

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Тольяттинский государственный университет»

ИНСТИТУТ ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРОТЕХНИКИ

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование кафедры)

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки)

Режимы работы электрических источников питания, подстанций, сетей и систем

(направленность (профиль))

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

на тему «Оптимизация режима работы участка сети Ставропольского района для электроснабжения с.п. Выселки»

Студент

Д.Р. Залялиев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Научный

Д.А. Кретов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

руководитель

Руководитель программы д.т.н., профессор В.В. Вахнина

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

(личная подпись)

«    »                      2018 г.

**Допустить к защите**

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

(личная подпись)

«    »                      2018 г.

Тольятти 2018

## Оглавление

Введение.....	3
1 Анализ участка районной электрической сети.....	7
1.1 Общие сведения об участке сети Ставропольского района для электроснабжения села Выселки.....	7
1.2 Анализ подстанций, входящих в участок электрической сети.....	8
1.3 Линии электропередач участка электрической сети.....	33
Выводы к главе 1.....	34
2 Выбор программного продукта и моделирование установившегося режима.....	35
2.1 Выбор программного комплекса.....	35
2.2 Расчет режима работы районной электрической сети.....	39
2.3 Анализ результатов расчета установившегося режима действующей сети.....	56
Выводы к главе 2.....	65
3 Разработка путей оптимизации режима и анализ режима после внедрения разработок.....	66
3.1 Разработка путей оптимизации режима.....	66
3.2 Расчет устройств компенсации реактивной мощности.....	84
3.3 Анализ режима сети после реконструкции.....	86
Выводы к главе 3.....	98
Заключение.....	99
Список используемых источников.....	100

## Введение

Понизительная трансформаторная подстанция 35/10 кВ «Русские Выселки» обеспечивает электроснабжение потребителей первой, второй и третьей категории села Выселки, получает питание от подстанции 110/35/10 кВ «Стройбаза». Подстанция «Русские Выселки» имеет два работающих силовых трансформатора Т1 и Т2. Мощность силового трансформатора Т1 равна 6300 кВА, мощность трансформатора Т2 - 4000 кВА. Данная подстанция не имеет резерва мощностей, то есть два трансформатора 6,3 и 4 МВА работают практически с нагрузками, близкими к номинальным мощностям, и небольшую долю суточного графика работают в режиме перегрузки приблизительно в 7 %. Перегрузка силовых трансформаторов приводит к повышенным потерям активной и реактивной мощности в обмотках, к тому же перегрузка обмоток силовых трансформаторов приводит к нагреванию проводников, что способствует ускоренному старению изоляции. Старение изоляции обмоток силовых трансформаторов приводит к пробоям и короткому замыканию. Повреждение одного силового трансформатора может способствовать развитию аварии на всей подстанции, отключению потребителей.

Подстанция «Русские Выселки» запитывается от подстанции «Стройбаза» с помощью одноцепной воздушной линии 35 кВА посредством отпайки от воздушной линии 35 кВ «Стройбаза» - «Кирпичная». Данная линия также работает практически на пределе пропускной способности согласно [26]. Перегрузка воздушной линии также приводит к повышенному износу проводов и изоляции. При возникновении короткого замыкания, обрыва провода или любой другой аварии на данной воздушной линии, с большой вероятностью произойдет отключение данной воздушной линии [13, 21], что также приведет к отключению потребителей с.п. «Выселки», подключенные к шинам подстанции «Русские Выселки».

В сельском поселении Выселки введена в эксплуатацию понизительная трансформаторная подстанция 110/35/10 кВ «Выселки». Силовые

трансформаторы на данной подстанции работают с невысокой нагрузкой. Загружены только обмотки 10 кВ. Обмотки 35 кВ не задействованы. Подстанции 110/35/10 кВ построены для подключения новых потребителей села Выселки с учетом развития, расширения села. К тому же подстанция 110/35/10 кВ «Выселки» получает питание по двухцепной воздушной линии электропередач 110 кВ, подключенной посредством отпайки от линии 110 кВ «Азот»-«Стройбаза». Пути перетока мощности от шин 110 кВ подстанции «Азот» до потребителей села Выселки, подключенных к шинам подстанции 110/35/10 кВ «Выселки» значительно короче, по сравнению с перетоком мощности через подстанции 110/35/10 кВ «Стройбаза» и 35/10 кВ «Русские Выселки».

Подстанции, входящие в участок сети Ставропольского района для электроснабжения села Выселки не содержат устройства компенсации реактивной мощности, что могло бы уменьшить потери активной мощности при передаче от источника к потребителям.

К тому же расположение подстанций на участке сети и схема их соединений при помощи воздушных линий электропередач способствует повышенным потерям мощности ввиду длинного пути передачи электроэнергии. Однако данный фактор не учитывался при строительстве сети. Подстанция 110/35/10 кВ «Выселки» введена в эксплуатацию в 2105 году. Схема подключения новой подстанции 110/35/10 кВ «Выселки» к электрической сети значительно сократила пути перетока мощности от источника к конечным потребителям. Также появилась возможность подключения подстанции 35/10 кВ «Русские выселки» по новой схеме.

Ввиду вышеперечисленных факторов необходимо произвести оптимизацию режима работы участка сети Ставропольского района для электроснабжения села Выселки. Основными критериями оптимизации режима работы сети являются: снижение потерь активной мощности; повышение качества электроэнергии путем стабилизации напряжения на шинах подстанций; снижение стоимости эксплуатации сети; повышение надежности.

Снижение потерь активной мощности возможно достичь в линиях электропередач и силовых трансформаторах путем снижения мощности перетекающей через линии электропередачи и трансформаторы, а также путем компенсации реактивной мощности. В диссертации будет рассмотрен критерий оптимизации - снижение потерь активной мощности в участке сети Ставропольского района для электроснабжения села Выселки.

Для оптимизации режима работы сети необходимо первоначально произвести анализ режимов работы участка сети с подстанциями «Азот» 500/220/110/10 кВ, «Стройбаза» 110/35/10 кВ, «Русские выселки» 35/10 кВ, «Кирпичная» 35/6 кВ, «Тепличная» 35/6 кВ и «Выселки» 110/35/10 кВ, который позволит оценить перетоки мощности по линиям электропередач между трансформаторными подстанциями, определить уровни напряжений на шинах подстанций без учета устройств компенсаций реактивной мощности и определить суммарные потери активной мощности в трансформаторах и линиях электропередач на участке районной электрической сети. Для анализа режима работы сети имеют место значительно количество программных продуктов, позволяющих оценить перетоки мощности, потери в сети, смоделировать работу сети. Использование программных продуктов увеличит точность расчетов, сократит время анализа.

На основе выполненного анализа предоставляется возможность разработать пути снижения потерь активной мощности на участке сети Ставропольского района для электроснабжения села Выселки, разработать мероприятия по повышению надежности электроснабжения питаемого района, в частности рассмотреть возможность строительства воздушной линии для связи подстанций «Русские выселки» и «Выселки».

Строительство воздушной линии 35 кВ от подстанции 110/35/10 кВ «Выселки» до подстанции 35/10 кВ «Русские Выселки» позволит значительно сократить пути передачи электроэнергии потребителям, подключенным к шинам 10 кВ подстанции 35/10 кВ «Русские Выселки». К тому же будет обеспечен резерв питания потребителей, что немало важно в условиях питания

подстанции 35/10 кВ «Русские Выселки» по одноцепной воздушной линии 35 кВ от подстанции 110/35/10 кВ «Стройбаза» [10].

Цель диссертационного исследования: снижение потерь активной мощности в участке сети Ставропольского района для электроснабжения села Выселки.

Задачи:

1) Анализ структуры исследуемого участка сети Ставропольского района для электроснабжения села Выселки;

2) Моделирование режимов работы участка сети Ставропольского района для электроснабжения села Выселки;

3) Разработка мероприятия по оптимизации и повышению надежности участка сети Ставропольского района для электроснабжения села Выселки.

# 1 Анализ участка районной электрической сети

## 1.1 Общие сведения об участке сети Ставропольского района для электроснабжения села Выселки.

Для проведения анализа участка электрической сети необходимо использовать информацию о всех подстанциях, воздушных и кабельных линиях, входящих в данную сеть и оказывающих каким-либо образом влияние на работу анализируемой сети. В частности, данная информация потребуется при расчетах режимов работы электрической сети: расчетов перетоков мощности, уровней напряжений на шинах подстанций и расчетов потерь мощности. К тому же необходимо знать данные по нагрузкам подстанций: максимальные (расчетные) мощности нагрузок, коэффициенты мощности нагрузок каждой из подстанций, сведения об установленных устройствах компенсации реактивной мощности, графики нагрузок подстанций.

Упрощенная схема участка сети Ставропольского района для электроснабжения села Выселки имеет вид в соответствии с рисунком 1.1.

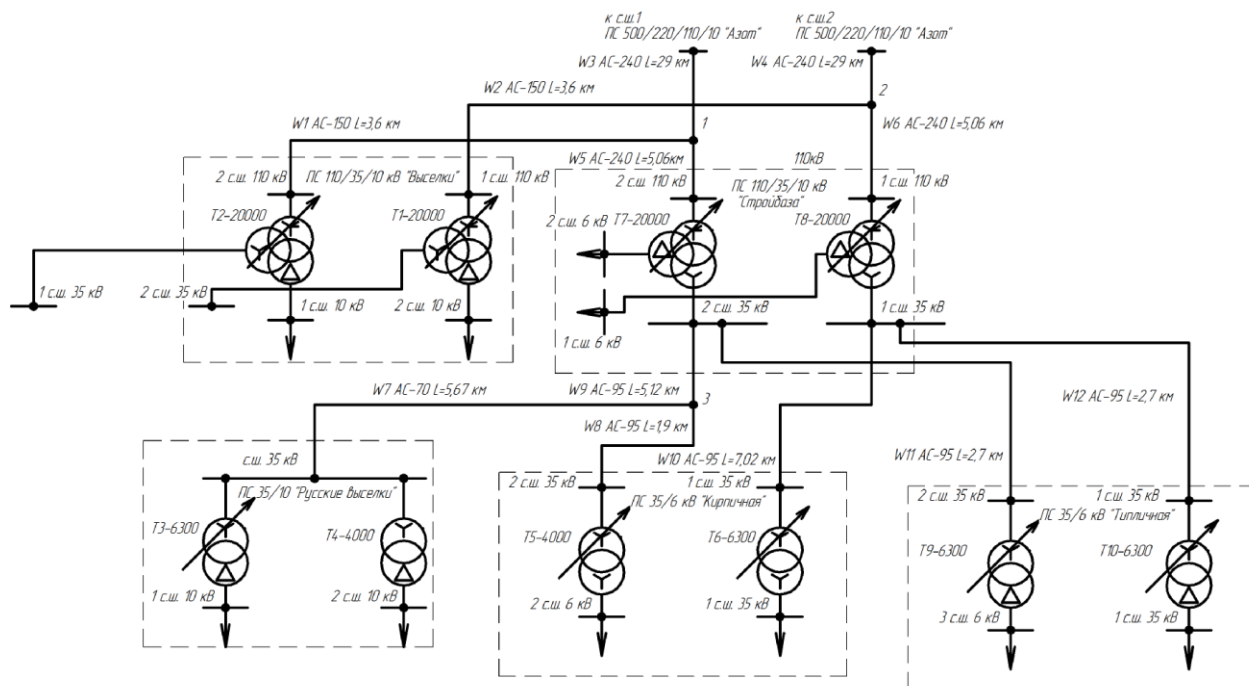


Рисунок 1.1 – Упрощенная схема районной электрической сети

Данные объектов сети взяты из нормальной схемы электрических соединений сети 35-110 кВ Жигулевского производственного отделения.

В исследуемый участок сети входят следующие объекты:

- а) Подстанция 110/35/10 кВ «Выселки»;
- б) Подстанция 110/35/6 кВ «Стройбаза»;
- в) Подстанция 35/10 кВ «Русские Выселки»;
- г) Подстанция 35/6 кВ «Тепличная»;
- д) Подстанция 35/6 кВ «Кирпичная»;
- е) Подстанция 500/220/110/10 кВ «Азот».

## **1.2 Анализ подстанций, входящих в участок электрической сети**

### **1.2.1 Подстанция 35/6 кВ «Тепличная»**

Данная подстанция принадлежит ПАО «МРСК Волги». Филиал «Самарские распределительные сети». Подразделение филиала – Жигулевское производственное подразделение. Данная подстанция имеет два трансформатора марок ТМН-6300/35/6-У1 [13, 35, 37]. Паспортные характеристики трансформатора ТМН-6300/35/6-У1: номинальная мощность  $S_{\text{номТ}}=6300$  кВА, номинальное напряжение обмотки высокого напряжения  $U_{\text{В ном}}=35$  кВ, номинальное напряжение обмотки низкого напряжения  $U_{\text{Н ном}}=6,3$  кВ, потери активной мощности в магнитопроводе (потери в стали) при работе на холостом ходу  $\Delta P_{\text{хх}}=7,4$  кВт, потери активной мощности в обмотках (потери в меди) при проведении опыта короткого замыкания  $\Delta P_{\text{кз}}=40$  кВт, ток холостого хода  $i_{\text{хх}}=0,85$  %, напряжение короткого замыкания  $u_{\text{кз}}=7,5$  %. Ступени регулирования под нагрузкой (РПН)  $\pm 4 \times 2,5$  %.

