

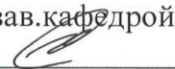
Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
образования

**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики
Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав.кафедрой

 Н.В. Савина
« 21 » 06 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция электрических сетей напряжением 35 кВ с центром питания-подстанция Спасск

Исполнитель
студент группы 542-узб

 21.06.19
подпись, дата


А.А. Бондаренко

Руководитель
профессор, доктор техн.наук

 21.06.19
подпись, дата

Н.В. Савина

Консультант по
безопасности и
экологичности
доцент, канд.техн.наук

 17.06.2019
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
профессор,
канд.техн.наук, доцент

 21.06.19
подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Благовещенск 2019

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования

АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

И.В. Селевко
подпись И.О. Фамилия
«21» 04 2019 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Бондаренко А.А.

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция электрических сетей напряжением 35 кВ с центром питания подстанция Спасск (утверждена приказом от 04.04.2019 г. № 757-У)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Карта-схема сетей напряжением 35 кВ Приморского края с центром питания подстанция, Однолинейная схема 35-220 кВ Приморских электрических сетей, замерные нагрузки подстанций.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Характеристика района реконструкции электрических сетей; Расчёт и анализ электрических нагрузок; Разработка вариантов реконструкции электрической сети и выбор оптимального варианта; Расчет токов короткого замыкания; Реконструкция ПС Евеньевка; Разработка молниезащиты и заземления реконструируемой ПС; Релейная защита и автоматика электрической сети при реконструкции; Расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов до и после реконструкции электрической сети; Инвестиционная привлекательность принятого варианта реконструкции электрической; Безопасность и экологичность принятого варианта реконструкции электрической сети

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): Существующая однолинейная схема 35 кВ Приморского края с центром питания подстанция Спасск; Расчёт режимов в электрической сети; Однолинейная схема ПС Евеньевка; Молниезащита ПС 35/10 кВ Евеньевка.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов): Безопасность и экологичность – Булгаков А.Б.

7. Дата выдачи задания 05.04.2019 г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: *Савина И.В.*

профессор, доктор тех. наук.

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 05.04.2019 *И.В.*

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 248 с, 36 рисунков, 50 таблиц, 6 приложений, 34 источника.

ОДНОЛИНЕЙНАЯ СХЕМА, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, ТЕРРИТОРИЯ ОПЕРЕЖАЮЩЕГО РАЗВИТИЯ, ПОТРЕБИТЕЛЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ИЗДЕРЖКИ, РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ, КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ, СЕБЕСТОИМОСТЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, НАГРУЗКА ПОДСТАНЦИИ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ.

В выпускной квалификационной работе разработаны варианты реконструкции распределительной электрической сети 35 кВ Приморского края с центром питания подстанция Спасск, находящейся в Спасском районе Приморского края. Предложено три варианта реконструкции электрической сети 35 кВ, из которых выбран оптимальный. Произведён расчёт электрических режимов и токов короткого замыкания, выбор и проверка оборудования на подстанции, подлежащей расширению, рассчитано заземление и молниезащита подстанции Евгеньевка. Выполнен расчёт капитальных вложений, издержек и чистого дисконтированного дохода, рентабельности, себестоимости передачи электроэнергии потребителям ПС Евгеньевка после её реконструкции. В разделе безопасность и экологичность приведены меры безопасности при реконструкции ПС Евгеньевка, рассчитан маслоприёмник для силовых трансформаторов.

Полученные результаты расчётов допустимо применять на различных этапах проектирования и реконструкции распределительной электрической сети 35 кВ Приморского края с центром питания подстанция Спасск.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Характеристика района реконструкции электрических сетей Приморского края с центром питания подстанция Спасск	9
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности района реконструкции	9
1.2 Характеристика электрических сетей рассматриваемого района	10
1.2.1 Характеристика источников питания	10
1.2.2 Характеристика линий электропередачи и подстанций	12
1.3 Анализ загрузки линий и трансформаторов	15
1.4 Характеристика потребителей электрических сетей	18
1.5 Обоснование целесообразности реконструкции электрических сетей с учетом перспективных нагрузок	19
2 Расчёт и анализ электрических нагрузок	20
3 Разработка вариантов реконструкции электрической сети в спасском районе Приморского края	23
3.1 Разработка и технический анализ вариантов конфигурации электрической сети при ее реконструкции	23
3.2 Выбор номинального напряжения	29
3.3 Компенсация реактивной мощности	30
3.4 Выбор сечений новых линий электропередачи и проверка существующих	32
3.5 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов при реконструкции электрической сети	33
4 Выбор оптимального варианта реконструкции электрической сети и его конструктивное исполнение	37
4.1 Капитальные вложения	37
4.1.1 Расчет капиталовложений на сооружение ВЛЭП	37
4.1.2 Капитальные затраты в сооружение ПС	38

4.2	Расчет амортизационных отчислений	41
4.3	Расчет эксплуатационных затрат	42
4.4	Расчет затрат на компенсацию потерь	43
4.5	Суммарные издержки	44
4.6	Расчёт недоотпуска электроэнергии	45
4.7	Приведённые затраты	49
5	Расчёт токов короткого замыкания	50
6	Реконструкция ПС Евгеньевка	57
6.1	Разработка однолинейной схемы подстанции	57
6.2	Разработка конструктивного исполнения ПС	57
6.3	Выбор и проверка ошиновки РУ ВН	59
6.4	Выбор и проверка выключателей	61
6.5	Выбор и проверка разъединителей	64
6.6	Выбор и проверка трансформаторов тока	66
6.7	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	69
6.8	Выбор и проверка сборных шин и изоляторов	70
6.9	Выбор трансформаторов собственных нужд	73
6.10	Выбор и проверка ячеек КРУ	74
7	Разработка молниезащиты и заземления реконструируемой ПС Евгеньевка	76
7.1	Конструктивное исполнение заземления и его расчет	76
7.2	Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты	79
7.3	Выбор и проверка ОПН	81
8	Релейная защита и автоматика электрической сети при реконструкции	84
8.1	Релейная защита силового трансформатора на ПС Евгеньевка	84
8.2	Релейная защита ВЛ-35 кВ	86
8.3	Автоматика	89
9	Расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов до и после реконструкции электрической сети	90
9.1	Расчет режима существующей сети и его анализ	91
9.2	Расчет максимального режима и его анализ	98
9.3	Расчет послеаварийных режимов и их анализ	107

9.4 Регулирование напряжения в сети	117
10 Инвестиционная привлекательность принятого варианта реконструкции электрической сети	122
10.1 Чистый доход за расчётный период	122
10.2 Чистый дисконтированный доход	123
10.3 Дисконтированный срок окупаемости	123
10.4 Коэффициент рентабельности инвестиций	125
10.5 Себестоимость передачи электроэнергии	126
11 Безопасность и экологичность	128
11.1 Безопасность	128
11.2 Экологичность	129
11.3 Чрезвычайные ситуации	133
Заключение	136
Библиографический список	137
Приложение А Расчёт максимального режима до реконструкции	140
Приложение Б Расчёт максимального режима по варианту 1	158
Приложение В Расчёт максимального режима по варианту 2	177
Приложение Г Расчёт максимального режима по варианту 3	195
Приложение Д Расчёт послеаварийного режима по варианту 1	214
Приложение Е Расчёт послеаварийного режима по варианту 2	234

ВВЕДЕНИЕ

Стремительное развитие экономической и социальной сферы Приморского края привело к значительному росту энергопотребления. Создание территорий опережающего развития (ТОР) с постоянно увеличивающимися темпами ввода новых производств приводит к необходимости расчёта достаточности трансформаторной мощности центров питания для резидентов ТОР. Ухудшением режимной ситуации в распределительных сетях 35 кВ в послеаварийных режимах Запада Приморского края, проявляется в перегрузке оборудования и снижению напряжения в сети. Снятие временной перегрузки осуществляется путём отключения части потребителей, что снижает надёжность электроснабжения в целом.

Актуальной работой заключается в необходимости своевременного реагирования на изменение нагрузочной способности воздушных линий и силовых трансформаторов распределительной электрической сети 35 кВ Приморского края с центром питания подстанция Спасск.

В данной работе рассматривается участок сети 35 кВ филиала АО «ДРСК» «Приморские ЭС», находящийся в Спасском районе Приморского края. В качестве исходных данных принимаются географические и климатические характеристики района проектирования, однолинейная схема сети 35 кВ и выше, результаты зимних контрольных замеров.

Целью работы является реконструкция распределительной электрической сети 35 кВ Приморского края с центром питания подстанция Спасск, находящаяся в Спасском районе Приморского края.

Объект реконструкции – ПС Евгеньевка в Спасском районе Приморского края.

В ходе выполнения работы решены следующие задачи:

- сбор и анализ исходной информации для расчётов по сети 35 кВ Спасского района Приморского края;

- анализ режимов существующей сети 35 кВ Спасского района Приморского края и выявление участков ВЛ, требующих замены провода и ПС, требующих увеличения трансформаторной мощности;
- разработка вариантов реконструкции сети 35 кВ Спасского района Приморского края;
- выбор основных характеристик оборудования для реализации каждого варианта;
- расчет токов короткого замыкания;
- определение оптимального варианта развития сети;
- оценка экономической эффективности предлагаемого варианта реконструкции.

На ПС Евгеньевка производится установка второго силового трансформатора для обеспечения надежного и качественного электроснабжения потребителей территории опережающего развития «Михайловский», [5]. Развитие территории опережающего развития «Михайловский» создает актуальность для реконструкции сети 35 кВ Спасского района Приморского края.

В ходе работы проведен анализ существующих нагрузок, предложены варианты реконструкции сети 35 кВ Спасского района Приморского края, по технико-экономическому сравнению принят оптимальный вариант, определена его экономическая целесообразность, выбрано и проверено основное оборудование на ПС Евгеньевка, определена молниезащита ПС Евгеньевка, в разделе безопасность и экологичность при реконструкции ПС Евгеньевка.

При проведении расчетов и оформлении их результатов использовались программные средства под операционной системой Windows 10:

- оформление пояснительной записки выполнено в MS Office Word 14, MS Office Excel 14;
- оформление графической части выполнено в MS Office Visio 14;
- расчеты выполнены в Mathcad 14, MS Office Excel 14.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ПРИМОРСКОГО КРАЯ С ЦЕНТРОМ ПИТАНИЯ ПОДСТАНЦИЯ СПАССК

1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности района реконструкции

Спасский район образован Постановлением Президиума ВЦИК от 04.01.1926 года с центром в Спасске (с августа 1929г. - г. Спасск-Дальний), [6].

После принятия в муниципальную собственность распоряжением Правительства №240-р от 27 февраля 2003 г. военного городка №11 на территории района расположено 40 населённых пунктов, в состав района входит 19 сельских администраций где проживает 30,9 тыс.чел. В районе численность трудовых ресурсов составляет 16,8 тыс. чел., из них занято в экономике 10,3 тыс. чел., в том числе в материальном производстве 7,3 тыс. чел., в непроизводственной сфере 3,0 тыс. чел. В частном секторе экономики трудится 6,5 тыс. чел., которые получают дополнительный доход от ведения личного подсобного хозяйства.

Спасский район характеризуется относительно комфортным климатом, максимально приближен одновременно к нескольким странам Азиатско-Тихоокеанского региона, обладает незамерзающей акваторией, богатой биологическими ресурсами, самой высокой плотностью инфраструктуры, относительно диверсифицированной структурой экономики и наличием признанных научно-исследовательских учреждений.

Климатические условия Спасского района Приморского края отображены в таблице 1.

Таблица 1 - Климатические условия Спасского района Приморского края

Характеристика	Значение
1	2
Средняя температура	зимой составляет -17 °С, летом + 17,7 °С.
Минимальная температура	в январе месяце составляет -40 °С,
Максимальная температура	в июле месяце составляет +28 °С.

Продолжение таблицы 1

1	2
Средняя скорость ветра	более 5 м/сек, местами на открытых участках 10 м/сек.
Скоростной наибольший нормативный напор ветра	650 Па
Район по ветру	IV
Преобладающее направление ветров	северо- западное.
Общее годовое количество осадков	600-900 мм
Мощность снежного покрова	18-20 см. Местами 85-100 см.
Глубина промерзания грунта	1,85 м
Первый слой почвы	суглинки маловлажные (1,5 м),
Второй слой	пески (до 7 м).
Сейсмичность района	6 баллов
Количество грозových часов	10 – 20 ч

1.2 Характеристика электрических сетей рассматриваемого района

1.2.1 Характеристика источников питания

Основными источниками питания Спасского района Приморского края являются Приморская ГРЭС и Артемовская ТЭЦ, [4]

Приморская ГРЭС — угольная тепловая электростанция (ТЭС), расположенная в посёлке городского типа Лучегорск Приморского края России. Установленная электрическая мощность Приморской ГРЭС составляет 1467 МВт. Данная станция ближе всех находится к району проектирования. На Приморской ГРЭС имеются классы напряжения 500, 220 и 110 кВ. РУ 110 кВ данной станции выполнено по схеме две рабочие системы шин, РУ 220 кВ по схеме — две рабочие и обходная система шин, РУ 500 кВ по схеме — три вторых.

Артемовская ТЭЦ (ранее — Артемовская ГРЭС им. С.М. Кирова) — один из центральных энергообъектов юга Приморья. На сегодняшний день установленная электрическая мощность Артёмовской ТЭЦ 400 МВт, а тепловая — 297

Гкал. РУ 35 кВ и РУ 110 кВ данной станции выполнено по схеме две рабочие системы шин, РУ 220 кВ по схеме – две рабочие и обходная система шин.

Так как при расчёте режимов будут учитываться центры питания ПС Спасск и ПС Кировка приведём характеристику данных ПС.

ПС Спасск включена в магистраль связи Приморская ГРЭС – ПС Дальневосточная, связи осуществляется на напряжении 500 и 220 кВ. Через ПС Владивосток осуществляется переток по сети 220 кВ с южной части Приморского края от АТЭЦ в район реконструкции сетей 35 кВ с центром питания ПС Спасск.

ПС Спасск расположена южнее рассматриваемого участка сетей 35 кВ, на ПС есть напряжения 220, 110, 35, 10 кВ. РУ – 220 кВ выполнено по схеме – две рабочие системы шин, РУ – 110 кВ выполнено по схеме – две рабочие и обходная системы шин, РУ – 35 кВ выполнено по схеме – одна рабочая, секционированная выключателем система шин. РУ – 10 кВ выполнено по нетиповой схеме, включает в себя три секции шин, между собой секционированных выключателями в комбинации сш1 – сш2 и сш1 – сш3, к выводам 10 кВ трехобмоточных трансформаторов подключены токоограничивающие одинарный и сдвоенный реакторы 10 кВ. На подстанции установлены два автотрансформатора 220/110/10 кВ номинальной мощностью 125 МВА каждый и два трехобмоточных трансформатора 110/35/10 кВ номинальной мощностью 80 МВА каждый. К выводам 35 кВ трехобмоточных трансформаторов подключен дугогасящий реактор 35 кВ.

ПС Кировка расположена севернее рассматриваемого участка сетей 35 кВ, на ПС есть напряжения 220, 35, 10 кВ. РУ – 220 кВ выполнено по схеме – блок линия-трансформатор с выключателем, РУ – 35 кВ выполнено по схеме – одна рабочая, секционированная выключателем система шин. РУ – 10 кВ выполнено по нетиповой схеме, включает в себя три секции шин, между собой секционированных выключателями в комбинации сш1 – сш3 и сш2 – сш3. На подстанции установлены трехобмоточный трансформатор 220/35/10 кВ номинальной мощностью 25 МВА и двухобмоточный трансформатор 35/10 кВ но-

минальной мощностью 10 МВА. К выводам 35 кВ трехобмоточного трансформатора подключен дугогасящий реактор 35 кВ.

1.2.2 Характеристика линий электропередачи и подстанций

Рассматриваемая сеть по территориальной принадлежности относится к западному району Приморских электрических сетей. Номинальные напряжения сети – 220, 110, 35, 10, 6, 0,4 кВ.

Карта схема Спасского района Приморского края приведена на рисунке 1 и на листе № 1 графической части проекта.



Рисунок 1 – Существующая карта-схема Спасского района Приморского края

Электрические сети 35 кВ Спасского района Приморского края выполнены проводами различных маркировок: АС - 70, АС - 95, АС - 120, АС - 150, АС - 185, АС - 240 и АС - 300.

Износ материала проводов, опор линий электропередачи и фундаментов опор линий электропередачи определяет необходимость замены данного оборудования по условию пригодности к дальнейшей безопасной эксплуатации при обязательном прохождении технического обслуживания. ВЛ 35 кВ Спасского района Приморского края на металлических опорах без обслуживания допустимо эксплуатировать в течении 50 лет, ВЛ 35 кВ на железобетонных опорах без освидетельствования допустимо эксплуатировать в течении 40 лет с момента ввода в эксплуатацию. Характеристика ВЛ-35 кВ Спасского района Приморского края приведена в таблице 2.

Таблица 2 - Характеристика ВЛ-35 кВ Спасского района Приморского края

Наименование ВЛ	Тип опор	Год ввода
Спасск-Красный кут	Металл, Ж/б	1974
Красный кут-Вишневка	Металл, Ж/б	
Межзаводская-Хвалынка	Металл, Ж/б	1984
Спасск-Чкаловка	Металл, Ж/б	1963
РП2-Луговая	Металл, Ж/б	1983
РП4 - Заря	Металл, Ж/б	1986
Отпайка-Александровка	Металл, Ж/б	1986
Спасск-ЗСМ-Евгеньевка-Луговая	Металл, Ж/б	1986
Спасск-Луговая	Металл, Ж/б	1963
Отпайка-ЗСМ	Металл, Ж/б	1972
Отпайка Евгеньевка	Металл, Ж/б	1972
Луговая-Новосельское	Металл, Ж/б	1983
Хвалынка – Заря	Металл, Ж/б	1987
Спасск-Цемзавод 1	Металл, Ж/б	1971
Спасск-Цемзавод 2	Металл, Ж/б	
Спасск-АСБ-Цемзавод 3	Металл, Ж/б	1971
Спасск-Цемзавод 4	Металл, Ж/б	
Спасск-ЖБИ-1	Металл, Ж/б	1965
Спасск-ЖБИ-2	Металл, Ж/б	
Руновка – Новорусановка	Металл, Ж/б	1984
Чкаловка-Сташевка	Металл, Ж/б	1978
Сташевка-Новорусановка	Металл, Ж/б	1993

По данным таблицы 2 видно, что следующие ВЛ-35 кВ района реконструкции на железобетонных опорах требуют замены либо технического обслуживания - Спасск-ЖБИ-1,2; Спасск-Луговая; Спасск-Чкаловка.

Анализ схем распределительных устройств позволяет определить габариты рассматриваемой подстанции и сделать вывод о возможности подключения к ней новых ячеек.

Схемы распределительных устройств ПС в Спасском районе Приморского края указаны в таблице 3.

Таблица 3 – Схемы распределительных устройств подстанций

Подстанция	Способ присоединения к сети	РУ ВН	РУ НН
1	2	3	4
ПС 35/10 кВ Александровка	отпаечная	Блок трансформатор – линия	Одна несекционированная система шин
ПС 35/10 кВ Вишневка	тупиковая	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов	Одна рабочая секционированная выключателем система шин
ПС 35/10 кВ Евгеньевка	отпаечная	Блок трансформатор – линия	Одна несекционированная система шин
ПС 35/10 кВ Заря	проходная	Одна рабочая секционированная выключателем система шин	Одна рабочая секционированная выключателем система шин
ПС 35/10 кВ Красный кут	проходная	Не типовая схема, включает одну рабочую секционированную выключателем систему шин и неавтоматическую перемычку со стороны линий	Одна рабочая секционированная выключателем система шин
ПС 35/10 кВ Луговая	отпаечная	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов	Одна рабочая секционированная выключателем система шин
ПС 35/10 кВ Новорусановка	проходная	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов	Одна рабочая секционированная выключателем система шин
ПС 35/10 кВ Новосельская	тупиковая	Одна несекционированная система шин	Одна несекционированная система шин на каждый трансформатор
ПС 35/10 кВ Руновка	проходная	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов	Одна рабочая секционированная выключателем система шин
ПС 35/10 кВ Сташевка	проходная	Одна рабочая секционированная разъединителями система шин	Одна рабочая секционированная выключателем система шин

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
ПС 35/10 кВ Хвалынка	проходная	Два блока трансформатор – линия	Одна рабочая секциониро- ванная выключателем систе- ма шин
ПС 35/10 кВ Чкаловка	проходная	Одна рабочая секциониро- ванная разъединителями система шин	Одна рабочая секциониро- ванная выключателем систе- ма шин
ПС 35/10 кВ АСБ	тупиковая	Блок трансформатор – ли- ния	Одна рабочая секциониро- ванная выключателем систе- ма шин
ПС 35/10 кВ ЗСМ	отпаечная	Мостик с выключателями в цепях линий	Одна рабочая секциониро- ванная выключателем систе- ма шин
ПС 35/10 кВ Межзаводская	узловая	Одна рабочая секциониро- ванная разъединителями система шин	Одна рабочая секциониро- ванная выключателем систе- ма шин
ПС 35/10 кВ СЦЗ	тупиковая	Не типовая схема, включает мостик с выключателями в цепях трансформаторов и автоматическую перемычку со стороны линий через секции шин	Не типовая схема, включает одну рабочую секциониро- ванную выключателем си- стему шин и дополнительное секционирование секций шин между собой выключателями

1.3 Анализ загрузки линий и трансформаторов

Загрузка ЛЭП 35-110 кВ СП Приморские Западные сети за 2018 год при-
ведены в таблице 4.

Таблица 4 – Загрузка ЛЭП 35-110 кВ СП Приморские Западные электрические
сети

№ п/п	Наименование линии	Уном ,кВ	Марка провода, кабеля	Сечен. про- вод.	Идоп, А	Ip, А	j p, А
1	2	3	4	5	7	8	9
ВЛ-110 кВ							
1	ЛуТЭК-Лучегорск-Насосная-1	110	АС-120, АС-95	120	426	20	0,17
2	ЛуТЭК-Лучегорск-Насосная-2	110	АС-120, АС-95	120	426	14	0,12
3	ЛуТЭК-Разрез-Надаровская- Ласточка/г	110	АС-120	120	300	83	0,69
4	ЛуТЭК-Разрез-Надаровская- Игнатъевка	110	АС-120	120	300	8	0,07
5	И-Новопокровка	110	АЖ-120	120	484	51	0,42
6	Новопокровка-Рощино	110	АЖ-120	120	484	39	0,33
7	Рощино-Глубинное	110	АЖ-120	120	484	28	0,23
8	Глубинное-Восток	110	АЖ-120	120	484	30	0,25

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	7	8	9
ВЛ-35 кВ							
1	Спасск-АСБ-ЦЗ-3	35	АС-300	300	710	12	0,04
2	Спасск-ЦЗ-4	35	АС-300	300	710	0	0,00
3	Спасск-ЦЗ-1	35	АС-240	240	610	0	0,00
4	Спасск-ЦЗ-2	35	АС-240	240	610	0	0,00
5	И-ДОК-ЛДК-1	35	АС-185	185	490	49	0,26
6	И-ДОК-ЛДК-2	35	АС-150	150	410	72	0,48
7	Лесозаводск-Карьер-Пантелеймоновка	35	АС-120	120	390	9	0,08
8	Лесозаводск-Уссури	35	АС-120	120	390	31	0,26
9	Лесозаводск-Тихменево	35	АС-120	120	390	0	0,00
10	Спасск-ЖБИ-1	35	АС-120	120	390	29	0,24
11	Спасск-ЖБИ-2	35	АС-120	120	390	53	0,44
12	Кировка-Руновка	35	АС-120	120	390	4	0,04
13	Кировка-П.Фёдоровка	35	АС-70	70	265	6	0,09
14	Кировка-Шмаковка	35	АС-120	120	390	59	0,49
15	Кировка-Крыловка	35	АС-120	120	390	4	0,03
16	Кировка-Уссури	35	АС-120	120	390	0	0,00
17	Лучегорск-Водозабор-В.Перевал	35	АС-95	95	330	8	0,08
18	Спасск-Кр.Кут	35	АС-95	95	330	26	0,27
19	Новопокровка-Ракитное	35	АС-95	95	330	1	0,01
20	Рошино-Быт Незаметное-Производство Незаметное-Измайлиха	35	АС-95	95	330	1	0,01
21	И-Веденка	35	АС-95	95	330	28	0,29
22	Лучегорск-Игнатьевка-Пожарское	35	АС-70	70	265	0	0,00
23	Игнатьевка-Пожарское	35	АС-70	70	265	19	0,27
24	Спасск-ЗСМ-Евгеньевка-Луговая	35	АС-120, АС-95, АС-70	70	265	121	1,73
25	Спасск-ЗСМ-Луговая-Александровка-Чкаловка	35	АС-120, АС-95, АС-70	70	265	35	0,50
26	Новопокровка-Лукьяновка	35	АС-70	70	265	1	0,01
27	И-Лазо	35	АС-70	70	265	14	0,20

Из таблицы 4 видно, что линия 35 кВ Спасск-ЗСМ-Евгеньевка-Луговая ЛЭП наиболее загружена в нормальном режиме (121 А при допустимых 265 А).

Загрузка ПС Западной части Приморского края с учётом перспективной нагрузки на 2019 год приведена в таблице 5. Критерием перегрузки является превышение 140%.

Коэффициент загрузки трансформаторов не превышает 140% в послеаварийном режиме. В условиях роста нагрузок в ближайшие 5 лет на ПС 35 кВ Евгеньевка может потребоваться замена трансформатора на более мощный. На ведомственных ПС замена трансформаторов не требуется в условиях отсутствия перспективной нагрузки и тенденции на рост электропотребления данными ПС.

Наиболее загруженными ПС в рассматриваемом районе являются ПС Евгеньевка, ПС Чкаловка и ПС Луговая. Отсюда делается вывод о необходимости дальнейшей проверки по нагрузочной способности с учётом перспективной нагрузки данных подстанций и линий, питающих данные ПС.

Таблица 5 – Загрузка трансформаторов Спасского района Приморского края

№ п/п	Наим. ПС	S _{ном} , МВА	Загрузка ПС по состоянию на КДЗ 2018 года		P _{персп} , МВт	Загрузка ПС с учётом P _{персп} , о.е.
			МВА	МВт		
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 35/10 кВ Александровка	1,6	0,618	0,574	0,170	0,5
2	ПС 35/10 кВ Вишневка	4 + 4	1,181	1,096	0,251	0,36
3	ПС 35/10 кВ Евгеньевка	4	3,619	3,358	0,105	0,93
1	ПС 35/10 кВ Заря	2,5 + 2,5	1,067	0,99	0,138	0,486
4	ПС 35/10 кВ Красный кут	4 + 4	2,229	2,069	0,289	0,635
5	ПС 35/10 кВ Луговая	1,6 + 1,6	0,818	0,759	0,426	0,798
6	ПС 35/10 кВ Новорусановка	1,6 + 1,6	0,164	0,152	0,020	0,116
7	ПС 35/10 кВ Новосельская	1,6	0,564	0,523	0,049	0,386
8	ПС 35/10 кВ Руновка	4 + 4	0,286	0,265	0,020	0,077
9	ПС 35/10 кВ Сташевка	1,6 + 1,6	0,564	0,523	0	0,35
10	ПС 35/10 кВ Хвалынка	4 + 4	1,581	1,467	0,188	0,446

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7
11	ПС 35/10 кВ Чкаловка	4 + 4	2,8	2,598	0,280	0,775

12	ПС 35/10 кВ АСБ	6,3	4,1	3,3	0	0,66
13	ПС 35/10 кВ ЗСМ	10+10	1,1	1	0	0,11
14	ПС 35/10 кВ Межзаводская	16+16	1,6	1,5	0	0,10
15	ПС 35/10 кВ СЦЗ	4x16	2	1,8	0	0,13

1.4 Характеристика потребителей электрических сетей

Крупные потребители электроэнергии в Спасском районе Приморского края [5]:

- зерносушильный комплекс с оборудованием на напряжении 0,4 кВ переменного тока 50 Гц, электродвигатели трехфазные асинхронные единичной мощностью 70 кВт, коэффициент мощности 0,8, нагрузка комплекса в целом - 200 кВт;

- комплекс по переработке мяса на напряжении 0,4 кВ переменного тока 50 Гц, электродвигатели трехфазные асинхронные мощностью 40-50 кВт, коэффициент мощности 0,85, нагрузка комплекса в целом - 420 кВт;

- зерноподготовительный комплекс на напряжении 0,4 кВ переменного тока 50 Гц, электропечи индукционные трехфазные мощностью 60 кВт, коэффициент мощности 0,95, нагрузка комплекса в целом - 360 кВт;

- свиноводческий комплекс на напряжении 0,22 кВ переменного тока 50 Гц, электродвигатели однофазные асинхронные мощностью 20 кВт, коэффициент мощности 0,85, обогреватели кварцевые на напряжении 0,22 кВ переменного тока 50 Гц мощностью 10 кВт, коэффициент мощности 0,98, нагрузка комплекса в целом - 600 кВт.

Все крупные потребители электроэнергии в Спасском районе Приморского края, а также население и мелкомоторный сектор не содержат электроприемников, существенно ухудшающих показатели качества электроэнергии либо влияние нагрузки, ухудшающей качество электроэнергии незначительно.

1.5 Обоснование целесообразности реконструкции электрических сетей с учетом перспективных нагрузок

На период 2020-2025 год по данным [5,6], предполагается ввод в эксплуатацию дополнительной нагрузки в рамках расширения производства свиноводческого комплекса предприятием малого и среднего бизнеса ООО «Спасский бекон». Для этого в селе Спасское к существующей ВЛ-10 кВ №4 от ПС Евгеньевка планируется подключить КТП 10/0,4 кВ мощностью 630+100 кВА с максимальной нагрузкой 679 кВт, рисунок 2.

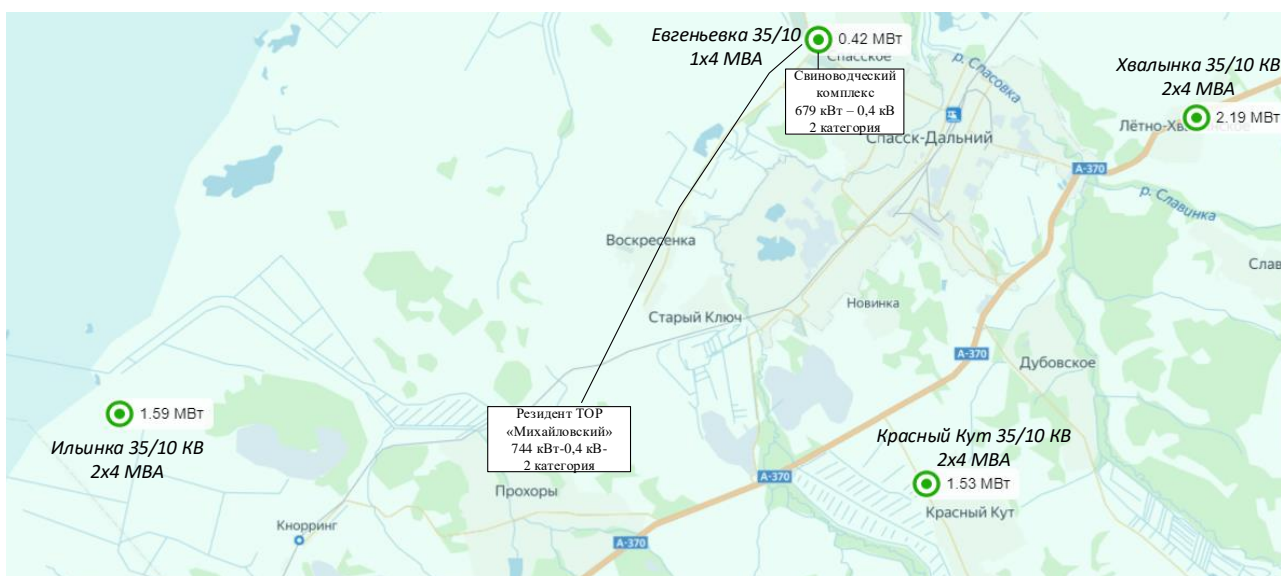


Рисунок 2 – Перспективная нагрузка ПС Евгеньевка

Дополнительно в селе Прохоры предусматривается создание нового производства в рамках ТОСЭР «Михайловский» ООО «Спасскпродукт», нагрузка КТП 2x400 кВА величиной 744 кВт планируется к подключению от ВЛ-10 кВ №4 ПС Евгеньевка. Таким образом суммарная подключаемая активная нагрузка составляет 1423 кВт, 2 категория надежности предусматривает наличие двух силовых трансформаторов на ПС Евгеньевка.

Следует отметить, что по рисунку 2 на ПС Евгеньевка величина нагрузки возможной для подключения составляет 0.42 МВт, что в условиях наращивания темпов производства резидентами ТОСЭР «Михайловский» и предприятиями малого и среднего предпринимательства недостаточно, поэтому требуется увеличение трансформаторной мощности на ПС Евгеньевка.

2 РАСЧЁТ И АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Целью данного раздела является определение вероятностно-статистических характеристик потребителей и режимных характеристик сети, значения которых лежат в основе дальнейшего расчета электрических режимов.

Чтобы наиболее экономично спроектировать электрическую сеть, необходимо обладать достаточно полной и достоверной информацией о потребителях электроэнергии, т.е. знать их вероятностно-статистические характеристики. Для их определения необходимо знать нагрузку ПС.

Используя данные о максимальных нагрузках ПС, используемые при расчёте режима, учтены перспективные нагрузки для каждой ПС.

Средняя мощность для всех ПС и узлов определялась через коэффициент максимума:

$$P_{cp} = \frac{P_{max}}{k_m}, \quad (1)$$

где k_m - коэффициент максимума, для энергосистемы Приморского края определяется по графику нагрузки, 1,05, [4].

Для ПС Александровка выполним расчёт нагрузок по приведенным выше формулам:

$$\begin{aligned} P_{max} &= 0,62 \text{ МВт}, \\ Q_{max} &= P_{max} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \\ Q_{max} &= 0,62 \cdot 0,33 = 0,21 \text{ Мвар}, \end{aligned} \quad (2)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ - коэффициента реактивной мощности по результату замера.

Учитывая перспективную нагрузку $P_{пер}$ по данным, предоставленным АО «ДРСК» (таблица 6), получим суммарную нагрузку для выбора проводов:

$$P_{\text{сум}} = 0,62 + 0,17 = 0,79 \text{ МВт},$$

$$Q_{\text{сум}} = 0,21 + 0,07 = 0,28 \text{ Мвар},$$

$$P_{\text{ср}} = \frac{0,79}{1,05} = 0,75 \text{ МВт},$$

$$Q_{\text{ср}} = 0,75 \cdot 0,35 = 0,26 \text{ Мвар}.$$

Расчёт по представленным формулам выполнен в программе MS Office Excel 2014. Результаты приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Максимальная и средняя нагрузка в Спасском районе Приморского края

Подстанция	Максимальная нагрузка			Перспективная нагрузка		Средняя нагрузка		Суммарная максимальная нагрузка		
	Pmax, МВт	Qmax, Мвар	tgφ	Pпер, МВт	Qпер, Мвар	Pср, МВт	Qср, Мвар	Pсум, МВт	Qсум, Мвар	tgφ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ПС 35/10 кВ Александровка	0,62	0,21	0,33	0,17	0,07	0,75	0,26	0,79	0,28	0,35
ПС 35/10 кВ Вишневка	1,19	0,36	0,30	0,25	0,10	1,35	0,43	1,44	0,46	0,32
ПС 35/10 кВ Евгеньевка	3,64	1,02	0,28	1,53	0,61	4,86	1,54	5,16	1,63	0,32
ПС 35/10 кВ Заря	1,07	0,32	0,30	0,14	0,06	1,14	0,35	1,21	0,38	0,31
ПС 35/10 кВ Красный кут	2,24	0,67	0,30	0,29	0,12	2,38	0,74	2,53	0,79	0,31
ПС 35/10 кВ Луговая	0,82	0,23	0,29	0,43	0,17	1,17	0,38	1,25	0,41	0,32
ПС 35/10 кВ Новорусановка	0,16	0,05	0,33	0,05	0,02	0,20	0,07	0,21	0,07	0,35
ПС 35/10 кВ Новосельская	0,57	0,11	0,20	0,05	0,02	0,58	0,13	0,62	0,13	0,22
ПС 35/10 кВ Сташевка	0,57	0,14	0,25	0,00	0,00	0,53	0,13	0,57	0,14	0,25
ПС 35/10 кВ Хвалынка	1,59	0,45	0,29	0,19	0,08	1,67	0,50	1,78	0,53	0,30
ПС 35/10 кВ Чкаловка	2,81	0,79	0,28	0,28	0,11	2,91	0,85	3,09	0,90	0,29
ПС 35/10 кВ АСБ	3,57	2,71	0,76	1,00	0,40	4,30	2,92	4,57	3,11	0,68
ПС 35/10 кВ ЗСМ	1,08	0,43	0,40	1,50	0,60	2,43	0,97	2,58	1,03	0,40
ПС 35/10 кВ Межзаводская	1,62	0,65	0,40	1,80	0,72	3,22	1,29	3,42	1,37	0,40

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ПС 35/10 кВ СЦЗ	1,95	0,78	0,40	0,50	0,20	2,31	0,92	2,45	0,98	0,40
ПС 35/10 кВ Ру- новка	0,29	0,11	0,40	0,02	0,01	0,29	0,12	0,31	0,12	0,40
ПС Спасск Т1- Т2 110/35/10	41,87	12,84	0,31	8,19	3,28	47,12	15,17	50,06	16,11	0,32

Для расчета электрических режимов к максимальным нагрузкам суммируются перспективные нагрузки, для выбора трансформаторов используются средние нагрузки.

Таким образом, в данном разделе были определены необходимые параметры для расчёта режимов и выбора оборудования в реконструируемой сети. Далее выполняется разработка вариантов реконструкции сети 35 кВ в Спасском районе Приморского края

3 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ В СПАССКОМ РАЙОНЕ ПРИМОРСКОГО КРАЯ

3.1 Разработка и технический анализ вариантов конфигурации электрической сети при ее реконструкции

Необходимость реконструкции сетей 35 кВ в Спасском районе Приморского края заключается в увеличении трансформаторной мощности ПС Евгеньевка за счёт ввода второго силового трансформатора.

Рассмотрим 3 варианта развития электрической сети:

Вариант №1 - Подключение ПС Евгеньевка с РУВН по схеме «2 блока трансформатор линия» на двухцепную линию Спасск-Луговая, используя в качестве источника питания сш 1 и сш 2 РУСН 35 кВ ПС Спасск.

Вариант №2 - подключение ПС Евгеньевка с РУВН по схеме «мостик» в расщелку к ВЛ 35 кВ между ПС Луговая и ПС ЗСМ от сш 2 35 кВ ПС Спасск.

Вариант №3 - подключение ПС Евгеньевка с РУВН по схеме «мостик» в расщелку к ВЛ 35 кВ между отпайкой на ПС Александровка и ПС ЗСМ от сш 1 35 кВ ПС Спасск.

На рисунке 3 представлена карта-схема реконструкции схемы 35 кВ с центром питания ПС Спасск по варианту №1.



Рисунок 3 – Вариант №1 подключения ПС Евгеньевка

В данном варианте требуется расширение РУ 35 кВ ПС Евгеньевка в связи с установкой второго силового трансформатора и схемой РУВН – два блока линия – трансформатор и неавтоматической перемычкой со стороны линии [30] (рисунок 6). Количество выключателей 35 кВ – 2, протяженность захода ВЛ на ПС – 0,2 км.

На рисунке 4 представлена карта-схема реконструкции схемы 35 кВ с центром питания ПС Спасск по варианту №2.



Рисунок 4 – Вариант №2 подключения ПС Евгеньевка

В данном варианте требуется расширение РУ 35 кВ ПС Евгеньевка в связи с установкой второго силового трансформатора и схемой РУВН – мостик с выключателями в цепях трансформаторов (рисунок 7). Подключение ПС Евгеньевка выполняется в расщелку ВЛ 35 кВ между ПС Луговая и ПС ЗСМ от сш 2 35 кВ ПС Спасск.

Количество выключателей 35 кВ – 3, протяженность захода ВЛ на ПС – 0,2 км.

На рисунке 5 представлена карта-схема реконструкции схемы 35 кВ с центром питания ПС Спасск по варианту №3.



Рисунок 5 – Вариант №3 подключения ПС Евгеньевка

В данном варианте требуется расширение РУ 35 кВ ПС Евгеньевка в связи с установкой второго силового трансформатора и схемой РУВН – мостик с выключателями в цепях трансформаторов [30] (рисунок 8). Подключение ПС Евгеньевка выполняется в расщелку ВЛ 35 кВ между отпайкой на ПС Александровка и ПС ЗСМ от сш 1 35 кВ ПС Спасск.

Количество выключателей 35 кВ – 3, протяженность захода ВЛ на ПС – 0,2 км.

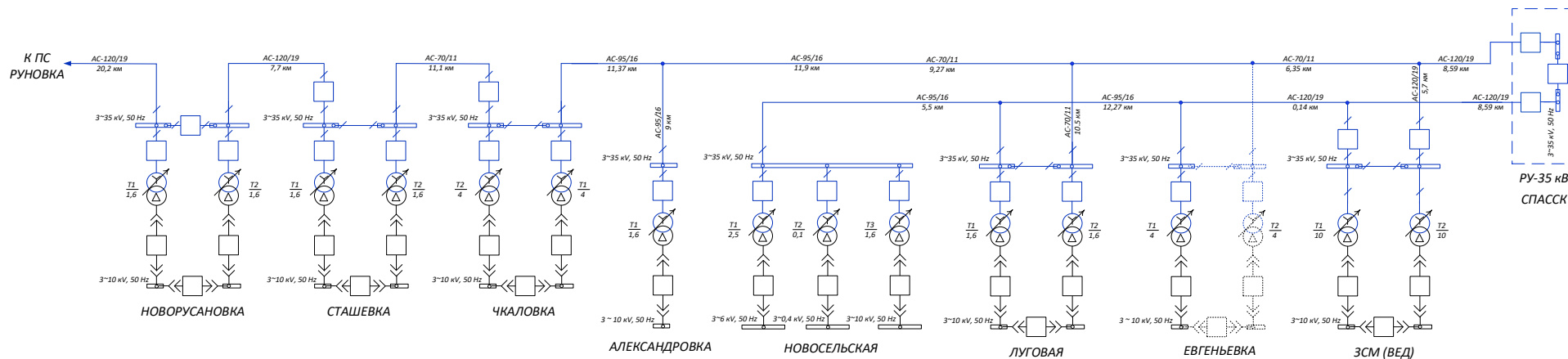


Рисунок 6– Однолинейная схема варианта №1 подключения ПС Евгеньевка

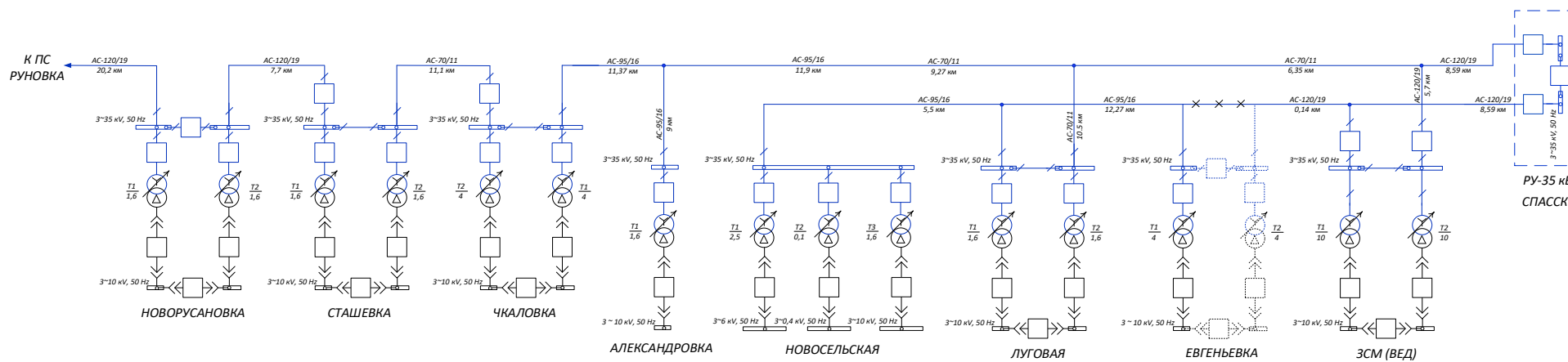


Рисунок 7 – Однолинейная схема варианта №2 подключения ПС Евгеньевка

Сравнение вариантов приведено в таблице 7.

Таблица 7 – Сравнение вариантов.

№ варианта	Количество выключателей, шт.	Суммарная длина линий 35 кВ, км
1	2	2х0,2
2	3	2х0,2
3	3	2х0,2

По наименьшему количеству выключателей и длин линий выбираем вариант № 1. Окончательный вывод по целесообразности использования мостиковой схемы на ПС Евгеньевка и подключении на разные цепи ВЛ-35 кВ от ПС Спасск можно будет сделать после расчёта режимов. Предварительно выбирается вариант №2, так как в таком случае ПС Евгеньевка включается на менее загруженную цепь ВЛ-35 кВ от ПС Спасск, что позволит провести регулирование напряжения на питаемых ПС по всей магистрали питания.

3.2 Выбор номинального напряжения

Изменение уровня номинального напряжения существующей сети не рассматривается, так как до 2024 года прирост нагрузки по существующим ПС 35 кВ не потребует значительного изменения уровня питающего напряжения, кроме того принимая во внимание рассредоточенность, незначительную величину нагрузки по ПС 35 кВ в районе ПС Спасск и отсутствие перегруженных в нормальном режиме участков сети 35 кВ, подключенных к ПС Спасск (таблица 4), делается вывод о достаточности напряжения 35 кВ для дальнейшего роста нагрузок в сети.

Для ПС Евгеньевка выполняется оценка уровня номинального напряжения ПС с учётом развития по формуле:

$$U_{рац} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}}, \quad (3)$$

$$U_{рац} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{20,9} + \frac{2500}{9/2}}} = 41,5 \text{ кВ},$$

где L - длина участка от ПС Спасск до ПС Луговая, на который подключена ПС Евгеньевка, 20,9 км;

P - поток максимальной активной мощности по линиям. При двухцепных линиях подставляется половинное значение мощности ПС Евгеньевка, ПС ЗСМ и ПС Луговая, 9 МВт, [7].

Номинальное напряжение сети на уровне 35 кВ приемлемо с учетом перспективных нагрузок до 2024 года.

3.3 Компенсация реактивной мощности

Определение суммарной мощности КУ, которую нужно скомпенсировать на шинах НН ПС определяется по формуле:

$$Q_{КУ} = Q_{\max} - P_{\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (4)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ - коэффициент реактивной мощности при уровне напряжения в точке поставки потребителя электрической энергии 10 кВ $\operatorname{tg} \varphi = 0,4$, [8].

По полученной расчётной мощности КУ выбирается тип и количество серийно выпускаемых устройств компенсации реактивной мощности.

Для дальнейшего выбора силовых трансформаторов и сечений ЛЭП требуется знать значение некомпенсированной реактивной мощности для каждой ПС. Некомпенсированная реактивная мощность – это мощность, которую требуется передать по ЛЭП до ПС. Она определяется по следующей формуле:

$$Q_{\text{НЕСК}} = Q_{\max} - Q_{КУ}. \quad (5)$$

По полученным значениям осуществляется выбор сечений проводов ЛЭП и мощности трансформаторов.

Расчёт коэффициентов мощности для ПС в районе проектирования и результаты расчёта требуемых мощностей КУ приведены в таблице 8.

Таблица 8 - Расчёт мощностей КУ

Название ПС	Максимальные нагрузки с учетом перспективы		tgφ	мощность КУ, Мвар		Qнеск, Мвар
	Pmax, МВт	Qmax, Мвар		Qку тр	Qку факт	
ПС 35/10 кВ Александровка	0,79	0,28	0,35	-0,04	0,00	0,28
ПС 35/10 кВ Вишневка	1,44	0,46	0,32	-0,12	0,00	0,46
ПС 35/10 кВ Евгеньевка	3,74	1,06	0,28	-0,43	0,00	1,06
ПС 35/10 кВ Заря	1,21	0,38	0,31	-0,11	0,00	0,38
ПС 35/10 кВ Красный кут	2,53	0,79	0,31	-0,22	0,00	0,79
ПС 35/10 кВ Луговая	1,25	0,41	0,32	-0,09	0,00	0,41
ПС 35/10 кВ Новорусановка	0,18	0,09	0,49	0,02	0,08	0,02
ПС 35/10 кВ Новосельская	0,62	0,13	0,22	-0,11	0,00	0,13
ПС 35/10 кВ Сташевка	0,57	0,14	0,25	-0,08	0,00	0,14
ПС 35/10 кВ Хвалынка	1,78	0,53	0,30	-0,18	0,00	0,53
ПС 35/10 кВ Чкаловка	3,09	0,90	0,29	-0,34	0,00	0,90
ПС 35/10 кВ АСБ	4,57	3,11	0,68	1,28	1,50	1,61
ПС 35/10 кВ ЗСМ	2,58	1,03	0,40	0,00	0,00	1,03
ПС 35/10 кВ Межзаводская	3,42	1,37	0,40	0,00	0,00	1,37
ПС 35/10 кВ СЦЗ	2,45	0,98	0,40	0,00	0,00	0,98
ПС 35/10 кВ Александровка	0,79	0,28	0,35	-0,04	0,00	0,28
ПС 35/10 кВ Вишневка	1,44	0,46	0,32	-0,12	0,00	0,46
ПС 35/10 кВ Евгеньевка	3,74	1,06	0,28	-0,43	0,00	1,06
ПС 35/10 кВ Руновка	0,31	0,12	0,40	0,00	0,00	0,12

По результатам расчёта видно, что установка устройств КРМ необходима на ПС Новорусановка – 0,02 Мвар, на ПС АСБ – 1,286 Мвар.

На ПС Новорусановка рекомендуется установка двух КУ марки УКРМ-10,5-40-80, [10].

На ПС АСБ рекомендуется установка двух КУ марки УКРМ-10,5-750-1500, [10].

3.4 Выбор сечений новых линий электропередачи и проверка существующих

Для выбора сечения провода захода на ПС Евгеньевка при её реконструкции необходимо определить максимальный расчётный ток исходя из нагрузки ПС по формуле:

$$I_{\text{макс}} = \frac{\sqrt{P_{\text{макс}}^2 + Q_{\text{НЕСК}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot n_{\text{Ц}}}; \quad (6)$$
$$I_{\text{макс}} = \frac{\sqrt{5,16^2 + 1,63^2}}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 1} = 89 \text{ А},$$

где $P_{\text{макс}}$ – поток максимальной активной мощности по ответвлению на ПС Евгеньевка, 5,16 МВт;

$Q_{\text{НЕСК}}$ – поток некомпенсированной реактивной мощности по ответвлению на ПС Евгеньевка, 1,63 МВар;

Существующий заход ВЛ - 35 кВ на ПС Евгеньевка выполнен проводом АС-70 длиной 0,2 км, согласно [11], ответвления длиной менее 2 км выполняются тем же проводом, что и существующий заход. Допустимый ток для провода АС-70 - 265А при прокладке в воздухе, аким образом данное сечение провода используем для выполнения второго захода в каждом из предложенных вариантов реконструкции сети.

Результаты расчёта нормального режима позволяют сделать вывод о нагрузке существующих участков ВЛ реконструируемого района, данные в таблице 9.

Таблица 9 – Проверка существующих проводов ВЛ-35 кВ по загрузке

участок	F, мм ²	I _{макс} , А	I _{доп} , А	J _{эк} , А/мм ²
Спасск-Красный кут	95,0	56,5	330	0,6
Красный кут-Вишневка	95,0	19,5	330	0,2
Спасск-АСБ	300,0	104,0	710	0,3
АСБ-СЦЗ	300,0	33,0	710	0,1
Спасск-Евгеньевка	120,0	83,0	390	0,7
Евгеньевка-Луговая	95,0	22,6	330	0,2
Луговая-Новосельская	95,0	9,0	330	0,1
Спасск-Межзаводская	120,0	71,9	390	0,6
Межзаводская-Хвалынка	70,0	44,0	265	0,6
Хвалынка-Заря	95,0	17,6	330	0,2
Спасск-ЗСМ	120,0	92,0	390	0,8
ЗСМ-Александровка	70,0	71,9	265	1,0
Александровка-Чкаловка	95,0	58,5	330	0,6
Чкаловка-Сташевка	70,0	11,9	265	0,2
Сташевка-Новорусановка	120,0	2,8	390	0,0

Из данных таблицы 9 видно, что перегруженных участков по нагреву длительно допустимым током нет. Потери напряжения оцениваются по результату расчёта режимов.

3.5 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов при реконструкции электрической сети

Выбор номинальной мощности силовых трансформаторов на ПС производится по средней активной и некомпенсированной реактивной мощностям нагрузки в зимний период года:

$$S_{ном} \geq S_p = \frac{\sqrt{P_{CPзим}^2 + Q_{HECK}^2}}{N \cdot k_3}, \quad (7)$$

где N – количество трансформаторов на ПС;

k_3 – коэффициент загрузки трансформатора, зависящий от их количества

СТ на ПС [3]: при $N = 1$ $k_3 = 0,8$; при $N = 2$ $k_3 = 0,7$.

После выбора номинальной мощности трансформатора необходимо проверить выполнение условий экономичности их работы в нормальном режиме и выполнение условий по предельной нагрузке:

$$k_3 = 0,5 \dots 0,7 (0,75) - \text{для нормального режима работы;}$$

$k_3 = 1 \dots 1,4$ – для послеаварийного режима, когда один из трансформаторов ПС выходит из строя и потребители получают электроэнергию от оставшегося в работе.

Данное условие проверяется при помощи коэффициента загрузки, определяемого по формулам:

$$k_3^{\text{норм}} = \frac{\sqrt{P_{\text{СРзим}}^2 + Q_{\text{НЕСК}}^2}}{N \cdot S_{\text{НОМ}}}, \quad (8)$$

$$k_3^{\text{н/ав}} = \frac{\sqrt{P_{\text{СРзим}}^2 + Q_{\text{НЕСК}}^2}}{(N - 1) \cdot S_{\text{НОМ}}}. \quad (9)$$

Если $k_3^{\text{н/ав}} > 1,4$, то в случае аварии необходимо отключить часть потребителей III категории, если таковые имеются. В противном случае необходимо выбрать более мощный СТ и произвести расчет заново.

Для ПС Евгеньевка в условиях роста нагрузки на период до 2024 года и обеспечения 2й категории надёжности потребителей выбираем силовой трансформатор Т2 по формулам:

$$S_p = \frac{\sqrt{(4.9)^2 + (1.6)^2}}{2 \cdot 0,7} = 3.7 \text{ МВА,}$$

$4 \geq 3,7$ - Принят трансформатор ТМН 4000/35.

$$k_3^{\text{норм}} = \frac{\sqrt{(4.9)^2 + (1.6)^2}}{2 \cdot 4} = 0,64,$$

$$k_3^{\text{норм}} = \frac{\sqrt{(4.9)^2 + (1.6)^2}}{4} = 1,28.$$

Установка трансформаторов данного типа позволит проводить ремонт необходимого оборудования, даже с перспективным уровнем нагрузок.

Результаты выбора и проверки трансформаторов приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Выбор и проверка силовых трансформаторов

Подстанция	$P_{ср}$, МВт	$Q_{неск}$, МВАр	$N_{тр}$	k_3	S_p , МВА	Ст ном, МВА	$k_3^{норм}$	$k_3^{н/ав}$	марка устанавливаемых СТ
ПС 35/10 кВ Александровка	0,7	0,3	1	0,8	1,0	1,6	0,50	0,50	
ПС 35/10 кВ Вишневка	1,4	0,5	2	0,7	1,0	4	0,18	0,36	
ПС 35/10 кВ Евгеньевка	4,9	1,6	2	0,7	3,7	4	0,64	1,28	+Т2 – ТМН-4000/35
ПС 35/10 кВ Заря	1,1	0,4	2	0,7	0,9	2,5	0,24	0,48	
ПС 35/10 кВ Красный кут	2,4	0,8	2	0,7	1,8	4	0,31	0,63	
ПС 35/10 кВ Луговая	1,2	0,4	2	0,7	0,9	1,6	0,39	0,78	
ПС 35/10 кВ Новорусановка	0,2	0,1	2	0,7	0,2	1,6	0,07	0,13	
ПС 35/10 кВ Новосельская	0,6	0,1	1	0,8	0,7	1,6	0,37	0,37	
ПС 35/10 кВ Сташевка	0,5	0,1	2	0,7	0,4	1,6	0,17	0,34	
ПС 35/10 кВ Хвалынка	1,7	0,5	2	0,7	1,3	4	0,22	0,44	
ПС 35/10 кВ Чкаловка	2,9	0,9	2	0,7	2,2	4	0,38	0,76	
ПС 35/10 кВ АСБ	4,3	1,8	1	0,8	5,8	6,3	0,74	0,74	
ПС 35/10 кВ ЗСМ	2,4	1,0	2	0,7	1,9	10	0,13	0,26	
ПС 35/10 кВ Межзаводская	3,2	1,4	2	0,7	2,5	16	0,11	0,22	
ПС 35/10 кВ СЦЗ	2,3	1,0	1	0,8	3,1	16	0,16	0,16	
ПС 35/10 кВ Руновка	0,3	0,1	2	0,7	0,2	4	0,04	0,08	
ПС Спасск Т1- Т2 110/35/10	47,1	16,1	2	0,7	35,6	80	0,31	0,62	

Для всех ПС мощности СТ достаточно на ближайшую перспективу (5 лет). Трехобмоточные силовые трансформаторы 110/35/10 кВ на ПС Спасск на ТДТН-80000/110/35 на 80 МВА на период прогноза электропотребления и пер-

спективной нагрузки не перегружены. На ПС Евгеньевка требуется увеличение трансформаторной мощности путём установки Т2. На двухтрансформаторных ПС с загрузкой менее 50% в послеаварийном режиме второй силовой трансформатор отключается для снижения потерь холостого хода в магнитопроводе данных трансформаторов, перечень таких ПС – Вишневка, Заря, Новорусановка, Сташевка, Хвалынка, ЗСМ, Межзаводская, Руновка. На однострансформаторных ПС Новосельская, СЦЗ целесообразна установка силовых трансформаторов меньшей мощности, однако данное мероприятие сопряжено с дополнительными затратами на демонтаж старых и монтаж новых трансформаторов, что в условиях отсутствия резервного питания для потребителей данных ПС связано с недоотпуском электроэнергии и дополнительными затратами для собственника электросетевого хозяйства, поэтому в данной работы такая замена не рассматривается.

4 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ И ЕГО КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ

Для технико-экономического сравнения вариантов реконструкции сетей 35 кВ в Спасском районе Приморского края в рамках учебного проектирования используется метод приведенных затрат [12].

4.1 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.

При расчете затрат на реализацию проекта были использованы данные из [12]. Данные показатели предназначены для оценки эффективности инвестиционных проектов и оценки объемов инвестиций при планировании электросетевого хозяйства. Укрупненные стоимостные показатели приведены в базовых сметных ценах 2000 г.

При определении фактических цен электросетевого строительства необходимо опираться на коэффициенты перехода от базовых цен 2000 г. к ценам 2019 г. Рекомендуется принимать $k_{инф} = 4,61$ [13].

Укрупненные стоимостные показатели учитывают все затраты в сооружение ВЛ и ПС по объектам производственного назначения (базовые показатели).

4.1.1 Расчет капиталовложений на сооружение ВЛЭП

Базовые показатели стоимости ВЛ 35 – 1150 кВ учитывают все затраты производственного назначения и соответствуют средним условиям строительства и расчетному напору ветра до 0,6 кПа.

Стоимость сооружения 1 км ВЛ зависит от вида промежуточных опор, от сечения провода, от числа цепей на опоре и от материала опор [12].

Данные по ВЛЭП для варианта 1,2 и 3 одинаковы, так как расширение ПС Евгеньевка проходит засчёт установки второго силового трансформатора ТМН-4000/35 и заход ВЛ для второго трансформатора выполняется проводом АС-70, таблица 11.

Таблица 11 – Параметры линий

Наименование	Марка провода	Длина, км	Удельная стоимость 1 км линии $K_{ВЛ0}$, тыс. млн.руб/км
ВЛ 35 кВ одноцепная	АС-70	0,19	0,97

Базисная стоимость воздушных линий рассчитывается по следующей формуле, млн.руб:

$$K_{ВЛ} = K_{нов} \cdot K_{ВЛ0} \cdot l, \quad (10)$$

где $K_{ВЛ0}$ – удельная стоимость сооружения 1 км линии, млн.руб/км;

l - протяженность ВЛ, км;

$K_{нов}$ - повышающий коэффициент для Дальнего Востока, для ВЛ - 1,5, ПС -1,4.

Таким образом, затраты на сооружение ВЛЭП в Приморском крае с учетом коэффициента инфляции и районного коэффициента составили:

$$K_{ВЛ} = 0,97 \cdot 0,19 \cdot 1,5 \cdot 4,61 = 1,3 \text{ млн.руб.}$$

4.1.2 Капитальные затраты в сооружение ПС

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

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

Суммарные капиталовложения на сооружение подстанций с учетом прочих затрат вычисляются по следующей формуле:

$$K_{ПС} = K_{РУ} + K_{ТР} + K_{пост}, \quad (11)$$

где $K_{ОРУ}$ - капиталовложения в распределительные устройства;

$K_{ТР}$ - капитальные затраты на покупку и монтаж трансформаторов;

$K_{пост}$ - постоянная часть затрат на ПС в зависимости от типа ОРУ и $U_{ном.}$

В таблице 12 представлены тип трансформатора, выбранного для вариантов сети и его базовая стоимость на период 2000 г. Стоимость силового трансформатора зависит от его типа и мощности, а также уровня номинального напряжения [12].

Таблица 12 – Трансформаторы

Наименование	Тип трансформатора	Количество, шт	Стоимость, млн. руб
Трансформатор	Трансформатор ТМН-4000/35	1	1,825

Капитальные затраты на ОРУ (количество элегазовых выключателей зависит от принятой схемы распределительного устройства на ПС) представлены в таблице 13 [12].

Таблица 13 – Стоимость РУ

Схема РУ	U, кВ	Наименование ПС	Стоимость, млн. руб.
Вариант 2,3			
схема 35- 5АН	35 кВ	Евгеньевка	10
Вариант 1			
схема 35-4Н	35 кВ	Евгеньевка	5,1

Постоянная часть затрат представлена в таблице 14 [12].

Таблица 14 – Постоянная часть затрат

Схема РУ	U, кВ	Наименование ПС	Стоимость, млн. руб.
Вариант 2,3			
схема 35- 5АН	35 кВ	Евгеньевка	3
Вариант 1			
схема 35-4Н	35 кВ	Евгеньевка	2,4

Вычислим суммарные капиталовложения в сооружение ПС, млн.руб:

Для варианта 2,3:

$$K_{mp}=1,825 \text{ млн.руб.};$$

$$K_{py}=10 \text{ млн.руб.};$$

$$K_{пост}=3 \text{ млн.руб.}$$

Для варианта 1:

$$K_{mp}=1,825 \text{ млн.руб.};$$

$$K_{py}=5,1 \text{ млн.руб.};$$

$$K_{пост}=2,4 \text{ млн.руб.}$$

Суммарные капитальные вложения приводятся к текущему году с помощью коэффициента инфляции с 2000 года с учётом повышающего коэффициента, [13]:

Для варианта 2,3:

$$K_{nc}=(1,825+10+3) \cdot 1,4 \cdot 4,61=95,7 \text{ млн.руб.}$$

Для варианта 1:

$$K_{nc}=(1,825+5,1+2,4) \cdot 1,4 \cdot 4,61=60,1 \text{ млн.руб.}$$

Капитальные вложения на строительство сети складываются из капитальных вложений в воздушные линии и в ПС

$$K = K_{ВЛ} + K_{ПС}, \tag{12}$$

где $K_{ВЛ}$ – капитальные вложения на сооружение линий;

$K_{ПС}$ – капитальные вложения на сооружение подстанций.

Для варианта 2,3:

$$K=95,7+1,3=97 \text{ млн.руб.}$$

Для варианта 1:

$$K=60,1+1,3=61,4 \text{ млн.руб.}$$

Для удобства вычисления суммарных капиталовложений во всю проектируемую сеть сведем полученные данные капиталовложений ПС и капиталовложений ВЛ в таблицу 15.

Таблица 15 - Сводная таблица капиталовложений в проектируемую сеть

Тип оборудования	Вариант 2,3, млн.руб.	Вариант 1, млн.руб.
Подстанции	95,7	60,1
Воздушные линии	1,3	1,3
ИТОГО	97	61,1

Как видно из таблицы 15, данный проект по своему масштабу относится к крупному инвестиционному проекту.

4.2 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 [12]:

$$I_{ам} = \frac{K}{T_{ст}}, \quad (13)$$

где $T_{сл}$ - рассматриваемый срок службы оборудования (принимаем 20 лет для ПС, 15 лет для ВЛ).

Для варианта 2,3:

$$I_{ам\ пс} = 95,7/20 = 4,8 \text{ млн.руб};$$

$$I_{ам\ вл} = 1,3/15 = 0,1 \text{ млн.руб};$$

$$I_{ам} = 4,8 + 0,1 = 4,9 \text{ млн.руб.}$$

Для варианта 1:

$$I_{ам\ пс} = 60,1/20 = 3 \text{ млн.руб};$$

$$I_{ам\ вл} = 1,3/15 = 0,1 \text{ млн.руб};$$

$$I_{ам} = 3 + 0,1 = 3,1 \text{ млн.руб.}$$

4.3 Расчет эксплуатационных затрат

В результате износа и старения деталей и элементов электротехнических устройств возникают изменения в их параметрах и техническом состоянии, появляется вероятность их отказа. 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 способны вызывать длительные перерывы в электроснабжении, что может привести к значительному экономическому и социальному 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 неплановых (аварийных) ремонтов, вызванных отказом оборудования.

Издержки на эксплуатацию

$$I_{э.р} = \alpha_{э.р.ВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{э.р.ПС} \cdot K_{ПС}, \quad (14)$$

где $\alpha_{\text{э.р.ВЛ}}, \alpha_{\text{э.р.ПС}}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ВЛ и ПС ($\alpha_{\text{э.р.ВЛ}} = 0.008$; $\alpha_{\text{э.р.ПС}} = 0.049$ [12]).

Для варианта 2,3:

$$I_{\text{экс пс}} = 95,7 \cdot 0,049 = 4,7 \text{ млн.руб.};$$

$$I_{\text{экс вл}} = 1,3 \cdot 0,008 = 0,01 \text{ млн.руб.};$$

$$I_{\text{экс}} = 4,7 + 0,01 = 4,71 \text{ млн.руб.}$$

Для варианта 1:

$$I_{\text{экс пс}} = 60,1 \cdot 0,049 = 2,94 \text{ млн.руб.};$$

$$I_{\text{экс вл}} = 1,3 \cdot 0,008 = 0,01 \text{ млн.руб.};$$

$$I_{\text{экс}} = 2,91 + 0,01 = 2,95 \text{ млн.руб.}$$

4.4 Расчет затрат на компенсацию потерь

Для расчета эксплуатационных издержек необходимо учесть потери электроэнергии в трансформаторах, суммарные потери сети на корону в ЛЭП, а также удельные потери в батареях конденсаторов и потери в линиях. Все вышперечисленные данные были рассчитаны при расчёте режимов в ПО «Mathcad».

Стоимость потерь электроэнергии определяется по формуле:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_0, \quad (15)$$

где ΔW - потери электроэнергии в рассматриваемом варианте сети по результату расчёта режима, кВтч;

C_0 – ставка на технологический расход по передаче электроэнергии на 2018 год в соответствии с информацией, указанной в [14], $C_0 = 2,09$ руб./кВтч.

Величина потерь электрической энергии определяется по выражению:

$$\Delta W = \Delta P \cdot T_{\max}, \quad (16)$$

где ΔP - потери мощности в нормальном режиме, МВт;

T_{\max} - время использования максимальных нагрузок (принято 6000 ч).

Для варианта 3:

$$\Delta W = 1,619 \cdot 6000 = 9714 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

$$I_{\Delta W} = 9714 \cdot 2,09 / 1000 = 20,3 \text{ млн.руб.}$$

Для варианта 2:

$$\Delta W = 1,054 \cdot 6000 = 6324 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

$$I_{\Delta W} = 6324 \cdot 2,09 / 1000 = 13,22 \text{ млн.руб.}$$

Для варианта 1:

$$\Delta W = 1,288 \cdot 6000 = 7728 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

$$I_{\Delta W} = 7728 \cdot 2,09 / 1000 = 16,15 \text{ млн.руб.}$$

4.5 Суммарные издержки

Издержки, необходимые для эксплуатации энергетического оборудования и сетей в течение одного года:

$$I_{\Sigma} = I_{\text{э.р}} + I_{\text{ам}} + I_{\Delta W}, \quad (17)$$

где $I_{\text{э.р}}$ - расходы на текущий ремонт и эксплуатацию, включая профилактические осмотры и испытания;

$I_{\text{ам}}$ - издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы;

$I_{\Delta W}$ - стоимость потерь электроэнергии.

Результаты расчёта издержек для сравниваемых вариантов приведены в таблице 16.

Таблица 16 - Результаты расчёта издержек

Издержки	Вариант 3, млн.руб.	Вариант 2, млн.руб.	Вариант 1, млн.руб.
$I_{ам}$	4,9	4,9	3,1
$I_{экс}$	4,71	4,71	2,95
$I_{ΔW}$	20,3	13,22	16,15
ИТОГО	29,9	22,8	22,2

По данным таблицы 16, делается вывод о целесообразности исключения варианта 3 из дальнейшего рассмотрения, так как для схемы сети по варианту №3 издержки на сооружение и эксплуатацию сети наибольшие. Таким образом, в дальнейшем проводится сравнение варианта №2 и варианта №1.

