

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

Факультет энергетический


Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетические системы и сети

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой



« 25 » 06 2018 г.

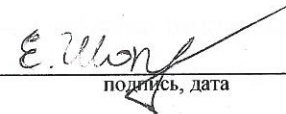
Н.В. Савина

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Разработка оптимальной схемы подключения ТЭСЭР «Михайловский»
к электрическим сетям электроэнергетической системы Приморского края

Исполнитель

студент группы 442-об2

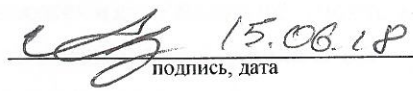


подпись, дата

Е.М. Шатравка

Руководитель

доцент, канд. техн. наук



подпись, дата

А.А. Казакул

Консультант:

безопасность и

экологичность

доцент, канд. техн. наук



подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

доцент



подпись, дата

А.Г. Ротачёва

Благовещенск 2018

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

Н.В. Савина



2018 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Матривко Егор Михайлович

1. Тема бакалаврской работы: Разработка оптимизированной схемы подключения энергоустановки на базе ТЭСР Михайловский и ПЭС.
(утверждено приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы _____

3. Исходные данные к бакалаврской работе: Загрузка Тр-ров, эл. сети, проект прогнозир. нагрузок, разработка и анализ ввр-ов.

4. Содержание бакалаврской работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

Общ. хар-ка работ, проект и прогнозир. нагрузок, выбор ввр-ов сети.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) проект в Matlab/Simulink, AutoCAD, Microsoft, Visio

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Буцаков А.Б.

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: Козачук А.А. канд. физ.-мат. наук, доцент
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

к.т.н.

Задание принял к исполнению (дата): _____


(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 112 с., 12 рисунков, 12 источников, 38 таблиц, 80 формул.

ПОДСТАНЦИЯ, КОМПЛЕКТНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ТРАНСФОРМАТОР СОБСТВЕННЫХ НУЖД, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДЕНИТЕЛЬ, ТОКОПРОВОД, ОПН, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ТОК, ЗАЩИТА, ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА.

В данной выпускной квалификационной работе была спроектирована подстанция напряжением 110/10 кВ, а также были произведены расчеты заземления, молниезащиты подстанции. Рассчитывались токи короткого замыкания, рабочие токи для проверки электрического оборудования и уставок релейной защиты трансформатора. Проведен анализ экологичности и пожарной безопасности на подстанции.

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ВЛ – Воздушная линия

ГЭС – Гидроэлектростанция

КЗ – Короткое замыкание

КРУ – Комплектное распределительное устройство

ОРУ – Открытое распределительное устройство

ОПН – Ограничитель перенапряжений нелинейный

ПС – Подстанция

РЗ – Релейная защита

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	4
Введение	8
1. Характеристика района проектирования	10
1.1 Характеристика района	10
2. Анализ электрических сетей и режимной ситуации	12
2.1 Анализ схем и оборудования ПС	12
2.2 Анализ существующих режимов	12
2.3 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок	13
2.4 Подготовка исходных данных для расчета	15
2.5 Анализ текущего режима	17
2.6 Анализ перспективного режима первого варианта	21
2.7 Анализ аварийного режима первого варианта	23
2.8 Анализ перспективного режима второго варианта	29
2.9 Анализ аварийного режима второго варианта	31
2.10 Выбор схемы РУ 110 кВ	34
2.11 Выбор схемы РУ 10 кВ	35
2.12 Выбор числа и мощности трансформаторов	35
2.13 Выбор сечений проводников	37
2.14 Расчёт токов короткого замыкания в ПВК Rastrwin 3	39
3. Экономическая часть	40
3.1 Сравнение и выбор вариантов оптимальной схемы подключения	40
3.2 Затраты на строительство подстанции	42
3.3 Капитальные вложения	43
3.4 Расчёт капиталовложений на сооружение ВЛЭП	43
3.5 Расчёт капиталовложений на строительство ПС	44
3.6 Капитальные затраты на ОРУ	44
3.7 Капитальные затраты на силовые трансформаторы	45
3.8 Расчёт амортизационных отчислений	46

3.9 Расчёт эксплуатационных затрат	47
4. Выбор оборудования	52
4.1 Выбор выключателей	52
4.2 Выбор разъединителей	56
4.3 Выбор трансформаторов тока	58
4.4 Выбор трансформатора тока на напряжения 10 кВ	60
4.5 Выбор трансформатора тока на напряжения 110 кВ	61
4.6 Выбор трансформатора напряжения	62
4.7 Выбор трансформатора напряжения на 110 кВ	63
4.8 Выбор трансформатора напряжения на 10 кВ	64
4.9 Выбор кабелей на стороне 10 кВ	65
4.10 Выбор КРУ на напряжения 10 кВ	66
4.11 Выбор ОПН	67
4.12 Выбор высокочастотных заградителей	71
5. Собственные нужды подстанции	73
6. Изоляция и перенапряжения	75
6.1 Общие правила	75
6.2 Расчет заземлителя подстанции	76
6.3 Расчет молниезащиты	81
6.4 Анализ грозоупорности	84
7 Релейная защита и автоматика	88
7.1 Основные типы защит трансформаторов	88
7.2 Газовая защита трансформатора	89
7.3 Дифференциальная защита трансформаторов	90
7.4 Расчет защит трансформатора	96
8. безопасность и экологичность	99
8.1 Безопасность	99
8.2 Пожаробезопасность	101
8.3 Экологичность реконструируемого участка электрической сети	101

Заключение	111
Библиографический список	112
Приложение А	113
Приложение Б	114
Приложение В	115
Приложение Г	122

ВВЕДЕНИЕ

Россия обладает крупнейшей в мире электроэнергетикой, большая часть которой объединена в единую энергосистему - технически, технологически и экономически связанные предприятия с вертикальной схемой управления и планирования, контроля и ценообразования, оперативно-диспетчерского регулирования производства, передачи и распределения энергии. Это позволяет экономить капиталовложения, обеспечивать высокую надежность энергоснабжения в разных частях страны и в любое время суток.

В области электроснабжения потребителей эти задачи предусматривают повышение уровня (качества) проектно-конструкторских работ, использование и рациональную эксплуатацию высоконадежного электрооборудования, внедрение микропроцессорных систем телемеханики, релейной защиты и автоматики, волоконно-оптических линий связи, уменьшение непроизводительных расходов на выработку, передачу и распределение электроэнергии.

При этом необходимо снижать себестоимость электроэнергии до минимальной при соблюдении всех правил и норм проектирования, монтажа, эксплуатации и, самое главное, требований к качеству электрической энергии, т.е. к постоянству (допустимым отклонениям и колебаниям) частоты и напряжения, симметричности и синусоидальности токов и напряжений так как всякое отклонение от норм ГОСТ 32194-1913 ведет к ухудшению работы электроприемников, уменьшению срока их службы, выходу их из работы, ложной работе или отказам устройств релейной защиты, автоматики, телемеханики и связи. Все это снижает надежность электроснабжения потребителей, которая является одним из важнейших показателей электроэнергетических систем (сетей, подстанций), так как любое отключение электроэнергии – плановое и, особенно аварийное, приносит огромный ущерб потребителям и самой энергоснабжающей организации

Кроме этого энергетические объекты должны удовлетворять требованиям техники безопасности и экологичности, а также обладать средствами для

обнаружения, локализации и ликвидации последствий возможных чрезвычайных ситуаций.

Целью выпускной квалификационной работы является разработка оптимальной схемы подключения подстанции Дипломная

В ходе работы были определены следующие задачи:

1. Анализ существующей сети Приморского края
2. Разработка оптимальной схемы подключения
3. Расчет и выбор основного оборудования
4. Оценка безопасности и влияние на экологию

Проектируемая подстанция 110/10 Дипломная предназначена для электроснабжения ТЭСЭР Михайловский . Подстанция будет снабжать электричеством: элеваторы, свиноводческих комплексов, племеферм, цехов убоя и утилизации и т.д. Подстанция выполняет прием электроэнергии на напряжении 110 кВ, преобразование ее и распределения электроэнергии до напряжения 10 кВ.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА

1.1 Характеристика района

Климатические условия района, в котором находится проектируемая подстанция, удовлетворяют муссонному климатическому поясу.

- Климат района муссонный. - положение территории в средних широтах на восточной окраине материка Евразии, рядом с Тихим океаном. Это определяет проявление муссонной циркуляции воздушных масс;
- структура термобарического поля – характерно образование высотных барических гребней и ложбин, с ними связана адвекция холода и тепла;
- положение фронтальных зон и развитие циклической деятельности - распределение осадков и температурной инверсии определяет горный рельеф.
- По агроклиматическому районированию, район в котором расположена проектируемая подстанция входит в район, который можно охарактеризовать, теплым и влажным, с холодной зимой. Средней температурой января считается $-13,1^{\circ}\text{C}$, а июля $+21,0^{\circ}\text{C}$. Максимальные температуры составляют -30°C в январе и $+35^{\circ}\text{C}$ в июле. Расчетные температуры для отопления и вентиляции соответственно равны -22°C и $+15^{\circ}\text{C}$. Продолжение отопительного сезона равно 192 дням.
- По характеру увлажнения территория муниципального образования в зимний период увлажнена недостаточно. Среднегодовая величина осадков 700 мм осадков, 80% которых приходится на теплый период. Наибольшее количество осадков выпадает в августе-сентябре. Максимальное суточное количество осадков августа в среднем составляет 198 мм.
- Снежный покров устанавливается в середине декабря и сохраняется до конца февраля. Снежный покров достигает высоты 10 см.
- Относительная влажность воздуха достигает наибольших значений летом (85-90%), наименьших зимой (61-63%).
- В зимний период на территории преобладают северные ветры, в летний – юго-западные. Среднегодовая скорость ветра достигает 3,4 м/сек.

- В среднем за год на территории отмечается 108 дней с туманом, из них в теплый период 94 дня.
- Район гололёдности – IV. Нормативная толщина стенки гололёда для высоты 10 м равна 15 мм.
- Глубина промерзания грунта 1,56 м.
- Сейсмичность района по шкале Рихтера – 8 баллов.

2 АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ И РЕЖИМНОЙ СИТУАЦИИ.

2.1 Анализ схем и оборудования ПС

Рассматриваемая в данном дипломном проекте электрическую сеть приморского края, она включает в себя 7 ПС 110 кВ: ЖБИ-130 , Агрокомплекс , Павловка – 2, Ярославка , Павловка – 1. Рассматриваемая сеть 110 кВ образует кольцевую схему «ЖБИ-130 , Агрокомплекс , Павловка – 2, Ярославка , Павловка – 1, Уссурийск - 2» с центром питания ПС 110/35/10 «Уссурийск - 2».

ОРУ 110 кВ ПС «Ярославка» схема РУ: Две рабочие системы шин. РУ 110 ПС «ЖБИ-130»: Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформатора. ПС «Михайловка» схема РУ: Блок (линия-трансформатор) с выключателем. ПС «Павловка - 2» схема РУ: нетиповая. ПС «Агрокомплекс» схема РУ: Мостик с выключателями в цепях трансформатора и ремонтной перемычкой со стороны трансформатора. ПС «Павловка - 1» схема РУ: Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линии.

2.2 Анализ существующих режимов

Рассмотрим загрузку текущей схемы сети 110 кВ по состоянию на зиму 2017 года. На основании данных зимнего контрольного замера 2017 года ВЛ 110 кВ рассматриваемого района загружены в соответствии с таблицей 2.

Таблица 2 - Загрузка ВЛ 110 кВ

№ пп	Наименование	Сечение пров. АС	Длина
1	2	4	5
	ВЛ-110 кВ		
1	Ярославка-Павловка-2	185	23.5
2	Павловка – 1 - Ярославка	185	18.16
3	Павловка – 2-Агрокомплекс	240	10.2
4	Агрокомплекс-ЖБИ-130	240	3.2
5	ЖБИ-130-Михайловка	240	20.4
6	Михайловка-Уссурийск	240	5.6
7	Уссурийск – Павловка - 1	240	25.75

Загрузка трансформаторов рассматриваемого участка 110 на зимний контрольный день 2017 года представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Загрузка ПС 110

№ пп	Наименование	Тр-р	Мощн.	110	35	6,10
			МВа	МВа	МВа	МВа
1	2	3	4	6	7	8
2	ПС 110 кВ					
3	Павловка-1	Т-1	10,0	110	38,50	6,6
4	Павловка-1	Т-2	10,0	110	38,50	6,6
5	Павловка-2	Т-1	16,0	115	38,50	6,6
6	Павловка-2	Т-2	16,0	115	38,50	6,6
7	Уссурийск-2	Т-1	31,5	115	38,50	6,6
8	Уссурийск-2	Т-2	31,5	115	38,50	6,6
9	Михайловка	Т-1	7,5	121	38,50	6,3
10	Михайловка	Т-2	10,0		36,75	6,3
11	ЖБИ-130	Т-1	10,0	115		6,6
12	ЖБИ-130	Т-2	6,3	115		6,6
13	Агрокомплекс	1Т	40,0	115	38,50	6,6
14	Агрокомплекс	2Т	40,0	115	38,50	6,6
15	Ярославка	Т-1	31,5	115	38,50	6,3
16	Ярославка	Т-2	31,5	115	38,50	6,3

Как видно из данной таблицы все трансформаторы загружены ниже оптимального уровня, равного 50 %.

2.3 Расчёт и прогнозирование электрических нагрузок

Прогнозирование электрических нагрузок. Проект реконструкции сети подразумевает использование различных вероятностных характеристик для выбора различного оборудования и оценки уровней потерь мощности.

По формуле сложных процентов определяем среднюю прогнозируемую мощность.

$$P_{cp}^{прог} = P_{cp}^б \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{прог} - t_б}, \quad (1)$$

где $P_{cp}^б$ - средняя мощность за текущий год (определённая по ведомости КДЗ);

ε - относительный прирост электрической нагрузки (Для ПЭС $\varepsilon = 1,3$ %);

$t_{\text{прог}}$ - год, на который определяется электрическая нагрузка;

t_{δ} - год начала отсчёта (первый в рассматриваемом промежутке).

Найдём прогнозируемую установленную мощность всех ПС, используя формулу (1). Максимальная и эффективная прогнозируемые мощности определяются выражениями:

$$P_{\text{max}}^{\text{прог}} = P_{\text{cp}}^{\text{прог}} \cdot k_{\text{м}}, \quad (2)$$

$$P_{\text{эф}}^{\text{прог}} = P_{\text{cp}}^{\text{прог}} \cdot k_{\text{ф}}, \quad (3)$$

где $P_{\text{cp}}^{\text{прог}}$ - средняя спрогнозированная мощность ПС;

$k_{\text{м}}$ - коэффициент максимума,

$k_{\text{ф}}$ - коэффициент формы.

Расчёт вероятностных характеристик для активной и реактивной мощности аналогичен.

Расчёт прогнозируемых статистических вероятностных характеристик ведётся по следующему алгоритму:

- производится прогнозирование средних нагрузок по формуле (1);
- определяются остальные прогнозируемые величины (2), (3).

Расчёт по данному алгоритму производился в программе Mathcad 14 и приведены в приложении А.

В данном пункте выполняется расчет и анализ установившихся режимов электрической сети Приморского края.

Первым шагом перед расчётом режимов является подготовка исходной информации, есть расчёт электрических нагрузок и параметров схемы замещения сети.

Режим электроэнергетической системы – это состояние системы, определяемое значениями мощностей электростанций, напряжений, токов и других физических переменных величин, характеризующих процесс производства, передачи и распределения электроэнергии, т.е. параметрами режима. Расчет режимов работы является важной частью любого проектирования. Просчитав режим можно максимально приблизиться к условиям реальным электрическим показателям эксплуатации проектируемой сети. По результатам расчета можно получить наиболее точные характеристики сети, такие как, перетоки активной и реактивной мощности, потери в элементах сети, уровни напряжения и т.д.

Проанализировав результаты расчета различных режимов, можно заранее проследить слабые места в сети при различных авариях, средства поддержания характеристик сети в пределах значений ГОСТ 321914-2013 тем самым обеспечить надежное и бесперебойное питание потребителей.

В настоящем выпускной квалификационной работе для расчета режимов использована программа RastrWin3.

2.4 Подготовка исходных данных для расчета

Перед проведением расчетов в программе нужно подготовить исходные данные по схеме, нагрузкам и генераторам электрической сети в форме, понятной Rastrwin3. Для этого необходимо рассчитать параметры линии, такие как, активное и индуктивное сопротивление, емкостная проводимость, параметры трансформаторов, нагрузки и т.д.

Активное сопротивление линии [1]:

$$R_{ВЛ} = r_0 \cdot l_{ВЛ}, \tag{4}$$

где r_0 – удельное активное сопротивление 1 км линии, Ом/км

$l_{ВЛ}$ – длина линии, км

Индуктивное сопротивление линии:

$$X_{ВЛ} = x_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (5)$$

где x_0 – погонное индуктивное сопротивление, Ом/км

Реактивная мощность, генерируемая ЛЭП (зарядная мощность), в ПКВ RastrWin3 моделируется реактивной проводимостью ВЛ:

$$B = b_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (6)$$

где b_0 – погонная емкостная проводимость, мкСм/км

Трансформаторы вводятся в схему замещения сопротивлением каждой ступени напряжения, активной и реактивной проводимостями. Также, каждая ступень напряжения в трансформаторе на схеме замещения помимо сопротивления изображается идеальным трансформатором, который не имеет сопротивления, но имеет коэффициент трансформации.

Коэффициенты трансформации для двухобмоточного трансформатора рассчитываются по формулам [3]:

$$K_{TH} = \frac{U_{HH}}{U_{BH}} \quad (7)$$

$$K_{TB} = \frac{U_{BH}}{U_{BH}} = 1 \quad (8)$$

K_{TH}, K_{TC}, K_{TB} - соответственно коэффициенты трансформации для низкой, средней и высокой сторон соответственно;

U_{HH}, U_{CH}, U_{BH} - соответственно напряжения на низкой, средней и высокой сторонах двухобмоточного трансформатора.

В таблицах 4, 5 показаны подготовленные исходные данные для расчета режимов. Нагрузки в узлах схемы были взяты из прогнозируемого расчета, приведенного выше.

2.5 Анализ текущего режима

Таблица 4 - Параметры узлов схемы замещения

Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н
1	Уссурийск 2 ВН	220		
2	Уссурийск нейтраль	220		
3	Уссурийск нейтраль	220		
4	Уссурийск нейтраль	220		
5	Уссурийск 2 СН	110		
6	Уссурийск 2 НН	10		
7	Уссурийск 2 НН	10		
8	Уссурийск 2 НН	10		
9	Павловка 1 ВН	110	11.6	4.6
10	Ярославка ВН	110	6.2	2.5
11	Павловка 2 ВН	110	10.7	4.6
12	Агрокомплекс ВН 1	110	5.2	2.1
13	Агрокомплекс ВН 2	110	5.2	2.1
14	ЖБИ-130 ВН	110	3	1.2
15	Михайловка ВН	110	14.1	5.6
16	Отпайка 1	110		

Таблица 5 - Параметры ветвей схемы замещения

N_на ч	N_ко н	N_п	ID Группы	Название	R	X	B	Kт/г
1	2			Уссурийск 2 ВН - Уссурийск нейтраль	0.5 5	59.2		1
1	3			Уссурийск 2 ВН - Уссурийск нейтраль	0.5 5	59.2		1
1	4			Уссурийск 2 ВН - Уссурийск нейтраль	0.5 5	59.2		1
2	5			Уссурийск нейтраль - Уссурийск 2 СН	0.4 8			0.5

Продолжение таблицы 5

N_на ч	N_ко н	N_ п	ID Группы	Название	R	X	B	Кт/г
3	5			Уссурийск нейтраль - Уссурийск 2 СН	0.4 8			0.5
4	5			Уссурийск нейтраль - Уссурийск 2 СН	0.4 8			0.5
2	6			Уссурийск нейтраль - Уссурийск 2 НН	3.2	131		0.04 5
3	7			Уссурийск нейтраль - Уссурийск 2 НН	3.2	131		0.04 5
4	8			Уссурийск нейтраль - Уссурийск 2 НН	3.2	131		0.04 5
5	9			Уссурийск 2 СН - Павловка 1 ВН	7.8 7	11.1 6	- 67.1	
9	10			Павловка 1 ВН - Ярославка ВН	2.9 4		- 49.7	
10	11			Ярославка ВН - Дипломная ВН 1	3.5 6	9.09	- 60.5	
12	15			Дипломная ВН 2 - Павловка 2 ВН	3.5 6	9.09	- 60.5	
13	14			Дипломная НН 1 - Дипломная НН 2				
12	14			Дипломная ВН 2 - Дипломная НН 2	4.3 8	86.7		0.09 4
15	16			Павловка 2 ВН - Агрокомплекс ВН 1	1.2 2	4.13	- 28.7	
17	18			Агрокомплекс ВН 2 - ЖБИ-130 ВН	0.3 8	1.3	-9	
18	20			ЖБИ-130 ВН - Отпайка 1	1.2 2	4.13	28.7	
20	19			Отпайка 1 - Михайловка ВН	1.9 3	2.73	- 16.4	
5	20			Уссурийск 2 СН - Отпайка 1	0.6 7	2.27	- 15.7	
16	17			Агрокомплекс ВН 1 - Агрокомплекс ВН 2				
11	12			Дипломная ВН 1 - Дипломная ВН 2				
11	13			Дипломная ВН 1 - Дипломная НН 1	4.3 8	86.7		0.09 4

Расчёт нормального режима производится для оценки возможности качественного электроснабжения потребителей.

В нормальном режиме включено всё необходимое оборудование для наиболее экономичной передачи электрической мощности.

Таблица 6 – Расчетные значения токов схемы

N нач	N кон	Название	I нач	I кон	Iдоп расч	I/I_доп
5	9	Уссурийск 2 СН - Павловка 1 ВН	137	139	330	42
9	10	Павловка 1 ВН - Ярославка ВН	71	72	520	13.8
10	11	Ярославка ВН – Павловка – 1 ВН	36	37	520	7
15	16	Павловка 2 ВН - Агрокомплекс ВН 1	118	117	605	19.5
17	18	Агрокомплекс ВН 2 - ЖБИ-130 ВН	178	177	605	29.3
18	20	ЖБИ-130 ВН - Отпайка 1	195	196	605	32.3
20	19	Отпайка 1 - Михайловка ВН	81	81	605	13.4
5	20	Уссурийск 2 СН - Отпайка 1	276	276	605	45.7

Из результатов расчета режима изображенном на рисунке 3 и таблицы 8 можно сделать вывод что линии загружены слабо и токи не превышают допустимые пределы

Таблица 7 - Расчетные значения напряжений узлов

Номер	Название	U ном	P н	Q н	V	dV
1	Уссурийск 2 ВН	220			220	
2	Уссурийск нейтраль	220			217.22	-1.26
3	Уссурийск нейтраль	220			217.22	-1.26
4	Уссурийск нейтраль	220			217.22	-1.26
5	Уссурийск 2 СН	110			108.58	-1.29
6	Уссурийск 2 НН	10			9.77	-2.25
7	Уссурийск 2 НН	10			9.77	-2.25
8	Уссурийск 2 НН	10			9.77	-2.25
9	Павловка 1 ВН	110	11.6	4.6	106.04	-3.6
10	Ярославка ВН	110	6.2	2.5	105.49	-4.1
11	Павловка 2 ВН	110	10.7	4.6	105.98	-3.66
12	Агрокомплекс ВН 1	110	5.2	2.1	106.58	-3.11
13	Агрокомплекс ВН 2	110	5.2	2.1	106.59	-3.1
14	ЖБИ-130 ВН	110	3	1.2	106.86	-2.85
15	Михайловка ВН	110	14.1	5.6	107.44	-2.32
16	Отпайка 1	110			107.84	-1.97

Вывод: Напряжения находятся в пределах нормы.

2.6 Анализ перспективного режима 1 варианта

В нормальном перспективном режиме включено всё необходимое оборудование для наиболее экономичной передачи электрической мощности.

Результаты расчета нормального перспективного установившегося режима сведены в таблицы 6 - 8 и представлены на листах графической части выпускной квалификационной работе.

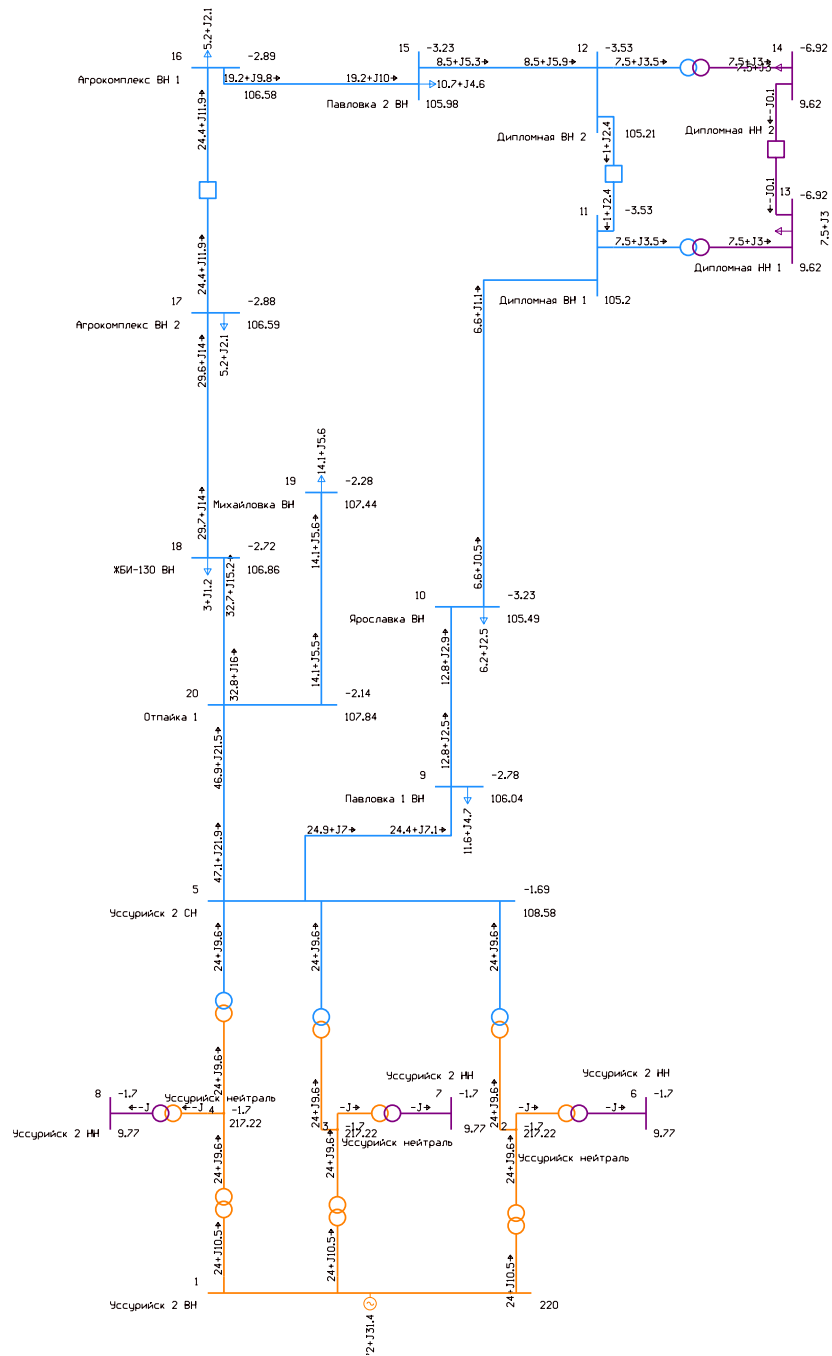


Рисунок 2 – Схема перспективного режима RastWin

Таблица 8 – Расчетные значения токов схемы

№ нач	№ кон	Название	I нач	I кон	Iдоп расч	I/I_доп
5	9	Уссурийск 2 СН - Павловка 1 ВН	137	139	330	42
9	10	Павловка 1 ВН - Ярославка ВН	71	72	520	13.8
10	11	Ярославка ВН - Дипломная ВН 1	36	37	520	7
12	15	Дипломная ВН 2 - Павловка 2 ВН	57	55	520	10.9
15	16	Павловка 2 ВН - Агрокомплекс ВН 1	118	117	605	19.5
17	18	Агрокомплекс ВН 2 - ЖБИ-130 ВН	178	177	605	29.3
18	20	ЖБИ-130 ВН - Отпайка 1	195	196	605	32.3
20	19	Отпайка 1 - Михайловка ВН	81	81	605	13.4
5	20	Уссурийск 2 СН - Отпайка 1	276	276	605	45.7

Из результатов расчета перспективного режима изображенном на рисунке 6 и таблицы 8 можно сделать вывод что линии загружены слабо и токи не превышают допустимые пределы.