Суммарная мощность потребителей, подключенных к шинам низкого напряжения составляет  $S_{\text{пс}}=6,6$  МВА. Активная мощность в режиме максимальной нагрузки составляет  $P_{\text{макс}}=5,7$  МВт, реактивная мощность в режиме максимума работы энергосистемы составляет  $Q_{\text{макс}}=2,73$  Мвар, Коэффициент мощности на шинах низкого напряжения составляет  $\cos\varphi_{\text{пс}}=0,91$ .



Основной нагрузкой данной подстанции является СХ ОАО «Овощевод». Адрес подстанции: Самарская область, Ставропольский район, с. Борковка, улица ГСП, строение 69.

Схема подстанции 35/6 кВ «Тепличная» имеет вид в соответствии с рисунком 1.2.

На подстанции предусмотрена раздельная работа трансформаторов, секционные разъединители QS7, QS9 и секционный выключатель QK в нормальном режиме отключены.

Тип подстанции: тупиковая. Данная подстанция получает питание от двухцепной воздушной линии 35 кВ «Тепличная 1,2» от шин 35 кВ подстанции 110/35/6 кВ «Стройбаза». Воздушные линии выполнены проводом марки АС-95, длина линий L=2,7 км. Воздушная линия принадлежит ЗАО «Энергетика и связь строительства».

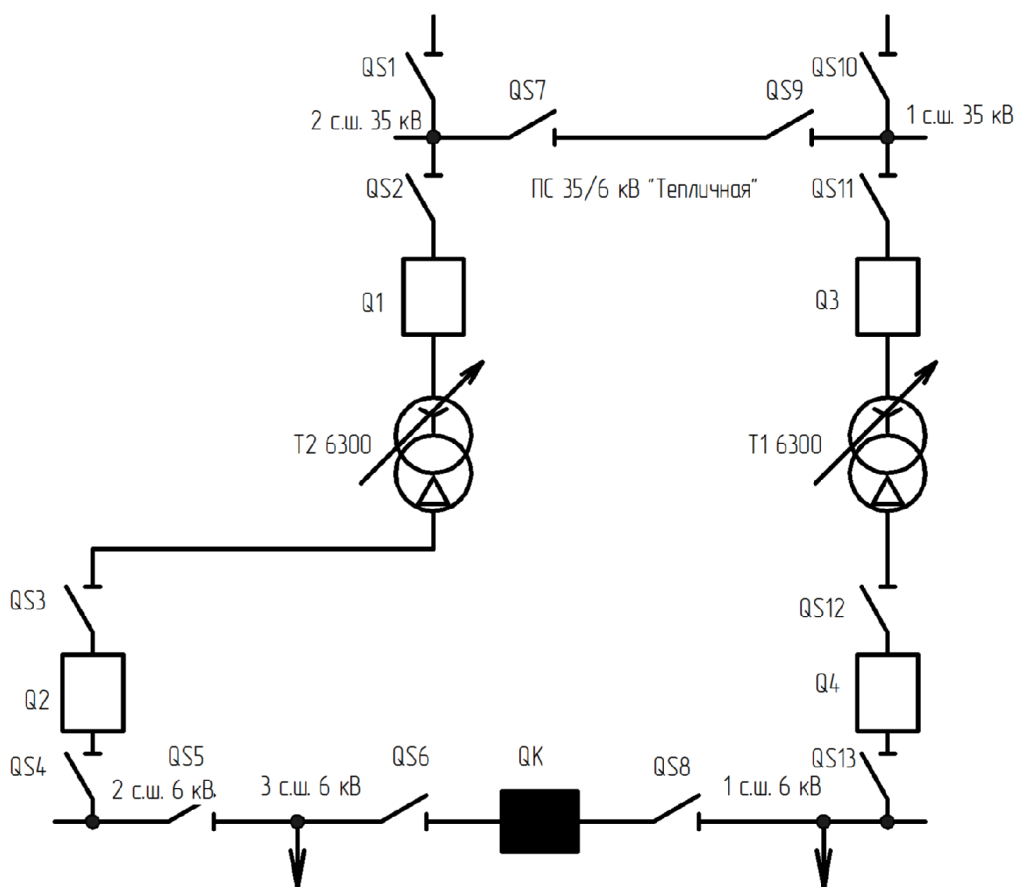


Рисунок 1.2 – Упрощенная схема подстанции 35/6 кВ «Тепличная»

### 1.2.2 Подстанция 35/6 кВ «Кирпичная»

Подстанция 35/6 кВ «Кирпичная» служит для электроснабжения Тольяттинского кирпичного завода (ТКЗ). Данная подстанция имеет два трансформатора марок ТМН-4000/35/6-У1 и ТМН-6300/35/6-У1. Данная подстанция принадлежит ООО «РЭС». Тип подстанции: тупиковая.

Паспортные характеристики трансформатора ТМН-6300/35/6-У1:  $S_{\text{номТ}}=6300$  кВА,  $U_{\text{В ном}}=35$  кВ,  $U_{\text{Н ном}}=6,3$  кВ,  $\Delta P_{\text{xx}}=7,4$  кВт,  $\Delta P_{\text{кз}}=40$  кВт,  $i_{\text{xx}}=0,85$  %,  $u_{\text{кз}}=7,5$  %, паспортные данные трансформатора взяты из [37]. Паспортные характеристики трансформатора ТМН-4000/35/6-У1 следующие:  $S_{\text{номТ}}=4000$  кВА,  $U_{\text{В ном}}=35$  кВ,  $U_{\text{Н ном}}=6,3$  кВ,  $\Delta P_{\text{xx}}=5$  кВт,  $\Delta P_{\text{кз}}=32$  кВт,  $i_{\text{xx}}=0,9$  %,  $u_{\text{кз}}=7,5$  %, взяты из [37].

Схема подстанции имеет вид в соответствии с рисунком 1.3.

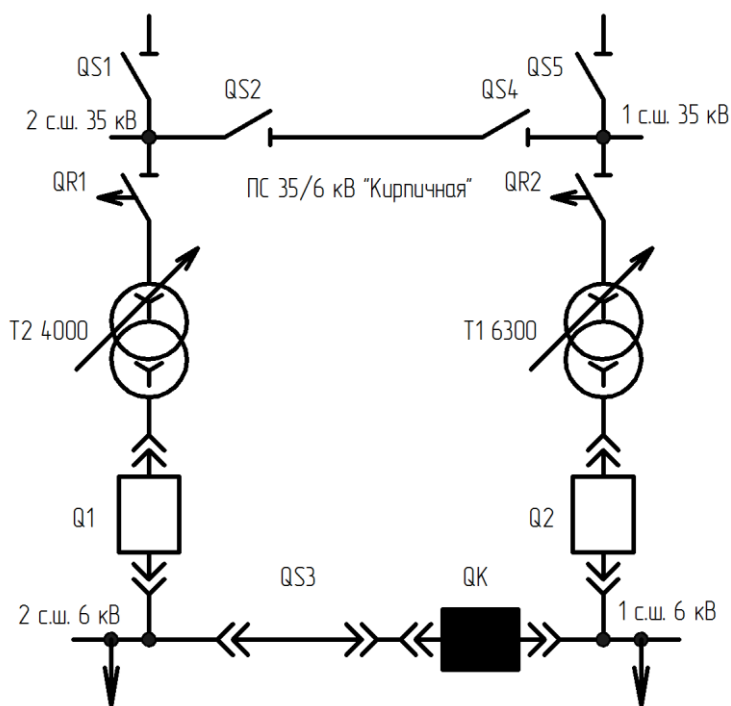


Рисунок 1.3 – Схема подстанции 35/6 кВ «Кирпичная»

На подстанции осуществляется раздельная работа трансформаторов. Секционный выключатель QK, секционные разъединители QS2 и QS4 отключены, согласно нормальной схеме электрических соединений сети 35-110 кВ Жигулевского ПО.

Нагрузка трансформатора Т2 в режиме максимальной нагрузки  $P_{\max}=2,3$  МВт,  $Q_{\max}=1,24$  Мвар. Коэффициент мощности на шинах низкого напряжения составляет  $\cos\varphi_{T2}=0,88$ .

Нагрузка трансформатора Т1 в режиме максимальной нагрузки  $P_{\max}=5$  МВт,  $Q_{\max}=3,16$  Мвар. Коэффициент мощности на шинах низкого напряжения составляет  $\cos\varphi_{T1}=0,84$ . Подстанция «Кирпичная» получает питание от шин 35 кВ подстанции 110/35/6 кВ «Стройбаза» по двухцепной воздушной линии электропередач 35 кВ «Кирпичная-1,2», выполненной проводом АС-95. Длина цепи «Кирпичная -1» составляет 7,02 км, длина цепи «Кирпичная-2» составляет 7,02 км. Воздушная линия принадлежит также Жигулевскому ПО.

### 1.2.3 Подстанция 35/10 кВ «Русские Выселки»

Подстанция 35/10 кВ «Русские Выселки» служит для электроснабжения потребителей сельского поселения Выселки. Упрощенная схема подстанции имеет вид в соответствии с рисунком 1.4.

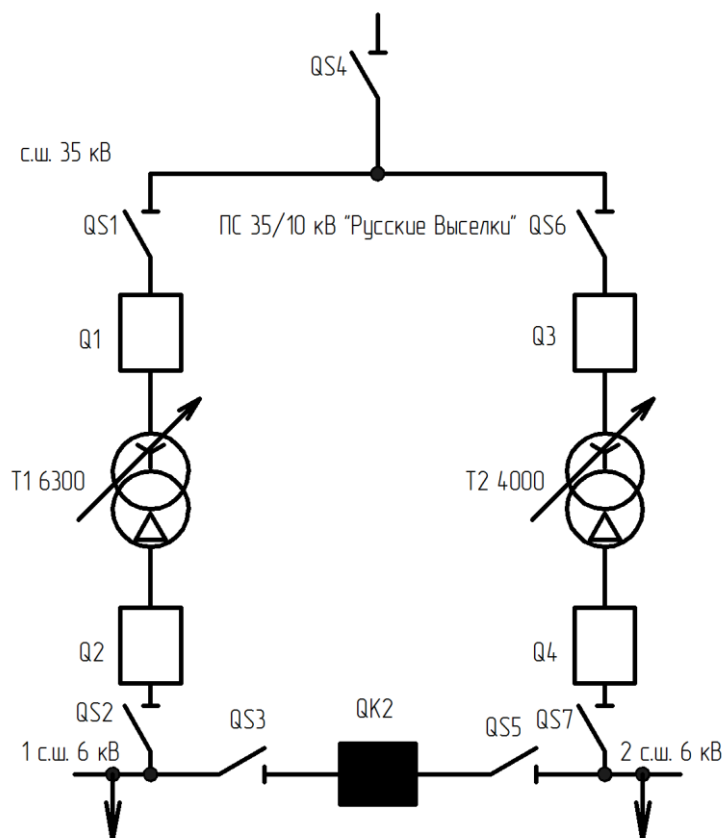


Рисунок 1.4 – Упрощенная схема подстанции 35/10 кВ «Русские Выселки»

Данная подстанция имеет два трансформатора марок ТМН-6300/35/10-У1 и ТМ-4000/35/10-У1. На подстанции осуществляется раздельная работа трансформаторов согласно Нормам технологического проектирования подстанций, то есть секционный выключатель QK отключен.

Паспортные характеристики трансформатора ТМН-6300/35/6-У1:  $S_{\text{номТ}}=6300$  кВА,  $U_{\text{В ном}}=35$  кВ,  $U_{\text{Н ном}}=11$  кВ,  $\Delta P_{\text{xx}}=7,4$  кВт,  $\Delta P_{\text{кз}}=40$  кВт,  $i_{\text{xx}}=0,85$  %,  $u_{\text{кз}}=7,5$  %, взяты из [37]. Паспортные характеристики трансформатора ТМ-4000/35/10-У1:  $S_{\text{номТ}}=4000$  кВА,  $U_{\text{В ном}}=35$  кВ,  $U_{\text{Н ном}}=10,5$  кВ,  $\Delta P_{\text{xx}}=5,3$  кВт,  $\Delta P_{\text{кз}}=33,5$  кВт [37],  $i_{\text{xx}}=0,85$  %,  $u_{\text{кз}}=7,5$  %, взяты из [38].

Нагрузки трансформатора Т1 в режиме максимальной мощности равны  $P_{\text{макс}}=6,2$  МВт,  $Q_{\text{макс}}=2,64$  Мвар. Коэффициент мощности на шинах низкого напряжения составляет  $\cos\varphi_{\text{T1}}=0,92$ . Нагрузки трансформатора Т2 в режиме максимальной мощности равны  $P_{\text{макс}}=4$  МВт,  $Q_{\text{макс}}=1,7$  Мвар. Коэффициент мощности на шинах низкого напряжения составляет  $\cos\varphi_{\text{T2}}=0,92$ .