4.6 Расчёт недоотпуска электроэнергии

В качестве показателя надёжности используется вероятность отказов элементов сети 35 кВ. Расчет надёжности произведем аналитическим методом [15]. Данный метод заключается в определении количественных вероятностных значений надёжности, для случая полного погашения ПС Евгеньевка.

Составляется расчетная схема (рисунок 9,11). В схему замещения (рисунок 10,12) входят те элементы, которые влияют на надёжность системы электроснабжения, к таким элементам относятся: линии, выключатели ВН и НН, трансформаторы.

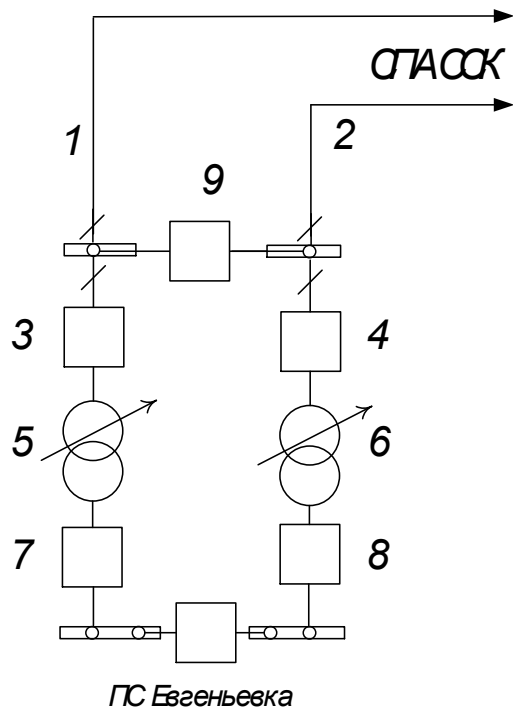


Рисунок 9 - Расчетная схема сети по варианту 2

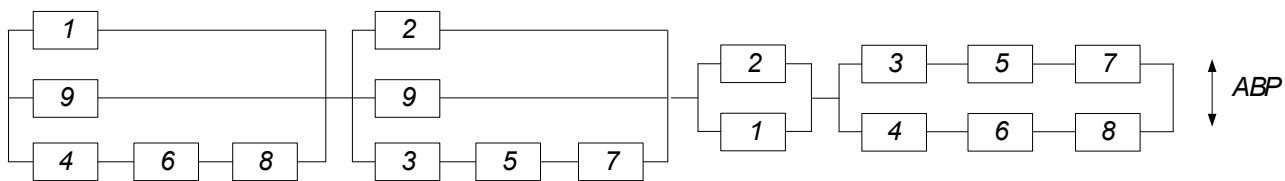


Рисунок 10 – Схема замещения сети 35 кВ по варианту 2

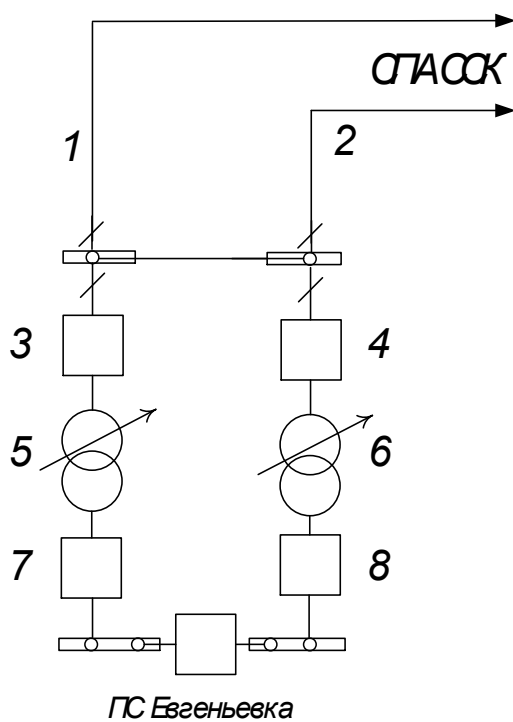


Рисунок 11 - Расчетная схема сети по варианту 1

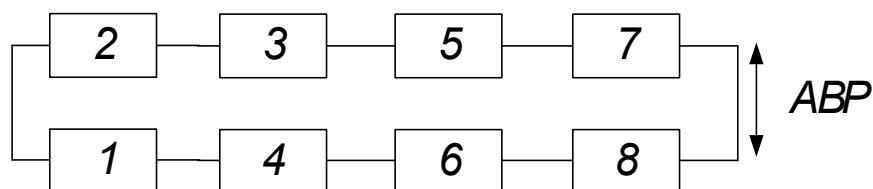


Рисунок 12 – Схема замещения сети 35 кВ по варианту 1

Схемы замещения по вариантам 1 и 2 представляют собой цепочку последовательно-параллельно соединенных элементов, так как питание ПС Евгеньевка по каждому из вариантов происходит по ВЛ 35 кВ. Для варианта 2 подключения ПС Евгеньевка по схеме «2 блока» рассматривается одновременное отключение линий связи ПС Евгеньевка с сш-1 и сш-2 ПС Спасск при попеременном отказе трансформаторов и выключателей 35 кВ. Для варианта 1 в случае выполнения РУВН ПС Евгеньевка по схеме «мостик» учтено питание через дополнительную связь через ПС Межзаводская-Хвалынка-Заря. Показатели надёжности установленного Т-1 и дополнительно устанавливаемого Т-2 на ПС Евгеньевка условно приняты равными.

Справочные данные по элементам сети показаны в таблице 17, [16].

Таблица 17 – Параметры надёжности элементов схемы

Элемент схемы	λ , 1/год	t_B , ч	q
Вариант №2			
Выключатели 35 кВ, (элегазовые)	0,02	40	0,000091
Трансформатор силовой 4000/35	0,007	65	0,000052
ВЛ 35 кВ (одноцепная L=14,59 км)	0,0065	9	0,000097
ВЛ 35 кВ (одноцепная L=75,57 км)	0,0065	9	0,000505
Выключатели 10 кВ, (элегазовые)	0,04	20	0,000091
Вариант №1			
Выключатели 35 кВ, (элегазовые)	0,02	40	0,000091
Трансформатор силовой 4000/35	0,007	65	0,000052
ВЛ 35 кВ (одноцепная L=14,94 км)	0,0065	9	0,000100
Выключатели 10 кВ, (элегазовые)	0,04	20	0,000091

Расчет производится по следующей методике:

1. Определяются вероятности отказа каждого элемента схемы замещения, на примере выключателя 35 кВ:

$$q = \frac{\lambda \cdot t_B}{8760}; \quad (18)$$

$$q = \frac{0,02 \cdot 40}{8760} = 0,000091.$$

2. Рассчитывается вероятность отказа схемы в целом. Схема замещения для каждого варианта эквивалентруется в смысле надёжности:

Для варианта 2:

$$\begin{aligned} q_2 &= q_{вл1} \cdot q_{в9} \cdot (q_{в4} + q_{тр6} + q_{в8}) + q_{вл2} \cdot q_{в9} \cdot (q_{в3} + q_{тр5} + q_{в7}) + q_{вл2} + q_{вл1} + (q_{в3} + q_{тр5} + q_{в7}) + \\ &+ (q_{в4} + q_{тр6} + q_{в8}); \\ q_2 &= 0,000091 \cdot 0,000097 \cdot (0,000052 + 0,000091 + 0,000091) + \\ &+ 0,000091 \cdot 0,000505 \cdot (0,000052 + 0,000091 + 0,000091) + 0,000097 \cdot 0,000505 + \\ &+ (0,000052 + 0,000091 + 0,000091) + (0,000052 + 0,000091 + 0,000091) = 0,000469 \end{aligned}$$

Для варианта 1:

$$\begin{aligned} q_1 &= q_{вл2} + q_{вл1} + (q_{в3} + q_{тр5} + q_{в7}) + (q_{в4} + q_{тр6} + q_{в8}); \\ q_1 &= 0,00001 + 0,00001 + (0,000052 + 0,000091 + 0,000091) + \\ &+ (0,000052 + 0,000091 + 0,000091) = 0,000668 \end{aligned}$$

3. Ущерб от недоотпуска:

$$Y_{нед} = \alpha \cdot \bar{P}_{деф.р} \cdot q_c \cdot K_{инф}; \quad (19)$$

$$Y_{нед1} = 7,5 \cdot 5160 \cdot 0,0006687 \cdot 25 = 3,04 \text{ млн.руб};$$

$$Y_{нео2} = 7,5 \cdot 5160 \cdot 0,000469 \cdot 25 = 2,13 \text{ млн.руб};$$

где α - расчетный годовой ущерб от аварийных ограничений электро-снабжения по [1] при величине бытовой нагрузки 50% (кривая 1 с наибольшим расчётном ущербе) и доле $\varepsilon=1, 7,5$ тыс.руб/кВт*ч;

$K_{инф}$ - коэффициент приведения к ценам 2002 года [1], 25,5;

$\bar{P}_{деф.р}$ - нагрузка ПС Евгенийевка, 5160 кВт.

4.7 Приведённые затраты

Приведённые затраты определяются по формуле:

$$Z = E \cdot K + I + Y, \quad (20)$$

где E – норматив дисконтирования. Данная величина зависит от ставки, рефинансирования установленной Центробанком РФ ($E = 0,1$) [17];

K – капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети, млн. руб;

I – издержки, млн. руб.;

Y – ущерб от недоотпуска, млн. руб.

Для варианта 2:

$$Z=0,1 \cdot 97+2,1+22,8=34,6 \text{ млн.руб.}$$

Для варианта 1:

$$Z=0,1 \cdot 61,4+3+22,2=31,4 \text{ млн.руб.}$$

Значения приведённых затрат для выбранных вариантов приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Приведённые затраты

вариант	К, млн.руб.	И, млн.руб.	У, млн.руб.	З, млн.руб.
2	97,0	22,8	2,1	34,6
1	61,4	22,2	3,0	31,4

По минимуму приведенных затрат выбран вариант №1. Вариант 2 дороже на 9,4%.

5 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Определение уровней токов короткого замыкания необходимо для выбора и проверки оборудования ПС, выбора уставок срабатывания защиты линий 35 кВ и силовых трансформаторов.

Методом расчёта по [18] целесообразно использовать приближенное представление в относительных единицах как наиболее наглядный и простой метод с приемлемым уровнем инженерной погрешности 10%.

Чтобы рассчитать токи короткого замыкания на высокой и низкой сторонах подстанции Евгенийевка для реальной схемы на рисунке 13 построим схему замещения на рисунке 14, в которую реальные элементы вводятся своими индуктивными сопротивлениями, а нагрузки, система – сопротивлениями и ЭДС.

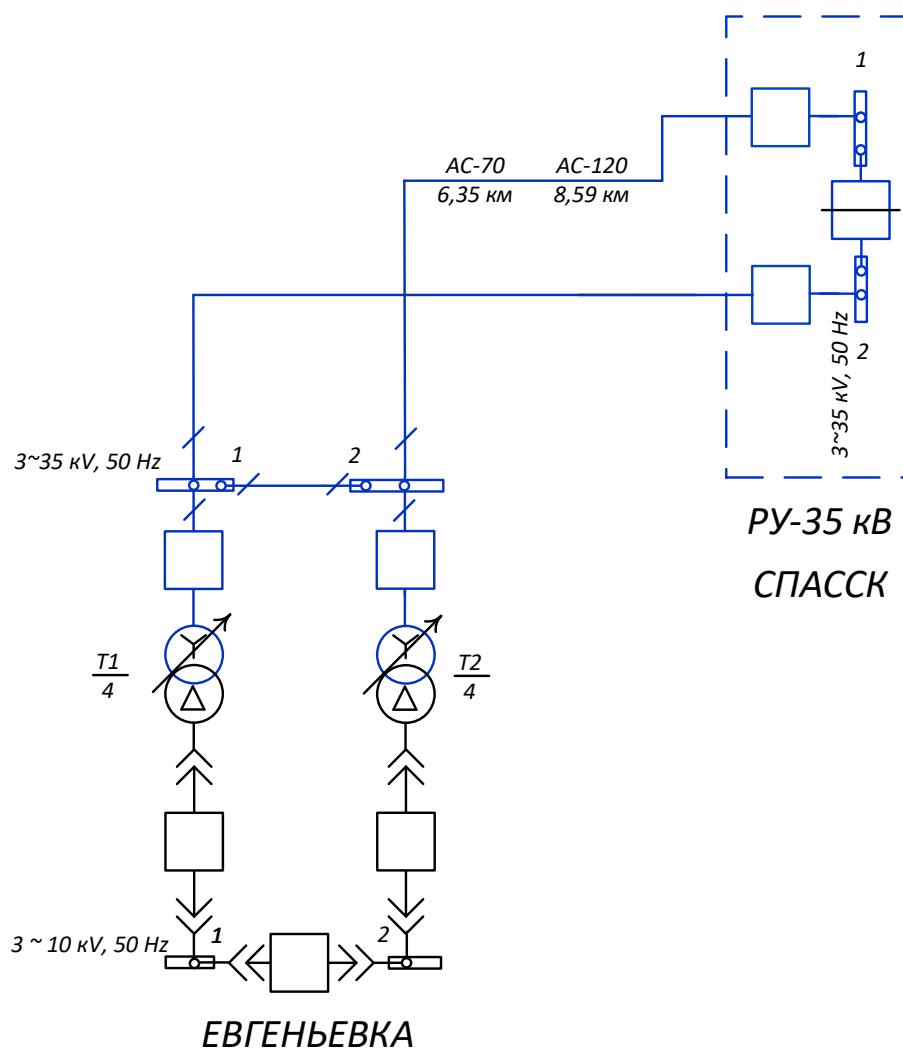


Рисунок 13 – Схема для расчета токов КЗ

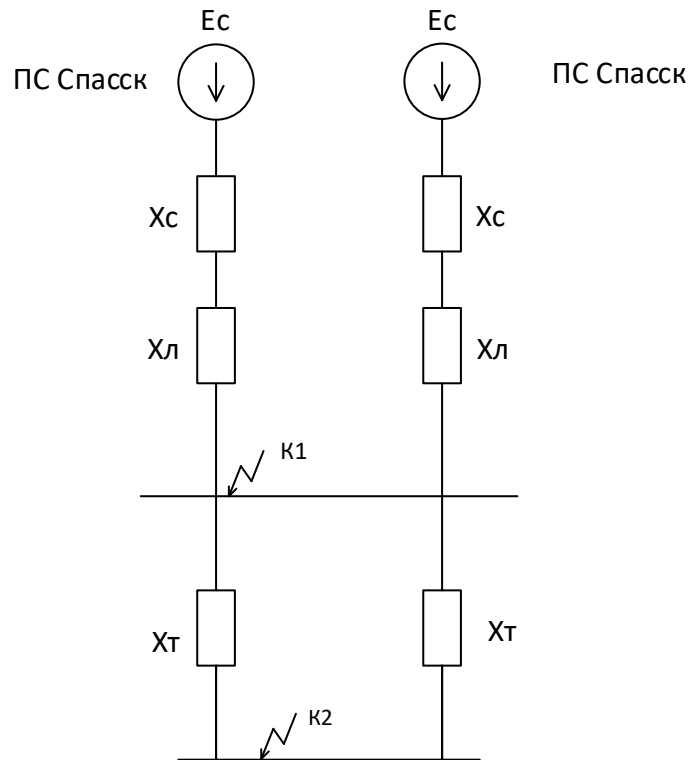


Рисунок 14 – Схема замещения для расчета токов к.з.

Расчёт выполняем в относительных единицах. Примем базисную мощность, равную $S_B = 100$ МВА. За базисное напряжение примем:

$$U_{B1} = 37 \text{ кВ},$$

$$U_{B2} = 10 \text{ кВ}.$$

Базисный ток рассчитаем по следующей формуле:

$$I_{B1} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{B1}}; \tag{21}$$

$$I_{B1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ кА};$$

$$I_{B2} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{B2}};$$

$$I_{B2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10} = 5,774 \text{ кА}.$$

Определение параметров схемы замещения.

Сопrotивление системы при величине тока трехфазного КЗ на шинах 35 кВ ПС Спасск $I_{no}^{(3)} = 14,7$ кА, значение получено по результатам преддипломной практики.

$$X_C = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot I_{no}^{(3)} \cdot U_{Б1}}; \quad (22)$$

$$X_C = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 14,7 \cdot 37} = 0,106 \text{ о.е.};$$

Сопrotивление трансформаторов:

$$X_T = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{ном.тр}}; \quad (23)$$

$$X_T = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{100}{4} = 1,875 \text{ о.е.};$$

Сопrotивление линии:

$$X_{Л} = X_{y\partial} \cdot L \cdot \frac{S_B}{U_B^2}; \quad (24)$$

$$X_{Л} = 0,43 \cdot 14,94 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,469 \text{ о.е.};$$

Ток трехфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{к}^{(3)} = \frac{E_c}{X_{экв}} \cdot I_{\sigma}. \quad (25)$$

где $X_{экв}$ - эквивалентное сопротивление до точки к.з.

I_{ϕ} - базисный ток.

Ток двухфазного короткого замыкания определяется по формуле:

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

Ударный ток определяется по формуле:

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

Ударный коэффициент определяется по формуле:

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

где T_a - постоянная времени затухания, равная 0,03.

Произведем расчет тока к.з. в т. К1. Схема замещения представлена на рисунке 15.

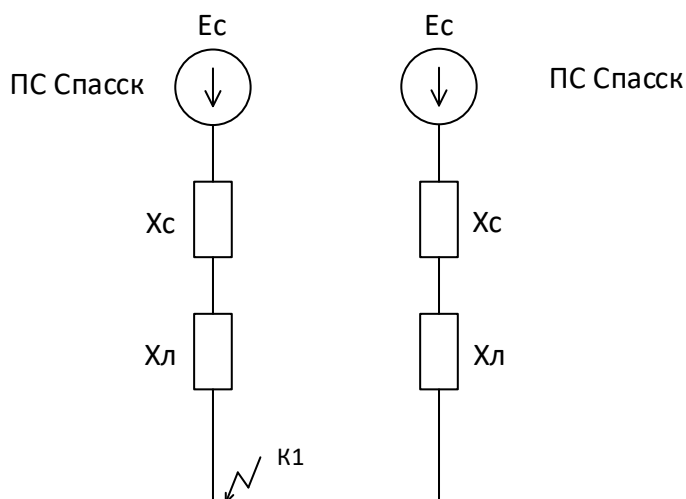


Рисунок 15 – Схема замещения для расчета тока к.з. в т. К1

Преобразуем схему замещения:

$$X_1 = X_c + X_l;$$

$$X_1 = 0,106 + 0,469 = 0,575 \text{ о.е.};$$

$$X_{\text{экв}} = \frac{X_1}{2};$$

(29)

$$X_{\text{экв}} = \frac{0,575}{2} = 0,288 \text{ о.е.}$$

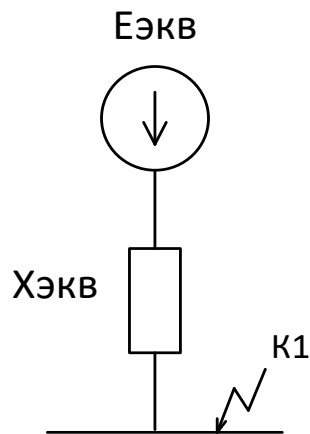


Рисунок 16 – Схема замещения после эквивалентирования

Ток трехфазного короткого замыкания:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{1}{0,288} \cdot 1,56 = 5,4 \text{ кА.}$$

Ток двухфазного короткого замыкания:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 5,4 = 4,7 \text{ кА.}$$

Ударный коэффициент:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} = 1,72.$$

Ударный ток:

$$I_{y0} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 5,4 = 13,2 \text{ кА.}$$

Произведем расчет тока короткого замыкания в точке К2.

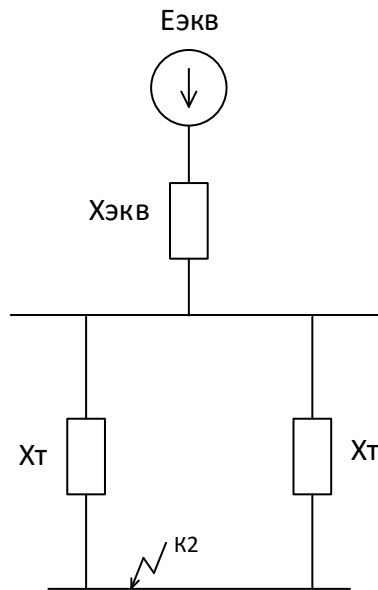


Рисунок 17 – Схема замещения для токов к.з. в точке К2

$$X_{экв2} = X_{экв} + \frac{X_T}{2}; \tag{30}$$

$$X_{экв2} = 0,288 + \frac{1,875}{2} = 1,23 \text{ о.е..}$$

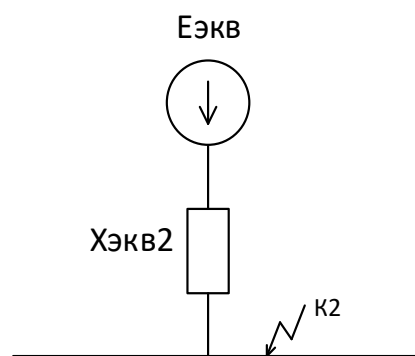


Рисунок 18 – Схема замещения после эквивалентирования

Ток трехфазного короткого замыкания:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{1}{1,23} \cdot 5,774 = 4,7 \text{ кА.}$$

Ток двухфазного короткого замыкания:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,7 = 4,1 \text{ кА.}$$

Ударный коэффициент:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} = 1,72.$$

Ударный ток:

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 4,7 = 11,4 \text{ кА.}$$

Результаты расчета сведем в таблицу 19.

Таблица 19 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Точка КЗ	$I_{\kappa}^{(3)}$, кА	$I_{\kappa}^{(2)}$, кА	T_a , с	$k_{y\partial}$	$I_{y\partial}$, кА
К1	5,4	4,7	0,03	1,72	13,2
К2	4,7	4,1	0,03	1,72	11,4

6 РЕКОНСТРУКЦИЯ ПС ЕВГЕНЬЕВКА

6.1 Разработка однолинейной схемы подстанции

В соответствии с техникоэкономическим сравнением вариантов подключения ПС Евгеньевка после реконструкции принят вариант схемы РУВН 35-4Н.

Схема 35-4Н-два блока (линия-трансформатор) с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий применяется на напряжении 35-220 кВ. для тупиковых или ответвительных двухтрансформаторных подстанций, рисунок 19.

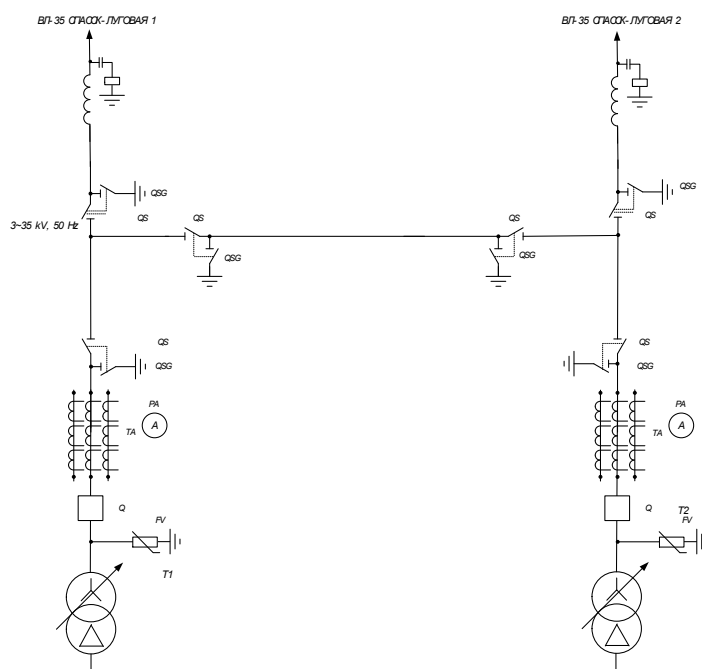


Рисунок 19 - Схема 35-4Н-два блока (линия-трансформатор)

На стороне НН ПС Евгеньевка применяется схема 10-1-одна, секционированная выключателями, система шин, приведенная на листе графической части №5.

6.2 Разработка конструктивного исполнения ПС

На стороне ВН ПС Евгеньевка применяются блоки высокой готовности БВГ-УЭТМ-35 с элегазовыми выключателями 35 кВ ВГБ-35. Применение данных блоков позволяет сэкономить место на территории ОРУ ПС Евгеньевка без существенного увеличения капитальных затрат по сравнению с блоками КРУЭ, рисунок 20, [19].

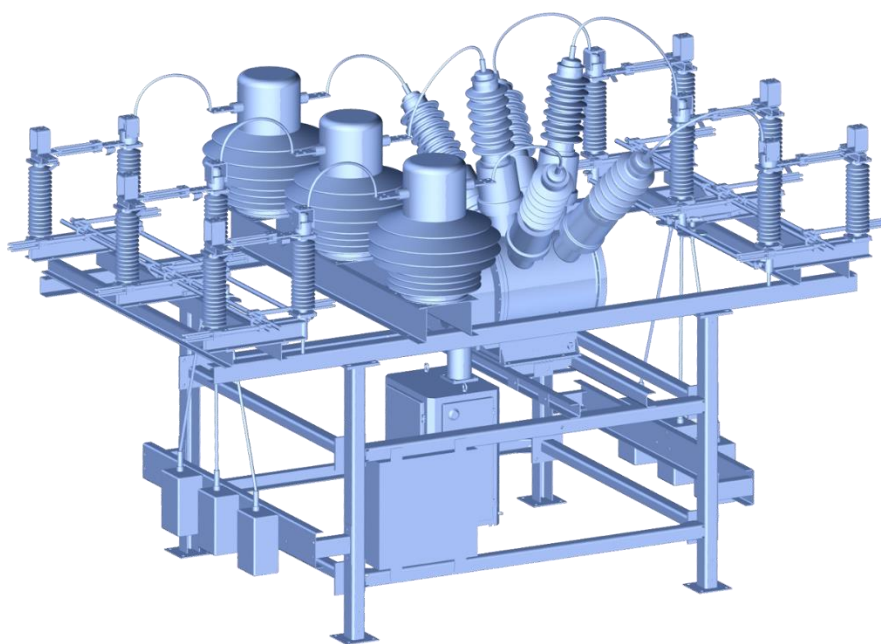


Рисунок 20 - Блоки 35 кВ высокой готовности серии БВГ-УЭТМ-35

Компоновки распределительных устройств на основе БВГ-УЭТМ®-35 и взаимное размещение элементов учитывают особенности конструкций всех типов применяемого электрооборудования, а также требования к возможности дальнейшего расширения ОРУ и использования на всех этапах строительства и эксплуатации подстанций.

Блоки высокой готовности БВГ-УЭТМ-35 – разработка АО «УЭТМ», более компактная и мобильная альтернатива «рассыпным» подстанциям 35 кВ с отдельно установленным оборудованием.

Преимущества применения блоков высокой готовности:

- Сокращение сроков монтажа и сдачи объекта достигается за счет высокой степени готовности блоков БВГ-УЭТМ®-35;
- Компактность - готовые блоки занимают относительно малую площадь по сравнению с рассыпными подстанциями;
- Высокое качество сборки блоков обеспеченное квалифицированным персоналом и современным оборудованием, исключает ошибки при монтаже на объекте строительства;

- Удобство обслуживания благодаря рациональному и оптимально-компактному расположению оборудования на БВГ-УЭТМ®-35 упрощается его обслуживание;

- Уменьшение объема строительных работ, так как сокращается количество железобетонных изделий, необходимых для строительства фундамента;

- Большой срок службы металлоконструкции блока достигается за счет горячего оцинкования металлоконструкции.

РУНН ПС Евгеньевка выполняется на ячейках КРУН СЭЩ-65 по схеме одна секционированная выключателем система шин. Засчёт использования секционного выключателя с автоматическим включением резерва схема обладает высокой надёжностью.

6.3 Выбор и проверка ошиновки РУ ВН

В РУ 35 кВ применяются гибкие шины, выполненные проводом АС-70, то есть проводом такого же сечения, как отпайка от ВЛ до ПС Евгеньевка

Максимальный ток по нагрузке трансформаторов в послеаварийном режиме ПС Евгеньевка:

$$I_{P_{\max \text{ гр}}} = \frac{1.4 \cdot S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}};$$
$$I_{P_{\max \text{ гр}}} = \frac{1.4 \cdot 4000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 92 \text{ А.}$$

Провод АС-70 проверку проходит:

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном}};$$
$$92 \text{ А} \leq 265 \text{ А.}$$

Проверка на термическое действие КЗ не производится, т.к. шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка по условиям коронирования не производится для напряжения 35 кВ.

Проверим гибкие шины по условиям сжестывания:

Усилие от длительного протекания тока КЗ:

$$f = \frac{1,5 \cdot I^{(3)^2}}{D} \cdot 10^{-7};$$

$$f = \frac{1,5 \cdot 5400^2}{2,5} \cdot 10^{-7} = 1,8 \text{ Н/м}$$

Сила тяжести 1 м токопровода (масса 1 м провода АС-70/11 0,254 кг) определяется:

$$g = 9,8 \cdot 1,1 \cdot 0,254 = 2,7 \text{ Н/м}$$

Принимая время действия РЗ (дифференциальной) $t_3=0,1$ с, находим:

$$t_{\text{эк}} = 0,1 + 0,05 = 0,15 \text{ с};$$

$$\frac{f}{g} = \frac{1,8}{2,7} = 0,65;$$

$$\frac{\sqrt{h}}{t_{\text{эк}}} = \frac{\sqrt{2,5}}{0,15} = 10,5,$$

где h - допустимая стрела провеса по габаритно-монтажным условиям.

Далее по диаграмме [3] определяем $\frac{b}{h} = 0,11$, откуда

$$b = 0,11 \cdot h = 0,11 \cdot 2,5 = 0,275.$$

Допустимое отклонение фазы, м:

$$b_{\text{доп}} = \frac{D-d-a_{\text{доп}}}{2};$$

$$b_{\text{доп}} = \frac{2.5-0.0114-0.45}{2} = 1.02,$$

где $a_{\text{доп}}$ - наименьшее допустимое расстояние между фазами при их сближении, для 35 кВ $a_{\text{доп}} = 0.45$.

Схлестывания не произойдет, так как $b < b_{\text{доп}}$.

Провод АС-70 проходит по всем условиям проверки и принимается в качестве гибкой ошиновки ОРУ 35 кВ ПС Евгеньевка.

6.4 Выбор и проверка выключателей

Выбираются выключатели 35 кВ ВГБ-УЭТМ-35 с электромагнитными приводами типа ПЭМ, производства ООО «Эльмаш (УЭТМ)».

Проверка выключателя 35 кВ:

- По напряжению установки: $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{н}}$;
- По току: $I_{\text{утяж}} \leq I_{\text{н}}$;
- Проверка на симметричный ток отключения: $I_{\text{н}} \leq I_{\text{н.откл}}$, при $t=0,03$ с.;
- По отключающей способности (полного тока КЗ):

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{н},i+i_{\alpha,i}} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном}} \cdot (1 + \beta_{\text{н}}\%/100\%), \quad (31)$$

где $\beta_{\text{н}}\%$ – номинальная асимметрия.

$\beta_{\text{н}}=f(t)$, $t=0,03$ с.=30 мс, $\beta_{\text{н}}=40\%$.

$(1,41 \cdot 5,4 + 5,4) \leq 1,41 \cdot 20 \cdot (1 + 0,4)$.

$13 \text{ кА} \leq 39,5 \text{ кА}$;

- По включающей способности:

$I_{\text{у}} \leq I_{\text{вкл}} (t=0)$.

$5,4 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА}$;

– На электродинамическую стойкость по предельным сквозным токам КЗ.

$$I_y \leq I_{\text{вкл. макс.}}$$

$$13,2 \text{ кА} \leq 50 \text{ кА.}$$

$$I_{\text{по}} \leq I_{\text{пр. скв}} (t=0).$$

$$5,4 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА};$$

– На термическую стойкость (по тепловому импульсу тока КЗ).

$$B_k \leq I_{\text{пер}}^2 \cdot t_{\text{пер.д.}}$$

$$B_k = I_{\text{по}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{аз}}) = 5,4^2 \cdot (1,6 + 0,03) = 48 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рез}} + t_0 = 1,5 + 0,1 = 1,6 \text{ с.}$$

$$I_{\text{пер}}^2 \times t_{\text{пер.д.}} = 20^2 \cdot 4 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

$$48 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.} \leq 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

В таблице 20 показаны результаты выбора и проверки выключателей 35 кВ.

Таблица 20 – Выбор выключателя 35 кВ

Проверяемый параметр	Номинальный параметр	Расчетный параметр	Проверочный параметр
1. Уном. кВ	Ун=40,5 кВ	Ун.у=35 кВ	Ун ≥ Ун.уст.
2. Ином. А	630 А	92 А	Ин.дл > Ин.макс.
3. Ин.откл	20 кА	5,4 кА	Ин.о. ≥ Iпр
4. Ин.вкл	20 кА	5,4 кА	Ин.в. ≥ Iпр
5. Ин.дин.уст. а) I доп.уд.ток б) доп.величина наиб. знач.п.тока.	50 кА 20 кА	13,2 5,4	í.н.дин > í.у I.н.дин > I.у
6. Ток терм. стойкости.	1600 кА ² ·с.	48 кА ² ·с.	I ² t > Bк

На стороне 10 кВ принимаем выключатель типа ВВ/TEL-10-630-20, [20].

Вакуумные выключатели ВВ/TEL предназначены для работы в комплектных распределительных устройствах выкатного и стационарного исполнения внутренней и наружной установки класса напряжения до 10 кВ трехфазного переменного тока частотой 50 Гц.

Проверка выключателя 10 кВ:

- По напряжению установки: $U_{уст} \leq U_n$;
- По току: $I_{утяж} \leq I_n$;
- Проверка на симметричный ток отключения: $I_n \leq I_{н.откл}$, при $t=0,03$ с.;
- По отключающей способности (полного тока КЗ):

$$\sqrt{2} \cdot I_{н,i+i_{\alpha,i}} \leq \sqrt{2} \cdot I_{ном} \cdot (1 + \beta_n\%/100\%),$$

где $\beta_n\%$ – номинальная асимметрия.

$\beta_n=f(t)$, $t=0,03$ с.=30 мс, $\beta_n=40\%$.

$$(1,41 \cdot 4,7 + 4,7) \leq 1,41 \cdot 20 \cdot (1 + 0,4).$$

$$11,3 \text{ кА} \leq 39,5 \text{ кА};$$

- По включающей способности:

$$I_y \leq I_{вкл} (t=0).$$

$$4,7 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА};$$

- На электродинамическую стойкость по предельным сквозным токам КЗ.

$$I_y \leq I_{вкл.мах.}$$

$$11,4 \text{ кА} \leq 32 \text{ кА}.$$

$$I_{по} \leq I_{пр.скв} (t=0).$$

$$4,7 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА};$$

- На термическую стойкость (по тепловому импульсу тока КЗ).

$$B_k \leq I_{\text{пер}}^2 \cdot t_{\text{пер.д.}}$$

$$B_k = I_{\text{по}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{аз}}) = 4,7^2 \cdot (1,6 + 0,03) = 36 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рез}} + t_0 = 1,5 + 0,1 = 1,6 \text{ с.}$$

$$I_{\text{пер}}^2 \times t_{\text{пер.д.}} = 20^2 \cdot 4 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

$$36 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.} \leq 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Максимальный ток по нагрузке трансформаторов в послеаварийном режиме ПС Евгеньевка::

$$I_{P_{\text{max гр}}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}};$$

$$I_{P_{\text{max гр}}} = \frac{1,4 \cdot 4000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 323 \text{ А.}$$

В таблице 21 показаны результаты выбора и проверки выключателей 10 кВ.

Таблица 21 – Выбор выключателя 10 кВ

Проверяемый параметр	Номинальный параметр	Расчетный параметр	Проверочный параметр
1. Уном. кВ	Ун=12 кВ	Ун.у=10 кВ	Ун ≥ Ун.уст.
2. Ином. А	630 А	323 А	Ин.дл > Ин.макс.
3. Ин.откл	20 кА	4,7 кА	Ин.о. ≥ Iпр
4. Ин.вкл	20 кА	4,7 кА	Ин.в. ≥ Iпр
5. Ин.дин.уст.			
а) I доп.уд.ток	32 кА	11,4	í.н.дин > í.у
б) доп. величина наиб. знач. п. тока.	20 кА	4,7	I.н.дин > I.у
6. Ток терм. стойкости.	1600 кА ² ·с.	36 кА ² ·с.	I ² t > Bк

6.5 Выбор и проверка разъединителей

Проводится выбор и проверка разъединителей 35 кВ в составе БВГ-35 УЭТМ.

Выбор разъединителей производится по :

- напряжению установки $U_{уст.} \leq U_{ном}$;
- длительному току $I_p \leq I_{ном}$, $I_{max} \leq I_{ном}$;
- конструкции, роду установки;
- электродинамической стойкости:

$$I_{по} \leq I_{пр.о.}$$

$$i_y \leq i_{пр.о.}$$

где $I_{пр.о}$, $i_{пр.о}$ – предельный сквозной ток КЗ (амплитуда и действующее значения);

– на термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$W_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер},$$

где W_k – тепловой импульс тока КЗ по расчету;

$I_{тер}^2$ – среднеквадратичное значение тока за время его протекания по каталогу;

$t_{тер}$ – длительность протекания тока термической стойкости по каталогу.

Выбираем разъединитель РГ-35, с моторными приводами типа ПД-14:

$$U_{ном}: 40 \text{ кВ.}$$

$$I_{ном}=630 \text{ А.}$$

$$I_{тер}=31,5 \text{ кА.}$$

$$t_{тер,доп}=4 \text{ с.}$$

$$I_{пр.сквоз}=81 \text{ кА.}$$

Проверяем выбранный разъединитель, данные сводим в таблицу 22.

Таблица 22 – Выбор разъединителей 35 кВ

Проверяемый параметр	Номинальный параметр	Расчетный параметр	Проверочный параметр
1. Уном, кВ	U _н =40 кВ	U _{н.у} =35 кВ	U _н ≥ U _{н.уст.}
2. Iном, А	630 А	323 А	I _н > I _{н.макс.}
3. туд.доп., кА	I _{пр.скв} =81 кА	туд=13,2	I _{пр.скв} > туд.
4. t тер.уст.	I ² t=1600 А ² ·с.	Вк =48 кА ² ·с.	I ² t > Вк

Разъединители 35 кВ в составе БВГ-35 УЭТМ проверку проходят

6.6 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформаторы тока 35 кВ марки ТРГ-35-УЭТМ в составе блоков БВГ-35-УЭТМ выбираются по номинальному напряжению, номинальному первичному току и проверяются по электродинамической и термической стойкости к токам КЗ, а также по классу точности и проверка на допустимую нагрузку вторичной цепи.

Вторичная нагрузка состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов.

Суммарное сопротивление приборов рассчитываем по суммарной мощности приборов.

Сопротивление контактов r_k принимаем 0,1 Ом, т.к. количество приборов больше трёх. Расчетная длина провода $\ell_p = \sqrt{3} \cdot \ell$ – при включении ТТ в неполную звезду.

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_2}{I_{2\text{ном}}^2}, \quad (32)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{6,5}{25} = 0,26 \text{ Ом.}$$

Таблица 23 – Определение сопротивления приборов трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
Ввод 35-10 кВ				
1.Амперметр	Е349М	0,5	-	0,5
2.Ваттметр	Ц301/1	0,5	-	0,5
3.Счётчик активной реактивной мощности	СЭТ-4ТМ	5,5	-	5,5
Итого:		6,5	-	6,5
Линейные 10 кВ				
1.Амперметр	Е349М	0,5	-	0,5
3.Счётчик активной реактивной мощности	СЭТ-4ТМ	5,5	-	5,5
Итого:		6	-	6

Длину принимаем при установке на щите управления $\ell=30$ м.

Тогда $\ell_p = \sqrt{3} \cdot 30 = 52$ м.

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{пр} = r_{2ном} - r_{приб} - r_k = 0,8 - 0,26 - 0,1 = 0,44 \text{ Ом.}$$

Принимаем кабель с алюминиевыми жилами удельной проводимостью $\rho = 0,0283 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$.

Сечение требуемое для подключения приборов:

$$S_{\text{треб}} = \frac{\rho \cdot \ell_p}{r_{пр}};$$

$$S_{\text{треб}} = \frac{0,0283 \cdot 52}{0,04} = 3,3 \text{ мм}^2.$$

Принимаем сечение проводов $S=4 \text{ мм}^2$.

Сопротивление проводов при этом:

$$r_{пр} = \rho \cdot \ell_p / S;$$

$$r_{\text{пр}} = 0,0283 \cdot 52/4 = 0,38 \text{ Ом};$$

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}.$$

$$r_2 = 0,26 + 0,38 + 0,1 = 0,74 \text{ Ом} < 0,8 \text{ Ом}.$$

Окончательно принимаем к установке ТТ марки ТРГ-35-УЭТМ.

$$r_{2\text{ном}} = 0,8 \text{ Ом}, \text{ (класс точности } 0,5/10\text{P)}.$$

Результаты выбора трансформаторов тока 35 кВ показаны в таблице 24.

Таблица 24 – Выбор трансформаторов тока 35 кВ

Проверяемый параметр	Номинальный параметр	Расчетный параметр	Проверочный параметр
1. Уном. кВ	U _н =40,5 кВ	U _{н.у} =35 кВ	U _н ≥ U _{н.уст.}
2. Ином. А	100 А	92 А	И _{н.дл} > И _{н.макс.}
3. r _{2н} , Ом	0,8 Ом	0,74 Ом	r _{2н} ≥ r ₂
4. И _{н.дин.уст.}	50 кА	3,2	í.н.дин > í.у
5. Ток терм. стойкости.	1600 кА ² ·с.	48 кА ² ·с.	I ² t > Вк

На стороне НН ПС Евгенийевка принимаются вводные и линейные трансформаторы тока ТОЛ-10-1, результаты расчёта вторичной нагрузки аналогичны трансформаторам тока 35 кВ для ПС с высшим напряжением 35 кВ. Для трансформаторов тока 10 кВ результат расчёта вторичной нагрузки приводится ниже:

$$r_{\text{приб}} = \frac{6,5}{25} = 0,24 \text{ Ом}.$$

Длину принимаем при установке в камере КРУН $\ell = 20$ м.

$$\text{Тогда } \ell_p = \sqrt{3} \cdot 20 = 34,6 \text{ м}.$$

$$r_{\text{пр}} = 0,8 - 0,24 - 0,1 = 0,46 \text{ Ом}.$$

$$S_{\text{треб}} = \frac{0,0283 \cdot 34,6}{0,04} = 2,13 \text{ мм}^2.$$

Принимаем сечение проводов $S = 2,5 \text{ мм}^2$.

$$r_{\text{пр}} = 0,0283 \cdot 34,6/2,5 = 0,4 \text{ Ом};$$

$$r_2=0,24+0,4+0,1=0,74 \text{ Ом} < 1 \text{ Ом.}$$

Результаты выбора трансформаторов тока 10 кВ приведены в таблице 25.

Таблица 25 – Выбор трансформаторов тока 10 кВ

Проверяемый параметр	Номинальный параметр	Расчетный параметр	Проверочный параметр
Вводные, секционный			
1. Уном. кВ	У _н =12 кВ	У _{н.у} =10 кВ	У _н ≥ У _{н.уст.}
2. Ином. А	400 А	323 А	И _{н.дл} > И _{н.макс.}
3. r _{2н} , Ом	1 Ом	0,74 Ом	r _{2н} ≥ r ₂
4. И _{н.дин.уст.}	20 кА	11,4	і _{н.дин} > і _у
5. Ток терм. стойкости.	1600 кА ² ·с.	36 кА ² ·с.	I ² t > Вк
Линейные			
1. Уном. кВ	У _н =12 кВ	У _{н.у} =10 кВ	У _н ≥ У _{н.уст.}
2. Ином. А	150 А	100 А	И _{н.дл} > И _{н.макс.}
3. r _{2н} , Ом	1 Ом	0,74 Ом	r _{2н} ≥ r ₂
4. И _{н.дин.уст.}	20 кА	11,4	і _{н.дин} > і _у
5. Ток терм. стойкости.	1600 кА ² ·с.	36 кА ² ·с.	I ² t > Вк

6.7 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Проводится выбор трансформаторов напряжения 10 кВ марки НАМИ, составляется таблица 26 с указанием нагрузки приборов во вторичных цепях.

Таблица 26 – Определение мощности ТН

Прибор	Тип	P _о , обм	Число обмоток	cosφ	sinφ	кол-во приборов	Мощность	
							P, Вт	Q, вар
Вольтметр	Е349М	2	1	1	0	1	2	-
Счётчик активной реактивной мощности.	СЭТ-4ТМ	5,5	-	-	-	4	22	0,2
Ваттметр.	Ц301/1	1,5	2	1	0	1	3	-
Итого:							27	0,2

Определяем мощности вторичной обмотки ТН:

$$S_{\text{ТН } 10 \text{ кВ}} = \sqrt{27^2 + 0,2^2} = 27 \text{ В}\cdot\text{А}.$$

По вторичной нагрузке устанавливаются измерительные трансформаторы напряжения ТН-10 кВ типа НАМИ-10-У2 с $S_{\text{ном}}=75 \text{ ВА}$ [20]:

$27\text{ВА} \leq 75\text{ВА}$, условие выбора выполняется.

6.8 Выбор и проверка сборных шин и изоляторов

Шины выбираем по допустимому току $I_{\text{доп}}$, т.к. согласно [22] сборные шины и ошиновка в пределах РУ по экономической плотности тока не выбираются.

$$I_{\text{утяж}} < I_{\text{доп}},$$

$$I_{\text{утяж}} = I_{\text{р.мах}} = 323 \text{ А} < 625 \text{ А}.$$

Принимаем однополюсные шины размером марки АДО сечением $40 \times 4 \text{ мм}^2$, $I_{\text{доп}}=625 \text{ А}$.

Проверяем шины на термическую стойкость: $F_{\text{min}} \leq F$, учитываем, что $c=91$ (для алюминиевых шин):

$$F_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{c},$$

$$F_{\text{min}} = \frac{\sqrt{36 \cdot 10^6}}{91} = 66 \text{ мм}^2.$$

Проверяем шины на механическую стойкость. Определим 1 пролёт при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц:

$$f \geq \frac{173}{\ell^2} \cdot \sqrt{\frac{\delta}{q}}, \text{ откуда } \ell^2 \geq \frac{173}{200} \cdot \sqrt{\frac{17}{8 \cdot 0,4}} = 1,9 \text{ м.}$$

Шины расположены плашмя:

$$J = \frac{h^3 \cdot b}{12},$$

$$J = \frac{4^3 \cdot 0,4}{12} = 2,1 \text{ см}^2.$$

Принимаем вариант, при котором шины расположены плашмя, пролёт $\ell = 1,9$ м. Расчет будем вести для $\ell = 1,9$ м, но если конструктивное исполнение РП будем определять $\ell < 1,9$ м, то это приведет к уменьшению $\sigma_{\text{расч}}$, что лишь увеличит степень надежности.

Для закрытых РУ 10 кВ минимальное расстояние между осями шин – равно: $a_{\text{мин}} = 130 \text{ мм} = 0,13 \text{ м}$; $\sigma_{\text{расч}}$ – напряжение в материале шины, возникающее при равномерно распределенная сила f создает изгибающий момент, воздействию изгибающего момента.

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{M}{W} = \frac{f \cdot \ell^2}{10W} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \frac{i_y^2 \cdot \ell^2}{10W},$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \frac{11,4^2 \cdot 1,9^2}{10 \cdot 1,06 \cdot 0,13} = 59 \text{ МПа},$$

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6},$$

$$W = \frac{0,4 \cdot 4^2}{6} = 1,06 \text{ см}^3.$$

$$\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{расч}}: 75 \text{ МПа} > 59 \text{ МПа}.$$

где $\sigma_{\text{доп}}$ – допустимое механическое напряжение в материале шин.

Аналогично рассчитываем остальные ячейки в РУ-10 кВ.

Результаты выбора жестких шин 10 кВ приведены в таблице 27.

Таблица 27 – Выбор жестких шин 10 кВ

Проверяемый параметр	Номинальный параметр	Расчетный параметр	Проверочный параметр
1. Ином. А	625 А	323 А	Ин.дл > Ин.макс.
2. σ , мПа	75 мПа	59 мПа	$\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{расч}}$
3. $F_{\text{мин. терм. Стойкости}}$, мм ²	160 мм ²	66 мм ²	$F_{\text{факт}} > F_{\text{мин}}$

Выбор изоляторов 35, 10 кВ.

Выбираем опорный полимерный изолятор типа СПК-4,5-35/450У1 так как они надёжны, комплектны и надёжней фарфоровых, их частично вводят в эксплуатацию [23].

Механическая нагрузка на изгиб $F_{\text{разр}} = 450$ кг.

Для выполнения условия механической прочности, необходимо, чтобы расчётная электродинамическая сила $F_{\text{расч}}$, на изолятор не превышала допустимой, на его механическую нагрузку.

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}}, \quad (33)$$

где $F_{\text{разр}}$ – механическая нагрузка разрушающая изолятор.

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 450 = 270 \text{ кг.}$$

$$F_{\text{расч}} = 1,73 \cdot i_y^2 \cdot \frac{e}{a} \cdot 10^{-2} = 1,73 \cdot 13,2^2 \cdot \frac{270}{50} \cdot 10^{-2} = 17 \text{ кг.}$$

$$F_{\text{расч}} = 17 \text{ кг} < F_{\text{доп}} = 270 \text{ кг.}$$

Выбираем опорный полимерный изолятор типа ОСК-4-10/200У1.

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 200 = 120 \text{ кг.}$$

$$F_{\text{расч}} = 1,73 \cdot i_y^2 \cdot \frac{e}{a} \cdot 10^{-2} = 1,73 \cdot 11,4^2 \cdot \frac{120}{13} \cdot 10^{-2} = 21 \text{ кг.}$$

$$F_{\text{расч}} = 21 \text{ кг} < F_{\text{доп}} = 120 \text{ кг.}$$

Изоляторы 10, 35 кВ выбраны правильно.

6.9 Выбор трансформаторов собственных нужд

Перечень приемников собственных нужд [21] с указанием коэффициентов спроса и нагрузки в зимний и летний период показан в таблице 28.

Таблица 28 – Потребители СН

Наименование приемников	Рл, кВт	Qл, кВАр	α	Sl, кВА	Рз, кВт	Qз, кВАр	α	Sз, кВА
Оперативные цепи	1	0	1	1,0	1	0	1	1,0
Электродвигатели системы охлаждения трансформаторов	2,5	1,6	0,85	2,5	2,5	1,6	0,8	2,4
Электродвигатели компрессоров	5	3,1	0,4	2,4	5	3,1	0,4	2,4
Зарядно-подзарядные устройства аккумуляторной батареи	21	12,6	0,12	2,9	21	12,6	0,12	2,9
Освещение ОРУ 35 кВ	5	0	0,5	2,5	5	0	0,5	2,5
Освещение ЗРУ 10 кВ	5,3	0	0,6	3,2	5,3	0	0,7	3,7
Электроотопление помещений ЗРУ 10 кВ	0	0	1	0,0	16	0	1	16,0
Электроподогрев аппаратуры и шкафов высокого напряжения	0	0	1	0,0	11,2	0	1	11,2
Вентиляция и технологическая нагрузка вспомогательного здания	0,37	0	0,4	0,1	0,37	0	0,4	0,1
Связь и телемеханика	1	0	1	1,0	1	0	1	1,0
Электродвигатели насосов пожаротушения	5	3,1	0,4	2,4	5	3,1	0,4	2,4
Маслоочистительная установка	5	3,1	0,4	2,4	5	3,1	0,4	2,4
Грузоподъемные устройства	5	3,1	0,4	2,4	5	3,1	0,4	2,4
Мастерские	25	0	1	25,0	25	0	1	25,0
Итого нагрузка для выбора ТСН	20,5	7,8	1	21,9	48,1	7,7	1	48,7
Итого нагрузка для проверки ТСН	43,0	6,2	1	43,4	70,6	6,2	1	70,8

При двух трансформаторах собственных нужд, работающих в режиме неявного резервирования, мощность каждого из них определяется для подстан-

ций без дежурства:

$$S_T \geq S_{расч.}, \quad (34)$$
$$63 \geq 48,7.$$

Выбирается трансформатор по зимней (большей) нагрузке – ТЛС-63/10.

Выбранные трансформаторы собственных нужд проверяются на допустимую загрузку при производстве ремонтных работ. Во время ремонтов, как правило, обеспечивается присутствие дежурного персонала на подстанции. Поэтому, при необходимости, в этих режимах можно допускать небольшую перегрузку трансформатора, порядка $K = 1,15-1,20$. Часть расчётной мощности собственных нужд принята 100% ($n=1$). В величину $S_{расч.}$ может входить также мощность насоса пожаротушения. В этом случае из $S_{расч.}$ нагрузка на охлаждение аварийного трансформатора исключается:

$$S_T = \frac{\sqrt{(P_{расч} + P_{рем})^2 + (Q_{расч} + Q_{рем})^2}}{n \cdot K}, \quad (35)$$

Для зимы:

$$P_{расч} - P_{охл транс} + P_{рем} = 48,1 - 2,5 + 25 = 70,6 \text{ кВт},$$

$$Q_{расч} - Q_{охл транс} + Q_{рем} = 7,7 - 15,5 + 0 = 6,2 \text{ кВАр},$$

$$S_T \geq \frac{\sqrt{70,6^2 + 6,2^2}}{1 \cdot 1,2} = 59 \text{ кВА},$$

$$63 \geq 59.$$

Выбранный ранее трансформатор по зимней (большей) нагрузке ТЛС-63/10 проверку проходит

6.10 Выбор и проверка ячеек КРУ

В работе в качестве распределительного устройства 10 кВ принимается вариант наружной установки шкафов КРУ макро СЭЩ-65 [24].

Проверка КРУ 10 кВ:

– По напряжению установки: $U_{уст} \leq U_n$;

- По току: $I_{утяж} \leq I_n$;
- Проверка на симметричный ток отключения: $I_n \leq I_{н.откл}$, при $t=0,03$ с.;
- На электродинамическую стойкость по предельным сквозным токам КЗ.

$$I_y \leq I_{вкл.мах.}$$

$$11,4 \text{ кА} \leq 32 \text{ кА.}$$

$$I_{по} \leq I_{пр.скв} (t=0).$$

$$4,7 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА};$$

- На термическую стойкость (по тепловому импульсу тока КЗ).

$$B_k \leq I_{пер}^2 \cdot t_{пер.д.}$$

$$B_k = I_{по}^2 (t_{откл} + T_{аз}) = 4,7^2 \cdot (1,6 + 0,03) = 36 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

$$t_{откл} = t_{рез} + t_o = 1,5 + 0,1 = 1,6 \text{ с.}$$

$$I_{пер}^2 \times t_{пер.д.} = 20^2 \cdot 4 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

$$36 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.} \leq 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

В таблице 29 показаны результаты выбора и проверки КРУ 10 кВ.

Таблица 29 – Выбор КРУ 10 кВ

Проверяемый параметр	Номинальный параметр	Расчетный параметр	Проверочный параметр
1. Уном. кВ	$U_n = 12 \text{ кВ}$	$U_{н.у} = 10 \text{ кВ}$	$U_n \geq U_{н.уст.}$
2. Ином. А	630 А	323 А	$I_{н.дл} > I_{н.макс.}$
3. Ин.откл	20 кА	4,7 кА	$I_{н.о.} \geq I_{пр}$
4. Ин.дин.уст. а) I доп.уд.ток б) доп. величина наиб. знач. п.тока.	32 кА 20 кА	11,4 4,7	$i_{н.дин} > i_y$ $I_{н.дин} > I_y$
5. Ток терм. стойкости.	1600 кА ² ·с.	36 кА ² ·с.	$I^2 t > B_k$

7 РАЗРАБОТКА МОЛНИЕЗАЩИТЫ И ЗАЗЕМЛЕНИЯ РЕКОНСТРУИРУЕМОЙ ПС ЕВГЕНЬЕВКА

7.1 Конструктивное исполнение заземления и его расчет

Для безопасности обслуживающего персонала заземление территории ОРУ ПС Евгеньевка следует выполнять таким образом, чтобы оно выходило за границы территории ПС на 1,5 м [25].

Размеры ОРУ ПС Евгеньевка по плану существующей ПС составляют в длину 34 м, в ширину 50 м.

Площадь использования под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1.5) \cdot (B + 2 \cdot 1.5), \quad (36)$$

$$S = (34 + 2 \cdot 1.5) \cdot (50 + 2 \cdot 1.5) = 1961 \text{ м}^2$$

Для горизонтальных проводников в сетке выполненных в виде прутков, по условиям механической прочности, принимаем диаметр равный $d = 16$ мм.

Производится проверка выбранного проводника по условиям:

- проверка сечения прутка по условиям механической прочности

$$F_{mn} = \pi \cdot r^2; \quad (37)$$

$$F_{mn} = 3,14 \cdot 8^2 = 201, \text{ мм}^2;$$

- проверка сечения прутка по условиям термической стойкости

$$F_{TC} = \sqrt{\frac{I_{K3}^2 \cdot t_{откл}}{400 \cdot \beta}}, \quad (38)$$

$$F_{TC} = \sqrt{\frac{5400^2 \cdot 0,1}{400 \cdot 21}} = 18,6 \text{ мм}^2,$$

где $t_{откл} = 0.1$ с – время срабатывания РЗ при его отключении;

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

$I_{КЗ}$ - значение тока КЗ ПС «Евгеньевка», 5400 А.

- проверка сечения на коррозионную стойкость, мм²:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}), \quad (39)$$

где $S_{CP} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k$,

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

a_k, b_k, c_k, α_k – коэффициенты аппроксимации, зависящие от грунта, для средней коррозионной активности принимаем равными:

$$a_k = 0,0026; b_k = 0,00915; c_k = 0,0104; \alpha_k = 0,0224;$$

$$S_{CP} = 0,0026 \cdot \ln^3 240 + 0,00915 \cdot \ln^2 240 + 0,0104 \cdot \ln 240 + 0,0224 = 2,024 \text{ мм}^2;$$

$$F_{КОР} = 3,14 \cdot 2,024 \cdot (16 + 2,024) = 114 \text{ мм}^2.$$

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

$$F_{мн} \geq F_{\min} \geq F_{КОР} + F_{Т.С.}, \quad (40)$$

$$201 \geq 114 + 18,6,$$

$$201 \geq 133,2 \text{ мм}^2.$$

Принимается расстояние между полосами сетки $l_{п-п} = 5$ м, тогда общая длина полос в сетке определяется по формуле:

$$L_T = \frac{34 + 2 \cdot 1,5}{5} \cdot (50 + 2 \cdot 1,5) + \frac{50 + 2 \cdot 1,5}{5} \cdot (34 + 2 \cdot 1,5) = 984 \text{ м}. \quad (41)$$

Количество горизонтальных полос: $\frac{34 + 2 \cdot 1,5}{5} + \frac{50 + 2 \cdot 1,5}{5} = 18$.

Принимаем общее число горизонтальных полос $n_{\Gamma} = 18$.

Определяем количество вертикальных электродов. Расстояние между вертикальными электродами принимаем $a = 2 \cdot l_{\text{п-п}} = 10 \text{ м}$.

Тогда количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (42)$$

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{1961}}{10} = 18.$$

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя по двухслойной модели грунта, в таком случае $\rho_{\text{экс}} = 30 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, l_A - длина вертикальных электродов, принимаем 3 м; A - коэффициент подобия, принимается по [11] для принятой длины вертикальных электродов 3 м и зависит от отношения:

$$\frac{l_B}{\sqrt{S}},$$
$$\frac{3}{\sqrt{1961}} = 0.07.$$

Принимается коэффициент $A = 0.1$.

$$R = \rho_{\text{экс}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right),$$
$$R_{S1} = 30 \cdot \left(\frac{0.1}{\sqrt{1961}} + \frac{1}{984 + 18 \cdot 3} \right) = 0,1 \text{ Ом}.$$

Находятся импульсные коэффициенты

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{экс}} + 320) \cdot (I_m + 45)}}, \quad (43)$$

$$\alpha_{u1} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{1961}}{(30+320) \cdot (5,4+45)}} = 1,94 ;$$

Импульсное сопротивление искусственного заземления подстанции, Ом:

$$R_u = R_S \cdot \alpha_u , \quad (44)$$

$$R_{u1} = 0,1 \cdot 1,94 = 0,194 ,$$

Сопротивление заземлителя растеканию тока согласно требованиям [22] должно быть не более 0.5 Ом.

Для исключения возможности попадания персонала под действие шагового напряжения, согласно [22], вокруг фундаментов оборудования на глубине 0,5 м устраивается замкнутый контур и подключается к основному контуру заземления ОРУ ПС.

7.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты

В соответствии с [26], защита ОРУ ПС от прямых ударов молнии осуществляется установкой молниеотводов. Молниеотводы устанавливаем на линейных порталах, так как на них предусмотрена установка стойки под молниеотвод. На рисунке 21 показывается план расстановки молниеотводов по территории ОРУ.

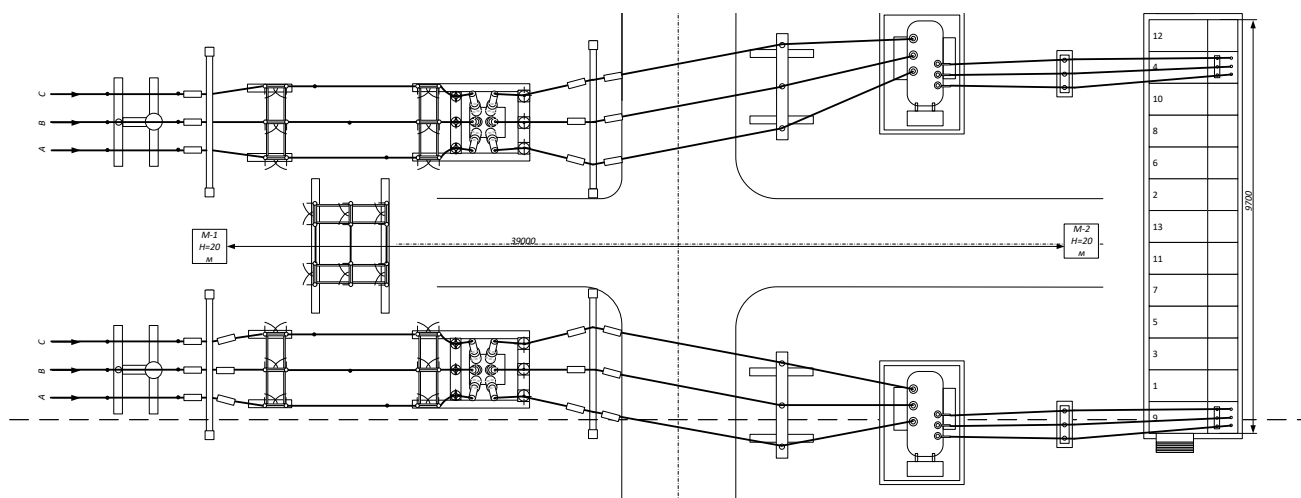


Рисунок 21 - План расстановки молниеотводов

Используется система из 2 молниеотводов высотой 20 м. Рассчитывается система молниеотводов 1-2.

Принимаем высоту молниеотвода:

$$H = 20 \text{ м.}$$

Высота зоны защиты при высоте МО до 150 м включительно:

$$h_{\text{эф}} = 0.85 \cdot H ; \quad (45)$$

$$h_{\text{эф}} = 0.85 \cdot 20 = 17 \text{ м;}$$

Радиус круга зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot H) H ; \quad (46)$$

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot 20) \cdot 20 = 21,2 \text{ м;}$$

Высота защищаемого объекта принимается для шинного портала $h_i = 7.5$ м.

Расстояние между молниеотводами $L = 39$ м.

Половина ширины внутренней зоны на уровне земли для равновеликих МО при $L \leq 2 \cdot H$, $39 \leq 40$:

$$r_{\text{с0}} = r_0 = 21,2 \text{ м.}$$

Минимальная высота зоны защиты:

$$h_{\text{сх}} = h_{\text{эф}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot H) \cdot (H - L), \quad (47)$$

$$h_{\text{сх}} = 17 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 20) \cdot (39 - 20) = 13,7 \text{ м.}$$

Радиус внутренней зоны:

$$r_X = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_i}{h_{\text{ЭФ}}}\right), \quad (48)$$

$$r_X = 21,2 \cdot \left(1 - \frac{7,5}{17}\right) = 11,8 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны на высоте защищаемого объекта:

$$r_{\text{CX}} = r_{\text{C0}} \cdot \left(\frac{h_{\text{CX}} - h_i}{h_{\text{CX}}}\right), \quad (49)$$

$$r_{\text{CX}} = 21,2 \cdot \left(\frac{13,7 - 7,5}{13,7}\right) = 9,6 \text{ м.}$$

Зоны защиты молниеотводов указываются на листе графической части №5, согласно чертежу, требуемое оборудование защищено.

7.3 Выбор и проверка ОПН

На стороне 110 кВ проводится выбор о длительно допустимому рабочему напряжению, длительно допустимое рабочее напряжение ОПН принимается на 10% выше наибольшего рабочего напряжения сети.

$$U_{\text{НРО}} \geq \frac{1,1 \cdot U_{\text{НРС}}}{\sqrt{3}}, \quad (50)$$

где $U_{\text{НРО}}$ - длительно допустимое рабочее напряжение ОПН, кВ;

$U_{\text{НРС}}$ - наибольшее рабочее фазное напряжение сети, кВ.

Согласно ГОСТ 1516.3-96 наибольшее рабочее линейное напряжение сети 35 кВ не должно превышать 40 кВ. При этом длительно допустимое рабочее напряжение ОПН должно быть не менее:

$$U_{HPO} \geq 1,1 \cdot 40 / 1,73 = 25,5 \text{ кВ}$$

Выбираем ОПН с $U_{HPO} = 41 \text{ кВ}$.

Выбор ОПН-35 кВ по условию обеспечения взрывобезопасности:

$$I_{BB} \geq (1,15-1,2) \cdot I_{K3}, \quad (51)$$

где I_{BB} – ток взрывобезопасности ОПН, $I_{BB} = 40 \text{ кА}$;

I_{K3} – наибольший из токов КЗ, $I_{K3} = 5,4 \text{ кА}$.

Для ОПН с $I_{BB} \geq 40 \text{ кА}$, введение коэффициента не требуется.

$40 \text{ кА} > 5,4 \text{ кА}$ – условие выполняется.

Выбор ОПН-10 кВ по длительно допустимому рабочему напряжению

$$U_{HPO} \geq (1,02 - 1,05) \cdot U_{HC}, \quad (52)$$

где U_{HPO} - длительно допустимое рабочее напряжение ОПН, кВ;

U_{HC} - наибольшее рабочее напряжение сети, кВ.

При этом длительно допустимое рабочее напряжение ОПН должно быть не менее:

$$1,05 \cdot U_{HC} = 12,6 \text{ кВ}.$$

Выбираем ОПН с $U_{HPO} = 12,7 \text{ кВ}$.

Выбор ОПН-10 кВ по условию обеспечения взрывобезопасности

$$I_{BB} \geq (1,15-1,2) \cdot I_{K3}, \quad (53)$$

где $I_{ВБ}$ – ток взрывобезопасности ОПН, $I_{ВБ} = 20$ кА;
 $I_{КЗ}$ – наибольший из токов КЗ, $I_{КЗ} = 11,85$ кА.
 20 кА $> 1,2 \cdot 11,85 = 14,22$ кА – условие выполняется.

Выбор ОПН-10 кВ по уровню ограничения коммутационных перенапряжений

$$U_{ост} \leq U_{КИ} / (1,15-1,20),$$

где $U_{ост}$ – остающееся напряжение ОПН при волнах тока амплитудой 0,5 кА, формой 30/60 мкс, $U_{ост} = 29,5$ кВ;

$U_{КИ}$ – испытательное напряжение коммутационного импульса для защищаемого оборудования, кВ.

$$U_{КИ} = K_I \cdot K_K \cdot \sqrt{2} \cdot U_{исп},$$

где $U_{исп}$ – испытательное напряжение внутренней изоляции силовых трансформаторов, $U_{исп} = 31,5$ кВ;

K_I – коэффициент импульса, учитывающий упрочнение изоляции при действии короткого импульса по сравнению с испытательным одномоментным воздействием, $K_I = 1,35$;

K_K – коэффициент куммулятивности, учитывающий многократность воздействия перенапряжений, $K_K = 0,9$.

$$U_{КИ} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 31,5 = 54,1 \text{ кВ};$$

$29,5$ кВ $< 54,1 / 1,2 = 45,1$ кВ – условие выполняется

На стороне НН трансформаторов приняты ОПН марки ОПН – РВ/TEL У1

На стороне ВН трансформаторов приняты ОПН марки ОПН-35/41-10/900.

8 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ

8.1 Релейная защита силового трансформатора на ПС Евгенийевка

Максимальная токовая защита и токовая отсечка выполняется на базе блоков «Сириус-Т» с использованием микропроцессорных схем срабатывания и обработки сигналов от трансформаторов тока [27]. Дифференциальная защита ввиду её сложности на трансформаторы до 6300 кВА не устанавливается при достаточной чувствительности ТО и МТЗ и времени срабатывания менее 1 с.