Таблица 9 - Расчетные значения напряжений узлов

Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	V	dV
1	Уссурийск 2 ВН	220			220	
2	Уссурийск нейтраль	220			217.22	-1.26
3	Уссурийск нейтраль	220			217.22	-1.26
4	Уссурийск нейтраль	220			217.22	-1.26
5	Уссурийск 2 СН	110			108.58	-1.29
6	Уссурийск 2 НН	10			9.77	-2.25
7	Уссурийск 2 НН	10			9.77	-2.25
8	Уссурийск 2 НН	10			9.77	-2.25
9	Павловка 1 ВН	110	11.6	4.6	106.04	-3.6
10	Ярославка ВН	110	6.2	2.5	105.49	-4.1
11	Дипломная ВН 1	110			105.2	-4.36
12	Дипломная ВН 2	110			105.21	-4.36
13	Дипломная НН 1	10	7.5	3	9.62	-3.8
14	Дипломная НН 2	10	7.5	3	9.62	-3.8
15	Павловка 2 ВН	110	10.7	4.6	105.98	-3.66
16	Агрокомплекс ВН 1	110	5.2	2.1	106.58	-3.11
17	Агрокомплекс ВН 2	110	5.2	2.1	106.59	-3.1
18	ЖБИ-130 ВН	110	3	1.2	106.86	-2.85
19	Михайловка ВН	110	14.1	5.6	107.44	-2.32
20	Отпайка 1	110			107.84	-1.97

Вывод: Напряжения находятся в пределах нормы.

2.8 Анализ аварийного режима 1 варианта.

Рассмотрим аварийные режимы с поочередным отключением линий на головном участке.

-Отключение 1 трансформатора на ПС Дипломная

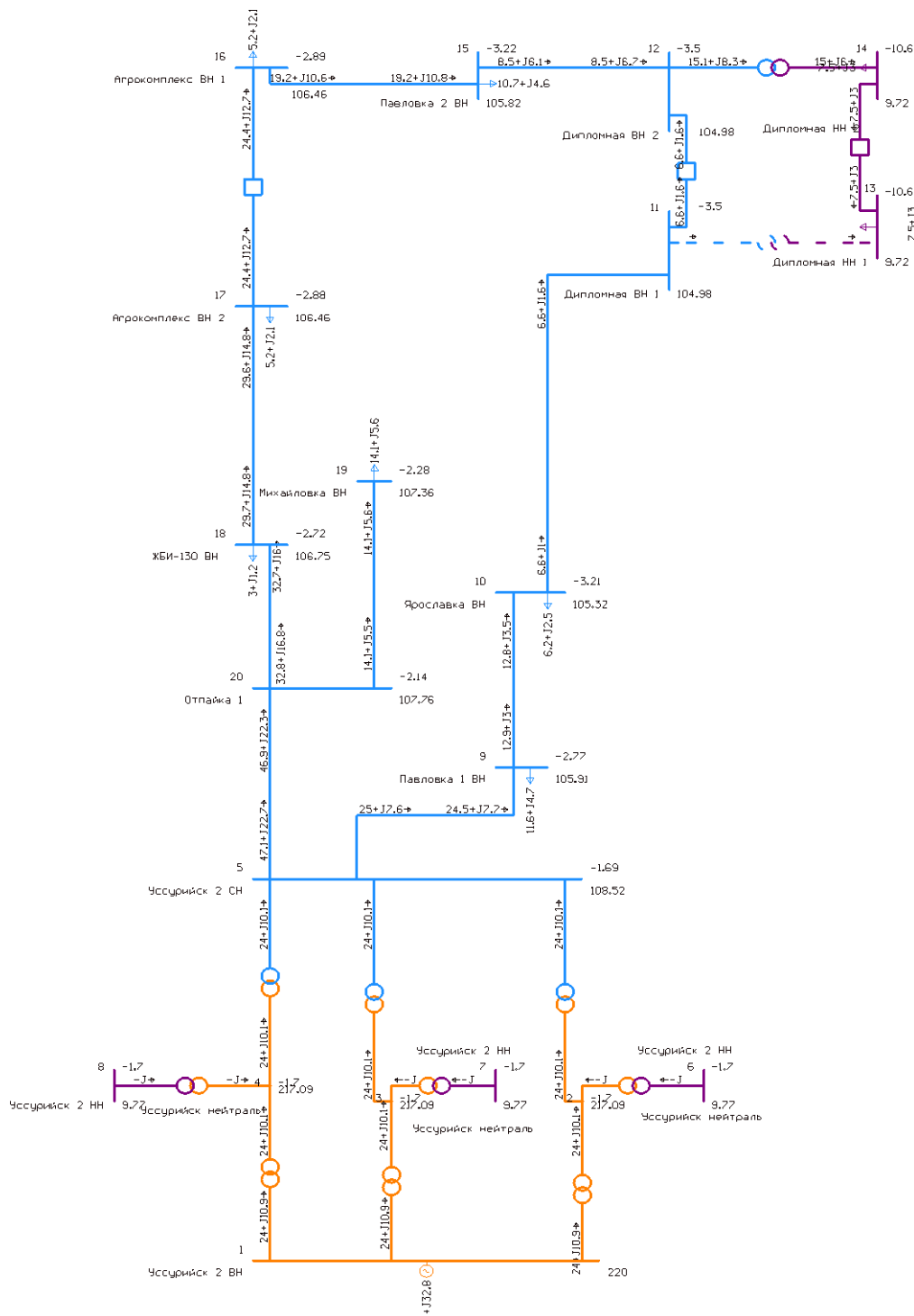


Рисунок 3 – Схема послеаварийного режима RastrWin с отключенным трансформатором на ПС Дипломная

Таблица 10 – Расчетные значения токов схемы

№ нач	№ кон	Название	I нач	I кон	Iдоп расч	I/I_доп
5	9	Уссурийск 2 СН - Павловка 1 ВН	138	139	330	42.1
9	10	Павловка 1 ВН - Ярославка ВН	71	72	520	13.9
10	11	Ярославка ВН - Дипломная ВН 1	36	37	520	7.1
12	15	Дипломная ВН 2 - Павловка 2 ВН	58	56	520	11.1
15	16	Павловка 2 ВН - Агрокомплекс ВН 1	119	118	605	19.6
17	18	Агрокомплекс ВН 2 - ЖБИ-130 ВН	178	178	605	29.5
18	20	ЖБИ-130 ВН - Отпайка 1	195	196	605	32.4
20	19	Отпайка 1 - Михайловка ВН	81	81	605	13.5
5	20	Уссурийск 2 СН - Отпайка 1	277	277	605	45.8

Из результатов расчета послеаварийного режима изображенном на рисунке 8 и таблицы 10 можно сделать вывод что линии загружены слабо и токи не превышают допустимые пределы.

Таблица 11 - Расчетные значения напряжений узлов

Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	V	dV
1	Уссурийск 2 ВН	220			220	
2	Уссурийск нейтраль	220			217.17	-1.29
3	Уссурийск нейтраль	220			217.17	-1.29
4	Уссурийск нейтраль	220			217.17	-1.29
5	Уссурийск 2 СН	110			108.56	-1.31
6	Уссурийск 2 НН	10			9.77	-2.27
7	Уссурийск 2 НН	10			9.77	-2.27
8	Уссурийск 2 НН	10			9.77	-2.27
9	Павловка 1 ВН	110	11.6	4.6	105.98	-3.65
10	Ярославка ВН	110	6.2	2.5	105.42	-4.17
11	Дипломная ВН 1	110			105.1	-4.45
12	Дипломная ВН 2	110			105.11	-4.45
13	Дипломная НН 1	10	7.5	3	9.29	-3.12
14	Дипломная НН 2	10	7.5	3	9.29	-3.12
15	Павловка 2 ВН	110	10.7	4.6	105.91	-3.72
16	Агрокомплекс ВН 1	110	5.2	2.1	106.53	-3.16
17	Агрокомплекс ВН 2	110	5.2	2.1	106.53	-3.15
18	ЖБИ-130 ВН	110	3	1.2	106.82	-2.89
19	Михайловка ВН	110	14.1	5.6	107.41	-2.35
20	Отпайка 1	110			107.8	-2

Вывод: Напряжения находятся в пределах нормы.

-Отключение линии (Дипломная-Павловка -2)

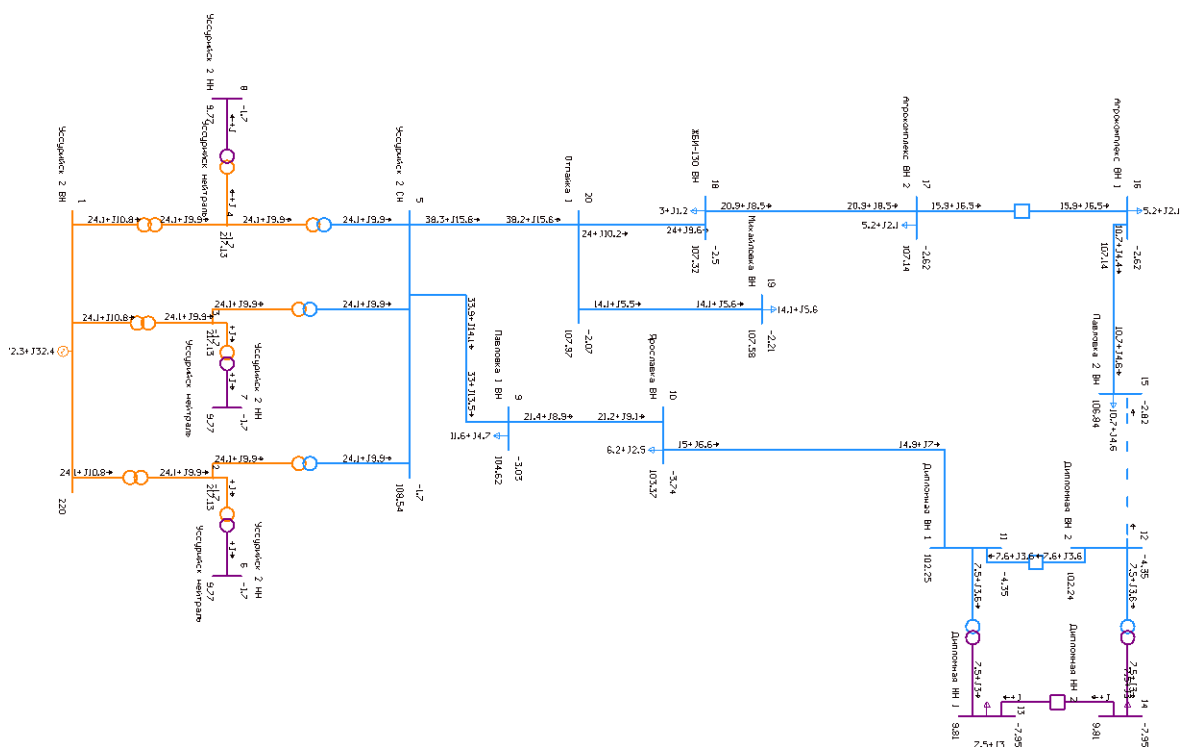


Рисунок 4 – Схема послеаварийного режима RastrWin с отключенной линией
(Дипломная-Павловка -2)

Таблица 12 – Расчетные значения токов схемы

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Iдоп_расч	I/I_dop
5	9	Уссурийск 2 СН - Павловка 1 ВН	102	103	330	31.2
9	10	Павловка 1 ВН - Ярославка ВН	35	36	520	7
10	11	Ярославка ВН - Дипломная ВН 1			520	
12	15	Дипломная ВН 2 - Павловка 2 ВН	92	90	520	17.7
15	16	Павловка 2 ВН - Агрокомплекс ВН 1	154	153	605	25.5
17	18	Агрокомплекс ВН 2 - ЖБИ-130 ВН	214	214	605	35.4
18	20	ЖБИ-130 ВН - Отпайка 1	232	232	605	38.4
20	19	Отпайка 1 - Михайловка ВН	81	81	605	13.5
5	20	Уссурийск 2 СН - Отпайка 1	313	313	605	51.8

Таблица 13 - Расчетные значения напряжений узлов

Номер	Название	U ном	P н	Q н	V	dV
1	Уссурийск 2 ВН	220			220	
2	Уссурийск нейтраль	220			217.13	-1.31
3	Уссурийск нейтраль	220			217.13	-1.31
4	Уссурийск нейтраль	220			217.13	-1.31
5	Уссурийск 2 СН	110			108.54	-1.33
6	Уссурийск 2 НН	10			9.77	-2.29
7	Уссурийск 2 НН	10			9.77	-2.29
8	Уссурийск 2 НН	10			9.77	-2.29
9	Павловка 1 ВН	110	11.6	4.6	106.56	-3.12
10	Ярославка ВН	110	6.2	2.5	106.24	-3.42
11	Дипломная ВН 1	110			104.42	-4.07
12	Дипломная ВН 2	110			104.43	-4.07
13	Дипломная НН 1	10	7.5	3	9.54	-4.59
14	Дипломная НН 2	10	7.5	3	9.54	-4.59
15	Павловка 2 ВН	110	10.7	4.6	105.53	-4.06
16	Агрокомплекс ВН 1	110	5.2	2.1	106.27	-3.39
17	Агрокомплекс ВН 2	110	5.2	2.1	106.28	-3.38
18	ЖБИ-130 ВН	110	3	1.2	106.6	-3.09
19	Михайловка ВН	110	14.1	5.6	107.32	-2.44
20	Отпайка 1	110			107.71	-2.08

Рисунок 5 – Схема послеаварийного режима RastrWin с отключенной линией Дипломная-Ярославка

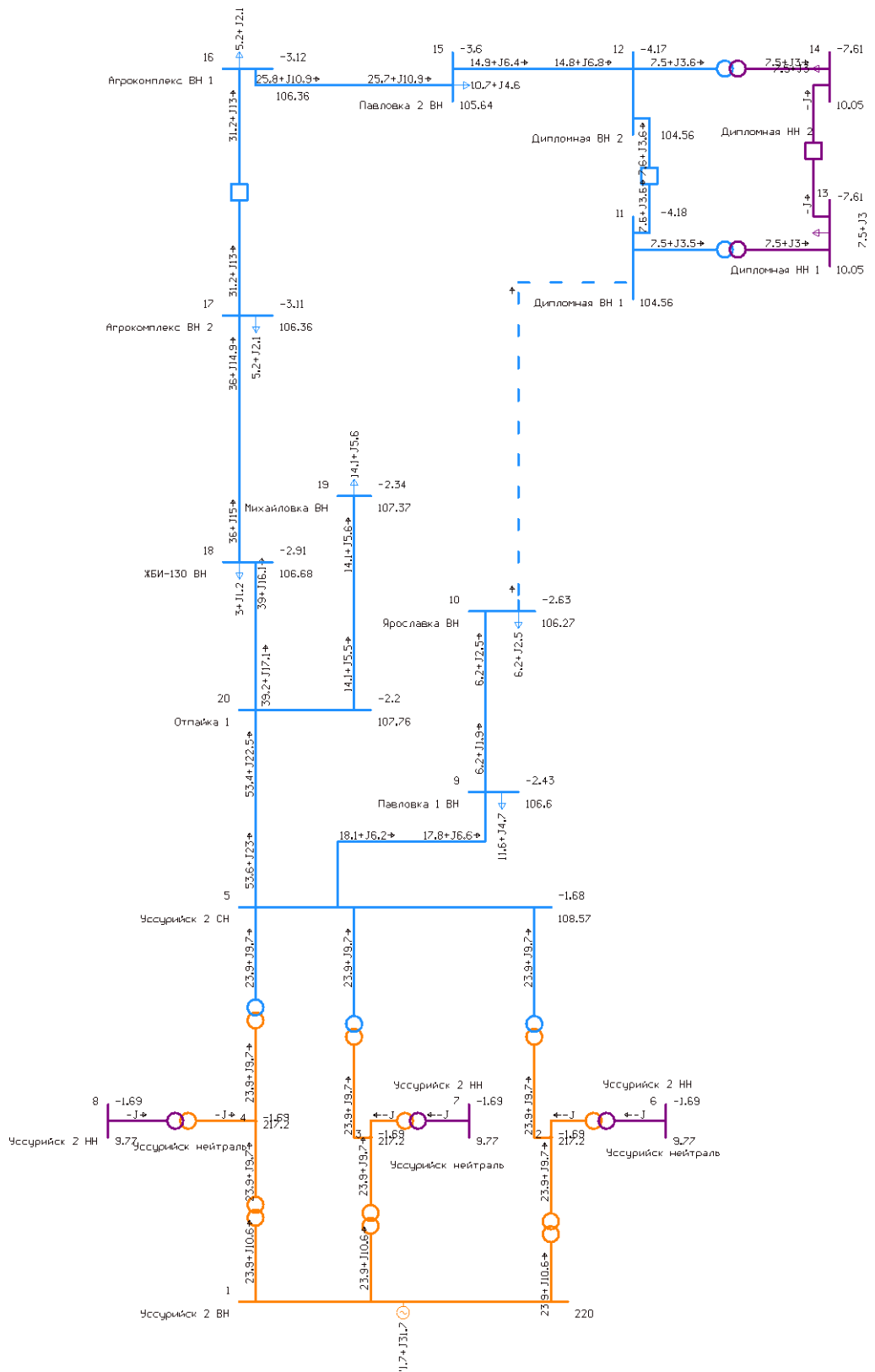


Таблица 14 – Расчетные значения токов схемы

N нач	N кон	Название	I нач	I кон	Iдоп расч	I/I_доп
5	9	Уссурийск 2 СН - Павловка 1 ВН	195	197	330	59.7
9	10	Павловка 1 ВН - Ярославка ВН	128	129	520	24.8
10	11	Ярославка ВН - Дипломная ВН 1	92	93	520	17.9
12	15	Дипломная ВН 2 - Павловка 2 ВН			520	
15	16	Павловка 2 ВН - Агрокомплекс ВН 1	63	62	605	10.4
17	18	Агрокомплекс ВН 2 - ЖБИ-130 ВН	122	121	605	20.1
18	20	ЖБИ-130 ВН - Отпайка 1	139	140	605	23.1
20	19	Отпайка 1 - Михайловка ВН	81	81	605	13.4
5	20	Уссурийск 2 СН - Отпайка 1	220	221	605	36.5

Из результатов расчета послеаварийного режима изображенном на рисунке 12 и таблицы 14 можно сделать вывод что линии загружены слабо и токи не превышают допустимые пределы.

Таблица 15 - Расчетные значения напряжений узлов

Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	V	dV
1	Уссурийск 2 ВН	220			220	
2	Уссурийск нейтраль	220			217.13	-1.3
3	Уссурийск нейтраль	220			217.13	-1.3
4	Уссурийск нейтраль	220			217.13	-1.3
5	Уссурийск 2 СН	110			108.54	-1.33
6	Уссурийск 2 НН	10			9.77	-2.29
7	Уссурийск 2 НН	10			9.77	-2.29
8	Уссурийск 2 НН	10			9.77	-2.29
9	Павловка 1 ВН	110	11.6	4.6	104.62	-4.89
10	Ярославка ВН	110	6.2	2.5	103.36	-3.03
11	Дипломная ВН 1	110			102.24	-4.05
12	Дипломная ВН 2	110			102.24	-4.06
13	Дипломная НН 1	10	7.5	3	9.33	-4.72
14	Дипломная НН 2	10	7.5	3	9.33	-4.72
15	Павловка 2 ВН	110	10.7	4.6	106.84	-2.87
16	Агрокомплекс ВН 1	110	5.2	2.1	107.14	-2.6
17	Агрокомплекс ВН 2	110	5.2	2.1	107.14	-2.6
18	ЖБИ-130 ВН	110	3	1.2	107.32	-2.44
19	Михайловка ВН	110	14.1	5.6	107.58	-2.2
20	Отпайка 1	110			107.97	-1.84

2.8 Анализ перспективного режима 2 варианта

В нормальном перспективном режиме включено всё необходимое оборудование для наиболее экономичной передачи электрической мощности.

Результаты расчета нормального перспективного установившегося режима сведены в таблицы 10 - 11 и представлены на листах графической части дипломного проекта.

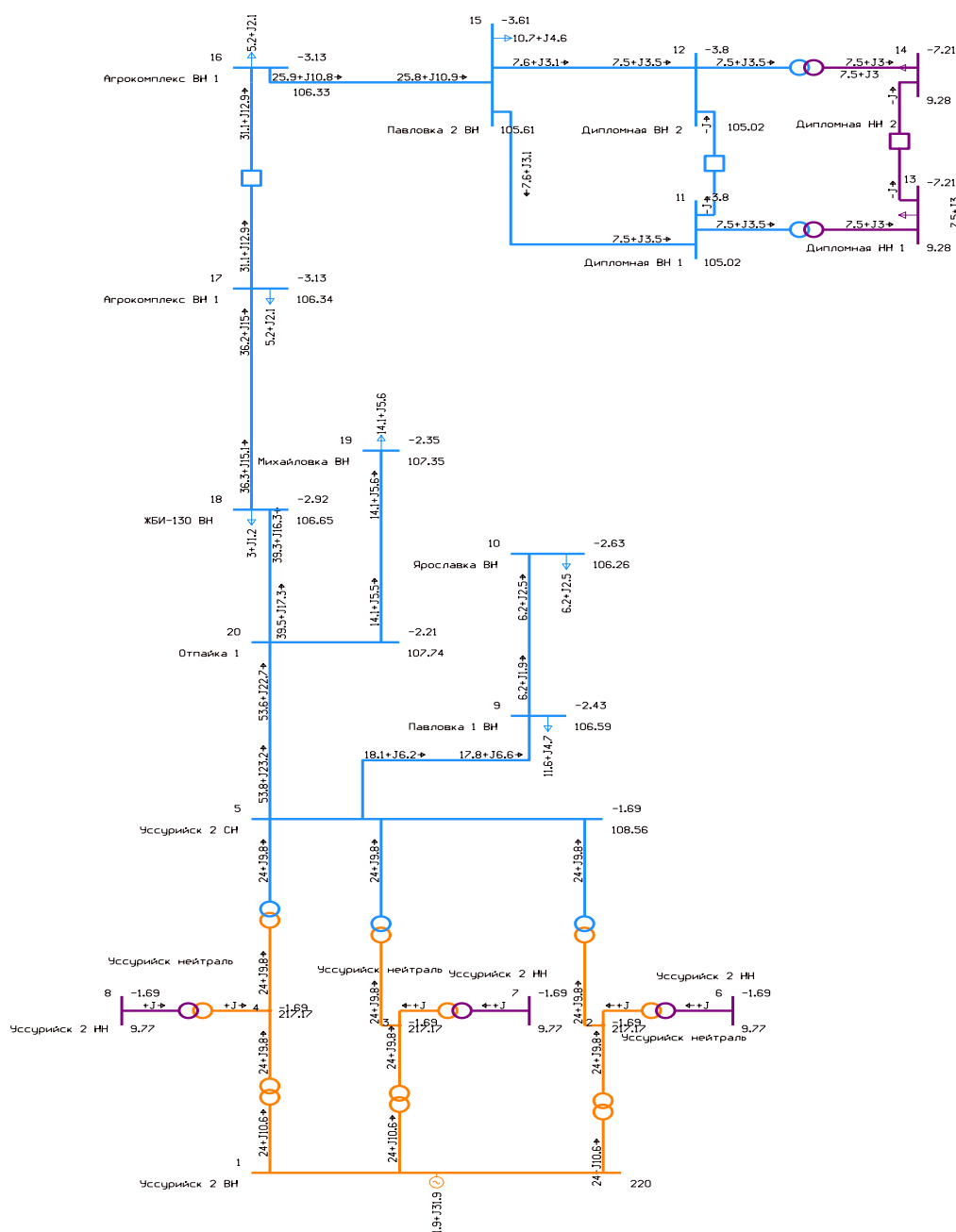


Рисунок 6 – Схема перспективного режима RastrWin

Таблица 16 – Расчетные значения токов схемы

№ нач	№ кон	Название	I нач	I кон	I _{доп} расч	I/I _{доп}
5	9	Уссурийск 2 СН - Павловка 1 ВН	101	103	330	31.2
9	10	Павловка 1 ВН - Ярославка ВН	35	36	520	7
15	11	Павловка 2 ВН - Дипломная ВН 1	45	46	520	8.8
12	15	Дипломная ВН 2 - Павловка 2 ВН	46	45	520	8.8
15	16	Павловка 2 ВН - Агрокомплекс ВН 1	153	152	605	25.3
17	18	Агрокомплекс ВН 1 - ЖБИ-130 ВН	213	213	605	35.2
18	20	ЖБИ-130 ВН - Отпайка 1	230	231	605	38.2
20	19	Отпайка 1 - Михайловка ВН	81	81	605	13.5
5	20	Уссурийск 2 СН - Отпайка 1	312	312	605	51.6

Из результатов расчета перспективного режима изображенном на рисунке 14 и 16 таблицы можно сделать вывод что линии загружены слабо и токи не превышают допустимые пределы.

Таблица 17 - Расчетные значения напряжений узлов

Номер	Название	U _{ном}	P _н	Q _н	V	dV
1	Уссурийск 2 ВН	220			220	
2	Уссурийск нейтраль	220			217.17	-1.28
3	Уссурийск нейтраль	220			217.17	-1.28
4	Уссурийск нейтраль	220			217.17	-1.28
5	Уссурийск 2 СН	110			108.56	-1.31
6	Уссурийск 2 НН	10			9.77	-2.27
7	Уссурийск 2 НН	10			9.77	-2.27
8	Уссурийск 2 НН	10			9.77	-2.27
9	Павловка 1 ВН	110	11.6	4.6	106.59	-3.1
10	Ярославка ВН	110	6.2	2.5	106.26	-3.4
11	Дипломная ВН 1	110			105.02	-4.53
12	Дипломная ВН 2	110			105.02	-4.53
13	Дипломная НН 1	10	7.5	3	9.28	-4.21
14	Дипломная НН 2	10	7.5	3	9.28	-4.21
15	Павловка 2 ВН	110	10.7	4.6	105.61	-3.99
16	Агрокомплекс ВН 1	110	5.2	2.1	106.33	-3.34
17	Агрокомплекс ВН 1	110	5.2	2.1	106.34	-3.33
18	ЖБИ-130 ВН	110	3	1.2	106.65	-3.05
19	Михайловка ВН	110	14.1	5.6	107.35	-2.41
20	Отпайка 1	110			107.74	-2.05

Вывод: Напряжения находятся в пределах нормы.

Таблица 18 – Расчетные значения токов схемы

№ нач	№ кон	Название	I нач	I кон	Iдоп расч	I/I_доп
5	9	Уссурийск 2 СН - Павловка 1 ВН	102	103	330	31.2
9	10	Павловка 1 ВН - Ярославка ВН	35	36	520	7
15	11	Павловка 2 ВН - Дипломная ВН 1	45	46	520	8.9
12	15	Дипломная ВН 2 - Павловка 2 ВН	47	46	520	9
15	16	Павловка 2 ВН - Агрокомплекс ВН 1	155	154	605	25.5
17	18	Агрокомплекс ВН 1 - ЖБИ-130 ВН	215	215	605	35.5
18	20	ЖБИ-130 ВН - Отпайка 1	232	233	605	38.5
20	19	Отпайка 1 - Михайловка ВН	81	81	605	13.5
5	20	Уссурийск 2 СН - Отпайка 1	313	314	605	51.9

Из результатов расчета послеаварийного режима изображенном на рисунке 18 и таблицы 20 можно сделать вывод что линии загружены слабо и токи не превышают допустимые пределы.