Из данных по нагрузкам следует, что подстанция работает на пределе мощности, резерва мощности практически нет. При превышении нагрузки будет происходить сильный нагрев токоведущих частей трансформатора, а, следовательно, и изоляции, что уменьшит ее срок службы, согласно [9, 12, 17, 18, 19, 20, 22]. В статьях [8, 9, 16, 18, 20, 22], приводится эксперимент, наглядно показывающий воздействие перегрузок силовых трансформаторов на состояние их токоведущих частей, изоляции. Замер температур осуществляется методом компьютерной термографии. В статьях [15, 23, 24, 25], изложен материал, направленный на изучение влияния температуры на состояние изоляции трансформатора, в частности трансформаторного масла. Повышение температуры масла может быть обусловлено как внешними факторами (условия окружающей среды), так и внутренними факторами (перегрузки трансформатора, сверхтоки внешних коротких замыканий, токи коротких замыканий внутри трансформатора, чрезмерный нагрев магнитопровода). При превышении температуры масла в силовом трансформаторе, начинается процесс ускоренного старения изоляции, происходит медленное разложение

материала твердой изоляции и уменьшение степени полимеризации, что ведет к загрязнению масла. Следовательно, уменьшается диэлектрическая прочность как масла, так и твердой изоляции, что может привести к пробое. В статье [15], рассмотрено воздействие тока короткого замыкания, тока перегрузки на температуру узлов трансформатора тока, а также рассчитаны электродинамические усилия, возникающие при различных режимах работы.

Тип трансформаторной подстанции: ответвительная. Подстанция находится на балансе Жигулевского ПО. Данная подстанция получает питание по одноцепной воздушной линии 35 кВ, выполненной проводом марки АС-70 длиной  $L=5,67$  км. Данная воздушная линия присоединяется глухой отпайкой к воздушной линии 35 кВ «Кирпичная-1». Воздушная линия как и подстанция принадлежит Жигулевскому ПО. Подстанция введена в эксплуатацию 1 января 1952 года.

Для определения требуемого сечения провода, для вновь проектируемой линии напряжением 35 кВ питающей подстанцию «Русские Выселки» выполнен расчет электрических нагрузок.

Так как с.п. Выселки относятся к категории малых городов, то график электрических нагрузок на сборной шине 35 кВ имеет вид в соответствии с рисунком 1.5, где график Т1 – график электрических нагрузок на сборной шине 10 кВ трансформатора Т1, Т2 – график электрических нагрузок на шине 10 кВ трансформатора Т2,  $T1+T2+dT1,2$  – график нагрузки сборной шины 35 кВ с учетом потерь мощности в трансформаторах Т1 и Т2.

Так как в нормальном режиме трансформаторы Т1 и Т2 работают отдельно, то число параллельно работающих трансформаторов равно  $n=1$  шт.

При расчете потерь активной и реактивной мощности в трансформаторах Т1 и Т2, использовались формулы, приведенные в [28]. Порядок расчета ступеней графика – сверху вниз. Полная мощность  $i$ -той ступени графика нагрузки  $S_i$ , МВА, рассчитана по формуле:

$$S_i = \sqrt{P_i^2 + Q_i^2}, \quad (1.1)$$

где  $P_i$  – активная мощность на  $i$ -той ступени графика нагрузки, МВА;

$Q_i$  – реактивная мощность на  $i$ -той ступени графика нагрузки, Мвар.

Реактивная мощность  $Q_i$ , Мвар на  $i$ -той ступени графика нагрузки, при коэффициенте мощности  $\text{tg}\varphi_i$  рассчитывается по формуле:

$$Q_i = P_i \cdot \text{tg}\varphi_i, \quad (1.2)$$

Потери реактивной мощности  $\Delta Q_i$ , квар, в параллельно работающих двухобмоточных трансформаторах трансформаторе для  $i$ -той ступени графика нагрузки рассчитываются по формуле:

$$\Delta Q_i = \frac{1}{n} \cdot \frac{u_{\text{кз}}}{100} \cdot \frac{S_i'^2}{S_{\text{НОМТ}}} + n \cdot \frac{i_{\text{xx}}}{100} \cdot S_{\text{НОМТ}}, \quad (1.3)$$

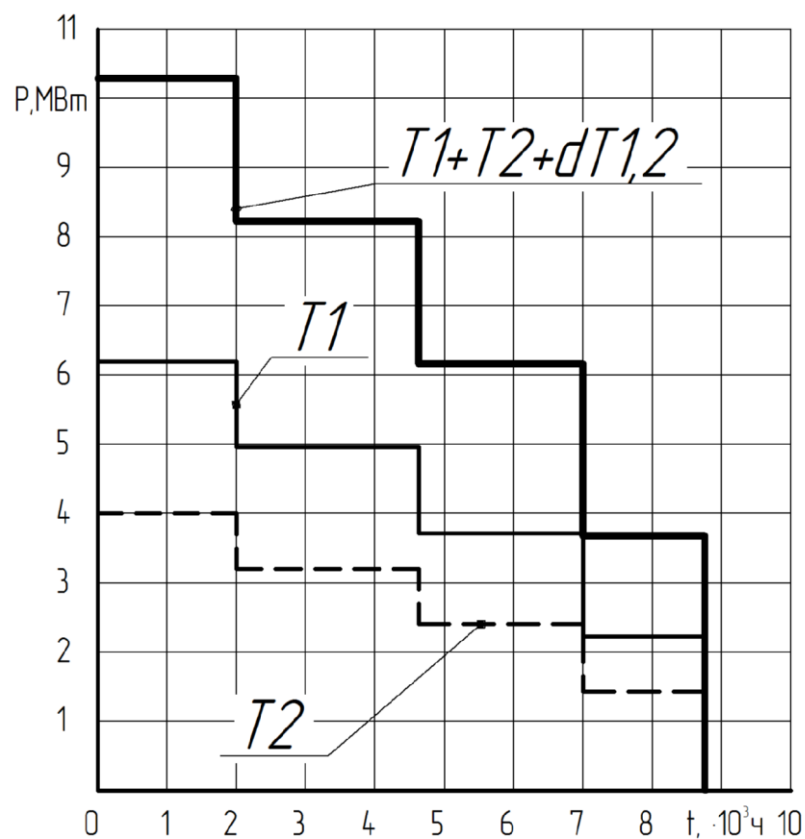


Рисунок 1.5 – Графики нагрузок подстанции 35/10 кВ «Русские Выселки»

Потери активной мощности  $\Delta P_i$ , квар, в параллельно работающих двухобмоточных трансформаторах трансформаторе для  $i$ -той ступени графика нагрузки рассчитываются по формуле:

$$\Delta P_i = \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{кз} \cdot \frac{S_i'^2}{S_{номТ}^2} + n \cdot \Delta P_{xx} . \quad (1.4)$$

Потребление активной составляющей электрической энергии  $W_i$ , МВт·ч, на сборной шине 35 кВ с учетом потерь в трансформаторах для  $i$ -той ступени графика нагрузки рассчитывается по формуле:

$$W_i = (P_i + \Delta P_i) \cdot t_i, \quad (1.5)$$

где  $t_i$  - продолжительность  $i$ -ой ступени графика нагрузки, ч.

Реактивная мощность  $Q_{i Т1}$ , Мвар, на 1, 2, 3, 4 -ой ступенях графика нагрузки для трансформатора Т1 рассчитана по формуле (1.2):

$$Q_{1 Т1} = 6,2 \cdot 0,4259 = 2,64 \text{ Мвар,}$$

$$Q_{2 Т1} = 4,96 \cdot 0,4259 = 2,11 \text{ Мвар,}$$

$$Q_{3 Т1} = 3,72 \cdot 0,4259 = 1,58 \text{ Мвар,}$$

$$Q_{4 Т1} = 2,22 \cdot 0,4259 = 0,95 \text{ Мвар.}$$

Полная мощность на 1, 2, 3, 4 -ой ступенях графика нагрузки  $S_{i Т1}$ , МВА, на шине 10 кВ рассчитана по формуле (1.1) для трансформатора Т1:

$$S_{1 Т1} = \sqrt{6,2^2 + 2,64^2} = 6,738 \text{ МВА,}$$

$$S_{2 Т1} = \sqrt{4,96^2 + 2,11^2} = 5,391 \text{ МВА,}$$

$$S_{3 Т1} = \sqrt{3,72^2 + 1,58^2} = 4,043 \text{ МВА,}$$

$$S_{4\text{Т1}} = \sqrt{2,22^2 + 0,95^2} = 2,412 \text{ МВА.}$$

Потери реактивной и активной мощности в трансформаторе Т1 на ступенях № 1, 2, 3, 4 графика рассчитаны по формулам (1.3) и (1.4) соответственно:

$$\Delta Q_{1\text{Т1}} = \frac{1}{1} \cdot \frac{7,5}{100} \cdot \frac{6,738^2}{6,3} + n \cdot \frac{0,85}{100} \cdot 6,3 = 0,594176 \text{ Мвар,}$$

$$\Delta Q_{2\text{Т1}} = \frac{1}{1} \cdot \frac{7,5}{100} \cdot \frac{5,391^2}{6,3} + n \cdot \frac{0,85}{100} \cdot 6,3 = 0,399551 \text{ Мвар,}$$

$$\Delta Q_{3\text{Т1}} = \frac{1}{1} \cdot \frac{7,5}{100} \cdot \frac{4,043^2}{6,3} + n \cdot \frac{0,85}{100} \cdot 6,3 = 0,248175 \text{ Мвар,}$$

$$\Delta Q_{4\text{Т1}} = \frac{1}{1} \cdot \frac{7,5}{100} \cdot \frac{2,412^2}{6,3} + n \cdot \frac{0,85}{100} \cdot 6,3 = 0,122839 \text{ Мвар,}$$

$$\Delta P_{1\text{Т1}} = \frac{1}{1} \cdot 40 \cdot \frac{6,738^2}{6,3^2} + 1 \cdot 7,4 = 0,053167 \text{ МВт,}$$

$$\Delta P_{2\text{Т1}} = \frac{1}{1} \cdot 40 \cdot \frac{5,391^2}{6,3^2} + 1 \cdot 7,4 = 0,036691 \text{ МВт,}$$

$$\Delta P_{3\text{Т1}} = \frac{1}{1} \cdot 40 \cdot \frac{4,043^2}{6,3^2} + 1 \cdot 7,4 = 0,023876 \text{ МВт,}$$

$$\Delta P_{4\text{Т1}} = \frac{1}{1} \cdot 40 \cdot \frac{2,412^2}{6,3^2} + 1 \cdot 7,4 = 0,013265 \text{ МВт.}$$

Потребление активной составляющей электрической энергии  $W_{i\text{Т1}}$ , МВт, на сборной шине 35 кВ от трансформатора Т1 с учетом потерь рассчитано по формуле (1.5) для ступеней № 1, 2, 3, 4:

$$W_{1\text{Т1}} = (6,2 + 0,053167) \cdot 2000 = 12506,33 \text{ МВт}\cdot\text{ч,}$$

$$W_{2\text{Т1}} = (4,96 + 0,036691) \cdot 2631 = 13146,29 \text{ МВт}\cdot\text{ч,}$$



$$W_{3\ T1}=(3,72+0,023876)\cdot 2369=8869,243 \text{ МВт}\cdot\text{ч},$$

$$W_{4\ T1}=(2,22+0,013265)\cdot 1760=3929,844 \text{ МВт}\cdot\text{ч}.$$

Для трансформатора Т2 (ТМ-4000/35/10-У1) расчет мощностей и потребляемой электроэнергии произведен аналогично трансформатору Т1 с помощью математического пакета MS Excel и MathCAD. Таблица 1.1 и таблица 1.2 отображают результаты расчетов.

Таблица 1.1 – Результаты расчета активной мощности для ступеней графика электрических нагрузок для трансформаторов Т1 и Т2

№ ступени графика нагрузки	Трансформатор Т1 (ТДН-6300/35/10-У1)		Трансформатор Т2 (ТД-4000/35/10-У1)		Сумма по Т1 и Т2 $\sum P_i$ , МВт
	$P_i$ , МВт	$\Delta P_i$ , МВт	$P_i$ , МВт	$\Delta P_i$ , МВт	
1	2	3	4	5	6
1	6,2	0,05316736	4	0,04280451	10,29597
2	4,96	0,03669111	3,2	0,02919488	8,225886
3	3,72	0,02387625	2,4	0,01860962	6,162486
4	2,2196	0,01326573	1,432	0,00984518	3,674711

Таблица 1.2 – Результаты расчета реактивной мощности для ступеней графика электрических нагрузок для трансформаторов Т1 и Т2

№ ступени графика нагрузки	Трансформатор Т1 (ТДН-6300/35/10-У1)		Трансформатор Т2 (ТД-4000/35/10-У1)		Сумма по Т1 и Т2 $\sum Q_i$ , МВт
	$Q_i$ , МВт	$\Delta Q_i$ , МВт	$Q_i$ , МВт	$\Delta Q_i$ , МВт	
1	2	3	4	5	6
1	2,64	0,594176	1,7	0,390417	5,32877
2	2,11	0,399551	1,36	0,262827	4,13772
3	1,58	0,248175	1,02	0,163590	3,01827
4	0,95	0,122839	0,61	0,081423	1,75948

Суммы мощностей  $\sum P_i$ , МВт,  $\sum Q_i$ , Мвар, по Т1 и Т2 для ступеней 1, 2, 3, 4 рассчитаны по формулам соответственно, таблица 1.2 отображает результаты расчетов в Excel:

$$\sum Q_i = Q_{iT1} + \Delta Q_{iT1} + Q_{iT2} + \Delta Q_{iT2}, \quad (1.6)$$

$$\sum P_i = P_{iT1} + \Delta P_{iT1} + P_{iT2} + \Delta P_{iT2}. \quad (1.7)$$

Расчет потребляемой электроэнергии на сборной шине 35 кВ произведен аналогично. Таблица 1.3 отображает результаты расчетов.