Защита имеет одну выдержку времени на отключение выключателя ввода 10 кВ, с последующим выключением выключателя на стороне 35 кВ. Ток срабатывания защиты от номинального тока трансформатора определяется по формуле (53).

$$I_{с.з.} = \frac{r_n \cdot r_{с.п.}}{r_B} \cdot I_{раб.мах} , \quad (53)$$

где r_n – коэффициент надёжности учитывающий погрешность, 1,2 [28];

$r_{с.п.}$ – коэффициент самозапуска электродвигателей =1,1;

r_B – коэффициент возврата, 0,8-0,85.

$$I_{раб.мах} = \frac{S_{мах}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{4000}{1,73 \cdot 35} = 66 \text{ А.}$$

$$I_{с.з.} = \frac{1,2 \cdot 1,1}{0,8} \cdot 66 = 109 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле определяется по формуле (54):

$$I_{с.р.} = \frac{I_{сз} \cdot r_{с.х.}}{r_{т.т}} , \quad (54)$$

$$I_{c.p.} = \frac{109 \cdot 1}{20} = 5,45 \text{ А.}$$

где $r_{c.x}$ – коэффициент схемы, для схемы неполной звезды, $r_{c.x}=1$;

$r_{т.т}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока 35 кВ
 $K_T=100/5=20$.

Принимаем уставку по шкале уставок 5-5,5 А. Определяем коэффициент чувствительности по формуле (62).

Токовую отсечку в большинстве случаев применяют для защиты сравнительно небольших по мощности силовых трансформаторов. Выполняют её с помощью быстродействующих электромагнитных токовых реле, подключаемых к трансформаторам тока, установленным с питающей стороны трансформатора, [28].

$$K_{ч} = \frac{I_{\min}^k}{I_{c.з} \cdot K_T} \geq 1,5, \quad (55)$$

$$K_{ч} = \frac{4100}{109 \cdot 20} = 1,9 \geq 1,5.$$

где I_{\min}^k – наименьший ток КЗ в конце защищаемого участка;

$I_{c.з}$ – ток срабатывания защиты.

Чувствительность МТЗ обеспечена, установка дифференциальной защиты не производится, время срабатывания защиты принимаем равным $t_{c.з.}=0,5$ с.

Ток срабатывания отсечки по формуле (56):

$$I_{c.отс.} = r_n \cdot I_{k.max}^{(3)} / K_T, \quad (56)$$

$$I_{c.отс.} = 1,4 \cdot 5400/20 = 378 \text{ А.}$$

где $I_{k.max}^{(3)}$ – максимальный ток трёхфазного КЗ;

r_n – коэффициент надёжности =1,4.

Ток срабатывания реле:

$$I_{\text{ср.}} = \frac{I_{\text{с.отс}}}{r_{\text{т.т}}} = \frac{378}{20} = 18,9 \text{ А.}$$

Принимаем шкалу с уставкой 19 А.

Определяем коэффициент чувствительности по формуле (57).

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин}}}{I_{\text{с.о}}} \geq 2, \quad (57)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{4100}{378} = 11 \geq 2.$$

Чувствительность защиты обеспечена. Время срабатывания защиты принимаем равным $t_{\text{с.з.}}=0$ с.

8.2 Релейная защита ВЛ-35 кВ

Для защиты линии 35 кВ принимаем наиболее распространенный вид защиты в сетях 35 кВ. Максимальная токовая защита с зависимой выдержкой времени и токовую отсечку без выдержки времени, [28].

Максимальные рабочие токи линии 35 кВ к ПС Евгеньевка рассчитаны ранее при выборе оборудования 35 кВ:

$$I_{\text{р.мах}} = 92 \text{ А.}$$

Выбран трансформатор тока с номинальным током 100 А.

Схема соединений трансформатора тока токовым реле выбираем не полную звезду, так как эта схема реагирует на все виды двухфазных однофазных КЗ, однофазных коротких замыканий и двойных замыканий на землю.

$$I_{\text{ср}} = \frac{K_{\text{с.х}} \cdot K_{\text{и}} \cdot K_{\text{с.з.и}} \cdot I_{\text{раб.м}}}{r_{\text{в}} \cdot K_{\text{тт}}}, \quad (58)$$

$$I_{\text{ср}} = \frac{1 \cdot 1,4 \cdot 1,2 \cdot 81}{0,7 \cdot 100 / 5} = 9,7 \text{ А.}$$

где $K_{\text{с.х}}$ – коэффициент схемы, для схемы неполной звезды, $K_{\text{с.х}} = 1$;

$K_{\text{н}}$ – коэффициент надёжности = 1,4;

$K_{\text{в}}$ – коэффициент возврата = 0,7;

$K_{\text{с.з.и}} = 1,2$.

Выбираем уставку блока защиты 9,7 А.

Определяем ток срабатывания защиты

$$I_{\text{ср}} = 9,7 \cdot 100 / 5 = 194 \text{ А.}$$

Определяем чувствительность защиты:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{р.мах}} \cdot K_{\text{Г}}}{I_{\text{ср}}} = \frac{81 \cdot 20}{194} = 8,3 \geq 1,5.$$

Чувствительность защиты обеспечена.

Время срабатывания защиты принимаем равным $t_{\text{с.з.}} = 0$ с.

Расчёт защиты от замыкания на землю выполняется основываясь на суммарной величине емкостного тока в реконструируемом участке сети 35 кВ, питающем ПС Евгеньевка. Используется выражение:

$$I_{\text{с}} = \frac{U_{\text{н}} \cdot L_{\text{К}}}{350},$$

(59)

где $U_{\text{н}}$ – номинальное напряжение сети, 35 кВ;

$L_{\text{К}}$ – суммарная длина воздушных линий, питающих ПС Евгеньевка, 74 км.

Произведём расчёт ёмкостного тока сети:

$$I_c = \frac{35 \cdot 70}{350} = 7,4 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты определяется по заданному коэффициенту чувствительности, который для ВЛ равен 1,5 по выражению, А:

$$I_{с.з.} = I_{ТНП.повр.л} / k_{ч}, \quad (60)$$

где $I_{ТНП.повр.л}$ – ток, протекающий через трансформатор тока нулевой последовательности, в сетях с изолированной нейтралью определяется по формуле, А:

$$I_{ТНП.повр.л} = I_{ЗНЗ} - I_{повр.л}, \quad (61)$$

где $I_{ЗНЗ}$ – суммарный ёмкостной ток сети, $I_{ЗНЗ} = 7,4 \text{ А}$.

$I_{повр.л}$ – ток замыкания на землю линии на которую установлена защита.

Ток замыкания на землю линии равен, А:

$$I_{повр.л} = \frac{35 \cdot 35}{350} = 3,7.$$

Ток, протекающий через трансформатор тока нулевой последовательности, равен, А:

$$I_{ТНП.повр.л} = 7,4 - 3,7 = 3,7.$$

Ток срабатывания защиты равен, А:

$$I_{с.з.} = 3,7 / 1,5 = 2,5.$$

8.3 Автоматика

Устройства автоматического включения резерва (АВР) быстро восстанавливают электроснабжение потребителей при отключении рабочего источника питания [28].

Выбираем напряжение срабатывания пусковых реле:

$$U_{с.з.}=(0,25\div 0,40)\cdot U_{ном}, \quad (62)$$

$$U_{с.з.}=0,4\cdot 10000=400 \text{ В.}$$

Устройства АВР применяются для:

1. Обеспечения возможного раннего выявления отказа рабочего источника питания;
2. Возможного полного сохранения технологического процесса;
3. Недопущения включения резервного источника питания на короткое замыкание;
4. Недопущения подключения потребителей к резервному источнику, напряжение на котором понижено.

«Для ускорения отключения резервного источника при его включении на неустановившееся КЗ должно предусматриваться ускорение защиты резервного источника после АВР. Это особенно важно в тех случаях, когда потребители, потерявшие питание, подключаются к другому источнику, несущему нагрузку. Ускоренная защита обычно действует по цепи ускорения без выдержки времени. В установках же собственных нужд, а также на подстанциях, питающих большое число электродвигателей, ускорение защиты осуществляется до 0,5 с. Такое замедление ускоренной защиты необходимо, чтобы предотвратить ее неправильное срабатывание в случае кратковременного замыкания контактов токовых реле в момент включения выключателя под действием толчка тока, обусловленного сдвигом по фазе между напряжением энергосистемы и затухающей ЭДС тормозящихся электродвигателей, который может достигать 180° ».

9 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ НОРМАЛЬНЫХ И ПОСЛЕАВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ ДО И ПОСЛЕ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Расчёт нормального режима производится для оценки возможности качественного электроснабжения потребителей. В нормальном режиме включено всё необходимое оборудование для наиболее экономичной передачи электрической мощности. Нагрузки в данном режиме взяты по данным контрольного замера на 2018 год, перспективная и прогнозная нагрузка не учитывается. Режим до реконструкции сети покажет уровни напряжения узлах по состоянию на 2018 год. После реконструкции рассматривается 3 варианта расчёта режимов с учетом различного включения ПС Евгенийевка в сеть. Для варианта №1 и №2 выполнен расчёт послеаварийных режимов, вариант №3 по уровню потерь мощности исключен из сравнения.

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

Исходные данные для расчета – режимные характеристики потребителей, конфигурация схемы сети и параметры ее элементов. Значение напряжений на шинах 35 кВ источников питания – ПС Спасск и ПС Кировка принимаем согласно контрольным замерам 2018 года. Алгоритм расчёта по «данным начала» при известных напряжениях на шинах источников питания наиболее подходит для определения режимных характеристик в рассматриваемой сети.

Расчет режима производится в программно-вычислительном комплексе Mathcad [29]. Данный ПВК представляет собой универсальный математический инструмент, который в том числе позволяет вычислять комплексные числа и, следовательно может использоваться при проектировании электрических систем, оптимизации режимов, выполнения задач составления и анализа уравнений установившегося режима.

9.1 Расчет режима существующей сети и его анализ

Расчёт режима требуется для определения отклонений напряжения на участках реконструируемой схемы 35 кВ Спасского района Приморского края.

Используется алгоритм «по данным начала» в программе Mathcad, подробно расчёт показан в приложении А.

Для подготовки исходных данных необходимо рассчитать параметры линии, такие как, активное и индуктивное сопротивление, емкостная проводимость, параметры трансформаторов, нагрузки и т.д.

Активное сопротивление линии [11]:

$$R_{ВЛ} = r_0 \cdot l_{ВЛ} \quad (63)$$

где r_0 - удельное активное сопротивление 1 км линии, Ом/км;

$l_{ВЛ}$ - длина ВЛ.

Индуктивное сопротивление линии [11]:

$$X_{ВЛ} = x_0 \cdot l_{ВЛ} \quad (64)$$

где x_0 - погонное индуктивное сопротивление 1 км линии, Ом/км

Для воздушных линий $U_{ном} \leq 35$ кВ в схеме замещения присутствуют только активные и индуктивные сопротивления.

После определения всех параметров схемы замещения определяем расчетные нагрузки в узлах (на высокой стороне трансформатора). Расчетная нагрузка определяется как сумма нагрузки в узле (на низкой стороне трансформатора) и потерь в трансформаторе.

$$S_P = S_H + \Delta S_{TP} + \Delta S_{XX} \quad (65)$$

Потери мощности в элементах сети (трансформатор, воздушная линия)

$$\Delta S_{ij} = \frac{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}{U_H^2} \cdot Z_{ij} \quad (66)$$

где P_{ij}, Q_{ij} – поток активной реактивной мощности, протекающий по элементу

Z_{ij} – полное сопротивление элемента сети

U_H – номинальное напряжение

Определяется поток мощности в начале участка сети, он равен сумме потока мощности в конце участка и потерь мощности:

$$S_{ij} = S_P + \Delta S_{ij} \quad (67)$$

После нахождения потока мощности в начале головного участка, находим напряжения в узлах

$$\Delta U_{0j} = \frac{\overline{S_{H0j}}}{U_{ИПО}} \cdot Z_{0j} \quad (68)$$

где S_{H0j} – поток мощности в начале головного участка

$U_{ИПО}$ – напряжение источника питания

Z_{0j} – сопротивление элемента сети в котором происходит падение напряжения

После нахождения напряжения на высокой стороне трансформатора с помощью коэффициента трансформации находим напряжение на низкой стороне.

$$U_{НН} = \frac{U_B}{K_T} \quad (69)$$

Параметры трансформаторов определяются по формулам, приведённым в [11] на основе справочных данных [1]. Исходные данные для расчёта приведены в таблицах 30-31.

Таблица 30 – Параметры схемы замещения линий до реконструкции сети

№нач	№кон	Название	R, Ом	X, Ом
1	13	Спасск-Красный кут	1,928	2,652
13	14	Красный кут-Вишневка	2,509	3,452
1	11	Спасск-АСБ	0,179	0,787
11	12	АСБ-СЦЗ	0,051	0,224
1	8	Спасск-Евгеньевка	2,174	3,614
8	9	Евгеньевка-Луговая	3,755	5,166
9	10	Луговая-Новосельская	1,683	2,316
1	15	Спасск-Межзаводская	0,822	1,366
15	16	Межзаводская-Хвалынка	4,622	4,666
16	17	Хвалынка-Заря	3,13	4,307
1	2	Спасск-ЗСМ	2,139	3,556
2	4	ЗСМ-Александровка	10,327	11,758
4	5	Александровка-Чкаловка	3,479	4,787
5	6	Чкаловка-Сташевка	4,751	4,795
6	7	Сташевка-Новорусановка	1,917	3,188
7	18	Новорусановка-Руновка	4	8,201
18	19	Кировка-Руновка	5,207	10,678

Таблица 31 – Параметры трансформаторов до реконструкции сети

№узла	Название	R, Ом	X, Ом	ΔP_{xx} , МВт	ΔQ_{xx} , МВар	КТ ном
3	ЗСМ	0,878	10,129	0,015	0,08	3,5
41	Александровка	12,441	49,766	0,005	0,018	3,182
5	Чкаловка	2,565	22,969	0,007	0,04	3,182
6	Сташевка	12,441	49,766	0,005	0,018	3,182
7	Новорусановка	12,441	49,766	0,005	0,018	3,182
8	Евгеньевка	2,565	22,969	0,007	0,04	3,182
20	Луговая	12,441	49,766	0,005	0,018	3,182
10	Новосельская	12,441	49,766	0,005	0,018	3,182
11	АСБ	1,435	14,583	0,009	0,057	3,182
12	СЦЗ	0,521	7,411	0,021	0,095	3,667
13	Красный кут	2,565	22,969	0,007	0,04	3,182
14	Вишневка	2,565	22,969	0,007	0,04	3,182
15	Межзаводская	0,521	7,411	0,021	0,095	3,667
16	Хвалынка	2,565	22,969	0,007	0,04	3,182
17	Заря	5,096	31,85	0,005	0,028	3,182

Результаты расчёта режима и расчётная схема до реконструкции приведены на рисунках 22-23.

Токовая нагрузка линий не превышена, согласно таблице 32.

Таблица 32 – Токовая нагрузка ВЛ до реконструкции сети

участок	F, мм ²	I _{макс} , А	I _{доп} , А
Спасск-Красный кут	95,0	56,5	330
Красный кут-Вишневка	95,0	19,5	330
Спасск-АСБ	300,0	104,0	710
АСБ-СЦЗ	300,0	33,0	710
Спасск-Евгеньевка	120,0	83,0	390
Евгеньевка-Луговая	95,0	22,6	330
Луговая-Новосельская	95,0	9,0	330
Спасск-Межзаводская	120,0	71,9	390
Межзаводская-Хвалынка	70,0	44,0	265
Хвалынка-Заря	95,0	17,6	330
Спасск-ЗСМ	120,0	92,0	390
ЗСМ-Александровка	70,0	71,9	265
Александровка-Чкаловка	95,0	58,5	330
Чкаловка-Сташевка	70,0	11,9	265
Сташевка-Новорусановка	120,0	2,8	390

Результаты расчёта потерь приведены в таблице 33.

Таблица 33 – Результаты расчёта потерь до реконструкции сети

ΔP _{ВЛ} , МВт	ΔP _{тр} , МВт	ΔP, МВт	ΔP, %
0,362	0,28	0,642	2,9

Таблица 34 – Напряжения в узлах в сети до реконструкции

№узла	Название	U _{ВН ном} , кВ	U _{ВН расч} , кВ	U _{НН треб} , кВ	U _{НН факт} , кВ	NRПН	U _{НН рпн} , кВ
3	ЗСМ	35	38,33	10,5	10,95	-3	10,52
41	Александровка	35	36,49	10,5	11,47	-5	10,61
5	Чкаловка	35	35,77	10,5	11,24	-4	10,57
6	Сташевка	35	36	10,5	11,32	-5	10,47
7	Новорусановка	35	36,2	10,5	11,39	-5	10,54
8	Евгеньевка	35	37,66	10,5	11,84	-6	10,77
20	Луговая	35	37,83	10,5	11,89	-6	10,82
10	Новосельская	35	38,06	10,5	11,96	-6	10,88
11	АСБ	35	37,77	10,5	11,87	-6	10,8
12	СЦЗ	35	38,73	10,5	10,56	0	10,56
13	Красный кут	35	38,2	10,5	12	-6	10,93
14	Вишневка	35	38,37	10,5	12,059	-6	10,97
15	Межзаводская	35	38,72	10,5	10,56	0	10,56
16	Хвалынка	35	38,08	10,5	11,97	-6	10,89
17	Заря	35	37,93	10,5	11,92	-6	10,85

В соответствии с ПУЭ, требуется соблюдение принципа встречного регулирования на шинах источника питания, для режима максимальных нагрузок не ниже 1,05 от номинальной величины – 10,5 кВ. По результатам расчета в таблице 34 видно, что до реконструкции сетей 35 кВ в Спасском районе Приморского края регулирование напряжения не требуется для всех подстанций, кроме ПС Вишневка, на которой по условиям наибольшего длительно допустимого рабочего напряжения 12 кВ требуется снижение напряжения до величины менее 12 кВ.

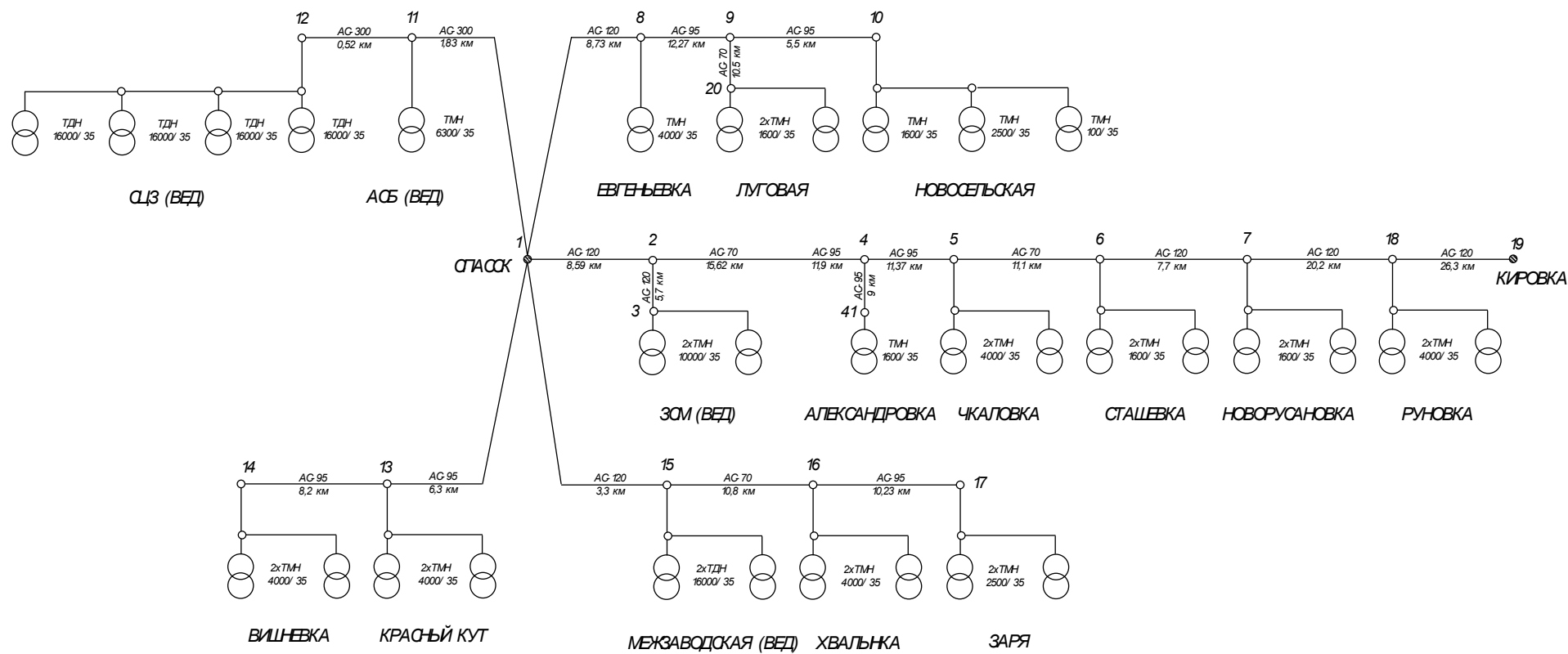


Рисунок 22 - Расчётная схема сети до реконструкции

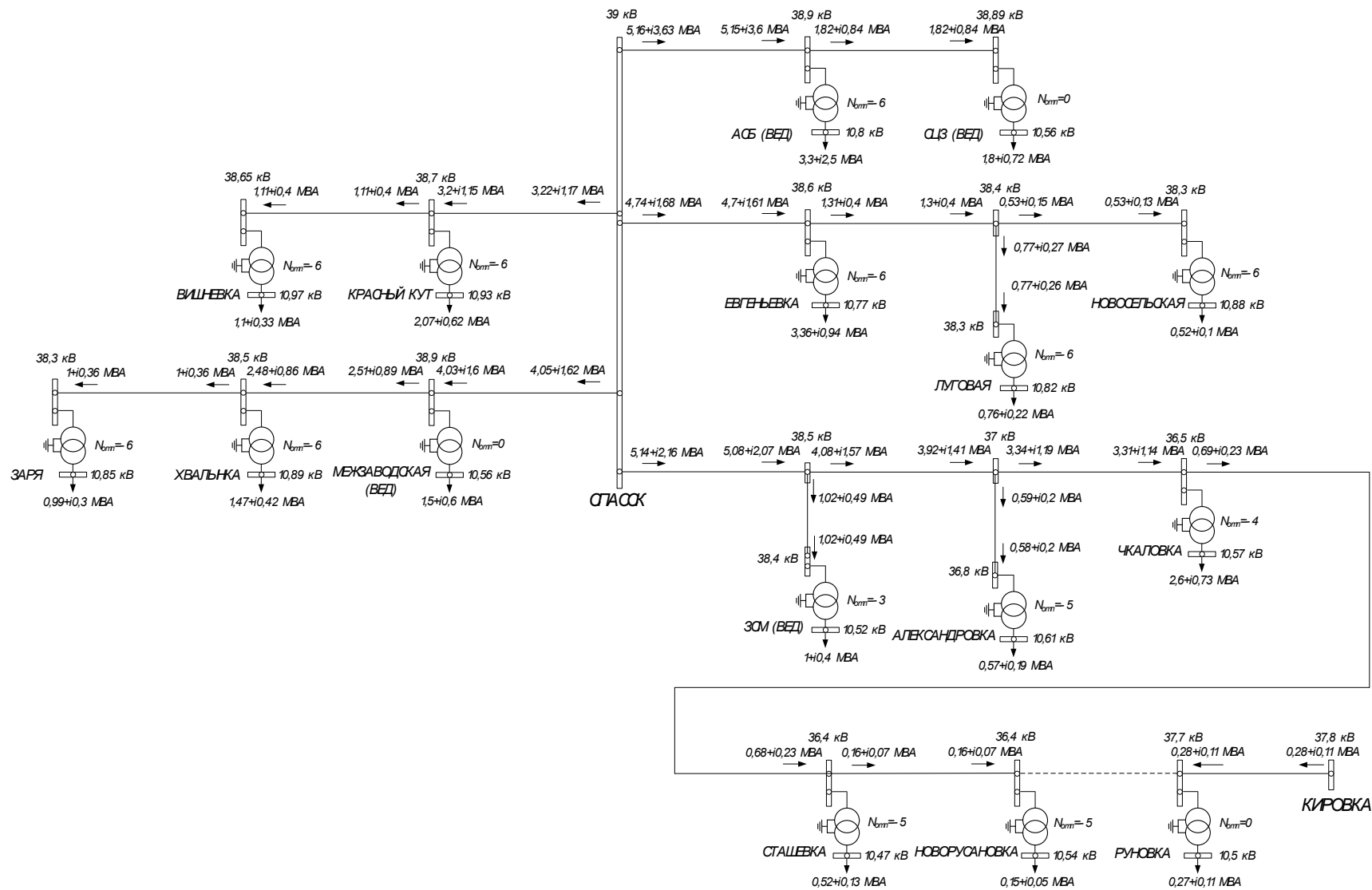


Рисунок 23 - Нормальный режим работы сети до реконструкции

9.2 Расчет максимального режима и его анализ

Для сравнения предлагаемых вариантов подключения ПС Евгеньевка между собой необходимо сделать сравнение допустимости режимов работы с учетом ввода Т2 на ПС Евгеньевка и изменения схемы её включения в сеть в нормальном и послеаварийном режиме.

Рассчитывается вариант №1 – схема 2 блок трансформатор-линия. Параметры трансформаторов остаются прежними, по ВЛ данные для расчёта приведены в таблице 35.

Таблица 35 – Параметры схемы замещения линий по варианту №1 в нормальном режиме

№нач	№кон	Название	R, Ом	X, Ом
1	13	Спасск-Красный кут	1,928	2,652
13	14	Красный кут-Вишневка	2,509	3,452
1	11	Спасск-АСБ	0,179	0,787
11	12	АСБ-СЦЗ	0,051	0,224
1	8	Спасск-Евгеньевка	2,174	3,614
8	9	Евгеньевка-Луговая	3,755	5,166
9	10	Луговая-Новосельская	1,683	2,316
1	15	Спасск-Межзаводская	0,822	1,366
15	16	Межзаводская-Хвалынка	4,622	4,666
16	17	Хвалынка-Заря	3,13	4,307
1	2	Спасск-ЗСМ	2,139	3,556
2	21	ЗСМ-Евгеньевка	2,718	2,743
21	4	ЗСМ-Александровка	7,609	9,015
4	5	Александровка-Чкаловка	3,479	4,787
5	6	Чкаловка-Сташевка	4,751	4,795
6	7	Сташевка-Новорусановка	1,917	3,188
7	18	Новорусановка-Руновка	4	8,201
18	19	Кировка-Руновка	5,207	10,678

Результаты расчёта режима и расчётная схема в варианту №1 в нормальном режиме приведены на рисунках 24-25, подробно расчёт показан в приложении Б.

Токовая загрузка линий не превышена, согласно таблице 36.

Таблица 36 – Токовая нагрузка ВЛ по варианту №1

участок	F, мм ²	I _{макс} , А	I _{доп} , А
Спасск-Красный кут	95,0	71,3	330
Красный кут-Вишневка	95,0	25,7	330
Спасск-АСБ	300,0	128,7	710
АСБ-СЦЗ	300,0	44,8	710
Спасск-Евгеньевка	120,0	80,7	390
Евгеньевка-Луговая	95,0	33,7	330
Луговая-Новосельская	95,0	10,7	330
Спасск-Межзаводская	120,0	117,0	390
Межзаводская-Хвалынка	70,0	53,8	265
Хвалынка-Заря	95,0	21,6	330
Спасск-ЗСМ	120,0	191,4	390
ЗСМ-Евгеньевка	70,0	138,2	265
Евгеньевка-Александровка	70,0	88,0	265
Александровка-Чкаловка	95,0	70,0	330
Чкаловка-Сташевка	70,0	14,0	265
Сташевка-Новорусановка	120,0	4,0	390

Результаты расчёта потерь приведены в таблице 37.

Таблица 37 – Результаты расчёта потерь по варианту №1

ΔP _{ВЛ} , МВт	ΔP _{тр} , МВт	ΔP, МВт	ΔP, %
0,733	0,515	1,288	4

По результатам расчета в таблице 38 видно, что регулирование напряжения по принципу встречного регулирования по ПУЭ не требуется.

Таблица 38 – Напряжения в узлах в сети по варианту №1

№узла	Название	U _{ВН ном} , кВ	U _{ВН расч} , кВ	U _{НН треб} , кВ	U _{НН факт} , кВ	NRПН	U _{НН рпн} , кВ
3	ЗСМ	35	37,46	10,5	10,7	-1	10,56
41	Александровка	35	35,01	10,5	11	-3	10,51
5	Чкаловка	35	34,2	10,5	10,75	-1	10,59
6	Сташевка	35	34,57	10,5	10,87	-2	10,54
7	Новорусановка	35	34,8	10,5	10,94	-2	10,61
8	Евгеньевка Т1	35	36,32	10,5	11,4	-5	10,56
	Евгеньевка Т2	35	37,84	10,5	11,89	-6	10,82
20	Луговая	35	37,27	10,5	11,71	-6	10,66
10	Новосельская	35	37,9	10,5	11,9	-6	10,83
11	АСБ	35	38	10,5	11,93	-6	10,86
12	СЦЗ	35	38,66	10,5	10,54	0	10,54
13	Красный кут	35	37,98	10,5	11,9	-6	10,86
14	Вишневка	35	38,16	10,5	12,0	-6	10,91
15	Межзаводская	35	38,44	10,5	10,49	0	10,49
16	Хвалынка	35	37,8	10,5	11,87	-6	10,81
17	Заря	35	37,6	10,5	11,82	-6	10,75

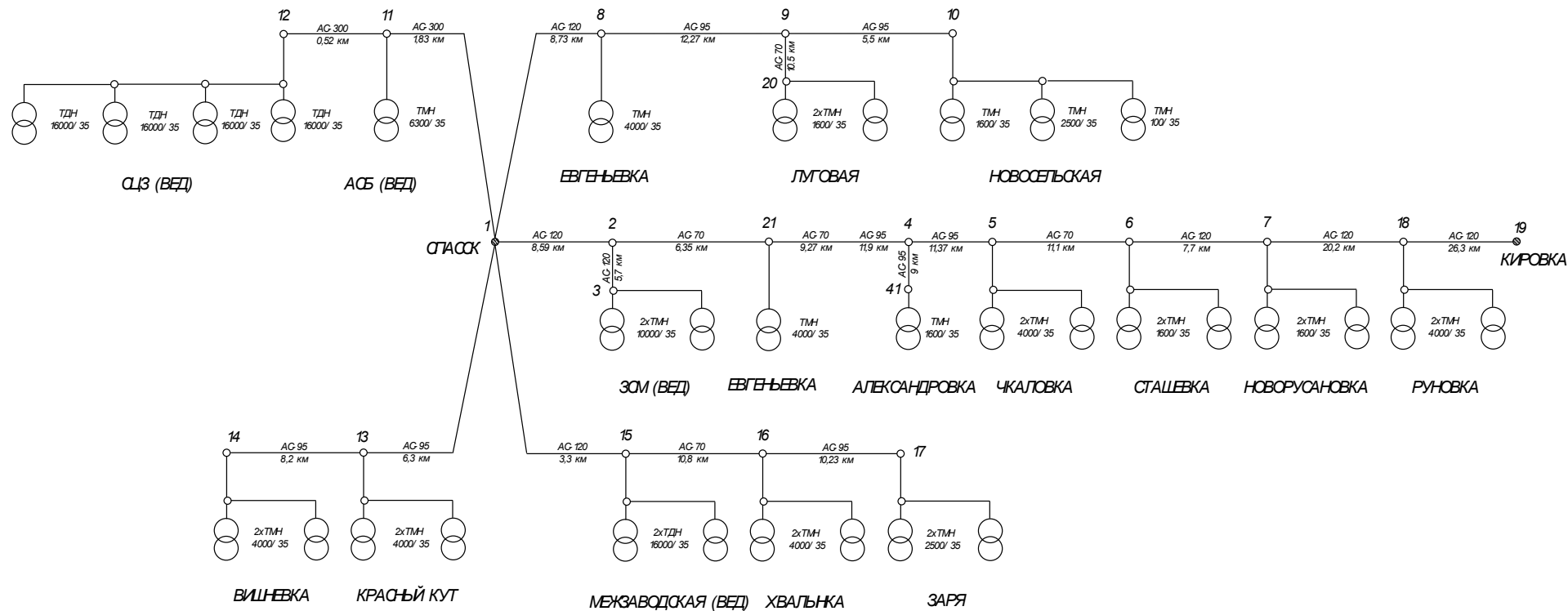


Рисунок 24 - Расчётная схема сети по варианту №1

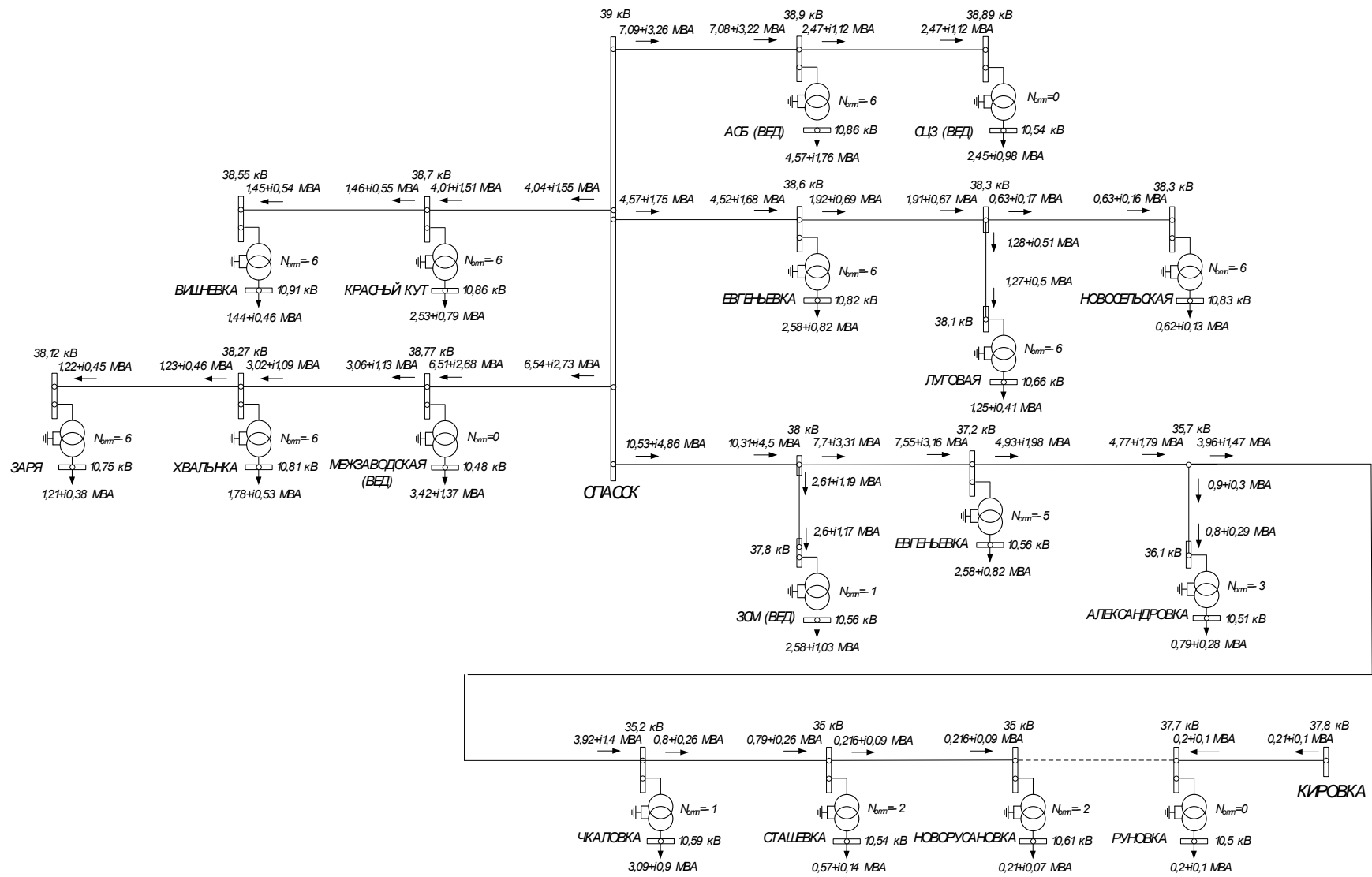


Рисунок 25 - Нормальный режим работы сети по варианту №1

Рассчитывается вариант №2 – мостиковая схема в расщелку к ВЛ 35 кВ между ПС Луговая и ПС ЗСМ. Параметры трансформаторов остаются прежними, по ВЛ данные для расчёта приведены в таблице 39.

Таблица 39 – Параметры схемы замещения линий по варианту №2 в нормальном режиме

№нач	№кон	Название	R, Ом	X, Ом
1	13	Спасск-Красный кут	1,928	2,652
13	14	Красный кут-Вишневка	2,509	3,452
1	11	Спасск-АСБ	0,179	0,787
11	12	АСБ-СЦЗ	0,051	0,224
1	8	Спасск-Евгеньевка	2,174	3,614
8	9	Евгеньевка-Луговая	3,755	5,166
9	10	Луговая-Новосельская	1,683	2,316
1	15	Спасск-Межзаводская	0,822	1,366
15	16	Межзаводская-Хвалынка	4,622	4,666
16	17	Хвалынка-Заря	3,13	4,307
1	2	Спасск-ЗСМ	2,139	3,556
2	4	ЗСМ-Александровка	10,327	11,758
4	5	Александровка-Чкаловка	3,479	4,787
5	6	Чкаловка-Сташевка	4,751	4,795
6	7	Сташевка-Новорусановка	1,917	3,188
7	18	Новорусановка-Руновка	4	8,201
18	19	Кировка-Руновка	5,207	10,678

Результаты расчёта режима и расчётная схема в варианту №1 в нормальном режиме приведены на рисунках 26-27.

Токовая нагрузка линий не превышена, согласно таблице 40.

Таблица 40 – Токовая нагрузка ВЛ по варианту №2

участок	F, мм ²	I _{макс} , А	I _{доп} , А
Спасск-Красный кут	95,0	71,3	330
Красный кут-Вишневка	95,0	25,8	330
Спасск-АСБ	300,0	129,0	710
АСБ-СЦЗ	300,0	44,8	710
Спасск-Евгеньевка	120,0	128,0	390
Евгеньевка-Луговая	95,0	34,0	330
Луговая-Новосельская	95,0	10,7	330
Спасск-Межзаводская	120,0	117,0	390
Межзаводская-Хвалынка	70,0	53,8	265
Хвалынка-Заря	95,0	21,6	330
Спасск-ЗСМ	120,0	139,2	390
ЗСМ-Александровка	70,0	89,0	265
Александровка-Чкаловка	95,0	69,7	330
Чкаловка-Сташевка	70,0	14,0	265
Сташевка-Новорусановка	120,0	4,0	390

Результаты расчёта потерь приведены в таблице 41.

Таблица 41 – Результаты расчёта потерь по варианту №2

$\Delta P_{вл}$, МВт	$\Delta P_{тр}$, МВт	ΔP , МВт	ΔP , %
0,642	0,412	1,054	3,3

По результатам расчета в таблице 42 видно, что регулирование напряжения по принципу встречного регулирования не требуется, подробно расчёт показан в приложении В.

Таблица 42 – Напряжения в узлах в сети по варианту №2

№узла	Название	$U_{ВН ном}$, кВ	$U_{ВН расч}$, кВ	$U_{НН треб}$, кВ	$U_{НН факт}$, кВ	$N_{РПН}$	$U_{НН РПН}$, кВ
3	ЗСМ	35	37,75	10,5	10,79	-2	10,5
41	Александровка	35	35,62	10,5	11,19	-4	10,52
5	Чкаловка	35	34,82	10,5	10,94	-2	10,61
6	Сташевка	35	35,18	10,5	11,06	-3	10,56
7	Новорусановка	35	35,4	10,5	11,13	-4	10,46
8	Евгеньевка Т1	35	37,6	10,5	11,82	-6	10,75
	Евгеньевка Т2	35	37,6	10,5	11,82	-6	10,75
20	Луговая	35	37	10,5	11,63	-6	10,59
10	Новосельская	35	37,62	10,5	11,83	-6	10,76
11	АСБ	35	37,97	10,5	11,93	-6	10,86
12	СЦЗ	35	38,7	10,5	10,54	0	10,54
13	Красный кут	35	37,98	10,5	11,94	-6	10,86
14	Вишневка	35	38,17	10,5	11,99	-6	10,91
15	Межзаводская	35	38,44	10,5	10,49	0	10,49
16	Хвалынка	35	37,79	10,5	11,88	-6	10,81
17	Заря	35	37,6	10,5	11,82	-6	10,75

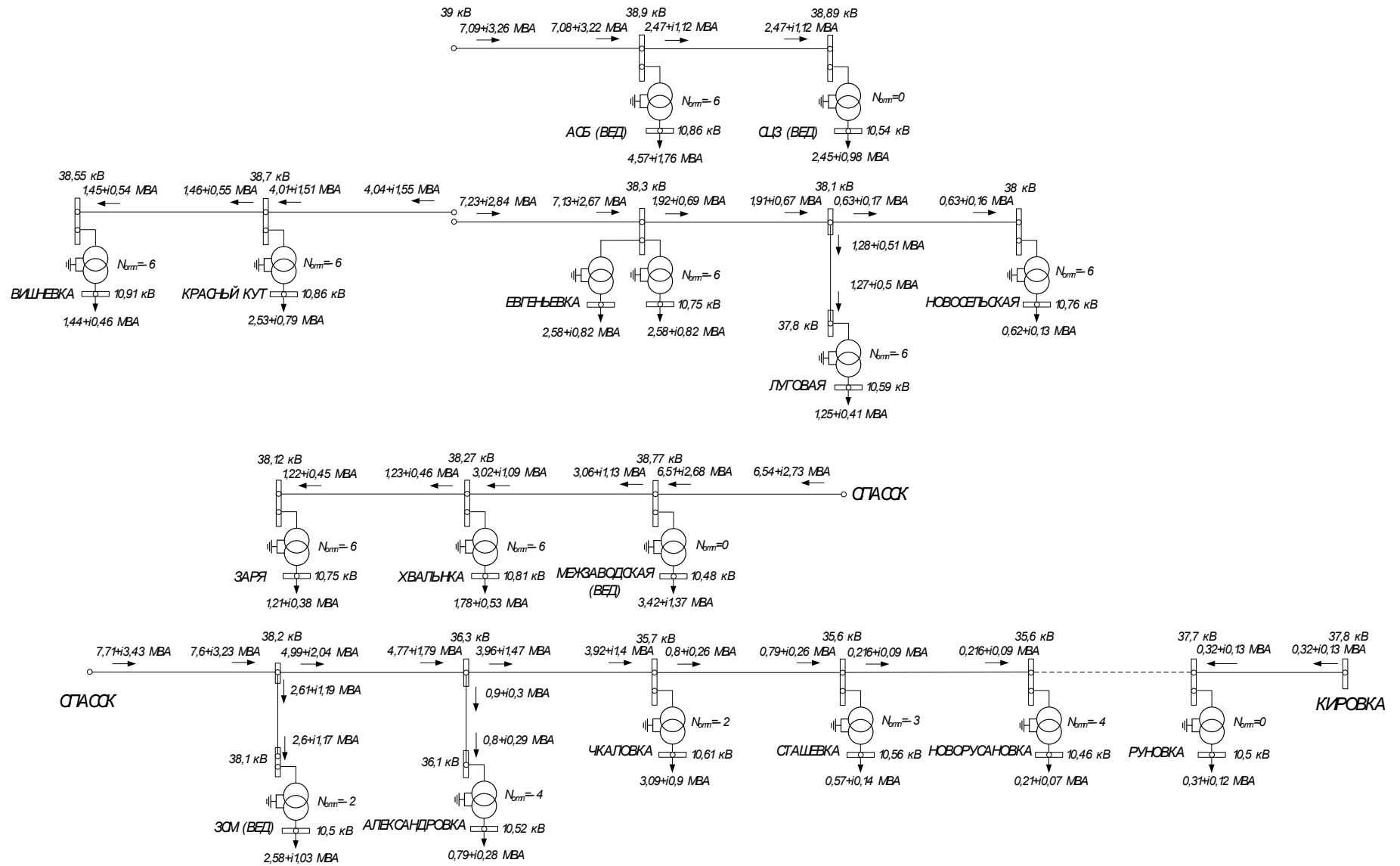


Рисунок 27 - Нормальный режим работы сети по варианту №2

9.3 Расчет послеаварийных режимов и их анализ

Нормальный режим работы сети 35 кВ по варианту №1 показан в виде карты-схемы на рисунке 28. На рисунке показаны суммарные активные мощности участков схемы, питаемые по различным магистральным линиям. Связи между линиями на случай переключений показаны пунктирной линией. Из множества возможных послеаварийных режимов выбирается послеаварийный режим, вероятность которого наибольшая, учитывая имеющиеся средства релейной защиты и автоматизации в существующей сети, в отдельных случаях учитываются действия оперативно-выездных бригад по переключениям на подстанциях (включение перемычек) или на линиях (включение линейных разъединителей на опорах ВЛ при обесточивании ВЛ).

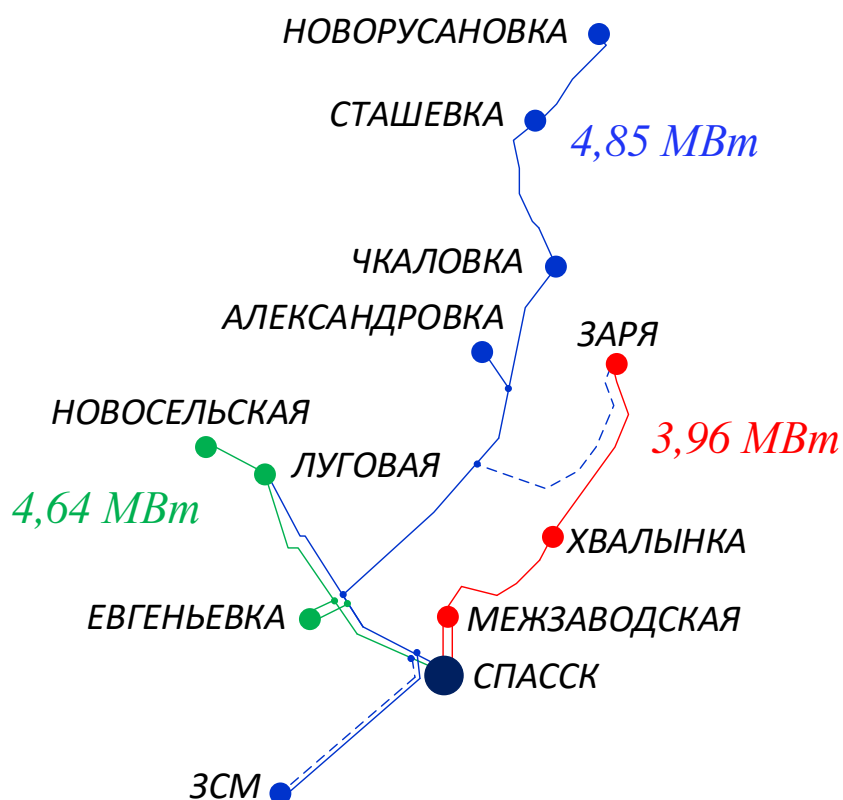


Рисунок 28 – Карта-схема нормального режима работы сети 35 кВ по варианту №1

По схеме ПС Заря линия связи Заря-Александровка засчёт использования линейного выключателя на ПС Заря может включаться в автоматическом режиме с шин ПС Заря. С противоположного конца линии связи Заря-Александровка линейные разъединители 35 кВ находятся во включенном по-

ложении. ПС Луговая нормально включена на одну цепь линии Спасск-Луговая засчёт отключенного линейного разъединителя на ПС Луговая.

При обрыве цепи участка ВЛ-35 кВ Спасск-Евгеньевка-Луговая-Новосельская и невозможности включения линейного выключателя на ПС Заря в сторону ПС Александровка предусматривается включение ОВБ линейного разъединителя на ПС Новорусановка. Подключение ПС Луговая и ПС Новосельская к электроснабжению предусматривается от ПС Спасск по оставшейся в работе цепи.

Данный режим наиболее тяжелый для предлагаемого варианта №1 подключения ПС Евгеньевка, допустимый по ГОСТ 32144-2013 уровень напряжения на шинах удаленных ПС возможен только при увеличении напряжения на стороне 35 кВ ПС Кировка до 40 кВ и замене проводов на магистральных участках на АС-150.

По ВЛ данные для расчёта приведены в таблице 43.

Таблица 43 – Параметры схемы замещения линий по варианту №1 в послеаварийном режиме

№нач	№кон	Название	R, Ом	X, Ом
3	8	ЗСМ-Евгеньевка	2,317	4,75
8	4	Александровка- Евгеньевка	5,433	11,141
4	5	Александровка-Чкаловка	2,251	4,616
5	6	Чкаловка-Сташевка	2,198	4,507
6	7	Сташевка-Новорусановка	1,525	3,126
7	18	Новорусановка-Руновка	4	8,201
18	19	Кировка-Руновка	5,207	10,678
1	15	Спасск-Межзаводская	0,822	1,366
15	16	Межзаводская-Хвалынка	4,622	4,666
16	17	Хвалынка-Заря	3,13	4,307
17	20	Заря-Евгеньевка	4,498	6,189
20	8	Заря-Евгеньевка	3,968	4,005
8	3	ЗСМ-Евгеньевка	3,255	4,886
20	4	Александровка- Заря	3,642	5,01
4	5	Александровка-Чкаловка	3,479	4,787
5	6	Чкаловка-Сташевка	4,751	4,795
6	7	Сташевка-Новорусановка	1,917	3,188

Результаты расчёта режима и расчётная схема в варианте №1 в послеаварийном режиме приведены на рисунках 29-30, подробно расчёт показан в приложении

Д.

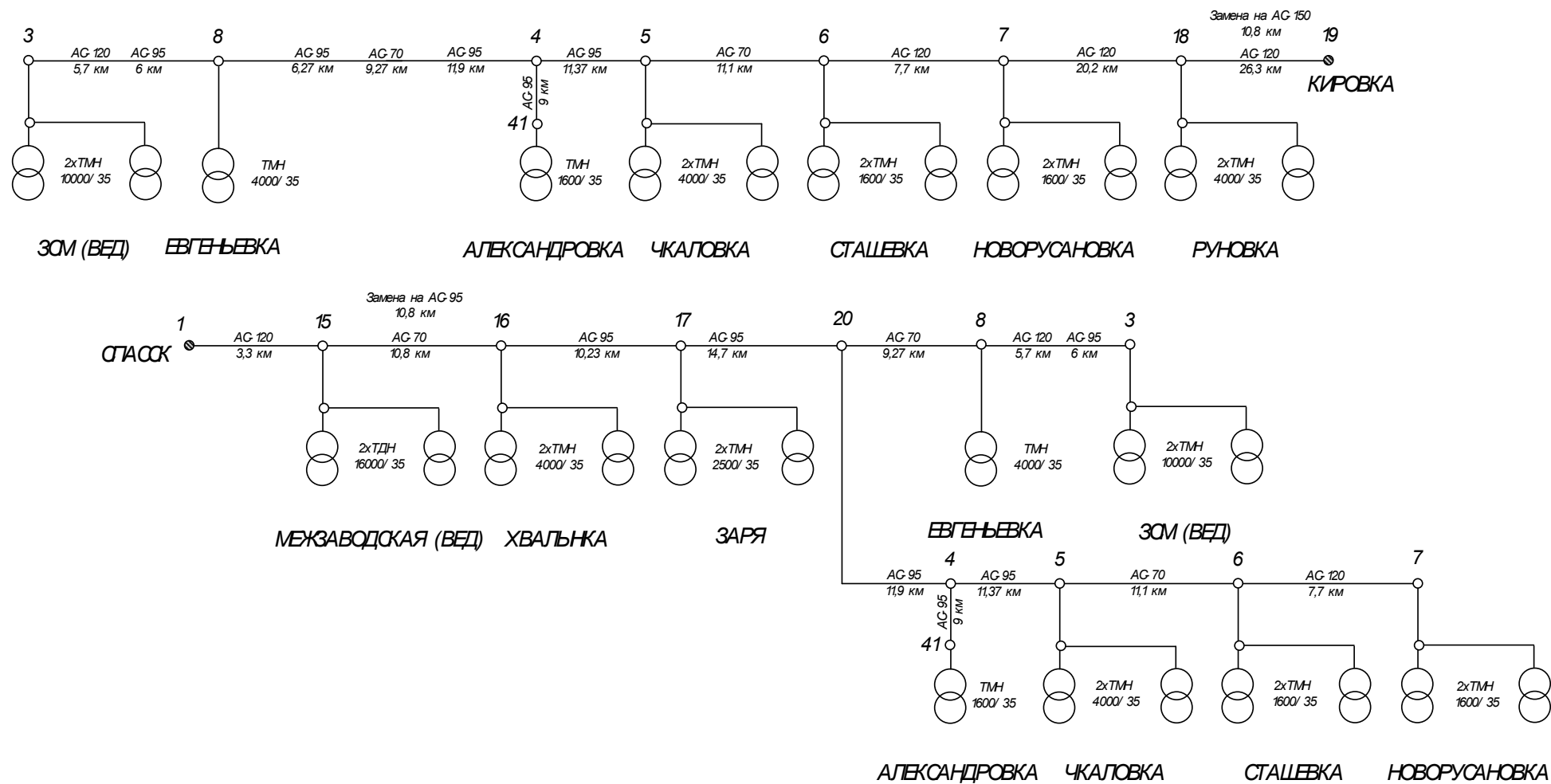


Рисунок 29 - Расчётная схема сети по варианту №1 в послеаварийном режиме

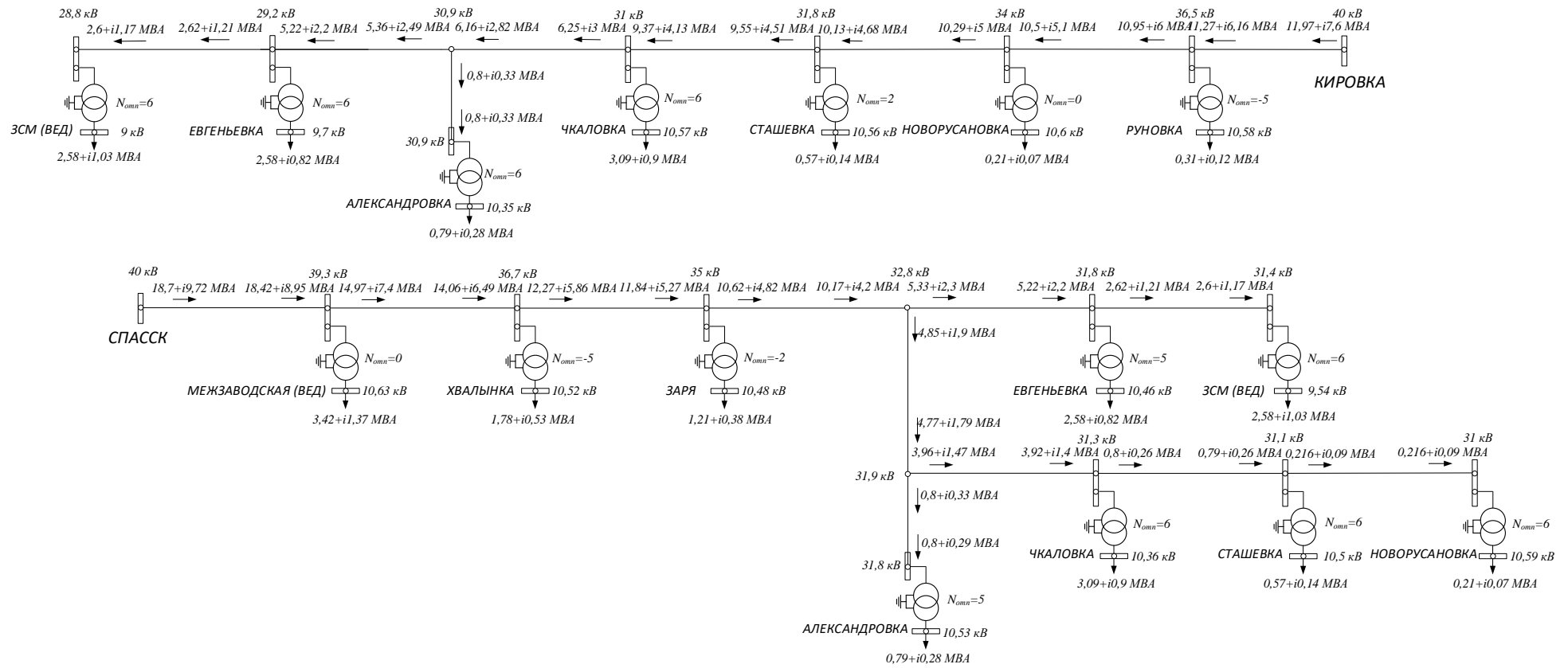


Рисунок 30 - Послеаварийный режим работы сети по варианту №1

Токовая нагрузка линий превышена по участку Межзаводская-Хвалынка, согласно таблице 44. Данный участок усиливаем проводом АС-95.

Таблица 44 – Токовая нагрузка ВЛ по варианту №1 в послеаварийном режиме

участок	F, мм ²	I _{макс} , А	I _{доп} , А
Кировка-Руновка	120,0	233,8	390
Новорусановка-Руновка	120,0	206,0	390
Евгеньевка-ЗСМ	95,0	47,6	330
Евгеньевка-Александровка	70,0	97,5	265
Спасск-Межзаводская	120,0	345,3	390
Межзаводская-Хвалынка	70,0	275,5	265
Хвалынка-Заря	95,0	224,3	330
Заря-Евгеньевка	70,0	192,3	265
Александровка-Чкаловка	95,0	70,0	330
Чкаловка-Сташевка	70,0	14,0	265
Сташевка-Новорусановка	120,0	4,0	390

Таблица 45 – Напряжения в узлах в сети по варианту №1 в послеаварийном режиме

№ узла	Название	U _{ВН ном} , кВ	U _{ВН расч} , кВ	U _{НН треб} , кВ	U _{НН факт} , кВ	N _{РПН}	U _{НН РПН} , кВ
	От Кировки						
8	Евгеньевка Т1	35	28,3	10,5	8,9	6	9,7
3	ЗСМ	35	28,36	10,5	8,1	6	9,05
41	Александровка	35	30,21	10,5	9,5	6	10,35
5	Чкаловка	35	30,85	10,5	9,7	6	10,57
6	Сташевка	35	32,63	10,5	10,26	2	10,56
7	Новорусановка	35	33,8	10,5	10,62	0	10,62
18	Руновка	35	36,38	10,5	11,43	-5	10,58
	От Спасск						
15	Межзаводская	35	38,978	10,5	10,63	0	10,63
16	Хвалынка	35	36,17	10,5	11,37	-5	10,52
17	Заря	35	34,39	10,5	10,81	-2	10,48
8	Евгеньевка Т2	35	30,95	10,5	9,73	5	10,46
3	ЗСМ	35	30,96	10,5	8,85	6	9,54
41	Александровка	35	31,16	10,5	9,8	5	10,53
5	Чкаловка	35	30,27	10,5	9,51	6	10,36
6	Сташевка	35	30,66	10,5	9,64	6	10,5
7	Новорусановка	35	30,9	10,5	9,71	6	10,59

По результатам расчета в таблице 45 видно, что требуется регулирование напряжения как по возможности для выполнения принципа встречного регулирования. Однако послеаварийный режим на максимальные нагрузки не является продолжительным режимом работы сети, вследствие чего учитывается также

выполнение требований ГОСТ 32144-2013 по отклонению напряжения на шинах центра питания не ниже 9 кВ.

Нормальный режим работы сети 35 кВ по варианту №2 показан в виде карты-схемы на рисунке 31.

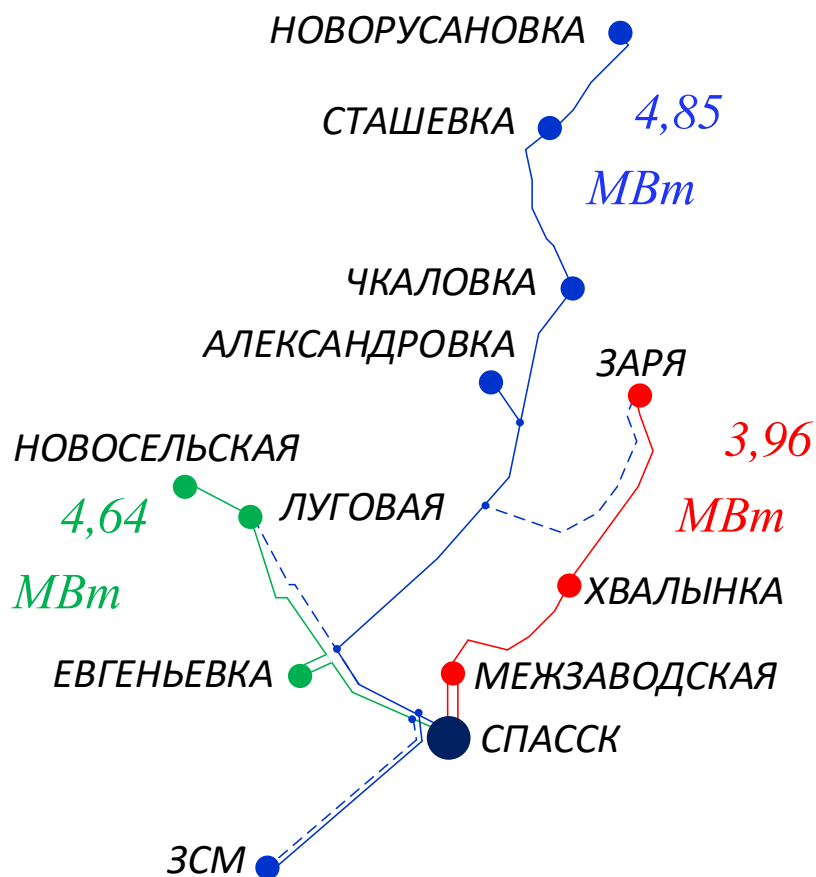


Рисунок 31 – Карта-схема нормального режима работы сети 35 кВ по варианту №2

При обрыве цепи участка ВЛ-35 кВ Спасск-Евгеньевка засчёт включения линейного выключателя на ПС Заря в сторону ПС Александровка предусматривается питание через ПС Луговая. Данный режим наиболее тяжелый для предлагаемого варианта №2 подключения ПС Евгеньевка, допустимый по ГОСТ 32144-2013 уровень напряжения на шинах удаленных ПС возможен только при отключении ОВБ линейного разъединителя со стороны ПС Александровка на ПС Чкаловка и питания ПС Чкаловка, Сташевка, Новорусановка и Руновка от ПС Кировка.

По ВЛ данные для расчёта приведены в таблице 46.

Таблица 46 – Параметры схемы замещения линий по варианту №2 в послеаварийном режиме

№нач	№кон	Название	R, Ом	X, Ом
19	18	Кировка-Руновка	6,549	10,888
18	7	Новорусановка-Руновка	5,03	8,363
7	6	Сташевка-Новорусановка	1,917	3,188
6	5	Чкаловка-Сташевка	4,751	4,795
1	16	Спасск-Хвалынка	2,792	5,725
16	17	Хвалынка-Заря	2,026	4,153
17	20	Заря-Александровка	2,911	5,968
20	41	Отп Александровка	6,395	8,799
20	21	Александровка-Луговая	3,914	8,027
9	10	Луговая-Новосельская	1,683	2,316
9	8	Луговая-Евгеньевка	1,241	2,546
8	3	ЗСМ-Евгеньевка	2,317	4,75

Результаты расчёта режима и расчётная схема в варианту №2 в послеаварийном режиме приведены на рисунках 32-33, подробно расчёт показан в приложении

Е.

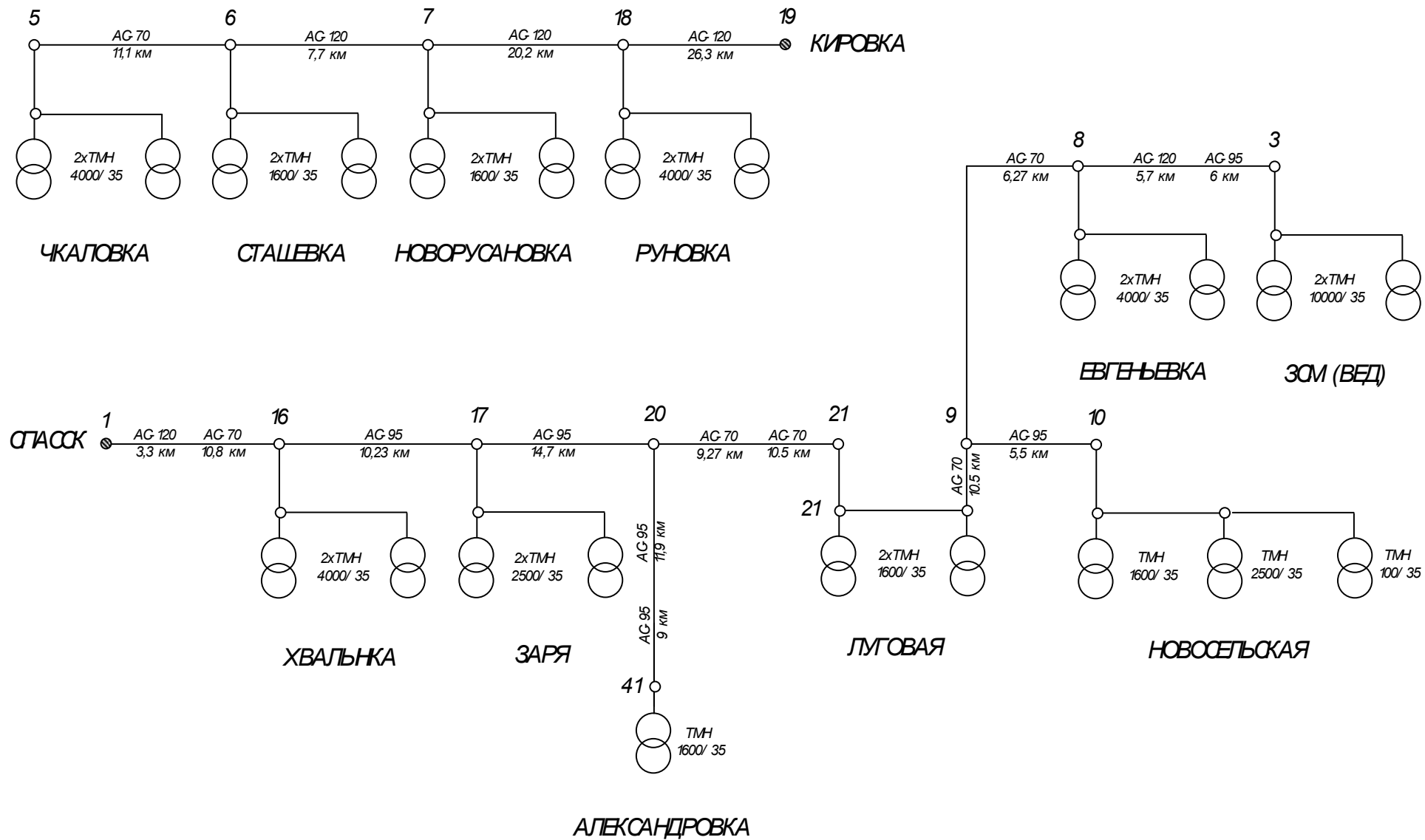


Рисунок 32 - Расчётная схема сети по варианту №2 в послеаварийном режиме

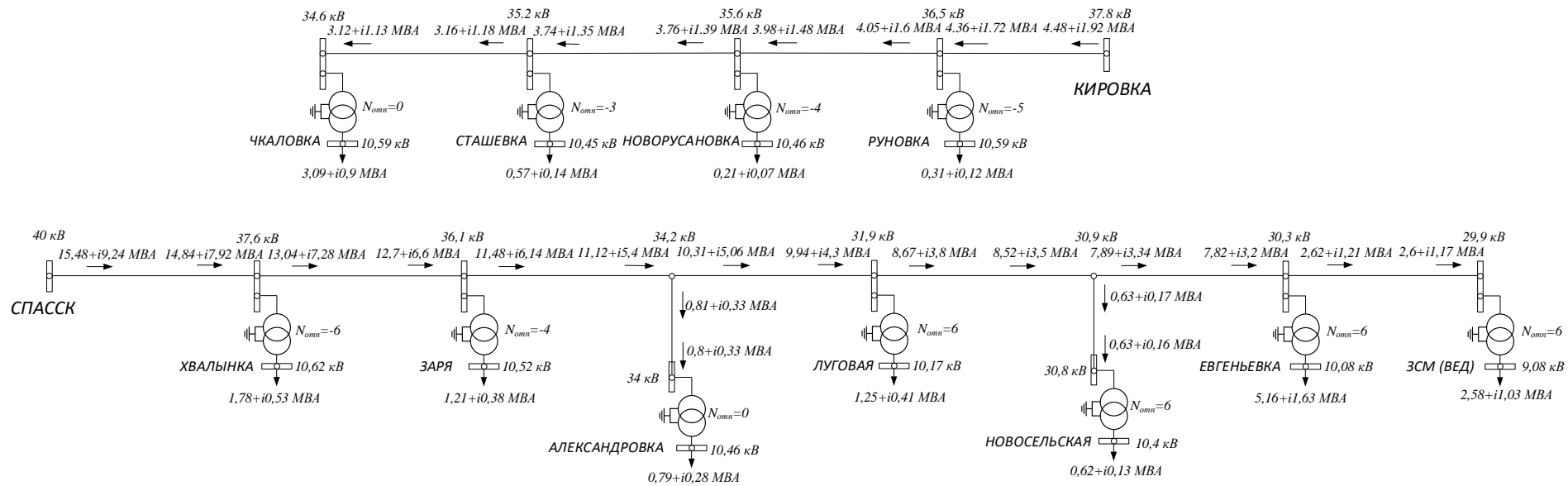


Рисунок 33 - Послеаварийный режим работы сети по варианту №2

Требуется замена провода на АС-150 на участке Спасск-Хвалынка-Заря-Александровка-Луговая-Евгеньевка-ЗСМ для успешного регулирования напряжения по требованиям ПУЭ и ГОСТ 32144-2013. Токовая нагрузка линий превышена по участку Спасск-Хвалынка, согласно таблице 47. Данный участок усиливаем проводом АС-150.