Таблица 19 - Расчетные значения напряжений узлов

Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	V	dV
1	Уссурийск 2 ВН	220			220	
2	Уссурийск нейтраль	220			217.11	-1.31
3	Уссурийск нейтраль	220			217.11	-1.31
4	Уссурийск нейтраль	220			217.11	-1.31
5	Уссурийск 2 СН	110			108.53	-1.34
6	Уссурийск 2 НН	10			9.77	-2.3
7	Уссурийск 2 НН	10			9.77	-2.3
8	Уссурийск 2 НН	10			9.77	-2.3
9	Павловка 1 ВН	110	11.6	4.6	106.55	-3.13
10	Ярославка ВН	110	6.2	2.5	106.23	-3.43
11	Дипломная ВН 1	110			104.9	-4.64
12	Дипломная ВН 2	110			104.9	-4.64
13	Дипломная НН 1	10	7.5	3	8.96	-4.39
14	Дипломная НН 2	10	7.5	3	8.96	-4.39
15	Павловка 2 ВН	110	10.7	4.6	105.51	-4.09
16	Агрокомплекс ВН 1	110	5.2	2.1	106.25	-3.41
17	Агрокомплекс ВН 1	110	5.2	2.1	106.26	-3.4
18	ЖБИ-130 ВН	110	3	1.2	106.58	-3.11
19	Михайловка ВН	110	14.1	5.6	107.31	-2.45
20	Отпайка 1	110			107.7	-2.09

Вывод: Напряжения находятся в пределах нормы.

-Отключение линии (Дипломная-Павловка -2)

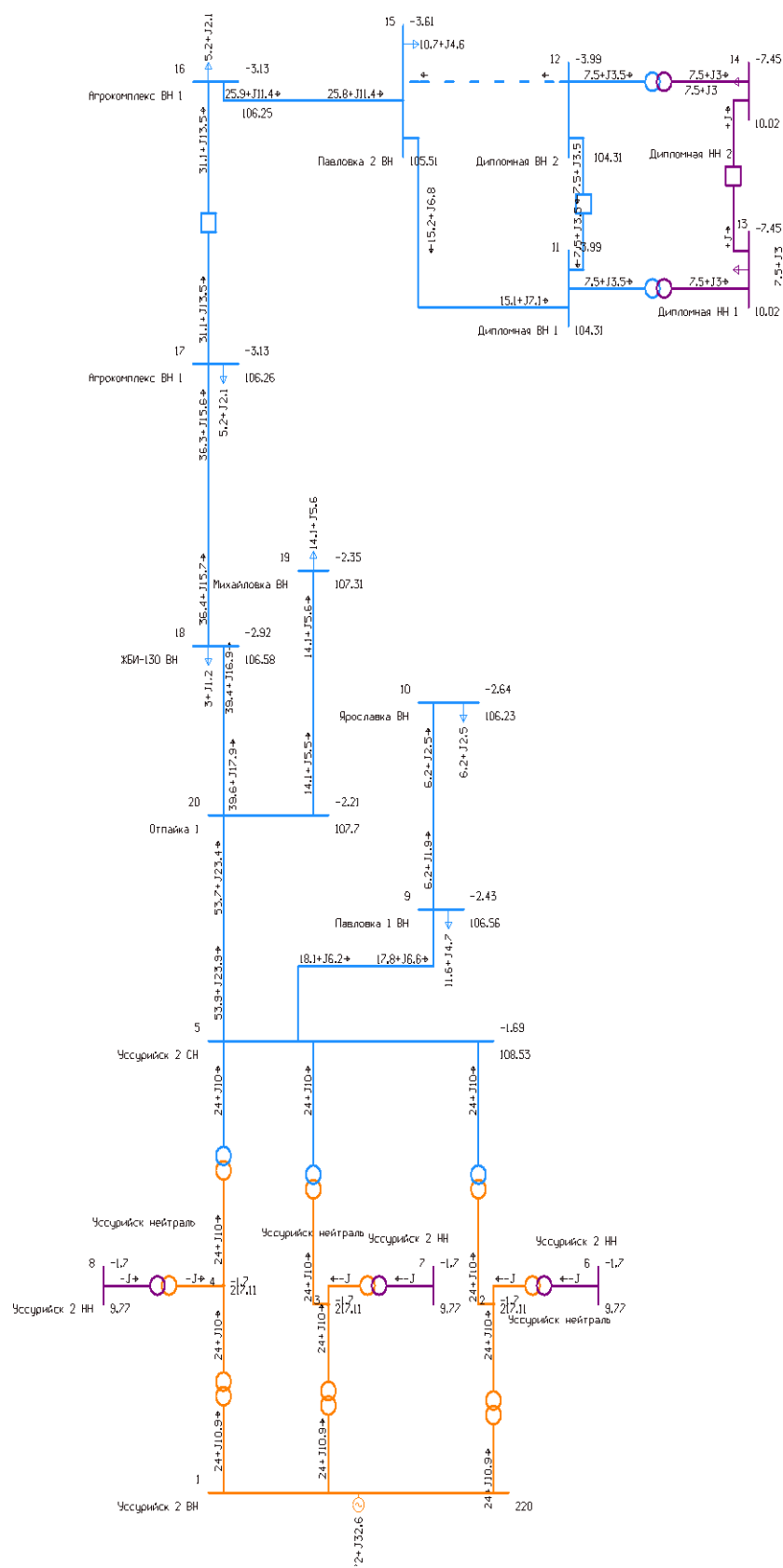


Рисунок 8 – Схема послеаварийного режима RastrWin с отключенной линией (Дипломная-Павловка -2)

Таблица 20 – Расчетные значения токов схемы

№ нач	№ кон	Название	I нач	I кон	Iдоп расч	I/I_доп
5	9	Уссурийск 2 СН - Павловка 1 ВН	102	103	330	31.2
9	10	Павловка 1 ВН - Ярославка ВН	35	36	520	7
15	11	Павловка 2 ВН - Дипломная ВН 1	91	92	520	17.7
12	15	Дипломная ВН 2 - Павловка 2 ВН			520	
15	16	Павловка 2 ВН - Агрокомплекс ВН 1	155	154	605	25.6
17	18	Агрокомплекс ВН 1 - ЖБИ-130 ВН	215	215	605	35.5
18	20	ЖБИ-130 ВН - Отпайка 1	232	233	605	38.5
20	19	Отпайка 1 - Михайловка ВН	81	81	605	13.5
5	20	Уссурийск 2 СН - Отпайка 1	313	314	605	51.9

Таблица 21 - Расчетные значения напряжений узлов

Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	V	dV
1	Уссурийск 2 ВН	220			220	
2	Уссурийск нейтраль	220			217.11	-1.31
3	Уссурийск нейтраль	220			217.11	-1.31
4	Уссурийск нейтраль	220			217.11	-1.31
5	Уссурийск 2 СН	110			108.53	-1.34
6	Уссурийск 2 НН	10			9.77	-2.3
7	Уссурийск 2 НН	10			9.77	-2.3
8	Уссурийск 2 НН	10			9.77	-2.3
9	Павловка 1 ВН	110	11.6	4.6	106.56	-3.13
10	Ярославка ВН	110	6.2	2.5	106.23	-3.43
11	Дипломная ВН 1	110			104.31	-3.18
12	Дипломная ВН 2	110			104.31	-3.18
13	Дипломная НН 1	10	7.5	3	9.21	-4.89
14	Дипломная НН 2	10	7.5	3	9.21	-4.89
15	Павловка 2 ВН	110	10.7	4.6	105.51	-4.08
16	Агрокомплекс ВН 1	110	5.2	2.1	106.25	-3.41
17	Агрокомплекс ВН 1	110	5.2	2.1	106.26	-3.4
18	ЖБИ-130 ВН	110	3	1.2	106.58	-3.11
19	Михайловка ВН	110	14.1	5.6	107.31	-2.45
20	Отпайка 1	110			107.7	-2.09

Вывод: Напряжения находятся в пределах нормы.

2.10 Выбор схемы РУ 110 кВ

Так как ПС 110/10 кВ «Дипломная» подключается в расечку существующей ВЛ 110 кВ «Павловка-2» - «Ярославка», с образованием двух

линий 110 кВ (двухстороннее питание), то схема РУ 110 кВ принимается по типовой схеме №110-5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов».

На строящуюся подстанцию предусмотрен заход двух линий 110 кВ:

- 1) ВЛ-110 кВ «Дипломная» - «Павловка-2» на I секцию 110 кВ
- 2) ВЛ-110 кВ «Дипломная» - «Ярославка» на II секцию 110 кВ;

2.11 Выбор схемы РУ 10 кВ

Проектируемая схема РУ-10 кВ принимается типовой по схеме №10-1 «Одна, секционированная выключателем система шин».

В модульном здании КРУ-10 кВ проектом предусматривается четыре резервных места под линейные ячейки 10 кВ (по два места на каждую секцию 10 кВ)

2.12 Выбор числа и мощности трансформаторов

В данном разделе рассматривается выбор количества и мощности силовых трансформаторов устанавливаемых на ПС «Дипломная» в связи с увеличением нагрузок с учетом на перспективу и подключением компенсирующих устройств на напряжении 110 кВ данной ПС.

Выбор числа и мощности трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности осуществляется в зависимости от категорийности потребителей. Если в составе нагрузки подстанции имеются потребители 1-й категории, то число устанавливаемых трансформаторов на подстанции должно быть не менее двух. Установка на подстанции более двух трансформаторов не рекомендуется и должна быть обоснована специально [4].

В выпускной квалификационной работе, как говорилось ранее, отсутствуют потребители первой категории, следовательно, достаточно наличие двух взаиморезервирующих источников питания. Исходя из вышесказанного, делаем вывод о том, что на подстанции требуется установка двух трансформаторов.

Расчетная мощность двухобмоточного трансформатора для подстанции определяется по следующей формуле (МВА) [4]:

$$S_p = \frac{\sqrt{(P_{cp})^2 + (Q_{неск})^2}}{n_T \cdot K_3^{ОПТ}} = 0,1 \quad (10)$$

где S_p – расчётная мощность трансформатора (МВА);

P_{cp} – средняя активная мощность в зимний период передаваемая соответственно трансформатором в сеть низкого и среднего напряжения (МВт);

$Q_{неск}$ – реактивная мощность в зимний период передаваемая соответственно трансформатором в сеть низкого и среднего напряжения определенная согласно оптимизации режима работы сети (МВАр);

n_T – число трансформаторов;

$K_3^{ОПТ}$ – оптимальный коэффициент загрузки для двухтрансформаторной подстанции (0,7) .

Проверка выбранного трансформатора осуществляется по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режиме работы:

$$K_3^{норм} = \frac{\sqrt{(P_{cp})^2 + (Q_{неск})^2}}{n_T \cdot S_{Тном}} \quad (11)$$

$$K_3^{авар} = \frac{\sqrt{(P_{cp})^2 + (Q_{неск})^2}}{(n_T - 1) \cdot S_{Тном}} \quad (12)$$

К послеаварийному режиму работы относится отключение одного из трансформаторов.

Выбираем марку и мощность трансформаторов устанавливаемых на ПС «Дипломная» с учетом прогнозирования нагрузки и расчетной мощность трансформатора:

$$S_p = \frac{\sqrt{(15.414)^2 + (7.706)^2}}{2 \cdot 0,7} = 12,309$$

Выбираем двухобмоточный трансформатор типа ТДН 16000/110 с номинальной мощностью 16 МВА, номинальное напряжение низкой стороны 10 кВ. Охлаждение осуществляется принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла, трансформатор имеет устройство регулирования напряжения под нагрузкой.

$$K_3^{норм} = \frac{\sqrt{(15.414)^2 + (7.706)^2}}{2 \cdot 16} = 0,539$$

$$K_3^{авар} = \frac{\sqrt{(41,667)^2 + (20)^2}}{16} = 1,077$$

Коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы имеют приемлемые значения. Следовательно данный тип трансформатора оставляем.

2.13 Выбор сечений проводников

В сетях напряжением 110 кВ используются сталеалюминевые провода марки АС. Данный провод имеет сравнительно небольшую стоимость, так как состоит преимущественно из алюминиевых жил. Вместе с тем стальные жилы служат каркасом для увеличения прочности данного проводника.

Для выбора сечения проводника воспользуемся методом экономических токовых интервалов [8]. Чтобы выбрать сечение используя этот метод, необходимо найти максимальный ток, проходящий через данный проводник [9]:

$$I_{max} = \frac{\sqrt{P_{max}^2 + Q_{неск}^2}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}}, \quad (11)$$

где P_{max} , $Q_{неск}$ – потоки активной максимальной и некомпенсированной реактивной мощностей, МВт, Мвар;

n – количество цепей;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение сети, кВ.

Значения мощностей берем для зимнего периода, т.е. для сезона максимальных нагрузок.

Произведем проверку провода линии, подходящей к ПС Ярославка от Павловка - 2, в связи с увеличением нагрузки:

$$I_{max} = \frac{\sqrt{19.267^2 + 7.706^2}}{2\sqrt{3} \cdot 110} = 0,054 \text{ кА}$$

Определим расчетный ток, по которому далее и будем выбирать сечение проводника [20]:

$$I_P = I_{max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t, \quad (12)$$

где α_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии;

α_t – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии и совмещение максимумов нагрузки в электрической сети.

$$\alpha_i = 1;$$

$$\alpha_t = 1,3.$$

$$I_P = 0,054 \cdot 1 \cdot 1,3 = 0,069 \text{ кА}$$

Для выбора сечения проводника воспользуемся каталогом [8].

Согласно данной таблице провод АС-185, который в настоящий момент установлен на ЛЭП справится с возросшей нагрузкой на подстанции.

В послеаварийном режиме загрузка провода будет:

$$I_P = 0,054 \cdot 2 \cdot 1,3 = 0,1404 \text{ кА}$$

2.14 Расчет токов короткого замыкания в ПВК Rastrwin3

Для существующей схемы электроснабжения необходимо проанализировать токи короткого замыкания и сделать анализ о режиме работы коммутационной аппаратуры. Данный расчет проводился в программе ПВК Rastrwin 3 для выбора оборудования на всех РУ ПС «Дипломная». Расчетные точки КЗ показаны в таблице 22.

Таблица 22 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка короткого замыкания	Вид короткого замыкания		
	однофазное	двухфазное	трехфазное
Шины 110 кВ ПС Дипломная	2,86	3,64	5,23
Шины 10 кВ ПС Дипломная	7,22	7,22	12,34

Вывод: Был произведен расчет токов КЗ на рассматриваемой ПС Дипломная.

3 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

3.1 Сравнение и выбор вариантов оптимальной схемы подключения

Вариант №1 Подключение в расечку между существующей ВЛ 110 кВ между «Павловка 2» - «Ярославка»

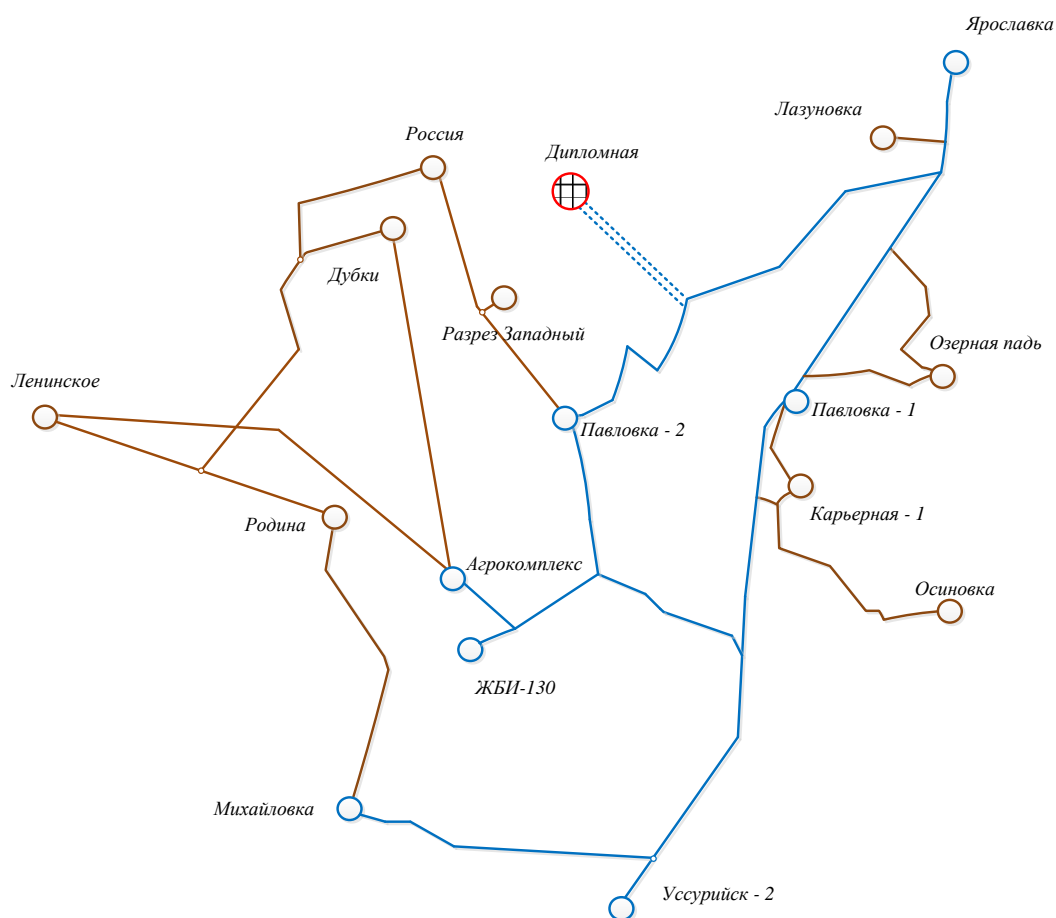


Рисунок 9 – Первый вариант

Вариант №2 Подключение ПС «Дипломная» - «Павловка-2» с образованием 2 линий 110 кВ (двухстороннее питание).

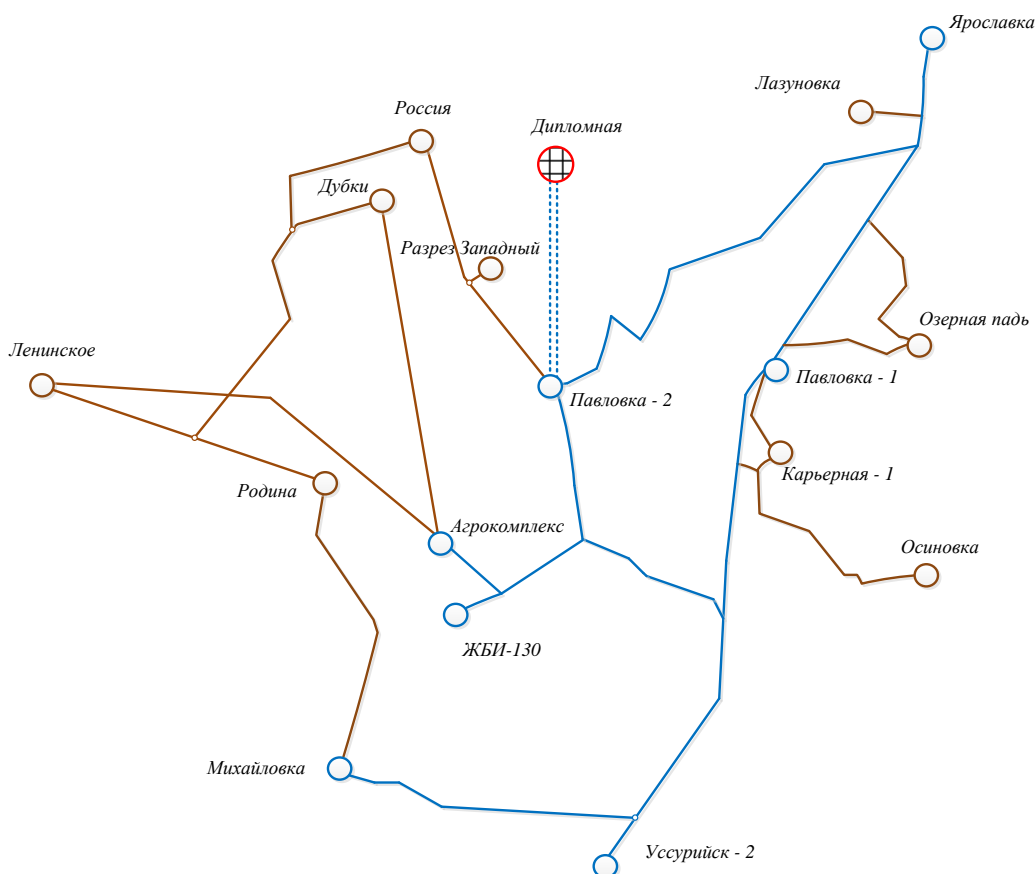


Рисунок 10 – Второй вариант

Вариант №2 является более затратным. Для данного варианта потребуется производить реконструкцию ОРУ «Павловка-2», строить двухцепную линию от ПС «Павловка-2» для которой нужно будет отвести землю под строительство ВЛ

Выбираем вариант №1, т.к. он является более оптимальным по экономным показателям для строительства ВЛ. Подключение проектируемой ПС Дипломная будет произведено в расечку существующей ВЛ.

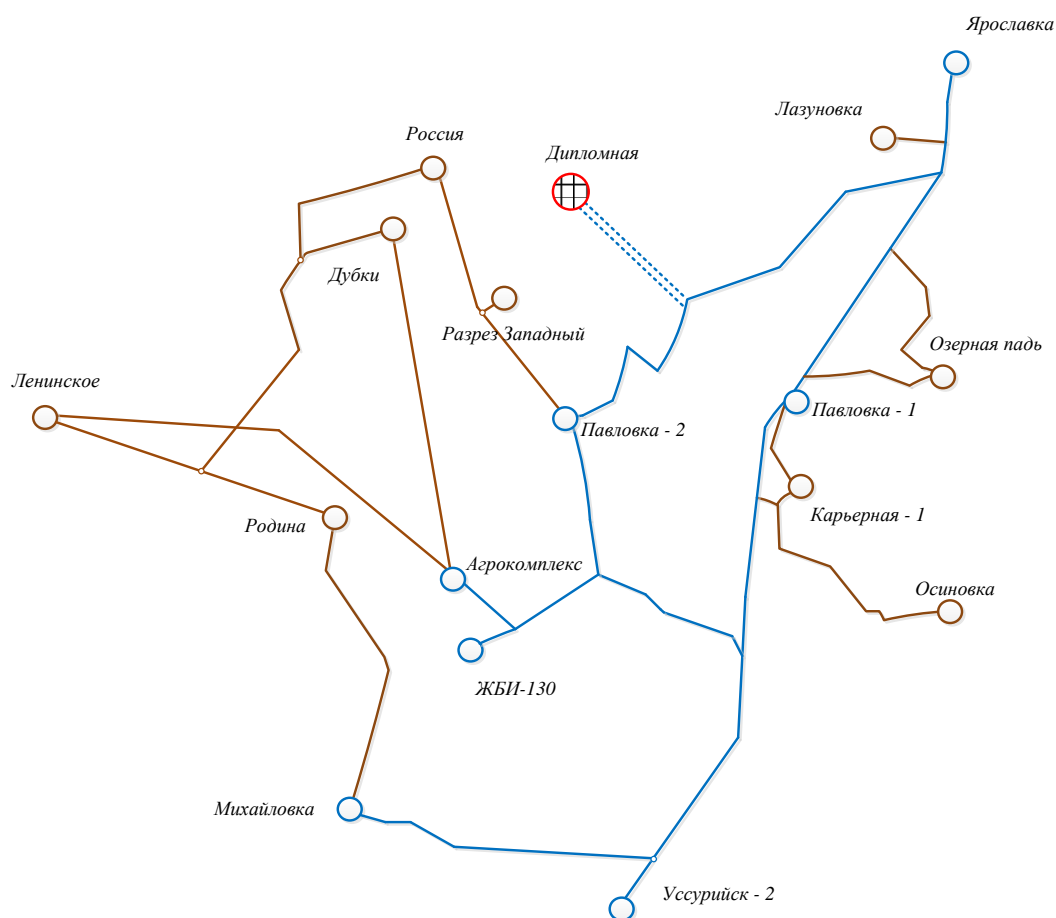


Рисунок 23 – Выбираем 1 вариант

3.2 Затраты на строительство подстанции

Для ориентировочной оценки величины капитальных вложений воспользуемся приближенным методом, на основе укрупненных показателей стоимости сооружения ЛЭП и подстанций, с помощью коэффициентов инфляции. Срок службы подстанционного оборудования принимается 15-20 лет, для ВЛ – 10-15 лет.

3.3 Капитальные вложения

Для создания новых, расширения действующих, а также реконструкции и технического перевооружения предприятий необходимы материальные,

трудовые и денежные ресурсы. Совокупные затраты этих ресурсов называются капиталовложениями. Они используются на строительно-монтажные работы, приобретение технологического оборудования и прочие нужды (транспортные расходы, инвентарь и т.д.).

Для электрических сетей:

$$K = K_{ВЛ\Sigma} + K_{ПС\Sigma} \quad (50)$$

где $K_{ВЛ\Sigma}$ - капиталовложение на сооружение воздушных линий, тыс. руб.;

$K_{ПС}$ - капиталовложение на строительство подстанций, тыс. руб.;

3.4 Расчет капиталовложений на сооружение ВЛЭП.

В капитальные вложения на сооружение линий входят: затраты на изыскательные работы, подготовку трассы (определение собственника, отвод земли и т.д.), затраты на приобретение элементов линии (опор, проводов, изоляторов, линейной арматуры, грозозащитных тросов, заземлителей), транспортировку, монтаж.

Стоимость сооружения 1 км ВЛ зависит от вида промежуточных опор, от сечения провода, от числа цепей на опоре и от материала опор.

Капиталовложение на сооружение воздушных линий определяются:

$$K_{ВЛ} = K_{инф} \cdot \sum L_{ij} \cdot K_{уд} , \quad (51)$$

где $K_{инф} = 2,5$ – коэффициент инфляции;

$k_{уд}$ – удельная стоимость 1 км линии на 110 кВ – 1100 тыс. рублей [16];

$$K_{ВЛ} = 2 \times 10.3 \times 1100 \times 10^3 = 56650000 \text{ рублей};$$

3.5 Расчет капиталовложений на строительство ПС

В капитальные вложения на сооружение подстанций входят: затраты на отвод земли и подготовку территории, приобретение трансформаторов, приобретение РУ ВН и НН, затраты на монтаж и наладку.

Базовые показатели стоимости ПС соответствуют средним условиям строительства, учитывают все затраты производственного назначения.

Капиталовложения на строительство подстанций определяются:

$$K_{ПС} = K_{ОРУ} + K_{ТР} + K_{КВ} + K_{ПОСТ}, \quad (52)$$

где $K_{инф}$ – коэффициент инфляции;

3.6 Капитальные затраты на ОРУ

Стоимость ОРУ зависит от его типа и уровня напряжения.

Капитальные затраты на ОРУ (количество элегазовых выключателей зависит от принятой схемы распределительного устройства на ПС) будут определяться по формуле:

$$K_{ОРУ} = \sum C_{ВЫК.i} \cdot n_{ВЫК}, \quad (53)$$

где $n_{ВЫК}$ - суммарное количество выключателей в схеме;

$C_{ВЫК.i}$ - цена одного выключателя (на 110 кВ – 7000 тыс. рублей; на 10 кВ – 85 тыс. рублей [13]).

$$K_{ру} = 3 \times 85 \times 10^3 + 7000 \times 3 \times 10^3 = 53137500 \text{ рублей};$$

3.7 Капитальные затраты на силовые трансформаторы

Стоимость силового трансформатора зависит от его типа и мощности, а также уровня номинального напряжения. Капитальные затраты на силовые трансформаторы будут определяться по формуле:

$$K_{TP} = K_{инф} \cdot \Sigma C_{TPi} \cdot n_{TP}, \quad (54)$$

где C_{TPi} - цена одного трансформатора [23];

n_{TP} – количество силовых трансформаторов;

$$K_{TP} = 5900 \times 10^3 \times 2 \times k_u = 29500000 \text{ рублей};$$

Капиталовложения на строительство подстанции, руб:

$$K_{ПС} = 253137500 \text{ рублей}$$

Капиталовложения на строительство электрических сетей:

$$K = 309787500 \text{ рублей};$$

3.8 Расчет амортизационных отчислений.