Таблица 1.3 – Результаты расчет потребляемой электроэнергии с учетом потерь на сборной шине 35 кВ подстанции 35/10 кВ «Русские Выселки»

№ ступени графика нагрузки	Трансформатор Т1 (ТДН-6300/35/10-У1)		Трансформатор Т1 (ТД-4000/35/10-У1)		Сумма по Т1 и Т2 $\sum W_i$ , МВт·ч
	$t_i$ , ч	$W_i$ , МВт·ч	$t_i$ , ч	$W_i$ , МВт·ч	
1	2	3	4	5	6
1	2000	12506,33	2000	8085,609	20591,94
2	2631	13146,29	2631	8496,012	21642,31
3	2369	8869,243	2369	5729,686	14598,93
4	1760	3929,844	1760	2537,648	6467,491
-	-	$W=38451,707$	-	$W=24848,955$	$W=63300,671$

Суммарная потребляемая электроэнергия  $W$ , МВт·ч, с учетом потерь в трансформаторах Т1 и по всем ступеням графика электрических нагрузок рассчитана по формуле:

$$W = W_1 + W_2 + W_3 + W_4. \quad (1.8)$$

Так как силовые трансформаторы работают практически на пределе своей номинальной мощности, произведен расчет теплового режима трансформатора для оценки износа изоляции. Расчет произведен по методике, представленной в

[1]. Суточные график нагрузки трансформаторов Т1 и Т2 имеет вид в соответствии с рисунком 1.6. Начальный коэффициент загрузки  $K_1$ , для трансформатора рассчитан по формуле:

$$K_1 = \frac{1}{S_{\text{ном}}} \cdot \sqrt{\frac{s_1^2 \cdot \Delta t_1 + s_2^2 \cdot \Delta t_2 + \dots + s_m^2 \cdot \Delta t_m}{\Delta t_1 + \Delta t_2 + \dots + \Delta t_m}}, \quad (1.9)$$

где  $s_m$  – мощность нагрузки трансформатора Т1 или Т2 на соответствующей ступени графика электрических нагрузок, которая не превосходит номинальной мощности, МВА,

$\Delta t_m$  – время соответствующей ступени графика электрических нагрузок, ч.

Коэффициент перегрузки  $K_2$ , для трансформатора рассчитан по формуле:

$$K_2 = \frac{1}{S_{\text{ном}}} \cdot \sqrt{\frac{s_1^2 \cdot \Delta h_1 + s_2^2 \cdot \Delta h_2 + \dots + s_p^2 \cdot \Delta h_p}{\Delta h_1 + \Delta h_2 + \dots + \Delta h_p}}, \quad (1.10)$$

где  $s_p$  – мощность нагрузки на соответствующей ступени графика электрических нагрузок, которая превосходит номинальную мощность трансформатора, МВА;

$\Delta h_p$  – время соответствующей ступени графика электрических нагрузок, ч.

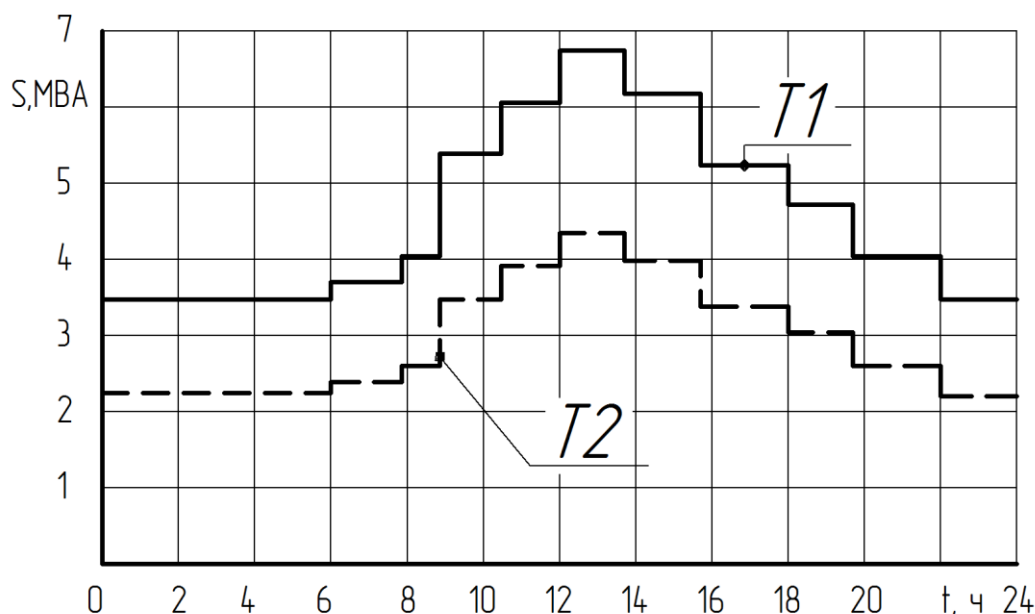


Рисунок 1.6 – Упрощенные суточные графики нагрузок трансформаторов Т1 и Т2

Максимальный коэффициент перегрузки  $K_{2\max}$  исходного графика нагрузки рассчитывается по формуле:

$$K_{2\max} = S_{i\max} / S_{\text{номТ}}, \quad (1.11)$$

где  $S_{i\max}$  – мощность наиболее загруженной ступени графика нагрузок, МВА.

Если  $K_2' \geq 0,9 \cdot K_{2\max}$ , то коэффициент перегрузки  $K_2 = K_2'$ , если  $K_2' \leq 0,9 \cdot K_{2\max}$ , то  $K_2 = 0,9 \cdot K_{2\max}$ .

Так как трансформатор Т1 работает в режиме перегрузки в течение времени  $h=1,7$  ч, для оценки необходимости установки более новых трансформатора произведен расчет износа их витковой изоляции по [1]. Если трансформатор работает с износом менее номинального, то срок службы его не сокращается, следовательно, замену планировать не обязательно. Работа трансформаторов разбита на промежутки времени  $\Delta t_1=12,03$  ч,  $\Delta t_2=0,51$  ч,  $\Delta t_3=0,51$  ч,  $\Delta t_4=0,68$  ч,  $\Delta t_5=0,9$  ч,  $\Delta t_6=0,9$  ч,  $\Delta t_7=2$  ч,  $\Delta t_8=2$  ч,  $\Delta t_9=2,2$  ч,  $\Delta t_{10}=2,27$  ч. Таблица 1.4 отображает результаты расчетов для трансформаторов Т1 и Т2.

Таблица 1.4 - Результаты расчетов коэффициентов  $K_1$  и  $K_2$

№ ступени графиков	Трансформатор подстанции					
	Т1			Т2		
	$S_m$ , МВА	$S_h$ , МВА	$\Delta t_m$ , ч	$S_m$ , МВА	$S_p$ , МВА	$\Delta h_p$ , ч
1	2	3	4	5	6	7
1	3,477	-	6	2,243	-	6
2	3,707	-	1,86	2,391	-	1,86
3	4,043	-	1,27	2,609	-	1,27
4	5,391	-	1,6	3,478	-	1,6
5	6,060	-	1,3	3,91	-	1,3
6	-	6,739	1,7	-	4,348	1,7
7	6,173	-	2	3,983	-	2
8	5,236	-	2,3	3,378	-	2,3
9	4,717	-	1,7	3,043	-	1,7
10	4,043	-	2,27	2,608	-	2,27
11	3,477	-	2	2,243	-	2
Коэффици- ент	$K_{1\ T1}$	0,714		$K_{1\ T2}$	0,726	
	$K_{2'\ T1}$	1,07		$K_{2'\ T2}$	1,087	
	$K_{2\ max\ T1}$	1,07		$K_{2\ max\ T2}$	1,087	
	$K_{2\ T1}$	1,07		$K_{2\ T2}$	1,087	

Разность температур масла и охлаждающей среды  $\vartheta_{MK}$ ,  $^{\circ}C$ , в установившихся режимах рассчитываются по формуле:

$$\vartheta_{MK} = \vartheta_{M.HOM} \cdot \left( \frac{1 + d \cdot K^2}{1 + d} \right)^x, \quad (1.12)$$

$$\vartheta_{MK1} = 55 \cdot \left( \frac{1 + 5,4 \cdot 0,714^2}{1 + 5,4} \right)^{0,9} = 34,027^{\circ}C,$$

$$\vartheta_{MK2} = 55 \cdot \left( \frac{1 + 5,4 \cdot 1,07^2}{1 + 5,4} \right)^{0,9} = 60,989^{\circ}C.$$

где  $\vartheta_{\text{м.ном}}$  – разница температуры масла и охлаждающей среды в номинальном режиме, равная для трансформатора ТМН-6300/35/10-У1  $55^{\circ}\text{C}$ , для трансформатора ТМ-4000/35/10-У1  $55^{\circ}\text{C}$ ;

$x=0,9$ ;

$d$  – величина, рассчитываемая по формуле:

$$d = \Delta P_{\text{кз}} / \Delta P_{\text{хх}}, \quad (1.13)$$

$$d = 40 / 7,4 = 5,4.$$

Разница температуры наиболее нагретой точки обмотки и масла  $\vartheta_{\text{ннт.м.к}}$ ,  $^{\circ}\text{C}$ , рассчитывается по формуле:

$$\vartheta_{\text{ннт.м.к}} = \vartheta_{\text{ннт.м.ном}} \cdot K_i^y, \quad (1.14)$$

$$\vartheta_{\text{ннт.м.к1}} = 23 \cdot 0,689^{1,6} = 13,422^{\circ}\text{C},$$

$$\vartheta_{\text{ннт.м.к2}} = 23 \cdot 1,07^{1,6} = 25,617^{\circ}\text{C},$$

где  $\vartheta_{\text{ннт.м.ном}} = 23^{\circ}\text{C}$ , разница температур обмотки и масла в номинальном режиме;

$y=1,6$ .

Температура наиболее нагретой точки обмотки трансформатора  $\Theta_{\text{ннт.к}}$ ,  $^{\circ}\text{C}$ , рассчитывается по формуле:

$$\Theta_{\text{ннт.кi}} = \Theta_{\text{охл}} + \vartheta_{\text{мкi}} + \vartheta_{\text{ннт.м.кi}}, \quad (1.15)$$

$$\Theta_{\text{ннт.к1}} = 11,4 + 34,027 + 13,422 = 58,849^{\circ}\text{C},$$

$$\Theta_{\text{ннт.к2}} = 11,4 + 34,027 + 25,617 = 71,044^{\circ}\text{C},$$

где  $\Theta_{\text{охл}} = 11,4^{\circ}\text{C}$  – средняя температура охлаждающей среды [1].

Температура самой горячей точки масла трансформатора  $\Theta_{\text{м.К1}}, ^\circ\text{C}$ , рассчитывается по формуле:

$$\Theta_{\text{м.К1}} = \Theta_{\text{охл}} + \vartheta_{\text{мК1}}, \quad (1.16)$$

$$\Theta_{\text{м.К1}} = 11,4 + 34,027 = 45,427 ^\circ\text{C}.$$

Далее произведен расчет переходного режима при повышении температуры. Разность температур масла и охлаждающей среды  $\vartheta_{\text{м.тн}}, ^\circ\text{C}$ , рассчитывается по формуле:

$$\begin{aligned} \vartheta_{\text{м.тн}} &= \vartheta_{\text{м.К1}} + \vartheta_{\text{м.К2}} - \vartheta_{\text{м.К1}} \cdot \left( -e^{-\frac{h}{\tau}} \right), \quad (1.17) \\ \vartheta_{\text{м.тн}} &= 34,027 + 60,989 - 34,027 \cdot \left( 1 - e^{-\frac{1,7}{3}} \right) = 45,69 ^\circ\text{C}, \\ \vartheta_{\text{м.тн}\Delta t2} &= 34,027 + 60,989 - 34,027 \cdot \left( -e^{-\frac{0,51}{3}} \right) = 38,242 ^\circ\text{C}, \\ \vartheta_{\text{м.тн}\Delta t3} &= 34,027 + 60,989 - 34,027 \cdot \left( 1 - e^{-\frac{0,51 + 0,51}{3}} \right) = 41,798 ^\circ\text{C}, \end{aligned}$$

где  $h$  – время перегрузки трансформаторов, ч;

$\tau = 3$  ч – постоянная времени нагрева трансформаторов, взята из [1].