Таблица 47 – Токовая нагрузка ВЛ по варианту №2 в послеаварийном режиме

участок	F, мм ²	I _{макс} , А	I _{доп} , А
Кировка-Руновка	120,0	55,6	390
Новорусановка-Руновка	120,0	66,2	390
Сташевка-Новорусановка	120,0	71,9	390
Сташевка-Чкаловка	70,0	80,4	265
Евгеньевка-ЗСМ	95,0	47,5	330
Евгеньевка-Луговая	70,0	156,0	265
Новосельская-Луговая	95,0	10,7	330
Александровка-Луговая	70,0	189,5	265
Александровка-Заря	95,0	215,0	330
Заря-Хвалынка	95,0	246,4	330
Спасск-Хвалынка	70,0	297,4	265

По результатам расчета в таблице 48 видно, что требуется регулирование напряжения.

Таблица 48 – Напряжения в узлах в сети по варианту №2 в послеаварийном режиме

№узла	Название	U _{ВН ном} , кВ	U _{ВН расч} , кВ	U _{НН треб} , кВ	U _{НН факт} , кВ	N _{РПН}	U _{НН рпн} , кВ
	От кировки						
5	Чкаловка	35	33,7	10,5	10,59	0	10,59
6	Сташевка	35	34,84	10,5	10,94	-3	10,45
7	Новорусановка	35	35,4	10,5	11,12	-4	10,46
18	Руновка	35	36,41	10,5	11,44	-5	10,59
	От Спасск						
16	Хвалынка	35	37,14	10,5	11,68	-6	10,62
17	Заря	35	35,6	10,5	11,19	-4	10,52
41	Александровка	35	33,7	10,5	10,46	0	10,46
10	Луговая	35	29,68	10,5	9,33	6	10,17
21	Новосельская	35	30,36	10,5	9,54	6	10,4
8	Евгеньевка	35	29,4	10,5	9,25	6	10,08
3	ЗСМ	35	29,48	10,5	8,42	6	9,08

9.4 Регулирование напряжения в сети

Регулирование напряжения на стороне НН ПС 35/10 кВ осуществляется путём применения ответвлений устройств РПН или ПБВ в зависимости от мар-

ки и мощности трансформаторов на ПС. Регулирование осуществляется по принципу встречного регулирования, таким образом на стороне НН желаемый уровень напряжения 10,5 кВ.

Порядок выбора стандартного номера ответвления РПН или ПБВ:

Желаемый коэффициент трансформации для выбора стандартного номера ответвления РПН или ПБВ, [1]:

$$K_{ТЖ} = \frac{|U_B|}{U_{Ж}}; \quad (29)$$

где U_B – напряжение на высокой стороне трансформатора, по результату расчёта режима;

$U_{Ж}$ – желаемое напряжение на низкой стороне, 10,5 кВ.

Желаемый номер отпайки устройства РПН или ПБВ, [15]:

$$n_{ЖЕЛ} = \left(\frac{K_{ТЖ}}{K_T} - 1 \right) \cdot \frac{1}{t_{УР}}; \quad (30)$$

где K_T – номинальный коэффициент трансформации, определяется для каждого трансформатора как отношение номинальных напряжений обмоток ВН и НН по справочным данным;

$t_{УР}$ – шаг отпайки устройства РПН или ПБВ, 1,5%-2,5% для трансформаторов 35/10 кВ.

После выбора отпайки РПН или ПБВ находится фактическое напряжение на низкой стороне трансформатора, [15]:

$$U_{ННФ} = \frac{|U_B|}{K_T \cdot (1 + t_{УР} \cdot n_{ЖЕЛ})}. \quad (31)$$

Полученное расчётное значение напряжения сравнивается с желаемым и делается вывод о достаточности выбранных номеров отпайки.

В таблице 49 показаны результаты регулирования напряжения для максимального и послеаварийного режимов.

Таблица 49 – Результаты регулирования напряжения в узлах схемы

№узла	Название	U _{НН факт} , кВ	№РПН	U _{НН РПН} , кВ
1	2	3	4	5
До реконструкции				
3	ЗСМ	10,95	-3	10,52
41	Александровка	11,47	-5	10,61
5	Чкаловка	11,24	-4	10,57
6	Сташевка	11,32	-5	10,47
7	Новорусановка	11,39	-5	10,54
8	Евгеньевка	11,84	-6	10,77
20	Луговая	11,89	-6	10,82
10	Новосельская	11,96	-6	10,88
11	АСБ	11,87	-6	10,8
12	СЦЗ	10,56	0	10,56
13	Красный кут	12	-6	10,93
14	Вишневка	12,059	-6	10,97
15	Межзаводская	10,56	0	10,56
16	Хвалынка	11,97	-6	10,89
17	Заря	11,92	-6	10,85
Нормальный режим вариант 1				
3	ЗСМ	10,7	-1	10,56
41	Александровка	11	-3	10,51
5	Чкаловка	10,75	-1	10,59
6	Сташевка	10,87	-2	10,54
7	Новорусановка	10,94	-2	10,61
8	Евгеньевка Т1	11,4	-5	10,56
	Евгеньевка Т2	11,89	-6	10,82
20	Луговая	11,71	-6	10,66
10	Новосельская	11,9	-6	10,83
11	АСБ	11,93	-6	10,86
12	СЦЗ	10,54	0	10,54
13	Красный кут	11,9	-6	10,86
14	Вишневка	12,0	-6	10,91
15	Межзаводская	10,49	0	10,49
16	Хвалынка	11,87	-6	10,81
17	Заря	11,82	-6	10,75
Нормальный режим вариант 2				
3	ЗСМ	10,79	-2	10,5
41	Александровка	11,19	-4	10,52
5	Чкаловка	10,94	-2	10,61
Продолжение таблицы 49				
1	2	3	4	5
6	Сташевка	11,06	-3	10,56
7	Новорусановка	11,13	-4	10,46
8	Евгеньевка Т1	11,82	-6	10,75
	Евгеньевка Т2	11,82	-6	10,75
20	Луговая	11,63	-6	10,59
10	Новосельская	11,83	-6	10,76
11	АСБ	11,93	-6	10,86
12	СЦЗ	10,54	0	10,54

13	Красный кут	11,94	-6	10,86
14	Вишневка	11,99	-6	10,91
15	Межзаводская	10,49	0	10,49
16	Хвалынка	11,88	-6	10,81
17	Заря	11,82	-6	10,75
Послеаварийный режим вариант 1				
	От кировки			
8	Евгеньевка Т1	8,9	6	9,7
3	ЗСМ	8,1	6	9,05
41	Александровка	9,5	6	10,35
5	Чкаловка	9,7	6	10,57
6	Сташевка	10,26	2	10,56
7	Новорусановка	10,62	0	10,62
18	Руновка	11,43	-5	10,58
	От Спасск			
15	Межзаводская	10,63	0	10,63
16	Хвалынка	11,37	-5	10,52
17	Заря	10,81	-2	10,48
8	Евгеньевка Т2	9,73	5	10,46
3	ЗСМ	8,85	6	9,54
41	Александровка	9,8	5	10,53
5	Чкаловка	9,51	6	10,36
6	Сташевка	9,64	6	10,5
7	Новорусановка	9,71	6	10,59
Послеаварийный режим вариант 2				
	От кировки			
5	Чкаловка	10,59	0	10,59
6	Сташевка	10,94	-3	10,45
7	Новорусановка	11,12	-4	10,46
18	Руновка	11,44	-5	10,59
	От Спасск			
16	Хвалынка	11,68	-6	10,62
17	Заря	11,19	-4	10,52
41	Александровка	10,46	0	10,46
10	Луговая	9,33	6	10,17
21	Новосельская	9,54	6	10,4
8	Евгеньевка	9,25	6	10,08
3	ЗСМ	8,42	6	9,08

По результатам расчета нормальных режимов получены расчётные значения отрицательного и положительного отклонения напряжения от номинального. Положительное отклонение напряжения более +10% на ПС Руновка, Хвалынка, Новорусановка, Заря возможно скорректировать путём выбора отпайки РПН отрицательного значения. В случае отрицательного отклонения напряжения менее -10% на ПС Кировка, Евгеньевка Т1 возможно скорректировать путём выбора отпайки РПН положительного значения.

По результатам расчета послеаварийного режима для предлагаемого варианта №1 подключения ПС Евгеньевка, отрицательное отклонение напряжения от номинального возможно скорректировать путём увеличения напряжения на шинах центра питания и заменой проводов на провода большего сечения. Для варианта 1 требуется увеличение напряжения на стороне 35 кВ ПС Кировка до 40 кВ и замена проводов на магистральных участках на АС-150.

По результатам расчета послеаварийного режима для предлагаемого варианта №2, требуется замена провода на АС-150 на участке Спасск-Хвалынка-Заря-Александровка-Луговая-Евгеньевка-ЗСМ для успешного регулирования напряжения по требованиям ПУЭ.

10 ИНВЕСТИЦИОННАЯ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТЬ ПРИНЯТОГО ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Проект считается инвестиционно привлекательным, если срок окупаемости с учетом дисконта не превышает срок службы оборудования, а также рентабельность проекта не менее 8%, [12].

10.1 Чистый доход за расчётный период

Выручка от реализации проекта (эффект), которая в свою очередь зависит от дополнительных объемов продаж электроэнергии потребителю в год и определяется по формуле для варианта 1:

$$Q_{pt} = P_{\max} \cdot T; \quad (70)$$

$$Q_{pt} = 5,16 \cdot 15,83 = 81,7 \text{ млн.руб.}$$

где T – двухставочный тариф на транспорт электроэнергии по сетям АО «ДРСК», принимается 1/12 годовой величины для расчёта динамического срока окупаемости, $190/12=15,83$ тыс.руб./МВт [14];

$$\text{ЧД} = \sum_m \Phi_m, \quad (71)$$

где Φ_m - результирующие затраты, млн.руб.;

m - шаг расчётного периода, лет.

Расчётный период эксплуатации проекта ведётся с нулевого года, т.е. 0,1,2,3,... n .

Для первого года реализации проекта при условии разделения капиталовложений на 3 года равными частями (по $97/3=32$ млн.руб.) величина результирующих затрат Φ_m составит для варианта 1:

$$\Phi_m = \Delta t - (Kt + It) = 0 - 32 = -32 \text{ млн.руб.} \quad (72)$$

10.2 Чистый дисконтированный доход

Определяется по формуле:

$$ЧДД = \sum_m \Phi_m (1 + E_{н.п.})^{T_0 - \tau}, \quad (73)$$

где T_0 – год, к которому приводятся разновременные затраты;

τ – текущий год строительства и эксплуатации.

$E_{н.п.}$ - ставка дисконтирования, % (определяется исходя из данных Центрального Банка Российской Федерации, 8%, [17]);

ЧД и ЧДД характеризуют превышение суммарных денежных поступлений над суммарными затратами соответственно без учета и с учетом неодинаковости эффектов, относящихся к различным моментам времени.

Для первого года реализации проекта для варианта 1:

$$ЧДД = -32 \cdot (1 + 8/100)^{0-1} = -30 \text{ млн.руб.}$$

10.3 Дисконтированный срок окупаемости

Для определения дисконтированного срока окупаемости используется таблица 50 с результатами расчёта ЧДД нарастающим итогом, по которой строится график ЧДД для определения дисконтированного срока окупаемости.

Таблица 50 - Расчёт результирующих затрат вариант 1

год	К, млн. руб	И, млн. руб	Q_{pr} , млн. руб.	Фм, млн. руб.	Фм, накопи- тельный, млн. руб.	ЧД, млн.руб.	ЧДД, млн.руб.	ЧДД накопи- тельный, млн. руб..
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	-20			-20,5	-20,5	-1398,5	-18,9	-18,9
2	-20			-20,5	-40,9	-2796,9	-35,1	-54,0
3	-20			-20,5	-61,4	-4195,4	-48,7	-102,7
4		-25	82	56,5	-4,9	-3260,2	-3,6	-106,3
5		-25	82	56,5	51,6	-2325,1	35,1	-71,2
6		-25	82	56,5	108,0	-1389,9	68,1	-3,1
7		-25	82	56,5	164,5	-454,7	96,0	92,9

Продолжение таблицы 50

1	2	3	4	5	6	7	8	9
8		-25	82	56,5	221,0	480,5	119,4	212,3
9		-25	82	56,5	277,4	1415,6	138,8	351,0
10		-25	82	56,5	333,9	2350,8	154,7	505,7
11		-25	82	56,5	390,4	3286,0	167,4	673,1
12		-25	82	56,5	446,8	4221,1	177,4	850,6
13		-25	82	56,5	503,3	5156,3	185,1	1035,6
14		-25	82	56,5	559,7	6091,5	190,6	1226,2
15		-25	82	56,5	616,2	7026,7	194,3	1420,4
16		-25	82	56,5	672,7	7961,8	196,3	1616,8
17		-25	82	56,5	729,1	8897,0	197,1	1813,9
18		-25	82	56,5	785,6	9832,2	196,6	2010,5
19		-25	82	56,5	842,1	10767,4	195,1	2205,6
20		-25	82	56,5	898,5	11702,5	192,8	2398,3
21		-25	82	56,5	955,0	12637,7	189,7	2588,1
22		-25	82	56,5	1011,5	13572,9	186,0	2774,1
23		-25	82	56,5	1067,9	14508,1	181,9	2956,0
24		-25	82	56,5	1124,4	15443,2	177,3	3133,3
25		-25	82	56,5	1180,8	16378,4	172,4	3305,7
26		-25	82	56,5	1237,3	17313,6	167,3	3473,0
27		-25	82	56,5	1293,8	18248,8	162,0	3635,0
28		-25	82	56,5	1350,2	19183,9	156,5	3791,5
29		-25	82	56,5	1406,7	20119,1	151,0	3942,5
30		-25	82	56,5	1463,2	21054,3	145,4	4087,9
всего				1463,2	19564,1	231828,6	4087,9	49743,6

Сроком окупаемости с учетом дисконтирования называется продолжительность периода от начального момента до «момента окупаемости с учетом дисконтирования» – наиболее раннего момента времени в расчетном периоде, после которого текущий ЧДД становится и в дальнейшем остается положительным.

При оценке эффективности срок окупаемости, как правило, выступает только в качестве ограничения. В отсутствие рекомендаций государственных регулирующих органов срок окупаемости капитальных вложений в электрические сети можно принимать равным восьми годам после начала эксплуатации.

На рисунке 34 покажем график ЧДД для определения дисконтированного срока окупаемости проекта.

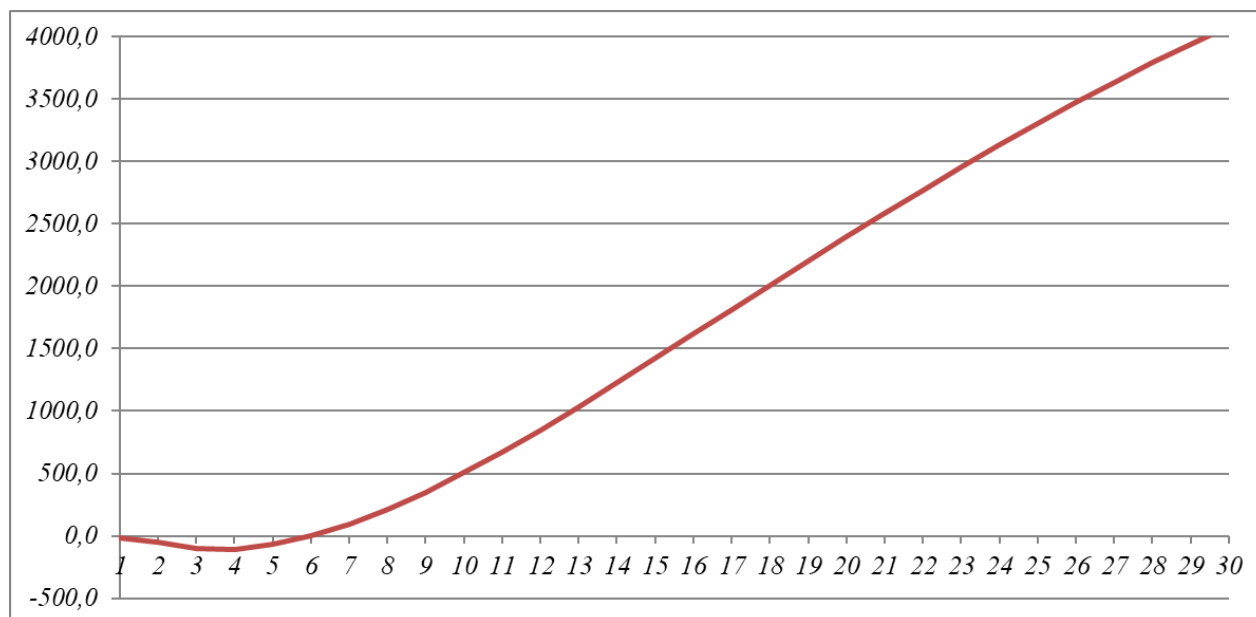


Рисунок 34 – Дисконтированный срок окупаемости вариант 1

Согласно рисунку 34, дисконтированный срок окупаемости составляет 6 лет по варианту 1.

10.4 Коэффициент рентабельности инвестиций

Рентабельность инвестиций (коммерческий показатель, интересующий владельца сети) рассчитывается по каждому году расчетного периода после начала эксплуатации электросетевого объекта или только по некоторым характерным годам. В качестве характерных рассматриваются: год после выхода на режим нормальной эксплуатации, но с выплатой заемных средств и с финансовыми издержками, а также в период после выплаты всей суммы кредита и процентов. Рентабельность инвестиций оценивается по формуле:

$$R_t = \frac{\mathcal{E}_t - I_t' - H_t}{K} \quad (74)$$

где \mathcal{E}_t - системный эффект, обусловленный вводом рассматриваемого объекта в год t;

H_t - налог на прибыль (устанавливается через процент балансовой прибыли, принимается 20% от эффекта).

I_i - общие годовые эксплуатационные расходы по электросетевому объекту без учета затрат на амортизацию;

K - капитальные затраты (инвестиции).

Полученные значения рентабельности должны превышать величину среднего норматива дисконтирования.

$$R_{i, \text{вариант1}} = \frac{81,7 - 25,2 - 0,2 \cdot 81,7}{61,4} \cdot 100\% = 65\% \geq 8\%, \text{ вариант считается рента-}$$

бельными.

10.5 Себестоимость передачи электроэнергии

Себестоимость передачи электроэнергии находится по выражению, руб/кВтч:

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W_{\Sigma}} \quad (75)$$

Электрическая энергия, полученная потребителем за год, кВтч:

$$W_{\Sigma} = P_{\text{макс}} \cdot T_{\text{макс}}, \quad (76)$$

$$W_{\Sigma} = 5,16 \cdot 6000 = 30960000 \text{ кВтч},$$

где $T_{\text{макс}}$ - число часов максимума нагрузки, для Приморского края 6000 ч;

$P_{\text{макс}}$ - нагрузка ПС Евгеньевка, 5,16 МВт.

Издержки рассчитаны при экономическом сравнении вариантов, для варианта 1 $I_{\Sigma} = 22,2$ млн. руб.

Определим себестоимость для варианта 1, руб/кВтч:

$$C = \frac{22,2}{30960000} = 0,72.$$

Тариф для населения и приравненные к ним категории на территории Приморского края на 2019 год составляет 3,74 руб/кВтч [31].

Вывод по разделу:

Вариант №1 реконструкции сетей Спасского района Приморского края наиболее экономичный и быстро окупаемый (6 лет) с высокой рентабельностью (65%). Себестоимость составляет 1/5 от тарифа на электроэнергию для населения и приравнённых к нему категорий.

11 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данном разделе рассматриваются вопросы, касающиеся безопасности проведения мероприятий по реконструкции подстанции «Евгеньевка» 35/10 кВ и экологичности.

11.1 Безопасность

При реконструкции ПС «Евгеньевка» планируется проведение осмотров, ремонтов и ревизий, во время которых необходимо соблюдать «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок». При выполнении строительных и монтажных работ в действующих электроустановках должны соблюдаться требования строительных норм и правил, регламентирующих технику безопасности в строительстве, [32].

При производстве всего комплекса строительного-монтажных работ должно быть обеспечено выполнение мероприятий по организации безопасной работы с применением подъёмных сооружений, транспортных средств, работ на высоте и других технологических операций в соответствии с действующими нормативными правовыми актами.

Безопасные методы и способы ведения строительного-монтажных работ, выполняемых в ходе реконструкции ПС «Евгеньевка», должны соответствовать требованиям, предусмотренным в технологических картах на производство соответствующих видов строительных и монтажных работ.

Если оборудование ПС «Евгеньевка» находится под напряжением, то проведение каких-либо работ следует проводить с соблюдением нормируемых расстояний от токоведущих частей до используемых механизмов и машин. Необходимо предусматривать заземление и другие мероприятия по обеспечению техники безопасности.

Перед началом работ вблизи действующего оборудования проводится целевой инструктаж о мерах безопасного ведения работ с оформлением наряда-допуска.

При выполнении электромонтажных и сварочных работ обеспечение

безопасности достигается следующими мерами:

- исправность механизмов и приспособлений, инструмента, лестниц и т.п. проверяется перед началом работы;
- полная механизация процесса транспортировки и подъема электрических аппаратов, колонок изоляторов и так далее;
- применением стремянок и лестниц при работе на высоте выше 2 метров, а при высоте более 4 метров – только с лесов или со специальных механизмов, работать под настилами запрещается;
- проверка исправности аппаратуры, изоляци сварных проводов и электродержателя, надежность всех контактных соединений перед началом сварных работ;
- запрещается проводить сварку под открытым небом во время дождя и грозы;
- использование защитного заземления в качестве основного мероприятия по защите от поражения электрическим током во время работы с электроинструментом.

11.2 Экологичность

Трансформаторное масло не только является источником пожарной опасности, но и может причинить вред окружающей среде. Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждении маслonaполненных силовых трансформаторов должны быть выполнены маслоприемники и маслосборники. Объем маслоприемника должен быть рассчитан на одновременный прием 100% масла, содержащегося в корпусе трансформатора.

На реконструируемой подстанции 35/10 кВ установлены два силовых трансформатора ТМН–4000/35. Приведем расчет маслоприемника без отвода масла для трансформатора ТМН-4000/35 подстанции «Евгеньевка», габариты которого следующие (рисунок 19): Длина трансформатора 3,49 м, ширина – 1,97 м, высота – 3,15 м [32]. Так как масса масла в трансформаторах ТМН–4000/35 равна 3,4 т, $3,4 \text{ т} \leq 20$, [33], поэтому маслоприемники под трансформаторы выполняются без отвода масла [22]. В этом случае они выполняются заглубленной конструкции и закрываются металлической решеткой, поверх кото-

рой должен быть насыпан слой чистого гравия или промытого гранитного щебня толщиной не менее 0,25 м, либо непористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм. Уровень полного объема масла в маслоприемнике должен быть ниже решетки не менее чем на 50 мм.

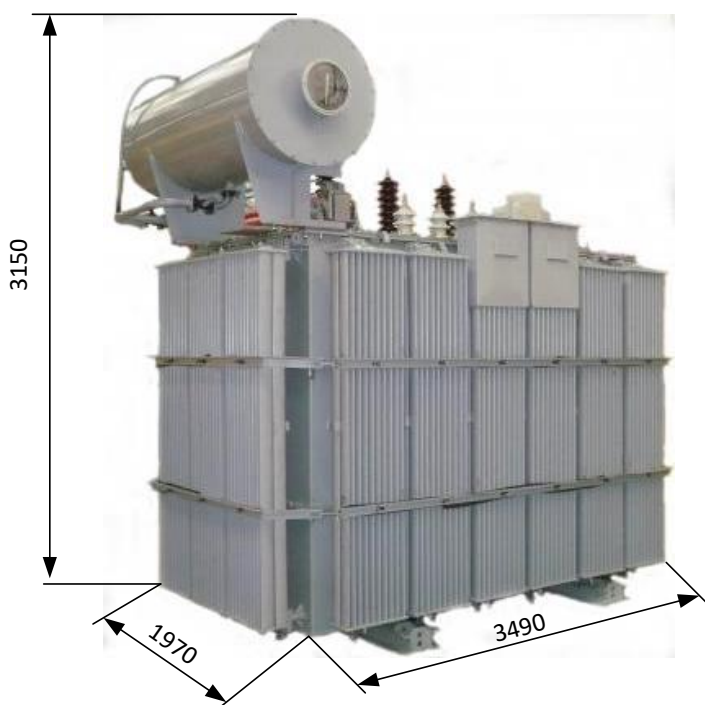


Рисунок 35 - Габариты трансформатора ТМН-4000/35

Также должны соблюдаться следующие требования:

а) габариты маслоприёмника должны выступать за габариты трансформатора не менее чем на 1 м [22];

б) объем маслоприемника без отвода масла должен быть рассчитан на прием 100% объема масла, залитого в трансформатор, и 80% воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью $0,2 \text{ л/с}\cdot\text{м}^2$ в течение 30 мин;

в) устройство маслоприемника должно исключать переток масла и воды из одного маслоприемника в другой, растекание масла по кабельным и др. подземным сооружениям, распространение пожара;

г) удаление масла и воды из маслоприемника без отвода масла должно предусматриваться передвижными средствами. При этом рекомендуется выполнение простейшего устройства для проверки отсутствия масла (воды) в маслоприемнике.

При образовании на гравийной засыпке твердых отложений от нефтепродуктов толщиной не менее 3 мм или появлении растительности и в случае невозможности ее промывки, должна осуществляться полная или частичная замена гравия. Отчистка гравийной засыпки маслоприемника приводит к избеганию налипания на поверхности щебня осадков, атмосферных загрязнений, песка.

Маслоприемник должен проверяться не реже 2 раз в год, а также после обильных дождей, таяния снега или тушения пожара.

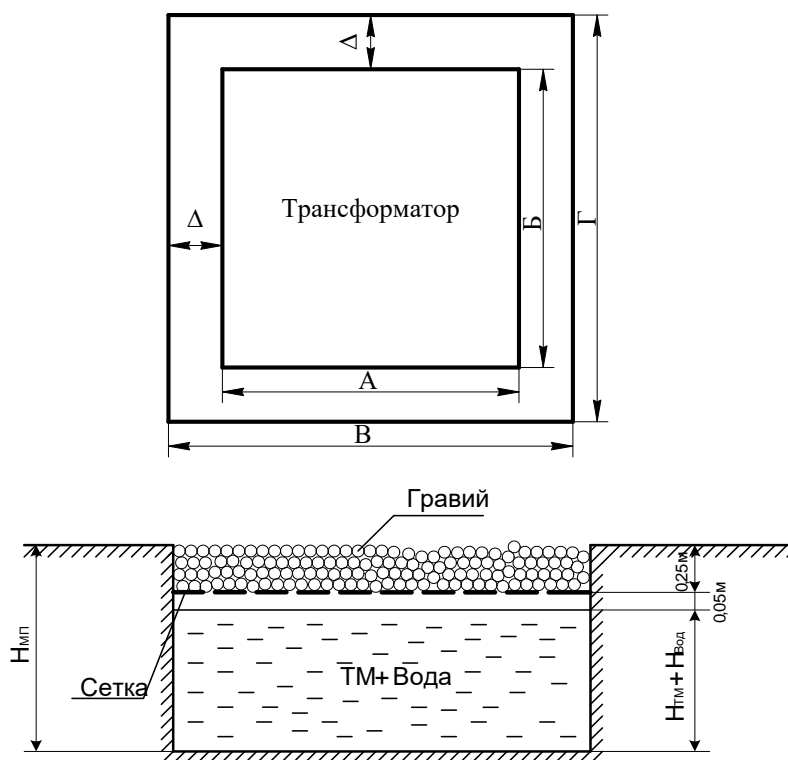


Рисунок 36 - Габариты маслоприёмника без отвода масла

Определим габариты маслоприемника:

$$S_{МП} = (A + 2 \cdot \delta) \cdot (B + 2 \cdot \delta), \quad (77)$$

$$S_{МП} = (3,49 + 2 \cdot 1) \cdot (1,97 + 2 \cdot 1) = 21,8 \text{ м}^2.$$

где $S_{МП}$ – площадь маслоприемника;

δ – величина, на которую габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора, зависит от массы трансформаторного масла согласно [22], $\delta = 1 \text{ м}$.

Объем масла:

$$V_{\text{TM}} = M/\rho, \quad (78)$$

$$V_{\text{TM}} = 3400 / (0,88 \cdot 10^3) = 3,86 \text{ м}^3.$$

где ρ – плотность трансформаторного масла, равная $0,88 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$.

Объем воды для средств пожаротушения:

$$V_{\text{ВОДЫ}} = I_{\text{П}} \cdot t \cdot (S_{\text{МП}} + S_{\text{БГ}}). \quad (79)$$

$$V_{\text{ВОДЫ}} = 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 \cdot (21,8 + 34,4) = 20,23 \text{ м}^3.$$

где $I_{\text{П}}$ – коэффициент интенсивности пожаротушения, равный согласно [22] $0,2 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с} \cdot \text{м}^2$;

t – время пожаротушения, равное 1800 с;

$S_{\text{БГ}}$ – площадь боковых поверхностей трансформатора, м^2 ;

$$S_{\text{БГ}} = 2 \cdot (A+B) \cdot H; \quad (80)$$

$$S_{\text{БГ}} = 2 \cdot (3,49 + 1,97) \cdot 3,15 = 34,4 \text{ м}^2,$$

Объем воздушного зазора:

$$V_{\text{ВЗ}} = S_{\text{МП}} \cdot h_{\text{ВЗ}}, \quad (81)$$

$$V_{\text{ВЗ}} = 21,8 \cdot 0,05 = 1,09 \text{ м}^3,$$

где $h_{\text{ВЗ}}$ – высота воздушного зазора, равный 0,05 м.

Объем слоя гравия:

$$V_{\text{ГР}} = S_{\text{МП}} \cdot h_{\text{ГР}}, \quad (82)$$

$$V_{\text{ГР}} = 21,8 \cdot 0,25 = 5,45 \text{ м}^3,$$

где $h_{\text{ГР}}$ – высота слоя гравия, равная 0,25 м.

Определим объем маслоприемника:

$$V_{\text{мп}} = V_{\text{тм}} + 0,8 \cdot V_{\text{воды}} + V_{\text{вз}} + V_{\text{гр}} . \quad (83)$$

$$V_{\text{мп}} = 3,86 + 0,8 \cdot 20,23 + 1,09 + 5,45 = 26,6 \text{ м}^3.$$

где $V_{\text{мп}}$ – объем маслоприемника;

$V_{\text{тм}}$ – объем масла;

$V_{\text{воды}}$ – объем воды;

$V_{\text{вз}}$ – объем воздушного зазора;

$V_{\text{гр}}$ – объем слоя гравия.

Определяем высоту маслоприёмника:

$$h_{\text{мп}} = h_{\text{мп(тм+H}_2\text{O)}} + h_{\text{вз}} + h_{\text{гр}}, \quad (84)$$

$$h_{\text{мп(тм+H}_2\text{O)}} = (V_{\text{тм}} + V_{\text{воды}} \cdot 0,8) / S_{\text{мп}}, \quad (85)$$

$$h_{\text{мп}} = ((3,86 + 20,23 \cdot 0,8) / 21,8) + 0,05 + 0,25 = 1,22 \text{ м}.$$

Вывод по расчёту: Высота маслоприемника $h_{\text{мп}} = 1,22 \text{ м}$, объем $V_{\text{мп}} = 26,6 \text{ м}^3$.

11.3 Чрезвычайные ситуации

Рассмотрим в качестве чрезвычайной ситуации пожар в маслonaполненном трансформаторе ПС «Евгеньевка».

Особенности развития пожаров трансформаторов зависят от места его возникновения. При коротком замыкании происходят взрывы, которые приводят к разрушению трансформаторов и растеканию горящего масла в результате воздействия электрической дуги на трансформаторное масло и разложения его на горючие газы.

ПС «Евгеньевка» снабжена надежной системой аварийной защиты и сигнализации, которая при возникновении пожаров на поврежденном оборудовании автоматически его отключает.

Рассмотрим порядок действий по тушению пожаров в трансформаторах ПС «Евгеньевка».

По заранее разработанной программе не реже одного раза в год весь начальствующий состав Западного структурного подразделения Приморских электрических сетей, привлекаемый к тушению пожаров на этих объектах, проходит специальный инструктаж под руководством инженерно-технического персонала Приморских электрических сетей.

Сообщение о пожаре в пожарную охрану, диспетчеру энергосистемы, руководству АО «ДРСК» - «Приморские ЭС» дежурным персоналом Западного структурного подразделения Приморских электрических сетей передаётся немедленно.

Угрозу электрооборудованию, установкам и конструкциям здания, находящимся в зоне пожара, место пожара и возможные пути его распространения определяет старший по смене Западного структурного подразделения Приморских электрических сетей. Старшим по смене проводится проверка включения автоматических установок пожаротушения, производятся действия по аварийному режиму, по мере возможности приступает к тушению пожара, выделяет представителя для встречи пожарных подразделений и до их прибытия руководит тушением пожара. Необходимые сведения о пожаре старшим по смене Западного структурного подразделения Приморских электрических сетей передаются старшему начальнику, возглавляющему пожарные подразделения по прибытии на пожар.

Тщательный инструктаж с личным составом пожарных подразделений и письменное разрешение на проведение работ по тушению пожара выдает старший из числа технического персонала или оперативной выездной бригады (ОВБ). На месте пожара представитель Западного структурного подразделения Приморских электрических сетей устанавливает и обозначает указателями зону, где могут проводить пожарные подразделения боевые действия по тушению.

В разрешении на проведение тушения пожара указывают наименование объекта (ПС), место проведения тушения пожара, какие установки разрешается тушить, обесточенные и не обесточенные электроустановки и кабели, места их

расположения и максимальное напряжение, а также дату, часы и минуты, когда выдано разрешение.

Во всех случаях по прибытии на пожар пожарных подразделений организуют штаб пожаротушения независимо от их количества, обязательно в состав штаба включают старшего представителя Западного структурного подразделения Приморских электрических сетей.

Все боевые действия подразделений в процессе тушения пожара проводятся по указаниям старших руководителей администрации или оперативно-выездной бригады. Несколько разведывательных групп в различных направлениях проводят разведку пожара на ПС «Евгеньевка». Целесообразно создавать группы разведки газодымозащитников в составе 4—5 чел. под руководством лиц начальствующего состава. Контрольно-пропускные пункты и резервные звенья образуют в обязательном порядке.

Постоянно следует поддерживать связь со старшим по смене Западного структурного подразделения Приморских электрических сетей. По возможности в разведке пожара выделяют какие стационарные системы целесообразно привести в действие, вероятность взрыва и дальнейшего растекания горючих жидкостей, участки, где действия пожарных и их пребывание невозможно, воздействия механизмов, которые способствуют распространению огня и продуктов сгорания, какие установки и аппараты будут опасны для пожарных в процессе тушения; наличие и горение жидкометаллического теплоносителя, а также опасных уровней радиации и какие меры безопасности необходимо соблюдать личному составу при тушении и др. Личному составу разрешается входить в помещения, где есть установки под высоким напряжением в ходе разведки разрешается только по согласованию с дежурным персоналом.

В помещениях главного пункта управления и релейных пунктов в процессе тушения необходимо проводить разведку.

При тушении пожаров на ПС «Евгеньевка» необходимо строго соблюдать требование, по которому электрооборудование считают под напряжением. Если информация об его отключении не указана в разрешении на проведение тушения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения работы решены следующие задачи в соответствии с разделами пояснительной записки:

- Дана характеристика района реконструкции электрических сетей Приморского края с центром питания подстанция Спасск для обоснования целесообразности реконструкции электрических сетей с учетом перспективных нагрузок;

- Проведен расчёт и анализ электрических нагрузок в соответствии с замерными данными по подстанциям;

- Разработаны варианты реконструкции электрической сети в спасском районе Приморского края, с учётом роста нагрузки на ПС Евгеньевка, установлен второй силовой трансформатор на ПС Евгеньевка;

- Выбран оптимальный вариант реконструкции электрической сети в спасском районе Приморского края, по которому подключение ПС Евгеньевка осуществляется отпайками по схеме РУВН 35-4Н «2 блока трансформатор-линия»;

- Рассчитаны токи короткого замыкания после реконструкции ПС Евгеньевка;

- Разработана однолинейная схема подстанции Евгеньевка, выбраны и проверены аппараты и оборудование на ПС Евгеньевка с учётом применения блоков высокой готовности на стороне 35 кВ и КРУН на стороне 10 кВ

- Разработка схема молниезащиты и заземления реконструируемой ПС Евгеньевка системой из двух молниеотводов;

- Выбраны и проверены устройства релейной защита и автоматики на основе микропроцессорных блоков «Сириус-Т»;

- Проведен расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов до и после реконструкции электрической сети, проведено регулирование напряжения по требованиям ПУЭ;

- Рассчитана инвестиционная привлекательность принятого варианта реконструкции ПС Евгеньевка. Себестоимость передачи электроэнергии при этом 0,72 руб/кВтч при тарифе 3,74 руб/кВтч, окупаемость – 6 лет.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Ананичева, С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / С.С. Ананичева, А.Л.Мызин, С.Н.Шелюг. – Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ – УПИ, 2005. – 52 с.
2. ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения [Электронный ресурс]. URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200104301>
3. ГОСТ 14209-85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки. [Электронный ресурс]. URL: <http://gostrf.com/normadata/1/4294837/4294837241.htm>
4. Схема и программа развития электроэнергетики Приморского края на 2018 – 2022 годы, 7.09.2016 [Электронный ресурс]. URL: <https://www.primorsky.ru/upload/iblock/2fd/2fddd144dfd04f741f8520de2b16918c.pdf>
5. Официальный сайт ТОР Михайловский [Электронный ресурс]. – URL: <https://prodagpk.ru/news-and-information-tor/86-residents-of-mikhaylovsky> – 13.06.2019 г.
6. Официальный сайт Администрации Спасского муниципального района [Электронный ресурс]. – URL: <http://spasskmr.ru/> – 13.06.2019 г.
7. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. :ЭНАС, 2012. – 376 с. : ил.
8. Порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии. Утвержден приказом Минэнерго России от 23 июня 2015 г. № 380.
9. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. СО 153-34.20.118-2003.

10. Официальный сайт Электротехнической компания «СлавЭнерго» [Электронный ресурс]. URL: http://slavenergo.ru/kondensatornaja_ustanovka_visokovoltnaja

11. Электротехнический справочник: В 4 т. Производство, передача и распределение электрической энергии. Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). - 8-е изд., испр. и доп. — М.: Издательство МЭИ, 2007. — 964 с.

12. Файбисович Д.Л., Карапетян И.Г. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 -1150 кВ. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2009. Ополева Г. Н. Схемы и ПС электроснабжения Москва, 2006 г.

13. Письмо заместителя министра Минстроя России №1408-ЛС/09 от 22.01.2019.

14. Постановление №72/4 от 26 декабря 2018г. Департамента по тарифам Приморского края «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям территориальных сетевых организаций, оказывающих указанные услуги, на территории Приморского края на 2019 год» «

15. Савина Н.В. Теория надежности в электроэнергетике: Учебное пособие. - Амурский гос. ун-т. 2007.

16. Китушин В.Г. Надежность энергетических систем Новосибирск: Изд-во НГТУ. - 2003. - 256с.

17. Уровень Инфляции в России// Уровень инфляции: URL: <https://bankirsha.com/uroven-inflyacii-v-rossiyskoy-federacii-po-godam.html> – 13.06.2019 г.

18. РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования». – Введ. 23.03.1998 г. – М.: Московский энергетический институт. – 131 с.

19. Официальный сайт УЭТМ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.uetm.ru/ru/katalog-produktsii/item/transformatorysilovyemaslyanye220kv/> – 26.05.2019 г.

20. Официальный сайт Таврида-электрик [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.tavrida.com/ter/solutions/> – 26.05.2019 г.
21. Рожкова, Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций/ Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. - М.: Энергоатомиздат, 2003. - 648 с.
22. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). 8-е изд. – М.: «Издательство НЦ ЭНАС», 2012. – 488 с.
23. Неклепаев, Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 2006. - 608 с.
24. Официальный сайт Самараэлектроцит [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://electroshield.ru/> – 26.05.2019 г.
25. СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций
26. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений. С.-П.: Издательство ПЭИПК, 1999.
27. Официальный сайт Радиус-автоматика [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.rza.ru/catalog/zashita-i-avtomatika-silovih-transformatorov-i-atotransfomatorov/sirius-t.php> – 26.05.2019 г.
28. Беляков Ю.П. Козлов А.Н. Мясоедов Ю.В. Релейная защита и автоматика электрических систем: Учебное пособие. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2004.– 132 с.
29. Официальный сайт Википедия [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ru.wikipedia.org/wiki/Mathcad>– 26.05.2019 г.
30. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. СТО 56947007- 29.240.30.010-2008.
31. Официальный сайт ДЭК [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.dvec.ru/dalsbyt/private_clients/tariffs/– 20.06.2019 г.
32. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. Утверждены приказом Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г.

33. Электротехнический справочник: В 4 т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). – 8-е изд., испр. и доп. – М.: Издательство МЭИ, 2002. – 964 с.

34. URL:http://www.coolreferat.com/Тушение_пожаров_на_электроустановках,_электростанциях_и_подстанциях (доступ от 6.06.2019).

Приложение А

Каталожные данные

Расчёт максимального режима до реконструкции

$r_{120} := 0.24$	$r_{70} := 0.42$	$r_{95} := 0.30$	$r_{300} := 0.09$
$x_{120} := 0.41$	$x_{70} := 0.43$	$x_{95} := 0.42$	$x_{300} := 0.4$
$U_I := 39 \text{ кВ}$	$i := \sqrt{-1}$		

Параметры схемы замещения

$z_{111} := (r_{300} + x_{300} \cdot i) \cdot 1.8$	$z_{111} = 0.179 + 0.787i \quad \text{Ом}$
$z_{1112} := (r_{300} + x_{300} \cdot i) \cdot 0.52$	$z_{1112} = 0.051 + 0.224i \quad \text{Ом}$
$z_{113} := (r_{95} + x_{95} \cdot i) \cdot 6.3$	$z_{113} = 1.928 + 2.652i \quad \text{Ом}$
$z_{1314} := (r_{95} + x_{95} \cdot i) \cdot 8.2$	$z_{1314} = 2.509 + 3.452i \quad \text{Ом}$
$z_{18} := (r_{120} + x_{120} \cdot i) \cdot 8.7$	$z_{18} = 2.174 + 3.614i \quad \text{Ом}$
$z_{89} := (r_{95} + x_{95} \cdot i) \cdot 12.2$	$z_{89} = 3.755 + 5.166i \quad \text{Ом}$
$z_{910} := (r_{95} + x_{95} \cdot i) \cdot 5.5$	$z_{910} = 1.683 + 2.316i \quad \text{Ом}$
$z_{12} := (r_{120} + x_{120} \cdot i) \cdot 8.5$	$z_{12} = 2.139 + 3.556i \quad \text{Ом}$
$z_{23} := (r_{120} + x_{120} \cdot i) \cdot 5.7$	$z_{23} = 1.419 + 2.36i \quad \text{Ом}$
$z_{24} := (r_{70} + x_{70} \cdot i) \cdot 15.62 + (r_{95} + x_{95} \cdot i) \cdot 11.5$	$z_{24} = 10.327 + 11.758i \quad \text{Ом}$
$z_{45} := (r_{95} + x_{95} \cdot i) \cdot 11.3$	$z_{45} = 3.479 + 4.787i \quad \text{Ом}$
$z_{56} := (r_{70} + x_{70} \cdot i) \cdot 11.1$	$z_{56} = 4.751 + 4.795i \quad \text{Ом}$
$z_{67} := (r_{120} + x_{120} \cdot i) \cdot 7.7$	$z_{67} = 1.917 + 3.188i \quad \text{Ом}$
$z_{115} := (r_{120} + x_{120} \cdot i) \cdot 3.3$	$z_{115} = 0.822 + 1.366i \quad \text{Ом}$
$z_{1516} := (r_{70} + x_{70} \cdot i) \cdot 10.8$	$z_{1516} = 4.622 + 4.666i \quad \text{Ом}$
$z_{1617} := (r_{95} + x_{95} \cdot i) \cdot 10.2$	$z_{1617} = 3.13 + 4.307i \quad \text{Ом}$
$z_{920} := (r_{70} + x_{70} \cdot i) \cdot 10.5$	$z_{920} = 4.494 + 4.536i \quad \text{Ом}$

Нагрузки

$S_3 := (1 + 0.4i)$	МВА	$S_{10} := (0.52 + 0.1i)$	МВА	$S_{17} := (0.99 + 0.3i)$	МВА
$S_4 := (0.57 + 0.19i)$	МВА	$S_{11} := (3.3 + 2.5i)$	МВА		
$S_5 := (2.6 + 0.73i)$	МВА	$S_{12} := (1.8 + 0.72i)$	МВА		
$S_6 := (0.52 + 0.13i)$	МВА	$S_{13} := (2.07 + 0.62i)$	МВА		
$S_7 := (0.15 + 0.05i)$	МВА	$S_{14} := (1.1 + 0.33i)$	МВА		
$S_8 := (3.36 + 0.94i)$	МВА	$S_{15} := (1.5 + 0.6i)$	МВА		
$S_9 := (0.76 + 0.22i)$	МВА	$S_{16} := (1.47 + 0.42i)$	МВА		

Трансформаторы

ПС АСБ ТМН-6300/35

$$U_{вн11} := 35 \text{ кВ}$$

$$\Delta P_{x11} := 9.2 \quad \Delta P_{k11} := 46.4 \text{ кВт}$$

$$U_{k11} := 7.5 \quad I_{x11} := 0.9$$

$$S_{ном11} := 6300 \text{ МВА}$$

$$R_{т11} := \frac{\Delta P_{k11} \cdot U_{вн11}^2 \cdot 10^3}{S_{ном11}^2} \quad R_{т11} = 1.435 \text{ Ом}$$

$$X_{т11} := \frac{U_{k11} \cdot U_{вн11}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{ном11}} \quad X_{т11} = 14.583 \text{ Ом}$$

$$\Delta Q_{x11} := \frac{I_{x11}}{100} \cdot S_{ном11} \quad \Delta Q_{x11} = 56.7 \text{ квар}$$

$$z_{т11} := R_{т11} + X_{т11}i \quad z_{т11} = 1.435 + 14.583i \text{ Ом}$$

$$\Delta S_{x11} := (\Delta P_{x11} + \Delta Q_{x11} \cdot i) \cdot 10^{-3} \quad \Delta S_{x11} = 0.009 + 0.057i \text{ МВА}$$

ПС Евгеньевка, Чкаловка, Хвалынка, Красный Кут, Вишневка ТМН-4000/35

$$U_{вн8} := 35 \text{ кВ}$$

$$\Delta P_{x8} := 6.7 \quad \Delta P_{k8} := 33.4 \text{ кВт}$$

$$U_{k8} := 7.5 \quad I_{x8} := 1$$

$$S_{ном8} := 4000 \text{ МВА}$$

$$R_{т8} := \frac{\Delta P_{k8} \cdot U_{вн8}^2 \cdot 10^3}{S_{ном8}^2} \quad R_{т8} = 2.565 \text{ Ом}$$

$$X_{T8} := \frac{U_{k8} \cdot U_{BH8}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{НОМ8}} \quad X_{T8} = 22.969 \quad \text{Ом}$$

$$\Delta Q_{x8} := \frac{I_{x8}}{100} \cdot S_{НОМ8} \quad \Delta Q_{x8} = 40 \quad \text{квар}$$

$$z_{T8} := R_{T8} + X_{T8}i \quad z_{T8} = 2.565 + 22.969i \quad \text{Ом}$$

$$\Delta S_{x8} := (\Delta P_{x8} + \Delta Q_{x8} \cdot i) \cdot 10^{-3} \quad \Delta S_{x8} = 0.007 + 0.04i \quad \text{MBA}$$

ПС Новосельская, Луговая, Александровка, Сташевка, Новорусановка ТМН-1600/35

$$U_{BH10} := 35 \quad \text{кВ}$$

$$\Delta P_{x10} := 5.1 \quad \Delta P_{k10} := 26 \quad \text{кВт}$$

$$U_{k10} := 6.5 \quad I_{x10} := 1.1$$

$$S_{НОМ10} := 1600 \quad \text{MBA}$$

$$R_{T10} := \frac{\Delta P_{k10} \cdot U_{BH10}^2 \cdot 10^3}{S_{НОМ10}^2} \quad R_{T10} = 12.441 \quad \text{Ом}$$

$$X_{T10} := \frac{U_{k10} \cdot U_{BH10}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{НОМ10}} \quad X_{T10} = 49.766 \quad \text{Ом}$$

$$\Delta Q_{x10} := \frac{I_{x10}}{100} \cdot S_{НОМ10} \quad \Delta Q_{x10} = 17.6 \quad \text{квар}$$

$$z_{T10} := R_{T10} + X_{T10}i \quad z_{T10} = 12.441 + 49.766i \quad \text{Ом}$$

$$\Delta S_{x10} := (\Delta P_{x10} + \Delta Q_{x10} \cdot i) \cdot 10^{-3} \quad \Delta S_{x10} = 0.005 + 0.018i \quad \text{MBA}$$

ПС ЗСМ ТМН-10000/35

$$U_{BH3} := 36.7 \quad \text{кВ}$$

$$\Delta P_{x3} := 14.4 \quad \Delta P_{k3} := 65 \quad \text{кВт}$$

$$U_{k3} := 7.5 \quad I_{x3} := 0.8$$

$$S_{НОМ3} := 10000 \quad \text{MBA}$$

$$R_{T3} := \frac{\Delta P_{k3} \cdot U_{BH3}^2 \cdot 10^3}{S_{НОМ3}^2} \quad R_{T3} = 0.878 \quad \text{Ом}$$

$$X_{T3} := \frac{U_{k3} \cdot U_{BH3}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{НОМ3}} \quad X_{T3} = 10.129 \quad \text{Ом}$$

$$\Delta Q_{x3} := \frac{I_{x3}}{100} \cdot S_{НОМ3} \quad \Delta Q_{x3} = 80 \quad \text{квар}$$

$$z_{T3} := R_{T3} + X_{T3}i \quad z_{T3} = 0.878 + 10.129i \quad \text{Ом}$$

$$\Delta S_{x3} := (\Delta P_{x3} + \Delta Q_{x3} \cdot i) \cdot 10^{-3} \quad \Delta S_{x3} = 0.015 + 0.08i \quad \text{MBA}$$

ПС СЦЗ, Межзаводская ТД-16000/35

$$U_{ВН15} := 38.4 \text{ кВ}$$

$$\Delta P_{x15} := 21 \quad \Delta P_{k15} := 90 \text{ кВт}$$

$$U_{k15} := 8 \quad I_{x15} := 0.6$$

$$S_{НОМ15} := 16000 \text{ МВА}$$

$$R_{Т15} := \frac{\Delta P_{k15} \cdot U_{ВН15}^2 \cdot 10^3}{S_{НОМ15}^2} \quad R_{Т15} = 0.521 \text{ Ом}$$

$$X_{Т15} := \frac{U_{k15} \cdot U_{ВН15}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{НОМ15}} \quad X_{Т15} = 7.411 \text{ Ом}$$

$$\Delta Q_{x15} := \frac{I_{x15}}{100} \cdot S_{НОМ15} \quad \Delta Q_{x15} = 96 \text{ квар}$$

$$z_{Т15} := R_{Т15} + X_{Т15}i \quad z_{Т15} = 0.521 + 7.411i \text{ Ом}$$

$$\Delta S_{x15} := (\Delta P_{x15} + \Delta Q_{x15} \cdot i) \cdot 10^{-3} \quad \Delta S_{x15} = 0.021 + 0.096i \text{ МВА}$$

ПС Заря ТМН-2500/35

$$U_{ВН17} := 35 \text{ кВ}$$

$$\Delta P_{x17} := 5.1 \quad \Delta P_{k17} := 26 \text{ кВт}$$

$$U_{k17} := 6.5 \quad I_{x17} := 1.1$$

$$S_{НОМ17} := 2500 \text{ МВА}$$

$$R_{Т17} := \frac{\Delta P_{k17} \cdot U_{ВН17}^2 \cdot 10^3}{S_{НОМ17}^2} \quad R_{Т17} = 5.096 \text{ Ом}$$

$$X_{Т17} := \frac{U_{k17} \cdot U_{ВН17}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{НОМ17}} \quad X_{Т17} = 31.85 \text{ Ом}$$

$$\Delta Q_{x17} := \frac{I_{x17}}{100} \cdot S_{НОМ17} \quad \Delta Q_{x17} = 27.5 \text{ квар}$$

$$z_{Т17} := R_{Т17} + X_{Т17}i \quad z_{Т17} = 5.096 + 31.85i \text{ Ом}$$

$$\Delta S_{x17} := (\Delta P_{x17} + \Delta Q_{x17} \cdot i) \cdot 10^{-3} \quad \Delta S_{x17} = 0.005 + 0.028i \text{ МВА}$$

Потери мощности в трансформаторах

$$\Delta S_3 := \frac{\operatorname{Re}(S_3)^2 + \operatorname{Im}(S_3)^2}{35^2} \cdot z_{Т3} \quad \Delta S_3 = 0.001 + 0.010i \text{ МВА}$$

$$\Delta S_4 := \frac{\operatorname{Re}(S_4)^2 + \operatorname{Im}(S_4)^2}{35^2} \cdot z_{Т4} \quad \Delta S_4 = 0.004 + 0.015i \text{ МВА}$$

$$\Delta S_5 := \frac{\operatorname{Re}(S_5)^2 + \operatorname{Im}(S_5)^2}{35^2} \cdot z_{Т5} \quad \Delta S_5 = 0.015 + 0.137i \text{ МВА}$$

$\Delta S_6 := \frac{\operatorname{Re}(S_6)^2 + \operatorname{Im}(S_6)^2}{35^2} \cdot Z_{T1C}$	$\Delta S_6 = 0.003 + 0.012i$	MBA
$\Delta S_7 := \frac{\operatorname{Re}(S_7)^2 + \operatorname{Im}(S_7)^2}{35^2} \cdot Z_{T1C}$	$\Delta S_7 = 0.000 + 0.001i$	MBA
$\Delta S_8 := \frac{\operatorname{Re}(S_8)^2 + \operatorname{Im}(S_8)^2}{35^2} \cdot Z_{T8}$	$\Delta S_8 = 0.025 + 0.228i$	MBA
$\Delta S_9 := \frac{\operatorname{Re}(S_9)^2 + \operatorname{Im}(S_9)^2}{35^2} \cdot Z_{T1C}$	$\Delta S_9 = 0.006 + 0.025i$	MBA
$\Delta S_{10} := \frac{\operatorname{Re}(S_{10})^2 + \operatorname{Im}(S_{10})^2}{35^2} \cdot Z_{T1C}$	$\Delta S_{10} = 0.003 + 0.011i$	MBA
$\Delta S_{11} := \frac{\operatorname{Re}(S_{11})^2 + \operatorname{Im}(S_{11})^2}{35^2} \cdot Z_{T11}$	$\Delta S_{11} = 0.02 + 0.204i$	MBA
$\Delta S_{12} := \frac{\operatorname{Re}(S_{12})^2 + \operatorname{Im}(S_{12})^2}{35^2} \cdot Z_{T15}$	$\Delta S_{12} = 0.002 + 0.023i$	MBA
$\Delta S_{13} := \frac{\operatorname{Re}(S_{13})^2 + \operatorname{Im}(S_{13})^2}{35^2} \cdot Z_{T8}$	$\Delta S_{13} = 0.01 + 0.088i$	MBA
$\Delta S_{14} := \frac{\operatorname{Re}(S_{14})^2 + \operatorname{Im}(S_{14})^2}{35^2} \cdot Z_{T8}$	$\Delta S_{14} = 0.003 + 0.025i$	MBA
$\Delta S_{15} := \frac{\operatorname{Re}(S_{15})^2 + \operatorname{Im}(S_{15})^2}{35^2} \cdot Z_{T15}$	$\Delta S_{15} = 0.001 + 0.016i$	MBA
$\Delta S_{16} := \frac{\operatorname{Re}(S_{16})^2 + \operatorname{Im}(S_{16})^2}{35^2} \cdot Z_{T8}$	$\Delta S_{16} = 0.005 + 0.044i$	MBA
$\Delta S_{17} := \frac{\operatorname{Re}(S_{17})^2 + \operatorname{Im}(S_{17})^2}{35^2} \cdot Z_{T17}$	$\Delta S_{17} = 0.004 + 0.028i$	MBA

Значения приведённой нагрузки

$S_3 := S_3 + (\Delta S_3 + \Delta S_{x3})$	$S_3 = 1.015 + 0.49i$	MBA	$\Delta S_3 + \Delta S_{x3} = 0.015 + 0.09i$
$S_4 := S_4 + (\Delta S_4 + \Delta S_{x10})$	$S_4 = 0.579 + 0.222i$	MBA	$\Delta S_4 + \Delta S_{x10} = 8.766 \times 10^{-3} + 0.032i$

$S_5 := S_5 + (\Delta S_5 + \Delta S_{x8})$	$S_5 = 2.622 + 0.907i$	MBA	$\Delta S_5 + \Delta S_{x8} = 0.022 + 0.177i$
$S_6 := S_6 + (\Delta S_6 + \Delta S_{x10})$	$S_6 = 0.528 + 0.159i$	MBA	$\Delta S_6 + \Delta S_{x10} = 0.008 + 0.029i$
$S_7 := S_7 + (\Delta S_7 + \Delta S_{x10})$	$S_7 = 0.155 + 0.069i$	MBA	$\Delta S_7 + \Delta S_{x10} = 0.005 + 0.019i$
$S_8 := S_8 + (\Delta S_8 + \Delta S_{x8})$	$S_8 = 3.392 + 1.208i$	MBA	$\Delta S_8 + \Delta S_{x8} = 0.032 + 0.268i$
$S_9 := S_9 + (\Delta S_9 + \Delta S_{x10})$	$S_9 = 0.771 + 0.263i$	MBA	$\Delta S_9 + \Delta S_{x10} = 0.011 + 0.043i$
$S_{10} := S_{10} + (\Delta S_{10} + \Delta S_{x10})$	$S_{10} = 0.528 + 0.129i$	MBA	$\Delta S_{10} + \Delta S_{x10} = 0.008 + 0.029i$
$S_{11} := S_{11} + (\Delta S_{11} + \Delta S_{x11})$	$S_{11} = 3.329 + 2.761i$	MBA	$\Delta S_{11} + \Delta S_{x11} = 0.029 + 0.261i$
$S_{12} := S_{12} + (\Delta S_{12} + \Delta S_{x15})$	$S_{12} = 1.823 + 0.839i$	MBA	$\Delta S_{12} + \Delta S_{x15} = 0.023 + 0.119i$
$S_{13} := S_{13} + (\Delta S_{13} + \Delta S_{x8})$	$S_{13} = 2.086 + 0.748i$	MBA	$\Delta S_{13} + \Delta S_{x8} = 0.016 + 0.128i$
$S_{14} := S_{14} + (\Delta S_{14} + \Delta S_{x8})$	$S_{14} = 1.109 + 0.395i$	MBA	$\Delta S_{14} + \Delta S_{x8} = 9.461 \times 10^{-3} + 0.065i$
$S_{15} := S_{15} + (\Delta S_{15} + \Delta S_{x15})$	$S_{15} = 1.522 + 0.712i$	MBA	$\Delta S_{15} + \Delta S_{x15} = 0.022 + 0.112i$
$S_{16} := S_{16} + (\Delta S_{16} + \Delta S_{x8})$	$S_{16} = 1.482 + 0.504i$	MBA	$\Delta S_{16} + \Delta S_{x8} = 0.012 + 0.084i$
$S_{17} := S_{17} + (\Delta S_{17} + \Delta S_{x17})$	$S_{17} = 1 + 0.355i$	MBA	$\Delta S_{17} + \Delta S_{x17} = 9.552 \times 10^{-3} + 0.055i$

Расчитываем потоки мощности 1-8-9-10

$$\Delta S_{910} := \frac{(\operatorname{Re}(S_{10})^2 + \operatorname{Im}(S_{10})^2)}{35^2} \cdot z_{910} \quad \Delta S_{910} = 0 + 0.001i \quad \text{MBA} \quad S_{10} = 0.528 + 0.129i$$

$$S_{910n} := S_{10} + \Delta S_{910} \quad S_{910n} = 0.528 + 0.13i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{910n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 8.974$$

$$\Delta S_{920} := \frac{(\operatorname{Re}(S_9)^2 + \operatorname{Im}(S_9)^2)}{35^2} \cdot z_{920} \quad \Delta S_{920} = 0.002 + 0.002i \quad \text{MBA}$$

$$S_{920n} := S_9 + \Delta S_{920} \quad S_{920n} = 0.774 + 0.265i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{920n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 13.496$$

$$S_{89k} := S_{910n} + S_{920n} \quad S_{89k} = 1.302 + 0.395i \quad \text{MBA} \quad S_9 = 0.771 + 0.263i$$

$$\Delta S_{89} := \frac{(\operatorname{Re}(S_{89k})^2 + \operatorname{Im}(S_{89k})^2)}{35^2} \cdot z_{89} \quad \Delta S_{89} = 0.006 + 0.008i \quad \text{MBA}$$

$$S_{89n} := S_{89k} + \Delta S_{89} \quad S_{89n} = 1.308 + 0.403i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{89n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 22.575$$

$$S_{18k} := S_{89n} + S_8$$

$$S_{18k} = 4.7 + 1.611i \quad \text{MBA}$$

$$S_8 = 3.392 + 1.208i$$

$$\Delta S_{18} := \frac{\left(\operatorname{Re}(S_{18k})^2 + \operatorname{Im}(S_{18k})^2 \right)}{35^2} \cdot z_{18}$$

$$\Delta S_{18} = 0.044 + 0.073i \quad \text{MBA}$$

$$S_{18n} := S_{18k} + \Delta S_{18}$$

$$S_{18n} = 4.744 + 1.684i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{18n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 83.038$$

Находим напряжения в узлах 35 кВ схемы сети 1-8-9-10

$$U_8 := U_1 - \frac{\overline{S_{18n}} \cdot z_{18}}{U_1}$$

$$|U_8| = 38.581 \quad \text{кВ}$$

$$U_9 := U_8 - \frac{\overline{S_{89n}} \cdot z_{89}}{U_8}$$

$$|U_9| = 38.4 \quad \text{кВ}$$

$$U_{10} := U_9 - \frac{\overline{S_{910n}} \cdot z_{910}}{U_9}$$

$$|U_{10}| = 38.369 \quad \text{кВ}$$

$$U_{20} := U_9 - \frac{\overline{S_{920n}} \cdot z_{920}}{U_9}$$

$$|U_{20}| = 38.278 \quad \text{кВ}$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС Евгеньевка пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U^8 := \frac{\operatorname{Re}(S_8 - \Delta S_{x8}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T8}) + \operatorname{Im}(S_8 - \Delta S_{x8}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T8})}{U_8}$$

$$\Delta U^8 = 0.921 + 0.008i \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{ннвн}} := U_8 - \Delta U^8 \quad |U_{\text{ннвн}}| = 37.661 \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{вн}} := 35 \quad U_{\text{нн}} := 11 \quad \text{кВ}$$

$$k_{\text{вн}} := \frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{нн}}} \quad k_{\text{вн}} = 3.182$$

$$k_{ВНЖ} := \frac{|U_{ННВН}|}{10.5} \quad k_{ВНЖ} = 3.587$$

$$n_{ВНЖ} := \left(\frac{k_{ВН}}{k_{ВНЖ}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad n_{ВНЖ} = -7.526$$

$$n_{ВН} := -6$$

$$U^8 := \frac{|U_{ННВН}| \cdot (1 + n_{ВН} \cdot 0.015)}{k_{ВН}} \quad U^8 = 10.77 \quad \text{кЕ} \quad \frac{|U_{ННВН}|}{k_{ВН}} = 11.836$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС Луговая
 пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U^9 := \frac{\operatorname{Re}(S_9 - \Delta S_{x10}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T10}) + \operatorname{Im}(S_9 - \Delta S_{x10}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T10})}{U_9}$$

$$\Delta U^9 = 0.566 + 0.007i \quad \text{кЕ}$$

$$U_{ННВН} := U_9 - \Delta U^9 \quad |U_{ННВН}| = 37.834 \quad \text{кЕ}$$

$$U_{ВН} := 35 \quad U_{НН} := 11 \quad \text{кЕ}$$

$$k_{ВН} := \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} \quad k_{ВН} = 3.182$$

$$k_{ВНЖ} := \frac{|U_{ННВН}|}{10.5} \quad k_{ВНЖ} = 3.603$$

$$n_{ВНЖ} := \left(\frac{k_{ВН}}{k_{ВНЖ}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad n_{ВНЖ} = -7.797$$

$$n_{ВН} := -6$$

$$U^9 := \frac{|U_{ННВН}| \cdot (1 + n_{ВН} \cdot 0.015)}{k_{ВН}} \quad U^9 = 10.82 \quad \text{кЕ} \quad \frac{|U_{ННВН}|}{k_{ВН}} = 11.891$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС Новосельская
 пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U^{10} := \frac{\operatorname{Re}(S_{10} - \Delta S_{x10}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T10}) + \operatorname{Im}(S_{10} - \Delta S_{x10}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T10})}{U_{10}}$$

$$\Delta U^{10} = 0.314 + 0.004i \quad \text{кЕ}$$

$$U_{ННВН} := U_{10} - \Delta U^{10} \quad |U_{ННВН}| = 38.055 \quad \text{кЕ}$$

$$U_{ВН} := 35 \quad U_{НН} := 11 \quad \text{кЕ}$$

$$k_{ВН} := \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} \quad k_{ВН} = 3.182$$

$$k_{ВНЖ} := \frac{|U_{ННВН}|}{10.5} \quad k_{ВНЖ} = 3.624$$

$$n_{ВНЖ} := \left(\frac{k_{ВН}}{k_{ВНЖ}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad n_{ВНЖ} = -8.139$$

$$n_{ВН} := -6$$

$$U'_{10} := \frac{|U_{\text{HNBH}}| \cdot (1 + \text{пвн} \cdot 0.015)}{k_{\text{BH}}} \quad U'_{10} = 10.88 \text{ кЕ} \quad \frac{|U_{\text{HNBH}}|}{k_{\text{BH}}} = 11.96$$

Расчитываем потоки мощности 1-11-12

$$\Delta S_{1112} := \frac{(\text{Re}(S_{12})^2 + \text{Im}(S_{12})^2)}{35^2} \cdot z_{1112} \quad \Delta S_{1112} = 0 + 0.001i \quad \text{MBA} \quad S_{12} = 1.823 + 0.839i$$

$$S_{1112n} := S_{12} + \Delta S_{1112} \quad S_{1112n} = 1.823 + 0.839i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{1112n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 33.103$$

$$S_{111k} := S_{1112n} + S_{11} \quad S_{111k} = 5.152 + 3.6i \quad \text{MBA} \quad S_{11} = 3.329 + 2.761i$$

$$\Delta S_{111} := \frac{(\text{Re}(S_{111k})^2 + \text{Im}(S_{111k})^2)}{35^2} \cdot z_{111} \quad \Delta S_{111} = 0.006 + 0.025i \quad \text{MBA}$$

$$S_{111n} := S_{111k} + \Delta S_{111} \quad S_{111n} = 5.158 + 3.626i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{111n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 103.999$$

Находим напряжения в узлах 35 кВ схемы сети 1-11-12

$$U_{11} := U_1 - \frac{\overline{S_{111n}} \cdot z_{111}}{U_1}$$

$$|U_{11}| = 38.903 \text{ кЕ}$$

$$U_{12} := U_{11} - \frac{\overline{S_{1112n}} \cdot z_{1112}}{U_{11}}$$

$$|U_{12}| = 38.896 \text{ кЕ}$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС АСБ
 пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U'_{11} := \frac{\text{Re}(S_{11} - \Delta S_{x11}) \cdot \text{Re}(z_{T11}) + \text{Im}(S_{11} - \Delta S_{x11}) \cdot \text{Im}(z_{T11})}{U_{11}}$$

$$\Delta U'_{11} = 1.136 + 0.003i \text{ кЕ}$$

$$U_{\text{HNBH}} := U_{11} - \Delta U'_{11} \quad |U_{\text{HNBH}}| = 37.767 \text{ кЕ}$$

$$U_{\text{BH}} := 35 \quad U_{\text{HH}} := 11 \text{ кЕ}$$

$$k_{\text{BH}} := \frac{U_{\text{BH}}}{U_{\text{HH}}} \quad k_{\text{BH}} = 3.182$$

$$k_{ВНЖ} := \frac{|U_{ННВН}|}{10.5} \quad k_{ВНЖ} = 3.597$$

$$n_{ВНЖ} := \left(\frac{k_{ВН}}{k_{ВНЖ}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad n_{ВНЖ} = -7.693$$

$$n_{ВН} := -6$$

$$U'_{11} := \frac{|U_{ННВН}| \cdot (1 + n_{ВН} \cdot 0.015)}{k_{ВН}} \quad U'_{11} = 10.8 \quad \text{кЕ} \quad \frac{|U_{ННВН}|}{k_{ВН}} = 11.87$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС СЦЗ
 пределы регулирования 2*2,5%

$$\Delta U'_{12} := \frac{\operatorname{Re}(S_{12} - \Delta S_{x15}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T15}) + \operatorname{Im}(S_{12} - \Delta S_{x15}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T15})}{U_{12}}$$

$$\Delta U'_{12} = 0.166 + 0i \quad \text{кЕ}$$

$$U_{ННВН} := U_{12} - \Delta U'_{12} \quad |U_{ННВН}| = 38.73 \quad \text{кЕ}$$

$$U_{ВН} := 38.5 \quad U_{НН} := 10.5 \quad \text{кЕ}$$

$$k_{ВН} := \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} \quad k_{ВН} = 3.667$$

$$k_{ВНЖ} := \frac{|U_{ННВН}|}{10.5} \quad k_{ВНЖ} = 3.689$$

$$n_{ВНЖ} := \left(\frac{k_{ВН}}{k_{ВНЖ}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.025} \quad n_{ВНЖ} = -0.238$$

$$n_{ВН} := 0$$

$$U'_{12} := \frac{|U_{ННВН}| \cdot (1 + n_{ВНЖ} \cdot 0.025)}{k_{ВН}} \quad U'_{12} = 10.56 \quad \text{кЕ} \quad \frac{|U_{ННВН}|}{k_{ВН}} = 10.563$$