Амортизация – постепенное перенесение стоимости основных фондов (капиталовложений) на производимые с их помощью продукты или работу (услуги). Цель амортизации – накопление финансовых средств для возмещения изношенных основных фондов.

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции; для *i*-го вида оборудования (или программных средств) определяются по формуле:

$$I_{\text{ам}} = \sum_i K_i \cdot \alpha_{\text{ам},i}, \quad (57)$$

где $\alpha_{\text{ам},i}$ - ежегодные нормы отчислений на амортизацию для *i*-го года основных средств.

Ежегодные нормы отчислений на амортизацию определяются по формуле:

$$\alpha_{\text{ам},i} = \frac{1}{T_{\text{сл}}}, \quad (58)$$

где $T_{\text{сл}}$ - срок службы соответствующего оборудования, или амортизационный период; $T_{\text{сл}} = 20$ лет.

Определяем ежегодные издержки на амортизацию:

$$I_{\text{ам}} = \frac{K}{T_{\text{сл}}} = 309787500 \text{ рублей};$$

3.9 Расчет эксплуатационных затрат

В процессе старения деталей и элементов электротехнических устройств происходит изменения в их параметрах и техническом состоянии, появляется вероятность их отключения. В отличие от других видов промышленного оборудования, авария и выход из строя электротехнического оборудования и передаточных устройств не только имеют важное самостоятельное значение, но

и способы вызывать длительные перерывы в электроснабжении, что может привести к значительному экономическому ущербу у потребителей.

Задача организации работ по поддержанию качества и технического состояния оборудования решается в рамках системы планово-предупредительных ремонтов и технического обслуживания, а также аварийных ремонтов, вызванных отказом оборудования.

Эксплуатационные издержки вычисляются по формуле:

$$I = I_{P.O.} + I_A + I_{\Delta W}, \quad (59)$$

где $I_{P.O.}$ – издержки на ремонт и эксплуатацию электрооборудования;

I_A – ежегодные издержки на амортизацию;

$I_{\Delta W}$ – стоимость потерь электроэнергии в сети.

Издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования вычисляются по формулам:

$$I_{P.O.} = I_{P.O.ВЛ} + I_{P.O.ПС} = \alpha_{P.O.ВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{P.O.ПС} \cdot K_{ПС}, \quad (60)$$

где $\alpha_{P.O.ВЛ} = 0,8 \%$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт ВЛ [16];

$\alpha_{P.O.ПС}$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт подстанций $\alpha_{P.O.ПС} = 5\%$ для 110 кВ [16]).

Стоимость потерь электроэнергии в сети вычисляются по формуле:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (61)$$

где ΔW – потери электроэнергии;

$$C_{\Delta W} = 3,54 \text{ руб}/(\text{МВт}\cdot\text{ч}) \text{ – удельная стоимость потерь электроэнергии.}[]$$

Примечание: удельная стоимость потерь электроэнергии для ЕАО взята с сайта федеральной службы цен и тарифов.

Потери электроэнергии вычисляются по формуле:

$$\Delta W = \Delta W_{\text{ВЛ}} + \Delta W_{\text{ПС}} + \Delta W_{\text{КУ}}, \quad (62)$$

где $\Delta W_{\text{ВЛ}}$ – потери мощности в ВЛ (нагрузочные и условно-постоянные);

$\Delta W_{\text{ПС}}$ – потери мощности в трансформаторах (нагрузочные и условно-постоянные);

Нагрузочные потери электроэнергии в ЛЭП вычисляются по формуле:

$$\Delta W_{\text{ВЛ}} = \frac{P_{\text{ЭФ.з}}^2 + Q_{\text{неск.ЭФ.з}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{\text{ВЛ}} \cdot T_{\text{з}} + \frac{P_{\text{ЭФ.л}}^2 + Q_{\text{неск.ЭФ.л}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{\text{ВЛ}} \cdot T_{\text{л}}, \quad (3.13)$$

где $P_{\text{ЭФ.з}}$, $P_{\text{ЭФ.л}}$, $Q_{\text{неск.ЭФ.з}}$, $Q_{\text{неск.ЭФ.л}}$ – потоки эффективной активной и некомпенсированной реактивной мощности, текущей по линии зимой и летом;

$T_{\text{з}}$, $T_{\text{л}}$ – количество зимних и летних часов;

$R_{\text{ВЛ}}$ – сопротивление линии.

Условно-постоянные потери электроэнергии в ЛЭП определяются потерями на корону, вычисляются по формуле:

$$\Delta W_{\text{КОР}} = \Delta W_{\text{уд.КОР}} \cdot L_{\text{ТРС}} \cdot T_{\Gamma}, \quad (63)$$

где $\Delta W_{\text{уд.КОР}}$ - удельные потери на корону на 1км линии, кВт/км;

$L_{\text{ТРС}}$ - суммарная длина трассы всех линий в схеме, км;

T_{Γ} - количество часов в году, ч.

Потери электроэнергии в трансформаторах (нагрузочные и условно-постоянные – потери ХХ) вычисляются по формуле:

$$\Delta W_{\text{ТР}} = \frac{P_{\text{ЭФ.з}}^2 + Q_{\text{неск.ЭФ.з}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{\text{ТР}} \cdot T_{\text{з}} + \frac{P_{\text{ЭФ.л}}^2 + Q_{\text{неск.ЭФ.л}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{\text{ТР}} \cdot T_{\text{л}} + \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot T_{\Gamma}$$

где $P_{\text{ЭФ.з}}$, $P_{\text{ЭФ.л}}$, $Q_{\text{неск.ЭФ.з}}$, $Q_{\text{неск.ЭФ.л}}$ – значения эффективной активной и некомпенсированной реактивной нагрузки подстанции зимой и летом;

$R_{\text{ТР}}$ – активное сопротивление трансформатора;

$\Delta P_{\text{ХХ}}$ – потери мощности холостого хода трансформатора.

Определяем издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования, руб.:

$$I_{\text{р.о.}} = \alpha_{\text{р.о.вл}} \times K_{\text{ВЛ}} + \alpha_{\text{р.о.лс}} \times K_{\text{ПС}} = 13138400 \text{ рублей};$$

Определяем потери мощности в ЛЭП. Результаты показаны в приложении.

Суммарные потери сети на корону в ЛЭП, МВт·ч:

$$\Delta W_{КОР\Sigma} = \Delta W_{уд.КОР} \times L_{ТР\Sigma} = 1850 \times 10^{-3} \times 108 = 268,25 ;$$

Находим суммарные потери электроэнергии в ЛЭП, МВт·ч:

$$\Delta W_{ЛЭП\Sigma} = \Delta W_{ВЛ\Sigma} + \Delta W_{КОР\Sigma} = 0,091 + 268,25 = 268,341 \text{ (МВт·ч)};$$

Находим суммарные потери электроэнергии в схеме, МВт·ч по формуле:

$$\Delta W_{\Sigma} = \Delta W_{ЛЭП\Sigma} + \Delta W_{ТР\Sigma} + \Delta W_{KV} ; \quad (65)$$

$$\Delta W_{\Sigma} = 2,406 \times 10^4 \text{ (МВт·ч)}.$$

Определяем стоимость потерь электроэнергии в сети следующим образом:

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma} \cdot C_{\Delta W} \quad (66)$$

$$I_{\Delta W} = 1217523,002 \text{ рублей};$$

Определяем эксплуатационные издержки:

$$I = I_{P.O.} + I_A + I_{\Delta W} \quad (67)$$

$$I = 113806261,729 \text{ рублей};$$

Определяем среднегодовые расходы:

$$З = E \times K + И$$

$$З = 213785011.729 \text{ рублей}$$

В Таблице 3 приведены расчетные данные для сравнения.

Таблица 3

Варианты	З, руб	И, руб	К, руб
1	213785011.729	113806261.729	309787500
2	294536242.783	126059992.783	444762500

$$\varepsilon = \frac{З_1 - З_2}{З_1} = -37,772\%$$

Вывод: При сравнении данных более выгодным по затратам оказался первый вариант следовательно выбираем его т.к он выгоднее на 37%.

4 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ

4.1 Выбор выключателей

Выключатели являются основными коммутационными аппаратами и служат для отключения и включения цепей в различных режимах работы, наиболее ответственной операцией является отключение токов к.з.

При выборе выключателей необходимо учитывать основные требования, предъявляемые к ним. Выключатели должны надежно отключать любые токи нормального режима и КЗ, а также малые индуктивные и емкостные токи, не допуская появления опасных коммутационных перенапряжений.

Конструкция выключателя должна быть простой, удобной для эксплуатации и транспортировки, выключатель должен обладать высокой ремонтпригодностью, взрывобезопасностью и пожаробезопасностью.

Выключатели выбирают по номинальному напряжению $U_{ном}$, продолжительному номинальному току $I_{ном}$, отключающей способности, электродинамической и термической стойкости. Электродинамическая стойкость характеризуется наибольшим допусаемым током к.з. (максимальное мгновенное значение полного тока) $I_{дин макс}$. Условие проверки на электродинамическую стойкость имеет вид:

$$I_{уд} < I_{дин макс}, \quad (14)$$

где $I_{уд}$ – расчетный ударный ток в цепи.

Отключающая способность выключателя задана номинальным током отключения $I_{отк}$ в виде действующего значения периодической составляющей тока.

Проверка на термическую стойкость заключается выполняется по следующему условию:

$$W_k \leq I_T^2 \cdot t_T; \quad (15)$$

Тепловой импульс тока КЗ рассчитывается по выражению :

$$W_k = I_k^2 (t_{откл} + T_a), \quad (16)$$

где $t_{откл}$ – время от начала КЗ до его отключения ,

T_a - постоянная времени затухания апериодического тока.

Расчетные значения термической устойчивости выключателя:

$$W_k = 14, I^2 \cdot (0,2 + 0,05) = 49,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Термическая стойкость выключателя :

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Номинальный ток:

$$I_{н110} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 110} = 209,9 \text{ А}; \quad (17)$$

Таблица 23 – Максимальные рабочие токи в РУ ПС «Дипломная»

Номинальное напряжение (кВ)	Максимальный рабочий ток (А)
110	55
10	46

Таблица 2 - Выбор выключателя 110 кВ.

Каталожные данные	Расчетные	Условия выбора
$U_n = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 3150 \text{ А}$	$I_{p,max} = 55 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 49,7 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{но} = 4,13 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{но} = 4,13 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{откл.ном}$

Тип выключателя: ВЭБ – 110 – 40 / 2500 УХЛ1.

Элегазовый выключатель ВЭБ110-40/2500 УХЛ1 баковый. Имеет пружинный привод типа ППрК-2000СМ и встроенные трансформаторы тока. Выключатель снабжен устройствами электроподогрева полюсов, которые при понижении температуры окружающего воздуха до -25°C автоматически включаются и отключаются при температуре минус $19 : 22^\circ\text{C}$. Контроль утечки элегаза из полюсов выключателя осуществляется при помощи электроконтактных сигнализаторов плотности. Полюсы выключателя ВЭБ110П*40/2500 снабжены аварийной разрывной мембраной.



Рисунок 2 – Выключатель ВЭБ – 110 – 40 / 2500 УХЛ1

Выбор выключателя 10 кВ

$$I_{н10} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{15}{\sqrt{3} \cdot 10} = 787,296 \text{ А} \quad (19)$$

Расчетные значения термической устойчивости выключателя:

$$B_k = 11,106^2 \cdot (0,2 + 0,05) = 2,77 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Термическая стойкость выключателя :

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Таблица 4 - Выбор выключателя 10 кВ.

Каталожные данные	Расчетные	Условия выбора
$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 1000 \text{ А}$	$I_{p.max} = 787,296 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 2,77 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$
$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{но} = 13,38 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{но} = 13,38 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{откл.ном}$

Выбираем выключатель : ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20/1000

ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20/1000 - вакуумный выключатель с пружинно-моторным приводом (возможна установка электромагнитного привода). Выключатель предназначен для коммутации высоковольтных электрических цепей трехфазного переменного тока с изолированной или частично заземлённой нейтралью частоты 50 Гц напряжения 10 кВ в номинальном режиме работы электроустановки и для автоматического отключения этих цепей при коротких замыканиях и перегрузках, возникающих при аварийных режимах.

Достоинства высоковольтных вакуумных выключателей серии ВВУ-СЭЩ:

- возможность ручного включения выключателя;
- наличие встроенных в привод выключателя расцепителей;
- простота конструкции;
- высокая надёжность;
- легко встраивается в различные типы КРУ и КСО;
- возможность установки привода отдельно от выключателя;
- высокий коммутационный ресурс;
- хороший теплоотвод рабочих поверхностей;

- хорошее соотношение «цена-качество», сравнительно с другими выключателями.

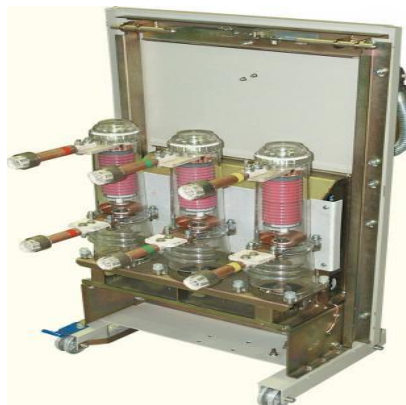


Рисунок 4 – Выключатель ВВУ-СЭЦ-ПЗ-10-20/1000

4.2 Выбор разъединителей.

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

При ремонтных работах создается видимый разрыв между частями, оставшимися под напряжением, и аппаратами, выведенными в ремонт.

Разъединителями нельзя отключать токи нагрузки, т.к. контактная система их не имеет дугогасительных устройств и в случае ошибочного отключения токов нагрузки возникает устойчивая дуга, которая может привести к междуфазному КЗ и несчастным случаям с обслуживающим персоналом. Перед операцией разъединителей цепь должна быть разомкнута выключателем.

К надежности разъединителей предъявляют высокие требования. Это объясняется большим числом разъединителей в электрических установках и важностью их для схем соединений. Для обеспечения надежной и безопасной эксплуатации разъединителей стремятся использовать разъединители трехполюсного типа. Чтобы исключить ошибочные действия с разъединителями, устанавливают блокировки, которые разрешают

оперировать с разъединителями в том случае, если связанный с ними выключатель отключен .

Разъединители могут выполняться с одним или двумя заземляющими ножами.

Их выбирают по номинальному напряжению $U_{ном}$, номинальному длительному току $I_{ном}$, в режиме к.з. проверяют на термическую и электродинамическую стойкость. Расчетные величины для выбора разъединителей те же, что и для выключателей.

Таблица 5 - Выбор разъединителей.РУ-110кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 1000 \text{ А}$	$I_{p.max} = 106,881 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$I_{дин} = 80 \text{ кА}$	$I_{уд} = 4,136 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{скв}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 49,7 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

Тип разъединителя: РГ – 110 / 1000 УХЛ1.

Разъединители РГ-110 предназначены для включения и отключения обесточенных участков электрических цепей, находящихся под напряжением, а также заземления отключенных участков при помощи заземлителей.

Разъединители также используют для отключения холостого хода трансформаторов и зарядных токов воздушных и кабельных линий.

Серия разъединителей РГ(Н) пришла на смену устаревшим разъединителям серии РЛНД, РНДЗ, РДЗ на 110 кВ. Разъединители 110 кВ выпускаются на номинальный ток 1000, 2000, 3150 А. Управление разъединителями может осуществляться как двигательными приводами ПД-14, так и ручными ПРГ-6.

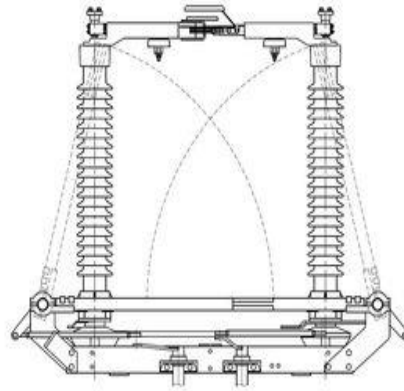


Рисунок 5 – Разъединитель РГ – 110 / 1000 УХЛ1.

Р - разъединитель

Г - горизонтально-поворотного типа

П - с полимерной изоляцией, соответствующей II степени загрязнения атмосферы по ГОСТ 9920 (для разъединителей с фарфоровой изоляцией буква отсутствует)

4.3 Выбор трансформаторов тока

Номинальный ток трансформатора тока должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

Трансформатор тока проверяется на электродинамическую и термическую стойкость, а также по величине нагрузки в заданном классе точности.

Вторичная нагрузка трансформаторов тока состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_{\text{к}} \quad (28)$$

Сопротивление контактов принимается равным $r_{\text{к}} = 0,1$ Ом.

Сопротивление соединительных проводов можно рассчитать по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (29)$$

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

l - длина соединительных проводов, для РУ 110 кВ подстанции принимается 100 м, для РУ10 кВ - 60 м ;

F - сечение соединительного провода, $F = 4 \text{ мм}^2$.

Таким образом, сопротивление соединительных проводов (для 110 кВ):

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

Сопротивление соединительных проводов (для 10 кВ):

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

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I_2^2} \quad (30)$$

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

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

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжении 110 $S_{\text{пр}} = 1,62 \text{ ВА}$.

Тогда сопротивление приборов:

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

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 10 кВ $S_{\text{пр}} = 0,62 \text{ ВА}$. Тогда сопротивление приборов:

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

Вторичная нагрузка трансформатора тока (на стороне 110 кВ):

$$Z_{2.220} = r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_{\text{к}} = 1,62 + 0,71 + 0,1 = 2,43 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока (на стороне 10 кВ):

$$Z_{2.10} = r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_{\text{к}} = 0,62 + 0,43 + 0,1 = 1,15 \text{ (Ом)}$$

4.4 Выбор трансформатора тока на напряжения 10 кВ

$$I_{\text{нагр}\Sigma} = \frac{S_{\text{нагр}\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U * N_T} \quad (20)$$

$$I_{\text{нагр}\Sigma} \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 787,296 \text{ A}$$

По справочным данным [3] выбираем ближайший трансформатор тока, значение первичного тока которого не менее 787,296 А, т.е. ТОЛ-СЭЦ-10, класс точности



Рисунок 7 – Трансформатор тока ТОЛ-СЭЦ-10

Измерительный трансформатор тока опорный ТОЛ-СЭЦ на класс напряжения 10 кВ обеспечивает передачу сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления. Трансформатор ТОЛ-СЭЦ устанавливается в комплектные распределительные устройства КРУ-СЭЦ. ТОЛ-СЭЦ изготавливается в климатическом исполнении “У”; “УХЛ” и “Т”, категории размещения 2 и 1 по ГОСТ 15150-69.

Таблица 7 – Технические характеристики трансформатора тока ТОЛ-СЭЦ-10

Технические характеристики	Значение
Класс напряжения, кВ	10
Номинальный первичный ток, А	3000
Номинальный вторичный ток, А	5
Число вторичных обмоток	до 6
Номинальный класс точности для защиты	10P;
Номинальный коэффициент безопасности приборов Кбном вторичной обмотки для измерений	2 до 35
Номинальный класс точности для измерений и учета	0,5S

4.5 Выбор трансформатора тока на напряжения 110 кВ

$$I_{нагр\Sigma} \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 106,881 \text{ A}$$

На напряжение 110 кВ выбираем трансформатор тока марки ТОГФ-110

Назначение:

Трансформатор тока ТОГФ-110 предназначен для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам и устройствам защиты и управления в открытых и закрытых распределительных устройствах переменного тока частоты 50Гц на номинальное напряжение 110 кВ.

Преимущества:

Основными преимуществами азотного трансформатора тока 110 кВ являются – повышенный коэффициент пожаробезопасности, возможность использования аппарата при низких температурах, исключается появление опасных ядовитых газов при чрезвычайных обстоятельствах, не требуются специальные процедуры при утилизации.

Основные технические характеристики трансформатора тока приведены в таблице 9

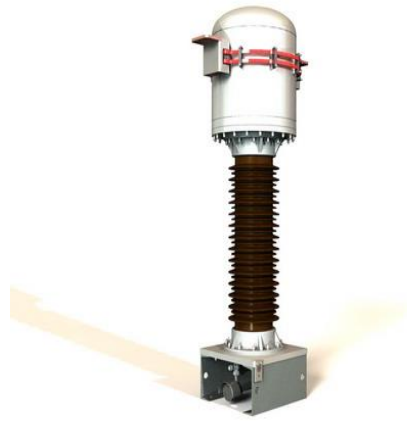


Рисунок 9 – Трансформатор тока ТОГФ-110

Таблица 9 - Основные технические характеристики трансформатора тока ТОГФ-110

Наименование параметра	Значение
Номинальное напряжение, кВ	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126
Номинальная частота	50
Номинальный первичный ток, А	600
Номинальный вторичный ток, А	1 и 5
Количество вторичных обмоток, в том числе -для измерений и учета -для защиты	1;2
	3;4;5
Класс точности вторичных обмоток для измерений	0,5;0,5S
Класс точности вторичных обмоток для защиты	5P

4.6 Выбор трансформатора напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}},$$

где $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, ВА.

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания обмоток вольтметров, приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

По аналогии с выбором трансформаторов тока, для проверки на соответствие классу точности, необходимо определить расчетную нагрузку во вторичной цепи $S_{2 \text{ расч.}}$.

Должно при этом соблюдаться условие:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{доп}} \quad (21)$$

Мощность измерительных приборов и системы учета равна мощности цифрового мультиметра щитового исполнения. Тогда вторичная нагрузка трансформатора напряжения составит:

$$S_{2\Sigma} = 6 \text{ ВА}$$

4.7 Выбор трансформаторов напряжения на 110 кВ

По справочным данным [3] выбираем трансформатор напряжения типа НАМИ-110 УХЛ1

Описание:

Антирезонансные масляные геометрические трансформаторы напряжения НАМИ – 110 предназначены для установки в электрических сетях трехфазного переменного тока с глухо заземленной нейтралью с целью формирования сигналов приборам измерения и защитным устройствам



Рисунок 10 – Трансформатор напряжения НАМИ-110 УХЛ1

Таблица 10 – Сопоставление каталожных и расчётных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$S_n = 400 \text{ ВА}$	$S_p = 6 \text{ ВА}$	$S_p \leq S_n$

4.8 Выбор трансформаторов напряжение на 10 кВ

Наиболее подходящим является трансформатор напряжения НАЛИ-СЭЩ-10

Описание:

Трехфазная антирезонансная группа измерительных трансформатор НАЛИ-СЭЩ на класс напряжения 6, 10, 35 кВ. Трехфазная группа трансформаторов предназначена для питания приборов учета электроэнергии, контрольно-измерительной аппаратуры, релейных (микропроцессорных) защиты. а также используются для контроля изоляции в сетях до 35 кВ с изолированной или заземленной через дугогасящий реактор нейтралью. НАЛИ-СЭЩ 6, 10, 35 кВ устанавливается в комплектные распределительные устройства КРУ-СЭЩ. Трансформатор изготавливается в климатическом исполнении “У” “УХЛ” и “Т” категории размещения 2 и 1 по ГОСТ 15150-69.



Рисунок12 – Трансформатор напряжения НАЛИ-СЭЩ-10

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения составит:

$$S_{2\Sigma} = 6 \text{ ВА}$$

Таблица 12 – Сопоставление каталожных и расчётных данных

Каталожные данные	Расчетные денные	Условия выбора
$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$S_n = 30 \text{ ВА}$	$S_p = 6 \text{ ВА}$	$S_p \leq S_n$

4.9 Выбор кабелей на стороне 10 кВ

Для подключения КРУ 10 кВ к силовому трансформатору используются кабели с алюминиевыми жилами. Данные кабели должны выдерживать максимальный ток нагрузки, т.е. ток при работе обеих систем шин через один трансформатор.

$$I_{\text{нагр}\Sigma 10\text{кВ}} = I_{\text{нагр}\Sigma} \cdot \frac{1}{k_T}$$

$$I_{\text{нагр}\Sigma 10\text{кВ}} = 787,668 \cdot \frac{1}{87,5} = 9,001 \text{ А}$$

Для кабельной линии выбираем кабель марки

Удельные параметры кабеля АПвВнг-1х800-10

А - алюминиевая токопроводящая жила

Пв - изоляция из сшитого полиэтилена

В - оболочка из ПВХ пластиката пониженной горючести

нг(А) - не распространяет горение при групповой прокладке по категории

А

1 - количество жил

800 - сечение жилы

10 - номинальное напряжение, кВ

4.10 Выбор КРУ на напряжения 10 кВ



Рисунок 14 - Шкаф КРУ серии СЭЩ-61М

Таблица 14 – Основные параметры шкафа КРУ серии СЭЩ-61М

Наименование параметра	КРУ СЭЩ-61М
Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	15
Номинальный ток сборных шин, А	4000
Ток термической стойкости, кА	40
Ток электродинамической стойкости, кА	128
Номинальный ток отключения выключателя, кА	31,5; 40

Комплектные распределительные устройства серии СЭЩ-61 М предназначены для приема и распределения электрической энергии трехфазного тока промышленной частоты 50 Гц и 60 Гц напряжением 6(10) кВ на токи 630–4000 А.

Шкафы КРУ СЭЩ-61 М предназначены для работы внутри помещения, климатическое исполнение УХЛЗ и ТЗ.

КРУ СЭЩ-61 М применяется:

- в составе КТПБ;
- в качестве КРУ-6(10) кВ

КРУ СЭЩ-61 М используется:

- в нефтяной, газовой, угольной и металлургической промышленности; — в энергетике;
- в распределительных сетях энергокомплекса;
- в сельском хозяйстве;
- для нужд промышленных предприятий;
- для городских и муниципальных сетей;

4.11 Выбор ОПН

ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный. ОПН предназначается для защиты изоляции электрооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений. ОПН состоят из колонок металлооксидных варисторов, выполненных на основе оксида цинка с малыми добавками других металлов. Эти колонки заключаются в полимерные или фарфоровые покрышки.

При строительстве ПС 110/10 кВ «Дипломная» для защиты оборудования подстанции от грозовых и коммутационных перенапряжений предусматривается установка ограничителей перенапряжений нелинейных, которые будут устанавливаться в КРУ 10 кВ, у вводов 10 кВ, а также трансформаторов (Т1, Т2), и проектируемых блоках КТПБ-110 кВ вблизи проектируемых силовых трансформаторов.

Следовательно, ОПН 10 кВ, установленные в ячейках трансформаторов напряжения, обеспечивают защиту сборных шин 10 кВ, а и ОПН 10 кВ установленные непосредственно у соответствующих вводов силовых трансформаторов (Т1, Т2) обеспечивают защиту трансформаторов от грозовых перенапряжений независимо от коммутационного положения вводных выключателей 10 кВ.

Проектируемые нелинейные ограничители перенапряжений ОПН-110 УХЛ1 (класс пропускной способности не менее II, I_{пр} не менее 650А), ОПН-10 УХЛ1 (класс пропускной способности не менее II, I_{пр} не менее 650А), обеспечивают надёжную защиту силовых трансформаторов и оборудования ОРУ-110 кВ, КРУ 10 кВ при грозовых импульсах, при несимметричных КЗ на ПС и при наибольшем длительном рабочем напряжении.

Выбор ОПН

Для ограничителя перенапряжения (ОПН) основными характеристиками являются:

- класс номинального напряжения;
- наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение;
- пропускная способность по току;
- максимальная амплитуда импульса тока.

Для определения расчётной величины рабочего напряжения ограничителей необходимо знать расчётную величину максимального допустимого на ограничителе напряжения $U_{н.р.}$, которое для сетей 220кВ определяется по формуле:

$$U_{н.р.} = 1,05 \cdot U_{ном.сети}, \quad (22)$$

$$U_{н.р.} = 1,05 \cdot 110 = 115,5 \text{ кВ}$$

Время действия повреждения (время действия релейной защиты) составляет – 0,5 сек. В соответствии с этим коэффициент КВ, учитывающий увеличение величины допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия на ОПН исходя из условий теплового баланса, имеет значение равное 1,52.