Температура самой горячей точки обмотки трансформатора  $\Theta_{\text{ннт.т.тн}}, ^\circ\text{C}$ , рассчитывается по формуле:

$$\Theta_{\text{ннт.т.тн}} = \Theta_{\text{охл}} + \vartheta_{\text{м.тн}} + \vartheta_{\text{ннт.т.тн}}, \quad (1.18)$$

$$\begin{aligned} \Theta_{\text{ннт.т.тн}} &= 11,4 + 45,69 + 25,617 = 82,554 ^\circ\text{C}, \\ \Theta_{\text{ннт.т.тн}\Delta t2} &= 11,4 + 38,242 + 25,617 = 75,26 ^\circ\text{C}, \\ \Theta_{\text{ннт.т.тн}\Delta t3} &= 11,4 + 41,798 + 25,617 = 78,816 ^\circ\text{C}. \end{aligned}$$

Температура самой горячей точки масла трансформатора  $\Theta_{\text{м.тн}}$ ,  $^{\circ}\text{C}$ , рассчитывается по формуле:

$$\Theta_{\text{м.тн}} = \Theta_{\text{охл}} + \vartheta_{\text{мт}}, \quad (1.19)$$

$$\begin{aligned} \Theta_{\text{м.тн}} &= 11,4 + 45,69 = 57,09 \text{ }^{\circ}\text{C}, \\ \Theta_{\text{м.}\Delta t2} &= 11,4 + 38,242 = 49,642 \text{ }^{\circ}\text{C}, \\ \Theta_{\text{м.}\Delta t3} &= 11,4 + 41,798 = 53,198 \text{ }^{\circ}\text{C}. \end{aligned}$$

Начальная температура изоляции обмоток нагрузки  $\Theta_{\text{ннт.}\Delta t4}$ ,  $^{\circ}\text{C}$ , при снижении нагрузки рассчитывается по формуле:

$$\Theta_{\text{ннт.}\Delta t4} = \Theta_{\text{м.тн}} + \vartheta_{\text{ннт.м.К1}}, \quad (1.20)$$

$$\Theta_{\text{ннт.}\Delta t4} = 57,09 + 13,422 = 70,512 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Далее произведен расчет переходного процесса при снижении нагрузки. Разность температур масла и охлаждающей среды  $\vartheta_{\text{м.т}}$ ,  $^{\circ}\text{C}$ , рассчитывается по формуле:

$$\begin{aligned} \vartheta_{\text{м.т}} &= \vartheta_{\text{м.К1}} + (\Theta_{\text{м.тн}} - \vartheta_{\text{м.К1}}) e^{-t/\tau}, \quad (1.21) \\ \vartheta_{\text{м.}\Delta t5} &= 34,027 + (5,69 - 34,027) e^{-0,9/3} = 42,668 \text{ }^{\circ}\text{C}, \\ \vartheta_{\text{м.}\Delta t6} &= 34,027 + (5,69 - 34,027) e^{-0,9 \cdot 0,9/3} = 40,428 \text{ }^{\circ}\text{C}, \\ \vartheta_{\text{м.}\Delta t7} &= 34,027 + (5,69 - 34,027) e^{-0,9 \cdot 0,9 \cdot 2/3} = 37,313 \text{ }^{\circ}\text{C}, \\ \vartheta_{\text{м.}\Delta t8} &= 34,027 + (5,69 - 34,027) e^{-0,9 \cdot 0,9 \cdot 2 \cdot 2/3} = 35,714 \text{ }^{\circ}\text{C}, \\ \vartheta_{\text{м.}\Delta t9} &= 34,027 + (5,69 - 34,027) e^{-0,9 \cdot 0,9 \cdot 2 \cdot 2 \cdot 2/3} = 34,837 \text{ }^{\circ}\text{C}, \\ \vartheta_{\text{м.}\Delta t10} &= 34,027 + (5,69 - 34,027) e^{-0,9 \cdot 0,9 \cdot 2 \cdot 2 \cdot 2 \cdot 2,3/3} = 34,403 \text{ }^{\circ}\text{C}. \end{aligned}$$



Температура самой горячей точки обмотки трансформатора  $\Theta_{\text{ннт.к}}, ^\circ\text{C}$ , рассчитывается по формуле:

$$\Theta_{\text{ннт.т}} = \Theta_{\text{охл}} + \vartheta_{\text{м.т}} + \vartheta_{\text{ннт.м.к1}}, \quad (1.22)$$

$$\Theta_{\text{ннт.}\Delta t5} = 11,4 + 42,668 + 13,422 = 67,489 ^\circ\text{C},$$

$$\Theta_{\text{ннт.}\Delta t6} = 11,4 + 40,428 + 13,422 = 65,25 ^\circ\text{C},$$

$$\Theta_{\text{ннт.}\Delta t7} = 11,4 + 37,313 + 13,422 = 62,135 ^\circ\text{C},$$

$$\Theta_{\text{ннт.}\Delta t8} = 11,4 + 35,714 + 13,422 = 60,536 ^\circ\text{C},$$

$$\Theta_{\text{ннт.}\Delta t9} = 11,4 + 34,837 + 13,422 = 59,659 ^\circ\text{C},$$

$$\Theta_{\text{ннт.}\Delta t10} = 11,4 + 32,838 + 12,66 = 59,225 ^\circ\text{C}.$$

Температура самой горячей точки масла трансформатора  $\Theta_{\text{м.т}}, ^\circ\text{C}$ , рассчитывается по формуле:

$$\Theta_{\text{м.т}} = \Theta_{\text{охл}} + \vartheta_{\text{м.т}}, \quad (1.23)$$

$$\Theta_{\text{м.}\Delta t5} = 11,4 + 42,668 = 54,068 ^\circ\text{C},$$

$$\Theta_{\text{м.}\Delta t6} = 11,4 + 38,781 = 51,828 ^\circ\text{C},$$

$$\Theta_{\text{м.}\Delta t7} = 11,4 + 37,313 = 48,713 ^\circ\text{C},$$

$$\Theta_{\text{м.}\Delta t8} = 11,4 + 35,714 = 47,114 ^\circ\text{C},$$

$$\Theta_{\text{м.}\Delta t9} = 11,4 + 34,837 = 46,237 ^\circ\text{C},$$

$$\Theta_{\text{м.}\Delta t10} = 11,4 + 34,403 = 45,803 ^\circ\text{C}.$$

Относительный износ изоляции обмоток  $F_t$ , "нормальных суток" износа, рассчитан по формуле для каждого промежутка времени  $\Delta t_1$ :

$$F_i = \frac{\Delta t_i}{24} \cdot 2^{\Theta_{\text{ннт } i-1} + \left( \Theta_{\text{ннт } i} - \Theta_{\text{ннт } i-1} \right)^{2-98} \cdot 6}, \quad (1.24)$$

$$F_{\Delta t1} = \frac{12}{24} \cdot 2^{\left\langle \frac{6.499-98}{2-98} \right\rangle 6} = 0,005442 \text{ "нормальных суток" износа,}$$

$$F_{\Delta t2} = \frac{0,51}{24} \cdot 2^{\left\langle \frac{5,26+71,044}{2-98} \right\rangle 6} = 0,001204 \text{ "нормальных суток" износа,}$$

$$F_{\Delta t3} = \frac{0,51}{24} \cdot 2^{\left\langle \frac{5,26+8,816-75,26}{2-98} \right\rangle 6} = 0,001886 \text{ "нормальных суток" износа,}$$

$$F_{\Delta t4} = \frac{0,68}{24} \cdot 2^{\left\langle \frac{8,816+2,708-78,816}{2-98} \right\rangle 6} = 0,003867 \text{ "нормальных суток" износа,}$$

$$F_{\Delta t5} = \frac{0,9}{24} \cdot 2^{\left\langle \frac{7,489+0,512-67,489}{2-98} \right\rangle 6} = 0,001315 \text{ "нормальных суток" износа,}$$

$$F_{\Delta t6} = \frac{0,9}{24} \cdot 2^{\left\langle \frac{5,25+7,489-65,25}{2-98} \right\rangle 6} = 0,0009707 \text{ "нормальных суток" износа,}$$

$$F_{\Delta t7} = \frac{2}{24} \cdot 2^{\left\langle \frac{2,135+5,25-62,135}{2-98} \right\rangle 6} = 0,001583 \text{ "нормальных суток" износа,}$$

$$F_{\Delta t8} = \frac{2}{24} \cdot 2^{\left\langle \frac{0,536+2,135-60,536}{2-98} \right\rangle 6} = 0,001206 \text{ "нормальных суток" износа,}$$

$$F_{\Delta t9} = \frac{2}{24} \cdot 2^{\left\langle \frac{9,659+0,536-59,659}{2-98} \right\rangle 6} = 0,00115 \text{ "нормальных суток" износа,}$$

$$F_{\Delta t10} = \frac{2,3}{24} \cdot 2^{\left\langle \frac{9,225+9,659-59,225}{2-98} \right\rangle 6} = 0,001114 \text{ "нормальных суток" износа.}$$

Суммарный износ F, "нормальных суток" износа, рассчитан по формуле:

$$F = F_{\Delta t1} + F_{\Delta t2} + F_{\Delta t3} + F_{\Delta t4} + F_{\Delta t5} + F_{\Delta t6} + F_{\Delta t7} + F_{\Delta t8} + F_{\Delta t9} + F_{\Delta t10}, \quad (1.25)$$

$$F = 0,005429 + 0,001204 + 0,001886 + 0,003867 + 0,001315 + 0,0009707 + 0,001583 + \\ + 0,001206 + 0,00115 + 0,001114 = 0,02 \text{ "нормальных суток" износа.}$$

Данные теплового установившегося состояния трансформатора Т2 (ТМ-4000/35/10-У1) являются следующими:  $\vartheta_{\text{мк1}} = 34,278 \text{ } ^\circ\text{C}$ ,  $\vartheta_{\text{мк2}} = 62,702 \text{ } ^\circ\text{C}$ ,  $\vartheta_{\text{ннт.м.к1}} = 13,771 \text{ } ^\circ\text{C}$ ,  $\vartheta_{\text{ннт.м.к2}} = 26,284 \text{ } ^\circ\text{C}$ ,  $d = 6,321$ ,  $\Theta_{\text{ннт.к1}} = 59,449 \text{ } ^\circ\text{C}$ ,  $\Theta_{\text{ннт.к2}} = 71,962 \text{ } ^\circ\text{C}$ ,  $\Theta_{\text{м.к1}} = 45,678 \text{ } ^\circ\text{C}$ . Графики нагрузки и графики изменения температуры для трансформатора Т1 имеет вид в соответствии с рисунком 1.7. Таблица 1.5

отображает результаты расчета переходных тепловых режимов для трансформатора Т2.

Таблица 1.5 - результаты расчета теплового режима трансформатора Т2

Рассчитанный параметр	Промежутки времени, ч								
	$\Delta t_2$	$\Delta t_3$	$\Delta t_4$	$\Delta t_5$	$\Delta t_6$	$\Delta t_7$	$\Delta t_8$	$\Delta t_9$	$\Delta t_{10}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$\vartheta_{м.т.}, ^\circ\text{C},$	38,722	42,471	46,57	43,4	41,026	37,743	36,06	35,13	34,7
$\Theta_{\text{ннт.т.}}, ^\circ\text{C},$	76,406	80,155	71,74	68,6	66,197	62,914	61,23	60,30	59,8
$\Theta_{м.т.}, ^\circ\text{C},$	50,122	53,871	57,97	54,8	52,426	49,143	47,46	46,53	46
$F_i,$ "нормальных суток" износа.	$1,357 \cdot 10^{-3}$	$1,754 \cdot 10^{-3}$	$4,57 \cdot 10^{-3}$	$1,50 \cdot 10^{-3}$	$1,091 \cdot 10^{-3}$	$1,749 \cdot 10^{-3}$	$1,313 \cdot 10^{-3}$	$1,24 \cdot 10^{-3}$	$1,2 \cdot 10^{-3}$

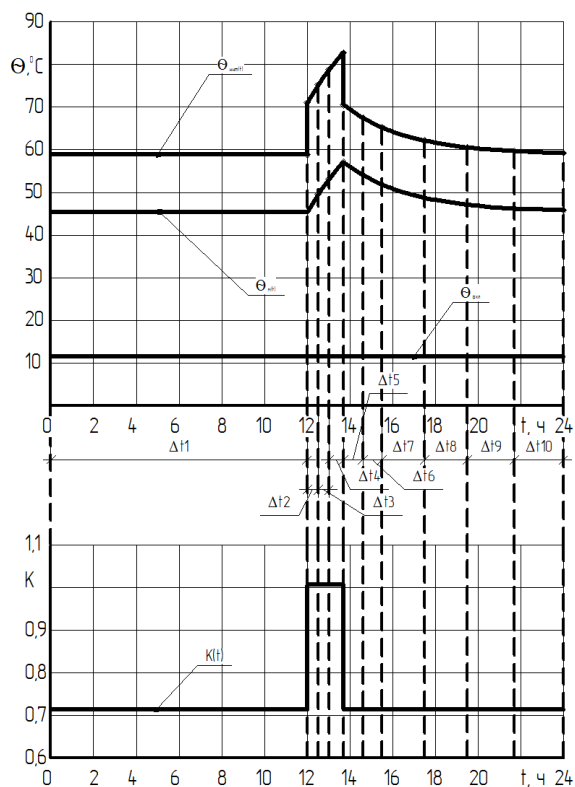


Рисунок 1.7 – График нагрузки и график изменения температуры Т1

Графики нагрузки и графики изменения температуры для трансформатора Т2 имеет вид в соответствии с рисунком 1.8.