Расчитываем потоки мощности 1-2-4-5-6-7

$$\Delta S_{67} := \frac{(\operatorname{Re}(S_7)^2 + \operatorname{Im}(S_7)^2)}{35^2} \cdot z_{67} \quad \Delta S_{67} = 0 + 0i \quad \text{MBA} \quad S_7 = 0.155 + 0.069i$$

$$S_{67n} := S_7 + \Delta S_{67} \quad S_{67n} = 0.155 + 0.069i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{67n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 2.803$$

$$S_{56k} := S_{67n} + S_6 \quad S_{56k} = 0.683 + 0.228i \quad \text{MBA} \quad S_6 = 0.528 + 0.159i$$

$$\Delta S_{56} := \frac{(\operatorname{Re}(S_{56k})^2 + \operatorname{Im}(S_{56k})^2)}{35^2} \cdot z_{56} \quad \Delta S_{56} = 0.002 + 0.002i \quad \text{MBA}$$

$$S_{56n} := S_{56k} + \Delta S_{56} \quad S_{56n} = 0.685 + 0.23i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{56n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 11.926$$

$$S_{45k} := S_{56n} + S_5$$

$$S_{45k} = 3.307 + 1.137i \quad \text{MBA}$$

$$S_5 = 2.622 + 0.907i$$

$$\Delta S_{45} := \frac{\left(\operatorname{Re}(S_{45k})^2 + \operatorname{Im}(S_{45k})^2 \right)}{35^2} \cdot z_{45}$$

$$\Delta S_{45} = 0.035 + 0.048i \quad \text{MBA}$$

$$S_{45n} := S_{45k} + \Delta S_{45}$$

$$S_{45n} = 3.342 + 1.185i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{45n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 58.491$$

$$S_{24k} := S_{45n} + S_4$$

$$S_{24k} = 3.921 + 1.407i \quad \text{MBA}$$

$$S_4 = 0.579 + 0.222i$$

$$\Delta S_{24} := \frac{\left(\operatorname{Re}(S_{24k})^2 + \operatorname{Im}(S_{24k})^2 \right)}{35^2} \cdot z_{24}$$

$$\Delta S_{24} = 0.146 + 0.167i \quad \text{MBA}$$

$$S_{24n} := S_{24k} + \Delta S_{24}$$

$$S_{24n} = 4.067 + 1.573i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{24n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 71.936$$

$$\Delta S_{23} := \frac{\left(\operatorname{Re}(S_3)^2 + \operatorname{Im}(S_3)^2 \right)}{35^2} \cdot z_{23}$$

$$\Delta S_{23} = 0.001 + 0.002i \quad \text{MBA}$$

$$S_3 = 1.015 + 0.49i$$

$$S_{23n} := S_3 + \Delta S_{23}$$

$$S_{23n} = 1.017 + 0.492i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{23n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 18.634$$

$$S_{12k} := S_{23n} + S_{24n}$$

$$S_{12k} = 5.084 + 2.065i \quad \text{MBA}$$

$$\Delta S_{12} := \frac{\left(\operatorname{Re}(S_{12k})^2 + \operatorname{Im}(S_{12k})^2 \right)}{35^2} \cdot z_{12}$$

$$\Delta S_{12} = 0.053 + 0.087i \quad \text{MBA}$$

$$S_{12n} := S_{12k} + \Delta S_{12}$$

$$S_{12n} = 5.137 + 2.153i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{12n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 91.872$$

Находим напряжения в узлах 35 кВ схемы сети 1-2-3-4-5-6-7

$$U_2 := U_1 - \frac{\overline{S_{12n}} \cdot z_{12}}{U_1}$$

$$|U_2| = 38.524 \text{ кВ}$$

$$U_3 := U_2 - \frac{\overline{S_{23n} \cdot z_{23}}}{U_2}$$

$$|U_3| = 38.456 \text{ кВ}$$

$$U_4 := U_2 - \frac{\overline{S_{24n} \cdot z_{24}}}{U_2}$$

$$|U_4| = 36.962 \text{ кВ}$$

$$U_5 := U_4 - \frac{\overline{S_{45n} \cdot z_{45}}}{U_4}$$

$$|U_5| = 36.496 \text{ кВ}$$

$$U_6 := U_5 - \frac{\overline{S_{56n} \cdot z_{56}}}{U_5}$$

$$|U_6| = 36.376 \text{ кВ}$$

$$U_7 := U_6 - \frac{\overline{S_{67n} \cdot z_{67}}}{U_6}$$

$$|U_7| = 36.362 \text{ кВ}$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС ЗСМ
 пределы регулирования 9*1,3%

$$\Delta U_3 := \frac{\operatorname{Re}(S_3 - \Delta S_{x3}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T3}) + \operatorname{Im}(S_3 - \Delta S_{x3}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T3})}{U_3}$$

$$\Delta U_3 = 0.131 + 0.001i \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ННВН}} := U_3 - \Delta U_3 \quad |U_{\text{ННВН}}| = 38.325 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ВН}} := 36.7; \quad U_{\text{НН}} := 10.5 \text{ кВ}$$

$$k_{\text{ВН}} := \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} \quad k_{\text{ВН}} = 3.5$$

$$k_{\text{ВНЖ}} := \frac{|U_{\text{ННВН}}|}{10.5} \quad k_{\text{ВНЖ}} = 3.65$$

$$p_{\text{ВНЖ}} := \left(\frac{k_{\text{ВН}}}{k_{\text{ВНЖ}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.013} \quad p_{\text{ВНЖ}} = -3.162$$

$$p_{\text{ВН}} := -3$$

$$U_3 := \frac{|U_{\text{ННВН}}| \cdot (1 + p_{\text{ВН}} \cdot 0.013)}{k_{\text{ВН}}} \quad U_3 = 10.52 \text{ кВ} \quad \frac{|U_{\text{ННВН}}|}{k_{\text{ВН}}} = 10.95$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС Александровка
 пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U^4 := \frac{\operatorname{Re}(S_4 - \Delta S_{x10}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T10}) + \operatorname{Im}(S_4 - \Delta S_{x10}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T10})}{U_4}$$

$$\Delta U^4 = 0.468 + 0.015i \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{ННВН}} := U_4 - \Delta U^4 \quad |U_{\text{ННВН}}| = 36.494 \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{ВН}} := 35 \quad U_{\text{НН}} := 11 \quad \text{кВ}$$

$$k_{\text{ВН}} := \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} \quad k_{\text{ВН}} = 3.182$$

$$k_{\text{ВНЖ}} := \frac{|U_{\text{ННВН}}|}{10.5} \quad k_{\text{ВНЖ}} = 3.476$$

$$p_{\text{ВНЖ}} := \left(\frac{k_{\text{ВН}}}{k_{\text{ВНЖ}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad p_{\text{ВНЖ}} = -5.636$$

$$p_{\text{ВН}} := -5$$

$$U^4 := \frac{|U_{\text{ННВН}}| \cdot (1 + p_{\text{ВН}} \cdot 0.015)}{k_{\text{ВН}}} \quad U^4 = 10.61 \quad \text{кВ} \quad \frac{|U_{\text{ННВН}}|}{k_{\text{ВН}}} = 11.47$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС Чкаловка
 пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U^5 := \frac{\operatorname{Re}(S_5 - \Delta S_{x8}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T8}) + \operatorname{Im}(S_5 - \Delta S_{x8}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T8})}{U_5}$$

$$\Delta U^5 = 0.729 + 0.029i \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{ННВН}} := U_5 - \Delta U^5 \quad |U_{\text{ННВН}}| = 35.769 \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{ВН}} := 35 \quad U_{\text{НН}} := 11 \quad \text{кВ}$$

$$k_{\text{ВН}} := \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} \quad k_{\text{ВН}} = 3.182$$

$$k_{\text{ВНЖ}} := \frac{|U_{\text{ННВН}}|}{10.5} \quad k_{\text{ВНЖ}} = 3.407$$

$$p_{\text{ВНЖ}} := \left(\frac{k_{\text{ВН}}}{k_{\text{ВНЖ}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad p_{\text{ВНЖ}} = -4.398$$

$$p_{\text{ВН}} := -4$$

$$U^5 := \frac{|U_{\text{ННВН}}| \cdot (1 + p_{\text{ВН}} \cdot 0.015)}{k_{\text{ВН}}} \quad U^5 = 10.57 \quad \text{кВ} \quad \frac{|U_{\text{ННВН}}|}{k_{\text{ВН}}} = 11.242$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС Сташевка
 пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U^6 := \frac{\operatorname{Re}(S_6 - \Delta S_{x10}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T10}) + \operatorname{Im}(S_6 - \Delta S_{x10}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T10})}{U_6}$$

$$\Delta U^6 = 0.372 + 0.016i \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{ннвн}} := U_6 - \Delta U^6 \quad |U_{\text{ннвн}}| = 36.005 \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{вн}} := 35 \quad U_{\text{нн}} := 11 \quad \text{кВ}$$

$$k_{\text{вн}} := \frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{нн}}} \quad k_{\text{вн}} = 3.182$$

$$k_{\text{внж}} := \frac{|U_{\text{ннвн}}|}{10.5} \quad k_{\text{внж}} = 3.429$$

$$p_{\text{внж}} := \left(\frac{k_{\text{вн}}}{k_{\text{внж}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad p_{\text{внж}} = -4.806$$

$$p_{\text{вн}} := -5$$

$$U^6 := \frac{|U_{\text{ннвн}}| \cdot (1 + p_{\text{вн}} \cdot 0.015)}{k_{\text{вн}}} \quad U^6 = 10.47 \quad \text{кВ} \quad \frac{|U_{\text{ннвн}}|}{k_{\text{вн}}} = 11.316$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС Новорусановка пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U^7 := \frac{\operatorname{Re}(S_7 - \Delta S \times 10) \cdot \operatorname{Re}(z_{T10}) + \operatorname{Im}(S_7 - \Delta S \times 10) \cdot \operatorname{Im}(z_{T10})}{U_7}$$

$$\Delta U^7 = 0.121 + 0.005i \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{ннвн}} := U_7 - \Delta U^7 \quad |U_{\text{ннвн}}| = 36.241 \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{вн}} := 35 \quad U_{\text{нн}} := 11 \quad \text{кВ}$$

$$k_{\text{вн}} := \frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{нн}}} \quad k_{\text{вн}} = 3.182$$

$$k_{\text{внж}} := \frac{|U_{\text{ннвн}}|}{10.5} \quad k_{\text{внж}} = 3.452$$

$$p_{\text{внж}} := \left(\frac{k_{\text{вн}}}{k_{\text{внж}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad p_{\text{внж}} = -5.21$$

$$p_{\text{вн}} := -5$$

$$U^7 := \frac{|U_{\text{ннвн}}| \cdot (1 + p_{\text{вн}} \cdot 0.015)}{k_{\text{вн}}} \quad U^7 = 10.54 \quad \text{кВ} \quad \frac{|U_{\text{ннвн}}|}{k_{\text{вн}}} = 11.39$$

Расчитываем потоки мощности 1-15-16-17

$$\Delta S_{1617} := \frac{(\operatorname{Re}(S_{17})^2 + \operatorname{Im}(S_{17})^2)}{35^2} \cdot z_{1617} \quad \Delta S_{1617} = 0.003 + 0.004i \text{ МВА} \quad S_{17} = 1 + 0.355i$$

$$S_{1617n} := S_{17} + \Delta S_{1617} \quad S_{1617n} = 1.002 + 0.359i \text{ МВА}$$

$$\frac{|S_{1617n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 17.566$$

$$S_{1516k} := S_{1617n} + S_{16} \quad S_{1516k} = 2.484 + 0.863i \text{ МВА} \quad S_{16} = 1.482 + 0.504i$$

$$\Delta S_{1516} := \frac{\left(\operatorname{Re}(S_{1516k})^2 + \operatorname{Im}(S_{1516k})^2\right)}{35^2} \cdot z_{1516} \quad \Delta S_{1516} = 0.026 + 0.026i \quad \text{MBA}$$

$$S_{1516n} := S_{1516k} + \Delta S_{1516} \quad S_{1516n} = 2.51 + 0.889i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{1516n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 43.929$$

$$S_{115k} := S_{1516n} + S_{15}$$

$$S_{115k} = 4.032 + 1.601i \quad \text{MBA}$$

$$S_{15} = 1.522 + 0.712i$$

$$\Delta S_{115} := \frac{\left(\operatorname{Re}(S_{115k})^2 + \operatorname{Im}(S_{115k})^2\right)}{35^2} \cdot z_{115} \quad \Delta S_{115} = 0.013 + 0.021i \quad \text{MBA}$$

$$S_{115n} := S_{115k} + \Delta S_{115} \quad S_{115n} = 4.045 + 1.622i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{115n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 71.889$$

Находим напряжения в узлах 35 кВ схемы сети 1-15-16-17

$$U_{15} := U_1 - \frac{\overline{S_{115n}} \cdot z_{115}}{U_1}$$

$$|U_{15}| = 38.858 \text{ кВ}$$

$$U_{16} := U_{15} - \frac{\overline{S_{1516n}} \cdot z_{1516}}{U_{15}}$$

$$|U_{16}| = 38.453 \text{ кВ}$$

$$U_{17} := U_{16} - \frac{\overline{S_{1617n}} \cdot z_{1617}}{U_{16}}$$

$$|U_{17}| = 38.331 \text{ кВ}$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС Межзаводская
пределы регулирования 2*2,5%

$$\Delta U'_{15} := \frac{\operatorname{Re}(S_{15} - \Delta S_{x15}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T15}) + \operatorname{Im}(S_{15} - \Delta S_{x15}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T15})}{U_{15}}$$

$$\Delta U'_{15} = 0.138 + 0i \quad \text{кВ}$$

$$U_{ннвн} := U_{15} - \Delta U'_{15} \quad |U_{ннвн}| = 38.721 \quad \text{кВ}$$

$$U_{вн} := 38.5 \quad U_{нн} := 10.5 \quad \text{кВ}$$

$$k_{ВН} := \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} \quad k_{ВН} = 3.667$$

$$k_{ВНЖ} := \frac{|U_{ННВН}|}{10.5} \quad k_{ВНЖ} = 3.688$$

$$п_{ВНЖ} := \left(\frac{k_{ВН}}{k_{ВНЖ}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.025} \quad п_{ВНЖ} = -0.228$$

$$п_{ВН} := 0$$

$$U'15 := \frac{|U_{ННВН}| \cdot (1 + п_{ВН} \cdot 0.025)}{k_{ВН}} \quad U'15 = 10.56 \text{ кЕ} \quad \frac{|U_{ННВН}|}{k_{ВН}} = 10.56$$

Определим номер отпайки ПБВ двухмоточного трансформатора ПС Хвалынка
 пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U'16 := \frac{\operatorname{Re}(S_{16} - \Delta S_{x8}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T8}) + \operatorname{Im}(S_{16} - \Delta S_{x8}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T8})}{U16}$$

$$\Delta U'16 = 0.375 + 0.003i \text{ кЕ}$$

$$U_{ННВН} := U16 - \Delta U'16 \quad |U_{ННВН}| = 38.078 \text{ кЕ}$$

$$U_{ВН} := 35 \quad U_{НН} := 11 \text{ кЕ}$$

$$k_{ВН} := \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} \quad k_{ВН} = 3.182$$

$$k_{ВНЖ} := \frac{|U_{ННВН}|}{10.5} \quad k_{ВНЖ} = 3.626$$

$$п_{ВНЖ} := \left(\frac{k_{ВН}}{k_{ВНЖ}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad п_{ВНЖ} = -8.174$$

$$п_{ВН} := -6$$

$$U'16 := \frac{|U_{ННВН}| \cdot (1 + п_{ВН} \cdot 0.015)}{k_{ВН}} \quad U'16 = 10.89 \text{ кЕ} \quad \frac{|U_{ННВН}|}{k_{ВН}} = 11.967$$

Определим номер отпайки ПБВ двухмоточного трансформатора ПС Заря
 пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U'17 := \frac{\operatorname{Re}(S_{17} - \Delta S_{x17}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T17}) + \operatorname{Im}(S_{17} - \Delta S_{x17}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T17})}{U17}$$

$$\Delta U'17 = 0.405 + 0.004i \text{ кЕ}$$

$$U_{ННВН} := U17 - \Delta U'17 \quad |U_{ННВН}| = 37.927 \text{ кЕ}$$

$$U_{ВН} := 35 \quad U_{НН} := 11 \text{ кЕ}$$

$$k_{ВН} := \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} \quad k_{ВН} = 3.182$$

$$k_{ВНЖ} := \frac{|U_{ННВН}|}{10.5} \quad k_{ВНЖ} = 3.612$$

$$пвнж := \left(\frac{k_{ВН}}{k_{ВНЖ}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad пвнж = -7.941$$

$$пвн := -6$$

$$U'17 := \frac{|U_{ННВН}| \cdot (1 + пвн \cdot 0.015)}{k_{ВН}} \quad U'17 = 10.85 \text{ кЕ} \quad \frac{|U_{ННВН}|}{k_{ВН}} = 11.92$$

Расчитываем потоки мощности 1-13-14

$$\Delta S_{1314} := \frac{\left(\operatorname{Re}(S_{14})^2 + \operatorname{Im}(S_{14})^2 \right)}{35^2} \cdot z_{1314} \quad \Delta S_{1314} = 0.003 + 0.004i \quad \text{MVA}$$

$$S_{1314n} := S_{14} + \Delta S_{1314} \quad S_{1314n} = 1.112 + 0.399i \quad \text{MVA}$$

$$\frac{|S_{1314n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 19.491$$

$$S_{14} = 1.109 + 0.395i$$

$$S_{113k} := S_{1314n} + S_{13} \quad S_{113k} = 3.199 + 1.146i \quad \text{MVA}$$

$$\Delta S_{113} := \frac{\left(\operatorname{Re}(S_{113k})^2 + \operatorname{Im}(S_{113k})^2 \right)}{35^2} \cdot z_{113} \quad \Delta S_{113} = 0.018 + 0.025i \quad \text{MVA} \quad S_{13} = 2.086 + 0.748i$$

$$S_{113n} := S_{113k} + \Delta S_{113} \quad S_{113n} = 3.217 + 1.171i \quad \text{MVA}$$

$$\frac{|S_{113n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 56.473$$

Находим напряжения в узлах 35 кВ схемы сети 1-13-14

$$U_{13} := U_1 - \frac{\overline{S_{113n}} \cdot z_{113}}{\overline{U_1}}$$

$$|U_{13}| = 38.762 \text{ кЕ}$$

$$U_{14} := U_{13} - \frac{\overline{S_{1314n}} \cdot z_{1314}}{\overline{U_{13}}}$$

$$|U_{14}| = 38.654 \text{ кЕ}$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС Красный кут
 пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U'13 := \frac{\operatorname{Re}(S_{13} - \Delta S_{x8}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T8}) + \operatorname{Im}(S_{13} - \Delta S_{x8}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T8})}{U13}$$

$$\Delta U'13 = 0.557 + 0.002i \text{ кЕ}$$

$$U_{\text{ннвн}} := U13 - \Delta U'13 \quad |U_{\text{ннвн}}| = 38.205 \text{ кЕ}$$

Каталожные данные

$$U_{\text{вн}} := 35 \quad U_{\text{нн}} := 11 \text{ кЕ} \quad \Delta C = 95$$

$$k_{\text{вн}} := \frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{нн}}} \quad k_{\text{вн}} = 3.182$$

$$k_{\text{внж}} := \frac{|U_{\text{ннвн}}|}{10.5} \quad k_{\text{внж}} = 3.639$$

$$p_{\text{внж}} := \left(\frac{k_{\text{вн}}}{k_{\text{внж}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad p_{\text{внж}} = -8.368$$

$$p_{\text{вн}} := -6$$

$$U'13 := \frac{|U_{\text{ннвн}}| \cdot (1 + p_{\text{вн}} \cdot 0.015)}{k_{\text{вн}}} \quad U'13 = 10.93 \text{ кЕ} \quad \frac{|U_{\text{ннвн}}|}{k_{\text{вн}}} = 12.007$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС Вишневка
 пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U'14 := \frac{\operatorname{Re}(S_{14} - \Delta S_{x8}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T8}) + \operatorname{Im}(S_{14} - \Delta S_{x8}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T8})}{U14}$$

$$\Delta U'14 = 0.284 + 0.002i \text{ кЕ}$$

$$U_{\text{ннвн}} := U14 - \Delta U'14 \quad |U_{\text{ннвн}}| = 38.37 \text{ кЕ}$$

$$U_{\text{вн}} := 35 \quad U_{\text{нн}} := 11 \text{ кЕ}$$

$$k_{\text{вн}} := \frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{нн}}} \quad k_{\text{вн}} = 3.182$$

$$k_{\text{внж}} := \frac{|U_{\text{ннвн}}|}{10.5} \quad k_{\text{внж}} = 3.654$$

$$p_{\text{внж}} := \left(\frac{k_{\text{вн}}}{k_{\text{внж}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad p_{\text{внж}} = -8.62$$

$$p_{\text{вн}} := -6$$

$$U'14 := \frac{|U_{\text{ннвн}}| \cdot (1 + p_{\text{вн}} \cdot 0.015)}{k_{\text{вн}}} \quad U'14 = 10.97 \text{ кЕ} \quad \frac{|U_{\text{ннвн}}|}{k_{\text{вн}}} = 12.059$$

итого потери активной мощности, МВт

$$\operatorname{Re} \left(\begin{aligned} &\Delta S_{920} + \Delta S_{89} + \Delta S_{18} + \Delta S_{1112} + \Delta S_{111} + \Delta S_{67} + \Delta S_{56} + \Delta S_{45} + \Delta S_{24} + \Delta S_{23} \dots \\ &+ \Delta S_{12} + \Delta S_{1617} + \Delta S_{1516} + \Delta S_{115} + \Delta S_{1314} + \Delta S_{113} \dots \\ &+ \Delta S_3 + \Delta S_{x3} + \Delta S_4 + \Delta S_{x10} + \Delta S_5 + \Delta S_{x8} + \Delta S_6 + \Delta S_{x10} + \Delta S_7 + \Delta S_{x10} + \Delta S_8 + \Delta S_{x8} \dots \\ &+ \Delta S_9 + \Delta S_{x10} + \Delta S_{10} + \Delta S_{x10} + \Delta S_{11} + \Delta S_{x11} + \Delta S_{12} + \Delta S_{x15} + \Delta S_{13} + \Delta S_{x8} + \Delta S_{14} + \Delta S_{x8} \dots \\ &+ \Delta S_{15} + \Delta S_{x15} + \Delta S_{16} + \Delta S_{x8} + \Delta S_{17} + \Delta S_{x17} \end{aligned} \right) = 0.641$$

Приложение Б

Расчёт максимального режима по варианту

1

AC – 30С

$$\begin{aligned}
 r_{120} &:= 0.24 & r_{70} &:= 0.42 & r_{95} &:= 0.30 & r_{300} &:= 0.09 \\
 x_{120} &:= 0.41 & x_{70} &:= 0.43 & x_{95} &:= 0.42 & x_{300} &:= 0.4 \\
 U_1 &:= 39 \text{ кВ} & i &:= \sqrt{-1}
 \end{aligned}$$

Параметры схемы замещения

$z_{111} := (r_{300} + x_{300} \cdot i) \cdot 1.8$	$z_{111} = 0.179 + 0.787i$	OM
$z_{1112} := (r_{300} + x_{300} \cdot i) \cdot 0.5$	$z_{1112} = 0.051 + 0.224i$	OM
$z_{113} := (r_{95} + x_{95} \cdot i) \cdot 6.3$	$z_{113} = 1.928 + 2.652i$	OM
$z_{1314} := (r_{95} + x_{95} \cdot i) \cdot 8.2$	$z_{1314} = 2.509 + 3.452i$	OM
$z_{18} := (r_{120} + x_{120} \cdot i) \cdot 8.7$	$z_{18} = 2.174 + 3.614i$	OM
$z_{89} := (r_{95} + x_{95} \cdot i) \cdot 12.2$	$z_{89} = 3.755 + 5.166i$	OM
$z_{910} := (r_{95} + x_{95} \cdot i) \cdot 5.5$	$z_{910} = 1.683 + 2.316i$	OM
$z_{12} := (r_{120} + x_{120} \cdot i) \cdot 8.5$	$z_{12} = 2.139 + 3.556i$	OM
$z_{23} := (r_{120} + x_{120} \cdot i) \cdot 5.7$	$z_{23} = 1.419 + 2.36i$	OM
$z_{221} := (r_{70} + x_{70} \cdot i) \cdot 6.3$	$z_{221} = 2.718 + 2.743i$	OM
$z_{214} := (r_{70} + x_{70} \cdot i) \cdot 9.27 + (r_{95} + x_{95} \cdot i) \cdot 11.9$	$z_{214} = 7.609 + 9.015i$	OM
$z_{45} := (r_{95} + x_{95} \cdot i) \cdot 11.3$	$z_{45} = 3.479 + 4.787i$	OM
$z_{56} := (r_{70} + x_{70} \cdot i) \cdot 11.1$	$z_{56} = 4.751 + 4.795i$	OM
$z_{67} := (r_{120} + x_{120} \cdot i) \cdot 7.7$	$z_{67} = 1.917 + 3.188i$	OM
$z_{115} := (r_{120} + x_{120} \cdot i) \cdot 3.3$	$z_{115} = 0.822 + 1.366i$	OM
$z_{1516} := (r_{70} + x_{70} \cdot i) \cdot 10.8$	$z_{1516} = 4.622 + 4.666i$	OM
$z_{1617} := (r_{95} + x_{95} \cdot i) \cdot 10.2$	$z_{1617} = 3.13 + 4.307i$	OM
$z_{920} := (r_{70} + x_{70} \cdot i) \cdot 10.9$	$z_{920} = 4.494 + 4.536i$	OM

Нагрузки

$S_3 := (2.58 + 1.03i)$	MBA	$S_{10} := (0.62 + 0.13i)$	MBA	$S_{17} := (1.21 + 0.38i)$	MBA
$S_4 := (0.79 + 0.28i)$	MBA	$S_{11} := (4.57 + 1.76i)$	MBA	$S_{21} := (2.58 + 0.82i)$	MBA
$S_5 := (3.09 + 0.9i)$	MBA	$S_{12} := (2.45 + 0.98i)$	MBA		
$S_6 := (0.57 + 0.14i)$	MBA	$S_{13} := (2.53 + 0.79i)$	MBA		
$S_7 := (0.21 + 0.07i)$	MBA	$S_{14} := (1.44 + 0.46i)$	MBA		
$S_8 := (2.58 + 0.82i)$	MBA	$S_{15} := (3.42 + 1.37i)$	MBA		
$S_9 := (1.25 + 0.41i)$	MBA	$S_{16} := (1.78 + 0.53i)$	MBA		

Трансформаторы

ПС АСБ ТМН-6300/35

$$U_{ВН11} := 35 \text{ кВ}$$

$$\Delta P_{X11} := 9.2 \quad \Delta P_{K11} := 46.4 \text{ кВт}$$

$$U_{K11} := 7.5 \quad I_{X11} := 0.9$$

$$S_{НОМ11} := 6300 \text{ МВА}$$

$$R_{Т11} := \frac{\Delta P_{K11} \cdot U_{ВН11}^2 \cdot 10^3}{S_{НОМ11}^2} \quad R_{Т11} = 1.435 \text{ Ом}$$

$$X_{Т11} := \frac{U_{K11} \cdot U_{ВН11}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{НОМ11}} \quad X_{Т11} = 14.583 \text{ Ом}$$

$$\Delta Q_{X11} := \frac{I_{X11}}{100} \cdot S_{НОМ11} \quad \Delta Q_{X11} = 56.7 \text{ квар}$$

$$z_{Т11} := R_{Т11} + X_{Т11}i \quad z_{Т11} = 1.435 + 14.583i \text{ Ом}$$

$$\Delta S_{X11} := (\Delta P_{X11} + \Delta Q_{X11} \cdot i) \cdot 10^{-3} \quad \Delta S_{X11} = 0.009 + 0.057i \text{ МВА}$$

ПС Евгеньевка, Чкаловка, Хвалынка, Красный Кут, Вишневка ТМН-4000/35

$$U_{ВН8} := 35 \text{ кВ}$$

$$\Delta P_{X8} := 6.7 \quad \Delta P_{K8} := 33.4 \text{ кВт}$$

$$U_{K8} := 7.5 \quad I_{X8} := 1$$

$$S_{НОМ8} := 4000 \text{ МВА}$$

$$R_{Т8} := \frac{\Delta P_{K8} \cdot U_{ВН8}^2 \cdot 10^3}{S_{НОМ8}^2} \quad R_{Т8} = 2.565 \text{ Ом}$$

$$X_{T8} := \frac{U_{k8} \cdot U_{BH8}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{НОМ8}} \quad X_{T8} = 22.969 \quad \text{Ом}$$

$$\Delta Q_{x8} := \frac{I_{x8}}{100} \cdot S_{НОМ8} \quad \Delta Q_{x8} = 40 \quad \text{квар}$$

$$z_{T8} := R_{T8} + X_{T8}i \quad z_{T8} = 2.565 + 22.969i \quad \text{Ом}$$

$$\Delta S_{x8} := (\Delta P_{x8} + \Delta Q_{x8} \cdot i) \cdot 10^{-3} \quad \Delta S_{x8} = 0.007 + 0.04i \quad \text{MBA}$$

ПС Новосельская, Луговая ТМН-1600/35

$$U_{BH10} := 35 \quad \text{кВ}$$

$$\Delta P_{x10} := 5.1 \quad \Delta P_{k10} := 26 \quad \text{кВт}$$

$$U_{k10} := 6.5 \quad I_{x10} := 1.1$$

$$S_{НОМ10} := 1600 \quad \text{MBA}$$

$$R_{T10} := \frac{\Delta P_{k10} \cdot U_{BH10}^2 \cdot 10^3}{S_{НОМ10}^2} \quad R_{T10} = 12.441 \quad \text{Ом}$$

$$X_{T10} := \frac{U_{k10} \cdot U_{BH10}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{НОМ10}} \quad X_{T10} = 49.766 \quad \text{Ом}$$

$$\Delta Q_{x10} := \frac{I_{x10}}{100} \cdot S_{НОМ10} \quad \Delta Q_{x10} = 17.6 \quad \text{квар}$$

$$z_{T10} := R_{T10} + X_{T10}i \quad z_{T10} = 12.441 + 49.766i \quad \text{Ом}$$

$$\Delta S_{x10} := (\Delta P_{x10} + \Delta Q_{x10} \cdot i) \cdot 10^{-3} \quad \Delta S_{x10} = 0.005 + 0.018i \quad \text{MBA}$$

ПС ЗСМ ТМН-10000/35

$$U_{BH3} := 36.7 \quad \text{кВ}$$

$$\Delta P_{x3} := 14.4 \quad \Delta P_{k3} := 65 \quad \text{кВт}$$

$$U_{k3} := 7.5 \quad I_{x3} := 0.8$$

$$S_{НОМ3} := 10000 \quad \text{MBA}$$

$$R_{T3} := \frac{\Delta P_{k3} \cdot U_{BH3}^2 \cdot 10^3}{S_{НОМ3}^2} \quad R_{T3} = 0.878 \quad \text{Ом}$$

$$X_{T3} := \frac{U_{k3} \cdot U_{BH3}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{НОМ3}} \quad X_{T3} = 10.129 \quad \text{Ом}$$

$$\Delta Q_{x3} := \frac{I_{x3}}{100} \cdot S_{НОМ3} \quad \Delta Q_{x3} = 80 \quad \text{квар}$$

$$z_{T3} := R_{T3} + X_{T3}i \quad z_{T3} = 0.878 + 10.129i \quad \text{Ом}$$

$$\Delta S_{x3} := (\Delta P_{x3} + \Delta Q_{x3} \cdot i) \cdot 10^{-3} \quad \Delta S_{x3} = 0.015 + 0.08i \quad \text{MBA}$$

ПС СЦЗ, Межзаводская ТД-16000/35

$$U_{BH15} := 38.4 \text{ кВ}$$

$$\Delta P_{x15} := 21 \quad \Delta P_{k15} := 90 \text{ кВт}$$

$$U_{k15} := 8 \quad I_{x15} := 0.6$$

$$S_{НОМ15} := 1600 \text{ МВА}$$

$$R_{T15} := \frac{\Delta P_{k15} \cdot U_{BH15}^2 \cdot 10^3}{S_{НОМ15}^2} \quad R_{T15} = 0.521 \text{ Ом}$$

$$X_{T15} := \frac{U_{k15} \cdot U_{BH15}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{НОМ15}} \quad X_{T15} = 7.411 \text{ Ом}$$

$$\Delta Q_{x15} := \frac{I_{x15}}{100} \cdot S_{НОМ15} \quad \Delta Q_{x15} = 96 \text{ квар}$$

$$z_{T15} := R_{T15} + X_{T15}i \quad z_{T15} = 0.521 + 7.411i \text{ Ом}$$

$$\Delta S_{x15} := (\Delta P_{x15} + \Delta Q_{x15} \cdot i) \cdot 10^{-3} \quad \Delta S_{x15} = 0.021 + 0.096i \text{ МВА}$$

ПС Заря ТМН-2500/35

$$U_{BH17} := 35 \text{ кВ}$$

$$\Delta P_{x17} := 5.1 \quad \Delta P_{k17} := 26 \text{ кВт}$$

$$U_{k17} := 6.5 \quad I_{x17} := 1.1$$

$$S_{НОМ17} := 250 \text{ МВА}$$

$$R_{T17} := \frac{\Delta P_{k17} \cdot U_{BH17}^2 \cdot 10^3}{S_{НОМ17}^2} \quad R_{T17} = 5.096 \text{ Ом}$$

$$X_{T17} := \frac{U_{k17} \cdot U_{BH17}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{НОМ17}} \quad X_{T17} = 31.85 \text{ Ом}$$

$$\Delta Q_{x17} := \frac{I_{x17}}{100} \cdot S_{НОМ17} \quad \Delta Q_{x17} = 27.5 \text{ квар}$$

$$z_{T17} := R_{T17} + X_{T17}i \quad z_{T17} = 5.096 + 31.85i \text{ Ом}$$

$$\Delta S_{x17} := (\Delta P_{x17} + \Delta Q_{x17} \cdot i) \cdot 10^{-3} \quad \Delta S_{x17} = 0.005 + 0.028i \text{ МВА}$$

Потери мощности в трансформаторах

$$\Delta S_3 := \frac{\operatorname{Re}(S_3)^2 + \operatorname{Im}(S_3)^2}{35^2} \cdot z_{T3} \quad \Delta S_3 = 0.006 + 0.064i \text{ МВА}$$

$$\Delta S_4 := \frac{\operatorname{Re}(S_4)^2 + \operatorname{Im}(S_4)^2}{35^2} \cdot z_{T4} \quad \Delta S_4 = 0.007 + 0.029i \text{ МВА}$$

$\Delta S_5 := \frac{\operatorname{Re}(S_5)^2 + \operatorname{Im}(S_5)^2}{35^2} \cdot z_{T_8}$	$\Delta S_5 = 0.022 + 0.194i$	MBA
$\Delta S_6 := \frac{\operatorname{Re}(S_6)^2 + \operatorname{Im}(S_6)^2}{35^2} \cdot z_{T_{10}}$	$\Delta S_6 = 0.003 + 0.014i$	MBA
$\Delta S_7 := \frac{\operatorname{Re}(S_7)^2 + \operatorname{Im}(S_7)^2}{35^2} \cdot z_{T_{10}}$	$\Delta S_7 = 0.000 + 0.002i$	MBA
$\Delta S_8 := \frac{\operatorname{Re}(S_8)^2 + \operatorname{Im}(S_8)^2}{35^2} \cdot z_{T_8}$	$\Delta S_8 = 0.015 + 0.137i$	MBA
$\Delta S_9 := \frac{\operatorname{Re}(S_9)^2 + \operatorname{Im}(S_9)^2}{35^2} \cdot z_{T_{10}}$	$\Delta S_9 = 0.018 + 0.07i$	MBA
$\Delta S_{10} := \frac{\operatorname{Re}(S_{10})^2 + \operatorname{Im}(S_{10})^2}{35^2} \cdot z_{T_{10}}$	$\Delta S_{10} = 0.004 + 0.016i$	MBA
$\Delta S_{11} := \frac{\operatorname{Re}(S_{11})^2 + \operatorname{Im}(S_{11})^2}{35^2} \cdot z_{T_{11}}$	$\Delta S_{11} = 0.028 + 0.286i$	MBA
$\Delta S_{12} := \frac{\operatorname{Re}(S_{12})^2 + \operatorname{Im}(S_{12})^2}{35^2} \cdot z_{T_{15}}$	$\Delta S_{12} = 0.003 + 0.042i$	MBA
$\Delta S_{13} := \frac{\operatorname{Re}(S_{13})^2 + \operatorname{Im}(S_{13})^2}{35^2} \cdot z_{T_8}$	$\Delta S_{13} = 0.015 + 0.132i$	MBA
$\Delta S_{14} := \frac{\operatorname{Re}(S_{14})^2 + \operatorname{Im}(S_{14})^2}{35^2} \cdot z_{T_8}$	$\Delta S_{14} = 0.005 + 0.043i$	MBA
$\Delta S_{15} := \frac{\operatorname{Re}(S_{15})^2 + \operatorname{Im}(S_{15})^2}{35^2} \cdot z_{T_{15}}$	$\Delta S_{15} = 0.006 + 0.082i$	MBA
$\Delta S_{16} := \frac{\operatorname{Re}(S_{16})^2 + \operatorname{Im}(S_{16})^2}{35^2} \cdot z_{T_8}$	$\Delta S_{16} = 0.007 + 0.065i$	MBA
$\Delta S_{17} := \frac{\operatorname{Re}(S_{17})^2 + \operatorname{Im}(S_{17})^2}{35^2} \cdot z_{T_{17}}$	$\Delta S_{17} = 0.007 + 0.042i$	MBA

Значения приведённой нагрузки

$S_3 := S_3 + (\Delta S_3 + \Delta S_{x3})$	$S_3 = 2.6 + 1.174i$	MBA
$S_4 := S_4 + (\Delta S_4 + \Delta S_{x10})$	$S_4 = 0.802 + 0.326i$	MBA
$S_5 := S_5 + (\Delta S_5 + \Delta S_{x8})$	$S_5 = 3.118 + 1.134i$	MBA
$S_6 := S_6 + (\Delta S_6 + \Delta S_{x10})$	$S_6 = 0.579 + 0.172i$	MBA
$S_7 := S_7 + (\Delta S_7 + \Delta S_{x10})$	$S_7 = 0.216 + 0.09i$	MBA
$S_8 := S_8 + (\Delta S_8 + \Delta S_{x8})$	$S_8 = 2.602 + 0.997i$	MBA
$S_9 := S_9 + (\Delta S_9 + \Delta S_{x10})$	$S_9 = 1.273 + 0.498i$	MBA
$S_{10} := S_{10} + (\Delta S_{10} + \Delta S_{x10})$	$S_{10} = 0.629 + 0.164i$	MBA
$S_{11} := S_{11} + (\Delta S_{11} + \Delta S_{x11})$	$S_{11} = 4.607 + 2.102i$	MBA
$S_{12} := S_{12} + (\Delta S_{12} + \Delta S_{x15})$	$S_{12} = 2.474 + 1.118i$	MBA
$S_{13} := S_{13} + (\Delta S_{13} + \Delta S_{x8})$	$S_{13} = 2.551 + 0.962i$	MBA
$S_{14} := S_{14} + (\Delta S_{14} + \Delta S_{x8})$	$S_{14} = 1.451 + 0.543i$	MBA
$S_{15} := S_{15} + (\Delta S_{15} + \Delta S_{x15})$	$S_{15} = 3.447 + 1.548i$	MBA
$S_{16} := S_{16} + (\Delta S_{16} + \Delta S_{x8})$	$S_{16} = 1.794 + 0.635i$	MBA
$S_{17} := S_{17} + (\Delta S_{17} + \Delta S_{x17})$	$S_{17} = 1.222 + 0.449i$	MBA
$S_{21} := S_8 + (\Delta S_8 + \Delta S_{x8})$	$S_{21} = 2.624 + 1.175i$	MBA

Расчитываем потоки мощности 1-8-9-10

$$\Delta S_{910} := \frac{\left(\operatorname{Re}(S_{10})^2 + \operatorname{Im}(S_{10})^2\right)}{35^2} \cdot z_{910} \quad \Delta S_{910} = 0.001 + 0.001i \quad \text{MBA} \quad S_{10} = 0.629 + 0.164i$$

$$S_{910n} := S_{10} + \Delta S_{910} \quad S_{910n} = 0.63 + 0.165i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{910n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 10.738$$

$$\Delta S_{920} := \frac{\left(\operatorname{Re}(S_9)^2 + \operatorname{Im}(S_9)^2\right)}{35^2} \cdot z_{920} \quad \Delta S_{920} = 0.007 + 0.007i \quad \text{MBA}$$

$$S_{920n} := S_9 + \Delta S_{920} \quad S_{920n} = 1.28 + 0.505i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{920n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 22.69$$

$$S_{89k} := S_{910n} + S_{920n} \quad S_{89k} = 1.909 + 0.67i \quad \text{MBA} \quad S_9 = 1.273 + 0.498i$$

$$\Delta S_{89} := \frac{\left(\operatorname{Re}(S_{89k})^2 + \operatorname{Im}(S_{89k})^2 \right)}{35^2} \cdot z_{8\zeta} \quad \Delta S_{89} = 0.013 + 0.017i \quad \text{MBA}$$

$$S_{89n} := S_{89k} + \Delta S_{8\zeta} \quad S_{89n} = 1.922 + 0.687i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{89n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 33.665$$

$$S_{18k} := S_{89n} + S_8 \quad S_{18k} = 4.524 + 1.684i \quad \text{MBA} \quad S_8 = 2.602 + 0.997i$$

$$\Delta S_{18} := \frac{\left(\operatorname{Re}(S_{18k})^2 + \operatorname{Im}(S_{18k})^2 \right)}{35^2} \cdot z_{1\zeta} \quad \Delta S_{18} = 0.041 + 0.069i \quad \text{MBA}$$

$$S_{18n} := S_{18k} + \Delta S_{1\zeta} \quad S_{18n} = 4.565 + 1.753i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{18n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 80.667$$

Находим напряжения в узлах 35 кВ схемы сети 1-8-9-10

$$U_8 := U_1 - \frac{\overline{S_{18n}} \cdot z_{18}}{U_1}$$

$$|U_8| = 38.584 \text{ кВ}$$

$$U_9 := U_8 - \frac{\overline{S_{89n}} \cdot z_{89}}{U_8}$$

$$|U_9| = 38.306 \text{ кВ}$$

$$U_{10} := U_9 - \frac{\overline{S_{910n}} \cdot z_{910}}{U_9}$$

$$|U_{10}| = 38.268 \text{ кВ}$$

$$U_{20} := U_9 - \frac{\overline{S_{920n}} \cdot z_{920}}{U_9}$$

$$|U_{20}| = 38.096 \text{ кВ}$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС Евгеньевка пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U^8 := \frac{\operatorname{Re}(S_8 - \Delta S_{x8}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T8}) + \operatorname{Im}(S_8 - \Delta S_{x8}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T8})}{U_8}$$

$$\Delta U^8 = 0.742 + 0.006i \quad \text{кЕ}$$

$$U_{\text{ннвн}} := U_8 - \Delta U^8 \quad |U_{\text{ннвн}}| = 37.842 \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{вн}} := 3\% \quad U_{\text{нн}} := 11 \quad \text{кЕ}$$

$$k_{\text{вн}} := \frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{нн}}} \quad k_{\text{вн}} = 3.182$$

$$k_{\text{внж}} := \frac{|U_{\text{ннвн}}|}{10.5} \quad k_{\text{внж}} = 3.604$$

$$p_{\text{внж}} := \left(\frac{k_{\text{вн}}}{k_{\text{внж}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad p_{\text{внж}} = -7.81$$

$$p_{\text{вн}} := -\epsilon$$

$$U^8 := \frac{|U_{\text{ннвн}}| \cdot (1 + p_{\text{вн}} \cdot 0.015)}{k_{\text{вн}}} \quad U^8 = 10.82 \quad \text{кЕ} \quad \frac{|U_{\text{ннвн}}|}{k_{\text{вн}}} = 11.893$$

Определим номер отпайки ПБВ двухмоточного трансформатора ПС Луговая
 пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U^9 := \frac{\operatorname{Re}(S_9 - \Delta S_{x10}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T10}) + \operatorname{Im}(S_9 - \Delta S_{x10}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T10})}{U_9}$$

$$\Delta U^9 = 1.036 + 0.014i \quad \text{кЕ}$$

$$U_{\text{ннвн}} := U_9 - \Delta U^9 \quad |U_{\text{ннвн}}| = 37.271 \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{вн}} := 3\% \quad U_{\text{нн}} := 11 \quad \text{кЕ}$$

$$k_{\text{вн}} := \frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{нн}}} \quad k_{\text{вн}} = 3.182$$

$$k_{\text{внж}} := \frac{|U_{\text{ннвн}}|}{10.5} \quad k_{\text{внж}} = 3.55$$

$$p_{\text{внж}} := \left(\frac{k_{\text{вн}}}{k_{\text{внж}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad p_{\text{внж}} = -6.907$$

$$p_{\text{вн}} := -\epsilon$$

$$U^9 := \frac{|U_{\text{ннвн}}| \cdot (1 + p_{\text{вн}} \cdot 0.015)}{k_{\text{вн}}} \quad U^9 = 10.66 \quad \text{кЕ} \quad \frac{|U_{\text{ннвн}}|}{k_{\text{вн}}} = 11.714$$

Определим номер отпайки ПБВ двухмоточного трансформатора ПС Новосельская
 пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U^{10} := \frac{\operatorname{Re}(S_{10} - \Delta S_{x10}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T10}) + \operatorname{Im}(S_{10} - \Delta S_{x10}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T10})}{U_{10}}$$

$$\Delta U^{10} = 0.393 + 0.006i \quad \text{кЕ}$$

$$U_{\text{ннвн}} := U_{10} - \Delta U^{10} \quad |U_{\text{ннвн}}| = 37.875 \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{вн}} := 3\% \quad U_{\text{нн}} := 11 \quad \text{кЕ}$$

$$k_{ВН} := \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} \quad k_{ВН} = 3.182$$

$$k_{ВНЖ} := \frac{|U_{ННВН}|}{10.5} \quad k_{ВНЖ} = 3.607$$

$$n_{ВНЖ} := \left(\frac{k_{ВН}}{k_{ВНЖ}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad n_{ВНЖ} = -7.861$$

$$n_{ВН} := -6$$

$$U'_{10} := \frac{|U_{ННВН}| \cdot (1 + n_{ВН} \cdot 0.015)}{k_{ВН}} \quad U'_{10} = 10.83 \text{ кЕ} \quad \frac{|U_{ННВН}|}{k_{ВН}} = 11.904$$

Расчитываем потоки мощности 1-11-12

$$\Delta S_{1112} := \frac{(\operatorname{Re}(S_{12})^2 + \operatorname{Im}(S_{12})^2)}{35^2} \cdot z_{1112}$$

$$\Delta S_{1112} = 0 + 0.001i \quad \text{MBA}$$

$$S_{12} = 2.474 + 1.118i$$

$$S_{1112n} := S_{12} + \Delta S_{1112}$$

$$S_{1112n} = 2.474 + 1.119i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{1112n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 44.798$$

$$S_{111k} := S_{1112n} + S_{11}$$

$$S_{111k} = 7.082 + 3.222i \quad \text{MBA}$$

$$S_{11} = 4.607 + 2.102i$$

$$\Delta S_{111} := \frac{(\operatorname{Re}(S_{111k})^2 + \operatorname{Im}(S_{111k})^2)}{35^2} \cdot z_{111}$$

$$\Delta S_{111} = 0.009 + 0.039i \quad \text{MBA}$$

$$S_{111n} := S_{111k} + \Delta S_{111}$$

$$S_{111n} = 7.09 + 3.261i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{111n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 128.736$$

Находим напряжения в узлах 35 кВ схемы сети 1-11-12

$$U_{11} := U_1 - \frac{\overline{S_{111n}} \cdot z_{111}}{U_1}$$

$$|U_{11}| = 38.902 \text{ кЕ}$$

$$U_{12} := U_{11} - \frac{\overline{S_{1112n}} \cdot z_{1112}}{U_{11}}$$

$$|U_{12}| = 38.892 \text{ кЕ}$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС АСБ
 пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U'_{11} := \frac{\operatorname{Re}(S_{11} - \Delta S_{x11}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T11}) + \operatorname{Im}(S_{11} - \Delta S_{x11}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T11})}{U_{11}}$$

$$\Delta U'_{11} = 0.936 + 0.003i \text{ кЕ}$$

$$U_{\text{ннвн}} := U_{11} - \Delta U'_{11} \quad |U_{\text{ннвн}}| = 37.965 \text{ кЕ}$$

$$U_{\text{вн}} := 35 \quad U_{\text{нн}} := 11 \text{ кЕ}$$

$$k_{\text{вн}} := \frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{нн}}} \quad k_{\text{вн}} = 3.182$$

$$k_{\text{внж}} := \frac{|U_{\text{ннвн}}|}{10.5} \quad k_{\text{внж}} = 3.616$$

$$p_{\text{внж}} := \left(\frac{k_{\text{вн}}}{k_{\text{внж}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad p_{\text{внж}} = -8.001$$

$$p_{\text{вн}} := -6$$

$$U'_{11} := \frac{|U_{\text{ннвн}}| \cdot (1 + p_{\text{вн}} \cdot 0.015)}{k_{\text{вн}}} \quad U'_{11} = 10.86 \text{ кЕ} \quad \frac{|U_{\text{ннвн}}|}{k_{\text{вн}}} = 11.932$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС СЦЗ
 пределы регулирования 2*2,5%

$$\Delta U'_{12} := \frac{\operatorname{Re}(S_{12} - \Delta S_{x15}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T15}) + \operatorname{Im}(S_{12} - \Delta S_{x15}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T15})}{U_{12}}$$

$$\Delta U'_{12} = 0.228 + 0.001i \text{ кЕ}$$

$$U_{\text{ннвн}} := U_{12} - \Delta U'_{12} \quad |U_{\text{ннвн}}| = 38.665 \text{ кЕ}$$

$$U_{\text{вн}} := 38.5 \quad U_{\text{нн}} := 10.5 \text{ кЕ}$$

$$k_{\text{вн}} := \frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{нн}}} \quad k_{\text{вн}} = 3.667$$

$$k_{\text{внж}} := \frac{|U_{\text{ннвн}}|}{10.5} \quad k_{\text{внж}} = 3.682$$

$$p_{\text{внж}} := \left(\frac{k_{\text{вн}}}{k_{\text{внж}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.025} \quad p_{\text{внж}} = -0.17$$

$$p_{\text{вн}} := 0$$

$$U'_{12} := \frac{|U_{\text{ннвн}}| \cdot (1 + p_{\text{вн}} \cdot 0.025)}{k_{\text{вн}}} \quad U'_{12} = 10.54 \text{ кЕ} \quad \frac{|U_{\text{ннвн}}|}{k_{\text{вн}}} = 10.545$$

Расчитываем потоки мощности 1-2-21-4-5-6-7

$$\Delta S_{67} := \frac{(\operatorname{Re}(S_7)^2 + \operatorname{Im}(S_7)^2)}{35^2} \cdot z_{67}$$

$$\Delta S_{67} = 0 + 0i \quad \text{MBA}$$

$$S_7 = 0.216 + 0.09i$$

$$S_{67n} := S_7 + \Delta S_{67}$$

$$S_{67n} = 0.216 + 0.09i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{67n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 3.853$$

$$S_{56k} := S_{67n} + S_6$$

$$S_{56k} = 0.794 + 0.261i \quad \text{MBA}$$

$$S_6 = 0.579 + 0.172i$$

$$\Delta S_{56} := \frac{\left(\operatorname{Re}(S_{56k})^2 + \operatorname{Im}(S_{56k})^2\right)}{35^2} \cdot z_{5\epsilon} \quad \Delta S_{56} = 0.003 + 0.003i \quad \text{MBA}$$

$$S_{56n} := S_{56k} + \Delta S_{56} \quad S_{56n} = 0.797 + 0.264i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{56n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 13.85$$

$$S_{45k} := S_{56n} + S_5 \quad S_{45k} = 3.915 + 1.398i \quad \text{MBA} \quad S_5 = 3.118 + 1.134i$$

$$\Delta S_{45} := \frac{\left(\operatorname{Re}(S_{45k})^2 + \operatorname{Im}(S_{45k})^2\right)}{35^2} \cdot z_{4\epsilon} \quad \Delta S_{45} = 0.049 + 0.068i \quad \text{MBA}$$

$$S_{45n} := S_{45k} + \Delta S_{45} \quad S_{45n} = 3.964 + 1.466i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{45n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 69.724$$

$$S_{214k} := S_{45n} + S_4 \quad S_{214k} = 4.767 + 1.792i \quad \text{MBA} \quad S_4 = 0.802 + 0.326i$$

$$\Delta S_{214} := \frac{\left(\operatorname{Re}(S_{214k})^2 + \operatorname{Im}(S_{214k})^2\right)}{35^2} \cdot z_{214} \quad \Delta S_{214} = 0.161 + 0.191i \quad \text{MBA}$$

$$S_{214n} := S_{214k} + \Delta S_{214} \quad S_{214n} = 4.928 + 1.983i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{214n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 87.621$$

$$S_{221k} := S_{214n} + S_{21} \quad S_{221k} = 7.552 + 3.158i \quad \text{MBA} \quad S_{21} = 2.624 + 1.175i$$

$$\Delta S_{221} := \frac{\left(\operatorname{Re}(S_{221k})^2 + \operatorname{Im}(S_{221k})^2\right)}{35^2} \cdot z_{221} \quad \Delta S_{221} = 0.149 + 0.15i \quad \text{MBA}$$

$$S_{221n} := S_{221k} + \Delta S_{221} \quad S_{221n} = 7.701 + 3.308i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{221n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 138.248$$

$$\Delta S_{23} := \frac{\left(\operatorname{Re}(S_3)^2 + \operatorname{Im}(S_3)^2\right)}{35^2} \cdot z_{23} \quad \Delta S_{23} = 0.009 + 0.016i \quad \text{MBA} \quad S_3 = 2.6 + 1.174i$$

$$S_{23n} := S_3 + \Delta S_{23} \quad S_{23n} = 2.609 + 1.189i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{23n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 47.306$$

$$S_{12k} := S_{23n} + S_{221r} \quad S_{12k} = 10.31 + 4.497i \quad \text{MBA}$$

$$\Delta S_{12} := \frac{\left(\operatorname{Re}(S_{12k})^2 + \operatorname{Im}(S_{12k})^2 \right)}{35^2} \cdot z_{12} \quad \Delta S_{12} = 0.221 + 0.367i \quad \text{MBA}$$

$$S_{12n} := S_{12k} + \Delta S_{12} \quad S_{12n} = 10.531 + 4.864i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{12n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 191.352$$

Находим напряжения в узлах 35 кВ схемы сети 1-2-21-4-5-6-7

$$U_2 := U_1 - \frac{\overline{S_{12n}} \cdot z_{12}}{U_1}$$

$$|U_2| = 37.985 \quad \text{кВ}$$

$$U_3 := U_2 - \frac{\overline{S_{23n}} \cdot z_{23}}{U_2}$$

$$|U_3| = 37.814 \quad \text{кВ}$$

$$U_{21} := U_2 - \frac{\overline{S_{221n}} \cdot z_{221}}{U_2}$$

$$|U_{21}| = 37.197 \quad \text{кВ}$$

$$U_4 := U_{21} - \frac{\overline{S_{214n}} \cdot z_{214}}{U_{21}}$$

$$|U_4| = 35.717 \quad \text{кВ}$$

$$U_5 := U_4 - \frac{\overline{S_{45n}} \cdot z_{45}}{U_4}$$

$$|U_5| = 35.136 \quad \text{кВ}$$

$$U_6 := U_5 - \frac{\overline{S_{56n}} \cdot z_{56}}{U_5}$$

$$|U_6| = 34.993 \quad \text{кВ}$$

$$U_7 := U_6 - \frac{\overline{S_{67n}} \cdot z_{67}}{U_6}$$

$$|U_7| = 34.973 \quad \text{кВ}$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС ЗСМ
 пределы регулирования 9*1,3%

$$\Delta U^3 := \frac{\operatorname{Re}(S_3 - \Delta Sx3) \cdot \operatorname{Re}(z_{T3}) + \operatorname{Im}(S_3 - \Delta Sx3) \cdot \operatorname{Im}(z_{T3})}{U_3}$$

$$\Delta U^3 = 0.353 + 0.008i \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{ННВН}} := U_3 - \Delta U^3 \quad |U_{\text{ННВН}}| = 37.461 \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{ВН}} := 36.7 \quad U_{\text{НН}} := 10.5 \quad \text{кВ}$$

$$k_{\text{ВН}} := \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} \quad k_{\text{ВН}} = 3.5$$

$$k_{\text{ВНЖ}} := \frac{|U_{\text{ННВН}}|}{10.5} \quad k_{\text{ВНЖ}} = 3.568$$

$$n_{\text{ВНЖ}} := \left(\frac{k_{\text{ВН}}}{k_{\text{ВНЖ}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad n_{\text{ВНЖ}} = -1.461$$

$$n_{\text{ВН}} := -1$$

$$U^3 := \frac{|U_{\text{ННВН}}| \cdot (1 + n_{\text{ВН}} \cdot 0.015)}{k_{\text{ВН}}} \quad U^3 = 10.56 \quad \text{кВ} \quad \frac{|U_{\text{ННВН}}|}{k_{\text{ВН}}} = 10.703$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС Евгеньевка
 пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U^{21} := \frac{\operatorname{Re}(S_{21} - \Delta Sx8) \cdot \operatorname{Re}(z_{T8}) + \operatorname{Im}(S_{21} - \Delta Sx8) \cdot \operatorname{Im}(z_{T8})}{U_{21}}$$

$$\Delta U^{21} = 0.881 + 0.024i \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{ННВН}} := U_{21} - \Delta U^{21} \quad |U_{\text{ННВН}}| = 36.317 \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{ВН}} := 35 \quad U_{\text{НН}} := 11 \quad \text{кВ}$$

$$k_{\text{ВН}} := \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} \quad k_{\text{ВН}} = 3.182$$

$$k_{\text{ВНЖ}} := \frac{|U_{\text{ННВН}}|}{10.5} \quad k_{\text{ВНЖ}} = 3.459$$

$$n_{\text{ВНЖ}} := \left(\frac{k_{\text{ВН}}}{k_{\text{ВНЖ}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad n_{\text{ВНЖ}} = -5.338$$

$$n_{\text{ВН}} := -5$$

$$U^{21} := \frac{|U_{\text{ННВН}}| \cdot (1 + n_{\text{ВН}} \cdot 0.015)}{k_{\text{ВН}}} \quad U^{21} = 10.56 \quad \text{кВ} \quad \frac{|U_{\text{ННВН}}|}{k_{\text{ВН}}} = 11.414$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС Александровка
 пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U^4 := \frac{\operatorname{Re}(S_4 - \Delta Sx10) \cdot \operatorname{Re}(z_{T10}) + \operatorname{Im}(S_4 - \Delta Sx10) \cdot \operatorname{Im}(z_{T10})}{U_4}$$

$$\Delta U^4 = 0.707 + 0.035i \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{ННВН}} := U_4 - \Delta U^4 \quad |U_{\text{ННВН}}| = 35.013 \quad \text{кВ}$$

$$U_{BH} := 3\% \quad U_{HH} := 11 \quad \text{кЕ}$$

$$k_{BH} := \frac{U_{BH}}{U_{HH}} \quad k_{BH} = 3.182$$

$$k_{BHЖ} := \frac{|U_{HHBH}|}{10.5} \quad k_{BHЖ} = 3.335$$

$$n_{BHЖ} := \left(\frac{k_{BH}}{k_{BHЖ}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad n_{BHЖ} = -3.054$$

$$n_{BH} := -3$$

$$U^4 := \frac{|U_{HHBH}| \cdot (1 + n_{BH} \cdot 0.015)}{k_{BH}} \quad U^4 = 10.51 \quad \text{кЕ} \quad \frac{|U_{HHBH}|}{k_{BH}} = 11.004$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС Чкаловка
 пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U^5 := \frac{\operatorname{Re}(S_5 - \Delta S_{x8}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T8}) + \operatorname{Im}(S_5 - \Delta S_{x8}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T8})}{U_5}$$

$$\Delta U^5 = 0.941 + 0.056i \quad \text{кЕ}$$

$$U_{HHBH} := U_5 - \Delta U^5 \quad |U_{HHBH}| = 34.201 \quad \text{кЕ}$$

$$U_{BH} := 3\% \quad U_{HH} := 11 \quad \text{кЕ}$$

$$k_{BH} := \frac{U_{BH}}{U_{HH}} \quad k_{BH} = 3.182$$

$$k_{BHЖ} := \frac{|U_{HHBH}|}{10.5} \quad k_{BHЖ} = 3.257$$

$$n_{BHЖ} := \left(\frac{k_{BH}}{k_{BHЖ}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad n_{BHЖ} = -1.544$$

$$n_{BH} := -1$$

$$U^5 := \frac{|U_{HHBH}| \cdot (1 + n_{BH} \cdot 0.015)}{k_{BH}} \quad U^5 = 10.59 \quad \text{кЕ} \quad \frac{|U_{HHBH}|}{k_{BH}} = 10.749$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС Сташевка
 пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U^6 := \frac{\operatorname{Re}(S_6 - \Delta S_{x10}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T10}) + \operatorname{Im}(S_6 - \Delta S_{x10}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T10})}{U_6}$$

$$\Delta U^6 = 0.422 + 0.026i \quad \text{кЕ}$$

$$U_{HHBH} := U_6 - \Delta U^6 \quad |U_{HHBH}| = 34.573 \quad \text{кЕ}$$

$$U_{BH} := 3\% \quad U_{HH} := 11 \quad \text{кЕ}$$

$$k_{BH} := \frac{U_{BH}}{U_{HH}} \quad k_{BH} = 3.182$$

$$k_{BHЖ} := \frac{|U_{HHBH}|}{10.5} \quad k_{BHЖ} = 3.293$$

$$p_{\text{ВНЖ}} := \left(\frac{k_{\text{ВН}}}{k_{\text{ВНЖ}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad p_{\text{ВНЖ}} = -2.244$$

$$p_{\text{ВН}} := -2$$

$$U^6 := \frac{|U_{\text{ННВН}}| \cdot (1 + p_{\text{ВН}} \cdot 0.015)}{k_{\text{ВН}}} \quad U^6 = 10.54 \text{ кЕ} \quad \frac{|U_{\text{ННВН}}|}{k_{\text{ВН}}} = 10.866$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС Новорусановка
 пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U^7 := \frac{\operatorname{Re}(S_7 - \Delta S_{x10}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T10}) + \operatorname{Im}(S_7 - \Delta S_{x10}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T10})}{U^7}$$

$$\Delta U^7 = 0.177 + 0.011i \text{ кЕ}$$

$$U_{\text{ННВН}} := U^7 - \Delta U^7 \quad |U_{\text{ННВН}}| = 34.797 \text{ кЕ}$$

$$U_{\text{ВН}} := 35 \quad U_{\text{НН}} := 11 \text{ кЕ}$$

$$k_{\text{ВН}} := \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} \quad k_{\text{ВН}} = 3.182$$

$$k_{\text{ВНЖ}} := \frac{|U_{\text{ННВН}}|}{10.5} \quad k_{\text{ВНЖ}} = 3.314$$

$$p_{\text{ВНЖ}} := \left(\frac{k_{\text{ВН}}}{k_{\text{ВНЖ}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad p_{\text{ВНЖ}} = -2.659$$

$$p_{\text{ВН}} := -2$$

$$U^7 := \frac{|U_{\text{ННВН}}| \cdot (1 + p_{\text{ВН}} \cdot 0.015)}{k_{\text{ВН}}} \quad U^7 = 10.61 \text{ кЕ} \quad \frac{|U_{\text{ННВН}}|}{k_{\text{ВН}}} = 10.936$$

Расчитываем потоки мощности 1-15-16-17

$$\Delta S_{1617} := \frac{(\operatorname{Re}(S_{17})^2 + \operatorname{Im}(S_{17})^2)}{35^2} \cdot z_{1617} \quad \Delta S_{1617} = 0.004 + 0.006i \text{ MBA} \quad S_{17} = 1.222 + 0.449i$$

$$S_{1617n} := S_{17} + \Delta S_{1617} \quad S_{1617n} = 1.226 + 0.455i \text{ MBA}$$

$$\frac{|S_{1617n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 21.575$$

$$S_{16} = 1.794 + 0.635i$$

$$S_{1516k} := S_{1617n} + S_{16} \quad S_{1516k} = 3.02 + 1.09i \text{ MBA}$$

$$\Delta S_{1516} := \frac{(\operatorname{Re}(S_{1516k})^2 + \operatorname{Im}(S_{1516k})^2)}{35^2} \cdot z_{1516} \quad \Delta S_{1516} = 0.039 + 0.039i \text{ MBA}$$

$$S_{1516n} := S_{1516k} + \Delta S_{1516} \quad S_{1516n} = 3.059 + 1.129i \text{ MBA}$$

$$\frac{|S_{1516n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 53.788$$

$$S_{115k} := S_{1516n} + S_{15}$$

$$S_{115k} = 6.506 + 2.677i \quad \text{MVA}$$

$$S_{15} = 3.447 + 1.548i$$

$$\Delta S_{115} := \frac{(\operatorname{Re}(S_{115k})^2 + \operatorname{Im}(S_{115k})^2)}{35^2} \cdot z_{115}$$

$$\Delta S_{115} = 0.033 + 0.055i \quad \text{MVA}$$

$$S_{115n} := S_{115k} + \Delta S_{115}$$

$$S_{115n} = 6.539 + 2.733i \quad \text{MVA}$$

$$\frac{|S_{115n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 116.904$$

Находим напряжения в узлах 35 кВ схемы сети 1-15-16-17

$$U_{15} := U_1 - \frac{\overline{S_{115n}} \cdot z_{115}}{\overline{U_1}}$$

$$|U_{15}| = 38.767 \text{ кВ}$$

$$U_{16} := U_{15} - \frac{\overline{S_{1516n}} \cdot z_{1516}}{\overline{U_{15}}}$$

$$|U_{16}| = 38.267 \text{ кВ}$$

$$U_{17} := U_{16} - \frac{\overline{S_{1617n}} \cdot z_{1617}}{\overline{U_{16}}}$$

$$|U_{17}| = 38.116 \text{ кВ}$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС Межзаводская