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{p.n.p.} = \frac{U_{н.р.}}{K_B}, \quad (23)$$

$$U_{p.n.p.} = \frac{115,5}{1,52} = 75,98 \text{ кВ}$$

По длительному допустимому напряжению выбираем ОПНп-110/550/88-10-IV УХЛ1 При выборе ОПН за основу принимается поглощаемая ограничителем энергия, определяемая по формуле:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{U - U_{ост}}{Z} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2T \cdot n, \quad (24)$$

где U – величина неограниченных перенапряжения;

$U_{ост}$ – остающееся напряжение на ограничителе, $U_{ост} = 236 \text{ кВ}$;

Z – волновое сопротивление линии, $Z = 470 \text{ Ом} / 5, \text{ с. } 201/$;

T – время распространения волны;

N – количество последовательных токовых импульсов.

Значение U можно вычислить по формуле:

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0}, \quad (25)$$

где U_0 – напряжение волны перенапряжений в месте ее возникновения;

k – коэффициент полярности, $k = 0,2 \cdot 10^{-3}$;

l – длина защищенного подхода.

$$U = \frac{550}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 550} = 495,49 \text{ кВ}$$

Время распространения волны рассчитываем по следующей формуле:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c}, \quad (26)$$

где β – коэффициент затухания волны;

c – скорость распространения волны.

$$T = \frac{3}{0,91 \cdot 300000} \cdot 10^6 = 0,9 \text{ мкс}$$

Таким образом, поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \frac{(495,49 - 236)}{470} \cdot 236 \cdot 2 \cdot 0,9 \cdot 2 = 319,06 \text{ кДж}$$

Определяем удельную энергоемкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}; \quad (27)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{319,06}{110} = 2,9 \text{ кДж/кВ}$$

Окончательно выбираем ОПНп-110/550/88-10-IV УХЛ1 удельной энергоемкостью 3,1 кДж/кВ.

Выбор ОПН для других РУ выполняется аналогично, результаты выбранных ОПН сведены в таблицу 13.

Таблица 15 – Выбранные ОПН

Для РУ 110кВ	ОПНп-110/550/88-10-IV УХЛ1
Для РУ 10 кВ	ОПНп-10/550/12 УХЛ1

4.12 Выбор высокочастотных заградителей

Высокочастотные заградители предназначены для врезки в линейные провода высоковольтных линий электропередач в качестве высокочастотной обработки воздушных линий с целью ослабления шунтирующего действия высоковольтного оборудования электрических подстанций и ответвлений ВЛ на линейные тракты каналов высокочастотной связи диспетчерского и технологического управления электросетями, выполняют функции заграждающего фильтра для высоких частот.

Заградители выпускаются с естественным воздушным охлаждением и состоят из соединенных параллельно элемента настройки и силового реактора. ВЧ заградители устанавливаются на фундаментах либо подвешиваются на линейных порталах.

Выбор ВЧ - заградителей производим по номинальным и ударным токам.

$$1) \quad U_{\text{ном}} = U_{\text{сети}}, \quad (28)$$

$$2) \quad I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб. расч}},$$

$$3) \quad i_{\text{пред. скв}} \geq i_{\text{уд}} \quad (29)$$

$$4) \quad I_{\text{терм. ном}}^2 \cdot t_{\text{терм. ном}} \geq B_k$$

Для ВЛ 110 кВ к установке принимаем высокочастотный заградитель типа ВЗ-200-05-У, ХЛ,Т1.

Значения $I_{\text{махр}}$ и B_k берем те же что и для выключателей.

Таблица 57 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для ВЧЗ на ВН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 200 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 106,48 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{пред.скв} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 4,136 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$I^2_T \cdot t_T = 992,25 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K 54,69 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$

5 СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ПОДСТАНЦИИ

На проектируемой ПС нужно предусмотреть размещение силовых трансформаторов собственных нужд, в камерах трансформаторов проектируемого КРУ-10. Для повышения надежности электроснабжения собственных нужд ПС 110/10 кВ «Дипломная», предусмотрено две секции СН-0,4(каждая секция запитана от соответствующего трансформатора ТСН-1 и ТСН-2) и секционный выключатель СН 0,4 кВ с автоматикой АВР-0,4 кВ.

Потребителями собственных нужд подстанции являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, освещение ОРУ и аварийное освещение ОПУ, система пожаротушения, отопление КРУ.

Таблица 14 – Нагрузка собственных нужд подстанции

Вид потребителя	Установленная мощность		Cos φ	Нагрузка	
	кВт × n	Всего		P _{уст} , кВт	Q _{уст} , кВт
1	2	3	4	5	6
Подогрев КРУ	-	2*10	1	2*10	-
Отопление и освещение ОПУ	-	100	1	100	-
Отопление и освещение ДП	-	80	1	80	-
Освещение ОРУ	-	10	1	10	-
Прочие	-	46	1	46	-
Итого				261	6

Расчетная нагрузка при $K_c = 0,8$:

$$S_{расч} = k_c \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \quad (30)$$

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \sqrt{26I^2 + 6^2} = 208,85 \text{ кВА}$$

$$S_{расч.тр.} = \frac{S_{расч}}{1,4} \cdot \quad (31)$$

$$S_{расч.тр.} = \frac{208,85}{1,4} = 149,18 \text{ кВА}$$

Принимаем два трансформатора ТСН 160/6/0,4

6. ИЗОЛЯЦИЯ И ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ

6.1 Общие правила

Распределительные устройства (РУ) электрических станций и подстанций выполняются наружной установки основного оборудования на открытом воздухе (ОРУ).

В процессе эксплуатации возможны повышения напряжения сверх наибольшего рабочего – коммутационные и грозовые перенапряжения.

Источником энергии внутренних перенапряжений являются ЭДС генераторов системы, а причиной – нормальные или аварийные коммутации, сопровождающиеся колебательными процессами или резонансными явлениями. Значения внутренних перенапряжений зависят от параметров установки и характера коммутации и имеют статистический характер.

Причиной грозовых перенапряжений являются удары молнии в электроустановку или вблизи нее в землю. Молния в электрическом отношении представляет собой источник тока. Поскольку значения токов молнии подвержены статистическим разбросам, то и грозовые перенапряжения являются статистической величиной.

Открытые распределительные устройства (ОРУ) защищаются стержневыми молниеотводами. Для защиты шинных мостов и гибких связей большой протяженности применяются тросовые молниеотводы.

ОРУ обычно защищают несколькими молниеотводами.

При этом внешняя часть защиты определяется для каждой пары молниеотводов. Заземлители для отвода токов молнии характеризуются импульсным сопротивлением заземлителя. Заземление молниеотводов ОРУ в большинстве случаев производится путем присоединения их к заземлителю подстанции, который состоит из горизонтальных полос, объединяющих вертикальные электроды и образующих на площади, занимаемой подстанцией, сетку.

При установке на ОРУ отдельно стоящих молниеотводов должны соблюдаться безопасные расстояния по воздуху и в земле от молниеотводов и их заземлителей до частей распределительного устройства [5].

6.2 Расчёт заземлителя подстанции

Контур заземлителя сетки расположенной с выходом за границы оборудования по 1,5 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя) [2].

Площадь использования под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5) \quad (32)$$

$$S = (63 + 2 \cdot 1,5) \cdot (33 + 2 \cdot 1,5) = 2376 \text{ м}^2$$

Принимаем диаметр горизонтальных и вертикальных проводников в сетке выполненных в виде прутков диаметром равным:

$$d = 20 \text{ мм};$$

Производим проверку выбранного проводника по условиям:

Проверим сечение по условиям механической прочности:

$$F_{M.П.} = \pi \cdot R^2 \quad (33)$$

$$F_{M.П.} = \pi \cdot 10^2 = 314,16 \text{ мм}^2;$$

Проверим на термическую стойкость:

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{I_{\text{молн}}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} \quad (34)$$

где $T = t_{OI} = 0,15$ с – время срабатывания РЗ при его отключении;

$\beta = 21$ (для стали)- коэффициент термической стойкости.

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{60^2 \cdot 10^6 \cdot 0,15}{400 \cdot 21}} = 253,54 \text{ мм}^2,$$

Проверим сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}) \quad (35)$$

где $S_{CP} = \alpha_3 \cdot \ln^3 T + \alpha_2 \cdot \ln^2 T + \alpha_1 \cdot \ln T + \alpha_0 = 0,102$

где $T = 240$ мес - время использования заземлителя за 20 лет

$$F_{КОР} = 3,14 \cdot 0,102 \cdot (20 + 0,102) = 6,4 \text{ мм}^2$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{M.П.} \geq F_{\min} \geq F_{КОР} + F_{T.C.} \text{ мм}^2; \quad (36)$$

Для средней полосы $H = 2$ м – толщина сезонных изменений грунта, по которой принимается глубина заложения вертикальных прутков, что позволит $\rho = const$.

Если выполняется условие:

$$F_{M.П.} \geq F_{\min} = F_{КОР} + F_{T.C.} \text{ мм}^2;$$

$$F_{M.П.} = 314,16 \geq F_{\min} = 259,92 \text{ мм}^2, \text{ то принимаем } d = 20 \text{ мм}.$$

Принимаю расстояние между полосами сетки: $l_{II-II} = 10$ м.

Общая длина полос в сетке:

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot S}{l_{II-II}} \quad (37)$$

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot 2376}{10} = 475,2 \text{ м};$$

Уточняется длина горизонтальных полос при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной \sqrt{S} .

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1; \quad (38)$$

$$m = \frac{475,2}{2 \cdot \sqrt{2376}} - 1 = 8,74$$

Принимаем: $m = 10$.

Длина стороны ячейки:

$$\frac{\sqrt{S}}{m} = 10 \text{ м}; \quad (39)$$

При этом должно соблюдаться условие:

$$1,25 \leq a \leq 40$$

$$1,25 \leq 4,87 \leq 40$$

Величина a удовлетворяет данному условию.

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) \text{ м} \quad (40)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{2376} \cdot (10 + 1) = 1072,37 \text{ м}$$

Определяю количество вертикальных электродов.

Принимаю: $l_B = 5 \text{ м}$ - длина вертикального электрода;

Расстояние между вертикальными электродами:

$$a = (0,25 \div 8) \cdot l_B$$

$$a = 4 \cdot 5 = 20 \text{ м}$$

Тогда количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} \quad (41)$$

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{2376}}{20} = 9,74$$

Принимаю: $n_B = 10$.

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя [2]:

$$R = \rho_{\text{ЭР}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (42)$$

где $\rho_{\text{ЭР}}$ -эквивалентное удельное сопротивление грунта.

Глубина заложения заземлителей от поверхности земли:

$$h_3 = 0 \div 0,1 \cdot \sqrt{S} \text{ м};$$

$$h_3 = 0 \div 10 \text{ м};$$

Принимаю: $h_3 = 0,7 \text{ м}$.

Расчётное удельное эквивалентное сопротивление грунта [2]:

$$\rho_{\text{Э}} = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^k \quad (43)$$

где ρ_1, ρ_2 –удельное электрическое сопротивление верхнего и нижнего слоёв грунта, Ом/м;

k – коэффициент:

$$k = 0,32 \cdot \left(1 + 0,26 \cdot \ln \frac{h_1}{l_e} \right) \quad \text{при } 1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 10 \quad (44)$$

$$k = 0,43 \cdot \left(h_3 + 0,272 \cdot \ln \frac{a \cdot \sqrt{2}}{l_e} \right) \quad \text{при } 0,1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 1 \quad (45)$$

Исходя из того, что $\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{50}{30} = 1,67$ расчёт коэффициента k производится

по формуле:

$$k = 0,32 \cdot \left(1 + 0,26 \cdot \ln \frac{0,5}{5} \right) = 0,1$$

Теперь определяю:

$$\rho_{\text{э}} = 30 \cdot \left(\frac{50}{30} \right)^{0,1} = 31,57 \text{ Ом/м}$$

Вычисляется расчётное сопротивление R рассматриваемого искусственного заземлителя:

$$R = 31,57 \cdot \left(\frac{0,4}{\sqrt{2376}} + \frac{1}{1072,37 + 10 \cdot 5} \right) = 0,28 \text{ Ом}$$

где - A_{\min} - коэффициент подобия; зависит от отношения:

$$\frac{l_B}{\sqrt{S}} = \frac{5}{\sqrt{2376}} = 0,102; \quad (46)$$

Принимаю: $A_{\min} = 0,4$.

Импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{э}} + 320) \cdot (I_M + 45)}} \quad (47)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{2376}}{(31,57 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,41;$$

Импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_u = R \cdot a_u \tag{48}$$

$$R_u = R \cdot a_u = 0,28 \cdot 1,41 = 0,394$$

Условие $R_u < 0,5$ выполняется.

6.3 Расчёт молниезащиты

Здания и сооружения или их части в зависимости от назначения, интенсивности грозовой деятельности в районе местонахождения, ожидаемого количества поражений молний в год должны защищаться в соответствии с категориями устройства молниезащиты и типом зоны защиты. Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов различных типов: стержневых, тросовых, сетчатых, комбинированных (например, тросово-стержневых). Наиболее часто используются стержневые молниеотводы [2].

Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии поражать наиболее высокие и хорошо заземленные металлические сооружения. Благодаря этому защищаемое сооружение, более низкое по сравнению с молниеотводом по высоте, практически не будет поражаться молнией, если всеми своими частями оно будет входить в зону защиты молниеотвода. Зоной защиты молниеотвода считается часть пространства вокруг молниеотвода, обеспечивающая защиту зданий и сооружений от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности. Наименьшей и постоянной по величине степенью надежности обладает поверхность зоны защиты; по мере продвижения внутрь зоны надежность защиты увеличивается. Зона защиты типа А обладает степенью надежности 99,5 % и

выше, а типа Б – 95 % и выше.

Расчет молниезащиты зданий и сооружений сводится к определению границ зоны защиты молниеотводов, которая представляет собой пространство, защищаемое от прямых ударов молнии. Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой $h \leq 150$ м представляет собой круговой конус, который в зависимости от типа зоны защиты характеризуется следующими габаритами:

Нормируется два вида зон:

Зона А- с надежностью не менее 0,995 и $U \leq 500$ кВ;

Зона Б- с надежностью не менее 0,95 и $U > 500$ кВ.

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

Зона защиты двух равновеликих стержневых молниеотвода.

На ОРУ 110 кВ произведем расчет для зоны защиты типа- А- с надежностью не менее 0,995 и $U \leq 500$ кВ [9].

Принимаем высоту молниеотвода:

$$H = 31,75 \text{ м,}$$

При $H \leq 150$ м.

Высота зоны защиты:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot H \text{ м.} \quad (49)$$

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot H = 0,85 \cdot 31,75 = 26,98 \text{ м.}$$

Радиус круга зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot H) \cdot H \quad (50)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 31,75) \cdot 31,75 = 33 \text{ м.}$$

Высота защищаемого объекта:

$h_x = 11,2$ м. – на уровне шинного портала;

$h_x = 16,7$ м. – на уровне линейного портала.

Расстояние между молниеотводами приведено в таблице:

Половина ширины внутренней зоны на уровне земли при $H < L \leq 2 \cdot H$:

$$r_{c0} = r_0 = 33 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны на уровне земли при $2 \cdot H < L \leq 4 \cdot H$

:

$$r_{c0} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{0,2 \cdot (L - 2 \cdot H)}{H} \right)$$

$$r_{c0} = 33 \cdot \left(1 - \frac{0,2 \cdot (70 - 2 \cdot 31,75)}{31,75} \right) = 31,65$$

Минимальная высота зоны защиты:

$$h_{cx} = h_{\text{эф}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot H) \cdot (L - H) \quad (51)$$

$$h_{cx} = 26,98 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 31,75) \cdot (70 - 31,75) = 20,11$$

Половина ширины внутренней зоны на высоте защищаемого объекта:

$$r_{cx}^{nm} = r_{c0} \cdot \left(\frac{h_{cx} - h_i}{h_{cx}} \right) \quad (52)$$

$$r_{cx}^{nm} = 33 \cdot \left(\frac{20,11 - 11,2}{20,11} \right) = 14,6$$

Радиус круга зоны защиты защищаемого объекта:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}} \right) \quad (53)$$

$$r_x = 33 \cdot \left(1 - \frac{16,7}{26,98} \right) = 12,45$$

Дальше расмчет молниезащиты выполняется аналогичным образом, результаты расчета приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Результат расчета молниезащиты.

<i>Молниеотводы</i>	<i>L, м</i>	<i>гсх на уровне 1-го защищаемого объекта, м</i>	<i>гсх на уровне 2-го защищаемого объекта, м</i>	<i>гсх на уровне земли, м</i>
1-2	70	14,6	12,45	33
2-3	65	11,4	10,3	33
3-4	70	14,6	12,45	33
4-1	65	11,4	10,3	33

6.4 Анализ грозоупорности

Каждая электроустановка, предназначенная для генерации, передачи или распределения электроэнергии, имеет изоляцию соответствующую ее номинальному напряжению. Рабочее напряжение, приложенное к установке может отличаться от номинального.

Превышение напряжения сверх наибольшего рабочего называется перенапряжением. Перенапряжения подразделяются на внутренние и внешние (грозовые) [5].

Причиной грозовых перенапряжений являются удары молнии в электроустановку или вблизи нее.

Определяем число случаев перекрытия изоляции при прорывах прямых ударов молнии и обратных перекрытий.

Определяем критический ток перекрытия изоляции:

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{z} \tag{54}$$

где $U_{50\%}$ – Разрядное напряжение для импульса отрицательной полярности, кВ;

z – Волновое сопротивление ошиновки, Ом.

Доля опасных перенапряжений возникающих при непосредственном грозовом разряде в ошиновку ОРУ, минуя молниеотводы:

$$P_{np} = e^{-0.04 \cdot I_{np}} \quad (55)$$

Ток обратных перекрытий при ударах молнии в гирлянду изоляторов:

$$I_{оп} = \frac{U_{50\%} - 50 \cdot l_{гирл}}{R_u} \quad (56)$$

где $l_{гирл}$ – Высота подвеса гирлянды на опоре, км;

R_u – Импульсное сопротивление заземлителя, Ом.

Вероятность обратных перекрытий при ударах молнии в гирлянду изоляторов [5]:

$$P_{np} = e^{-0.04 \cdot I_{оп}} \quad (57)$$

Число случаев перекрытия изоляции:

$$N_{ПИ} = p_0 \cdot (A + 2 \cdot R_{экв}) \cdot (B + 2 \cdot R_{экв}) \cdot (\eta_{np} \cdot P_{\alpha} \cdot P_{np} + \eta_{он} \cdot P_{он}) \quad (58)$$

где p_0 – плотность разрядов молнии на 1 км² поверхности;

A – Длина территории подстанции, м;

B – Ширина территории подстанции, м;

$R_{экв}$ – Эквивалентная ширина, с которой сооружение собирает боковые разряды, м;

p_{α} – вероятность грозового поражения ошиновки ОРУ минуя молниеотводы;

$\eta_{пр}$ – вероятность перехода импульсного перенапряжения изоляции в силовую дугу при разрядах молнии в ПС, минуя молниеотводы;

$\eta_{он}$ – Вероятность перехода импульсного перенапряжения изоляции в силовую дугу при обратных перекрытиях.

Средняя повторяемость опасных перенапряжений на подстанции из-за грозовых разрядов в ОРУ, лет:

$$T_{ny} = \frac{1}{N_{ny}} \quad (59)$$

Число опасных грозовых перенапряжений от набегающих волн на подстанцию в целом, т.е. перенапряжений, превышающих допустимые значения за год [5]:

$$N_{нв} = N \cdot N_{гроз_ч} \cdot l_{он_зон} \cdot n_{вл} \cdot (1 - k_{э}) \cdot (p_{\alpha} \cdot \psi_{пр} + \delta_{он} \cdot p_{он} \cdot \psi_{он}) \quad (60)$$

где N – Общее число ударов молнии на 100 км длины линии;

$N_{гроз_ч}$ – Число грозовых часов;

$l_{он_зон}$ – Длина опасной зоны, км;

$n_{вл}$ – Количество отходящих линий;

$k_{э}$ – Коэффициент взаимного перекрытия линии внегородской черты (просека);

Ψ_{np} – Доля опасных для изоляции пс импульсов про прорыве молнии на провода, возникших в пределах опасной зоны;

Ψ_{on} – Доля опасных для изоляции пс импульсов про обратных перекрытиях изоляции, возникших в пределах опасной зоны;

δ_{on} – Доля грозовых ударов в опору

Средняя повторяемость опасных перенапряжений на ПС:

$$T_{нв} = \frac{1}{N_{нв}} \quad (61)$$

Расчет грозоупорности приведен в приложение В.

Число случаев перекрытия изоляции при прорывах прямых ударов молнии и обратных перекрытий за год равно 0,000789 раз.

Средняя повторяемость опасных перенапряжений на подстанции из-за грозовых разрядов в ОРУ равна 1259 лет.

Число опасных грозовых перенапряжений от набегающих волн на подстанцию за год равно 0,00174 раза.

Средняя повторяемость опасных перенапряжений на подстанции равна 578,6 лет

7. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

7.1 Основные типы защит трансформаторов

Трансформаторы конструктивно весьма надежны благодаря отсутствию у них подвижных или вращающихся частей. Несмотря на это, в процессе эксплуатации возможны нарушения нормальных режимов работы. В связи с этим трансформаторы оснащаются соответствующими устройствами релейной защиты.

В обмотках трансформаторов могут возникать межфазные и межвитковые короткие замыкания а также замыкания между обмотками разных напряжений. На вводах трансформаторов, ошиновке и в кабелях также могут возникать межфазные короткие замыкания и замыкания на землю.

Из выше изложенного следует, что защита трансформаторов должна выполнять следующие функции:

- 1) полное отключение трансформатора при его повреждении;
- 2) отключать трансформатор от поврежденной части установки при прохождении через него больших токов в случаях повреждения шин или другого оборудования, связанного с трансформатором, а также при повреждениях или отказах защит оборудования или выключателей;
- 3) подавать предупредительный сигнал дежурному персоналу подстанции при перегрузке трансформатора, разложении масла, понижении уровня масла, повышении его температуры.

Дифференциальная защита для защиты при повреждениях обмоток, вводов и шин трансформаторов. Токовая отсечка мгновенного действия для защиты трансформатора при повреждениях его ошиновки, вводов и части обмотки со стороны источника питания. Газовая защита для защиты при повреждениях внутри бака трансформатора, сопровождающихся выделением газа, а также при понижениях уровня масла. Максимальная токовая или максимальная направленная защита или эти же защиты с пуском напряжения для защиты от сверхтоков, проходящих через трансформатор, при

повреждении как самого трансформатора, так и других элементов, связанных с ним. Защиты от сверхтоков действуют, как правило, с выдержкой времени.

Защита от замыканий на корпус. Защита от перегрузки, действующая на сигнал, для оповещения дежурного персонала или с действием на отключение на подстанциях без постоянного дежурного персонала. В отдельных случаях на трансформаторах могут применяться другие виды релейных защит.

7.2 Газовая защита трансформатора

Газовая защита трансформаторов универсальной защитой трансформатора, также она является наиболее чувствительной. Она устанавливается на трансформаторах с масляным охлаждением, имеющих расширитель для масла.

Применение газовой защиты является обязательным на трансформаторах мощностью 6300 кВА и более, а также на трансформаторах мощностью 1000 – 4000 кВА, не имеющих быстродействующей защиты. На трансформаторах мощностью 1000 – 4000 кВА применение газовой защиты при наличии другой быстродействующей защиты допускается, но не является обязательным.

Действие газовой защиты основано на том, любые повреждения внутри трансформатора вызывают увеличение температуры обмоток, что вызывает разложение масла и изоляции, данные процессы сопровождаются выделением газа. Интенсивность газообразования и химический состав газа зависят от характера и размеров повреждения. По этой причине газовая защита срабатывает в две ступени. Первая ступень подает предупредительный сигнал при медленном газообразовании. Вторая ступень отключает трансформатор при интенсивном газообразовании или понижении уровня масла, данная ступень защиты может срабатывать, минуя первую ступень. При некоторых опасных повреждениях действует только она, так как другие типы защит не могут обнаружить определенные виды повреждений. К данным повреждениям относятся межвитковые замыкания, пожар в стали

магнитопровода, неисправности устройств РПН и ряд других, сопровождающихся местным повышением температуры частей трансформатора, находящихся внутри бака.

7.3 Дифференциальная защита трансформаторов

Дифференциальная защита применяется в качестве основной быстродействующей защиты трансформаторов. Ввиду ее сравнительной сложности дифференциальная защита устанавливается не на всех трансформаторах, а лишь в следующих случаях:

1) на одиночно работающих трансформаторах мощностью 6300 кВА и выше;

2) на параллельно работающих трансформаторах мощностью 4000 кВА и выше;

3) на трансформаторах мощностью 1000 кВА и выше, если токовая отсечка не обеспечивает необходимой чувствительности ($K_{\text{ч}} < 2$), а максимальная токовая защита имеет выдержку времени более 1 с.

При параллельной работе трансформаторов дифференциальная защита обеспечивает не только быстрое, но и селективное отключение поврежденного трансформатора.

Дифференциальная защита, без выдержки времени, обеспечивает отключение только поврежденного трансформатора. Для выполнения дифференциальной защиты трансформатора устанавливаются трансформаторы тока со стороны всех его обмоток. Вторичные обмотки соединяются в дифференциальную схему и параллельно к ним подключается токовое реле. Аналогично выполняется дифференциальная защита автотрансформатора.

При рассмотрении принципа действия дифференциальной защиты условно принимается, что защищаемый трансформатор имеет коэффициент трансформации, равный единице, одинаковое соединение обмоток и одинаковые трансформаторы тока с обеих сторон [1].

Расчет параметров реле и уставок дифференциальной защиты силового трансформатора:

Ток срабатывания дифференциальной защиты силового трансформатора на базе микропроцессорных реле должен отстраиваться от броска тока намагничивания, а также от токов небаланса относительно сторон СН и НН силового трансформатора:

$$I_{с.з.} \geq \begin{cases} K_{зан1} \cdot I_{номВН}; \\ K_{зан2} \cdot I_{н.б.К-1}; \\ K_{зан3} \cdot I_{н.б.К-2}. \end{cases} \quad (62-64)$$

где $K_{зан1}$ - коэффициент запаса ($K_{зан} = 4$);

$K_{зан2}, K_{зан3}$ - коэффициент запаса ($K_{зан2} = K_{зан3} = 1,3$);

$I_{н.б.К-1}, I_{н.б.К-2}$ - токи небаланса от низкой и средней стороны соответственно.

Ток небаланса защиты, относительно стороны НН силового трансформатора:

$$I_{н.б.К-5} = (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_{рнн}}{100} + \Delta f_{добав}) \cdot I_{к.з.К-5}^{(3)}, \quad (65)$$

где $K_{пер}$ - коэффициент, учитывающий наличие быстронасыщающегося сердечника в трансформаторах тока, наличие переходных режимов ($K_{пер} = 2$);

$K_{одн}$ - коэффициент однородности трансформаторов тока, учитывающий наличие трансформаторов тока на разные или одинаковые напряжения (для трансформаторов тока на разные номинальные напряжения $K_{одн} = 1$);

ε - погрешность работы трансформаторов тока, составляющая 5% для выбранных трансформаторов тока, а также для реле на микропроцессорной базе ($\varepsilon = 0,05$);

$\Delta f_{добав}$ - величина, обусловленная неточностью задания номинальных токов сторон ВН и НН трансформатора – округлением при установке, а также некоторыми метрологическими погрешностями, вносимыми элементами устройства. По данным фирмы изготовителя значение $\Delta f_{добав}$ можно принимать равным 0,04;

$\Delta U_{рnn}$ - наибольший относительный предел регулировки напряжения силового трансформатора (при регулировке напряжения $\pm 9 \cdot 1,78\%$, наибольший относительный предел $\Delta U_{рnn} = 16,02 \%$)

$$I_{н.б.К-5} = (2 \cdot 1 \cdot 0,05 + \frac{16,02}{100} + 0,04) \cdot 277,19 = 83,21 \text{ А.}$$

Ток небаланса защиты, относительно стороны СН силового трансформатора:

$$I_{н.б.К-4} = (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_{рnn}}{100} + \frac{\Delta U_{пбв}}{100} + \Delta f_{добав}) \cdot I_{к.з.К-4}^{(3)}, \quad (66)$$

где $\Delta U_{пбв}$ - наибольший относительный предел регулировки напряжения без возбуждения силового трансформатора (для силового трансформатора, как правило $\Delta U_{пбв} = 5 \%$).

$$I_{н.б.К-4} = (2 \cdot 1 \cdot 0,05 + \frac{16,02}{100} + \frac{5}{100} + 0,04) \cdot 423,25 = 148,22 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{c.з.} \geq \begin{cases} 4 \cdot 50,2 = 200,8 \text{ A}; \\ 1,3 \cdot 83,21 = 108,173 \text{ A}; \\ 1,3 \cdot 148,22 = 192,68 \text{ A}. \end{cases}$$

Из условия принимаем ток срабатывания защиты, равным 200,8 А.