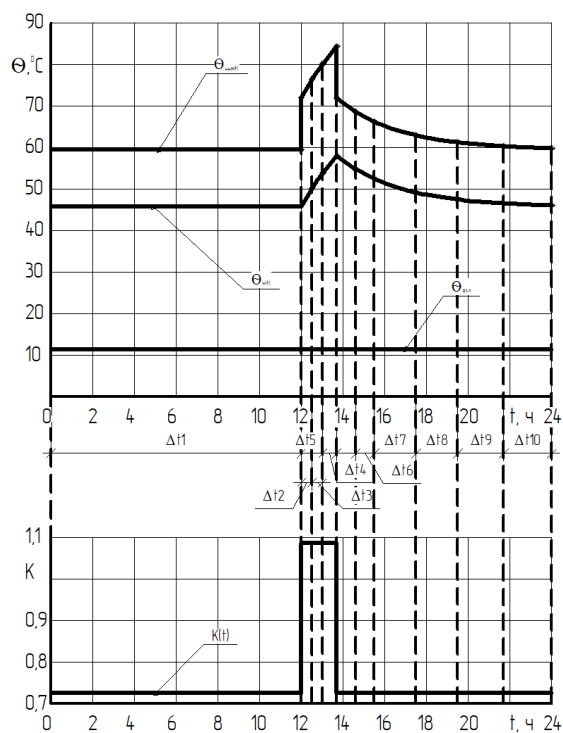


Рисунок 1.8 – График нагрузки и график изменения температуры Т2

Данные переходного режима Т2:  $\vartheta_{м.н}=46,574$  °С,  $\Theta_{ннт.н}=84,258$  °С,  $\Theta_{м.н}=57,974$  °С. Износ изоляции для промежутка времени  $\Delta t_1$  равен  $F_{\Delta t_1}=0,005818$ . Суммарный износ изоляции для трансформатора Т2 равен  $F=0,022$ "нормальных суток" износа.

#### 1.2.4 Подстанция 110/35/10 кВ «Выселки»

Подстанция 110/35/6 кВ «Выселки» обеспечивает электрической энергией потребителей с.п. Выселки, которые относятся к первой, второй и третьей категории надежности электроснабжения. Данная подстанция имеет два трансформатора марок ТДТНГУ-20000/110/35/10-У1.

Паспортные характеристики трансформатора ТДТНГУ-20000/110/35/10-У1:  $S_{номТ}=20000$  кВА; номинальное напряжение обмоток высокого напряжения  $U_{В ном}=112$  кВ, номинальное напряжение обмоток среднего напряжения  $U_{С ном}=38,5$  кВ, номинальное напряжение обмоток низкого напряжения  $U_{Н ном}=11$  кВ;  $\Delta P_{xx}=45$  кВт; мощность потерь короткого замыкания обмоток высокого, среднего и низкого напряжения равны соответственно:  $\Delta P_{В кз}=63,5$  кВт,  $\Delta P_{С кз}=63,5$  кВт и  $\Delta P_{Н кз}=63,5$  кВт;  $i_{xx}=2,5$  %; напряжения короткого замыкания между обмотками высокого и низкого (В-Н), высокого и среднего (В-С), среднего и низкого (С-Н) напряжения равны соответственно:  $u_{В-Н кз}=10,5$  %,  $u_{В-С кз}=17$  %,  $u_{С-Н кз}=6$  % взяты из [36]. Напряжения короткого замыкания обмоток высокого  $u_{В кз}$  , %, среднего  $u_{С кз}$  , %, низкого  $u_{Н кз}$  , %, рассчитаны по формулам соответственно:

$$u_{В кз} = \frac{u_{В-Н кз} + u_{В-С кз} - u_{С-Н кз}}{2}, \quad (1.25)$$

$$u_{С кз} = \frac{u_{В-С кз} + u_{С-Н кз} - u_{В-Н кз}}{2}, \quad (1.26)$$

$$u_{Н кз} = \frac{u_{В-Н кз} + u_{С-Н кз} - u_{В-С кз}}{2}, \quad (1.27)$$

$$u_{В\text{ кз}} = \frac{(0,5 + 17 - 6)}{2} = 10,75 \%,$$

$$u_{С\text{ кз}} = \frac{(7 + 6 - 10,5)}{2} = 6,25 \%,$$

$$u_{Н\text{ кз}} = \frac{(0,5 + 6 - 17)}{2} = -0,25\%.$$

Численность с.п. Выселки на 2007 год составила 2455 человек. На текущий 2018 год численность населения составляет 3300 человек. Тип застройки поселения – преимущественно индивидуальные жилые дома с одним-двумя этажами. Согласно [26] планируется застройка новых участков жилыми массивами, в частности строительство микрорайонов, жилых массивов, таких как «Вишневый цвет», «Берёзовка», ООО «Колос», п. Анновка, сельскохозяйственных проект «Алтегра», садовое некоммерческое товарищество «Союз». Численность населения увеличиться на 40220 человек. В литературе, приведенной в [26], изложены основные социальные, экономические, экологические направления развития с.п. Выселки, развитие инженерной и транспортной инфраструктур. Согласно [26] на территории с.п. Выселки ведутся градостроительные работы, спланированные до 2025. Активно ведется развитие сельского хозяйства. Застройка новых территорий под жилые массивы разделена на два этапа (периода): первый этап закончился в 2015 г., конец второго этапа запланирован на 2025 г. Прирост численности населения во втором этапе составит 16160 человек. Поэтому количество потребляемой электроэнергии значительно увеличиться, и согласно расчетам, в [26], прирост мощности потребителей составит 19,2 МВА. Для решения проблемы с дефицитом мощности решено построить новую подстанцию 110 кВ. Также запланирована реконструкция подстанции 35 кВ «Русские Выселки», в частности реконструкция открытого распределительного устройства 35 кВ и закрытого распределительного устройства 10 кВ

В 2016 году нагрузка трансформатора Т2 в режиме максимальной нагрузки  $P_{\text{макс}}=2$  МВт,  $Q_{\text{макс}}=0,85$  Мвар на шинах 10 кВ. Коэффициент

мощности на шинах низкого напряжения составляет  $\cos\varphi=0,92$ . В перспективе к 2025 году нагрузка трансформатора Т2 составит  $P_{\max}=8,832$  МВт,  $Q_{\max}=3,762$  Мвар.

Нагрузки трансформатора на шинах 10 кВ Т1 в 2016 году и в перспективе к 2025 году равны нагрузкам трансформатор Т2. Подстанция расположена рядом с Хрящевским шоссе, напротив жилого массива «Березовка». На подстанции трансформаторы Т1 и Т2 работают отдельно, то есть секционные выключатели QK1, QK2 и QK3 в нормальном режиме отключены. Тип подстанции «Выселки»: ответвительная. Принадлежит ЗАО «Энергетика и связь строительства». Получает питание от двухцепной воздушной линии 110 кВ, присоединенной глухой отпайкой к другой двухцепной воздушной линии 110 кВ «Стройбаза 1,2». Длина отпайки  $L=3,6$  км, марка провода АС-150. ВЛ 110 кВ «Стройбаза 1,2» присоединена к шинам 110 кВ подстанции 500/220/110/10 кВ «Азот». Длина трассы от ПС «Азот» до места отпайки  $L=29$  км, марка провода АС-240. Вышеперечисленные ВЛ 110 кВ принадлежат ЗАО «Энергетика и связь строительства». Схема подстанции имеет вид в соответствии с рисунком 1.9.

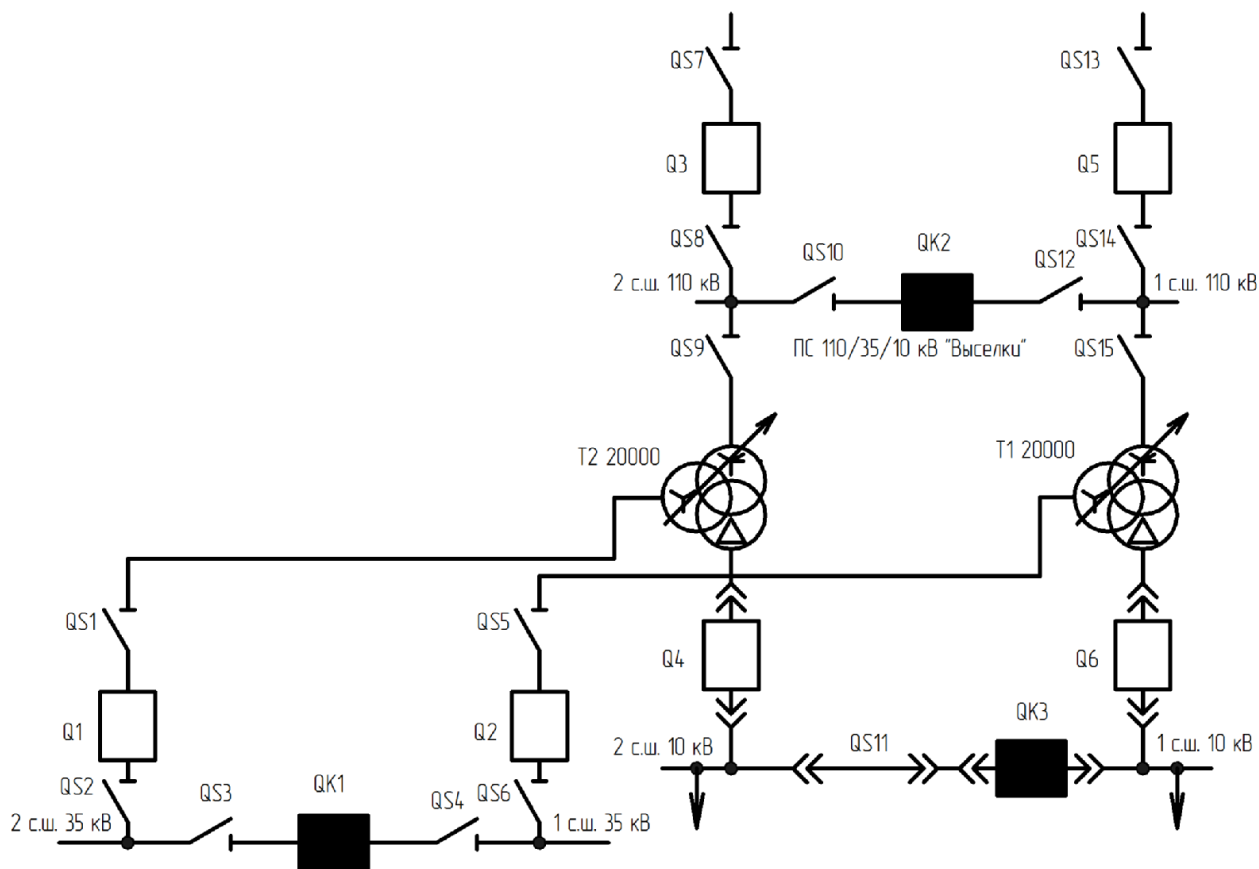


Рисунок 1.9 – Схема подстанции 110/35/10 кВ «Выселки»

### 1.2.5 Подстанция 110/35/6 кВ «Стройбаза»

Подстанция имеет два трансформатора марок ТДТН-20000/110/35/6-У1. Схема подстанции имеет вид в соответствии с рисунком 1.10. Паспортные характеристики трансформатора ТДТН-20000/110/35/6-У1:  $S_{\text{номТ}}=20000$  кВА;  $U_{\text{В ном}}=112$  кВ,  $U_{\text{С ном}}=38,5$  кВ,  $U_{\text{Н ном}}=11$  кВ;  $\Delta P_{\text{xx}}=45$  кВт;  $\Delta P_{\text{В кз}}=63,5$  кВт,  $\Delta P_{\text{С кз}}=63,5$  кВт и  $\Delta P_{\text{С кз}}=63,5$  кВт;  $i_{\text{xx}}=2,5$  %;  $u_{\text{В-Н кз}}=10,5$  %,  $u_{\text{В-С кз}}=17$  %,  $u_{\text{С-Н кз}}=6$  % взяты из [36]. Напряжения короткого замыкания обмоток высокого, среднего, низкого равны соответственно  $u_{\text{В кз}}=10,75\%$ , среднего  $u_{\text{С кз}}=6,25\%$ , низкого  $u_{\text{Н кз}}=-0,25$  %, рассчитаны по формулам (1.7), (1.8), (1.9) соответственно.

Нагрузки сборной шины №1 6 кВ трансформатора Т2 в максимальном режиме работы энергосистемы составляют:  $P_{\text{макс}}=2,3$  МВт,  $Q_{\text{макс}}=1,26$  Мвар. Коэффициент мощности равен  $\cos\varphi=0,92$ .



Нагрузки сборной шины №2 6 кВ трансформатора Т1 в максимальном режиме работы энергосистемы составляют:  $P_{\max}=1,58$  МВт,  $Q_{\max}=0,9$  Мвар. Коэффициент мощности равен  $\cos\varphi=0,86$ .

Трансформаторы Т1 и Т2 работают отдельно, то есть секционные выключатели QK1, QK2 и QK3 отключены. Данная подстанция принадлежит ЗАО «Энергетика и связь строительства». Место расположения рядом с базой ЗАО «Управление малой механизацией». Подстанция получает питание по двухцепной воздушной линии 110 кВ «Стройбаза 1,2» выполненной проводом марки АС-240.

