + X_{л148} + X_{л147} + X_{л155} = 3.615$$

$$Z_{тр160} := Z_{тр} + X_{л159} + X_{л160} = 3.902$$

$$I_{кз1} := \frac{1.1 \cdot 162}{Z_{тр160}} = 1.55$$

$$I_{кз2} := I_{кз1} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 1.342$$

$$I_{кз3} := \sqrt{2} \cdot 1.8 \cdot I_{кз1} = 3.946$$

$$Z_{тр} := X_c + X_{л35} + X_{тр35} + X_{л151} + X_{тр163} + X_{л163} + X_{л154} + X_{л149} + X_{л146} + X_{л148} = 9.797$$

$$Z_{тр160} := Z_{тр} + X_{л147} + X_{л155} + X_{л159} + X_{л160} + X_{тр160} = 21.621$$

$$I_{кз1} := \frac{1.1 \cdot 162}{Z_{тр160}} = 0.28$$

$$I_{кз2} := I_{кз1} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 0.242$$

$$I_{кз3} := \sqrt{2} \cdot 1.1 \cdot I_{кз1} = 0.435$$

$$X_{тр153} := \frac{5.5 \cdot S_6}{100 \cdot I} = 5.5$$

$$X_{л153} := \frac{(0.4 \cdot 0.42) \cdot S_6}{U_{осн}^2} = 0.152$$

$$Z_{тр} := X_c + X_{л35} + X_{тр35} + X_{л163} + X_{л154} + X_{л149} + X_{л145} + X_{л146} + X_{л148} + X_{л147} + X_{л155} = 3.615$$

$$Z_{тр153} := Z_{тр} + X_{л159} + X_{л160} + X_{л153} = 4.054$$

$$I_{кз1} := \frac{1.1 \cdot 162}{Z_{тр153}} = 1.492$$

$$I_{кз2} := I_{кз1} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 1.292$$

$$I_{кз3} := \sqrt{2} \cdot 1.8 \cdot I_{кз1} = 3.798$$

$$Z_{тр} := X_c + X_{л35} + X_{тр35} + X_{л151} + X_{тр163} + X_{л163} + X_{л154} + X_{л149} + X_{л146} + X_{л148} = 9.797$$

$$Z_{тр153} := Z_{тр} + X_{л147} + X_{л155} + X_{л159} + X_{л160} + X_{тр153} + X_{л153} = 16.023$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$I_{k31} := \frac{1.1 \cdot 162}{Z_{тр153}} = 0.377$$

$$I_{k32} := I_{k31} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 0.327$$

$$I_{k33} := \sqrt{2} \cdot 1.1 \cdot I_{k31} = 0.587$$

$$X_{тр162} := \frac{5.5 \cdot S6}{100 \cdot 1} = 5.5$$

$$X_{л162} := \frac{(0.4 \cdot 0.33) \cdot S6}{U_{осн2}^2} = 0.12$$

$$Z_{тр} := X_c + X_{л35} + X_{тр35} = 1.224$$

$$Z_{тр162} := Z_{тр} + X_{л162} = 1.344$$

$$I_{k31} := \frac{1.1 \cdot 162}{Z_{тр162}} = 4.5$$

$$I_{k32} := I_{k31} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 3.897$$

$$I_{k33} := \sqrt{2} \cdot 1.8 \cdot I_{k31} = 11.454$$

$$Z_{тр} := X_c + X_{л35} + X_{тр35} + X_{л151} + X_{тр163} + X_{л163} + X_{л154} + X_{л149} + X_{л146} + X_{л148} = 9.797$$

$$Z_{тр162} := Z_{тр} + X_{л147} + X_{л155} + X_{л159} + X_{л160} + X_{тр162} + X_{л153} + X_{л162} = 16.143$$

$$I_{k31} := \frac{1.1 \cdot 162}{Z_{тр162}} = 0.375$$

$$I_{k32} := I_{k31} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 0.324$$

$$I_{k33} := \sqrt{2} \cdot 1.1 \cdot I_{k31} = 0.583$$

$$X_{тр152} := \frac{5.5 \cdot S6}{100 \cdot 0.63} = 8.73$$

$$X_{л152} := \frac{(0.4 \cdot 0.9) \cdot S6}{U_{осн2}^2} = 0.327$$

$$Z_{тр} := X_c + X_{л35} + X_{тр35} = 1.224$$

$$Z_{тр152} := Z_{тр} + X_{л152} = 1.551$$

$$I_{k31} := \frac{1.1 \cdot 162}{Z_{тр152}} = 3.9$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$\underline{I_{\alpha 2_1}} = I_{\alpha 3_1} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 3.377$$

$$\underline{I_{\alpha 1_1}} = \sqrt{2} \cdot 1.8 \cdot I_{\alpha 3_1} = 9.927$$

$$\underline{Z_{\text{гp}}} = X_c + X_{\alpha 35} + X_{\text{гp}35} = 1.224$$

$$\underline{Z_{\text{гp}152}} = Z_{\text{гp}} + X_{\text{гp}152} + X_{\alpha 152} = 10.281$$

$$\underline{I_{\alpha 3_1}} = \frac{1.1 \cdot 162}{Z_{\text{гp}152}} = 0.588$$

$$\underline{I_{\alpha 2_1}} = I_{\alpha 3_1} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 0.509$$

$$\underline{I_{\alpha 1_1}} = \sqrt{2} \cdot 1.1 \cdot I_{\alpha 3_1} = 0.915$$