пределы регулирования 2*2,5%

$$\Delta U'_{15} := \frac{\operatorname{Re}(S_{15} - \Delta S_{x15}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T15}) + \operatorname{Im}(S_{15} - \Delta S_{x15}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T15})}{U_{15}}$$

$$\Delta U'_{15} = 0.324 + 0.001i \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ННВН}} := U_{15} - \Delta U'_{15} \quad |U_{\text{ННВН}}| = 38.443 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ВН}} := 38.5 \quad U_{\text{НН}} := 10.5 \text{ кВ}$$

$$k_{\text{ВН}} := \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} \quad k_{\text{ВН}} = 3.667$$

$$k_{\text{ВНЖ}} := \frac{|U_{\text{ННВН}}|}{10.5} \quad k_{\text{ВНЖ}} = 3.661$$

$$p_{\text{ВНЖ}} := \left(\frac{k_{\text{ВН}}}{k_{\text{ВНЖ}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.025} \quad p_{\text{ВНЖ}} = 0.059$$

$$p_{\text{ВН}} := 0$$

$$U'_{15} := \frac{|U_{\text{ННВН}}| \cdot (1 + p_{\text{ВН}} \cdot 0.025)}{k_{\text{ВН}}} \quad U'_{15} = 10.48 \text{ кВ} \quad \frac{|U_{\text{ННВН}}|}{k_{\text{ВН}}} = 10.485$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС Хвалынка
 пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U^{16} := \frac{\operatorname{Re}(S_{16} - \Delta S_{x8}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T8}) + \operatorname{Im}(S_{16} - \Delta S_{x8}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T8})}{U_{16}}$$

$$\Delta U^{16} = 0.477 + 0.005i \quad \text{кЕ}$$

$$U_{\text{ННВН}} := U_{16} - \Delta U^{16} \quad |U_{\text{ННВН}}| = 37.79 \quad \text{кЕ}$$

$$U_{\text{ВН}} := 35 \quad U_{\text{НН}} := 11 \quad \text{кЕ}$$

$$k_{\text{ВН}} := \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} \quad k_{\text{ВН}} = 3.182$$

$$k_{\text{ВНЖ}} := \frac{|U_{\text{ННВН}}|}{10.5} \quad k_{\text{ВНЖ}} = 3.599$$

$$n_{\text{ВНЖ}} := \left(\frac{k_{\text{ВН}}}{k_{\text{ВНЖ}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad n_{\text{ВНЖ}} = -7.729$$

$$n_{\text{ВН}} := -6$$

$$U^{16} := \frac{|U_{\text{ННВН}}| \cdot (1 + n_{\text{ВН}} \cdot 0.015)}{k_{\text{ВН}}} \quad U^{16} = 10.81 \quad \text{кЕ} \quad \frac{|U_{\text{ННВН}}|}{k_{\text{ВН}}} = 11.877$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС Заря
 пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U^{17} := \frac{\operatorname{Re}(S_{17} - \Delta S_{x17}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T17}) + \operatorname{Im}(S_{17} - \Delta S_{x17}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T17})}{U_{17}}$$

$$\Delta U^{17} = 0.515 + 0.007i \quad \text{кЕ}$$

$$U_{\text{ННВН}} := U_{17} - \Delta U^{17} \quad |U_{\text{ННВН}}| = 37.601 \quad \text{кЕ}$$

$$U_{\text{ВН}} := 35 \quad U_{\text{НН}} := 11 \quad \text{кЕ}$$

$$k_{\text{ВН}} := \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} \quad k_{\text{ВН}} = 3.182$$

$$k_{\text{ВНЖ}} := \frac{|U_{\text{ННВН}}|}{10.5} \quad k_{\text{ВНЖ}} = 3.581$$

$$n_{\text{ВНЖ}} := \left(\frac{k_{\text{ВН}}}{k_{\text{ВНЖ}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad n_{\text{ВНЖ}} = -7.432$$

$$n_{\text{ВН}} := -6$$

$$U^{17} := \frac{|U_{\text{ННВН}}| \cdot (1 + n_{\text{ВН}} \cdot 0.015)}{k_{\text{ВН}}} \quad U^{17} = 10.75 \quad \text{кЕ} \quad \frac{|U_{\text{ННВН}}|}{k_{\text{ВН}}} = 11.817$$

Расчитываем потоки мощности 1-13-14

$$\Delta S_{1314} := \frac{(\operatorname{Re}(S_{14})^2 + \operatorname{Im}(S_{14})^2)}{35^2} \cdot z_{1314} \quad \Delta S_{1314} = 0.005 + 0.007i \quad \text{MVA}$$

$$S_{1314n} := S_{14} + \Delta S_{1314} \quad S_{1314n} = 1.456 + 0.55i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{1314n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 25.678 \quad S_{14} = 1.451 + 0.543i$$

$$S_{113k} := S_{1314n} + S_{13} \quad S_{113k} = 4.008 + 1.511i \quad \text{MBA}$$

$$\Delta S_{113} := \frac{(\operatorname{Re}(S_{113k})^2 + \operatorname{Im}(S_{113k})^2)}{35^2} \cdot Z_{113} \quad \Delta S_{113} = 0.029 + 0.04i \quad \text{MBA} \quad S_{13} = 2.551 + 0.962i$$

$$S_{113n} := S_{113k} + \Delta S_{113} \quad S_{113n} = 4.037 + 1.551i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{113n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 71.334$$

Находим напряжения в узлах 35 кВ схемы сети 1-13-14

$$U_{13} := U_1 - \frac{\overline{S_{113n}} \cdot Z_{113}}{U_1}$$

$$|U_{13}| = 38.695 \text{ кВ}$$

$$U_{14} := U_{13} - \frac{\overline{S_{1314n}} \cdot Z_{1314}}{U_{13}}$$

$$|U_{14}| = 38.552 \text{ кВ}$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС Красный кут пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U'_{13} := \frac{\operatorname{Re}(S_{13} - \Delta S_{x8}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{T8}) + \operatorname{Im}(S_{13} - \Delta S_{x8}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{T8})}{U_{13}}$$

$$\Delta U'_{13} = 0.716 + 0.004i \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ннвн}} := U_{13} - \Delta U'_{13} \quad |U_{\text{ннвн}}| = 37.98 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{вн}} := 3\epsilon \quad U_{\text{нн}} := 11 \text{ кВ}$$

$$k_{\text{вн}} := \frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{нн}}} \quad k_{\text{вн}} = 3.182$$

$$k_{\text{внж}} := \frac{|U_{\text{ннвн}}|}{10.5} \quad k_{\text{внж}} = 3.617$$

$$p_{\text{внж}} := \left(\frac{k_{\text{вн}}}{k_{\text{внж}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad p_{\text{внж}} = -8.023$$

$$p_{\text{вн}} := -\epsilon$$

$$U'_{13} := \frac{|U_{\text{ннвн}}| \cdot (1 + p_{\text{вн}} \cdot 0.015)}{k_{\text{вн}}} \quad U'_{13} = 10.86 \text{ кВ} \quad \frac{|U_{\text{ннвн}}|}{k_{\text{вн}}} = 11.936$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС Вишневка
 пределы регулирования 6*1,5% Приложение В

$$\Delta U^{14} := \frac{\operatorname{Re}(S_{14} - \Delta S_{x8}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T8}) + \operatorname{Im}(S_{14} - \Delta S_{x8}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T8})}{U_{14}}$$

$\Delta U^{14} = 0.396 + 0.003i$ кЕ
 AC - 12
 $U_{ННВН} := U_{14} - \Delta U^{14}$ | $U_{ННВН}| = 38.156$ кЕ

$r_{120} := 0.24\%$ $r_{70} := 0.42\%$
 $U_{ВН} := 3\%$ $U_{НН} := 1\%$ кЕ

$k_{ВН} := \frac{U_{ВН}}{U_{НН}}$ $k_{ВН} = 3.182$

$k_{ВНЖ} := \frac{|U_{ННВН}|}{10.5}$ $k_{ВНЖ} = 3.634$

$n_{ВНЖ} := \left(\frac{k_{ВН}}{k_{ВНЖ}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015}$ $n_{ВНЖ} = -8.295$

$n_{ВН} := -\epsilon$

$U^{14} := \frac{|U_{ННВН}| \cdot (1 + n_{ВН} \cdot 0.015)}{k_{ВН}}$ $U^{14} = 10.91$ кЕ $\frac{|U_{ННВН}|}{k_{ВН}} = 11.992$

итого потери активной мощности, МВт

$$\operatorname{Re} \left(\begin{array}{l} \Delta S_{920} + \Delta S_{910} + \Delta S_{89} + \Delta S_{18} + \Delta S_{1112} + \Delta S_{111} + \Delta S_{67} + \Delta S_{56} + \Delta S_{45} + \Delta S_{214} + \Delta S_{221} \dots \\ + \Delta S_{23} + \Delta S_{12} + \Delta S_{1617} + \Delta S_{1516} + \Delta S_{115} + \Delta S_{1314} + \Delta S_{113} \dots \\ + \Delta S_3 + \Delta S_{x3} + \Delta S_4 + \Delta S_{x10} + \Delta S_5 + \Delta S_{x8} + \Delta S_6 + \Delta S_{x10} + \Delta S_7 + \Delta S_{x10} + 2\Delta S_8 + 2\Delta S_{x8} \dots \\ + \Delta S_9 + \Delta S_{x10} + \Delta S_{10} + \Delta S_{x10} + \Delta S_{11} + \Delta S_{x11} + \Delta S_{12} + \Delta S_{x15} + \Delta S_{13} + \Delta S_{x8} + \Delta S_{14} + \Delta S_{x8} \dots \\ + \Delta S_{15} + \Delta S_{x15} + \Delta S_{16} + \Delta S_{x8} + \Delta S_{17} + \Delta S_{x17} \end{array} \right) = 1.288$$

$$\begin{aligned}
 & r_{950} := 0.300 & r_{300} & := 0.090 \\
 x_{120} & := 0.410 & x_{70} & := 0.430 & x_{950} & := 0.420 & x_{300} & := 0.400 \\
 U1 & := 39 & \kappa E & & i & := \sqrt{-1}
 \end{aligned}$$

Параметры схемы замещения

$z_{111} := (r_{300} + x_{300} \cdot i) \cdot 1.80$	$z_{111} = 0.179 + 0.787i$	OM
$z_{1112} := (r_{300} + x_{300} \cdot i) \cdot 0.50$	$z_{1112} = 0.051 + 0.224i$	OM
$z_{113} := (r_{950} + x_{950} \cdot i) \cdot 6.30$	$z_{113} = 1.928 + 2.652i$	OM
$z_{1314} := (r_{950} + x_{950} \cdot i) \cdot 8.00$	$z_{1314} = 2.509 + 3.452i$	OM
$z_{18} := (r_{120} + x_{120} \cdot i) \cdot 8.70$	$z_{18} = 2.174 + 3.614i$	OM
$z_{89} := (r_{950} + x_{950} \cdot i) \cdot 12.20$	$z_{89} = 3.755 + 5.166i$	OM
$z_{910} := (r_{950} + x_{950} \cdot i) \cdot 5.50$	$z_{910} = 1.683 + 2.316i$	OM
$z_{12} := (r_{120} + x_{120} \cdot i) \cdot 8.50$	$z_{12} = 2.139 + 3.556i$	OM
$z_{23} := (r_{120} + x_{120} \cdot i) \cdot 5.70$	$z_{23} = 1.419 + 2.36i$	OM
$z_{24} := (r_{70} + x_{70} \cdot i) \cdot 15.62 + (r_{950} + x_{950} \cdot i) \cdot 11.00$	$z_{24} = 10.327 + 11.758i$	OM
$z_{45} := (r_{950} + x_{950} \cdot i) \cdot 11.30$	$z_{45} = 3.479 + 4.787i$	OM
$z_{56} := (r_{70} + x_{70} \cdot i) \cdot 11.10$	$z_{56} = 4.751 + 4.795i$	OM
$z_{67} := (r_{120} + x_{120} \cdot i) \cdot 7.70$	$z_{67} = 1.917 + 3.188i$	OM
$z_{115} := (r_{120} + x_{120} \cdot i) \cdot 3.00$	$z_{115} = 0.822 + 1.366i$	OM
$z_{1516} := (r_{70} + x_{70} \cdot i) \cdot 10.00$	$z_{1516} = 4.622 + 4.666i$	OM
$z_{1617} := (r_{950} + x_{950} \cdot i) \cdot 10.20$	$z_{1617} = 3.13 + 4.307i$	OM
$z_{920} := (r_{70} + x_{70} \cdot i) \cdot 10.00$	$z_{920} = 4.494 + 4.536i$	OM

Нагрузки

$$\begin{aligned}
 S_3 &:= (2.58 + 1.03i) \text{ MVA} & S_{10} &:= (0.62 + 0.13i) \text{ MVA} & S_{17} &:= (1.21 + 0.38i) \text{ MVA} \\
 S_4 &:= (0.79 + 0.28i) \text{ MVA} & S_{11} &:= (4.57 + 1.76i) \text{ MVA} \\
 S_5 &:= (3.09 + 0.9i) \text{ MVA} & S_{12} &:= (2.45 + 0.98i) \text{ MVA} \\
 S_6 &:= (0.57 + 0.14i) \text{ MVA} & S_{13} &:= (2.53 + 0.79i) \text{ MVA} \\
 S_7 &:= (0.21 + 0.07i) \text{ MVA} & S_{14} &:= (1.44 + 0.46i) \text{ MVA} \\
 S_8 &:= (5.16 + 1.63i) \text{ MVA} & S_{15} &:= (3.42 + 1.37i) \text{ MVA} \\
 S_9 &:= (1.25 + 0.41i) \text{ MVA} & S_{16} &:= (1.78 + 0.53i) \text{ MVA}
 \end{aligned}$$

Трансформаторы

ПС АСБ ТМН-6300/35

$$U_{ВН1} := 35 \text{ кВ}$$

$$\Delta P_{X11} := 9.2 \quad \Delta P_{K11} := 46.4 \text{ кВт}$$

$$U_{K11} := 7.5 \quad I_{X11} := 0.9$$

$$S_{НОМ11} := 6300 \text{ МВА}$$

$$R_{Т11} := \frac{\Delta P_{K11} \cdot U_{ВН1}^2 \cdot 10^3}{S_{НОМ11}^2} \quad R_{Т11} = 1.435 \text{ Ом}$$

$$X_{Т11} := \frac{U_{K11} \cdot U_{ВН1}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{НОМ11}} \quad X_{Т11} = 14.583 \text{ Ом}$$

$$\Delta Q_{X11} := \frac{I_{X11}}{100} \cdot S_{НОМ11} \quad \Delta Q_{X11} = 56.7 \text{ квар}$$

$$z_{Т11} := R_{Т11} + X_{Т11}i \quad z_{Т11} = 1.435 + 14.583i \text{ Ом}$$

$$\Delta S_{X11} := (\Delta P_{X11} + \Delta Q_{X11} \cdot i) \cdot 10^{-3} \quad \Delta S_{X11} = 0.009 + 0.057i \text{ МВА}$$

ПС Евгеньевка, Чкаловка, Хвалынка, Красный Кут, Вишневка ТМН-4000/35

$$U_{ВН8} := 35 \text{ кВ}$$

$$\Delta P_{X8} := 6.7 \quad \Delta P_{K8} := 33.4 \text{ кВт}$$

$$U_{K8} := 7.5 \quad I_{X8} := 1$$

$$S_{НОМ8} := 4000 \text{ МВА}$$

$$R_{Т8} := \frac{\Delta P_{K8} \cdot U_{ВН8}^2 \cdot 10^3}{S_{НОМ8}^2} \quad R_{Т8} = 2.565 \text{ Ом}$$

$$X_{T8} := \frac{U_{k8} \cdot U_{BH8}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{НОМ8}} \quad X_{T8} = 22.969 \quad \text{Ом}$$

$$\Delta Q_{x8} := \frac{I_{x8}}{100} \cdot S_{НОМ8} \quad \Delta Q_{x8} = 40 \quad \text{квар}$$

$$z_{T8} := R_{T8} + X_{T8}i \quad z_{T8} = 2.565 + 22.969i \quad \text{Ом}$$

$$\Delta S_{x8} := (\Delta P_{x8} + \Delta Q_{x8} \cdot i) \cdot 10^{-3} \quad \Delta S_{x8} = 0.007 + 0.04i \quad \text{MBA}$$

ПС Новосельская, Луговая ТМН-1600/35

$$U_{BH10} := 35 \quad \text{кВ}$$

$$\Delta P_{x10} := 5.1 \quad \Delta P_{k10} := 26 \quad \text{кВт}$$

$$U_{k10} := 6.5 \quad I_{x10} := 1.1$$

$$S_{НОМ10} := 1600 \quad \text{MBA}$$

$$R_{T10} := \frac{\Delta P_{k10} \cdot U_{BH10}^2 \cdot 10^3}{S_{НОМ10}^2} \quad R_{T10} = 12.441 \quad \text{Ом}$$

$$X_{T10} := \frac{U_{k10} \cdot U_{BH10}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{НОМ10}} \quad X_{T10} = 49.766 \quad \text{Ом}$$

$$\Delta Q_{x10} := \frac{I_{x10}}{100} \cdot S_{НОМ10} \quad \Delta Q_{x10} = 17.6 \quad \text{квар}$$

$$z_{T10} := R_{T10} + X_{T10}i \quad z_{T10} = 12.441 + 49.766i \quad \text{Ом}$$

$$\Delta S_{x10} := (\Delta P_{x10} + \Delta Q_{x10} \cdot i) \cdot 10^{-3} \quad \Delta S_{x10} = 0.005 + 0.018i \quad \text{MBA}$$

ПС ЗСМ ТМН-10000/35

$$U_{BH3} := 36.7 \quad \text{кВ}$$

$$\Delta P_{x3} := 14.4 \quad \Delta P_{k3} := 65 \quad \text{кВт}$$

$$U_{k3} := 7.5 \quad I_{x3} := 0.8$$

$$S_{НОМ3} := 10000 \quad \text{MBA}$$

$$R_{T3} := \frac{\Delta P_{k3} \cdot U_{BH3}^2 \cdot 10^3}{S_{НОМ3}^2} \quad R_{T3} = 0.878 \quad \text{Ом}$$

$$X_{T3} := \frac{U_{k3} \cdot U_{BH3}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{НОМ3}} \quad X_{T3} = 10.129 \quad \text{Ом}$$

$$\Delta Q_{x3} := \frac{I_{x3}}{100} \cdot S_{НОМ3} \quad \Delta Q_{x3} = 80 \quad \text{квар}$$

$$z_{T3} := R_{T3} + X_{T3}i \quad z_{T3} = 0.878 + 10.129i \quad \text{Ом}$$

$$\Delta S_{x3} := (\Delta P_{x3} + \Delta Q_{x3} \cdot i) \cdot 10^{-3} \quad \Delta S_{x3} = 0.015 + 0.08i \quad \text{MBA}$$

ПС СЦЗ, Межзаводская ТД-16000/35

$$U_{ВН15} := 38.5 \text{ кВ}$$

$$\Delta P_{x15} := 21 \quad \Delta P_{k15} := 90 \text{ кВт}$$

$$U_{k15} := 8 \quad I_{x15} := 0.6$$

$$S_{НОМ15} := 16000 \text{ МВА}$$

$$R_{T15} := \frac{\Delta P_{k15} \cdot U_{ВН15}^2 \cdot 10^3}{S_{НОМ15}^2} \quad R_{T15} = 0.521 \text{ Ом}$$

$$X_{T15} := \frac{U_{k15} \cdot U_{ВН15}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{НОМ15}} \quad X_{T15} = 7.411 \text{ Ом}$$

$$\Delta Q_{x15} := \frac{I_{x15}}{100} \cdot S_{НОМ15} \quad \Delta Q_{x15} = 96 \text{ квар}$$

$$z_{T15} := R_{T15} + X_{T15}i \quad z_{T15} = 0.521 + 7.411i \text{ Ом}$$

$$\Delta S_{x15} := (\Delta P_{x15} + \Delta Q_{x15} \cdot i) \cdot 10^{-3} \quad \Delta S_{x15} = 0.021 + 0.096i \text{ МВА}$$

ПС Заря ТМН-2500/35

$$U_{ВН17} := 35 \text{ кВ}$$

$$\Delta P_{x17} := 5.1 \quad \Delta P_{k17} := 20 \text{ кВт}$$

$$U_{k17} := 6.5 \quad I_{x17} := 1.1$$

$$S_{НОМ17} := 2500 \text{ МВА}$$

$$R_{T17} := \frac{\Delta P_{k17} \cdot U_{ВН17}^2 \cdot 10^3}{S_{НОМ17}^2} \quad R_{T17} = 5.096 \text{ Ом}$$

$$X_{T17} := \frac{U_{k17} \cdot U_{ВН17}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{НОМ17}} \quad X_{T17} = 31.85 \text{ Ом}$$

$$\Delta Q_{x17} := \frac{I_{x17}}{100} \cdot S_{НОМ17} \quad \Delta Q_{x17} = 27.5 \text{ квар}$$

$$z_{T17} := R_{T17} + X_{T17}i \quad z_{T17} = 5.096 + 31.85i \text{ Ом}$$

$$\Delta S_{x17} := (\Delta P_{x17} + \Delta Q_{x17} \cdot i) \cdot 10^{-3} \quad \Delta S_{x17} = 0.005 + 0.028i \text{ МВА}$$

Потери мощности в трансформаторах

$$\Delta S_3 := \frac{\operatorname{Re}(S_3)^2 + \operatorname{Im}(S_3)^2}{35^2} \cdot z_{T3} \quad \Delta S_3 = 0.006 + 0.064i \text{ МВА}$$

$$\Delta S_4 := \frac{\operatorname{Re}(S_4)^2 + \operatorname{Im}(S_4)^2}{35^2} \cdot z_{T4} \quad \Delta S_4 = 0.007 + 0.029i \text{ МВА}$$

$\Delta S_5 := \frac{\operatorname{Re}(S_5)^2 + \operatorname{Im}(S_5)^2}{35^2} \cdot z_{T_8}$	$\Delta S_5 = 0.022 + 0.194i$	MBA
$\Delta S_6 := \frac{\operatorname{Re}(S_6)^2 + \operatorname{Im}(S_6)^2}{35^2} \cdot z_{T_{10}}$	$\Delta S_6 = 0.003 + 0.014i$	MBA
$\Delta S_7 := \frac{\operatorname{Re}(S_7)^2 + \operatorname{Im}(S_7)^2}{35^2} \cdot z_{T_{10}}$	$\Delta S_7 = 0.000 + 0.002i$	MBA
$\Delta S_8 := \frac{\operatorname{Re}\left(\frac{S_8}{2}\right)^2 + \operatorname{Im}\left(\frac{S_8}{2}\right)^2}{35^2} \cdot z_{T_8}$	$\Delta S_8 = 0.015 + 0.137i$	MBA
$\Delta S_9 := \frac{\operatorname{Re}(S_9)^2 + \operatorname{Im}(S_9)^2}{35^2} \cdot z_{T_{10}}$	$\Delta S_9 = 0.018 + 0.07i$	MBA
$\Delta S_{10} := \frac{\operatorname{Re}(S_{10})^2 + \operatorname{Im}(S_{10})^2}{35^2} \cdot z_{T_{10}}$	$\Delta S_{10} = 0.004 + 0.016i$	MBA
$\Delta S_{11} := \frac{\operatorname{Re}(S_{11})^2 + \operatorname{Im}(S_{11})^2}{35^2} \cdot z_{T_{11}}$	$\Delta S_{11} = 0.028 + 0.286i$	MBA
$\Delta S_{12} := \frac{\operatorname{Re}(S_{12})^2 + \operatorname{Im}(S_{12})^2}{35^2} \cdot z_{T_{15}}$	$\Delta S_{12} = 0.003 + 0.042i$	MBA
$\Delta S_{13} := \frac{\operatorname{Re}(S_{13})^2 + \operatorname{Im}(S_{13})^2}{35^2} \cdot z_{T_8}$	$\Delta S_{13} = 0.015 + 0.132i$	MBA
$\Delta S_{14} := \frac{\operatorname{Re}(S_{14})^2 + \operatorname{Im}(S_{14})^2}{35^2} \cdot z_{T_8}$	$\Delta S_{14} = 0.005 + 0.043i$	MBA
$\Delta S_{15} := \frac{\operatorname{Re}(S_{15})^2 + \operatorname{Im}(S_{15})^2}{35^2} \cdot z_{T_{15}}$	$\Delta S_{15} = 0.006 + 0.082i$	MBA
$\Delta S_{16} := \frac{\operatorname{Re}(S_{16})^2 + \operatorname{Im}(S_{16})^2}{35^2} \cdot z_{T_8}$	$\Delta S_{16} = 0.007 + 0.065i$	MBA
$\Delta S_{17} := \frac{\operatorname{Re}(S_{17})^2 + \operatorname{Im}(S_{17})^2}{35^2} \cdot z_{T_{17}}$	$\Delta S_{17} = 0.007 + 0.042i$	MBA

Значения приведённой нагрузки

$S_3 := S_3 + (\Delta S_3 + \Delta S_{x3})$	$S_3 = 2.6 + 1.174i$	MBA	$\Delta S_3 + \Delta S_{x3} = 0.02 + 0.144i$
$S_4 := S_4 + (\Delta S_4 + \Delta S_{x10})$	$S_4 = 0.802 + 0.326i$	MBA	$\Delta S_4 + \Delta S_{x10} = 0.012 + 0.046i$
$S_5 := S_5 + (\Delta S_5 + \Delta S_{x8})$	$S_5 = 3.118 + 1.134i$	MBA	$\Delta S_5 + \Delta S_{x8} = 0.028 + 0.234i$
$S_6 := S_6 + (\Delta S_6 + \Delta S_{x10})$	$S_6 = 0.579 + 0.172i$	MBA	$\Delta S_6 + \Delta S_{x10} = 0.009 + 0.032i$
$S_7 := S_7 + (\Delta S_7 + \Delta S_{x10})$	$S_7 = 0.216 + 0.09i$	MBA	$\Delta S_7 + \Delta S_{x10} = 0.006 + 0.02i$
$S_8 := S_8 + 2(\Delta S_8 + \Delta S_{x8})$	$S_8 = 5.204 + 1.985i$	MBA	$2\Delta S_8 + 2\Delta S_{x8} = 0.044 + 0.355i$
$S_9 := S_9 + (\Delta S_9 + \Delta S_{x10})$	$S_9 = 1.273 + 0.498i$	MBA	$\Delta S_9 + \Delta S_{x10} = 0.023 + 0.088i$
$S_{10} := S_{10} + (\Delta S_{10} + \Delta S_{x10})$	$S_{10} = 0.629 + 0.164i$	MBA	$\Delta S_{10} + \Delta S_{x10} = 0.009 + 0.034i$
$S_{11} := S_{11} + (\Delta S_{11} + \Delta S_{x11})$	$S_{11} = 4.607 + 2.102i$	MBA	$\Delta S_{11} + \Delta S_{x11} = 0.037 + 0.342i$
$S_{12} := S_{12} + (\Delta S_{12} + \Delta S_{x15})$	$S_{12} = 2.474 + 1.118i$	MBA	$\Delta S_{12} + \Delta S_{x15} = 0.024 + 0.138i$
$S_{13} := S_{13} + (\Delta S_{13} + \Delta S_{x8})$	$S_{13} = 2.551 + 0.962i$	MBA	$\Delta S_{13} + \Delta S_{x8} = 0.021 + 0.172i$
$S_{14} := S_{14} + (\Delta S_{14} + \Delta S_{x8})$	$S_{14} = 1.451 + 0.543i$	MBA	$\Delta S_{14} + \Delta S_{x8} = 0.011 + 0.083i$
$S_{15} := S_{15} + (\Delta S_{15} + \Delta S_{x15})$	$S_{15} = 3.447 + 1.548i$	MBA	$\Delta S_{15} + \Delta S_{x15} = 0.027 + 0.178i$
$S_{16} := S_{16} + (\Delta S_{16} + \Delta S_{x8})$	$S_{16} = 1.794 + 0.635i$	MBA	$\Delta S_{16} + \Delta S_{x8} = 0.014 + 0.105i$
$S_{17} := S_{17} + (\Delta S_{17} + \Delta S_{x17})$	$S_{17} = 1.222 + 0.449i$	MBA	$\Delta S_{17} + \Delta S_{x17} = 0.012 + 0.069i$

Расчитываем потоки мощности 1-8-9-10

$$\Delta S_{910} := \frac{(\operatorname{Re}(S_{10})^2 + \operatorname{Im}(S_{10})^2)}{35^2} \cdot z_{910} \quad \Delta S_{910} = 0.001 + 0.001i \quad \text{MBA} \quad S_{10} = 0.629 + 0.164i$$

$$S_{910n} := S_{10} + \Delta S_{910} \quad S_{910n} = 0.63 + 0.165i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{910n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 10.738$$

$$\Delta S_{920} := \frac{(\operatorname{Re}(S_9)^2 + \operatorname{Im}(S_9)^2)}{35^2} \cdot z_{920} \quad \Delta S_{920} = 0.007 + 0.007i \quad \text{MBA}$$

$$S_{920n} := S_9 + \Delta S_{920} \quad S_{920n} = 1.28 + 0.505i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{920n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 22.69$$

$$S_{89k} := S_{910n} + S_{920n} \quad S_{89k} = 1.909 + 0.67i \quad \text{MBA} \quad S_9 = 1.273 + 0.498i$$

$$\Delta S_{89} := \frac{\left(\operatorname{Re}(S_{89k})^2 + \operatorname{Im}(S_{89k})^2 \right)}{35^2} \cdot z_{89} \quad \Delta S_{89} = 0.013 + 0.017i \quad \text{MBA}$$

$$S_{89n} := S_{89k} + \Delta S_{89} \quad S_{89n} = 1.922 + 0.687i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{89n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 33.665$$

$$S_{18k} := S_{89n} + S_8 \quad S_{18k} = 7.126 + 2.671i \quad \text{MBA} \quad S_8 = 5.204 + 1.985i$$

$$\Delta S_{18} := \frac{\left(\operatorname{Re}(S_{18k})^2 + \operatorname{Im}(S_{18k})^2 \right)}{35^2} \cdot z_{18} \quad \Delta S_{18} = 0.103 + 0.171i \quad \text{MBA}$$

$$S_{18n} := S_{18k} + \Delta S_{18} \quad S_{18n} = 7.229 + 2.842i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{18n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 128.128$$

Находим напряжения в узлах 35 кВ схемы сети 1-8-9-10

$$U_8 := U_1 - \frac{\overline{S_{18n}} \cdot z_{18}}{U_1}$$

$$|U_8| = 38.337 \text{ кВ}$$

$$U_9 := U_8 - \frac{\overline{S_{89n}} \cdot z_{89}}{U_8}$$

$$|U_9| = 38.057 \text{ кВ}$$

$$U_{10} := U_9 - \frac{\overline{S_{910n}} \cdot z_{910}}{U_9}$$

$$|U_{10}| = 38.019 \text{ кВ}$$

$$U_{20} := U_9 - \frac{\overline{S_{920n}} \cdot z_{920}}{U_9}$$

$$|U_{20}| = 37.846 \text{ кВ}$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС Евгеньевка пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U^8 := \frac{\operatorname{Re}\left(\frac{S_8}{2} - \Delta S_{x8}\right) \cdot \operatorname{Re}(z_{T8}) + \operatorname{Im}\left(\frac{S_8}{2} - \Delta S_{x8}\right) \cdot \operatorname{Im}(z_{T8})}{U_8}$$

$$\Delta U^8 = 0.744 + 0.01i \quad \text{кЕ}$$

$$U_{\text{ннвн}} := U^8 - \Delta U^8 \quad |U_{\text{ннвн}}| = 37.593 \quad \text{кЕ}$$

$$U_{\text{вн}} := 35 \quad U_{\text{нн}} := 11 \quad \text{кЕ}$$

$$k_{\text{вн}} := \frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{нн}}} \quad k_{\text{вн}} = 3.182$$

$$k_{\text{внж}} := \frac{|U_{\text{ннвн}}|}{10.5} \quad k_{\text{внж}} = 3.58$$

$$p_{\text{внж}} := \left(\frac{k_{\text{вн}}}{k_{\text{внж}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad p_{\text{внж}} = -7.42$$

$$p_{\text{вн}} := -6$$

$$U^8 := \frac{|U_{\text{ннвн}}| \cdot (1 + p_{\text{вн}} \cdot 0.015)}{k_{\text{вн}}} \quad U^8 = 10.75 \quad \text{кЕ} \quad \frac{|U_{\text{ннвн}}|}{k_{\text{вн}}} = 11.815$$

Определим номер отпайки ПБВ двухмоточного трансформатора ПС Луговая
 пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U^9 := \frac{\operatorname{Re}(S_9 - \Delta S_{x10}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T10}) + \operatorname{Im}(S_9 - \Delta S_{x10}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T10})}{U_9}$$

$$\Delta U^9 = 1.042 + 0.019i \quad \text{кЕ}$$

$$U_{\text{ннвн}} := U^9 - \Delta U^9 \quad |U_{\text{ннвн}}| = 37.015 \quad \text{кЕ}$$

$$U_{\text{вн}} := 35 \quad U_{\text{нн}} := 11 \quad \text{кЕ}$$

$$k_{\text{вн}} := \frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{нн}}} \quad k_{\text{вн}} = 3.182$$

$$k_{\text{внж}} := \frac{|U_{\text{ннвн}}|}{10.5} \quad k_{\text{внж}} = 3.525$$

$$p_{\text{внж}} := \left(\frac{k_{\text{вн}}}{k_{\text{внж}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad p_{\text{внж}} = -6.495$$

$$p_{\text{вн}} := -6$$

$$U^9 := \frac{|U_{\text{ннвн}}| \cdot (1 + p_{\text{вн}} \cdot 0.015)}{k_{\text{вн}}} \quad U^9 = 10.59 \quad \text{кЕ} \quad \frac{|U_{\text{ннвн}}|}{k_{\text{вн}}} = 11.633$$

Определим номер отпайки ПБВ двухмоточного трансформатора ПС Новосельская
 пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U^{10} := \frac{\operatorname{Re}(S_{10} - \Delta S_{x10}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T10}) + \operatorname{Im}(S_{10} - \Delta S_{x10}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T10})}{U_{10}}$$

$$\Delta U^{10} = 0.396 + 0.008i \quad \text{кЕ}$$

$$U_{\text{ннвн}} := U^{10} - \Delta U^{10} \quad |U_{\text{ннвн}}| = 37.624 \quad \text{кЕ}$$

$$U_{\text{вн}} := 35 \quad U_{\text{нн}} := 11 \quad \text{кЕ}$$

$$k_{ВН} := \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} \quad k_{ВН} = 3.182$$

$$k_{ВНЖ} := \frac{|U_{ННВН}|}{10.5} \quad k_{ВНЖ} = 3.583$$

$$n_{ВНЖ} := \left(\frac{k_{ВН}}{k_{ВНЖ}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad n_{ВНЖ} = -7.468$$

$$n_{ВН} := -6$$

$$U'_{10} := \frac{|U_{ННВН}| \cdot (1 + n_{ВН} \cdot 0.015)}{k_{ВН}} \quad U'_{10} = 10.76 \text{ кЕ} \quad \frac{|U_{ННВН}|}{k_{ВН}} = 11.825$$

Расчитываем потоки мощности 1-11-12

$$\Delta S_{1112} := \frac{(\operatorname{Re}(S_{12})^2 + \operatorname{Im}(S_{12})^2)}{35^2} \cdot z_{1112} \quad \Delta S_{1112} = 0 + 0.001i \text{ MBA} \quad S_{12} = 2.474 + 1.118i$$

$$S_{1112n} := S_{12} + \Delta S_{1112} \quad S_{1112n} = 2.474 + 1.119i \text{ MBA}$$

$$\frac{|S_{1112n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 44.798$$

$$S_{111k} := S_{1112n} + S_{11} \quad S_{111k} = 7.082 + 3.222i \text{ MBA} \quad S_{11} = 4.607 + 2.102i$$

$$\Delta S_{111} := \frac{(\operatorname{Re}(S_{111k})^2 + \operatorname{Im}(S_{111k})^2)}{35^2} \cdot z_{111} \quad \Delta S_{111} = 0.009 + 0.039i \text{ MBA}$$

$$S_{111n} := S_{111k} + \Delta S_{111} \quad S_{111n} = 7.09 + 3.261i \text{ MBA}$$

$$\frac{|S_{111n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 128.736$$

Находим напряжения в узлах 35 кВ схемы сети 1-11-12

$$U_{11} := U_1 - \frac{\overline{S_{111n}} \cdot z_{111}}{U_1}$$

$$|U_{11}| = 38.902 \text{ кЕ}$$

$$U_{12} := U_{11} - \frac{\overline{S_{1112n}} \cdot z_{1112}}{U_{11}}$$

$$|U_{12}| = 38.892 \text{ кЕ}$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС АСБ
 пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U'_{11} := \frac{\operatorname{Re}(S_{11} - \Delta S_{x11}) \cdot \operatorname{Re}(z_{r11}) + \operatorname{Im}(S_{11} - \Delta S_{x11}) \cdot \operatorname{Im}(z_{r11})}{U_{11}}$$

$$\Delta U'11 = 0.936 + 0.003i \text{ кЕ}$$

$$U_{\text{HNBH}} := U11 - \Delta U'11 \quad |U_{\text{HNBH}}| = 37.965 \text{ кЕ}$$

$$U_{\text{BH}} := 35 \quad U_{\text{HH}} := 11 \text{ кЕ}$$

$$k_{\text{BH}} := \frac{U_{\text{BH}}}{U_{\text{HH}}} \quad k_{\text{BH}} = 3.182$$

$$k_{\text{BHЖ}} := \frac{|U_{\text{HNBH}}|}{10.5} \quad k_{\text{BHЖ}} = 3.616$$

$$p_{\text{BHЖ}} := \left(\frac{k_{\text{BH}}}{k_{\text{BHЖ}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad p_{\text{BHЖ}} = -8.001$$

$$p_{\text{BH}} := -\epsilon$$

$$U'11 := \frac{|U_{\text{HNBH}}| \cdot (1 + p_{\text{BH}} \cdot 0.015)}{k_{\text{BH}}} \quad U'11 = 10.86 \text{ кЕ} \quad \frac{|U_{\text{HNBH}}|}{k_{\text{BH}}} = 11.932$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС СЦЗ
 пределы регулирования 2*2,5%

$$\Delta U'12 := \frac{\text{Re}(S_{12} - \Delta S_{x15}) \cdot \text{Re}(z_{T15}) + \text{Im}(S_{12} - \Delta S_{x15}) \cdot \text{Im}(z_{T15})}{U12}$$

$$\Delta U'12 = 0.228 + 0.001i \text{ кЕ}$$

$$U_{\text{HNBH}} := U12 - \Delta U'12 \quad |U_{\text{HNBH}}| = 38.665 \text{ кЕ}$$

$$U_{\text{BH}} := 38.5 \quad U_{\text{HH}} := 10.5 \text{ кЕ}$$

$$k_{\text{BH}} := \frac{U_{\text{BH}}}{U_{\text{HH}}} \quad k_{\text{BH}} = 3.667$$

$$k_{\text{BHЖ}} := \frac{|U_{\text{HNBH}}|}{10.5} \quad k_{\text{BHЖ}} = 3.682$$

$$p_{\text{BHЖ}} := \left(\frac{k_{\text{BH}}}{k_{\text{BHЖ}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.025} \quad p_{\text{BHЖ}} = -0.17$$

$$p_{\text{BH}} := 0$$

$$U'12 := \frac{|U_{\text{HNBH}}| \cdot (1 + p_{\text{BH}} \cdot 0.025)}{k_{\text{BH}}} \quad U'12 = 10.54 \text{ кЕ} \quad \frac{|U_{\text{HNBH}}|}{k_{\text{BH}}} = 10.545$$

Расчитываем потоки мощности 1-2-4-5-6-7

$$\Delta S_{67} := \frac{(\text{Re}(S_7)^2 + \text{Im}(S_7)^2)}{35^2} \cdot z_{67}$$

$$\Delta S_{67} = 0 + 0i \quad \text{MBA}$$

$$S_7 = 0.216 + 0.09i$$

$$S_{67n} := S_7 + \Delta S_{67}$$

$$S_{67n} = 0.216 + 0.09i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{67n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 3.853$$

$$S_{56k} := S_{67n} + S_6$$

$$S_{56k} = 0.794 + 0.261i \quad \text{MBA}$$

$$S_6 = 0.579 + 0.172i$$

$$\Delta S_{56} := \frac{\left(\operatorname{Re}(S_{56k})^2 + \operatorname{Im}(S_{56k})^2\right)}{35^2} \cdot z_{56} \quad \Delta S_{56} = 0.003 + 0.003i \quad \text{MBA}$$

$$S_{56n} := S_{56k} + \Delta S_{56} \quad S_{56n} = 0.797 + 0.264i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{56n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 13.85$$

$$S_{45k} := S_{56n} + S_5 \quad S_{45k} = 3.915 + 1.398i \quad \text{MBA} \quad S_5 = 3.118 + 1.134i$$

$$\Delta S_{45} := \frac{\left(\operatorname{Re}(S_{45k})^2 + \operatorname{Im}(S_{45k})^2\right)}{35^2} \cdot z_{45} \quad \Delta S_{45} = 0.049 + 0.068i \quad \text{MBA}$$

$$S_{45n} := S_{45k} + \Delta S_{45} \quad S_{45n} = 3.964 + 1.466i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{45n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 69.724$$

$$S_{24k} := S_{45n} + S_4 \quad S_{24k} = 4.767 + 1.792i \quad \text{MBA} \quad S_4 = 0.802 + 0.326i$$

$$\Delta S_{24} := \frac{\left(\operatorname{Re}(S_{24k})^2 + \operatorname{Im}(S_{24k})^2\right)}{35^2} \cdot z_{24} \quad \Delta S_{24} = 0.219 + 0.249i \quad \text{MBA}$$

$$S_{24n} := S_{24k} + \Delta S_{24} \quad S_{24n} = 4.985 + 2.041i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{24n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 88.861$$

$$\Delta S_{23} := \frac{\left(\operatorname{Re}(S_3)^2 + \operatorname{Im}(S_3)^2\right)}{35^2} \cdot z_{23} \quad \Delta S_{23} = 0.009 + 0.016i \quad \text{MBA} \quad S_3 = 2.6 + 1.174i$$

$$S_{23n} := S_3 + \Delta S_{23} \quad S_{23n} = 2.609 + 1.189i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{23n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 47.306$$

$$S_{12k} := S_{23n} + S_{24n} \quad S_{12k} = 7.595 + 3.23i \quad \text{MBA}$$

$$\Delta S_{12} := \frac{\left(\operatorname{Re}(S_{12k})^2 + \operatorname{Im}(S_{12k})^2\right)}{35^2} \cdot z_{12} \quad \Delta S_{12} = 0.119 + 0.198i \quad \text{MBA}$$

$$S_{12n} := S_{12k} + \Delta S_{12} \quad S_{12n} = 7.714 + 3.428i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{12n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 139.243$$

Находим напряжения в узлах 35 кВ схемы сети 1-2-3-4-5-6-7

$$U_2 := U_1 - \frac{\overline{S_{12n}} \cdot \overline{z_{12}}}{\overline{U_1}}$$

$$|U_2| = 38.268 \text{ кВ}$$

$$U_3 := U_2 - \frac{\overline{S_{23n}} \cdot \overline{z_{23}}}{\overline{U_2}}$$

$$|U_3| = 38.098 \text{ кВ}$$

$$U_4 := U_2 - \frac{\overline{S_{24n}} \cdot \overline{z_{24}}}{\overline{U_2}}$$

$$|U_4| = 36.309 \text{ кВ}$$

$$U_5 := U_4 - \frac{\overline{S_{45n}} \cdot \overline{z_{45}}}{\overline{U_4}}$$

$$|U_5| = 35.738 \text{ кВ}$$

$$U_6 := U_5 - \frac{\overline{S_{56n}} \cdot \overline{z_{56}}}{\overline{U_5}}$$

$$|U_6| = 35.596 \text{ кВ}$$

$$U_7 := U_6 - \frac{\overline{S_{67n}} \cdot \overline{z_{67}}}{\overline{U_6}}$$

$$|U_7| = 35.577 \text{ кВ}$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС ЗСМ
 пределы регулирования 9*1,3%

$$\Delta U^3 := \frac{\operatorname{Re}(S_3 - \Delta S_{x3}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T3}) + \operatorname{Im}(S_3 - \Delta S_{x3}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T3})}{U_3}$$

$$\Delta U^3 = 0.35 + 0.006i \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ННВН}} := U_3 - \Delta U^3 \quad |U_{\text{ННВН}}| = 37.748 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ВН}} := 36.7; \quad U_{\text{НН}} := 10.5 \text{ кВ}$$

$$k_{\text{ВН}} := \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} \quad k_{\text{ВН}} = 3.5$$

$$k_{\text{ВНЖ}} := \frac{|U_{\text{ННВН}}|}{10.5} \quad k_{\text{ВНЖ}} = 3.595$$

$$пвнж := \left(\frac{квн}{квнж} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad пвнж = -2.033$$

$$пвн := -2$$

$$U^3 := \frac{|U_{ннвн}| \cdot (1 + пвн \cdot 0.015)}{квн} \quad U^3 = 10.5 \quad кЕ \quad \frac{|U_{ннвн}|}{квн} = 10.785$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС Александровка
 пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U^4 := \frac{\operatorname{Re}(S_4 - \Delta S \times 10) \cdot \operatorname{Re}(z_{T10}) + \operatorname{Im}(S_4 - \Delta S \times 10) \cdot \operatorname{Im}(z_{T10})}{U^4}$$

$$\Delta U^4 = 0.695 + 0.028i \quad кЕ$$

$$U_{ннвн} := U^4 - \Delta U^4 \quad |U_{ннвн}| = 35.615 \quad кЕ$$

$$U_{вн} := 35 \quad U_{нн} := 11 \quad кЕ$$

$$квн := \frac{U_{вн}}{U_{нн}} \quad квн = 3.182$$

$$квнж := \frac{|U_{ннвн}|}{10.5} \quad квнж = 3.392$$

$$пвнж := \left(\frac{квн}{квнж} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad пвнж = -4.129$$

$$пвн := -4$$

$$U^4 := \frac{|U_{ннвн}| \cdot (1 + пвн \cdot 0.015)}{квн} \quad U^4 = 10.52 \quad кЕ \quad \frac{|U_{ннвн}|}{квн} = 11.193$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС Чкаловка
 пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U^5 := \frac{\operatorname{Re}(S_5 - \Delta S \times 8) \cdot \operatorname{Re}(z_{T8}) + \operatorname{Im}(S_5 - \Delta S \times 8) \cdot \operatorname{Im}(z_{T8})}{U^5}$$

$$\Delta U^5 = 0.925 + 0.047i \quad кЕ$$

$$U_{ннвн} := U^5 - \Delta U^5 \quad |U_{ннвн}| = 34.816 \quad кЕ$$

$$U_{вн} := 35 \quad U_{нн} := 11 \quad кЕ$$

$$квн := \frac{U_{вн}}{U_{нн}} \quad квн = 3.182$$

$$квнж := \frac{|U_{ннвн}|}{10.5} \quad квнж = 3.316$$

$$пвнж := \left(\frac{квн}{квнж} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad пвнж = -2.694$$

$$пвн := -2$$

$$U^5 := \frac{|U_{ннвн}| \cdot (1 + пвн \cdot 0.015)}{квн} \quad U^5 = 10.61 \quad кЕ \quad \frac{|U_{ннвн}|}{квн} = 10.942$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС Сташевка
 пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U^6 := \frac{\operatorname{Re}(S_6 - \Delta S_{x10}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T10}) + \operatorname{Im}(S_6 - \Delta S_{x10}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T10})}{U_6}$$

$$\Delta U^6 = 0.415 + 0.022i \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{ННВН}} := U_6 - \Delta U^6 \quad |U_{\text{ННВН}}| = 35.183 \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{ВН}} := 35 \quad U_{\text{НН}} := 11 \quad \text{кВ}$$

$$k_{\text{ВН}} := \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} \quad k_{\text{ВН}} = 3.182$$

$$k_{\text{ВНЖ}} := \frac{|U_{\text{ННВН}}|}{10.5} \quad k_{\text{ВНЖ}} = 3.351$$

$$n_{\text{ВНЖ}} := \left(\frac{k_{\text{ВН}}}{k_{\text{ВНЖ}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad n_{\text{ВНЖ}} = -3.361$$

$$n_{\text{ВН}} := -3$$

$$U^6 := \frac{|U_{\text{ННВН}}| \cdot (1 + n_{\text{ВН}} \cdot 0.015)}{k_{\text{ВН}}} \quad U^6 = 10.56 \quad \text{кВ} \quad \frac{|U_{\text{ННВН}}|}{k_{\text{ВН}}} = 11.057$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС Новорусановка
 пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U^7 := \frac{\operatorname{Re}(S_7 - \Delta S_{x10}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T10}) + \operatorname{Im}(S_7 - \Delta S_{x10}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T10})}{U_7}$$

$$\Delta U^7 = 0.174 + 0.009i \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{ННВН}} := U_7 - \Delta U^7 \quad |U_{\text{ННВН}}| = 35.403 \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{ВН}} := 35 \quad U_{\text{НН}} := 11 \quad \text{кВ}$$

$$k_{\text{ВН}} := \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} \quad k_{\text{ВН}} = 3.182$$

$$k_{\text{ВНЖ}} := \frac{|U_{\text{ННВН}}|}{10.5} \quad k_{\text{ВНЖ}} = 3.372$$

$$n_{\text{ВНЖ}} := \left(\frac{k_{\text{ВН}}}{k_{\text{ВНЖ}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad n_{\text{ВНЖ}} = -3.755$$

$$n_{\text{ВН}} := -4$$

$$U^7 := \frac{|U_{\text{ННВН}}| \cdot (1 + n_{\text{ВН}} \cdot 0.015)}{k_{\text{ВН}}} \quad U^7 = 10.46 \quad \text{кВ} \quad \frac{|U_{\text{ННВН}}|}{k_{\text{ВН}}} = 11.127$$

Расчитываем потоки мощности 1-15-16-17

$$\Delta S_{1617} := \frac{(\operatorname{Re}(S_{17})^2 + \operatorname{Im}(S_{17})^2)}{35^2} \cdot z_{1617} \quad \Delta S_{1617} = 0.004 + 0.006i \text{ МВА} \quad S_{17} = 1.222 + 0.449i$$

$$S_{1617n} := S_{17} + \Delta S_{1617} \quad S_{1617n} = 1.226 + 0.455i \text{ МВА}$$

$$\frac{|S_{1617n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 21.575$$

$$S_{16} = 1.794 + 0.635i$$

$$S_{1516k} := S_{1617n} + S_{1\epsilon}$$

$$S_{1516k} = 3.02 + 1.09i \quad \text{MBA}$$

$$\Delta S_{1516} := \frac{\left(\operatorname{Re}(S_{1516k})^2 + \operatorname{Im}(S_{1516k})^2 \right)}{35^2} \cdot z_{151\epsilon}$$

$$\Delta S_{1516} = 0.039 + 0.039i \quad \text{MBA}$$

$$S_{1516n} := S_{1516k} + \Delta S_{1516}$$

$$S_{1516n} = 3.059 + 1.129i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{1516n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 53.788$$

$$S_{15} = 3.447 + 1.548i$$

$$S_{115k} := S_{1516n} + S_{15}$$

$$S_{115k} = 6.506 + 2.677i \quad \text{MBA}$$

$$\Delta S_{115} := \frac{\left(\operatorname{Re}(S_{115k})^2 + \operatorname{Im}(S_{115k})^2 \right)}{35^2} \cdot z_{115}$$

$$\Delta S_{115} = 0.033 + 0.055i \quad \text{MBA}$$

$$S_{115n} := S_{115k} + \Delta S_{115}$$

$$S_{115n} = 6.539 + 2.733i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{115n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 116.904$$

Находим напряжения в узлах 35 кВ схемы сети 1-15-16-17

$$U_{15} := U_1 - \frac{\overline{S_{115n} \cdot z_{115}}}{U_1}$$

$$|U_{15}| = 38.767 \text{ кВ}$$

$$U_{16} := U_{15} - \frac{\overline{S_{1516n} \cdot z_{1516}}}{U_{15}}$$

$$|U_{16}| = 38.267 \text{ кВ}$$

$$U_{17} := U_{16} - \frac{\overline{S_{1617n} \cdot z_{1617}}}{U_{16}}$$

$$|U_{17}| = 38.116 \text{ кВ}$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС Межзаводская
 пределы регулирования 2*2,5%

$$\Delta U'_{15} := \frac{\operatorname{Re}(S_{15} - \Delta S_{x15}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T15}) + \operatorname{Im}(S_{15} - \Delta S_{x15}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T15})}{U_{15}}$$

$$\Delta U'15 = 0.324 + 0.001i \text{ кЕ}$$

$$U_{\text{ннвн}} := U15 - \Delta U'15 \quad |U_{\text{ннвн}}| = 38.443 \text{ кЕ}$$

$$U_{\text{вн}} := 38.5 \quad U_{\text{нн}} := 10.5 \text{ кЕ}$$

$$k_{\text{вн}} := \frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{нн}}} \quad k_{\text{вн}} = 3.667$$

$$k_{\text{внж}} := \frac{|U_{\text{ннвн}}|}{10.5} \quad k_{\text{внж}} = 3.661$$

$$p_{\text{внж}} := \left(\frac{k_{\text{вн}}}{k_{\text{внж}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.025} \quad p_{\text{внж}} = 0.059$$

$$p_{\text{вн}} := 0$$

$$U'15 := \frac{|U_{\text{ннвн}}| \cdot (1 + p_{\text{вн}} \cdot 0.025)}{k_{\text{вн}}} \quad U'15 = 10.48 \text{ кЕ} \quad \frac{|U_{\text{ннвн}}|}{k_{\text{вн}}} = 10.485$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС Хвалынка
 пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U'16 := \frac{\operatorname{Re}(S_{16} - \Delta S_{x8}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T8}) + \operatorname{Im}(S_{16} - \Delta S_{x8}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T8})}{U16}$$

$$\Delta U'16 = 0.477 + 0.005i \text{ кЕ}$$

$$U_{\text{ннвн}} := U16 - \Delta U'16 \quad |U_{\text{ннвн}}| = 37.79 \text{ кЕ}$$

$$U_{\text{вн}} := 35 \quad U_{\text{нн}} := 11 \text{ кЕ}$$

$$k_{\text{вн}} := \frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{нн}}} \quad k_{\text{вн}} = 3.182$$

$$k_{\text{внж}} := \frac{|U_{\text{ннвн}}|}{10.5} \quad k_{\text{внж}} = 3.599$$

$$p_{\text{внж}} := \left(\frac{k_{\text{вн}}}{k_{\text{внж}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad p_{\text{внж}} = -7.729$$

$$p_{\text{вн}} := -6$$

$$U'16 := \frac{|U_{\text{ннвн}}| \cdot (1 + p_{\text{вн}} \cdot 0.015)}{k_{\text{вн}}} \quad U'16 = 10.81 \text{ кЕ} \quad \frac{|U_{\text{ннвн}}|}{k_{\text{вн}}} = 11.877$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС Заря
 пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U'17 := \frac{\operatorname{Re}(S_{17} - \Delta S_{x17}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T17}) + \operatorname{Im}(S_{17} - \Delta S_{x17}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T17})}{U17}$$

$$\Delta U'17 = 0.515 + 0.007i \text{ кЕ}$$

$$U_{\text{ннвн}} := U17 - \Delta U'17 \quad |U_{\text{ннвн}}| = 37.601 \text{ кЕ}$$

$$U_{\text{вн}} := 35 \quad U_{\text{нн}} := 11 \text{ кЕ}$$

$$k_{ВН} := \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} \quad k_{ВН} = 3.182$$

$$k_{ВНЖ} := \frac{|U_{ННВН}|}{10.5} \quad k_{ВНЖ} = 3.581$$

$$n_{ВНЖ} := \left(\frac{k_{ВН}}{k_{ВНЖ}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad n_{ВНЖ} = -7.432$$

$$n_{ВН} := -6$$

$$U'17 := \frac{|U_{ННВН}| \cdot (1 + n_{ВН} \cdot 0.015)}{k_{ВН}} \quad U'17 = 10.75 \text{ кЕ} \quad \frac{|U_{ННВН}|}{k_{ВН}} = 11.817$$

Расчитываем потоки мощности 1-13-14

$$\Delta S_{1314} := \frac{\left(\operatorname{Re}(S_{14})^2 + \operatorname{Im}(S_{14})^2 \right)}{35^2} \cdot Z_{1314}$$

$$\Delta S_{1314} = 0.005 + 0.007i \quad \text{MBA}$$

$$S_{1314n} := S_{14} + \Delta S_{1314}$$

$$S_{1314n} = 1.456 + 0.55i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{1314n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 25.678$$

$$S_{14} = 1.451 + 0.543i$$

$$S_{113k} := S_{1314n} + S_{13}$$

$$S_{113k} = 4.008 + 1.511i \quad \text{MBA}$$

$$\Delta S_{113} := \frac{\left(\operatorname{Re}(S_{113k})^2 + \operatorname{Im}(S_{113k})^2 \right)}{35^2} \cdot Z_{113}$$

$$\Delta S_{113} = 0.029 + 0.04i \quad \text{MBA}$$

$$S_{13} = 2.551 + 0.962i$$

$$S_{113n} := S_{113k} + \Delta S_{113}$$

$$S_{113n} = 4.037 + 1.551i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{113n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 71.334$$

Находим напряжения в узлах 35 кВ схемы сети 1-13-14

$$U_{13} := U_1 - \frac{\overline{S_{113n}} \cdot Z_{113}}{U_1}$$

$$|U_{13}| = 38.695 \text{ кЕ}$$

$$U_{14} := U_{13} - \frac{\overline{S_{1314n}} \cdot Z_{1314}}{U_{13}}$$

$$|U_{14}| = 38.552 \text{ кЕ}$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС Красный кут пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U'13 := \frac{\operatorname{Re}(S_{13} - \Delta S_{x8}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T8}) + \operatorname{Im}(S_{13} - \Delta S_{x8}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T8})}{U13}$$

$$\Delta U'13 = 0.716 + 0.004i \text{ кЕ}$$

$$U_{\text{ннвн}} := U13 - \Delta U'13 \quad |U_{\text{ннвн}}| = 37.98 \text{ кЕ}$$

Каталожные данные

$$U_{\text{вн}} := 35 \quad U_{\text{нн}} := 11 \text{ кЕ} \quad \text{АС} - 95$$

$$k_{\text{вн}} := \frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{нн}}} \quad k_{\text{вн}} = 3.182$$

$$k_{\text{внж}} := \frac{|U_{\text{ннвн}}|}{10.5} \quad k_{\text{внж}} = 3.617$$

$$p_{\text{внж}} := \left(\frac{k_{\text{вн}}}{k_{\text{внж}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad p_{\text{внж}} = -8.023$$

$$p_{\text{вн}} := -6$$

$$U'13 := \frac{|U_{\text{ннвн}}| \cdot (1 + p_{\text{вн}} \cdot 0.015)}{k_{\text{вн}}} \quad U'13 = 10.86 \text{ кЕ} \quad \frac{|U_{\text{ннвн}}|}{k_{\text{вн}}} = 11.936$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС Вишневка
 пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U'14 := \frac{\operatorname{Re}(S_{14} - \Delta S_{x8}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T8}) + \operatorname{Im}(S_{14} - \Delta S_{x8}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T8})}{U14}$$

$$\Delta U'14 = 0.396 + 0.003i \text{ кЕ}$$

$$U_{\text{ннвн}} := U14 - \Delta U'14 \quad |U_{\text{ннвн}}| = 38.156 \text{ кЕ}$$

$$U_{\text{вн}} := 35 \quad U_{\text{нн}} := 11 \text{ кЕ}$$

$$k_{\text{вн}} := \frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{нн}}} \quad k_{\text{вн}} = 3.182$$

$$k_{\text{внж}} := \frac{|U_{\text{ннвн}}|}{10.5} \quad k_{\text{внж}} = 3.634$$

$$p_{\text{внж}} := \left(\frac{k_{\text{вн}}}{k_{\text{внж}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad p_{\text{внж}} = -8.295$$

$$p_{\text{вн}} := -6$$

$$U'14 := \frac{|U_{\text{ннвн}}| \cdot (1 + p_{\text{вн}} \cdot 0.015)}{k_{\text{вн}}} \quad U'14 = 10.91 \text{ кЕ} \quad \frac{|U_{\text{ннвн}}|}{k_{\text{вн}}} = 11.992$$

итого потери активной мощности, МВт

$$\operatorname{Re} \left(\begin{array}{l} \Delta S_{920} + \Delta S_{89} + \Delta S_{18} + \Delta S_{1112} + \Delta S_{111} + \Delta S_{67} + \Delta S_{56} + \Delta S_{45} + \Delta S_{24} + \Delta S_{23} \dots \\ + \Delta S_{12} + \Delta S_{1617} + \Delta S_{1516} + \Delta S_{115} + \Delta S_{1314} + \Delta S_{113} \dots \\ + \Delta S_3 + \Delta S_{x3} + \Delta S_4 + \Delta S_{x10} + \Delta S_5 + \Delta S_{x8} + \Delta S_6 + \Delta S_{x10} + \Delta S_7 + \Delta S_{x10} + 2\Delta S_8 + 2\Delta S_{x8} \dots \\ + \Delta S_9 + \Delta S_{x10} + \Delta S_{10} + \Delta S_{x10} + \Delta S_{11} + \Delta S_{x11} + \Delta S_{12} + \Delta S_{x15} + \Delta S_{13} + \Delta S_{x8} + \Delta S_{14} + \Delta S_{x8} \dots \\ + \Delta S_{15} + \Delta S_{x15} + \Delta S_{16} + \Delta S_{x8} + \Delta S_{17} + \Delta S_{x17} \end{array} \right) = 1.054$$

Приложение Г

Расчёт максимального режима по варианту 3

$$\begin{aligned}
 r_{120} &:= 0.24 & r_{70} &:= 0.42 & r_{95} &:= 0.30 & r_{300} &:= 0.09 \\
 x_{120} &:= 0.41 & x_{70} &:= 0.43 & x_{95} &:= 0.42 & x_{300} &:= 0.4 \\
 U &:= 35 \text{ кВ} & i &:= \sqrt{-1}
 \end{aligned}$$

Параметры схемы замещения

$z_{111} := (r_{300} + x_{300} \cdot i) \cdot 1.8$	$z_{111} = 0.179 + 0.787i$ Ом
$z_{1112} := (r_{300} + x_{300} \cdot i) \cdot 0.52$	$z_{1112} = 0.051 + 0.224i$ Ом
$z_{113} := (r_{95} + x_{95} \cdot i) \cdot 6.3$	$z_{113} = 1.928 + 2.652i$ Ом
$z_{1314} := (r_{95} + x_{95} \cdot i) \cdot 8.2$	$z_{1314} = 2.509 + 3.452i$ Ом
$z_{19} := (r_{95} + x_{95} \cdot i) \cdot 12.27 + (r_{120} + x_{120} \cdot i) \cdot 8.7$	$z_{19} = 5.928 + 8.78i$ Ом
$z_{910} := (r_{95} + x_{95} \cdot i) \cdot 5.5$	$z_{910} = 1.683 + 2.316i$ Ом
$z_{12} := (r_{120} + x_{120} \cdot i) \cdot 8.5$	$z_{12} = 2.139 + 3.556i$ Ом
$z_{23} := (r_{120} + x_{120} \cdot i) \cdot 5.7$	$z_{23} = 1.419 + 2.36i$ Ом
$z_{221} := (r_{70} + x_{70} \cdot i) \cdot 6.3$	$z_{221} = 2.718 + 2.743i$ Ом
$z_{214} := (r_{70} + x_{70} \cdot i) \cdot 9.27 + (r_{95} + x_{95} \cdot i) \cdot 11.5$	$z_{214} = 7.609 + 9.015i$ Ом
$z_{45} := (r_{95} + x_{95} \cdot i) \cdot 11.3$	$z_{45} = 3.479 + 4.787i$ Ом
$z_{56} := (r_{70} + x_{70} \cdot i) \cdot 11.1$	$z_{56} = 4.751 + 4.795i$ Ом
$z_{67} := (r_{120} + x_{120} \cdot i) \cdot 7.7$	$z_{67} = 1.917 + 3.188i$ Ом
$z_{115} := (r_{120} + x_{120} \cdot i) \cdot 3.3$	$z_{115} = 0.822 + 1.366i$ Ом
$z_{1516} := (r_{70} + x_{70} \cdot i) \cdot 10.8$	$z_{1516} = 4.622 + 4.666i$ Ом
$z_{1617} := (r_{95} + x_{95} \cdot i) \cdot 10.2$	$z_{1617} = 3.13 + 4.307i$ Ом
$z_{920} := (r_{70} + x_{70} \cdot i) \cdot 10.5$	$z_{920} = 4.494 + 4.536i$ Ом

Нагрузки

$$\begin{aligned}
 S_3 &:= (2.58 + 1.03i) \text{ MVA} & S_{10} &:= (0.62 + 0.13i) \text{ MVA} & S_{17} &:= (1.21 + 0.38i) \text{ MVA} \\
 S_4 &:= (0.79 + 0.28i) \text{ MVA} & S_{11} &:= (4.57 + 1.76i) \text{ MVA} \\
 S_5 &:= (3.09 + 0.9i) \text{ MVA} & S_{12} &:= (2.45 + 0.98i) \text{ MVA} \\
 S_6 &:= (0.57 + 0.14i) \text{ MVA} & S_{13} &:= (2.53 + 0.79i) \text{ MVA} \\
 S_7 &:= (0.21 + 0.07i) \text{ MVA} & S_{14} &:= (1.44 + 0.46i) \text{ MVA} \\
 S_8 &:= (5.16 + 1.63i) \text{ MVA} & S_{15} &:= (3.42 + 1.37i) \text{ MVA} \\
 S_9 &:= (1.25 + 0.41i) \text{ MVA} & S_{16} &:= (1.78 + 0.53i) \text{ MVA}
 \end{aligned}$$

Трансформаторы

ПС АСБ ТМН-6300/35

$$U_{ВН1} := 35 \text{ кВ}$$

$$\Delta P_{X11} := 9.2 \quad \Delta P_{K11} := 46.4 \text{ кВт}$$

$$U_{K11} := 7.5 \quad I_{X11} := 0.9$$

$$S_{НОМ11} := 6300 \text{ МВА}$$

$$R_{T11} := \frac{\Delta P_{K11} \cdot U_{ВН1}^2 \cdot 10^3}{S_{НОМ11}^2} \quad R_{T11} = 1.435 \text{ Ом}$$

$$X_{T11} := \frac{U_{K11} \cdot U_{ВН1}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{НОМ11}} \quad X_{T11} = 14.583 \text{ Ом}$$

$$\Delta Q_{X11} := \frac{I_{X11}}{100} \cdot S_{НОМ11} \quad \Delta Q_{X11} = 56.7 \text{ квар}$$

$$z_{T11} := R_{T11} + X_{T11}i \quad z_{T11} = 1.435 + 14.583i \text{ Ом}$$

$$\Delta S_{X11} := (\Delta P_{X11} + \Delta Q_{X11} \cdot i) \cdot 10^{-3} \quad \Delta S_{X11} = 0.009 + 0.057i \text{ МВА}$$

ПС Евгеньевка, Чкаловка, Хвалынка, Красный Кут, Вишневка ТМН-4000/35

$$U_{ВН8} := 35 \text{ кВ}$$

$$\Delta P_{X8} := 6.7 \quad \Delta P_{K8} := 33.4 \text{ кВт}$$

$$U_{K8} := 7.5 \quad I_{X8} := 1$$

$$S_{НОМ8} := 4000 \text{ МВА}$$

$$R_{T8} := \frac{\Delta P_{K8} \cdot U_{ВН8}^2 \cdot 10^3}{S_{НОМ8}^2} \quad R_{T8} = 2.565 \text{ Ом}$$

$$X_{T8} := \frac{U_{k8} \cdot U_{BH8}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{НОМ8}} \quad X_{T8} = 22.969 \quad \text{Ом}$$

$$\Delta Q_{x8} := \frac{I_{x8}}{100} \cdot S_{НОМ8} \quad \Delta Q_{x8} = 40 \quad \text{квар}$$

$$z_{T8} := R_{T8} + X_{T8}i \quad z_{T8} = 2.565 + 22.969i \quad \text{Ом}$$

$$\Delta S_{x8} := (\Delta P_{x8} + \Delta Q_{x8} \cdot i) \cdot 10^{-3} \quad \Delta S_{x8} = 0.007 + 0.04i \quad \text{MBA}$$

ПС Новосельская, Луговая ТМН-1600/35

$$U_{BH10} := 35 \quad \text{кВ}$$

$$\Delta P_{x10} := 5.1 \quad \Delta P_{k10} := 26 \quad \text{кВт}$$

$$U_{k10} := 6.5 \quad I_{x10} := 1.1$$

$$S_{НОМ10} := 1600 \quad \text{MBA}$$

$$R_{T10} := \frac{\Delta P_{k10} \cdot U_{BH10}^2 \cdot 10^3}{S_{НОМ10}^2} \quad R_{T10} = 12.441 \quad \text{Ом}$$

$$X_{T10} := \frac{U_{k10} \cdot U_{BH10}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{НОМ10}} \quad X_{T10} = 49.766 \quad \text{Ом}$$

$$\Delta Q_{x10} := \frac{I_{x10}}{100} \cdot S_{НОМ10} \quad \Delta Q_{x10} = 17.6 \quad \text{квар}$$

$$z_{T10} := R_{T10} + X_{T10}i \quad z_{T10} = 12.441 + 49.766i \quad \text{Ом}$$

$$\Delta S_{x10} := (\Delta P_{x10} + \Delta Q_{x10} \cdot i) \cdot 10^{-3} \quad \Delta S_{x10} = 0.005 + 0.018i \quad \text{MBA}$$

ПС ЗСМ ТМН-10000/35

$$U_{BH3} := 36.7 \quad \text{кВ}$$

$$\Delta P_{x3} := 14.4 \quad \Delta P_{k3} := 65 \quad \text{кВт}$$

$$U_{k3} := 7.5 \quad I_{x3} := 0.8$$

$$S_{НОМ3} := 10000 \quad \text{MBA}$$

$$R_{T3} := \frac{\Delta P_{k3} \cdot U_{BH3}^2 \cdot 10^3}{S_{НОМ3}^2} \quad R_{T3} = 0.878 \quad \text{Ом}$$

$$X_{T3} := \frac{U_{k3} \cdot U_{BH3}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{НОМ3}} \quad X_{T3} = 10.129 \quad \text{Ом}$$

$$\Delta Q_{x3} := \frac{I_{x3}}{100} \cdot S_{НОМ3} \quad \Delta Q_{x3} = 80 \quad \text{квар}$$

$$z_{T3} := R_{T3} + X_{T3}i \quad z_{T3} = 0.878 + 10.129i \quad \text{Ом}$$

$$\Delta S_{x3} := (\Delta P_{x3} + \Delta Q_{x3} \cdot i) \cdot 10^{-3} \quad \Delta S_{x3} = 0.015 + 0.08i \quad \text{MBA}$$