Ток срабатывания реле определим по формуле:

$$I_{c.р.} = \frac{K_{cx}}{n_{TA}} \cdot I_{c.з.}; \quad (67)$$

$$I_{c.р.} = \frac{\sqrt{3}}{\left(\frac{100}{5}\right)} \cdot 200,8 = 17,39 \text{ A}.$$

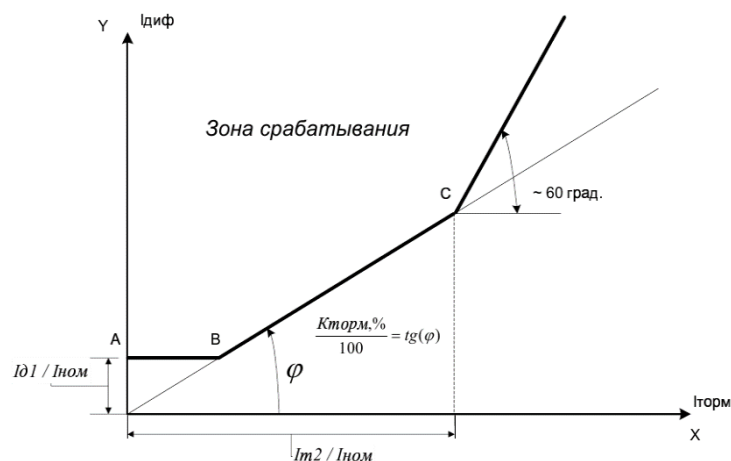


Рисунок 15 – Тормозная характеристика дифференциальной защиты

Для микропроцессорной релейной защиты выбору подлежат величины, отмеченные на рис 5, которые представляются в относительных единицах (относительно номинального тока):

$I_{d1}/I_{ном}$ - базовая уставка ступени;

$K_{торм}$ - коэффициент торможения (наклон тормозной характеристики на втором ее участке);

$I_{m2}/I_{ном}$ - вторая точка излома тормозной характеристики;

Базовая уставка $I_{\Delta I}/I_{ном}$ определяет чувствительность рассматриваемой ступени защиты. Следует стремиться иметь уставку в пределах (0,3 - 0,5) для обеспечения чувствительности к полным витковым замыканиям в переплетенных обмотках и к межкатушечным замыканиям в любых обмотках.

Коэффициент торможения $K_{торм}$ должен обеспечить несрабатывание ступени при сквозных токах, соответствующих второму участку тормозной характеристики (примерно от 1,0 до 3,0 $I_{ном}$). Такие токи возможны при действии устройств АВР трансформаторов, АВР секционных выключателей, АПВ питающих линий.

Если по защищаемому трансформатору проходит сквозной ток $I_{скв}$ (ток внешнего КЗ), он может вызвать дифференциальный ток (ток набаланса):

$$I_{н.б.} = I_{ДИФ} = (K_{пер} \cdot K_{одн} \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) I_{скв}. \quad (68)$$

Этот ток обуславливает появление тормозного тока ДЗТ, который равен:

$$I_{ТОРМ} = (I_{скв} + I_{скв} - I_{ДИФ}) / 2. \quad (69)$$

Формула предполагает, что один ТТ работает точно, второй имеет погрешность, равную $I_{ДИФ}$.

Введем понятие коэффициента снижения тормозного тока:

$$K_{сн.т} = I_{ТОРМ} / I_{скв} = 1 - 0,5 \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}). \quad (70)$$

Чтобы реле не сработало, коэффициент торможения в процентах должен определяться по выражению:

$$K_{ТОРМ} \geq 100 \cdot I_{ДИФ} / I_{ТОРМ} = 100 \cdot K_{отс} (K_{пер} \cdot K_{одн} \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) / K_{сн.т.} \quad (71)$$

Вторая точка излома тормозной характеристики. $I_{т2}/I_{ном}$ определяет размер второго участка тормозной характеристики. В нагрузочном и аналогичных режимах тормозной ток равен сквозному. Появление витковых КЗ лишь незначительно изменяет первичные токи, поэтому тормозной ток почти не изменится. Для высокой чувствительности к витковым КЗ следует, чтобы во второй участок попал режим номинальных нагрузок ($I_{т}/I_{ном} = 1$), режим допустимых длительных перегрузок ($I_{т}/I_{ном} = 1,3$). Желательно, чтобы во второй участок попали и режимы возможных кратковременных перегрузок (самозапуск двигателей после АВР, пусковые токи мощных двигателей, если таковые имеются).

Поэтому рекомендуется уставка $I_{т2}/I_{ном} = 1,5 - 2$.

Первая точка излома тормозной характеристики вычисляется в реле автоматически и равна:

$$I_{т1}/I_{ном} = (I_{д1}/I_{ном}) 100 / K_{торм} \quad (72)$$

При больших уставках $I_{д1}/I_{ном}$ следует убедиться, что первая точка не заходит за вторую.

Для примера проведем расчет ДЗТ на микропроцессорной базе по вышеизложенной методике для стороны НН:

Для трансформатора, стоящего на ПС Агрокомплекс принимаем

$$I_{д1}/I_{ном} = 0,3.$$

Дифференциальный ток равен:

$$I_{ДИФ} = 1,3 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,1602 + 0,04) \cdot 423,25 = 115,65 \text{ А};$$

$$K_{сн.т} = 1 - 0,5 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,1602 + 0,04) = 0,85;$$

$$K_{ТОРМ} = 100 \cdot 1,3 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,1602 + 0,04) / 0,85 = 100 \cdot 0,390 / 0,85 = 46;$$

$$I_{т1}/I_{ном} = (I_{д1}/I_{ном}) \cdot 100 / K_{торм} = 0,3 \cdot 100 / 46 = 0,65;$$

$$I_{т2}/I_{ном} = 2;$$

$$I_{т2}/I_{ном} > I_{т1}/I_{ном};$$

Характеристика срабатывания ДЗТ на стороне низкого напряжения примет следующий вид.

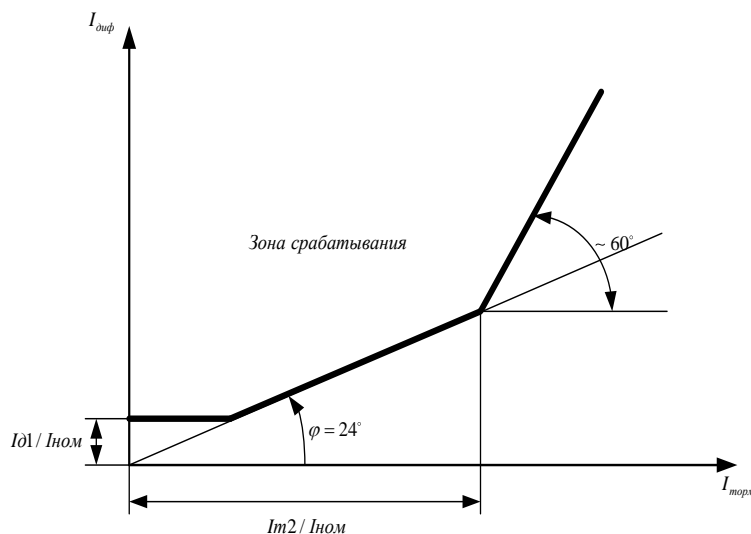


Рисунок 16 – Характеристика срабатывания ДЗТ на стороне НН силового трансформатора

Расчет уставок срабатывания ДЗТ на стороне СН силового трансформатора проводится аналогично.

Также дальнейший расчет защит трансформатора будет приведен для электромеханической базы, а полученные в результате расчета уставки будут актуальными и для релейной защиты на базе микропроцессорных устройств.

7.4 Расчет защит трансформатора

Расчет основных защит трансформатора представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Результаты расчета релейной защиты трансформатора

Наименование величины	Обозначение и метод	Числовое значение для стороны	
		110 кВ	10 кВ
1	2	3	5
Первичный ток на сторонах защищаемого тр- ра соответствующей его походной мощности, А	$I_{ном} = \frac{S_{ном,прох}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 209,9$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2309,4$
Коэффициент трансформации ТТ	K_I	300/5	3000/5
Схема соединения ТТ	—	Д	У
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий проходной мощности Т, А	$I_{ном,В} = \frac{I_{ном} \cdot k_{сх}}{K_I}$	$\frac{209,9 \cdot \sqrt{3}}{300 / 5} = 6,05$	$\frac{2309,4 \cdot \sqrt{3}}{3000 / 5} = 6,66$
МТЗ			
Рабочий максимальный ток, А	$I_{р.мах} = \frac{S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 209,9$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2309,4$
Ток срабатывания защиты, А	$I_{МТЗ} = \frac{K_{над} \cdot K_{сам.зап}}{K_B} \cdot I_{р.н}$	$\frac{1,2 \cdot 2}{0,85} \cdot 209,9 = 592,6$	$\frac{1,2 \cdot 2}{0,85} \cdot 2309,4 = 6520,6$

1	2	3	5
Коэффициент чувствительности	$K_{\text{ч}} = \frac{I_k \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \right)}{I_{\text{МТЗ}}}$	$\frac{14,1 \cdot \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \right)}{0,592} = 20,6$	$\frac{11,1 \cdot \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \right)}{6,5206} = 1,47$
Коэффициент чувствительности	$K_{\text{ч}} = \frac{I_k \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \right)}{I_{\text{МТЗ}}}$	$\frac{14,1 \cdot \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \right)}{0,592} = 20,6$	$\frac{11,1 \cdot \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \right)}{6,5206} = 1,47$
Защита от перегрузки			
Ток срабатывания защиты, А	$I_{\text{сз.п}} = \frac{K_{\text{омс}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{ном}}$	$\frac{1,05}{0,85} \cdot 209,9 = 259,28$	$\frac{1,05}{0,85} \cdot 2309,4 = 2852,8$
Вторичный ток защиты, А	$I_{\text{втор.п}} = K_{\text{сх}} \cdot \frac{I_{\text{сз.п}}}{n_{\text{т}}}$	$\frac{259,28}{40} \cdot 1,732 = 11,22$	$\frac{2852,8}{600} \cdot 1,732 = 8,235$

8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Разработка оптимальной схемы подключения ПС Дипломная к электрическим сетям приморского края.

Развитие сети 110 кВ Приморского края в моем дипломном проекте представляет собой проектирование воздушной линии электропередач напряжением 110 кВ и ввод подстанции «Дипломная» на напряжение 110/10 кВ. Проектируемая ВЛ 110 кВ предназначена для питания данной подстанции. Необходимость реконструкции возникла в связи появлением дополнительной нагрузки.

8.1 Безопасность

При проектировании станций, подстанций, линий электропередачи, трансформаторов и других электроэнергетических объектов, важнейшей задачей в комплексе проектирования является обеспечение безопасности использования всех вышеназванных объектов человеком. Для этого необходимо строго соблюдать требования ПУЭ – Правила устройства электроустановок, требования ПТЭ /18/, технику безопасности при строительном-монтажных работах в энергетике /2/ и др.

Основная работа, которая проводится на трансформаторной подстанции - это планово-предупредительные ремонты, периодические и внеочередные осмотры. Большинство работ по профилактическому обслуживанию и ремонту трансформаторных подстанций и распределительных пунктов осуществляется с отключением электрооборудования.

Эти работы требуют тщательно подготовки рабочего места, при которой должны быть выполнены организационные и технические мероприятия, направленные на безопасное выполнение работ. Для этого мастер оформляет наряд с назначением ответственных лиц за безопасное выполнение работ. В зависимости от группы по электробезопасности, опыта,

опыта электроустановки и сложности схемы электромонтер может быть назначен в качестве допускающего, производителя работ или члена бригады.

Допускающий или производитель работ получив от мастера наряд или устное распоряжение знаками бригаду с содержанием работы, в зависимости от которой подбираются необходимые спецодежда, защитные средства, инструменты, приспособления и материалы. Подготовив все необходимое бригада отправляется к месту проведения работ.

По прибытию на место бригада получает разрешение на подготовку рабочего места и на допуск от дежурного. Ни в коем случае нельзя давать такое разрешение заранее. Разрешение на подготовку рабочего места и на допуск оформляется в наряде. Подготовку рабочего места производит допускающий совместно с производителем работ.

Электроустановка заземляется путем включения заземляющих ножей или установкой переносных заземлений. Их сначала присоединяют к заземляющему устройству, а затем, после проверки отсутствия напряжения, устанавливают на токоведущие части.

Территория ОРУ и подстанции (ПС «Портовая») ограждены внешним забором высотой 1,8 м.

Вспомогательные сооружения (мастерские, склады, ОПУ и т. П.), расположенные на территории ОРУ, огораживаются внутренним забором высотой 1,6 м.

При производстве работ в действующих электроустановках необходимо руководствоваться ПТБ /6/, инструкциями по охране труда, а также инструктивными указаниями, полученными при допуске к работе. Средства защиты, используемые в соответствии с ПТБ должны удовлетворять требованиям государственных стандартов, а также РД 34.03.603 «Правил

применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках».

Рабочие и инженерно-технические работники, занятые на работах с вредными и опасными условиями труда, должны проходить медицинский осмотр в порядке и в сроки, установленные Минздравом РФ.

8.2 Пожаробезопасность

Для снижения воздействия вредных и опасных производственных факторов на подстанции предусмотрена установка современного оборудования, в частности элегазовых выключателей, которые являются безопасными в отношении взрывобезопасности и пожаробезопасности по сравнению с устаревшими масляными выключателями.

В связи с тем, что на ПС «Дипломная» устанавливаются элегазовые и вакуумные выключатели, снижается уровень возникновения ЧС на ОРУ.

Одна из наибольших опасностей возгорания угрожает кабельным линиям. Кабели и провода от трансформаторных станций к распределительным щитам должны прокладываться в огнестойких каналах раздельного типа и быть оборудованы негорючей изоляцией. Все линии электропередач внутри и снаружи здания должны оборудоваться автоматикой аварийного отключения при перегрузках или КЗ.

Линии, к которым подключены устройства пожарной безопасности, оборудуются огневой защитой или изоляцией с таким классом огнестойкости, чтобы при пожаре система могла сохранять работоспособность столько времени, сколько требуется по нормативам, чтобы эвакуировать весь персонал.

Все работы внутри подстанции, сопряженные с появлением искр или высокой температурой — сварка, резка болгаркой, сверление производятся только при полном соблюдении соответствующих правил и наличии средств оперативного пожаротушения.

Распределительные щиты выполняются из негорючего материала и надежно изолируются от оборудования. Все электrorаспределительное оборудование и трансформаторы должны соответствовать классу помещения по взрывоопасности и пожаро опасности и регулярно проверяться согласно плану ТО.

Вся растительность, угрожающая распространением горения от подстанции, или способная привлечь огонь от сторонних источников к ТП должна удаляться по всему периметру участка, на котором расположен трансформатор. Кровли и перекрытия подстанций выполняются из негорючих материалов. Все деревянные элементы обрабатываются антипиренами.

В электроустановках должны иметься первичные средства пожаротушения.

Для обеспечения мобильного развертывания пожарных подразделений подходы к электрооборудованию и подъезды к электромашинным помещениям и подстанциям не должны загромождаться.

Песок применяют для тушения небольших очагов пожаров кабелей, проводки и горючих жидкостей. Войлок и асбестовое полотно набрасывают на горящую поверхность для изоляции очага загорания и затруднения доступа воздуха.

Углекислотные огнетушители применяют для тушения оборудования, находящегося под напряжением. Раструб направляют на очаг пожара и открывают вентиль. При пользовании огнетушителем надо соблюдать осторожность: не приближать раструб к токоведущим частям и не касаться его, чтобы не обморозить руки.

Применение пенных огнетушителей допускается только на отключенном оборудовании.

Углекислотные огнетушители осматривают 1 раз в месяц. Массу баллона с углекислотой проверяют 1 раз в 3 месяца; чтобы убедиться в отсутствии утечек углекислоты через вентиль.

Первый заметивший загорание или пожар должен немедленно сообщить об этом в пожарную охрану и старшему дежурному по цеху или электрохозяйству и после этого начать самостоятельно тушить пожар подручными средствами.

Присоединения, на которых горит оборудование, необходимо отключить без предварительного разрешения вышестоящего дежурного, но с последующим его уведомлением.

Тушить пожар водой без снятия напряжения нельзя (исключения возможны в особых случаях, по специальным инструкциям для пожарных подразделений).

При пожаре трансформатора его отключают со всех сторон, после чего тушат распыленной водой и огнетушителями.

При пожаре на пультах и щитах управления снимают с них напряжение и гасят углекислотными огнетушителями, песком.

При пожаре в кабельных каналах снимают напряжение и гасят компактной струей воды. В начальной стадии место горения можно засыпать песком. Необходимо принимать меры по изоляции очага, в котором произошло загорание, от смежных помещений. Вентиляцию следует отключить.

Нужно помнить, что многие полимерные материалы, используемые для изоляции и защитных покровов кабелей, а также пластмассы при горении выделяют ядовитые вещества, обладающие удушающим действием, разрушающе действующие на легкие, кровь, нервную систему и т. д.

По прибытии пожарного подразделения старший дежурный из электротехнического персонала инструктирует о наличии соседних токоведущих частей, оставшихся под напряжением, и выдает письменное разрешение на тушение пожара.

8.3 Экологичность реконструируемого участка электрической сети

Экологические аспекты, в частности влияние электроустановок на окружающую среду – один из важнейших вопросов в энергетике. Любая электроустановка в той или иной мере оказывает негативное влияние на окружающую среду, в том числе и на живых существ – от насекомых до человека.

В процессе эксплуатации электроустановок возможно загрязнение окружающей среды вредными веществами. Это может быть: электролит, трансформаторное масло и другие нефтепродукты, бытовые отходы и другие вредные вещества.

Для предотвращения загрязнения окружающей среды необходимо строго соблюдать нормативные документы и инструкции по эксплуатации оборудования, правила обращения с вредными веществами и др., хранить отходы и вредные вещества в специально отведенных для этого местах.

Рассмотрим защиту от загрязнений силовых трансформаторов. В соответствии с [12] для предотвращения загрязнения окружающей территории при аварийном выбросе трансформаторного масла и предотвращения распространения пожара проектом предусматривается сооружение маслоприемников.

На подстанции «Дипломная» устанавливаются 2 трансформатора марки ТДН 16000/110 с размерами (м) 5,845×3,570×5,470 и массой масла 12,8 т.

1) Габариты маслоприемника выступают за габариты трансформатора на 1,5 м.

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

Маслоприемники масла выполняем с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м;

Верхний уровень гравия (щебня) находится на расстоянии не менее чем 75 мм ниже уровня окружающей планировки.

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

Таблица 32 – Исходные данные для расчёта маслоприёмника трансформатора

Марка трансформатора	Масса трансформаторного масла в трансформаторе, кг	Габариты трансформатора		
		Н, мм	Длина А, мм	Ширина В, мм
ТДН-16000/110	12800	5470	5845	3570

Величина Δ , на которую габариты маслоприёмника должны выступать за габариты трансформатора, для данной массы трансформаторного масла, равна 1,5 м

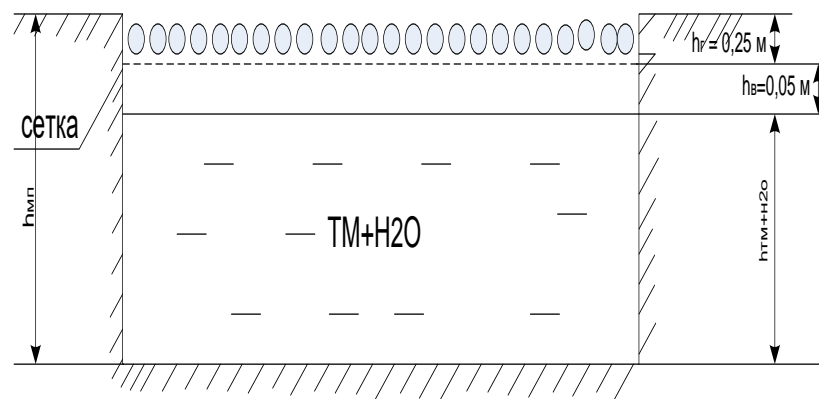


Рисунок 17 – Схема заглублённого маслоприёмника без отвода масла

1. Определим габариты маслоприёмника.

Длина, м:

$$C = (A + 2 \cdot \Delta), \quad (73)$$

где A - габаритная длина трансформатора, м;

Δ - величина, на которую габариты маслоприёмника должны выступать за габариты трансформатора, м.

$$C = (5,845 + 2 \cdot 1,5) = 8,845 \text{ м.}$$

Ширина, м:

$$D = (B + 2 \cdot \Delta), \quad (74)$$

где B - габаритная ширина трансформатора, м;

Δ - величина, на которую габариты маслоприёмника должны выступать за габариты трансформатора, м.

$$D = (3,57 + 2 \cdot 1,5) = 6,57 \text{ м.}$$

Площадь маслоприёмника, м²:

$$S_{МП} = C \cdot D, \quad (75)$$

где C - длина маслоприёмника, м;

D - ширина маслоприёмника, м.

$$S_{МП} = 6,57 \cdot 8,845 = 58,1 \text{ м}^2.$$

2. Определим объём маслоприёмника.

Объём маслоприёмника без отвода масла следует рассчитывать на приём 100% объёма масла залитого в трансформатор и 80% воды от средств пожаротушения из расчёта орошения площадей маслоприёмника и боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью $0,2 \frac{\text{л}}{\text{с} \cdot \text{м}^2}$ в течение 30 минут.

2.1 Определим объём трансформаторного масла, м³:

$$V_{тм} = \frac{M}{\rho} \quad (76)$$

где M - масса трансформаторного масла, кг;

ρ - плотность трансформаторного масла, равная $0,88 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$ [4],

$$V_{тм} = \frac{12800}{880} = 14,55 \text{ м}^3.$$

2.2 Определим объём воды от средств пожаротушения, м³:

$$V_{воды} = I_n \cdot t \cdot (S_{мп} + S_{бнг}), \quad (77)$$

где I_n - величина интенсивности пожаротушения, равная $0,2 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3 / \text{с} \cdot \text{м}^2$;

t - время пожаротушения, равное 1800 с;

$S_{бнг}$ – площадь боковых поверхностей трансформатора, м².

Площадь боковых поверхностей трансформатора, м²:

$$S_{\text{бнз}} = 2 \cdot (A + B) \cdot H \quad (78)$$

где A – длина трансформатора, м;

B – ширина трансформатора, м;

H – высота трансформатора, м.

$$S_{\text{бнз}} = 2 \cdot (5,845 + 3,57) \cdot 5,47 = 103 \text{ м}^2;$$

$$V_{\text{воды}} = 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 \cdot (58,1 + 103) = 57,996 \text{ м}^3.$$

2.3 Определим глубину маслоприёмника, м:

$$h_{\text{мн}} = \frac{V_{\text{мм}}}{S_{\text{мн}}} + \frac{0,8 \cdot V_{\text{H}_2\text{O}}}{S_{\text{мн}}} + h_{\text{г}} + h_{\text{з}}, \quad (79)$$

где $V_{\text{мм}}$ – объём трансформаторного масла, м³;

$S_{\text{мн}}$ – площадь основания маслоприёмника, м²;

$V_{\text{H}_2\text{O}}$ – объём воды, м³;

$h_{\text{г}}$ – величина воздушного канала согласно равна 0,05 м;

$h_{\text{з}}$ – высота слоя гранитного щебня или гравия согласно равна 0,25 м.

$$h_{\text{мн}} = \frac{14,55}{58,1} + \frac{0,8 \cdot 57,996}{58,1} + 0,05 + 0,25 = 1,349 \text{ м.}$$

2.4 Определим объём маслоприёмника, м³:

$$V_{\text{мн}} = S_{\text{мн}} \cdot h_{\text{мн}}, \quad (80)$$

где $S_{\text{мн}}$ – площадь маслоприёмника, м²;

$h_{\text{мн}}$ – высота маслоприёмника, м.

$$V_{\text{мн}} = 58,1 \cdot 1,349 = 78,38 \text{ м}^3.$$

Вывод: в ходе решения для заданного трансформатора марки ТДН-16000/110 рассчитаны габариты маслоприёмника и получены результаты: объём маслоприёмника равен $78,38 \text{ м}^3$, площадь маслоприёмника равна $58,1 \text{ м}^2$, высота маслоприёмника $1,349 \text{ м}$.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе была спроектирована подстанция 110/10 Дипломная. Рассчитаны все параметр для выбора и проверки оборудования. Выбрано и проверено основное оборудование ПС Дипломная. Сделан расчет молниезащиты подстанции. В части безопасности и экологичности были описаны методы защиты окружающей среды от загрязнения трансформаторным маслом; рассмотрен вопрос пожаробезопасности на подстанции описаны первичные средства пожаротушения.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Александров, Г. Н. Электрические аппараты высокого напряжения: справочник / Г. Н. Александров, А. И. Афанасьев - М.: Энергоатомиздат, 2008.-503 с.
- 2 Мясоедов, Ю.В. Проектирование электрической части станций и подстанций: Учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. - Благовещенск: Изд-во АмГУ. 2009.
- 3 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. 2008. - 604 с.
- 4 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов / Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин . - 3-е изд., доп. - М.: Энергоатомиздат, 20010.
- 5 Усов, С. В. Электрическая часть электростанций: Учеб. пособие / С. В, Усов. - М.: Энергоатомиздат, 2008. - 616 с.
- 6 РД 153–34.3–35.125–99 «Руководство по защите электрических станций от грозовых и внутренних перенапряжений»/ Под научной ред. Н. Н. Тиходеева – С.-Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 2009.
- 7 Беляков Ю.П., Козлов А.Н., Мясоедов Ю.В. Релейная защита и автоматика электрических систем: Учебное пособие. Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2008
- 8 Судаков Г.В., Галушко Т.А. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов. Учебное пособие. – Благовещенск: изд. АмГУ, 2009.
- 9 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2011. – 552 с.

10 СТО ОАО «ФСК ЕЭС» 56947007-29.240.30.010-2008.