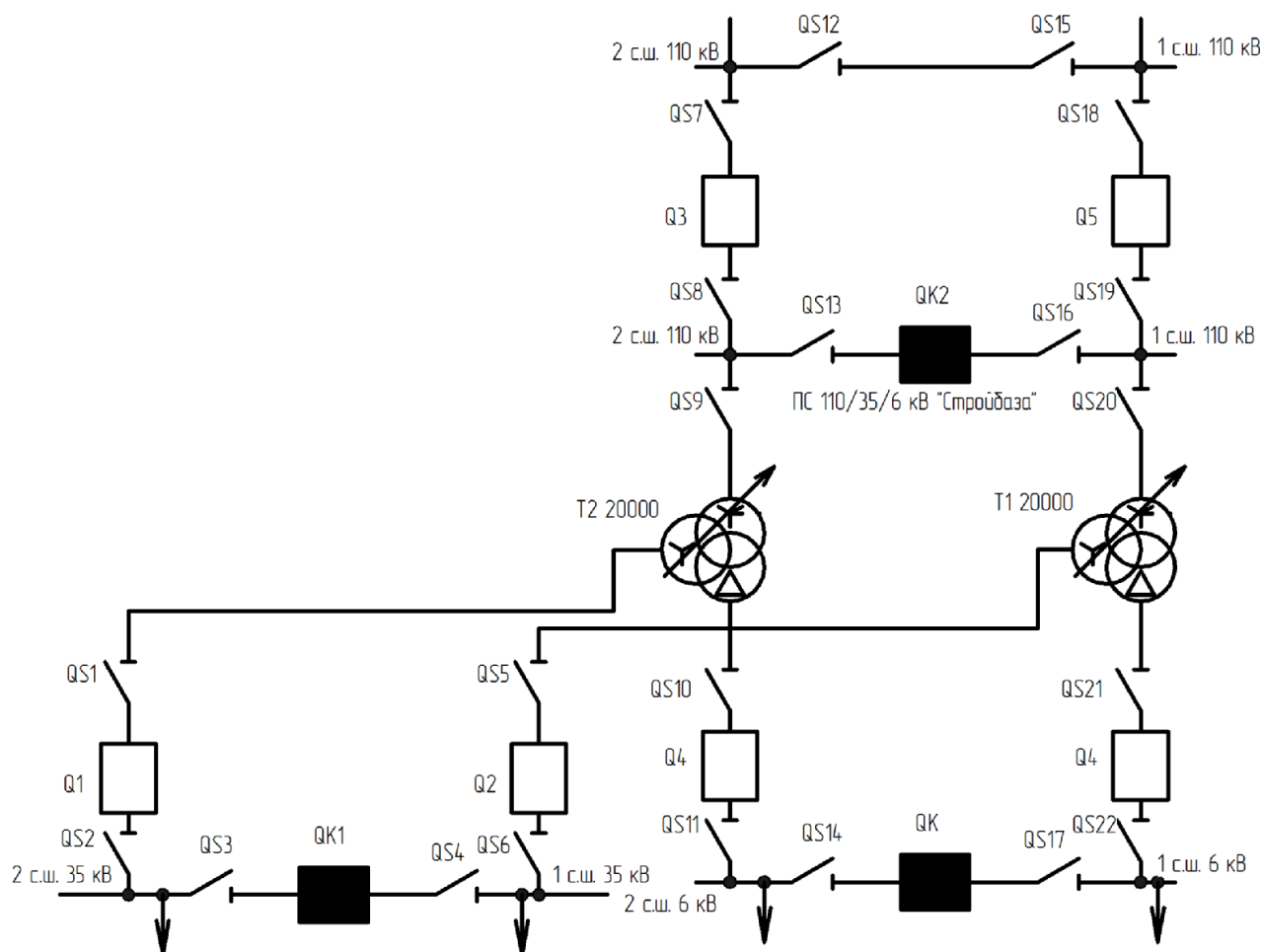


Рисунок 1.10 – Упрощенная схема подстанции 110/35/6 кВ «Стройбаза».

Длина трассы ВЛ до места отпайки на подстанцию «Выселки» равна  $L=5,12$  км. Воздушная линия принадлежит ЗАО «Энергетика и связь строительства». Подстанция обеспечивает электроэнергией расположенные рядом производственные базы, базы предприятий. Но в основном служит для

последующей передачи электроэнергии на подстанции «Тепличная», «Кирпичная» и «Русские Выселки». Категория потребителей: первая, вторая и третья.

### 1.3 Линии электропередач участка электрической сети

В таблица 1.6 отображает основные параметры воздушных линий, входящих в участок сети: индуктивное сопротивление  $x_0$ , Ом/км, активное сопротивление  $r_0$ , Ом/км, емкостная проводимость  $b_0$ , См/км, длина участка  $L$ , м. Параметры воздушных линий взяты из [2, 34].

Таблица 1.6 – Параметры воздушных линий электропередач

Обозначение	Марка провода	L, км	$x_0$ , Ом/км	$b_0$ , См/км· ·10 <sup>-6</sup>	$r_0$ , Ом/км
1	2	3	4	5	6
W1	АС-150	3,6	0,420	2,707	0,204
W2	АС-150	3,6	0,420	2,707	0,204
W3	АС-240	29	0,405	2,808	0,118
W4	АС-240	29	0,405	2,808	0,118
W5	АС-240	5	0,405	2,808	0,118
W6	АС-240	5	0,405	2,808	0,118
W7	АС-70	5,67	0,432	-	0,422
W8	АС-95	1,9	0,421	-	0,301
W9	АС-95	5,12	0,421	-	0,301
W10	АС-95	7,02	0,421	-	0,301
W11	АС-95	2,7	0,421	-	0,301
W12	АС-95	2,7	0,421	-	0,301

## **Выводы к главе 1**

1) Произведен анализ структуры исследуемого участка электрической сети.

2) Выполнен анализ подстанций, входящих в участок исследуемой электрической сети. Подстанция 35/10 кВ «Русские Выселки» имеет два трансформатора, работающих с перегрузкой.

3) Рассчитан износ силовых трансформаторов на подстанции "Русские Выселки", износ данных трансформаторов (ТМН-6300/35/10-У1 и ТМ-4000/35/10-У1) составляет менее 5 % от нормированного.

4) Выполнен анализ линий электропередач передач участка сети Ставропольского района для электроснабжения села Выселки.

## **2 Выбор программного продукта и моделирование установившегося режима**

### **2.1 Выбор программного комплекса**

Для дальнейших расчетов режима работы участка сети рассмотрены следующие программные продукты: RastrWin3; EnergCS; MATLAB, IndorElectra.

Программный комплекс EnergyCS предназначен для расчета режима работы электроэнергетических систем. Данный программный комплекс широко используется при проектировании и эксплуатации электрических систем. Может быть использован при проектировании электрических сетей городов, промышленных предприятий, при разработки технических условий для присоединения к существующим электроэнергетическим сетям. Также данный комплекс позволяет контролировать и выполнять проверку режима существующих объектов электроэнергетики.

EnergyCS обладает редактором схем для построения расчетных однолинейных схем сетей. При построении схем используются объекты сети: линии электропередач, ректоры, силовые трансформаторы, генераторы. Для каждого элемента системы возможно задать определенные параметры.

Возможно создать модель электрической сети без использования готовых объектов, то есть модель создается путем введения узлов и ветвей схемы сети.

Программа EnergyCS имеет возможность разбивать схемы на участки-подсхемы. Имеет место возможность вывода результатов расчета режима в таблицы MS Word, MS Exel, OpenOffice.

Типы расчетов в программе EnergyCS: расчет режимов сети, анализ баланса мощности; возможность оценить статическую устойчивость электроэнергетической сети; расчет перегрузок силовых трансформаторов, линий электропередач, генераторов с цветовым отображением степени перегрузки; возможность производить расчет режима работы

электроэнергетической сети с учетом развития сети, обозначением нового, демонтируемого и существующего оборудования.

Программный комплекс EnergyCS имеет возможность интеграции с системами автоматизированного проектирования AutoCAD, BricsCAD, nanoCAD.

Программный комплекс имеет довольно удобный интерфейс в соответствии с рисунком 2.1.

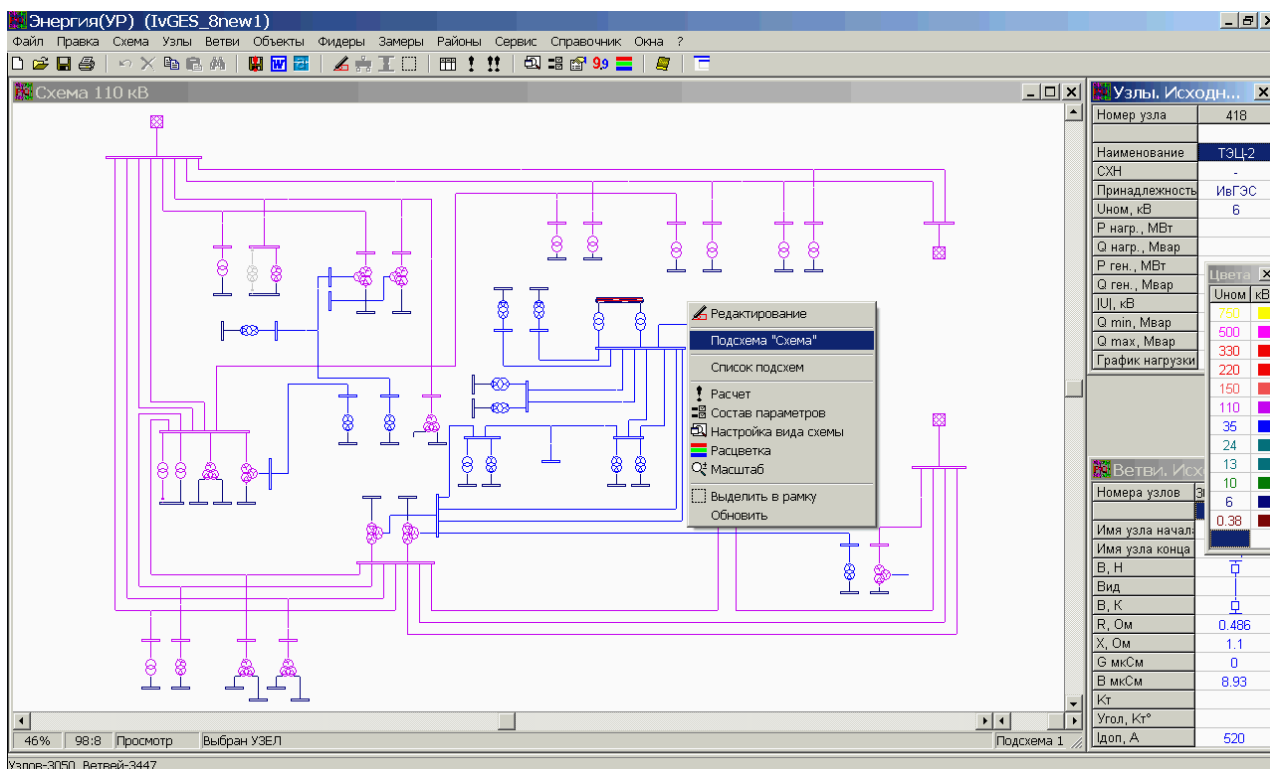


Рисунок 2.1 Интерфейс EnergyCS

EnergyCS имеет достаточно невысокие технические требования для работы: процессор Intel Pentium IV; рекомендуемая оперативная память 4 Гб, незначительно свободное место на жестком диске – 200 Мб, монитор, мышь. Операционная система варьируется от Windows XP до Windows 10. Данным требованиям вполне удовлетворяют большинство электронно-вычислительных машин.

Для бесплатной работы с EnergyCS доступна 30-дневная лицензия. Также все расширения программного продукта (пакеты для расчета токов короткого

замыкания) имеют платную лицензию, однако использование 30-дневной лицензии не представляется удобным, так как расчет режима сети в данной работе производится на протяжении двух лет, пошагово. Рассмотрены иные программы для моделирования и расчета режима работы сети.

MATHLAB представляет собой целый пакет программ для выполнения технических расчетов. В MATHLAB программы возможно представить в виде функций и скриптов. Программа MATHLAB позволяет производить большой спектр работ с матрицами. MATHLAB позволяет работать с дифференциальными уравнениями, многочленами, элементами математической статистики, разрабатывать алгоритмы, производить визуализацию данных.

Для анализа режима работы электрической сети возможно задать элементы сети: генераторы, трансформаторы, линии электропередачи. Имеет место возможность ввода параметров элементов.

Также, как и EnergyCS, MATHLAB имеет платную лицензию. Помимо платного доступа язык интерфейса –англоязычный. Для работы в программе требуется знание языков программирования. Поэтому использование данной программы затруднено.

В программе IndorElectra возможно моделировать режимы работы электрической сети. Программа широко используется службами режимов, диспетчерскими службами, службами релейной защиты и автоматики. IndorElectra способна производить расчет режимов работы для сетей с десятками тысяч узлов. Также, как и в предыдущих программах имеется возможность создания однолинейных схем подстанций, участков сети.

В программе IndorElectra зоны с различным номинальным напряжением имеют свою цветовую раскраску.

Основной функционал программы: расчет режимов работы сети; расчет потерь электроэнергии, расчет токов коротких замыканий и остаточного напряжения на шинах подстанций, электростанций; возможность выполнения проверки селективности защит, демонстрация срабатывания защит.

IndorElectra позволяет оценить запас пропускной способности сетей, имитировать работу батарей статических компенсаторов; позволяет оценить варианты подключения дополнительной нагрузки к узлам сети

IndorElectra имеет также платную лицензию.

Программный комплекс RastrWin3 [30] используется для анализа, расчета и оптимизации режима работы электрической сети. Широко используется такими организациями как Системный Оператор Единой Энергетической Системы, Федеральная Сетевая Компания, Межрегиональные Распределительные Сетевые Компании. Широко используется при проектировании научными институтами «Энергосетьпроект», ВНИИЭ.