ПС СЦЗ, Межзаводская ТД-16000/35

$$U_{ВН15} := 38.5 \text{ кВ}$$

$$\Delta P_{x15} := 21 \quad \Delta P_{k15} := 90 \text{ кВт}$$

$$U_{k15} := 8 \quad I_{x15} := 0.6$$

$$S_{НОМ15} := 16000 \text{ МВА}$$

$$R_{T15} := \frac{\Delta P_{k15} \cdot U_{ВН15}^2 \cdot 10^3}{S_{НОМ15}^2} \quad R_{T15} = 0.521 \text{ Ом}$$

$$X_{T15} := \frac{U_{k15} \cdot U_{ВН15}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{НОМ15}} \quad X_{T15} = 7.411 \text{ Ом}$$

$$\Delta Q_{x15} := \frac{I_{x15}}{100} \cdot S_{НОМ15} \quad \Delta Q_{x15} = 96 \text{ квар}$$

$$z_{T15} := R_{T15} + X_{T15}i \quad z_{T15} = 0.521 + 7.411i \text{ Ом}$$

$$\Delta S_{x15} := (\Delta P_{x15} + \Delta Q_{x15} \cdot i) \cdot 10^{-3} \quad \Delta S_{x15} = 0.021 + 0.096i \text{ МВА}$$

ПС Заря ТМН-2500/35

$$U_{ВН17} := 35 \text{ кВ}$$

$$\Delta P_{x17} := 5.1 \quad \Delta P_{k17} := 20 \text{ кВт}$$

$$U_{k17} := 6.5 \quad I_{x17} := 1.1$$

$$S_{НОМ17} := 2500 \text{ МВА}$$

$$R_{T17} := \frac{\Delta P_{k17} \cdot U_{ВН17}^2 \cdot 10^3}{S_{НОМ17}^2} \quad R_{T17} = 5.096 \text{ Ом}$$

$$X_{T17} := \frac{U_{k17} \cdot U_{ВН17}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{НОМ17}} \quad X_{T17} = 31.85 \text{ Ом}$$

$$\Delta Q_{x17} := \frac{I_{x17}}{100} \cdot S_{НОМ17} \quad \Delta Q_{x17} = 27.5 \text{ квар}$$

$$z_{T17} := R_{T17} + X_{T17}i \quad z_{T17} = 5.096 + 31.85i \text{ Ом}$$

$$\Delta S_{x17} := (\Delta P_{x17} + \Delta Q_{x17} \cdot i) \cdot 10^{-3} \quad \Delta S_{x17} = 0.005 + 0.028i \text{ МВА}$$

Потери мощности в трансформаторах

$$\Delta S_3 := \frac{\operatorname{Re}(S_3)^2 + \operatorname{Im}(S_3)^2}{35^2} \cdot z_{T3} \quad \Delta S_3 = 0.006 + 0.064i \text{ МВА}$$

$$\Delta S_4 := \frac{\operatorname{Re}(S_4)^2 + \operatorname{Im}(S_4)^2}{35^2} \cdot z_{T4} \quad \Delta S_4 = 0.007 + 0.029i \text{ МВА}$$

$\Delta S_5 := \frac{\operatorname{Re}(S_5)^2 + \operatorname{Im}(S_5)^2}{35^2} \cdot z_{T_8}$	$\Delta S_5 = 0.022 + 0.194i$	MBA
$\Delta S_6 := \frac{\operatorname{Re}(S_6)^2 + \operatorname{Im}(S_6)^2}{35^2} \cdot z_{T_{10}}$	$\Delta S_6 = 0.003 + 0.014i$	MBA
$\Delta S_7 := \frac{\operatorname{Re}(S_7)^2 + \operatorname{Im}(S_7)^2}{35^2} \cdot z_{T_{10}}$	$\Delta S_7 = 0.000 + 0.002i$	MBA
$\Delta S_8 := \frac{\operatorname{Re}\left(\frac{S_8}{2}\right)^2 + \operatorname{Im}\left(\frac{S_8}{2}\right)^2}{35^2} \cdot z_{T_8}$	$\Delta S_8 = 0.015 + 0.137i$	MBA
$\Delta S_9 := \frac{\operatorname{Re}(S_9)^2 + \operatorname{Im}(S_9)^2}{35^2} \cdot z_{T_{10}}$	$\Delta S_9 = 0.018 + 0.07i$	MBA
$\Delta S_{10} := \frac{\operatorname{Re}(S_{10})^2 + \operatorname{Im}(S_{10})^2}{35^2} \cdot z_{T_{10}}$	$\Delta S_{10} = 0.004 + 0.016i$	MBA
$\Delta S_{11} := \frac{\operatorname{Re}(S_{11})^2 + \operatorname{Im}(S_{11})^2}{35^2} \cdot z_{T_{11}}$	$\Delta S_{11} = 0.028 + 0.286i$	MBA
$\Delta S_{12} := \frac{\operatorname{Re}(S_{12})^2 + \operatorname{Im}(S_{12})^2}{35^2} \cdot z_{T_{15}}$	$\Delta S_{12} = 0.003 + 0.042i$	MBA
$\Delta S_{13} := \frac{\operatorname{Re}(S_{13})^2 + \operatorname{Im}(S_{13})^2}{35^2} \cdot z_{T_8}$	$\Delta S_{13} = 0.015 + 0.132i$	MBA
$\Delta S_{14} := \frac{\operatorname{Re}(S_{14})^2 + \operatorname{Im}(S_{14})^2}{35^2} \cdot z_{T_8}$	$\Delta S_{14} = 0.005 + 0.043i$	MBA
$\Delta S_{15} := \frac{\operatorname{Re}(S_{15})^2 + \operatorname{Im}(S_{15})^2}{35^2} \cdot z_{T_{15}}$	$\Delta S_{15} = 0.006 + 0.082i$	MBA
$\Delta S_{16} := \frac{\operatorname{Re}(S_{16})^2 + \operatorname{Im}(S_{16})^2}{35^2} \cdot z_{T_8}$	$\Delta S_{16} = 0.007 + 0.065i$	MBA
$\Delta S_{17} := \frac{\operatorname{Re}(S_{17})^2 + \operatorname{Im}(S_{17})^2}{35^2} \cdot z_{T_{17}}$	$\Delta S_{17} = 0.007 + 0.042i$	MBA

Значения приведённой нагрузки

$S_3 := S_3 + (\Delta S_3 + \Delta S_{x3})$	$S_3 = 2.6 + 1.174i$	MBA
$S_4 := S_4 + (\Delta S_4 + \Delta S_{x10})$	$S_4 = 0.802 + 0.326i$	MBA
$S_5 := S_5 + (\Delta S_5 + \Delta S_{x8})$	$S_5 = 3.118 + 1.134i$	MBA
$S_6 := S_6 + (\Delta S_6 + \Delta S_{x10})$	$S_6 = 0.579 + 0.172i$	MBA
$S_7 := S_7 + (\Delta S_7 + \Delta S_{x10})$	$S_7 = 0.216 + 0.09i$	MBA
$S_8 := S_8 + 2(\Delta S_8 + \Delta S_{x8})$	$S_8 = 5.204 + 1.985i$	MBA
$S_9 := S_9 + (\Delta S_9 + \Delta S_{x10})$	$S_9 = 1.273 + 0.498i$	MBA
$S_{10} := S_{10} + (\Delta S_{10} + \Delta S_{x10})$	$S_{10} = 0.629 + 0.164i$	MBA
$S_{11} := S_{11} + (\Delta S_{11} + \Delta S_{x11})$	$S_{11} = 4.607 + 2.102i$	MBA
$S_{12} := S_{12} + (\Delta S_{12} + \Delta S_{x15})$	$S_{12} = 2.474 + 1.118i$	MBA
$S_{13} := S_{13} + (\Delta S_{13} + \Delta S_{x8})$	$S_{13} = 2.551 + 0.962i$	MBA
$S_{14} := S_{14} + (\Delta S_{14} + \Delta S_{x8})$	$S_{14} = 1.451 + 0.543i$	MBA
$S_{15} := S_{15} + (\Delta S_{15} + \Delta S_{x15})$	$S_{15} = 3.447 + 1.548i$	MBA
$S_{16} := S_{16} + (\Delta S_{16} + \Delta S_{x8})$	$S_{16} = 1.794 + 0.635i$	MBA
$S_{17} := S_{17} + (\Delta S_{17} + \Delta S_{x17})$	$S_{17} = 1.222 + 0.449i$	MBA

Расчитываем потоки мощности 1-9-10

$$\Delta S_{910} := \frac{(\operatorname{Re}(S_{10})^2 + \operatorname{Im}(S_{10})^2)}{35^2} \cdot z_{910} \quad \Delta S_{910} = 0.001 + 0.001i \quad \text{MBA} \quad S_{10} = 0.629 + 0.164i$$

$$S_{910n} := S_{10} + \Delta S_{910} \quad S_{910n} = 0.63 + 0.165i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{910n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 10.738$$

$$\Delta S_{920} := \frac{(\operatorname{Re}(S_9)^2 + \operatorname{Im}(S_9)^2)}{35^2} \cdot z_{920} \quad \Delta S_{920} = 0.007 + 0.007i \quad \text{MBA}$$

$$S_{920n} := S_9 + \Delta S_{920} \quad S_{920n} = 1.28 + 0.505i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{920n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 22.69$$

$$S_{19k} := S_{910n} + S_{920n} \quad S_{19k} = 1.909 + 0.67i \quad \text{MBA} \quad S_9 = 1.273 + 0.498i$$

$$\Delta S_{19} := \frac{\left(\operatorname{Re}(S_{19k})^2 + \operatorname{Im}(S_{19k})^2 \right)}{35^2} \cdot z_{19} \quad \Delta S_{19} = 0.02 + 0.029i \quad \text{MBA}$$

$$S_{19n} := S_{19k} + \Delta S_{19} \quad S_{19n} = 1.929 + 0.699i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{19n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 33.846$$

Находим напряжения в узлах 35 кВ схемы сети 1-8-9-10

$$U_9 := U_1 - \frac{\overline{S_{19n}} \cdot z_{19}}{\overline{U_1}}$$

$$|U_9| = 38.551 \text{ кВ}$$

$$U_{10} := U_9 - \frac{\overline{S_{910n}} \cdot z_{910}}{\overline{U_9}}$$

$$|U_{10}| = 38.513 \text{ кВ}$$

$$U_{20} := U_9 - \frac{\overline{S_{920n}} \cdot z_{920}}{\overline{U_9}}$$

$$|U_{20}| = 38.342 \text{ кВ}$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС Луговая
 пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U^9 := \frac{\operatorname{Re}(S_9 - \Delta S_{x10}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T10}) + \operatorname{Im}(S_9 - \Delta S_{x10}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T10})}{U_9}$$

$$\Delta U^9 = 1.029 + 0.009i \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{ннвн}} := U_9 - \Delta U^9 \quad |U_{\text{ннвн}}| = 37.522 \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{вн}} := 35 \quad U_{\text{нн}} := 11 \quad \text{кВ}$$

$$k_{\text{вн}} := \frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{нн}}} \quad k_{\text{вн}} = 3.182$$

$$k_{\text{внж}} := \frac{|U_{\text{ннвн}}|}{10.5} \quad k_{\text{внж}} = 3.574$$

$$n_{\text{внж}} := \left(\frac{k_{\text{вн}}}{k_{\text{внж}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad n_{\text{внж}} = -7.307$$

$$n_{\text{вн}} := -6$$

$$U^9 := \frac{|U_{\text{ннвн}}| \cdot (1 + n_{\text{вн}} \cdot 0.015)}{k_{\text{вн}}} \quad U^9 = 10.73 \quad \text{кВ} \quad \frac{|U_{\text{ннвн}}|}{k_{\text{вн}}} = 11.793$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС Новосельская
 пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U^{10} := \frac{\operatorname{Re}(S_{10} - \Delta S_{x10}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T10}) + \operatorname{Im}(S_{10} - \Delta S_{x10}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T10})}{U_{10}}$$

$$\Delta U^{10} = 0.391 + 0.004i \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{ннвн}} := U_{10} - \Delta U^{10} \quad |U_{\text{ннвн}}| = 38.123 \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{вн}} := 35 \quad U_{\text{нн}} := 11 \quad \text{кВ}$$

$$k_{ВН} := \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} \quad k_{ВН} = 3.182$$

$$k_{ВНЖ} := \frac{|U_{ННВН}|}{10.5} \quad k_{ВНЖ} = 3.631$$

$$n_{ВНЖ} := \left(\frac{k_{ВН}}{k_{ВНЖ}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad n_{ВНЖ} = -8.243$$

$$n_{ВН} := -6$$

$$U'_{10} := \frac{|U_{ННВН}| \cdot (1 + n_{ВН} \cdot 0.015)}{k_{ВН}} \quad U'_{10} = 10.9 \text{ кЕ} \quad \frac{|U_{ННВН}|}{k_{ВН}} = 11.981$$

Расчитываем потоки мощности 1-11-12

$$\Delta S_{1112} := \frac{(\operatorname{Re}(S_{12})^2 + \operatorname{Im}(S_{12})^2)}{35^2} \cdot z_{1112} \quad \Delta S_{1112} = 0 + 0.001i \text{ MBA} \quad S_{12} = 2.474 + 1.118i$$

$$S_{1112n} := S_{12} + \Delta S_{1112} \quad S_{1112n} = 2.474 + 1.119i \text{ MBA}$$

$$\frac{|S_{1112n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 44.798$$

$$S_{111k} := S_{1112n} + S_{11} \quad S_{111k} = 7.082 + 3.222i \text{ MBA} \quad S_{11} = 4.607 + 2.102i$$

$$\Delta S_{111} := \frac{(\operatorname{Re}(S_{111k})^2 + \operatorname{Im}(S_{111k})^2)}{35^2} \cdot z_{111} \quad \Delta S_{111} = 0.009 + 0.039i \text{ MBA}$$

$$S_{111n} := S_{111k} + \Delta S_{111} \quad S_{111n} = 7.09 + 3.261i \text{ MBA}$$

$$\frac{|S_{111n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 128.736$$

Находим напряжения в узлах 35 кВ схемы сети 1-11-12

$$U_{11} := U_1 - \frac{\overline{S_{111n}} \cdot z_{111}}{U_1}$$

$$|U_{11}| = 38.902 \text{ кЕ}$$

$$U_{12} := U_{11} - \frac{\overline{S_{1112n}} \cdot z_{1112}}{U_{11}}$$

$$|U_{12}| = 38.892 \text{ кЕ}$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС АСБ
 пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U'_{11} := \frac{\operatorname{Re}(S_{11} - \Delta S_{x11}) \cdot \operatorname{Re}(z_{r11}) + \operatorname{Im}(S_{11} - \Delta S_{x11}) \cdot \operatorname{Im}(z_{r11})}{U_{11}}$$

$$\Delta U'11 = 0.936 + 0.003i \text{ кЕ}$$

$$U_{\text{HNBH}} := U11 - \Delta U'11 \quad |U_{\text{HNBH}}| = 37.965 \text{ кЕ}$$

$$U_{\text{BH}} := 35 \quad U_{\text{HH}} := 11 \text{ кЕ}$$

$$k_{\text{BH}} := \frac{U_{\text{BH}}}{U_{\text{HH}}} \quad k_{\text{BH}} = 3.182$$

$$k_{\text{BHЖ}} := \frac{|U_{\text{HNBH}}|}{10.5} \quad k_{\text{BHЖ}} = 3.616$$

$$p_{\text{BHЖ}} := \left(\frac{k_{\text{BH}}}{k_{\text{BHЖ}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad p_{\text{BHЖ}} = -8.001$$

$$p_{\text{BH}} := -\epsilon$$

$$U'11 := \frac{|U_{\text{HNBH}}| \cdot (1 + p_{\text{BH}} \cdot 0.015)}{k_{\text{BH}}} \quad U'11 = 10.86 \text{ кЕ} \quad \frac{|U_{\text{HNBH}}|}{k_{\text{BH}}} = 11.932$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС СЦЗ
 пределы регулирования 2*2,5%

$$\Delta U'12 := \frac{\text{Re}(S_{12} - \Delta S_{x15}) \cdot \text{Re}(z_{T15}) + \text{Im}(S_{12} - \Delta S_{x15}) \cdot \text{Im}(z_{T15})}{U12}$$

$$\Delta U'12 = 0.228 + 0.001i \text{ кЕ}$$

$$U_{\text{HNBH}} := U12 - \Delta U'12 \quad |U_{\text{HNBH}}| = 38.665 \text{ кЕ}$$

$$U_{\text{BH}} := 38.5 \quad U_{\text{HH}} := 10.5 \text{ кЕ}$$

$$k_{\text{BH}} := \frac{U_{\text{BH}}}{U_{\text{HH}}} \quad k_{\text{BH}} = 3.667$$

$$k_{\text{BHЖ}} := \frac{|U_{\text{HNBH}}|}{10.5} \quad k_{\text{BHЖ}} = 3.682$$

$$p_{\text{BHЖ}} := \left(\frac{k_{\text{BH}}}{k_{\text{BHЖ}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.025} \quad p_{\text{BHЖ}} = -0.17$$

$$p_{\text{BH}} := 0$$

$$U'12 := \frac{|U_{\text{HNBH}}| \cdot (1 + p_{\text{BH}} \cdot 0.025)}{k_{\text{BH}}} \quad U'12 = 10.54 \text{ кЕ} \quad \frac{|U_{\text{HNBH}}|}{k_{\text{BH}}} = 10.545$$

Расчитываем потоки мощности 1-2-21-4-5-6-7

$$\Delta S_{67} := \frac{(\text{Re}(S_7)^2 + \text{Im}(S_7)^2)}{35^2} \cdot z_{67} \quad \Delta S_{67} = 0 + 0i \text{ MBA} \quad S_7 = 0.216 + 0.09i$$

$$S_{67n} := S_7 + \Delta S_{67} \quad S_{67n} = 0.216 + 0.09i \text{ MBA}$$

$$\frac{|S_{67n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 3.853$$

$$S_{56k} := S_{67n} + S_6 \quad S_{56k} = 0.794 + 0.261i \text{ MBA} \quad S_6 = 0.579 + 0.172i$$

$$\Delta S_{56} := \frac{\left(\operatorname{Re}(S_{56k})^2 + \operatorname{Im}(S_{56k})^2\right)}{35^2} \cdot z_{56} \quad \Delta S_{56} = 0.003 + 0.003i \quad \text{MBA}$$

$$S_{56n} := S_{56k} + \Delta S_{56} \quad S_{56n} = 0.797 + 0.264i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{56n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 13.85$$

$$S_{45k} := S_{56n} + S_5 \quad S_{45k} = 3.915 + 1.398i \quad \text{MBA} \quad S_5 = 3.118 + 1.134i$$

$$\Delta S_{45} := \frac{\left(\operatorname{Re}(S_{45k})^2 + \operatorname{Im}(S_{45k})^2\right)}{35^2} \cdot z_{45} \quad \Delta S_{45} = 0.049 + 0.068i \quad \text{MBA}$$

$$S_{45n} := S_{45k} + \Delta S_{45} \quad S_{45n} = 3.964 + 1.466i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{45n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 69.724$$

$$S_{214k} := S_{45n} + S_4 \quad S_{214k} = 4.767 + 1.792i \quad \text{MBA} \quad S_4 = 0.802 + 0.326i$$

$$\Delta S_{214} := \frac{\left(\operatorname{Re}(S_{214k})^2 + \operatorname{Im}(S_{214k})^2\right)}{35^2} \cdot z_{214} \quad \Delta S_{214} = 0.161 + 0.191i \quad \text{MBA}$$

$$S_{214n} := S_{214k} + \Delta S_{214} \quad S_{214n} = 4.928 + 1.983i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{214n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 87.621$$

$$S_{221k} := S_{214n} + S_8 \quad S_{221k} = 10.132 + 3.967i \quad \text{MBA} \quad S_{21} = \blacksquare$$

$$\Delta S_{221} := \frac{\left(\operatorname{Re}(S_{221k})^2 + \operatorname{Im}(S_{221k})^2\right)}{35^2} \cdot z_{221} \quad \Delta S_{221} = 0.263 + 0.265i \quad \text{MBA}$$

$$S_{221n} := S_{221k} + \Delta S_{221} \quad S_{221n} = 10.395 + 4.232i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{221n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 185.134$$

$$\Delta S_{23} := \frac{\left(\operatorname{Re}(S_3)^2 + \operatorname{Im}(S_3)^2\right)}{35^2} \cdot z_{23} \quad \Delta S_{23} = 0.009 + 0.016i \quad \text{MBA} \quad S_3 = 2.6 + 1.174i$$

$$S_{23n} := S_3 + \Delta S_{23} \quad S_{23n} = 2.609 + 1.189i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{23n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 47.306$$

$$S_{12k} := S_{23n} + S_{221r} \quad S_{12k} = 13.004 + 5.422i \quad \text{MBA}$$

$$\Delta S_{12} := \frac{\left(\operatorname{Re}(S_{12k})^2 + \operatorname{Im}(S_{12k})^2 \right)}{35^2} \cdot z_{12} \quad \Delta S_{12} = 0.347 + 0.576i \quad \text{MBA}$$

$$S_{12n} := S_{12k} + \Delta S_{12} \quad S_{12n} = 13.351 + 5.998i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{12n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 241.433$$

Находим напряжения в узлах 35 кВ схемы сети 1-2-21-4-5-6-7

$$U_2 := U_1 - \frac{\overline{S_{12n}} \cdot z_{12}}{U_1}$$

$$|U_2| = 37.731 \quad \text{кВ}$$

$$U_3 := U_2 - \frac{\overline{S_{23n}} \cdot z_{23}}{U_2}$$

$$|U_3| = 37.559 \quad \text{кВ}$$

$$U_{21} := U_2 - \frac{\overline{S_{221n}} \cdot z_{221}}{U_2}$$

$$|U_{21}| = 36.678 \quad \text{кВ}$$

$$U_4 := U_{21} - \frac{\overline{S_{214n}} \cdot z_{214}}{U_{21}}$$

$$|U_4| = 35.177 \quad \text{кВ}$$

$$U_5 := U_4 - \frac{\overline{S_{45n}} \cdot z_{45}}{U_4}$$

$$|U_5| = 34.588 \quad \text{кВ}$$

$$U_6 := U_5 - \frac{\overline{S_{56n}} \cdot z_{56}}{U_5}$$

$$|U_6| = 34.442 \quad \text{кВ}$$

$$U_7 := U_6 - \frac{\overline{S_{67n}} \cdot z_{67}}{U_6}$$

$$|U_7| = 34.421 \quad \text{кВ}$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС ЗСМ
 пределы регулирования 9*1,3%

$$\Delta U^3 := \frac{\operatorname{Re}(S_3 - \Delta S_{x3}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T3}) + \operatorname{Im}(S_3 - \Delta S_{x3}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T3})}{U_3}$$

$$\Delta U^3 = 0.355 + 0.009i \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{ННВН}} := U_3 - \Delta U^3 \quad |U_{\text{ННВН}}| = 37.204 \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{ВН}} := 36.7; \quad U_{\text{НН}} := 10.5 \quad \text{кВ}$$

$$k_{\text{ВН}} := \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} \quad k_{\text{ВН}} = 3.5$$

$$k_{\text{ВНЖ}} := \frac{|U_{\text{ННВН}}|}{10.5} \quad k_{\text{ВНЖ}} = 3.543$$

$$n_{\text{ВНЖ}} := \left(\frac{k_{\text{ВН}}}{k_{\text{ВНЖ}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad n_{\text{ВНЖ}} = -0.939$$

$$n_{\text{ВН}} := -1$$

$$U^3 := \frac{|U_{\text{ННВН}}| \cdot (1 + n_{\text{ВН}} \cdot 0.015)}{k_{\text{ВН}}} \quad U^3 = 10.49 \quad \text{кВ} \quad \frac{|U_{\text{ННВН}}|}{k_{\text{ВН}}} = 10.63$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС Евгеньевка
 пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U^{21} := \frac{\operatorname{Re}\left(\frac{S_8}{2} - \Delta S_{x8}\right) \cdot \operatorname{Re}(z_{T8}) + \operatorname{Im}\left(\frac{S_8}{2} - \Delta S_{x8}\right) \cdot \operatorname{Im}(z_{T8})}{U_{21}}$$

$$\Delta U^{21} = 0.777 + 0.028i \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{ННВН}} := U_{21} - \Delta U^{21} \quad |U_{\text{ННВН}}| = 35.902 \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{ВН}} := 35 \quad U_{\text{НН}} := 11 \quad \text{кВ}$$

$$k_{\text{ВН}} := \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} \quad k_{\text{ВН}} = 3.182$$

$$k_{\text{ВНЖ}} := \frac{|U_{\text{ННВН}}|}{10.5} \quad k_{\text{ВНЖ}} = 3.419$$

$$n_{\text{ВНЖ}} := \left(\frac{k_{\text{ВН}}}{k_{\text{ВНЖ}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad n_{\text{ВНЖ}} = -4.629$$

$$n_{\text{ВН}} := -5$$

$$U^{21} := \frac{|U_{\text{ННВН}}| \cdot (1 + n_{\text{ВН}} \cdot 0.015)}{k_{\text{ВН}}} \quad U^{21} = 10.44 \quad \text{кВ} \quad \frac{|U_{\text{ННВН}}|}{k_{\text{ВН}}} = 11.283$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС Александровка
 пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U^4 := \frac{\operatorname{Re}(S_4 - \Delta S_{x10}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T10}) + \operatorname{Im}(S_4 - \Delta S_{x10}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T10})}{U_4}$$

$$\Delta U^4 = 0.717 + 0.042i \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{ННВН}} := U_4 - \Delta U^4 \quad |U_{\text{ННВН}}| = 34.464 \quad \text{кВ}$$

$$U_{BH} := 35 \quad U_{HH} := 11 \quad \text{кЕ}$$

$$k_{BH} := \frac{U_{BH}}{U_{HH}} \quad k_{BH} = 3.182$$

$$k_{BHЖ} := \frac{|U_{HHBH}|}{10.5} \quad k_{BHЖ} = 3.282$$

$$n_{BHЖ} := \left(\frac{k_{BH}}{k_{BHЖ}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad n_{BHЖ} = -2.04$$

$$n_{BH} := -2$$

$$U^4 := \frac{|U_{HHBH}| \cdot (1 + n_{BH} \cdot 0.015)}{k_{BH}} \quad U^4 = 10.51 \quad \text{кЕ} \quad \frac{|U_{HHBH}|}{k_{BH}} = 10.831$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС Чкаловка
 пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U^5 := \frac{\operatorname{Re}(S_5 - \Delta S_{x8}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T8}) + \operatorname{Im}(S_5 - \Delta S_{x8}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T8})}{U_5}$$

$$\Delta U^5 = 0.955 + 0.067i \quad \text{кЕ}$$

$$U_{HHBH} := U_5 - \Delta U^5 \quad |U_{HHBH}| = 33.64 \quad \text{кЕ}$$

$$U_{BH} := 35 \quad U_{HH} := 11 \quad \text{кЕ}$$

$$k_{BH} := \frac{U_{BH}}{U_{HH}} \quad k_{BH} = 3.182$$

$$k_{BHЖ} := \frac{|U_{HHBH}|}{10.5} \quad k_{BHЖ} = 3.204$$

$$n_{BHЖ} := \left(\frac{k_{BH}}{k_{BHЖ}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad n_{BHЖ} = -0.458$$

$$n_{BH} := 0$$

$$U^5 := \frac{|U_{HHBH}| \cdot (1 + n_{BH} \cdot 0.015)}{k_{BH}} \quad U^5 = 10.57 \quad \text{кЕ} \quad \frac{|U_{HHBH}|}{k_{BH}} = 10.573$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС Сташевка
 пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U^6 := \frac{\operatorname{Re}(S_6 - \Delta S_{x10}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T10}) + \operatorname{Im}(S_6 - \Delta S_{x10}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T10})}{U_6}$$

$$\Delta U^6 = 0.429 + 0.031i \quad \text{кЕ}$$

$$U_{HHBH} := U_6 - \Delta U^6 \quad |U_{HHBH}| = 34.017 \quad \text{кЕ}$$

$$U_{BH} := 35 \quad U_{HH} := 11 \quad \text{кЕ}$$

$$k_{BH} := \frac{U_{BH}}{U_{HH}} \quad k_{BH} = 3.182$$

$$k_{BHЖ} := \frac{|U_{HHBH}|}{10.5} \quad k_{BHЖ} = 3.24$$

$$p_{\text{ВНЖ}} := \left(\frac{k_{\text{ВН}}}{k_{\text{ВНЖ}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad p_{\text{ВНЖ}} = -1.191$$

$$p_{\text{ВН}} := -1$$

$$U^6 := \frac{|U_{\text{ННВН}}| \cdot (1 + p_{\text{ВН}} \cdot 0.015)}{k_{\text{ВН}}} \quad U^6 = 10.53 \text{ кЕ} \quad \frac{|U_{\text{ННВН}}|}{k_{\text{ВН}}} = 10.691$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС Новорусановка пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U^7 := \frac{\text{Re}(S_7 - \Delta S_{x10}) \cdot \text{Re}(z_{T10}) + \text{Im}(S_7 - \Delta S_{x10}) \cdot \text{Im}(z_{T10})}{U_7}$$

$$\Delta U^7 = 0.18 + 0.013i \quad \text{кЕ}$$

$$U_{\text{ННВН}} := U_7 - \Delta U^7 \quad |U_{\text{ННВН}}| = 34.243 \quad \text{кЕ}$$

$$U_{\text{ВН}} := 35 \quad U_{\text{НН}} := 11 \quad \text{кЕ}$$

$$k_{\text{ВН}} := \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} \quad k_{\text{ВН}} = 3.182$$

$$k_{\text{ВНЖ}} := \frac{|U_{\text{ННВН}}|}{10.5} \quad k_{\text{ВНЖ}} = 3.261$$

$$p_{\text{ВНЖ}} := \left(\frac{k_{\text{ВН}}}{k_{\text{ВНЖ}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad p_{\text{ВНЖ}} = -1.624$$

$$p_{\text{ВН}} := -2$$

$$U^7 := \frac{|U_{\text{ННВН}}| \cdot (1 + p_{\text{ВН}} \cdot 0.015)}{k_{\text{ВН}}} \quad U^7 = 10.44 \text{ кЕ} \quad \frac{|U_{\text{ННВН}}|}{k_{\text{ВН}}} = 10.762$$

Расчитываем потоки мощности 1-15-16-17

$$\Delta S_{1617} := \frac{(\text{Re}(S_{17})^2 + \text{Im}(S_{17})^2)}{35^2} \cdot z_{1617} \quad \Delta S_{1617} = 0.004 + 0.006i \text{ МВА} \quad S_{17} = 1.222 + 0.449i$$

$$S_{1617n} := S_{17} + \Delta S_{1617} \quad S_{1617n} = 1.226 + 0.455i \text{ МВА}$$

$$\frac{|S_{1617n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 21.575$$

$$S_{16} = 1.794 + 0.635i$$

$$S_{1516k} := S_{1617n} + S_{16} \quad S_{1516k} = 3.02 + 1.09i \quad \text{МВА}$$

$$\Delta S_{1516} := \frac{(\text{Re}(S_{1516k})^2 + \text{Im}(S_{1516k})^2)}{35^2} \cdot z_{1516} \quad \Delta S_{1516} = 0.039 + 0.039i \quad \text{МВА}$$

$$S_{1516n} := S_{1516k} + \Delta S_{1516} \quad S_{1516n} = 3.059 + 1.129i \quad \text{МВА}$$

$$\frac{|S_{1516n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 53.788$$

$$S_{115k} := S_{1516n} + S_{15}$$

$$S_{115k} = 6.506 + 2.677i \quad \text{MVA}$$

$$S_{15} = 3.447 + 1.548i$$

$$\Delta S_{115} := \frac{\left(\operatorname{Re}(S_{115k})^2 + \operatorname{Im}(S_{115k})^2 \right)}{35^2} \cdot z_{115}$$

$$\Delta S_{115} = 0.033 + 0.055i \quad \text{MVA}$$

$$S_{115n} := S_{115k} + \Delta S_{115}$$

$$S_{115n} = 6.539 + 2.733i \quad \text{MVA}$$

$$\frac{|S_{115n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 116.904$$

Находим напряжения в узлах 35 кВ схемы сети 1-15-16-17

$$U_{15} := U_1 - \frac{\overline{S_{115n}} \cdot z_{115}}{U_1}$$

$$|U_{15}| = 38.767 \text{ кВ}$$

$$U_{16} := U_{15} - \frac{\overline{S_{1516n}} \cdot z_{1516}}{U_{15}}$$

$$|U_{16}| = 38.267 \text{ кВ}$$

$$U_{17} := U_{16} - \frac{\overline{S_{1617n}} \cdot z_{1617}}{U_{16}}$$

$$|U_{17}| = 38.116 \text{ кВ}$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС Межзаводская

пределы регулирования 2*2,5%

$$\Delta U^{15} := \frac{\operatorname{Re}(S_{15} - \Delta S_{x15}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T15}) + \operatorname{Im}(S_{15} - \Delta S_{x15}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T15})}{U_{15}}$$

$$\Delta U^{15} = 0.324 + 0.001i \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ННВН}} := U_{15} - \Delta U^{15} \quad |U_{\text{ННВН}}| = 38.443 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ВН}} := 38.5 \quad U_{\text{НН}} := 10.5 \text{ кВ}$$

$$k_{\text{ВН}} := \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} \quad k_{\text{ВН}} = 3.667$$

$$k_{\text{ВНЖ}} := \frac{|U_{\text{ННВН}}|}{10.5} \quad k_{\text{ВНЖ}} = 3.661$$

$$p_{\text{ВНЖ}} := \left(\frac{k_{\text{ВН}}}{k_{\text{ВНЖ}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.025} \quad p_{\text{ВНЖ}} = 0.059$$

$$p_{\text{ВН}} := 0$$

$$U^{15} := \frac{|U_{\text{ННВН}}| \cdot (1 + p_{\text{ВН}} \cdot 0.025)}{k_{\text{ВН}}} \quad U^{15} = 10.48 \text{ кВ} \quad \frac{|U_{\text{ННВН}}|}{k_{\text{ВН}}} = 10.485$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС Хвалынка
 пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U'_{16} := \frac{\operatorname{Re}(S_{16} - \Delta S_{x8}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T8}) + \operatorname{Im}(S_{16} - \Delta S_{x8}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T8})}{U_{16}}$$

$$\Delta U'_{16} = 0.477 + 0.005i \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{ннвн}} := U_{16} - \Delta U'_{16} \quad |U_{\text{ннвн}}| = 37.79 \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{вн}} := 35 \quad U_{\text{нн}} := 11 \quad \text{кВ}$$

$$k_{\text{вн}} := \frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{нн}}} \quad k_{\text{вн}} = 3.182$$

$$k_{\text{внж}} := \frac{|U_{\text{ннвн}}|}{10.5} \quad k_{\text{внж}} = 3.599$$

$$p_{\text{внж}} := \left(\frac{k_{\text{вн}}}{k_{\text{внж}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad p_{\text{внж}} = -7.729$$

$$p_{\text{вн}} := -6$$

$$U'_{16} := \frac{|U_{\text{ннвн}}| \cdot (1 + p_{\text{вн}} \cdot 0.015)}{k_{\text{вн}}} \quad U'_{16} = 10.81 \quad \text{кВ} \quad \frac{|U_{\text{ннвн}}|}{k_{\text{вн}}} = 11.877$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС Заря
 пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U'_{17} := \frac{\operatorname{Re}(S_{17} - \Delta S_{x17}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T17}) + \operatorname{Im}(S_{17} - \Delta S_{x17}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T17})}{U_{17}}$$

$$\Delta U'_{17} = 0.515 + 0.007i \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{ннвн}} := U_{17} - \Delta U'_{17} \quad |U_{\text{ннвн}}| = 37.601 \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{вн}} := 35 \quad U_{\text{нн}} := 11 \quad \text{кВ}$$

$$k_{\text{вн}} := \frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{нн}}} \quad k_{\text{вн}} = 3.182$$

$$k_{\text{внж}} := \frac{|U_{\text{ннвн}}|}{10.5} \quad k_{\text{внж}} = 3.581$$

$$p_{\text{внж}} := \left(\frac{k_{\text{вн}}}{k_{\text{внж}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad p_{\text{внж}} = -7.432$$

$$p_{\text{вн}} := -6$$

$$U'_{17} := \frac{|U_{\text{ннвн}}| \cdot (1 + p_{\text{вн}} \cdot 0.015)}{k_{\text{вн}}} \quad U'_{17} = 10.75 \quad \text{кВ} \quad \frac{|U_{\text{ннвн}}|}{k_{\text{вн}}} = 11.817$$

Расчитываем потоки мощности 1-13-14

$$\Delta S_{1314} := \frac{(\operatorname{Re}(S_{14})^2 + \operatorname{Im}(S_{14})^2)}{35^2} \cdot z_{1314} \quad \Delta S_{1314} = 0.005 + 0.007i \quad \text{МВА}$$

$$S_{1314n} := S_{14} + \Delta S_{1314} \quad S_{1314n} = 1.456 + 0.55i \quad \text{MVA}$$

$$\frac{|S_{1314n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 25.678$$

$$S_{14} = 1.451 + 0.543i$$

$$S_{113k} := S_{1314n} + S_{13} \quad S_{113k} = 4.008 + 1.511i \quad \text{MVA}$$

$$\Delta S_{113} := \frac{(\operatorname{Re}(S_{113k})^2 + \operatorname{Im}(S_{113k})^2)}{35^2} \cdot z_{113}$$

$$\Delta S_{113} = 0.029 + 0.04i \quad \text{MVA}$$

$$S_{13} = 2.551 + 0.962i$$

$$S_{113n} := S_{113k} + \Delta S_{113}$$

$$S_{113n} = 4.037 + 1.551i \quad \text{MVA}$$

$$\frac{|S_{113n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 71.334$$

Находим напряжения в узлах 35 кВ схемы сети 1-13-14

$$U_{13} := U_1 - \frac{\overline{S_{113n}} \cdot z_{113}}{U_1}$$

$$|U_{13}| = 38.695 \text{ кВ}$$

$$U_{14} := U_{13} - \frac{\overline{S_{1314n}} \cdot z_{1314}}{U_{13}}$$

$$|U_{14}| = 38.552 \text{ кВ}$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС Красный кут пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U'_{13} := \frac{\operatorname{Re}(S_{13} - \Delta S_{x8}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T8}) + \operatorname{Im}(S_{13} - \Delta S_{x8}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T8})}{U_{13}}$$

$$\Delta U'_{13} = 0.716 + 0.004i \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ннвн}} := U_{13} - \Delta U'_{13} \quad |U_{\text{ннвн}}| = 37.98 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{вн}} := 35 \quad U_{\text{нн}} := 11 \text{ кВ}$$

$$k_{\text{вн}} := \frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{нн}}} \quad k_{\text{вн}} = 3.182$$

$$k_{\text{внж}} := \frac{|U_{\text{ннвн}}|}{10.5} \quad k_{\text{внж}} = 3.617$$

$$p_{\text{внж}} := \left(\frac{k_{\text{вн}}}{k_{\text{внж}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad p_{\text{внж}} = -8.023$$

$$p_{\text{вн}} := -6$$

$$U'_{13} := \frac{|U_{\text{ннвн}}| \cdot (1 + p_{\text{вн}} \cdot 0.015)}{k_{\text{вн}}} \quad U'_{13} = 10.86 \text{ кВ} \quad \frac{|U_{\text{ннвн}}|}{k_{\text{вн}}} = 11.936$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС Вишневка пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U'_{14} := \frac{\operatorname{Re}(S_{14} - \Delta S_{x8}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T8}) + \operatorname{Im}(S_{14} - \Delta S_{x8}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T8})}{U_{14}}$$

Каталожные данные

$$\frac{\Delta U'_{14}}{AC - 12} = 0.396 + 0.003i \text{ кЕ} \quad AC - 7C \quad AC - 95 \quad AC - 30C$$

$$U_{ННВН} := U_{14} - \Delta U'_{14} \quad |U_{ННВН}| = 38.156 \text{ кЕ}$$

$$U_{ВН} := 35 \quad U_{НН} := 11 \quad \text{кЕ}$$

$$k_{ВН} := \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} \quad k_{ВН} = 3.182$$

$$k_{ВНЖ} := \frac{|U_{ННВН}|}{10.5} \quad k_{ВНЖ} = 3.634$$

$$p_{ВНЖ} := \left(\frac{k_{ВН}}{k_{ВНЖ}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad p_{ВНЖ} = -8.295$$

$$p_{ВН} := -6$$

$$U'_{14} := \frac{|U_{ННВН}| \cdot (1 + p_{ВН} \cdot 0.015)}{k_{ВН}} \quad U'_{14} = 10.91 \text{ кЕ} \quad \frac{|U_{ННВН}|}{k_{ВН}} = 11.992$$

итого потери активной мощности, МВт

$$\operatorname{Re} \left(\begin{array}{l} \Delta S_{920} + \Delta S_{910} + \Delta S_{19} + \Delta S_{1112} + \Delta S_{111} + \Delta S_{67} + \Delta S_{56} + \Delta S_{45} + \Delta S_{214} + \Delta S_{221} \dots \\ + \Delta S_{23} + \Delta S_{12} + \Delta S_{1617} + \Delta S_{1516} + \Delta S_{115} + \Delta S_{1314} + \Delta S_{113} \dots \\ + \Delta S_3 + \Delta S_{x3} + \Delta S_4 + \Delta S_{x10} + \Delta S_5 + \Delta S_{x8} + \Delta S_6 + \Delta S_{x10} + \Delta S_7 + \Delta S_{x10} + 2\Delta S_8 + 2\Delta S_{x8} \dots \\ + \Delta S_9 + \Delta S_{x10} + \Delta S_{10} + \Delta S_{x10} + \Delta S_{11} + \Delta S_{x11} + \Delta S_{12} + \Delta S_{x15} + \Delta S_{13} + \Delta S_{x8} + \Delta S_{14} + \Delta S_{x8} \dots \\ + \Delta S_{15} + \Delta S_{x15} + \Delta S_{16} + \Delta S_{x8} + \Delta S_{17} + \Delta S_{x17} \end{array} \right) = 1.619$$

Приложение Д

Расчёт послеаварийного режима по варианту АС – 15С

$$\begin{aligned}
 r_{120} &:= 0.24\% & r_{70} &:= 0.42\% & r_{95} &:= 0.30\% & r_{300} &:= 0.09\% & r_{150} &:= 0.19\% \\
 x_{120} &:= 0.41\% & x_{70} &:= 0.43\% & x_{95} &:= 0.42\% & x_{300} &:= 0.4\% & x_{150} &:= 0.40\% \\
 U_1 &:= 4\text{ кВ} & i &:= \sqrt{-1}
 \end{aligned}$$

Параметры схемы замещения

$$\begin{aligned}
 z_{1819} &:= (r_{150} + x_{150} \cdot i) \cdot 26.2 & z_{1819} &= 5.207 + 10.678i & \text{Ом} \\
 z_{718} &:= (r_{150} + x_{150} \cdot i) \cdot 20.2 & z_{718} &= 4 + 8.201i & \text{Ом} \\
 z_{67} &:= (r_{150} + x_{150} \cdot i) \cdot 7.7 & z_{67} &= 1.525 + 3.126i & \text{Ом} \\
 z_{56} &:= (r_{150} + x_{150} \cdot i) \cdot 11.1 & z_{56} &= 2.198 + 4.507i & \text{Ом} \\
 z_{45} &:= (r_{150} + x_{150} \cdot i) \cdot 11.3 & z_{45} &= 2.251 + 4.616i & \text{Ом} \\
 z_{441} &:= (r_{95} + x_{95} \cdot i) \cdot 9 & z_{441} &= 2.754 + 3.789i & \text{Ом} \\
 z_{84} &:= (r_{150} + x_{150} \cdot i) \cdot (9.27) + (r_{150} + x_{150} \cdot i) \cdot (11.9 + 6.27) & z_{84} &= 5.433 + 11.141i & \text{Ом} \\
 z_{38} &:= (r_{150} + x_{150} \cdot i) \cdot 5.7 + (r_{150} + x_{150} \cdot i) \cdot 6 & z_{38} &= 2.317 + 4.75i & \text{Ом}
 \end{aligned}$$

Нагрузки

$$\begin{aligned}
 S_3 &:= (2.58 + 1.03i) & \text{МВА} & & S_{10} &:= (0.62 + 0.13i) & \text{МВА} & & S_{17} &:= (1.21 + 0.38i) & \text{МВА} \\
 S_4 &:= (0.79 + 0.28i) & \text{МВА} & & S_{11} &:= (4.57 + 1.76i) & \text{МВА} & & S_{15} &:= (3.42 + 1.37i) & \text{МВА} \\
 S_5 &:= (3.09 + 0.9i) & \text{МВА} & & S_{12} &:= (2.45 + 0.98i) & \text{МВА} & & S_{16} &:= (1.78 + 0.53i) & \text{МВА} \\
 S_6 &:= (0.57 + 0.14i) & \text{МВА} & & S_{13} &:= (2.53 + 0.79i) & \text{МВА} & & S_8 &:= \frac{(5.16 + 1.63i)}{2} & \text{МВА} \\
 S_7 &:= (0.21 + 0.07i) & \text{МВА} & & S_{14} &:= (1.44 + 0.46i) & \text{МВА} & & S_9 &:= (1.25 + 0.41i) & \text{МВА} \\
 S_{18} &:= (0.31 + 0.12i) & \text{МВА} & & & & & & & &
 \end{aligned}$$

Трансформаторы

ПС Евгеньевка, Чкаловка, Хвалынка, Красный Кут, Вишневка ТМН-4000/35

$$U_{вн8} := 35 \text{ кВ}$$

$$\Delta P_{x8} := 6.7 \quad \Delta P_{k8} := 33.4 \text{ кВт}$$

$$U_{k8} := 7.5 \quad I_{x8} := 1$$

$$S_{ном8} := 4000 \quad \text{MVA}$$

$$R_{T8} := \frac{\Delta P_{k8} \cdot U_{ВН8}^2 \cdot 10^3}{S_{ном8}^2} \quad R_{T8} = 2.565 \quad \text{Ом}$$

$$X_{T8} := \frac{U_{k8} \cdot U_{ВН8}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{ном8}} \quad X_{T8} = 22.969 \quad \text{Ом}$$

$$\Delta Q_{x8} := \frac{I_{x8}}{100} \cdot S_{ном8} \quad \Delta Q_{x8} = 40 \quad \text{квар}$$

$$z_{T8} := R_{T8} + X_{T8}i \quad z_{T8} = 2.565 + 22.969i \quad \text{Ом}$$

$$\Delta S_{x8} := (\Delta P_{x8} + \Delta Q_{x8} \cdot i) \cdot 10^{-3} \quad \Delta S_{x8} = 0.007 + 0.04i \quad \text{MVA}$$

ПС Новосельская, Луговая ТМН-1600/35

$$U_{ВН10} := 35 \quad \text{кВ}$$

$$\Delta P_{x10} := 5.1 \quad \Delta P_{k10} := 2\epsilon \quad \text{кВт}$$

$$U_{k10} := 6.5 \quad I_{x10} := 1.1$$

$$S_{ном10} := 1600 \quad \text{MVA}$$

$$R_{T10} := \frac{\Delta P_{k10} \cdot U_{ВН10}^2 \cdot 10^3}{S_{ном10}^2} \quad R_{T10} = 12.441 \quad \text{Ом}$$

$$X_{T10} := \frac{U_{k10} \cdot U_{ВН10}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{ном10}} \quad X_{T10} = 49.766 \quad \text{Ом}$$

$$\Delta Q_{x10} := \frac{I_{x10}}{100} \cdot S_{ном10} \quad \Delta Q_{x10} = 17.6 \quad \text{квар}$$

$$z_{T10} := R_{T10} + X_{T10}i \quad z_{T10} = 12.441 + 49.766i \quad \text{Ом}$$

$$\Delta S_{x10} := (\Delta P_{x10} + \Delta Q_{x10} \cdot i) \cdot 10^{-3} \quad \Delta S_{x10} = 0.005 + 0.018i \quad \text{MVA}$$

ПС ЗСМ ТМН-10000/35

$$U_{ВН3} := 36.7 \quad \text{кВ}$$

$$\Delta P_{x3} := 14.4 \quad \Delta P_{k3} := 6\epsilon \quad \text{кВт}$$

$$U_{k3} := 7.5 \quad I_{x3} := 0.8$$

$$S_{ном3} := 10000 \quad \text{MVA}$$

$$R_{T3} := \frac{\Delta P_{k3} \cdot U_{ВН3}^2 \cdot 10^3}{S_{ном3}^2} \quad R_{T3} = 0.878 \quad \text{Ом}$$

$$X_{T3} := \frac{U_{k3} \cdot U_{ВН3}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{ном3}} \quad X_{T3} = 10.129 \quad \text{Ом}$$

$$\Delta Q_{x3} := \frac{I_{x3}}{100} \cdot S_{ном3} \quad \Delta Q_{x3} = 80 \quad \text{квар}$$

$$z_{T3} := R_{T3} + X_{T3}i \quad z_{T3} = 0.878 + 10.129i \quad \text{Ом}$$

$$\Delta S_{x3} := (\Delta P_{x3} + \Delta Q_{x3} \cdot i) \cdot 10^{-3} \quad \Delta S_{x3} = 0.015 + 0.08i \quad \text{MBA}$$

Потери мощности в трансформаторах

$$\Delta S_3 := \frac{\operatorname{Re}(S_3)^2 + \operatorname{Im}(S_3)^2}{35^2} \cdot z_{T3} \quad \Delta S_3 = 0.006 + 0.064i \quad \text{MBA}$$

$$\Delta S_4 := \frac{\operatorname{Re}(S_4)^2 + \operatorname{Im}(S_4)^2}{35^2} \cdot z_{T1C} \quad \Delta S_4 = 0.007 + 0.029i \quad \text{MBA}$$

$$\Delta S_5 := \frac{\operatorname{Re}(S_5)^2 + \operatorname{Im}(S_5)^2}{35^2} \cdot z_{T8} \quad \Delta S_5 = 0.022 + 0.194i \quad \text{MBA}$$

$$\Delta S_6 := \frac{\operatorname{Re}(S_6)^2 + \operatorname{Im}(S_6)^2}{35^2} \cdot z_{T1C} \quad \Delta S_6 = 0.003 + 0.014i \quad \text{MBA}$$

$$\Delta S_7 := \frac{\operatorname{Re}(S_7)^2 + \operatorname{Im}(S_7)^2}{35^2} \cdot z_{T1C} \quad \Delta S_7 = 0.000 + 0.002i \quad \text{MBA}$$

$$\Delta S_8 := \frac{\operatorname{Re}(S_8)^2 + \operatorname{Im}(S_8)^2}{35^2} \cdot z_{T8} \quad \Delta S_8 = 0.015 + 0.137i \quad \text{MBA}$$

$$\Delta S_9 := \frac{\operatorname{Re}(S_9)^2 + \operatorname{Im}(S_9)^2}{35^2} \cdot z_{T1C} \quad \Delta S_9 = 0.018 + 0.07i \quad \text{MBA}$$

$$\Delta S_{10} := \frac{\operatorname{Re}(S_{10})^2 + \operatorname{Im}(S_{10})^2}{35^2} \cdot z_{T1C} \quad \Delta S_{10} = 0.004 + 0.016i \quad \text{MBA}$$

$$\Delta S_{13} := \frac{\operatorname{Re}(S_{13})^2 + \operatorname{Im}(S_{13})^2}{35^2} \cdot z_{T8} \quad \Delta S_{13} = 0.015 + 0.132i \quad \text{MBA}$$

$$\Delta S_{14} := \frac{\operatorname{Re}(S_{14})^2 + \operatorname{Im}(S_{14})^2}{35^2} \cdot z_{T8} \quad \Delta S_{14} = 0.005 + 0.043i \quad \text{MBA}$$

$$\Delta S_{16} := \frac{\operatorname{Re}(S_{16})^2 + \operatorname{Im}(S_{16})^2}{35^2} \cdot z_{T8} \quad \Delta S_{16} = 0.007 + 0.065i \quad \text{MBA}$$

$$\Delta S_{18} := \frac{\operatorname{Re}(S_{18})^2 + \operatorname{Im}(S_{18})^2}{35^2} \cdot z_{T8} \quad \Delta S_{18} = 0 + 0.002i \quad \text{MBA}$$

Значения приведённой нагрузки

$S_3 := S_3 + (\Delta S_3 + \Delta S_{x3})$	$S_3 = 2.6 + 1.174i$	MBA	$\Delta S_3 + \Delta S_{x3} = 0.02 + 0.144i$
$S_4 := S_4 + (\Delta S_4 + \Delta S_{x10})$	$S_4 = 0.802 + 0.326i$	MBA	$\Delta S_4 + \Delta S_{x10} = 0.012 + 0.046i$
$S_5 := S_5 + (\Delta S_5 + \Delta S_{x8})$	$S_5 = 3.118 + 1.134i$	MBA	$\Delta S_5 + \Delta S_{x8} = 0.028 + 0.234i$
$S_6 := S_6 + (\Delta S_6 + \Delta S_{x10})$	$S_6 = 0.579 + 0.172i$	MBA	$\Delta S_6 + \Delta S_{x10} = 0.009 + 0.032i$
$S_7 := S_7 + (\Delta S_7 + \Delta S_{x10})$	$S_7 = 0.216 + 0.09i$	MBA	$\Delta S_7 + \Delta S_{x10} = 0.006 + 0.02i$
$S_8 := S_8 + (\Delta S_8 + \Delta S_{x8})$	$S_8 = 2.602 + 0.992i$	MBA	$\Delta S_8 + \Delta S_{x8} = 0.022 + 0.177i$
$S_9 := S_9 + (\Delta S_9 + \Delta S_{x10})$	$S_9 = 1.273 + 0.498i$	MBA	$\Delta S_9 + \Delta S_{x10} = 0.023 + 0.088i$
$S_{10} := S_{10} + (\Delta S_{10} + \Delta S_{x10})$	$S_{10} = 0.629 + 0.164i$	MBA	$\Delta S_{10} + \Delta S_{x10} = 0.009 + 0.034i$
$S_{13} := S_{13} + (\Delta S_{13} + \Delta S_{x8})$	$S_{13} = 2.551 + 0.962i$	MBA	$\Delta S_{13} + \Delta S_{x8} = 0.021 + 0.172i$
$S_{14} := S_{14} + (\Delta S_{14} + \Delta S_{x8})$	$S_{14} = 1.451 + 0.543i$	MBA	$\Delta S_{14} + \Delta S_{x8} = 0.011 + 0.083i$
$S_{16} := S_{16} + (\Delta S_{16} + \Delta S_{x8})$	$S_{16} = 1.794 + 0.635i$	MBA	$\Delta S_{16} + \Delta S_{x8} = 0.014 + 0.105i$
$S_{18} := S_{18} + (\Delta S_{18} + \Delta S_{x8})$	$S_{18} = 0.317 + 0.162i$	MBA	$\Delta S_{18} + \Delta S_{x8} = 0.007 + 0.042i$

Расчитываем потоки мощности

$$\Delta S_{38} := \frac{(\operatorname{Re}(S_3)^2 + \operatorname{Im}(S_3)^2)}{35^2} \cdot z_{38} \quad \Delta S_{38} = 0.015 + 0.032i \quad \text{MBA} \quad S_3 = 2.6 + 1.174i$$

$$S_{83n} := S_3 + \Delta S_{38} \quad S_{83n} = 2.615 + 1.205i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{83n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 47.505$$

$$S_{48k} := S_{83n} + S_8 \quad S_{48k} = 5.217 + 2.198i \quad \text{MBA} \quad S_8 = 2.602 + 0.992i$$

$$\Delta S_{48} := \frac{(\operatorname{Re}(S_{48k})^2 + \operatorname{Im}(S_{48k})^2)}{35^2} \cdot z_{84} \quad \Delta S_{48} = 0.142 + 0.291i \quad \text{MBA}$$

$$S_{48n} := S_{48k} + \Delta S_{48} \quad S_{48n} = 5.36 + 2.489i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{48n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 97.48$$

$$\Delta S_{441} := \frac{(\operatorname{Re}(S_4)^2 + \operatorname{Im}(S_4)^2)}{35^2} \cdot z_{441} \quad \Delta S_{441} = 0.002 + 0.002i \quad \text{MBA} \quad S_4 = 0.802 + 0.326i$$

$$S_{441n} := S_4 + \Delta S_{441} \quad S_{441n} = 0.804 + 0.328i \quad \text{MBA}$$

$\frac{ S_{441n} \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 14.325$			
$S_{54k} := S_{441n} + S_{48n}$	$S_{54k} = 6.164 + 2.818i$	MBA	
$\Delta S_{45} := \frac{(\operatorname{Re}(S_{54k})^2 + \operatorname{Im}(S_{54k})^2)}{35^2} \cdot z_{45}$	$\Delta S_{45} = 0.084 + 0.173i$	MBA	
$S_{54n} := S_{54k} + \Delta S_{45}$	$S_{54n} = 6.248 + 2.991i$	MBA	
$\frac{ S_{54n} \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 114.263$			
$S_{65k} := S_{54n} + S_5$	$S_{65k} = 9.366 + 4.125i$	MBA	$S_5 = 3.118 + 1.134i$
$\Delta S_{56} := \frac{(\operatorname{Re}(S_{65k})^2 + \operatorname{Im}(S_{65k})^2)}{35^2} \cdot z_{56}$	$\Delta S_{56} = 0.188 + 0.385i$	MBA	
$S_{65n} := S_{65k} + \Delta S_{56}$	$S_{65n} = 9.554 + 4.51i$	MBA	
$\frac{ S_{65n} \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 174.282$			
$S_{76k} := S_{65n} + S_6$	$S_{76k} = 10.133 + 4.682i$	MBA	$S_6 = 0.579 + 0.172i$
$\Delta S_{67} := \frac{(\operatorname{Re}(S_{76k})^2 + \operatorname{Im}(S_{76k})^2)}{35^2} \cdot z_{67}$	$\Delta S_{67} = 0.155 + 0.318i$	MBA	
$S_{76n} := S_{76k} + \Delta S_{67}$	$S_{76n} = 10.288 + 5i$	MBA	
$\frac{ S_{76n} \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 188.686$			
$S_{187k} := S_{76n} + S_7$	$S_{187k} = 10.503 + 5.089i$	MBA	$S_7 = 0.216 + 0.09i$
$\Delta S_{187} := \frac{(\operatorname{Re}(S_{187k})^2 + \operatorname{Im}(S_{187k})^2)}{35^2} \cdot z_{718}$	$\Delta S_{187} = 0.445 + 0.912i$	MBA	
$S_{187n} := S_{187k} + \Delta S_{187}$	$S_{187n} = 10.948 + 6.001i$	MBA	
$\frac{ S_{187n} \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 205.953$			
$S_{1918k} := S_{187n} + S_{18}$	$S_{1918k} = 11.265 + 6.163i$	MBA	$S_{18} = 0.317 + 0.162i$
$\Delta S_{1819} := \frac{(\operatorname{Re}(S_{1918k})^2 + \operatorname{Im}(S_{1918k})^2)}{35^2} \cdot z_{1819}$	$\Delta S_{1819} = 0.701 + 1.437i$	MBA	

$$S_{1918n} := S_{1918k} + \Delta S_{1819}$$

$$S_{1918n} = 11.966 + 7.601i \quad \text{MVA}$$

$$\frac{|S_{1918n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 233.844$$

Находим напряжения в узлах 35 кВ схемы сети

$$U_{18} := U_1 - \frac{\overline{S_{1918n}} \cdot Z_{1819}}{U_1}$$

$$|U_{18}| = 36.48 \quad \text{кВ}$$

$$U_7 := U_{18} - \frac{\overline{S_{187n}} \cdot Z_{718}}{U_{18}}$$

$$|U_7| = 33.978 \quad \text{кВ}$$

$$U_6 := U_7 - \frac{\overline{S_{76n}} \cdot Z_{67}}{U_7}$$

$$|U_6| = 33.065 \quad \text{кВ}$$

$$U_5 := U_6 - \frac{\overline{S_{65n}} \cdot Z_{56}}{U_6}$$

$$|U_5| = 31.831 \quad \text{кВ}$$

$$U_4 := U_5 - \frac{\overline{S_{54n}} \cdot Z_{45}}{U_5}$$

$$|U_4| = 30.963 \quad \text{кВ}$$

$$U_{41} := U_4 - \frac{\overline{S_{441n}} \cdot Z_{441}}{U_4}$$

$$|U_{41}| = 30.851 \quad \text{кВ}$$

$$U_8 := U_{41} - \frac{\overline{S_{48n}} \cdot Z_{84}}{U_{41}}$$

$$|U_8| = 29.165 \quad \text{кВ}$$

$$U_3 := U_8 - \frac{\overline{S_{83n}} \cdot Z_{38}}{U_8}$$

$$|U_3| = 28.763 \quad \text{кВ}$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС Евгеньевка
 пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U^8 := \frac{\operatorname{Re}(S_8 - \Delta S_{x8}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T8}) + \operatorname{Im}(S_8 - \Delta S_{x8}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T8})}{U_8}$$

$$\Delta U^8 = 0.95 + 0.233i \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{ннвн}} := U_8 - \Delta U^8 \quad |U_{\text{ннвн}}| = 28.301 \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{вн}} := 35 \quad U_{\text{нн}} := 11 \quad \text{кВ}$$

$$k_{\text{вн}} := \frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{нн}}} \quad k_{\text{вн}} = 3.182$$

$$k_{\text{внж}} := \frac{|U_{\text{ннвн}}|}{10.5} \quad k_{\text{внж}} = 2.695$$

$$n_{\text{внж}} := \left(\frac{k_{\text{вн}}}{k_{\text{внж}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad n_{\text{внж}} = 12.032$$

$$n_{\text{вн}} := 6$$

$$U^8 := \frac{|U_{\text{ннвн}}| \cdot (1 + n_{\text{вн}} \cdot 0.015)}{k_{\text{вн}}} \quad U^8 = 9.7 \quad \text{кВ} \quad \frac{|U_{\text{ннвн}}|}{k_{\text{вн}}} = 8.895$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС ЗСМ
 пределы регулирования 9*1,3%

$$\Delta U^3 := \frac{\operatorname{Re}(S_3 - \Delta S_{x3}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T3}) + \operatorname{Im}(S_3 - \Delta S_{x3}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T3})}{U_3}$$

$$\Delta U^3 = 0.449 + 0.116i \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{ннвн}} := U_3 - \Delta U^3 \quad |U_{\text{ннвн}}| = 28.357 \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{вн}} := 36.7 \quad U_{\text{нн}} := 10.5 \quad \text{кВ}$$

$$k_{\text{вн}} := \frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{нн}}} \quad k_{\text{вн}} = 3.5$$

$$k_{\text{внж}} := \frac{|U_{\text{ннвн}}|}{10.5} \quad k_{\text{внж}} = 2.701$$

$$n_{\text{внж}} := \left(\frac{k_{\text{вн}}}{k_{\text{внж}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.013} \quad n_{\text{внж}} = 22.767$$

$$n_{\text{вн}} := 9$$

$$U^3 := \frac{|U_{\text{ннвн}}| \cdot (1 + n_{\text{вн}} \cdot 0.013)}{k_{\text{вн}}} \quad U^3 = 9.05 \quad \text{кВ} \quad \frac{|U_{\text{ннвн}}|}{k_{\text{вн}}} = 8.102$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС Александровка
 пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U^4 := \frac{\operatorname{Re}(S_4 - \Delta S_{x10}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T10}) + \operatorname{Im}(S_4 - \Delta S_{x10}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T10})}{U_4}$$

$$\Delta U^4 = 0.802 + 0.154i \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{ннвн}} := U^4 - \Delta U^4 \quad |U_{\text{ннвн}}| = 30.206 \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{вн}} := 35 \quad U_{\text{нн}} := 11 \quad \text{кВ}$$

$$k_{\text{вн}} := \frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{нн}}} \quad k_{\text{вн}} = 3.182$$

$$k_{\text{внж}} := \frac{|U_{\text{ннвн}}|}{10.5} \quad k_{\text{внж}} = 2.877$$

$$п_{\text{внж}} := \left(\frac{k_{\text{вн}}}{k_{\text{внж}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad п_{\text{внж}} = 7.07$$

$$п_{\text{вн}} := 6$$

$$U^4 := \frac{|U_{\text{ннвн}}| \cdot (1 + п_{\text{вн}} \cdot 0.015)}{k_{\text{вн}}} \quad U^4 = 10.35 \quad \text{кВ} \quad \frac{|U_{\text{ннвн}}|}{k_{\text{вн}}} = 9.493$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС Чкаловка пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U^5 := \frac{\text{Re}(S_5 - \Delta S_{x8}) \cdot \text{Re}(z_{T8}) + \text{Im}(S_5 - \Delta S_{x8}) \cdot \text{Im}(z_{T8})}{U_5}$$

$$\Delta U^5 = 1.026 + 0.173i \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{ннвн}} := U^5 - \Delta U^5 \quad |U_{\text{ннвн}}| = 30.85 \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{вн}} := 35 \quad U_{\text{нн}} := 11 \quad \text{кВ}$$

$$k_{\text{вн}} := \frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{нн}}} \quad k_{\text{вн}} = 3.182$$

$$k_{\text{внж}} := \frac{|U_{\text{ннвн}}|}{10.5} \quad k_{\text{внж}} = 2.938$$

$$п_{\text{внж}} := \left(\frac{k_{\text{вн}}}{k_{\text{внж}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad п_{\text{внж}} = 5.531$$

$$п_{\text{вн}} := 6$$

$$U^5 := \frac{|U_{\text{ннвн}}| \cdot (1 + п_{\text{вн}} \cdot 0.015)}{k_{\text{вн}}} \quad U^5 = 10.57 \quad \text{кВ} \quad \frac{|U_{\text{ннвн}}|}{k_{\text{вн}}} = 9.696$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС Стасhevка пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U^6 := \frac{\text{Re}(S_6 - \Delta S_{x10}) \cdot \text{Re}(z_{T10}) + \text{Im}(S_6 - \Delta S_{x10}) \cdot \text{Im}(z_{T10})}{U_6}$$

$$\Delta U^6 = 0.443 + 0.06i \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{ннвн}} := U^6 - \Delta U^6 \quad |U_{\text{ннвн}}| = 32.633 \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{вн}} := 35 \quad U_{\text{нн}} := 11 \quad \text{кВ}$$

$$k_{\text{вн}} := \frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{нн}}} \quad k_{\text{вн}} = 3.182$$

$$k_{ВНЖ} := \frac{|U_{ННВН}|}{10.5} \quad k_{ВНЖ} = 3.108$$

$$п_{ВНЖ} := \left(\frac{k_{ВН}}{k_{ВНЖ}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad п_{ВНЖ} = 1.584$$

$$п_{ВН} := 2$$

$$U'6 := \frac{|U_{ННВН}| \cdot (1 + п_{ВН} \cdot 0.015)}{k_{ВН}} \quad U'6 = 10.56 \text{ кЕ} \quad \frac{|U_{ННВН}|}{k_{ВН}} = 10.256$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС Новорусановка пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U'7 := \frac{\operatorname{Re}(S_7 - \Delta S_{x10}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T10}) + \operatorname{Im}(S_7 - \Delta S_{x10}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T10})}{U_7}$$

$$\Delta U'7 = 0.181 + 0.021i \text{ кЕ}$$

$$U_{ННВН} := U_7 - \Delta U'7 \quad |U_{ННВН}| = 33.8 \text{ кЕ}$$

$$U_{ВН} := 35 \quad U_{НН} := 11 \text{ кЕ}$$

$$k_{ВН} := \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} \quad k_{ВН} = 3.182$$

$$k_{ВНЖ} := \frac{|U_{ННВН}|}{10.5} \quad k_{ВНЖ} = 3.219$$

$$п_{ВНЖ} := \left(\frac{k_{ВН}}{k_{ВНЖ}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad п_{ВНЖ} = -0.772$$

$$п_{ВН} := 0$$

$$U'7 := \frac{|U_{ННВН}| \cdot (1 + п_{ВН} \cdot 0.015)}{k_{ВН}} \quad U'7 = 10.62 \text{ кЕ} \quad \frac{|U_{ННВН}|}{k_{ВН}} = 10.623$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС Руновка пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U'18 := \frac{\operatorname{Re}(S_{18} - \Delta S_{x8}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T8}) + \operatorname{Im}(S_{18} - \Delta S_{x8}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T8})}{U_{18}}$$

$$\Delta U'18 = 0.098 + 0.006i \text{ кЕ}$$

$$U_{ННВН} := U_{18} - \Delta U'18 \quad |U_{ННВН}| = 36.382 \text{ кЕ}$$

$$U_{ВН} := 35 \quad U_{НН} := 11 \text{ кЕ}$$

$$k_{ВН} := \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} \quad k_{ВН} = 3.182$$

$$k_{ВНЖ} := \frac{|U_{ННВН}|}{10.5} \quad k_{ВНЖ} = 3.465$$

$$п_{ВНЖ} := \left(\frac{k_{ВН}}{k_{ВНЖ}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad п_{ВНЖ} = -5.448$$

$$п_{ВН} := -5$$

$$U'18 := \frac{|U_{ННВН}| \cdot (1 + п_{ВН} \cdot 0.015)}{k_{ВН}} \quad U'18 = 10.58 \text{ кЕ} \quad \frac{|U_{ННВН}|}{k_{ВН}} = 11.434$$

Послеаварийный режим после реконструкции

Питание со стороны ПС Спасск

Нагрузки

$S_3 := (2.58 + 1.03i)$	MBA	$S_{10} := (0.62 + 0.13i)$	MBA	$S_{17} := (1.21 + 0.38i)$	MBA
$S_4 := (0.79 + 0.28i)$	MBA	$S_{11} := (4.57 + 1.76i)$	MBA	$S_{15} := (3.42 + 1.37i)$	MBA
$S_5 := (3.09 + 0.9i)$	MBA	$S_{12} := (2.45 + 0.98i)$	MBA	$S_{16} := (1.78 + 0.53i)$	MBA
$S_6 := (0.57 + 0.14i)$	MBA	$S_{13} := (2.53 + 0.79i)$	MBA	$S_8 := \frac{(5.16 + 1.63i)}{2}$	MBA
$S_7 := (0.21 + 0.07i)$	MBA	$S_{14} := (1.44 + 0.46i)$	MBA	$S_9 := (1.25 + 0.41i)$	MBA
$S_{18} := (0.31 + 0.12i)$	MBA				