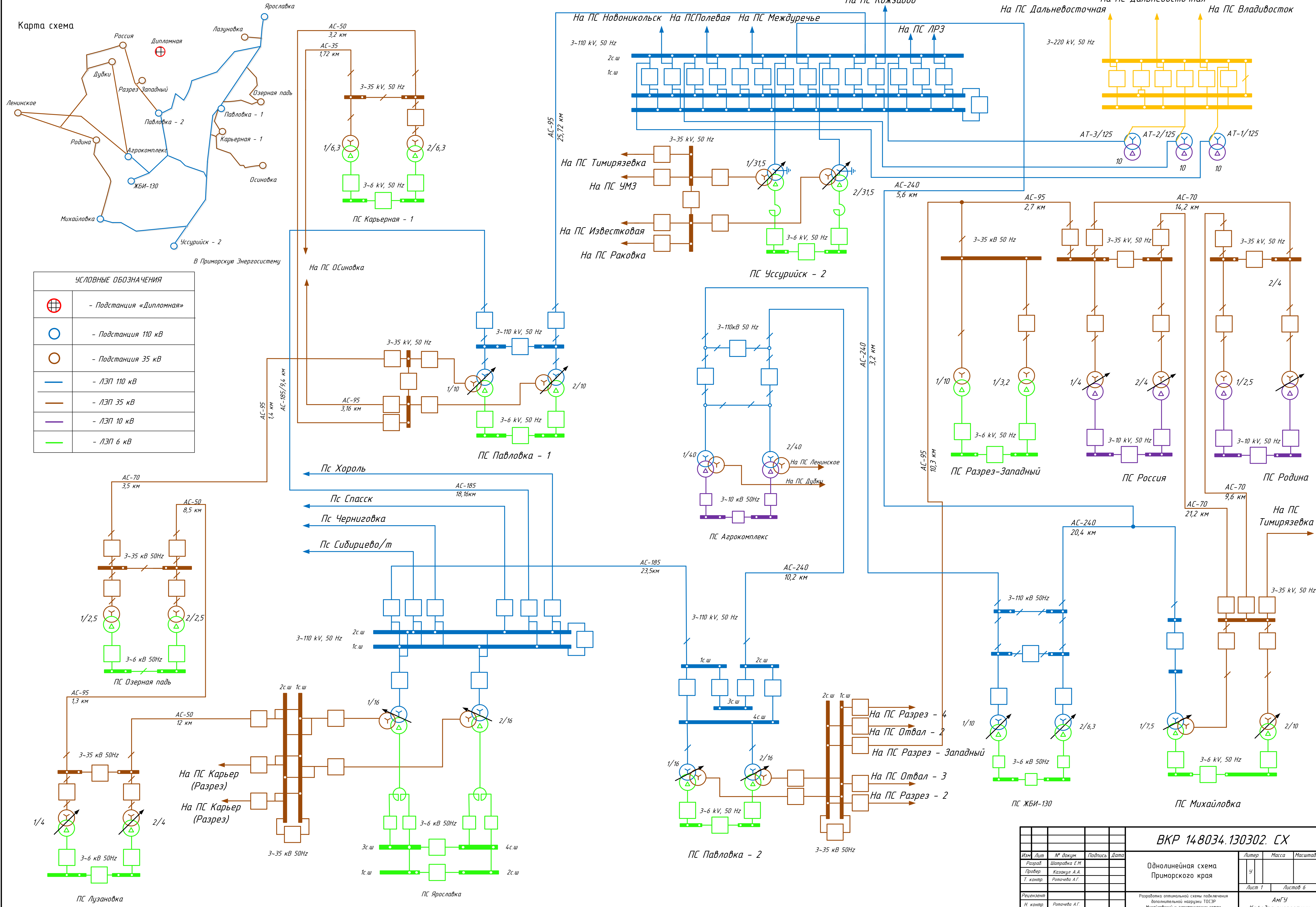
11 СНиП 21-01-97. Пожарная безопасность зданий и сооружений.
Постановление Министра России от 13.02.1997 № 18-7 СНиП от 13.02.1997
№ 21-01-97. Строительные нормы и правила РФ

12 СНиП 23-03–2003. «Нормы проектирования. Защита от шума». Система
нормативных документов в строительстве. М. : 2010. – 67 с.

Карта схема



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ	
	- Подстанция «Дипломная»
	- Подстанция 110 кВ
	- Подстанция 35 кВ
	- ЛЭП 110 кВ
	- ЛЭП 35 кВ
	- ЛЭП 10 кВ
	- ЛЭП 6 кВ



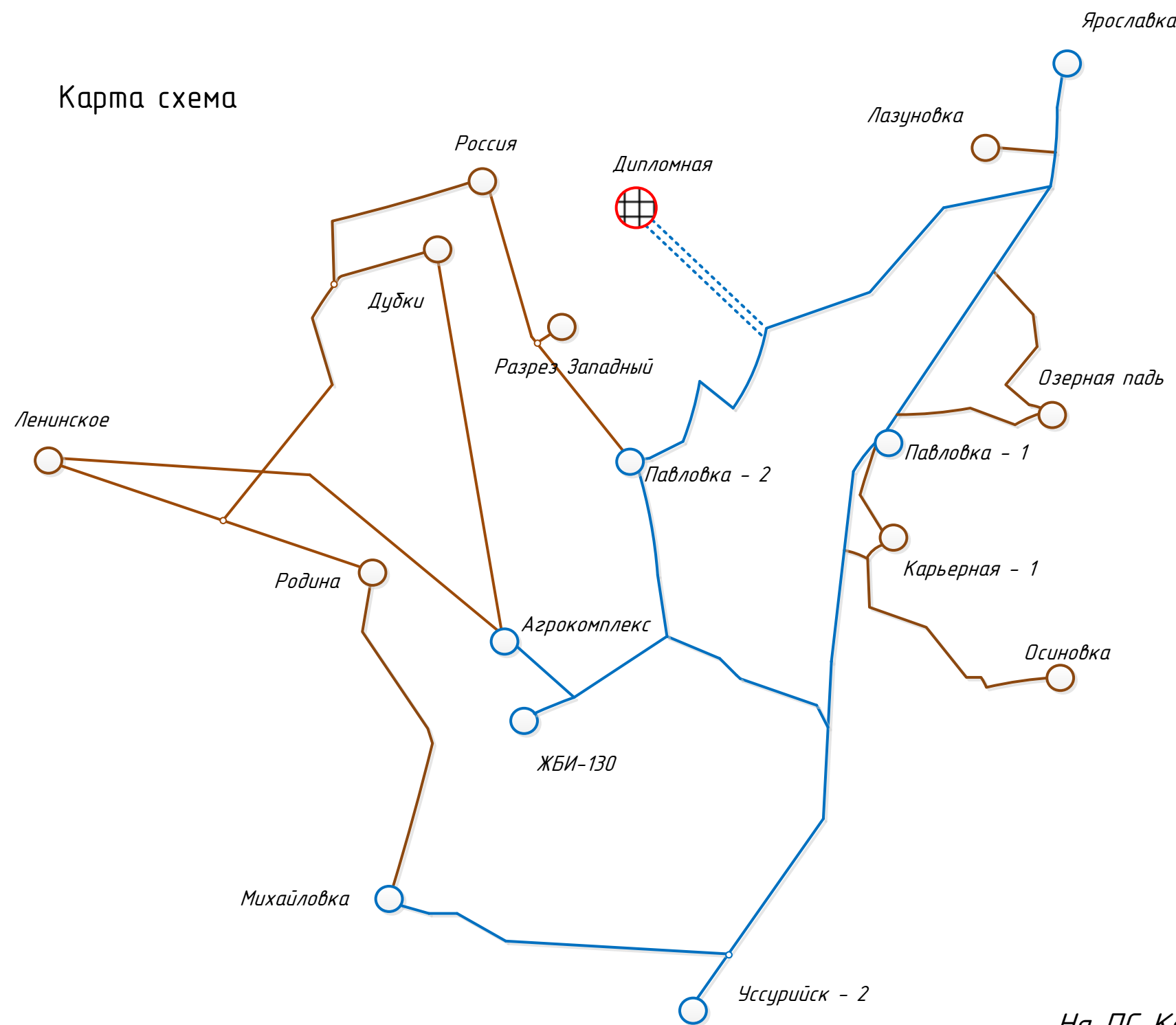
ВКР 14.8034.130302.СХ				Литер	Масса	Масштаб
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата	у	
Разраб	Штрабка Е.М.					
Провер	Казаква А.А.					
Т. контр	Ромачева А.Г.					
Рецензент					Лист 1	Листов 6
И. контр	Ромачева А.Г.				АМГУ	
Удт	Савина Н.В.				Кафедра энергетики	

Однолинейная схема
Приморского края

Разработка оптимальной схемы подключения
дополнительной нагрузки ТЭСЭР
Михайловский и электрических сетей
электроэнергетической системы Приморского края

Вариант №1

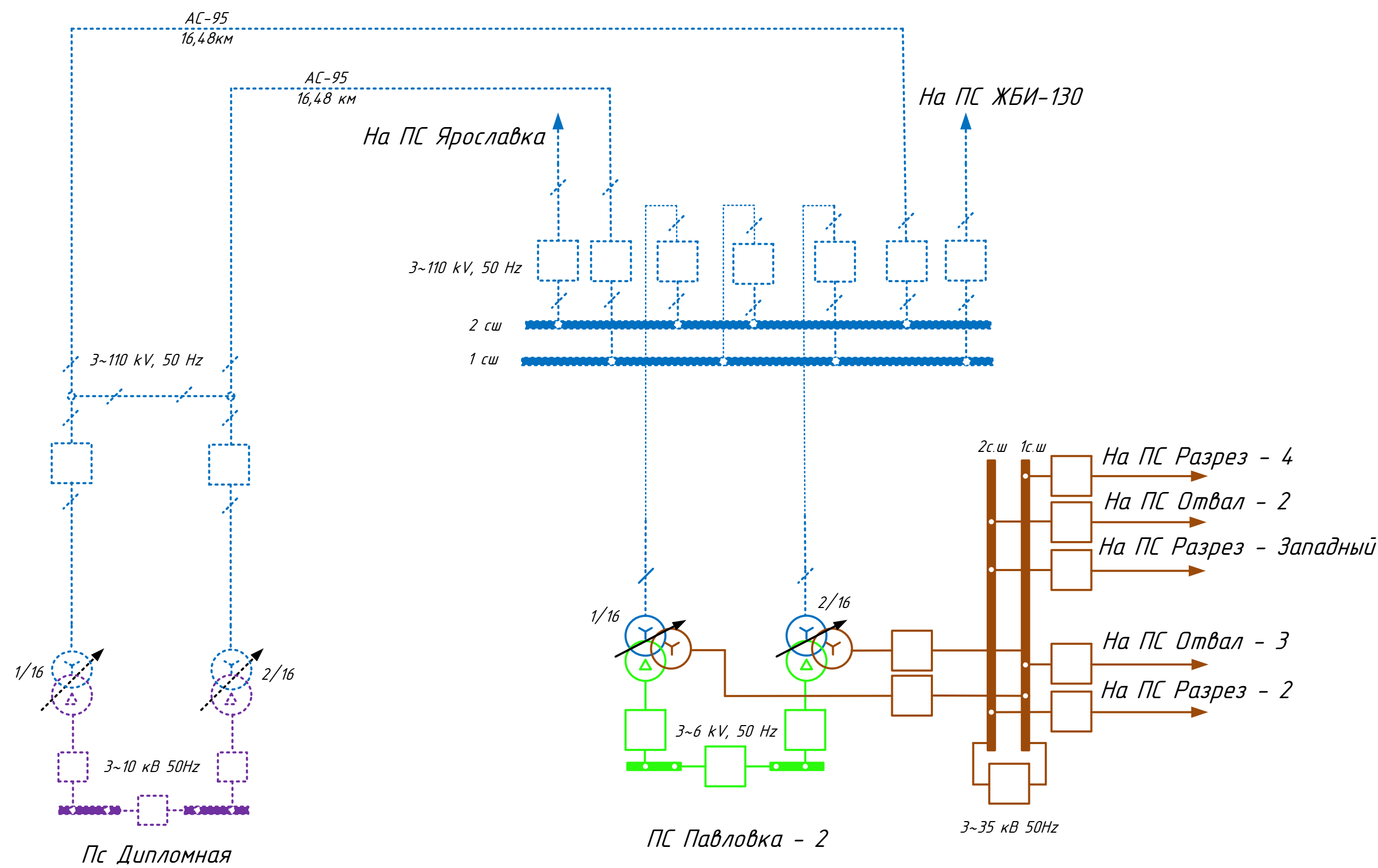
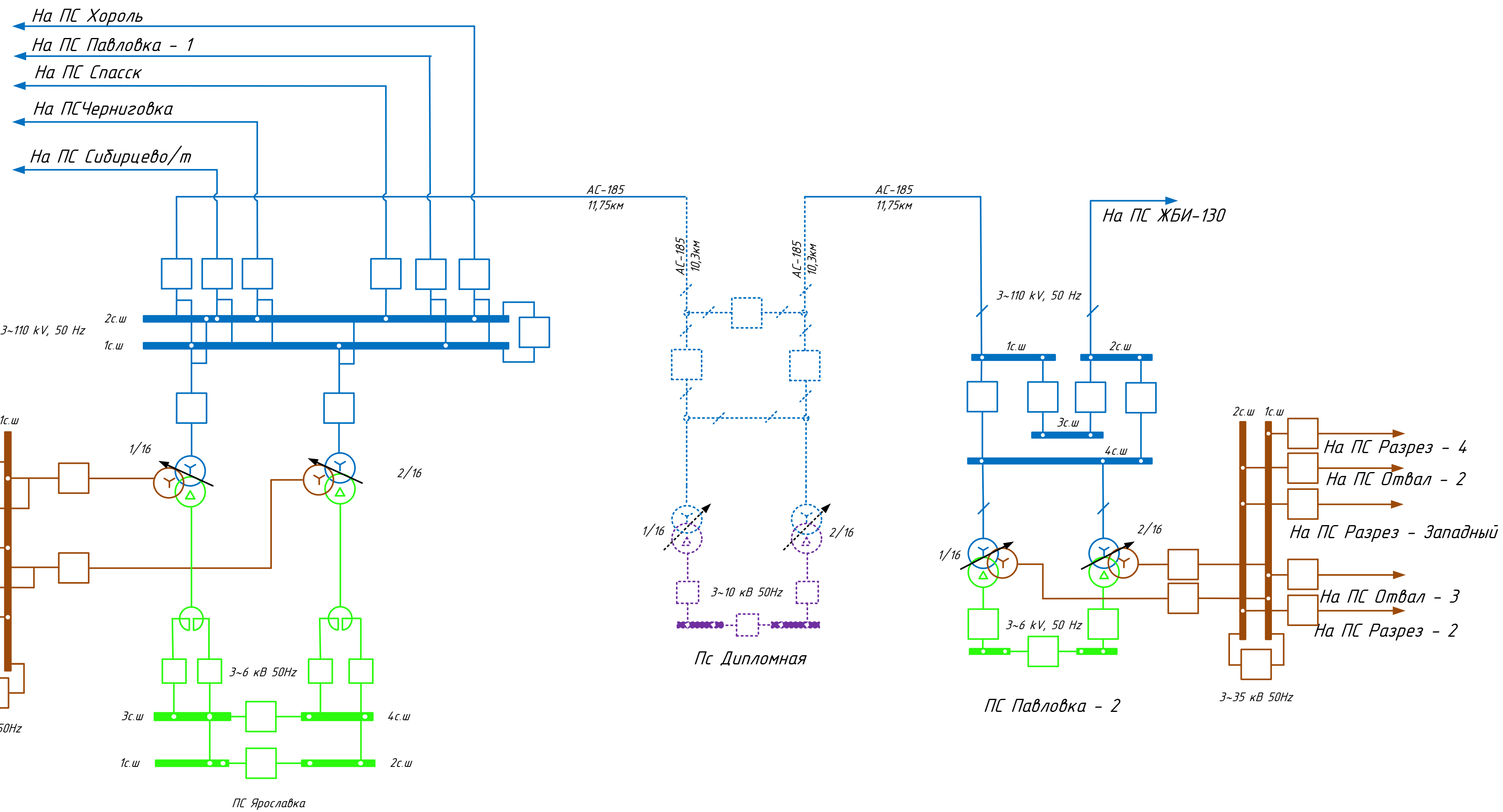
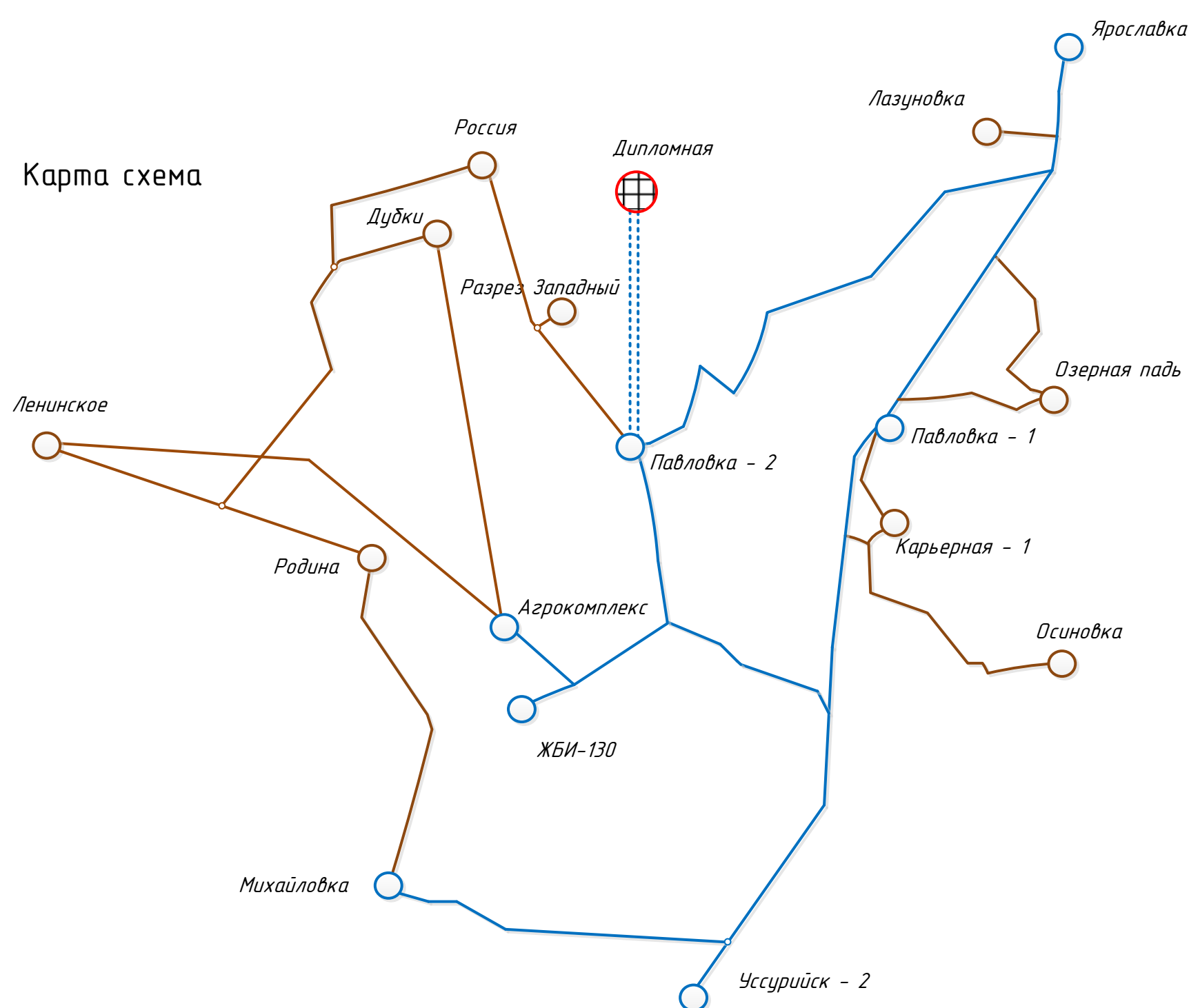
Карта схема



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ	
	- Подстанция «Дипломная»
	- Подстанция 110 кВ
	- Подстанция 35 кВ
	- ЛЭП 110 кВ
	- ЛЭП 35 кВ
	- ЛЭП 10 кВ
	- ЛЭП 6 кВ

Вариант №2

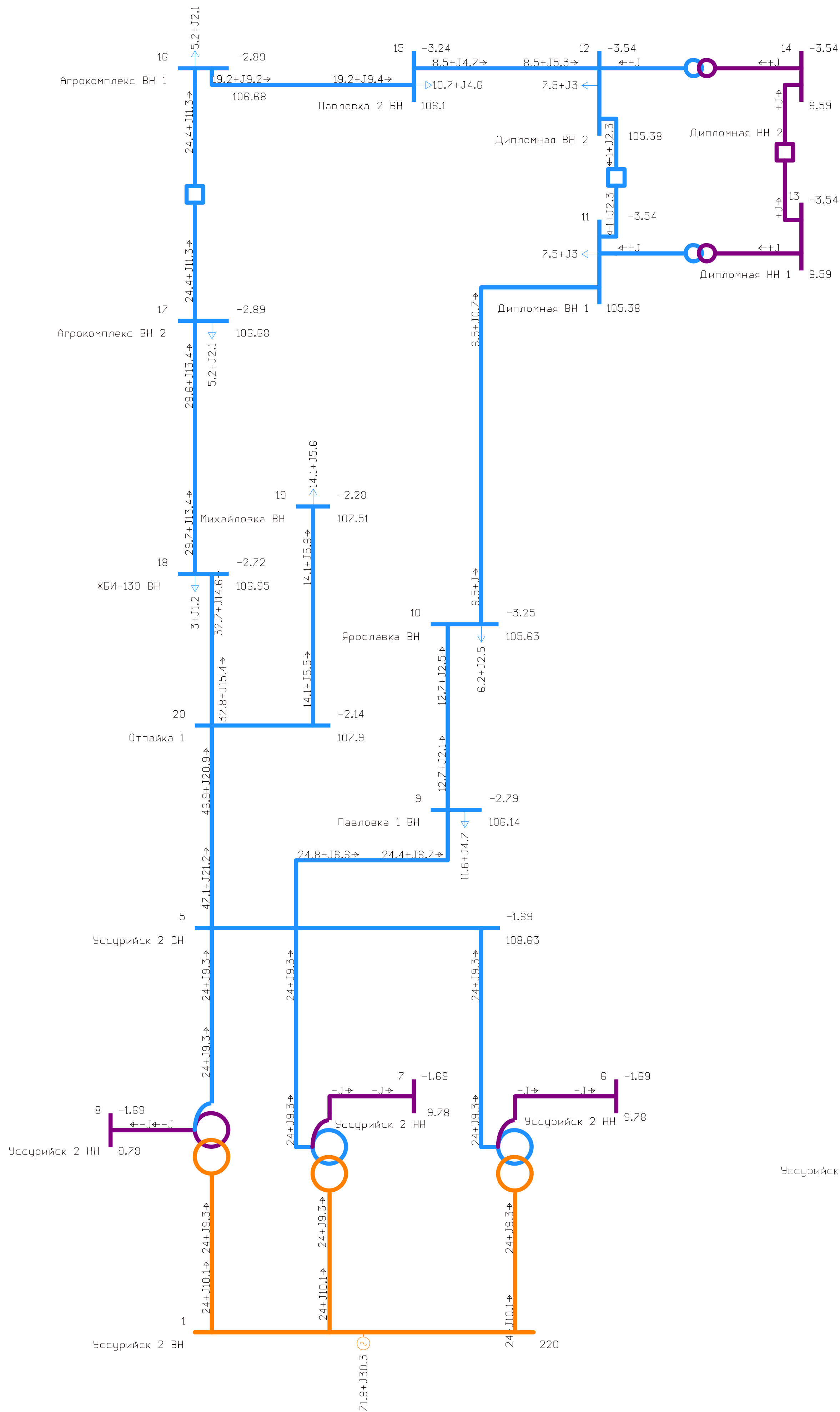
Карта схема



	Сравнение вариантов	
	1 вариант	2 вариант
Выключатели, шт	6	12
Трансформаторы, шт	2	2
ВЛ, км	20,6	33
Реконструкция ОРУ	Не нужна	Нужна
Капиталовложения	309787500 руб	444762500 руб
Издержки	13138400 руб	126059992 руб
Затраты	322925900 руб	570822492 руб

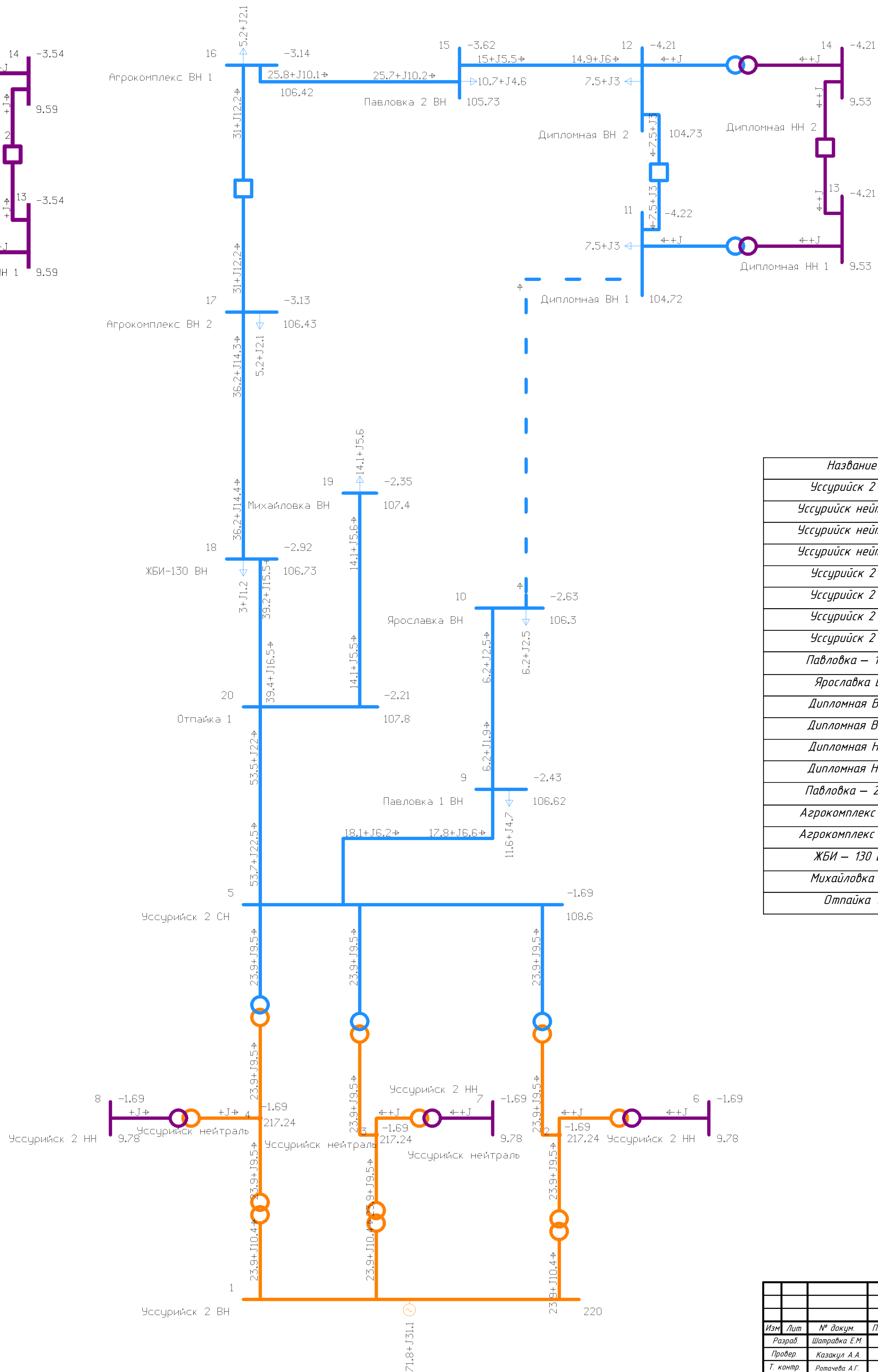
ВКР 14.8034.130302. СХ				Литер	Масса	Масштаб
Им	Лист	№ докум	Подпись	Дата	д	мм
Разр	Штрабка Е.М					
Проф	Казаква А.А					
Т. контр	Ромачёв А.Г					
Ревизия						
Н. контр	Ромачёв А.Г					
Чит	Савина И.В					
Сравнение вариантов				Лист 2	Листов	
Разработка оптимальной схемы подключения дополнительной нагрузки ТЭСЗР Михайловский к электрической сети электроразрешительской системы Приморского края				АМГУ Кафедра энергетики		