Параметры схемы замещения

$z_{178} := (r_{70} + x_{70} \cdot i) \cdot 9.27 + (r_{95} + x_{95} \cdot i) \cdot 14.7$	$z_{178} = 8.466 + 10.193i$	Ом
$z_{38} := (r_{120} + x_{120} \cdot i) \cdot 5.7 + (r_{95} + x_{95} \cdot i) \cdot 6$	$z_{38} = 3.255 + 4.886i$	Ом
$z_{115} := (r_{120} + x_{120} \cdot i) \cdot 3.3$	$z_{115} = 0.822 + 1.366i$	Ом
$z_{1516} := (r_{70} + x_{70} \cdot i) \cdot 10.8$	$z_{1516} = 4.622 + 4.666i$	Ом
$z_{1617} := (r_{95} + x_{95} \cdot i) \cdot 10.2$	$z_{1617} = 3.13 + 4.307i$	Ом
$z_{204} := (r_{95} + x_{95} \cdot i) \cdot 11.5$	$z_{204} = 3.641 + 5.01i$	Ом
$z_{208} := (r_{70} + x_{70} \cdot i) \cdot 9.27$	$z_{208} = 3.968 + 4.005i$	Ом
$z_{1720} := (r_{95} + x_{95} \cdot i) \cdot 14.7$	$z_{1720} = 4.498 + 6.189i$	Ом
$z_{441} := (r_{95} + x_{95} \cdot i) \cdot 9$	$z_{441} = 2.754 + 3.789i$	Ом
$z_{67} := (r_{120} + x_{120} \cdot i) \cdot 7.7$	$z_{67} = 1.917 + 3.188i$	Ом
$z_{56} := (r_{70} + x_{70} \cdot i) \cdot 11.1$	$z_{56} = 4.751 + 4.795i$	Ом
$z_{45} := (r_{95} + x_{95} \cdot i) \cdot 11.3$	$z_{45} = 3.479 + 4.787i$	Ом

ПС СЦЗ, Межзаводская ТД-16000/35

$$U_{вн15} := 38.5 \quad \text{кВ}$$

$$\Delta P_{x15} := 21 \quad \Delta P_{k15} := 90 \quad \text{кВт}$$

$$U_{k15} := 8 \quad I_{x15} := 0.6$$

$$S_{ном15} := 1600 \quad \text{МВА}$$

$$R_{T15} := \frac{\Delta P_{k15} \cdot U_{вн15}^2 \cdot 10^3}{S_{ном15}^2} \quad R_{T15} = 0.521 \quad \text{Ом}$$

$$X_{T15} := \frac{U_{BH15}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{НОМ15}} \quad X_{T15} = 7.411 \quad \text{Ом}$$

$$\Delta Q_{X15} := \frac{I_{X15}}{100} \cdot S_{НОМ15} \quad \Delta Q_{X15} = 96 \quad \text{квар}$$

$$z_{T15} := R_{T15} + X_{T15}i \quad z_{T15} = 0.521 + 7.411i \quad \text{Ом}$$

$$\Delta S_{X15} := (\Delta P_{X15} + \Delta Q_{X15} \cdot i) \cdot 10^{-3} \quad \Delta S_{X15} = 0.021 + 0.096i \quad \text{MBA}$$

ПС Заря ТМН-2500/35

$$U_{BH17} := 35 \quad \text{кВ}$$

$$\Delta P_{X17} := 5.1 \quad \Delta P_{K17} := 2\epsilon \quad \text{кВт}$$

$$U_{K17} := 6.5 \quad I_{X17} := 1.1$$

$$S_{НОМ17} := 250 \quad \text{MBA}$$

$$R_{T17} := \frac{\Delta P_{K17} \cdot U_{BH17}^2 \cdot 10^3}{S_{НОМ17}^2} \quad R_{T17} = 5.096 \quad \text{Ом}$$

$$X_{T17} := \frac{U_{K17} \cdot U_{BH17}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{НОМ17}} \quad X_{T17} = 31.85 \quad \text{Ом}$$

$$\Delta Q_{X17} := \frac{I_{X17}}{100} \cdot S_{НОМ17} \quad \Delta Q_{X17} = 27.5 \quad \text{квар}$$

$$z_{T17} := R_{T17} + X_{T17}i \quad z_{T17} = 5.096 + 31.85i \quad \text{Ом}$$

$$\Delta S_{X17} := (\Delta P_{X17} + \Delta Q_{X17} \cdot i) \cdot 10^{-3} \quad \Delta S_{X17} = 0.005 + 0.028i \quad \text{MBA}$$

Потери мощности в трансформаторах

$$\Delta S_3 := \frac{\text{Re}(S_3)^2 + \text{Im}(S_3)^2}{35^2} \cdot z_{T3} \quad \Delta S_3 = 0.006 + 0.064i \quad \text{MBA}$$

$$\Delta S_8 := \frac{\text{Re}(S_8)^2 + \text{Im}(S_8)^2}{35^2} \cdot z_{T8} \quad \Delta S_8 = 0.015 + 0.137i \quad \text{MBA}$$

$$\Delta S_{15} := \frac{\text{Re}(S_{15})^2 + \text{Im}(S_{15})^2}{35^2} \cdot z_{T15} \quad \Delta S_{15} = 0.006 + 0.082i \quad \text{MBA}$$

$$\Delta S_{16} := \frac{\text{Re}(S_{16})^2 + \text{Im}(S_{16})^2}{35^2} \cdot z_{T8} \quad \Delta S_{16} = 0.007 + 0.065i \quad \text{MBA}$$

$$\Delta S_{17} := \frac{\text{Re}(S_{17})^2 + \text{Im}(S_{17})^2}{35^2} \cdot z_{T17} \quad \Delta S_{17} = 0.007 + 0.042i \quad \text{MBA}$$

$$\Delta S_4 := \frac{\operatorname{Re}(S_4)^2 + \operatorname{Im}(S_4)^2}{35^2} \cdot Z_{T1C} \quad \Delta S_4 = 0.007 + 0.029i \quad \text{MBA}$$

$$\Delta S_5 := \frac{\operatorname{Re}(S_5)^2 + \operatorname{Im}(S_5)^2}{35^2} \cdot Z_{T8} \quad \Delta S_5 = 0.022 + 0.194i \quad \text{MBA}$$

$$\Delta S_6 := \frac{\operatorname{Re}(S_6)^2 + \operatorname{Im}(S_6)^2}{35^2} \cdot Z_{T1C} \quad \Delta S_6 = 0.003 + 0.014i \quad \text{MBA}$$

$$\Delta S_7 := \frac{\operatorname{Re}(S_7)^2 + \operatorname{Im}(S_7)^2}{35^2} \cdot Z_{T1C} \quad \Delta S_7 = 0.000 + 0.002i \quad \text{MBA}$$

Значения приведённой нагрузки

$$S_3 := S_3 + (\Delta S_3 + \Delta S_{x3}) \quad S_3 = 2.6 + 1.174i \quad \text{MBA}$$

$$S_8 := S_8 + (\Delta S_8 + \Delta S_{x8}) \quad S_8 = 2.602 + 0.992i \quad \text{MBA}$$

$$S_{15} := S_{15} + (\Delta S_{15} + \Delta S_{x15}) \quad S_{15} = 3.447 + 1.548i \quad \text{MBA}$$

$$S_{16} := S_{16} + (\Delta S_{16} + \Delta S_{x8}) \quad S_{16} = 1.794 + 0.635i \quad \text{MBA}$$

$$S_{17} := S_{17} + (\Delta S_{17} + \Delta S_{x17}) \quad S_{17} = 1.222 + 0.449i \quad \text{MBA}$$

$$S_4 := S_4 + (\Delta S_4 + \Delta S_{x10}) \quad S_4 = 0.802 + 0.326i \quad \text{MBA}$$

$$S_5 := S_5 + (\Delta S_5 + \Delta S_{x8}) \quad S_5 = 3.118 + 1.134i \quad \text{MBA}$$

$$S_6 := S_6 + (\Delta S_6 + \Delta S_{x10}) \quad S_6 = 0.579 + 0.172i \quad \text{MBA}$$

$$S_7 := S_7 + (\Delta S_7 + \Delta S_{x10}) \quad S_7 = 0.216 + 0.09i \quad \text{MBA}$$

Расчитываем потоки мощности

$$\Delta S_{38} := \frac{(\operatorname{Re}(S_3)^2 + \operatorname{Im}(S_3)^2)}{35^2} \cdot Z_{38} \quad \Delta S_{38} = 0.022 + 0.032i \quad \text{MBA} \quad S_3 = 2.6 + 1.174i$$

$$S_{83n} := S_3 + \Delta S_{38} \quad S_{83n} = 2.622 + 1.206i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{83n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 47.604$$

$$S_{208k} := S_{83n} + S_8 \quad S_{208k} = 5.224 + 2.199i \quad \text{MBA} \quad S_8 = 2.602 + 0.992i$$

$$\Delta S_{208} := \frac{(\operatorname{Re}(S_{208k})^2 + \operatorname{Im}(S_{208k})^2)}{35^2} \cdot Z_{208} \quad \Delta S_{208} = 0.104 + 0.105i \quad \text{MBA}$$

$$S_{208n} := S_{208k} + \Delta S_{208}$$

$$S_{208n} = 5.328 + 2.304i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{208n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 95.747$$

$$\Delta S_{67} := \frac{\left(\operatorname{Re}(S_7)^2 + \operatorname{Im}(S_7)^2 \right)}{35^2} \cdot z_{67}$$

$$\Delta S_{67} = 0 + 0i \quad \text{MBA}$$

$$S_7 = 0.216 + 0.09i$$

$$S_{67n} := S_7 + \Delta S_{67}$$

$$S_{67n} = 0.216 + 0.09i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{67n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 3.853$$

$$S_{56k} := S_{67n} + S_6$$

$$S_{56k} = 0.794 + 0.261i \quad \text{MBA}$$

$$S_6 = 0.579 + 0.172i$$

$$\Delta S_{56} := \frac{\left(\operatorname{Re}(S_{56k})^2 + \operatorname{Im}(S_{56k})^2 \right)}{35^2} \cdot z_{56}$$

$$\Delta S_{56} = 0.003 + 0.003i \quad \text{MBA}$$

$$S_{56n} := S_{56k} + \Delta S_{56}$$

$$S_{56n} = 0.797 + 0.264i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{56n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 13.85$$

$$S_{45k} := S_{56n} + S_5$$

$$S_{45k} = 3.915 + 1.398i \quad \text{MBA}$$

$$S_5 = 3.118 + 1.134i$$

$$\Delta S_{45} := \frac{\left(\operatorname{Re}(S_{45k})^2 + \operatorname{Im}(S_{45k})^2 \right)}{35^2} \cdot z_{45}$$

$$\Delta S_{45} = 0.049 + 0.068i \quad \text{MBA}$$

$$S_{45n} := S_{45k} + \Delta S_{45}$$

$$S_{45n} = 3.964 + 1.466i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{45n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 69.724$$

$$\Delta S_{441} := \frac{\left(\operatorname{Re}(S_4)^2 + \operatorname{Im}(S_4)^2 \right)}{35^2} \cdot z_{441}$$

$$\Delta S_{441} = 0.002 + 0.002i \quad \text{MBA}$$

$$S_4 = 0.802 + 0.326i$$

$$S_{441n} := S_4 + \Delta S_{441}$$

$$S_{441n} = 0.804 + 0.328i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{441n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 14.325$$

$$S_{204k} := S_{45n} + S_{441n}$$

$$S_{204k} = 4.768 + 1.794i \quad \text{MBA}$$

$\Delta S_{204} := \frac{\left(\operatorname{Re}(S_{204k})^2 + \operatorname{Im}(S_{204k})^2\right)}{35^2} \cdot z_{204}$	$\Delta S_{204} = 0.077 + 0.106i$	MBA	
$S_{204n} := S_{204k} + \Delta S_{204}$	$S_{204n} = 4.846 + 1.9i$	MBA	
$\frac{ S_{204n} \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 85.859$			
$S_{1720k} := S_{208n} + S_{204r}$	$S_{1720k} = 10.173 + 4.204i$	MBA	
$\Delta S_{1720} := \frac{\left(\operatorname{Re}(S_{1720k})^2 + \operatorname{Im}(S_{1720k})^2\right)}{35^2} \cdot z_{1720}$	$\Delta S_{1720} = 0.445 + 0.612i$	MBA	
$S_{1720n} := S_{1720k} + \Delta S_{1720}$	$S_{1720n} = 10.618 + 4.816i$	MBA	
$\frac{ S_{1720n} \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 192.33$			
$S_{1617k} := S_{1720n} + S_{17}$	$S_{1617k} = 11.84 + 5.265i$	MBA	$S_{17} = 1.222 + 0.449i$
$\Delta S_{1617} := \frac{\left(\operatorname{Re}(S_{1617k})^2 + \operatorname{Im}(S_{1617k})^2\right)}{35^2} \cdot z_{1617}$	$\Delta S_{1617} = 0.429 + 0.59i$	MBA	
$S_{1617n} := S_{1617k} + \Delta S_{1617}$	$S_{1617n} = 12.269 + 5.856i$	MBA	
$\frac{ S_{1617n} \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 224.257$			
$S_{1516k} := S_{1617n} + S_{16}$	$S_{1516k} = 14.063 + 6.49i$	MBA	$S_{16} = 1.794 + 0.635i$
$\Delta S_{1516} := \frac{\left(\operatorname{Re}(S_{1516k})^2 + \operatorname{Im}(S_{1516k})^2\right)}{35^2} \cdot z_{1516}$	$\Delta S_{1516} = 0.905 + 0.914i$	MBA	
$S_{1516n} := S_{1516k} + \Delta S_{1516}$	$S_{1516n} = 14.968 + 7.404i$	MBA	
$\frac{ S_{1516n} \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 275.468$			
$S_{115k} := S_{1516n} + S_{15}$	$S_{115k} = 18.415 + 8.952i$	MBA	$S_{15} = 3.447 + 1.548i$
$\Delta S_{115} := \frac{\left(\operatorname{Re}(S_{115k})^2 + \operatorname{Im}(S_{115k})^2\right)}{35^2} \cdot z_{115}$	$\Delta S_{115} = 0.281 + 0.468i$	MBA	
$S_{115n} := S_{115k} + \Delta S_{115}$	$S_{115n} = 18.696 + 9.42i$	MBA	

$$\frac{|S_{115n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 345.341$$

Находим напряжения в узлах 35 кВ схемы сети

$$U_{15} := U_1 - \frac{\overline{S_{115n} \cdot Z_{115}}}{\overline{U_1}}$$

$$|U_{15}| = 39.297 \text{ кВ}$$

$$U_{16} := U_{15} - \frac{\overline{S_{1516n} \cdot Z_{1516}}}{\overline{U_{15}}}$$

$$|U_{16}| = 36.668 \text{ кВ}$$

$$U_{17} := U_{16} - \frac{\overline{S_{1617n} \cdot Z_{1617}}}{\overline{U_{16}}}$$

$$|U_{17}| = 34.946 \text{ кВ}$$

$$U_{20} := U_{17} - \frac{\overline{S_{1720n} \cdot Z_{1720}}}{\overline{U_{17}}}$$

$$|U_{20}| = 32.75 \text{ кВ}$$

$$U_8 := U_{20} - \frac{\overline{S_{208n} \cdot Z_{208}}}{\overline{U_{20}}}$$

$$|U_8| = 31.825 \text{ кВ}$$

$$U_3 := U_8 - \frac{\overline{S_{83n} \cdot Z_{38}}}{\overline{U_8}}$$

$$|U_3| = 31.373 \text{ кВ}$$

$$U_4 := U_{20} - \frac{\overline{S_{204n} \cdot Z_{204}}}{\overline{U_{20}}}$$

$$|U_4| = 31.925 \text{ кВ}$$

$$U_{41} := U_4 - \frac{\overline{S_{441n} \cdot Z_{441}}}{\overline{U_4}}$$

$$|U_{41}| = 31.817 \text{ кВ}$$

$$U_5 := U_4 - \frac{\overline{S_{45n} \cdot Z_{45}}}{\overline{U_4}}$$

$$|U5| = 31.276 \text{ кЕ}$$

$$U6 := U5 - \frac{S_{56n} \cdot z_{56}}{U5}$$

$$|U6| = 31.115 \text{ кЕ}$$

$$U7 := U6 - \frac{S_{67n} \cdot z_{67}}{U6}$$

$$|U7| = 31.092 \text{ кЕ}$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС Евгенийка
 пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U^8 := \frac{\operatorname{Re}(S_8 - \Delta S_{x8}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T8}) + \operatorname{Im}(S_8 - \Delta S_{x8}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T8})}{U8}$$

$$\Delta U^8 = 0.891 + 0.101i \text{ кЕ}$$

$$U_{ннвн} := U8 - \Delta U^8 \quad |U_{ннвн}| = 30.952 \text{ кЕ}$$

$$U_{вн} := 3\% \quad U_{нн} := 11 \text{ кЕ}$$

$$k_{вн} := \frac{U_{вн}}{U_{нн}} \quad k_{вн} = 3.182$$

$$k_{внж} := \frac{|U_{ннвн}|}{10.5} \quad k_{внж} = 2.948$$

$$п_{внж} := \left(\frac{k_{вн}}{k_{внж}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad п_{внж} = 5.291$$

$$п_{вн} := 5$$

$$U^8 := \frac{|U_{ннвн}| \cdot (1 + п_{вн} \cdot 0.015)}{k_{вн}} \quad U^8 = 10.46 \text{ кЕ} \quad \frac{|U_{ннвн}|}{k_{вн}} = 9.728$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС ЗСМ
 пределы регулирования 9*1,3%

$$\Delta U^3 := \frac{\operatorname{Re}(S_3 - \Delta S_{x3}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T3}) + \operatorname{Im}(S_3 - \Delta S_{x3}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T3})}{U3}$$

$$\Delta U^3 = 0.422 + 0.052i \text{ кЕ}$$

$$U_{ннвн} := U3 - \Delta U^3 \quad |U_{ннвн}| = 30.96 \text{ кЕ}$$

$$U_{вн} := 36.7\% \quad U_{нн} := 10.5 \text{ кЕ}$$

$$k_{вн} := \frac{U_{вн}}{U_{нн}} \quad k_{вн} = 3.5$$

$$k_{внж} := \frac{|U_{ннвн}|}{10.5} \quad k_{внж} = 2.949$$

$$пвнж := \left(\frac{квн}{квнж} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.013} \quad пвнж = 14.384$$

$$пвн := 6$$

$$U^3 := \frac{|U_{ннвн}| \cdot (1 + пвн \cdot 0.013)}{квн} \quad U^3 = 9.54 \quad кЕ \quad \frac{|U_{ннвн}|}{квн} = 8.846$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС Межзаводская

пределы регулирования 2*2,5%

$$\Delta U^{15} := \frac{\operatorname{Re}(S_{15} - \Delta S_{x15}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T15}) + \operatorname{Im}(S_{15} - \Delta S_{x15}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T15})}{U_{15}}$$

$$\Delta U^{15} = 0.319 + 0.004i \quad кЕ$$

$$U_{ннвн} := U_{15} - \Delta U^{15} \quad |U_{ннвн}| = 38.978 \quad кЕ$$

$$U_{вн} := 38.5 \quad U_{нн} := 10.5 \quad кЕ$$

$$квн := \frac{U_{вн}}{U_{нн}} \quad квн = 3.667$$

$$квнж := \frac{|U_{ннвн}|}{10.5} \quad квнж = 3.712$$

$$пвнж := \left(\frac{квн}{квнж} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.025} \quad пвнж = -0.49$$

$$пвн := 0$$

$$U^{15} := \frac{|U_{ннвн}| \cdot (1 + пвн \cdot 0.025)}{квн} \quad U^{15} = 10.63 \quad кЕ \quad \frac{|U_{ннвн}|}{квн} = 10.63$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС Хвалынка

пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U^{16} := \frac{\operatorname{Re}(S_{16} - \Delta S_{x8}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T8}) + \operatorname{Im}(S_{16} - \Delta S_{x8}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T8})}{U_{16}}$$

$$\Delta U^{16} = 0.497 + 0.018i \quad кЕ$$

$$U_{ннвн} := U_{16} - \Delta U^{16} \quad |U_{ннвн}| = 36.172 \quad кЕ$$

$$U_{вн} := 35 \quad U_{нн} := 11 \quad кЕ$$

$$квн := \frac{U_{вн}}{U_{нн}} \quad квн = 3.182$$

$$квнж := \frac{|U_{ннвн}|}{10.5} \quad квнж = 3.445$$

$$пвнж := \left(\frac{квн}{квнж} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad пвнж = -5.092$$

$$пвн := -5$$

$$U^{16} := \frac{|U_{ннвн}| \cdot (1 + пвн \cdot 0.015)}{квн} \quad U^{16} = 10.52 \quad кЕ \quad \frac{|U_{ннвн}|}{квн} = 11.368$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС Заря
 пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U^{17} := \frac{\operatorname{Re}(S_{17} - \Delta S_{x17}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T17}) + \operatorname{Im}(S_{17} - \Delta S_{x17}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T17})}{U_{17}}$$

$$\Delta U^{17} = 0.561 + 0.035i \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{ннвн}} := U_{17} - \Delta U^{17} \quad |U_{\text{ннвн}}| = 34.388 \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{вн}} := 35 \quad U_{\text{нн}} := 11 \quad \text{кВ}$$

$$k_{\text{вн}} := \frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{нн}}} \quad k_{\text{вн}} = 3.182$$

$$k_{\text{внж}} := \frac{|U_{\text{ннвн}}|}{10.5} \quad k_{\text{внж}} = 3.275$$

$$p_{\text{внж}} := \left(\frac{k_{\text{вн}}}{k_{\text{внж}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad p_{\text{внж}} = -1.898$$

$$p_{\text{вн}} := -2$$

$$U^{17} := \frac{|U_{\text{ннвн}}| \cdot (1 + p_{\text{вн}} \cdot 0.015)}{k_{\text{вн}}} \quad U^{17} = 10.48 \quad \text{кВ} \quad \frac{|U_{\text{ннвн}}|}{k_{\text{вн}}} = 10.808$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС Александровка
 пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U^4 := \frac{\operatorname{Re}(S_4 - \Delta S_{x10}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T10}) + \operatorname{Im}(S_4 - \Delta S_{x10}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T10})}{U_4}$$

$$\Delta U^4 = 0.786 + 0.093i \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{ннвн}} := U_4 - \Delta U^4 \quad |U_{\text{ннвн}}| = 31.156 \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{вн}} := 35 \quad U_{\text{нн}} := 11 \quad \text{кВ}$$

$$k_{\text{вн}} := \frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{нн}}} \quad k_{\text{вн}} = 3.182$$

$$k_{\text{внж}} := \frac{|U_{\text{ннвн}}|}{10.5} \quad k_{\text{внж}} = 2.967$$

$$p_{\text{внж}} := \left(\frac{k_{\text{вн}}}{k_{\text{внж}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad p_{\text{внж}} = 4.821$$

$$p_{\text{вн}} := 5$$

$$U^4 := \frac{|U_{\text{ннвн}}| \cdot (1 + p_{\text{вн}} \cdot 0.015)}{k_{\text{вн}}} \quad U^4 = 10.53 \quad \text{кВ} \quad \frac{|U_{\text{ннвн}}|}{k_{\text{вн}}} = 9.792$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС Чкаловка
 пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U^5 := \frac{\operatorname{Re}(S_5 - \Delta S_{x8}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T8}) + \operatorname{Im}(S_5 - \Delta S_{x8}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T8})}{U_5}$$

$$\Delta U^5 = 1.05 + 0.139i \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{ннвн}} := U_5 - \Delta U^5 \quad |U_{\text{ннвн}}| = 30.256 \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{вн}} := 35 \quad U_{\text{нн}} := 11 \quad \text{кВ}$$

$$k_{\text{вн}} := \frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{нн}}} \quad k_{\text{вн}} = 3.182$$

$$k_{\text{внж}} := \frac{|U_{\text{ннвн}}|}{10.5} \quad k_{\text{внж}} = 2.881$$

$$п_{\text{внж}} := \left(\frac{k_{\text{вн}}}{k_{\text{внж}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad п_{\text{внж}} = 6.949$$

$$п_{\text{вн}} := 6$$

$$U^5 := \frac{|U_{\text{ннвн}}| \cdot (1 + п_{\text{вн}} \cdot 0.015)}{k_{\text{вн}}} \quad U^5 = 10.36 \quad \text{кВ} \quad \frac{|U_{\text{ннвн}}|}{k_{\text{вн}}} = 9.509$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС Сташевка
 пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U^6 := \frac{\text{Re}(S_6 - \Delta S_{x10}) \cdot \text{Re}(z_{T10}) + \text{Im}(S_6 - \Delta S_{x10}) \cdot \text{Im}(z_{T10})}{U_6}$$

$$\Delta U^6 = 0.471 + 0.064i \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{ннвн}} := U_6 - \Delta U^6 \quad |U_{\text{ннвн}}| = 30.657 \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{вн}} := 35 \quad U_{\text{нн}} := 11 \quad \text{кВ}$$

$$k_{\text{вн}} := \frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{нн}}} \quad k_{\text{вн}} = 3.182$$

$$k_{\text{внж}} := \frac{|U_{\text{ннвн}}|}{10.5} \quad k_{\text{внж}} = 2.92$$

$$п_{\text{внж}} := \left(\frac{k_{\text{вн}}}{k_{\text{внж}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad п_{\text{внж}} = 5.985$$

$$п_{\text{вн}} := 6$$

$$U^6 := \frac{|U_{\text{ннвн}}| \cdot (1 + п_{\text{вн}} \cdot 0.015)}{k_{\text{вн}}} \quad U^6 = 10.5 \quad \text{кВ} \quad \frac{|U_{\text{ннвн}}|}{k_{\text{вн}}} = 9.635$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС Новорусановка
 пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U^7 := \frac{\text{Re}(S_7 - \Delta S_{x10}) \cdot \text{Re}(z_{T10}) + \text{Im}(S_7 - \Delta S_{x10}) \cdot \text{Im}(z_{T10})}{U_7}$$

$$\Delta U^7 = 0.198 + 0.027i \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{ннвн}} := U_7 - \Delta U^7 \quad |U_{\text{ннвн}}| = 30.9 \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{вн}} := 35 \quad U_{\text{нн}} := 11 \quad \text{кВ}$$

$$k_{\text{вн}} := \frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{нн}}} \quad k_{\text{вн}} = 3.182$$

$$\text{квнж} := \frac{|U_{\text{ннвн}}|}{10.5} \quad \text{квнж} = 2.943$$

$$\text{пвнж} := \left(\frac{\text{квн}}{\text{квнж}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad \text{пвнж} = 5.413$$

пвн := 6
Каталожные данные

$$U_{\text{7AC}} := \frac{|U_{\text{ннвн}}| \cdot (1 + \text{пвнж})}{\text{квн}} = \frac{12 \cdot (1 + 5.413)}{2.943} = 10.59 \text{ кЕ} \quad \frac{|U_{\text{ннвн}}|}{\text{квн}} = 9.712$$

Приложение Е

Расчёт послеаварийного режима по варианту 2 – 15С

$$\begin{aligned}
 r_{120} &:= 0.24 & r_{70} &:= 0.42 & r_{95} &:= 0.30 & r_{300} &:= 0.09 & r_{150} &:= 0.19 \\
 x_{120} &:= 0.41 & x_{70} &:= 0.43 & x_{95} &:= 0.42 & x_{300} &:= 0.4 & x_{150} &:= 0.40 \\
 U_1 &:= 40 \text{ кВ} & i &:= \sqrt{-1} & U_{19} &:= 37.8 \text{ кВ}
 \end{aligned}$$

Параметры схемы замещения

$z_{116} := (r_{150} + x_{150} \cdot i) \cdot 10.8 + (r_{150} + x_{150} \cdot i) \cdot 3.3$	$z_{116} = 2.792 + 5.725i$ Ом
$z_{1617} := (r_{150} + x_{150} \cdot i) \cdot 10.2$	$z_{1617} = 2.026 + 4.153i$ Ом
$z_{1720} := (r_{150} + x_{150} \cdot i) \cdot 14.7$	$z_{1720} = 2.911 + 5.968i$ Ом
$z_{2021} := (r_{150} + x_{150} \cdot i) \cdot (9.27 + 10.5)$	$z_{2021} = 3.914 + 8.027i$ Ом
$z_{219} := (r_{150} + x_{150} \cdot i) \cdot 10.5$	$z_{219} = 2.079 + 4.263i$ Ом
$z_{910} := (r_{95} + x_{95} \cdot i) \cdot 5.5$	$z_{910} = 1.683 + 2.316i$ Ом
$z_{89} := (r_{150} + x_{150} \cdot i) \cdot 6.2$	$z_{89} = 1.241 + 2.546i$ Ом
$z_{38} := (r_{150} + x_{150} \cdot i) \cdot 5.7 + (r_{150} + x_{150} \cdot i) \cdot 6$	$z_{38} = 2.317 + 4.75i$ Ом
$z_{718} := (r_{120} + x_{120} \cdot i) \cdot 20.2$	$z_{718} = 5.03 + 8.363i$ Ом
$z_{56} := (r_{70} + x_{70} \cdot i) \cdot 11.1$	$z_{56} = 4.751 + 4.795i$ Ом
$z_{67} := (r_{120} + x_{120} \cdot i) \cdot 7.7$	$z_{67} = 1.917 + 3.188i$ Ом
$z_{2041} := (r_{95} + x_{95} \cdot i) \cdot 20.9$	$z_{2041} = 6.395 + 8.799i$ Ом
$z_{1819} := (r_{120} + x_{120} \cdot i) \cdot 26.3$	$z_{1819} = 6.549 + 10.888i$ Ом

Нагрузки

$S_3 := (2.58 + 1.03i)$ МВА	$S_{10} := (0.62 + 0.13i)$ МВА	$S_{17} := (1.21 + 0.38i)$ МВА
$S_4 := (0.79 + 0.28i)$ МВА	$S_{11} := (4.57 + 1.76i)$ МВА	$S_{18} := (0.31 + 0.12i)$ МВА
$S_5 := (3.09 + 0.9i)$ МВА	$S_{12} := (2.45 + 0.98i)$ МВА	

$$S_6 := (0.57 + 0.14i) \quad \text{MBA} \quad S_{13} := (2.53 + 0.79i) \quad \text{MBA}$$

$$S_7 := (0.21 + 0.07i) \quad \text{MBA} \quad S_{14} := (1.44 + 0.46i) \quad \text{MBA}$$

$$S_8 := (5.16 + 1.63i) \quad \text{MBA} \quad S_{15} := (3.42 + 1.37i) \quad \text{MBA}$$

$$S_9 := (1.25 + 0.41i) \quad \text{MBA} \quad S_{16} := (1.78 + 0.53i) \quad \text{MBA}$$

Трансформаторы

ПС АСБ ТМН-6300/35

$$U_{ВН11} := 35 \quad \text{кВ}$$

$$\Delta P_{x11} := 9.2 \quad \Delta P_{k11} := 46.4 \quad \text{кВт}$$

$$U_{k11} := 7.5 \quad I_{x11} := 0.5$$

$$S_{НОМ11} := 6300 \quad \text{MBA}$$

$$R_{T11} := \frac{\Delta P_{k11} \cdot U_{ВН11}^2 \cdot 10^3}{S_{НОМ11}^2} \quad R_{T11} = 1.435 \quad \text{Ом}$$

$$X_{T11} := \frac{U_{k11} \cdot U_{ВН11}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{НОМ11}} \quad X_{T11} = 14.583 \quad \text{Ом}$$

$$\Delta Q_{x11} := \frac{I_{x11}}{100} \cdot S_{НОМ11} \quad \Delta Q_{x11} = 56.7 \quad \text{квар}$$

$$z_{T11} := R_{T11} + X_{T11}i \quad z_{T11} = 1.435 + 14.583i \quad \text{Ом}$$

$$\Delta S_{x11} := (\Delta P_{x11} + \Delta Q_{x11}i) \cdot 10^{-3} \quad \Delta S_{x11} = 0.009 + 0.057i \quad \text{MBA}$$

ПС Евгеньевка, Чкаловка, Хвалынка, Красный Кут, Вишневка ТМН-4000/35

$$U_{ВН8} := 35 \quad \text{кВ}$$

$$\Delta P_{x8} := 6.7 \quad \Delta P_{k8} := 33.4 \quad \text{кВт}$$

$$U_{k8} := 7.5 \quad I_{x8} := 1$$

$$S_{НОМ8} := 4000 \quad \text{MBA}$$

$$R_{T8} := \frac{\Delta P_{k8} \cdot U_{ВН8}^2 \cdot 10^3}{S_{НОМ8}^2} \quad R_{T8} = 2.565 \quad \text{Ом}$$

$$X_{T8} := \frac{U_{k8} \cdot U_{ВН8}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{НОМ8}} \quad X_{T8} = 22.969 \quad \text{Ом}$$

$$\Delta Q_{x8} := \frac{I_{x8}}{100} \cdot S_{НОМ8} \quad \Delta Q_{x8} = 40 \quad \text{квар}$$

$$z_{T8} := R_{T8} + X_{T8}i \quad z_{T8} = 2.565 + 22.969i \quad \text{Ом}$$

$$\Delta S_{x8} := (\Delta P_{x8} + \Delta Q_{x8}i) \cdot 10^{-3} \quad \Delta S_{x8} = 0.007 + 0.04i \quad \text{MBA}$$

ПС Новосельская, Луговая ТМН-1600/35

$$U_{ВН10} := 35 \text{ кВ}$$

$$\Delta P_{x10} := 5.1 \quad \Delta P_{k10} := 2\epsilon \text{ кВт}$$

$$U_{k10} := 6.5 \quad I_{x10} := 1.1$$

$$S_{НОМ10} := 1600 \text{ МВА}$$

$$R_{Т10} := \frac{\Delta P_{k10} \cdot U_{ВН10}^2 \cdot 10^3}{S_{НОМ10}^2} \quad R_{Т10} = 12.441 \text{ Ом}$$

$$X_{Т10} := \frac{U_{k10} \cdot U_{ВН10}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{НОМ10}} \quad X_{Т10} = 49.766 \text{ Ом}$$

$$\Delta Q_{x10} := \frac{I_{x10}}{100} \cdot S_{НОМ10} \quad \Delta Q_{x10} = 17.6 \text{ квар}$$

$$z_{Т10} := R_{Т10} + X_{Т10}i \quad z_{Т10} = 12.441 + 49.766i \text{ Ом}$$

$$\Delta S_{x10} := (\Delta P_{x10} + \Delta Q_{x10} \cdot i) \cdot 10^{-3} \quad \Delta S_{x10} = 0.005 + 0.018i \text{ МВА}$$

ПС 3СМ ТМН-10000/35

$$U_{ВН3} := 36.7 \text{ кВ}$$

$$\Delta P_{x3} := 14.4 \quad \Delta P_{k3} := 6\epsilon \text{ кВт}$$

$$U_{k3} := 7.5 \quad I_{x3} := 0.8$$

$$S_{НОМ3} := 10000 \text{ МВА}$$

$$R_{Т3} := \frac{\Delta P_{k3} \cdot U_{ВН3}^2 \cdot 10^3}{S_{НОМ3}^2} \quad R_{Т3} = 0.878 \text{ Ом}$$

$$X_{Т3} := \frac{U_{k3} \cdot U_{ВН3}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{НОМ3}} \quad X_{Т3} = 10.129 \text{ Ом}$$

$$\Delta Q_{x3} := \frac{I_{x3}}{100} \cdot S_{НОМ3} \quad \Delta Q_{x3} = 80 \text{ квар}$$

$$z_{Т3} := R_{Т3} + X_{Т3}i \quad z_{Т3} = 0.878 + 10.129i \text{ Ом}$$

$$\Delta S_{x3} := (\Delta P_{x3} + \Delta Q_{x3} \cdot i) \cdot 10^{-3} \quad \Delta S_{x3} = 0.015 + 0.08i \text{ МВА}$$

ПС СЦ3, Межзаводская ТД-16000/35

$$U_{ВН15} := 38.4 \text{ кВ}$$

$$\Delta P_{x15} := 21 \quad \Delta P_{k15} := 9\epsilon \text{ кВт}$$

$$U_{k15} := 8 \quad I_{x15} := 0.6$$

$$S_{НОМ15} := 16000 \text{ МВА}$$

$$R_{Т15} := \frac{\Delta P_{k15} \cdot U_{ВН15}^2 \cdot 10^3}{S_{НОМ15}^2} \quad R_{Т15} = 0.521 \text{ Ом}$$

$$X_{T15} := \frac{U_{BH15}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{НОМ15}} \quad X_{T15} = 7.411 \quad \text{Ом}$$

$$\Delta Q_{X15} := \frac{I_{X15}}{100} \cdot S_{НОМ15} \quad \Delta Q_{X15} = 96 \quad \text{квар}$$

$$z_{T15} := R_{T15} + X_{T15}i \quad z_{T15} = 0.521 + 7.411i \quad \text{Ом}$$

$$\Delta S_{X15} := (\Delta P_{X15} + \Delta Q_{X15}i) \cdot 10^{-3} \quad \Delta S_{X15} = 0.021 + 0.096i \quad \text{MBA}$$

ПС Заря ТМН-2500/35

$$U_{BH17} := 35 \quad \text{кВ}$$

$$\Delta P_{X17} := 5.1 \quad \Delta P_{K17} := 2\epsilon \quad \text{кВт}$$

$$U_{K17} := 6.5 \quad I_{X17} := 1.1$$

$$S_{НОМ17} := 2500 \quad \text{MBA}$$

$$R_{T17} := \frac{\Delta P_{K17} \cdot U_{BH17}^2 \cdot 10^3}{S_{НОМ17}^2} \quad R_{T17} = 5.096 \quad \text{Ом}$$

$$X_{T17} := \frac{U_{K17} \cdot U_{BH17}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{НОМ17}} \quad X_{T17} = 31.85 \quad \text{Ом}$$

$$\Delta Q_{X17} := \frac{I_{X17}}{100} \cdot S_{НОМ17} \quad \Delta Q_{X17} = 27.5 \quad \text{квар}$$

$$z_{T17} := R_{T17} + X_{T17}i \quad z_{T17} = 5.096 + 31.85i \quad \text{Ом}$$

$$\Delta S_{X17} := (\Delta P_{X17} + \Delta Q_{X17}i) \cdot 10^{-3} \quad \Delta S_{X17} = 0.005 + 0.028i \quad \text{MBA}$$

Потери мощности в трансформаторах

$$\Delta S_3 := \frac{\text{Re}(S_3)^2 + \text{Im}(S_3)^2}{35^2} \cdot z_{T3} \quad \Delta S_3 = 0.006 + 0.064i \quad \text{MBA}$$

$$\Delta S_4 := \frac{\text{Re}(S_4)^2 + \text{Im}(S_4)^2}{35^2} \cdot z_{T10} \quad \Delta S_4 = 0.007 + 0.029i \quad \text{MBA}$$

$$\Delta S_5 := \frac{\text{Re}(S_5)^2 + \text{Im}(S_5)^2}{35^2} \cdot z_{T8} \quad \Delta S_5 = 0.022 + 0.194i \quad \text{MBA}$$

$$\Delta S_6 := \frac{\text{Re}(S_6)^2 + \text{Im}(S_6)^2}{35^2} \cdot z_{T10} \quad \Delta S_6 = 0.003 + 0.014i \quad \text{MBA}$$

$$\Delta S_7 := \frac{\text{Re}(S_7)^2 + \text{Im}(S_7)^2}{35^2} \cdot z_{T10} \quad \Delta S_7 = 0.000 + 0.002i \quad \text{MBA}$$

$\Delta S_8 := \frac{\operatorname{Re}\left(\frac{S_8}{2}\right)^2 + \operatorname{Im}\left(\frac{S_8}{2}\right)^2}{35^2} \cdot z_{T8}$	$\Delta S_8 = 0.015 + 0.137i$	MBA
$\Delta S_9 := \frac{\operatorname{Re}(S_9)^2 + \operatorname{Im}(S_9)^2}{35^2} \cdot z_{T10}$	$\Delta S_9 = 0.018 + 0.07i$	MBA
$\Delta S_{10} := \frac{\operatorname{Re}(S_{10})^2 + \operatorname{Im}(S_{10})^2}{35^2} \cdot z_{T10}$	$\Delta S_{10} = 0.004 + 0.016i$	MBA
$\Delta S_{11} := \frac{\operatorname{Re}(S_{11})^2 + \operatorname{Im}(S_{11})^2}{35^2} \cdot z_{T11}$	$\Delta S_{11} = 0.028 + 0.286i$	MBA
$\Delta S_{12} := \frac{\operatorname{Re}(S_{12})^2 + \operatorname{Im}(S_{12})^2}{35^2} \cdot z_{T15}$	$\Delta S_{12} = 0.003 + 0.042i$	MBA
$\Delta S_{13} := \frac{\operatorname{Re}(S_{13})^2 + \operatorname{Im}(S_{13})^2}{35^2} \cdot z_{T8}$	$\Delta S_{13} = 0.015 + 0.132i$	MBA
$\Delta S_{14} := \frac{\operatorname{Re}(S_{14})^2 + \operatorname{Im}(S_{14})^2}{35^2} \cdot z_{T8}$	$\Delta S_{14} = 0.005 + 0.043i$	MBA
$\Delta S_{15} := \frac{\operatorname{Re}(S_{15})^2 + \operatorname{Im}(S_{15})^2}{35^2} \cdot z_{T15}$	$\Delta S_{15} = 0.006 + 0.082i$	MBA
$\Delta S_{16} := \frac{\operatorname{Re}(S_{16})^2 + \operatorname{Im}(S_{16})^2}{35^2} \cdot z_{T8}$	$\Delta S_{16} = 0.007 + 0.065i$	MBA
$\Delta S_{17} := \frac{\operatorname{Re}(S_{17})^2 + \operatorname{Im}(S_{17})^2}{35^2} \cdot z_{T17}$	$\Delta S_{17} = 0.007 + 0.042i$	MBA

Значения приведённой нагрузки

$S_3 := S_3 + (\Delta S_3 + \Delta S_{x3})$	$S_3 = 2.6 + 1.174i$	MBA	$\Delta S_3 + \Delta S_{x3} = 0.02 + 0.144i$
$S_4 := S_4 + (\Delta S_4 + \Delta S_{x10})$	$S_4 = 0.802 + 0.326i$	MBA	$\Delta S_4 + \Delta S_{x10} = 0.012 + 0.046i$
$S_5 := S_5 + (\Delta S_5 + \Delta S_{x8})$	$S_5 = 3.118 + 1.134i$	MBA	$\Delta S_5 + \Delta S_{x8} = 0.028 + 0.234i$
$S_6 := S_6 + (\Delta S_6 + \Delta S_{x10})$	$S_6 = 0.579 + 0.172i$	MBA	$\Delta S_6 + \Delta S_{x10} = 0.009 + 0.032i$
$S_7 := S_7 + (\Delta S_7 + \Delta S_{x10})$	$S_7 = 0.216 + 0.09i$	MBA	$\Delta S_7 + \Delta S_{x10} = 0.006 + 0.02i$
$S_8 := S_8 + 2(\Delta S_8 + \Delta S_{x8})$	$S_8 = 5.204 + 1.985i$	MBA	$2\Delta S_8 + 2\Delta S_{x8} = 0.044 + 0.355i$

$S_9 := S_9 + (\Delta S_9 + \Delta S_{x10})$	$S_9 = 1.273 + 0.498i$	MBA	$\Delta S_9 + \Delta S_{x10} = 0.023 + 0.088i$
$S_{10} := S_{10} + (\Delta S_{10} + \Delta S_{x10})$	$S_{10} = 0.629 + 0.164i$	MBA	$\Delta S_{10} + \Delta S_{x10} = 0.009 + 0.034i$
$S_{11} := S_{11} + (\Delta S_{11} + \Delta S_{x11})$	$S_{11} = 4.607 + 2.102i$	MBA	$\Delta S_{11} + \Delta S_{x11} = 0.037 + 0.342i$
$S_{12} := S_{12} + (\Delta S_{12} + \Delta S_{x15})$	$S_{12} = 2.474 + 1.118i$	MBA	$\Delta S_{12} + \Delta S_{x15} = 0.024 + 0.138i$
$S_{13} := S_{13} + (\Delta S_{13} + \Delta S_{x8})$	$S_{13} = 2.551 + 0.962i$	MBA	$\Delta S_{13} + \Delta S_{x8} = 0.021 + 0.172i$
$S_{14} := S_{14} + (\Delta S_{14} + \Delta S_{x8})$	$S_{14} = 1.451 + 0.543i$	MBA	$\Delta S_{14} + \Delta S_{x8} = 0.011 + 0.083i$
$S_{15} := S_{15} + (\Delta S_{15} + \Delta S_{x15})$	$S_{15} = 3.447 + 1.548i$	MBA	$\Delta S_{15} + \Delta S_{x15} = 0.027 + 0.178i$
$S_{16} := S_{16} + (\Delta S_{16} + \Delta S_{x8})$	$S_{16} = 1.794 + 0.635i$	MBA	$\Delta S_{16} + \Delta S_{x8} = 0.014 + 0.105i$
$S_{17} := S_{17} + (\Delta S_{17} + \Delta S_{x17})$	$S_{17} = 1.222 + 0.449i$	MBA	$\Delta S_{17} + \Delta S_{x17} = 0.012 + 0.069i$

Расчитываем потоки мощности

$\Delta S_{910} := \frac{(\operatorname{Re}(S_{10})^2 + \operatorname{Im}(S_{10})^2)}{35^2} \cdot z_{910}$	$\Delta S_{910} = 0.001 + 0.001i$	MBA	$S_{10} = 0.629 + 0.164i$
$S_{910n} := S_{10} + \Delta S_{910}$	$S_{910n} = 0.63 + 0.165i$	MBA	
$\frac{ S_{910n} \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 10.738$			
$\Delta S_{83} := \frac{(\operatorname{Re}(S_3)^2 + \operatorname{Im}(S_3)^2)}{35^2} \cdot z_{38}$	$\Delta S_{83} = 0.015 + 0.032i$	MBA	$S_3 = 2.6 + 1.174i$
$S_{83n} := S_3 + \Delta S_{83}$	$S_{83n} = 2.615 + 1.205i$	MBA	
$\frac{ S_{83n} \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 47.505$			
$S_{98k} := S_{83n} + S_8$	$S_{98k} = 7.819 + 3.19i$	MBA	$S_8 = 5.204 + 1.985i$
$\Delta S_{89} := \frac{(\operatorname{Re}(S_{98k})^2 + \operatorname{Im}(S_{98k})^2)}{35^2} \cdot z_{89}$	$\Delta S_{89} = 0.072 + 0.148i$	MBA	
$S_{98n} := S_{98k} + \Delta S_{89}$	$S_{98n} = 7.892 + 3.338i$	MBA	
$\frac{ S_{98n} \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 141.347$			
$S_{219k} := S_{98n} + S_{910n}$	$S_{219k} = 8.522 + 3.503i$	MBA	

$\Delta S_{219} := \frac{\left(\operatorname{Re}(S_{219k})^2 + \operatorname{Im}(S_{219k})^2\right)}{35^2} \cdot z_{219}$	$\Delta S_{219} = 0.144 + 0.295i$	MBA	
$S_{219n} := S_{219k} + \Delta S_{219}$	$S_{219n} = 8.666 + 3.798i$	MBA	
$\frac{ S_{219n} \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 156.073$			
$S_{2021k} := S_{219n} + S_9$	$S_{2021k} = 9.938 + 4.296i$	MBA	$S_9 = 1.273 + 0.498i$
$\Delta S_{2021} := \frac{\left(\operatorname{Re}(S_{2021k})^2 + \operatorname{Im}(S_{2021k})^2\right)}{35^2} \cdot z_{2021}$	$\Delta S_{2021} = 0.375 + 0.768i$	MBA	
$S_{2021n} := S_{2021k} + \Delta S_{2021}$	$S_{2021n} = 10.313 + 5.064i$	MBA	
$\frac{ S_{2021n} \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 189.522$			
$\Delta S_{2041} := \frac{\left(\operatorname{Re}(S_4)^2 + \operatorname{Im}(S_4)^2\right)}{35^2} \cdot z_{2041}$	$\Delta S_{2041} = 0.004 + 0.005i$	MBA	$S_4 = 0.802 + 0.326i$
$S_{2041n} := S_4 + \Delta S_{2041}$	$S_{2041n} = 0.806 + 0.332i$	MBA	
$\frac{ S_{2041n} \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 14.379$			
$S_{1720k} := S_{2021n} + S_{2041n}$	$S_{1720k} = 11.119 + 5.396i$	MBA	
$\Delta S_{1720} := \frac{\left(\operatorname{Re}(S_{1720k})^2 + \operatorname{Im}(S_{1720k})^2\right)}{35^2} \cdot z_{1720}$	$\Delta S_{1720} = 0.363 + 0.744i$	MBA	
$S_{1720n} := S_{1720k} + \Delta S_{1720}$	$S_{1720n} = 11.482 + 6.14i$	MBA	
$\frac{ S_{1720n} \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 214.782$			
$S_{1617k} := S_{1720n} + S_{17}$	$S_{1617k} = 12.704 + 6.589i$	MBA	$S_{17} = 1.222 + 0.449i$
$\Delta S_{1617} := \frac{\left(\operatorname{Re}(S_{1617k})^2 + \operatorname{Im}(S_{1617k})^2\right)}{35^2} \cdot z_{1617}$	$\Delta S_{1617} = 0.339 + 0.694i$	MBA	
$S_{1617n} := S_{1617k} + \Delta S_{1617}$	$S_{1617n} = 13.042 + 7.284i$	MBA	
$\frac{ S_{1617n} \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 246.419$			
$S_{116k} := S_{1617n} + S_{16}$	$S_{116k} = 14.836 + 7.918i$	MBA	$S_{16} = 1.794 + 0.635i$

$$\Delta S_{116} := \frac{\left(\operatorname{Re}(S_{116k})^2 + \operatorname{Im}(S_{116k})^2\right)}{35^2} \cdot z_{116} \quad \Delta S_{116} = 0.645 + 1.322i \quad \text{MBA}$$

$$S_{116n} := S_{116k} + \Delta S_{116} \quad S_{116n} = 15.481 + 9.24i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{116n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 297.395$$

$$\Delta S_{56} := \frac{\left(\operatorname{Re}(S_5)^2 + \operatorname{Im}(S_5)^2\right)}{35^2} \cdot z_{56} \quad \Delta S_{56} = 0.043 + 0.043i \quad \text{MBA} \quad S_5 = 3.118 + 1.134i$$

$$S_{56n} := S_5 + \Delta S_{56} \quad S_{56n} = 3.161 + 1.177i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{56n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 55.644$$

$$S_{76k} := S_{56n} + S_6 \quad S_{76k} = 3.74 + 1.349i \quad \text{MBA} \quad S_6 = 0.579 + 0.172i$$

$$\Delta S_{67} := \frac{\left(\operatorname{Re}(S_{76k})^2 + \operatorname{Im}(S_{76k})^2\right)}{35^2} \cdot z_{67} \quad \Delta S_{67} = 0.025 + 0.041i \quad \text{MBA}$$

$$S_{76n} := S_{76k} + \Delta S_{67} \quad S_{76n} = 3.764 + 1.39i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{76n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 66.195$$

$$S_{187k} := S_{76n} + S_7 \quad S_{187k} = 3.98 + 1.48i \quad \text{MBA} \quad S_7 = 0.216 + 0.09i$$

$$\Delta S_{187} := \frac{\left(\operatorname{Re}(S_{187k})^2 + \operatorname{Im}(S_{187k})^2\right)}{35^2} \cdot z_{187} \quad \Delta S_{187} = 0.074 + 0.123i \quad \text{MBA}$$

$$S_{187n} := S_{187k} + \Delta S_{187} \quad S_{187n} = 4.054 + 1.603i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{187n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 71.911$$

$$S_{1918k} := S_{187n} + S_{18} \quad S_{1918k} = 4.364 + 1.723i \quad \text{MBA} \quad S_{18} = 0.31 + 0.12i$$

$$\Delta S_{1918} := \frac{\left(\operatorname{Re}(S_{1918k})^2 + \operatorname{Im}(S_{1918k})^2\right)}{35^2} \cdot z_{1918} \quad \Delta S_{1918} = 0.118 + 0.196i \quad \text{MBA}$$

$$S_{1918n} := S_{1918k} + \Delta S_{1918} \quad S_{1918n} = 4.482 + 1.918i \quad \text{MBA}$$

$$\frac{|S_{1918n}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 80.417$$

Находим напряжения в узлах 35 кВ схемы сети

$$U_{16} := U_1 - \frac{\overline{S_{116n} \cdot Z_{116}}}{\overline{U_1}}$$

$$|U_{16}| = 37.63 \text{ кВ}$$

$$U_{17} := U_{16} - \frac{\overline{S_{1617n} \cdot Z_{1617}}}{\overline{U_{16}}}$$

$$|U_{17}| = 36.139 \text{ кВ}$$

$$U_{20} := U_{17} - \frac{\overline{S_{1720n} \cdot Z_{1720}}}{\overline{U_{17}}}$$

$$|U_{20}| = 34.229 \text{ кВ}$$

$$U_{21} := U_{20} - \frac{\overline{S_{2021n} \cdot Z_{2021}}}{\overline{U_{20}}}$$

$$|U_{21}| = 31.915 \text{ кВ}$$

$$U_9 := U_{21} - \frac{\overline{S_{219n} \cdot Z_{219}}}{\overline{U_{21}}}$$

$$|U_9| = 30.857 \text{ кВ}$$

$$U_8 := U_9 - \frac{\overline{S_{98n} \cdot Z_{89}}}{\overline{U_9}}$$

$$|U_8| = 30.268 \text{ кВ}$$

$$U_3 := U_8 - \frac{\overline{S_{83n} \cdot Z_{38}}}{\overline{U_8}}$$

$$|U_3| = 29.881 \text{ кВ}$$

$$U_{10} := U_9 - \frac{\overline{S_{910n} \cdot Z_{910}}}{\overline{U_9}}$$

$$|U_{10}| = 30.81 \text{ кВ}$$

$$U_{41} := U_{20} - \frac{\overline{S_{2041n} \cdot Z_{2041}}}{\overline{U_{20}}}$$

$$|U_{41}| = 33.994 \text{ кВ}$$

$$U_{18} := U_{19} - \frac{\overline{S_{1918n} \cdot Z_{1819}}}{\overline{U_{19}}}$$

$$|U_{18}| = 36.484 \text{ кВ}$$

$$U_7 := U_{18} - \frac{S_{187n} \cdot z_{718}}{U_{18}}$$

$$|U_7| = 35.564 \text{ кЕ}$$

$$U_6 := U_7 - \frac{S_{76n} \cdot z_{67}}{U_7}$$

$$|U_6| = 35.238 \text{ кЕ}$$

$$U_5 := U_6 - \frac{S_{56n} \cdot z_{56}}{U_6}$$

$$|U_5| = 34.652 \text{ кЕ}$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС Евгенийевка
 пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U^8 := \frac{\operatorname{Re}\left(\frac{S_8}{2} - \Delta S_{x8}\right) \cdot \operatorname{Re}(z_{T8}) + \operatorname{Im}\left(\frac{S_8}{2} - \Delta S_{x8}\right) \cdot \operatorname{Im}(z_{T8})}{U_8}$$

$$\Delta U^8 = 0.921 + 0.202i \text{ кЕ}$$

$$U_{\text{ННВН}} := U_8 - \Delta U^8 \quad |U_{\text{ННВН}}| = 29.415 \text{ кЕ}$$

$$U_{\text{ВН}} := 3^5 \quad U_{\text{НН}} := 11 \text{ кЕ}$$

$$k_{\text{ВН}} := \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} \quad k_{\text{ВН}} = 3.182$$

$$k_{\text{ВНЖ}} := \frac{|U_{\text{ННВН}}|}{10.5} \quad k_{\text{ВНЖ}} = 2.801$$

$$n_{\text{ВНЖ}} := \left(\frac{k_{\text{ВН}}}{k_{\text{ВНЖ}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad n_{\text{ВНЖ}} = 9.052$$

$$n_{\text{ВН}} := 6$$

$$U^8 := \frac{|U_{\text{ННВН}}| \cdot (1 + n_{\text{ВН}} \cdot 0.015)}{k_{\text{ВН}}} \quad U^8 = 10.08 \text{ кЕ} \quad \frac{|U_{\text{ННВН}}|}{k_{\text{ВН}}} = 9.245$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС Луговая
 пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U^9 := \frac{\operatorname{Re}(S_9 - \Delta S_{x10}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T10}) + \operatorname{Im}(S_9 - \Delta S_{x10}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T10})}{U_9}$$

$$\Delta U^9 = 1.26 + 0.254i \text{ кЕ}$$

$$U_{\text{ННВН}} := U_9 - \Delta U^9 \quad |U_{\text{ННВН}}| = 29.676 \text{ кЕ}$$

$$U_{\text{ВН}} := 3^5 \quad U_{\text{НН}} := 11 \text{ кЕ}$$

$$k_{\text{ВН}} := \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} \quad k_{\text{ВН}} = 3.182$$

$$k_{ВНЖ} := \frac{|U_{ННВН}|}{10.5} \quad k_{ВНЖ} = 2.826$$

$$п_{ВНЖ} := \left(\frac{k_{ВН}}{k_{ВНЖ}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad п_{ВНЖ} = 8.387$$

$$п_{ВН} := 6$$

$$U^9 := \frac{|U_{ННВН}| \cdot (1 + п_{ВН} \cdot 0.015)}{k_{ВН}} \quad U^9 = 10.17 \quad \text{кЕ} \quad \frac{|U_{ННВН}|}{k_{ВН}} = 9.327$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС Новосельская
 пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U^{10} := \frac{\operatorname{Re}(S_{10} - \Delta S_{x10}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T10}) + \operatorname{Im}(S_{10} - \Delta S_{x10}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T10})}{U_{10}}$$

$$\Delta U^{10} = 0.479 + 0.097i \quad \text{кЕ}$$

$$U_{ННВН} := U_{10} - \Delta U^{10} \quad |U_{ННВН}| = 30.361 \quad \text{кЕ}$$

$$U_{ВН} := 35 \quad U_{НН} := 11 \quad \text{кЕ}$$

$$k_{ВН} := \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} \quad k_{ВН} = 3.182$$

$$k_{ВНЖ} := \frac{|U_{ННВН}|}{10.5} \quad k_{ВНЖ} = 2.892$$

$$п_{ВНЖ} := \left(\frac{k_{ВН}}{k_{ВНЖ}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad п_{ВНЖ} = 6.693$$

$$п_{ВН} := 6$$

$$U^{10} := \frac{|U_{ННВН}| \cdot (1 + п_{ВН} \cdot 0.015)}{k_{ВН}} \quad U^{10} = 10.4 \quad \text{кЕ} \quad \frac{|U_{ННВН}|}{k_{ВН}} = 9.542$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС ЗСМ
 пределы регулирования 9*1,3%

$$\Delta U^3 := \frac{\operatorname{Re}(S_3 - \Delta S_{x3}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T3}) + \operatorname{Im}(S_3 - \Delta S_{x3}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T3})}{U_3}$$

$$\Delta U^3 = 0.435 + 0.1i \quad \text{кЕ}$$

$$U_{ННВН} := U_3 - \Delta U^3 \quad |U_{ННВН}| = 29.48 \quad \text{кЕ}$$

$$U_{ВН} := 36.7 \quad U_{НН} := 10.5 \quad \text{кЕ}$$

$$k_{ВН} := \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} \quad k_{ВН} = 3.5$$

$$k_{ВНЖ} := \frac{|U_{ННВН}|}{10.5} \quad k_{ВНЖ} = 2.808$$

$$п_{ВНЖ} := \left(\frac{k_{ВН}}{k_{ВНЖ}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.013} \quad п_{ВНЖ} = 18.971$$

$$п_{ВН} := 6$$

$$U^3 := \frac{|U_{\text{HNBH}}| \cdot (1 + \text{пвн} \cdot 0.013)}{k_{\text{BH}}} \quad U^3 = 9.08 \quad \text{кЕ} \quad \frac{|U_{\text{HNBH}}|}{k_{\text{BH}}} = 8.423$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС Александровка
 пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U^4 := \frac{\text{Re}(S_4 - \Delta S \times 10) \cdot \text{Re}(z_{T10}) + \text{Im}(S_4 - \Delta S \times 10) \cdot \text{Im}(z_{T10})}{U_{41}}$$

$$\Delta U^4 = 0.738 + 0.086i \quad \text{кЕ}$$

$$U_{\text{HNBH}} := U_{41} - \Delta U^4 \quad |U_{\text{HNBH}}| = 33.271 \quad \text{кЕ}$$

$$U_{\text{BH}} := 35 \quad U_{\text{HH}} := 11 \quad \text{кЕ}$$

$$k_{\text{BH}} := \frac{U_{\text{BH}}}{U_{\text{HH}}} \quad k_{\text{BH}} = 3.182$$

$$k_{\text{ВНЖ}} := \frac{|U_{\text{HNBH}}|}{10.5} \quad k_{\text{ВНЖ}} = 3.169$$

$$\text{пвнЖ} := \left(\frac{k_{\text{BH}}}{k_{\text{ВНЖ}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad \text{пвнЖ} = 0.278$$

$$\text{пвн} := 0$$

$$U^4 := \frac{|U_{\text{HNBH}}| \cdot (1 + \text{пвн} \cdot 0.015)}{k_{\text{BH}}} \quad U^4 = 10.46 \quad \text{кЕ} \quad \frac{|U_{\text{HNBH}}|}{k_{\text{BH}}} = 10.456$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС Чкаловка
 пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U^5 := \frac{\text{Re}(S_5 - \Delta S \times 8) \cdot \text{Re}(z_{T8}) + \text{Im}(S_5 - \Delta S \times 8) \cdot \text{Im}(z_{T8})}{U_5}$$

$$\Delta U^5 = 0.954 + 0.059i \quad \text{кЕ}$$

$$U_{\text{HNBH}} := U_5 - \Delta U^5 \quad |U_{\text{HNBH}}| = 33.704 \quad \text{кЕ}$$

$$U_{\text{BH}} := 35 \quad U_{\text{HH}} := 11 \quad \text{кЕ}$$

$$k_{\text{BH}} := \frac{U_{\text{BH}}}{U_{\text{HH}}} \quad k_{\text{BH}} = 3.182$$

$$k_{\text{ВНЖ}} := \frac{|U_{\text{HNBH}}|}{10.5} \quad k_{\text{ВНЖ}} = 3.21$$

$$\text{пвнЖ} := \left(\frac{k_{\text{BH}}}{k_{\text{ВНЖ}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad \text{пвнЖ} = -0.584$$

$$\text{пвн} := 0$$

$$U^5 := \frac{|U_{\text{HNBH}}| \cdot (1 + \text{пвн} \cdot 0.015)}{k_{\text{BH}}} \quad U^5 = 10.59 \quad \text{кЕ} \quad \frac{|U_{\text{HNBH}}|}{k_{\text{BH}}} = 10.593$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС Сташевка
 пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U^6 := \frac{\operatorname{Re}(S_6 - \Delta S_{x10}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T10}) + \operatorname{Im}(S_6 - \Delta S_{x10}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T10})}{U_6}$$

$$\Delta U^6 = 0.419 + 0.023i \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{ННВН}} := U_6 - \Delta U^6 \quad |U_{\text{ННВН}}| = 34.82 \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{ВН}} := 35 \quad U_{\text{НН}} := 11 \quad \text{кВ}$$

$$k_{\text{ВН}} := \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} \quad k_{\text{ВН}} = 3.182$$

$$k_{\text{ВНЖ}} := \frac{|U_{\text{ННВН}}|}{10.5} \quad k_{\text{ВНЖ}} = 3.316$$

$$n_{\text{ВНЖ}} := \left(\frac{k_{\text{ВН}}}{k_{\text{ВНЖ}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad n_{\text{ВНЖ}} = -2.702$$

$$n_{\text{ВН}} := -3$$

$$U^6 := \frac{|U_{\text{ННВН}}| \cdot (1 + n_{\text{ВН}} \cdot 0.015)}{k_{\text{ВН}}} \quad U^6 = 10.45 \quad \text{кВ} \quad \frac{|U_{\text{ННВН}}|}{k_{\text{ВН}}} = 10.944$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС Новорусановка
 пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U^7 := \frac{\operatorname{Re}(S_7 - \Delta S_{x10}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T10}) + \operatorname{Im}(S_7 - \Delta S_{x10}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T10})}{U_7}$$

$$\Delta U^7 = 0.174 + 0.008i \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{ННВН}} := U_7 - \Delta U^7 \quad |U_{\text{ННВН}}| = 35.391 \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{ВН}} := 35 \quad U_{\text{НН}} := 11 \quad \text{кВ}$$

$$k_{\text{ВН}} := \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} \quad k_{\text{ВН}} = 3.182$$

$$k_{\text{ВНЖ}} := \frac{|U_{\text{ННВН}}|}{10.5} \quad k_{\text{ВНЖ}} = 3.371$$

$$n_{\text{ВНЖ}} := \left(\frac{k_{\text{ВН}}}{k_{\text{ВНЖ}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad n_{\text{ВНЖ}} = -3.733$$

$$n_{\text{ВН}} := -4$$

$$U^7 := \frac{|U_{\text{ННВН}}| \cdot (1 + n_{\text{ВН}} \cdot 0.015)}{k_{\text{ВН}}} \quad U^7 = 10.46 \quad \text{кВ} \quad \frac{|U_{\text{ННВН}}|}{k_{\text{ВН}}} = 11.123$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС Хвалынка
 пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U^{16} := \frac{\operatorname{Re}(S_{16} - \Delta S_{x8}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T8}) + \operatorname{Im}(S_{16} - \Delta S_{x8}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T8})}{U_{16}}$$

$$\Delta U'16 = 0.484 + 0.02i \text{ кЕ}$$

$$U_{\text{ннвн}} := U16 - \Delta U'16 \quad |U_{\text{ннвн}}| = 37.147 \text{ кЕ}$$

$$U_{\text{вн}} := 3\% \quad U_{\text{нн}} := 11 \text{ кЕ}$$

$$k_{\text{вн}} := \frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{нн}}} \quad k_{\text{вн}} = 3.182$$

$$k_{\text{внж}} := \frac{|U_{\text{ннвн}}|}{10.5} \quad k_{\text{внж}} = 3.538$$

$$p_{\text{внж}} := \left(\frac{k_{\text{вн}}}{k_{\text{внж}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad p_{\text{внж}} = -6.708$$

$$p_{\text{вн}} := -\epsilon$$

$$U'16 := \frac{|U_{\text{ннвн}}| \cdot (1 + p_{\text{вн}} \cdot 0.015)}{k_{\text{вн}}} \quad U'16 = 10.62 \text{ кЕ} \quad \frac{|U_{\text{ннвн}}|}{k_{\text{вн}}} = 11.675$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС Зря
 пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U'17 := \frac{\operatorname{Re}(S_{17} - \Delta S_{x17}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T17}) + \operatorname{Im}(S_{17} - \Delta S_{x17}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T17})}{U17}$$

$$\Delta U'17 = 0.542 + 0.038i \text{ кЕ}$$

$$U_{\text{ннвн}} := U17 - \Delta U'17 \quad |U_{\text{ннвн}}| = 35.601 \text{ кЕ}$$

$$U_{\text{вн}} := 3\% \quad U_{\text{нн}} := 11 \text{ кЕ}$$

$$k_{\text{вн}} := \frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{нн}}} \quad k_{\text{вн}} = 3.182$$

$$k_{\text{внж}} := \frac{|U_{\text{ннвн}}|}{10.5} \quad k_{\text{внж}} = 3.391$$

$$p_{\text{внж}} := \left(\frac{k_{\text{вн}}}{k_{\text{внж}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad p_{\text{внж}} = -4.105$$

$$p_{\text{вн}} := -4$$

$$U'17 := \frac{|U_{\text{ннвн}}| \cdot (1 + p_{\text{вн}} \cdot 0.015)}{k_{\text{вн}}} \quad U'17 = 10.52 \text{ кЕ} \quad \frac{|U_{\text{ннвн}}|}{k_{\text{вн}}} = 11.189$$

Определим номер отпайки ПБВ двухобмоточного трансформатора ПС Руновка
 пределы регулирования 6*1,5%

$$\Delta U'18 := \frac{\operatorname{Re}(S_{18} - \Delta S_{x8}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T8}) + \operatorname{Im}(S_{18} - \Delta S_{x8}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T8})}{U18}$$

$$\Delta U'18 = 0.072 + 0.002i \text{ кЕ}$$

$$U_{\text{ннвн}} := U18 - \Delta U'18 \quad |U_{\text{ннвн}}| = 36.412 \text{ кЕ}$$

$$U_{\text{вн}} := 3\% \quad U_{\text{нн}} := 11 \text{ кЕ}$$

$$k_{BH} := \frac{U_{BH}}{U_{HH}} \quad k_{BH} = 3.182$$

$$k_{BHЖ} := \frac{|U_{HHBH}|}{10.5} \quad k_{BHЖ} = 3.468$$

$$n_{BHЖ} := \left(\frac{k_{BH}}{k_{BHЖ}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad n_{BHЖ} = -5.498$$

$$n_{BH} := -5$$

$$U'18 := \frac{|U_{HHBH}| \cdot (1 + n_{BH} \cdot 0.015)}{k_{BH}} \quad U'18 = 10.59 \text{ кЕ} \quad \frac{|U_{HHBH}|}{k_{BH}} = 11.444$$