Нормальный режим



Послеаварийный режим

Отключение ВЛ Ярославка - Дипломная



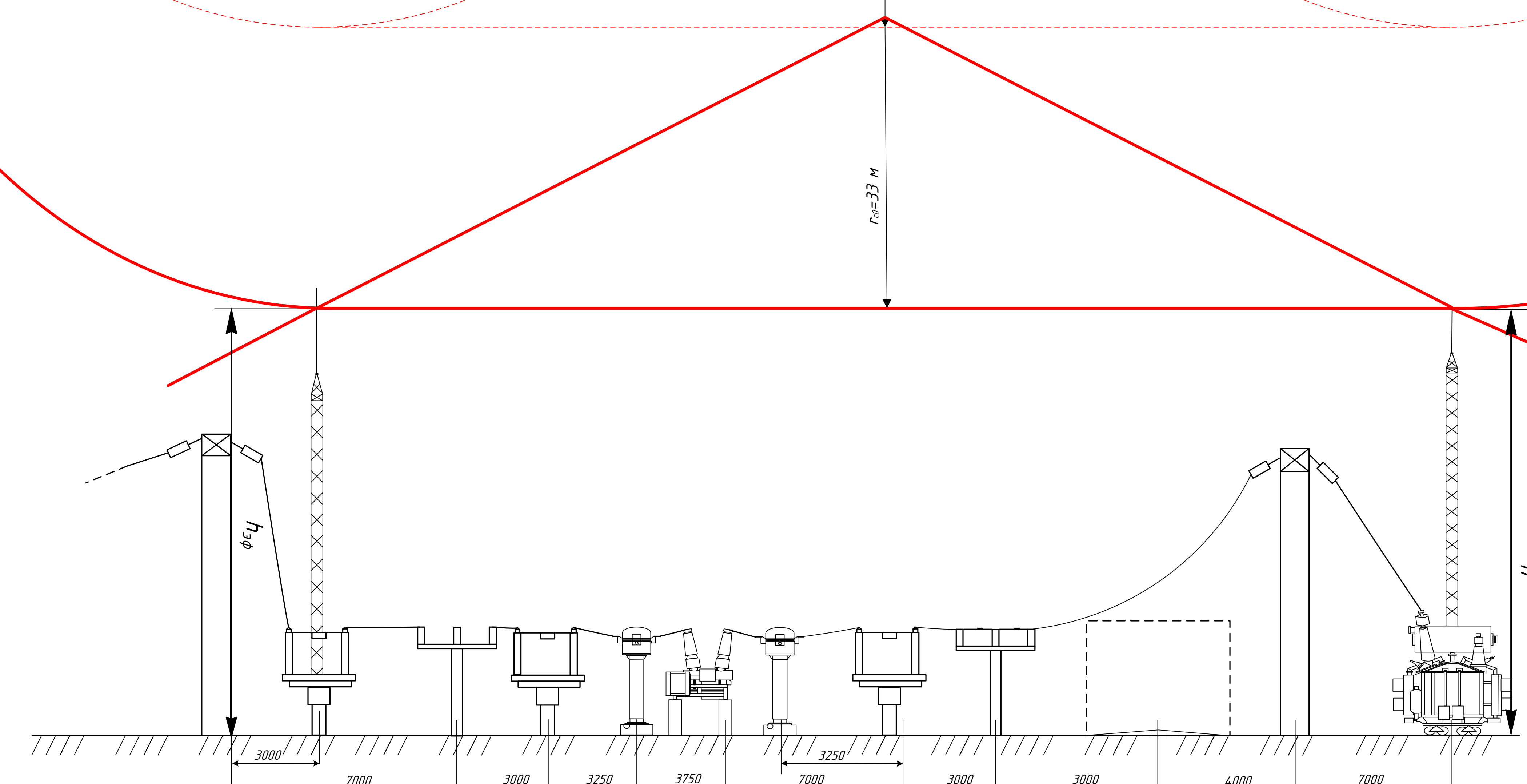
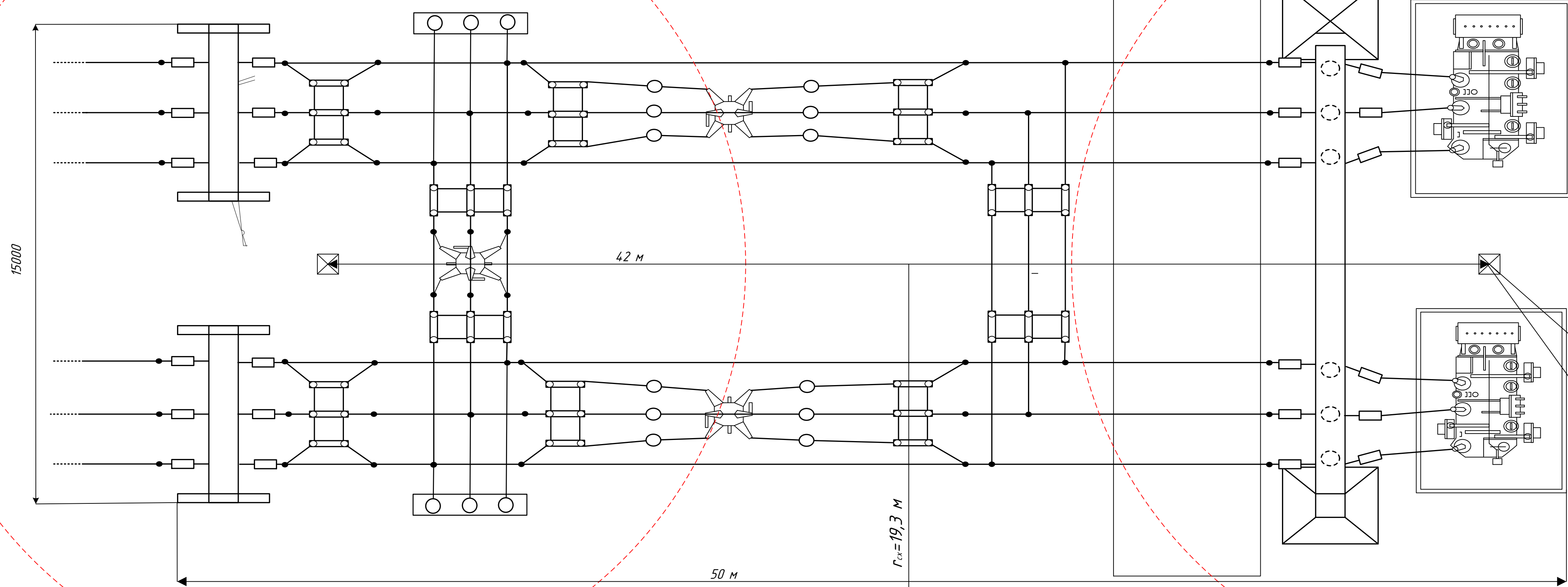
Напряжения в узлах в максимальном режиме

Название	U _{ном} кВ	U _{расч} кВ
Уссурийск 2 ВН	220	220
Уссурийск нейтраль	220	217,22
Уссурийск нейтраль	220	217,22
Уссурийск 2 СН	110	108,58
Уссурийск 2 НН	10	9,77
Уссурийск 2 НН	10	9,77
Уссурийск 2 НН	10	9,77
Павловка - 2 ВН	110	106,04
Ярославка ВН	110	105,49
Дипломная ВН 1	110	105,20
Дипломная ВН 2	110	105,21
Дипломная НН 1	10	9,62
Дипломная НН 2	10	9,62
Павловка - 2 ВН	110	105,98
Агрокомплекс ВН 1	110	106,58
Агрокомплекс ВН 2	110	106,59
ЖБИ - 130 ВН	110	106,86
Михайловка ВН	110	107,44
Отпайка 1	110	107,84

Условные обозначения

Цвет	Класс напряжения
	220 кВ
	110 кВ
	10 кВ
	6 кВ

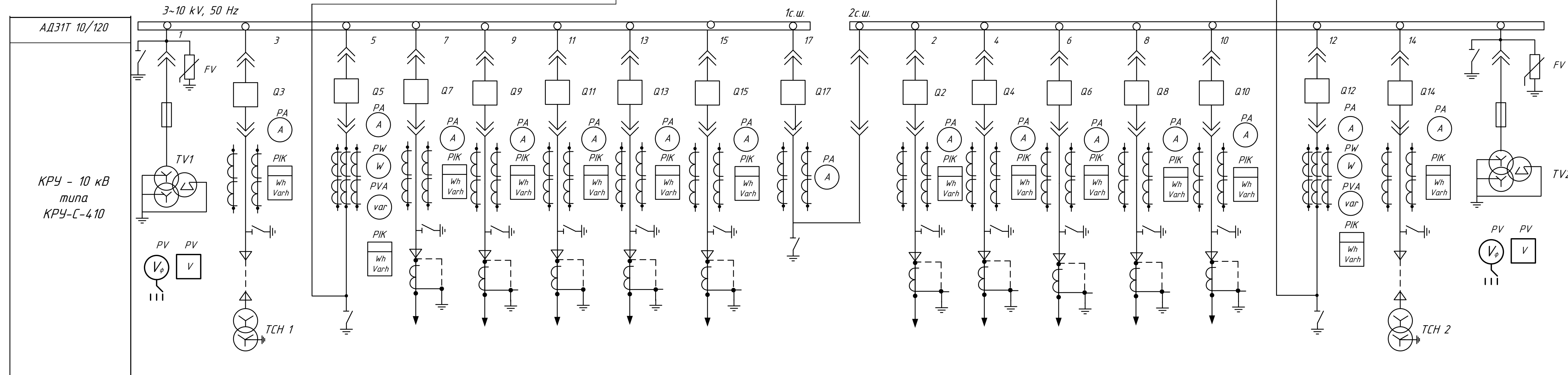
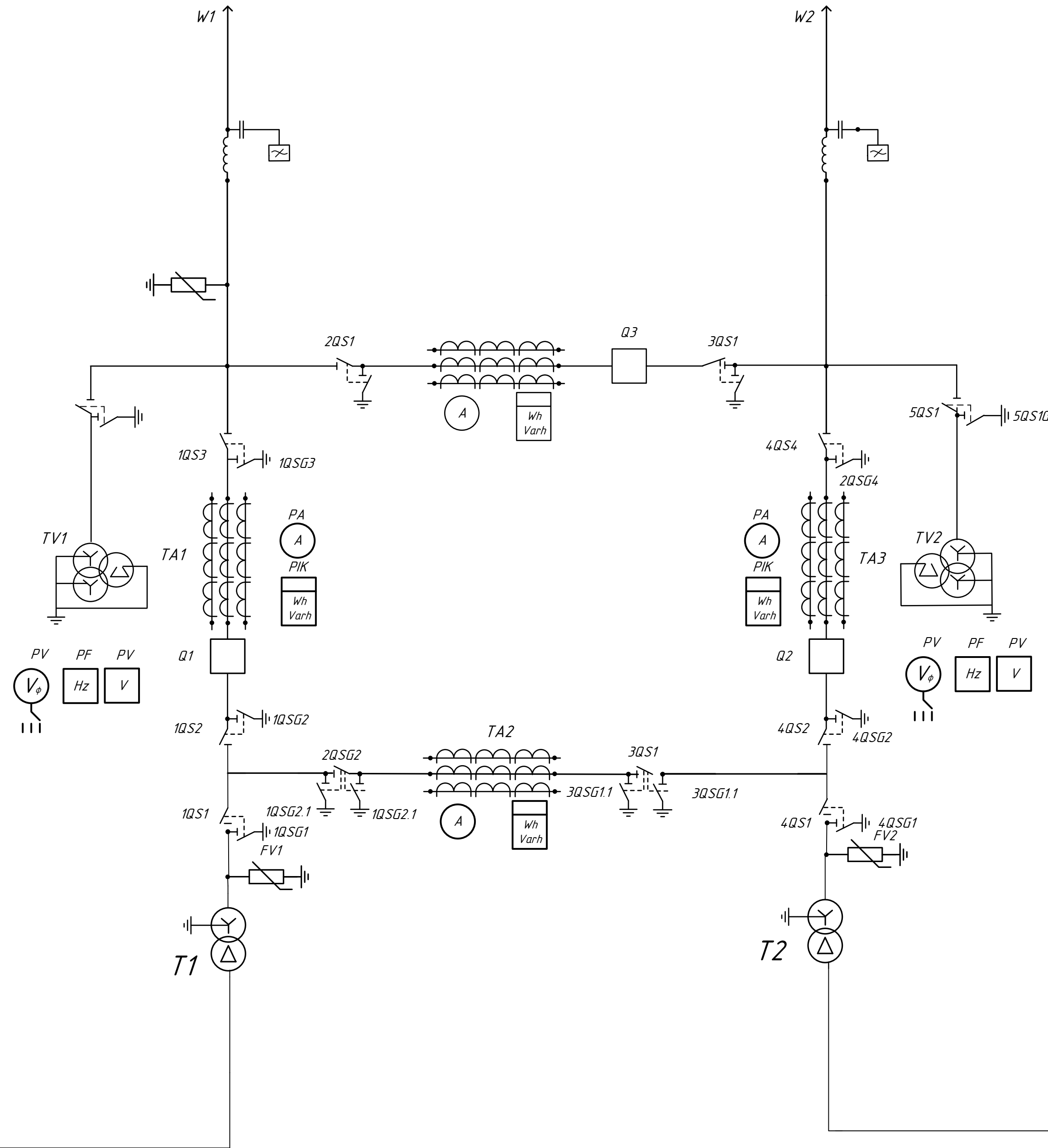
ВКР 14.8034.130302.СХ				Литер	Масса	Масштаб
Изм	Лит	№ докум	Подпись	Дата	у	Лист 3
Разраб	Штрабка	ЕМ				
Провер	Казаква	А.А.				
Т. контр	Ротачева	А.Г.			Листов 6	
Рецензент					АМГУ	
И. контр	Ротачева	А.Г.			Кафедра энергетики	
Удт	Савина	Н.В.			Разработка оптимальной схемы подключения дополнительной нагрузки ТЭСЭР Михайловский и электрических сетей электроэнергетической системы Приморского края	



r_0 — радиус защиты молниеотвода на уровне земли
 r_x — радиус защиты молниеотвода на уровне защищаемого объекта

ВКР 14.8034.130302.СХ					Литер	Масса	Масштаб
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	д		
Разраб	Штрабук Е.М.						
Пробир	Казакул А.А.				Лист 4	Листов 6	
Исполн	Ротачева А.Г.				АМГУ		
Утвержд	Сабина Н.В.				Кафедра энергетики		
Разработка оптимальной схемы подпитания дополнительной нагрузки ТЭСЭР Михайловский к электрическим сетям электроэнергетической системы Приморского края							

Провод АС-185/29
Высокочастотный заградитель ВЗ-200-0,541
РГ - 110 / 1000 УХЛ1.
РГ - 110 / 1000 УХЛ1.
РГ - 110 / 1000 УХЛ1.
Трансформатор напряжения НАМИ-110 УХЛ1
Трансформатор тока ТОГФ-110
ВЗБ - 110 - 40 / 2500 УХЛ1
РГ - 110 / 1000 УХЛ1.
РГ - 110 / 1000 УХЛ1.
Ограничитель перенапряжений ОПНн-110
Трансформатор ТДН-16000/110



№ ячейки	1	3	5	7	9	11	13	15	17	2	4	6	8	10	12	14	16
Назначение	ТН 1	ТСН 1	Т1	КЛ1	КЛ3	КЛ5	КЛ7	КЛ9	Секционный выключатель	КЛ2	КЛ4	КЛ6	КЛ8	КЛ10	Т2	ТСН 2	ТН 2
Изм. трансформатор	НАЛИ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	ТШЛ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	НАЛИ-СЭЩ-10
Выключатель	ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20/1000	ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20/1000	ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20/1000	ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20/1000	ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20/1000	ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20/1000	ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20/1000	ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20/1000	ВВЗ-М-10-50/1000	ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20/1000	ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20/1000	ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20/1000	ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20/1000	ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20/1000	ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20/1000	ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20/1000	
Трансформатор СН		ТСН 160/10														ТСН 160/10	
Предохранитель	ПКТ-101																ПКТ-101
ОПН	ОПНн-10																ОПНн-10

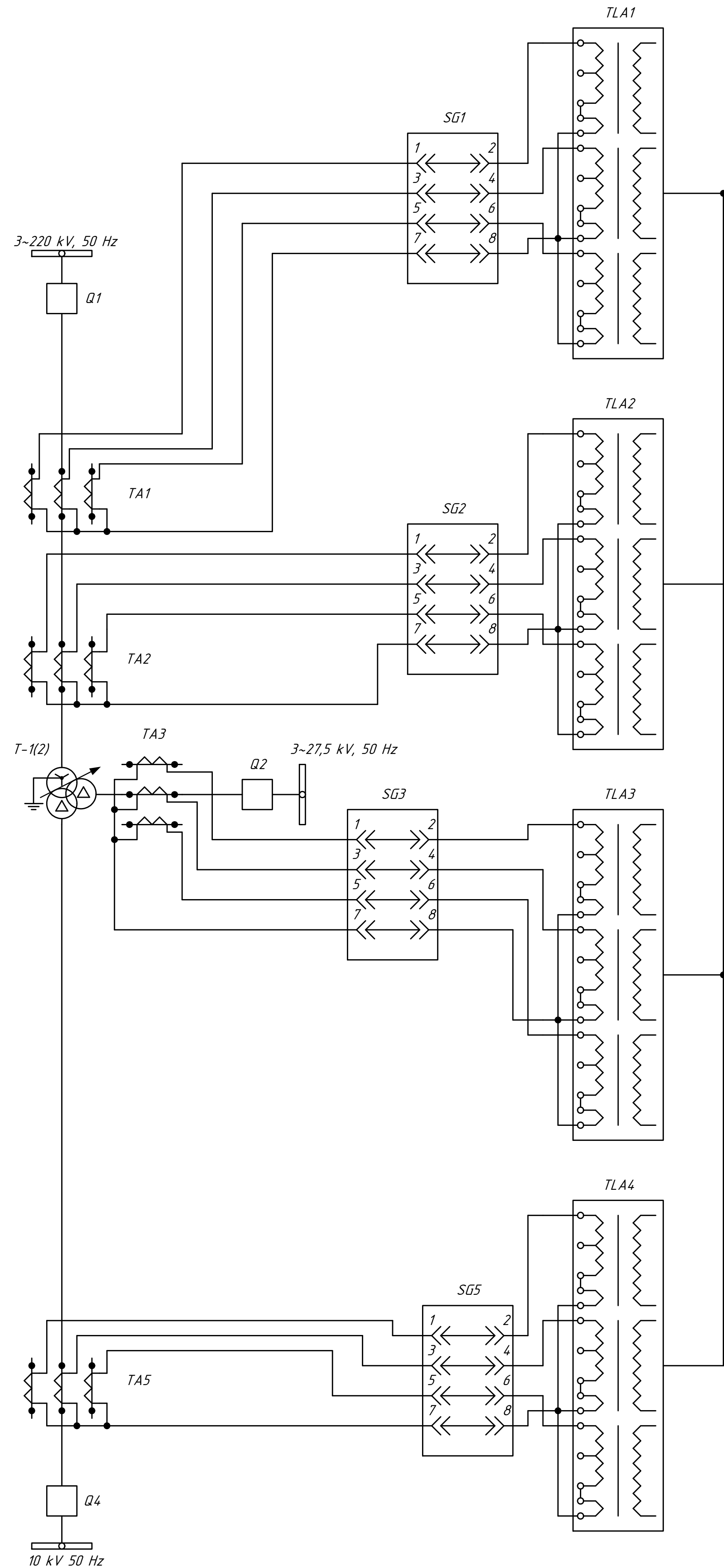
ВКР 148034.130302.СХ

Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата
Разраб	Штраба Е М			
Проверил	Козина А А			
Исполн	Ротачева А Г			
Утвержд	Сабина Н В			

Разработка оптимальной схемы подключения
дополнительной нагрузки ТОСЭР
Михайловский к электрическим сетям
электроэнергетической системы Пригородного края

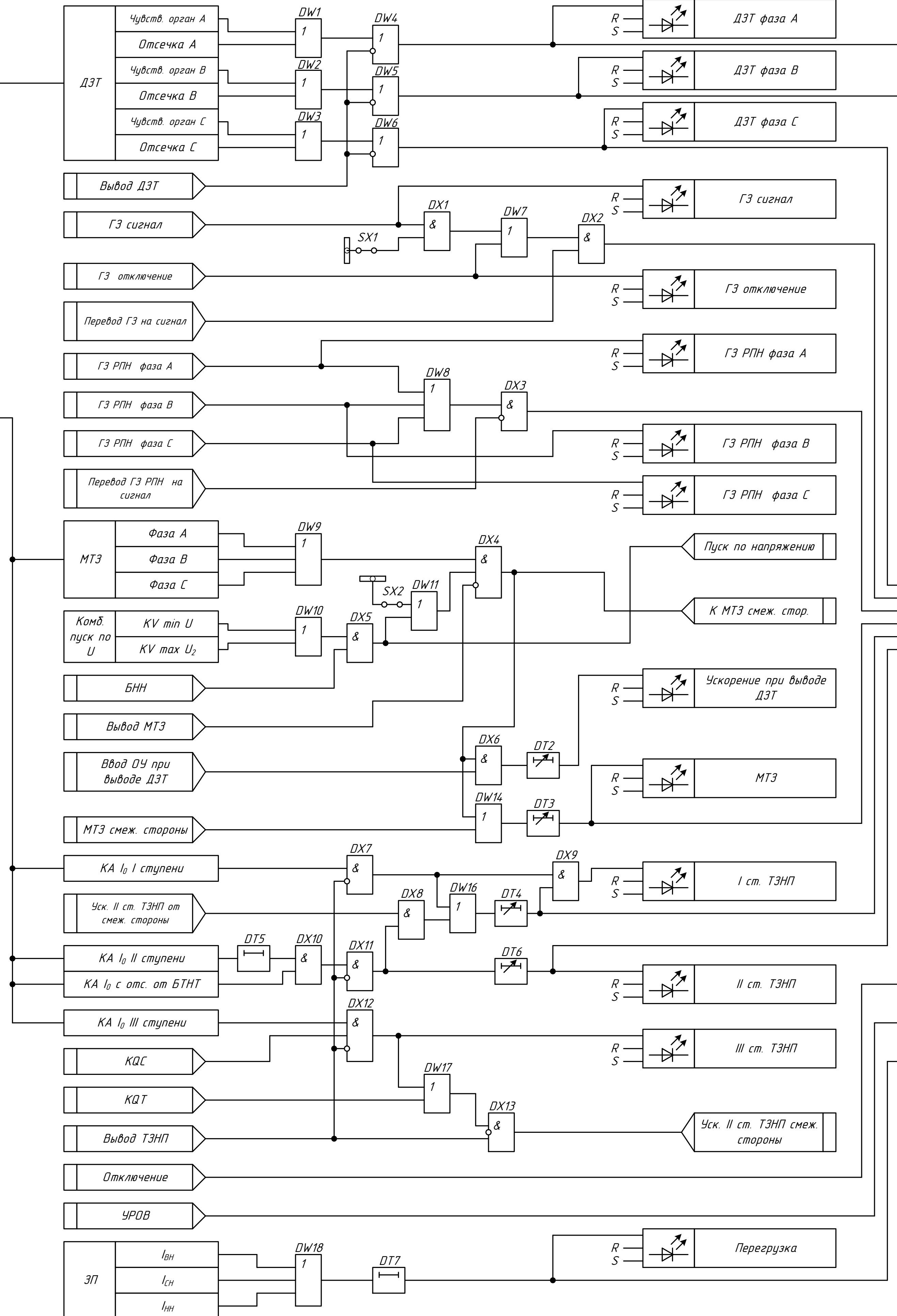
Литера	Масса	Масштаб
у		
Лист 5	Листов 6	

АМГУ
Кафедра энергетики



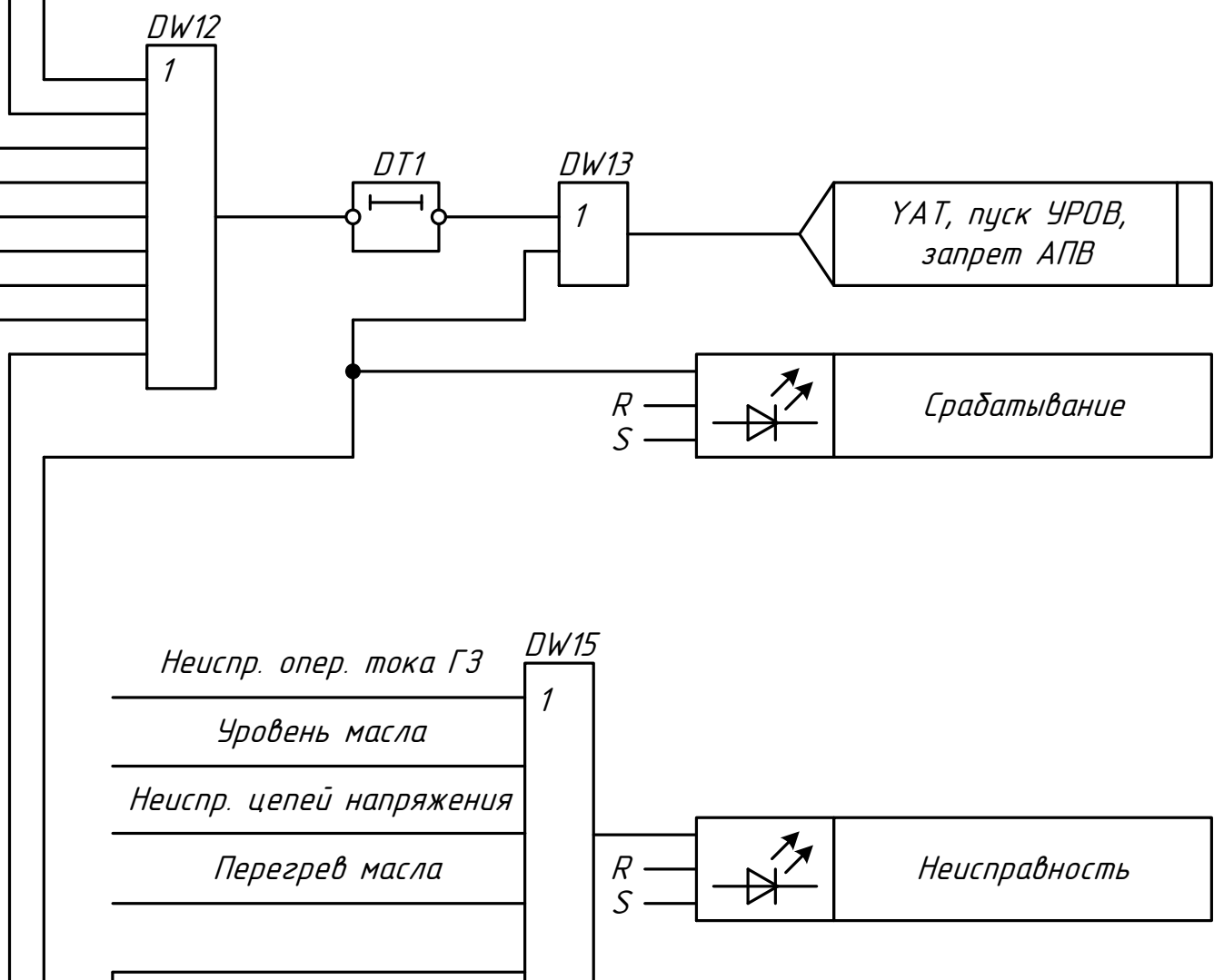
Внешние и внутренние дискретные входные сигналы и пусковые (измерительные) органы

Внешние дискретные выходные сигналы и сигнализация



Основные технические данные и характеристики шкафа

Номинальный переменный ток $I_{ном}, A$	5 A
Номинальное междуфазное напряжение переменного тока $U_{ном}, B$	100 B
Номинальное напряжение оперативного постоянного или выпрямленного тока $U_{пит}, B$	220 B
Номинальная частота $f_{ном}, Гц$	50 Гц



ВКР 14.8034.130302.СХ				Литер	Масса	Масштаб
Изм.	Лит	№ докум	Подпись	Дата	у	
Разраб.	Шатрава Е.М.					
Провер.	Казакпа А.А.					
Т. контр.	Ротачева А.Г.					
Рецензент					Лист 6	Листов 6
И. контр.	Ротачева А.Г.				АМГУ	
Удт	Савина Н.В.				Кафедра энергетики	

Релейная защита трансформатора
 Разработка оптимальной схемы подключения дополнительной нагрузки ТОСЭР Михайловский к электрическим сетям электроэнергетической системы Приморского края