Программный комплекс состоит из модулей, позволяющих производить следующие операции: расчет установившегося режима работы сети напряжением от 0,4 кВ до 1150 кВ, в том числе с учетом частоты; эквивалентирование электрических сетей; производить оптимизацию электрических сетей по напряжению, потерям мощности; вовремя расчета режимов возможно учитывать положение устройств регулирования под нагрузкой (РПН) силовых трансформаторов. Программный комплекс позволяет выявлять опасные сечения проводников линий электропередач, оценивать перегрузку. Имеет место возможность производить моделирование отключения линии электропередачи и определения напряжения в конце линии. Имеет место возможность сравнения режимов работы сети по определенному списку параметров; возможность производить расчеты токов коротких замыканий.

При моделировании генераторов возможно моделирование  $Q_{\max}(V)$  зависимости с учетом ограничения тока статора.

Возможно производить допустимую токовую нагрузку линий электропередач, моделировать линейные и шинные реакторы.

Пользовательский интерфейс имеет табличный процессор и однолинейную графическую схему. Табличный процессор имеет возможность индивидуальной и групповой коррекции введённых данных, возможность

изменять точность параметров, имеет место динамический обмен данными с таблицами MS Excel, предусмотрена сортировка данных в таблицах.

Однолинейная графическая схема способствует удобному восприятию данных. Предусмотрена возможность проведения коммутаций непосредственно на графической схеме. Обеспечена автоматизированная подготовка однолинейной схемы сети на основе данных оперируемых в табличном процессоре.

Язык интерфейса - русский. Для работы в программе получена студенческая лицензия, то есть количество узлов в схеме сети ограничена и составляет 60 узлов, но в данной работе используется менее 60 узлов. Системные требования для работы в программе не высокие, что позволяет работать в ней на большинстве компьютеров.

Для дальнейших расчетов режимов работы районной электрической сети выбран программный комплекс RastrWin3.

## **2.2 Расчет режима работы районной электрической сети**

Перед расчетом режима работы электрической сети, произведено присвоение номера узла к каждой шине на каждой подстанции. Схема с номерами узлов имеет вид в соответствии с рисунком 2.2. Перед построением схемы в программе RastrWin3 необходимо рассчитать и ввести исходные данные. RastrWin3 имеет ряд особенностей: линии электропередач представлены ветвями, ограниченными двумя соседними узлами, трансформаторы задаются в виде ветвей, где узлы, ограничивающие данные ветви являются концами обмоток, трехобмоточные трансформаторы задаются в виде звезды с тремя ветвями, две из которых имеют коэффициент трансформаторов. В схеме трехобмоточного трансформатора в RastrWin3 имеется центральный узел, который имеет напряжение, как и обмотка высокого напряжения. Все параметры трансформаторов в данной работе приводятся к стороне высокого напряжения.



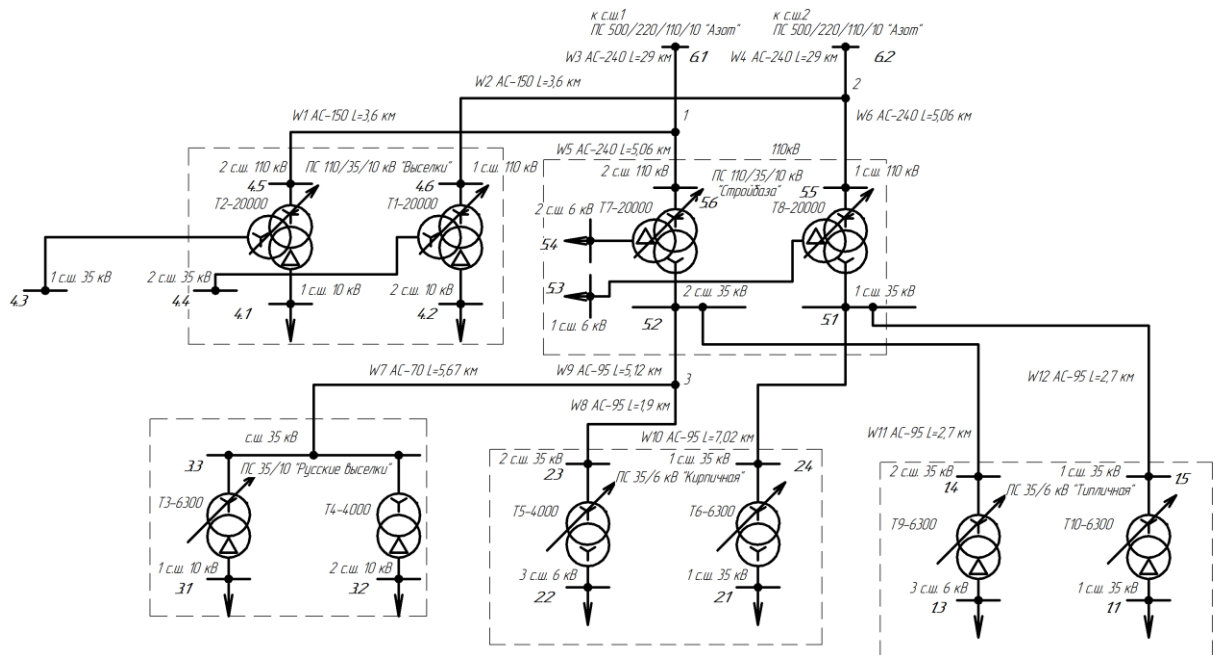


Рисунок 2.2 - Схема сети с номерами узлов

Таблица 1.2 содержит исходные данные для описания узлов (номинальные напряжения на шинах  $U_{ном}$ , кВ, активная  $P$ , МВт, и реактивная  $Q$ , Мвар, нагрузка, присоединяемая к шинам подстанций, угол напряжений на шинах  $\varphi_U$ , град) в программном комплексе.

Таблица 2.1 - Параметры узлов в программном комплексе RasrtWin3 для описания параметров сети, используемых в расчете режимов

№ узла	$U_{ном}$ , кВ	$P$ , МВт	$Q$ , Мвар	Примечание
1	2	3	4	5
1.1	6	2,85	1,365	-
1.3	6	2,85	1,365	-
1.4	35	-	-	-
1.5	35	-	-	-
2.1	6	5	1,36	-
2.2	6	2,3	1,24	-
2.3	35	-	-	-
2.4	35	-	-	-

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3	4	5
3.1	10	6,2	2,64	-
3.2	10	4	1,7	-
3.3	35	-	-	-
4.1	10	2	0,85	-
4.2	10	2	0,85	-
4.3	35	-	-	-
4.4	35	-	-	-
4.5	110	-	-	-
4.6	110	-	-	-
4.5.1	110	-	-	-
4.6.1	110	-	-	-
5.1	35	-	-	-
5.2	35	-	-	-
5.3	6	1,58	0,9	-
5.4	6	2,3	1,26	-
5.5	110	-	-	-
5.6	110	-	-	-
5.5.1	110	-	-	-
5.6.1	110	-	-	-
1	110	-	-	-
2	110	-	-	-
3	35	-	-	-
6.1	110	-	-	Базовый
6.2	115	-	-	Базовый

Параметры узлов занесены в специальную таблицу RastrWin3 "Узлы в соответствии с рисунком 2.3.

RastrWin3 - F:\Учеба\Магистратура

Файлы    Расчеты    Открыть    Окна    Помощь    Стиль

23:01:32 26:01:2017

Графика    Узлы    Ветви

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н
1	<input type="checkbox"/>		Нагр	13		6,000			2,850	1,365

Рисунок 2.3 - Ввод данных в таблицу "Узлы" в программе RastrWin3

Два узла электрической сети выбраны в качестве базовых - они представляют шины неизменного напряжения подстанции 500/220/110/10 кВ "Азот". Для расчета режимов электрической сети программный комплекс использует П-образную схему замещения линий электропередач (в соответствии с рисунком 2.4) и Г-образную схему замещения трехобмоточного трансформатора трансформаторов (в соответствии с рисунком 2.5), двухобмоточного трансформатора (в соответствии с рисунком 2.6). Оборудование сети (линии и трансформаторы характеризуются параметрами: R-активное сопротивление Ом, X реактивное сопротивление, Ом, G - активная проводимость, См, B - реактивная (емкостная) проводимость, См. Для возможности расчетов заданы параметры каждого элемента сети.

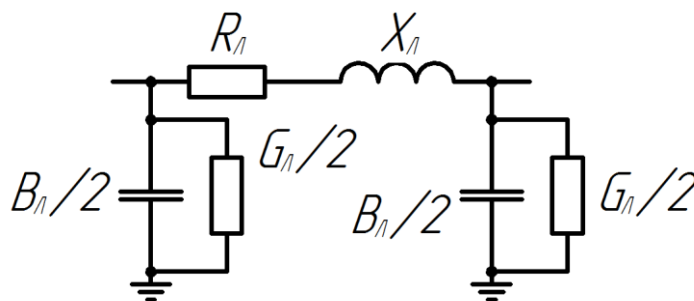


Рисунок 2.4 - Схема замещения линии электропередачи.

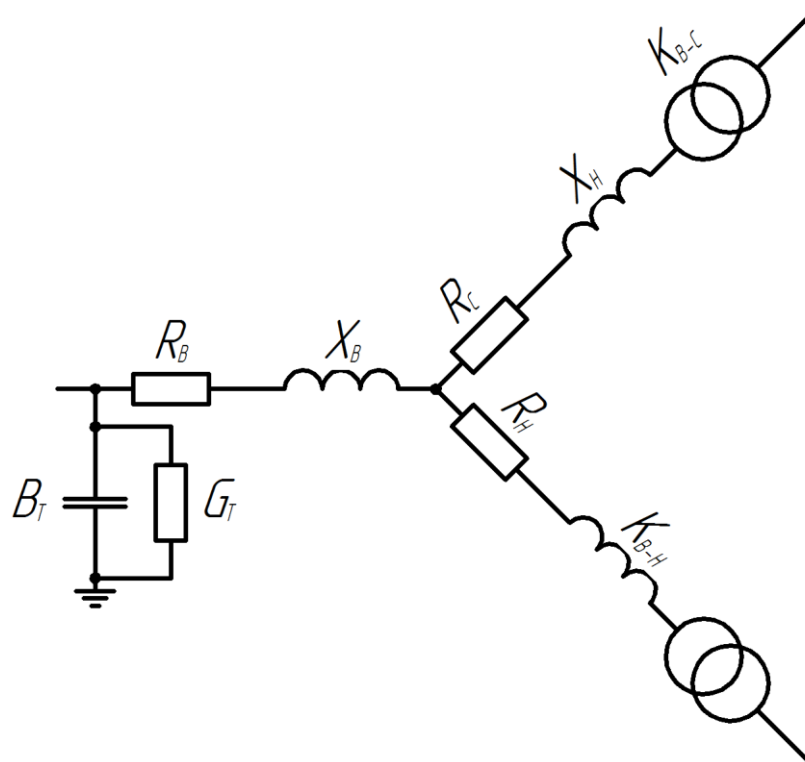


Рисунок 2.5 - Схема замещения трехобмоточного трансформатора

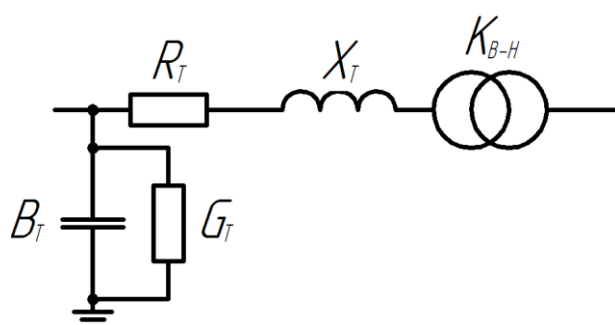


Рисунок 2.6 - Схема замещения двухобмоточного трансформатора

Для расчета параметров линии электропередачи использовались данные из таблицы 1.6. Методика расчета параметров линий и трансформаторов использована из [39]. Активные сопротивления воздушной линии электропередачи  $R_{л}$ , Ом, обмоток среднего напряжения трехобмоточного трансформатора  $R_C$ , Ом, обмотки низкого напряжения трехобмоточного трансформатора  $R_H$ , Ом, рассчитываются по формулам соответственно:

$$R_{л} = r_0 \cdot L, \quad (2.1)$$

$$R_C = R_H = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_{НОМ}^2}{2 \cdot S_{НОМТ}^2}, \quad (2.2)$$

где  $\Delta P_{кз}$  - потери опыта короткого замыкания трансформатора, Вт;

$U_{НОМ}$  - напряжения обмоток высокого напряжения трансформаторов, В;

$S_{НОМТ}$  - номинальные мощности трансформаторов, ВА.

Реактивные сопротивления воздушной линии электропередачи  $X_L$ , Ом, обмотки высокого напряжения трехобмоточного трансформатора  $X_B$ , Ом, обмотки среднего напряжения трехобмоточного трансформатора  $X_C$ , Ом, обмотки низкого напряжения трехобмоточного трансформатора  $X_H$ , Ом, рассчитываются по формулам соответственно:

$$X_L = x_0 \cdot L, \quad (2.3)$$

$$X_B = \frac{u_{Вкз} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}}, \quad (2.4)$$

$$X_C = \frac{u_{Скз} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}}, \quad (2.5)$$

$$X_H = \frac{u_{Нкз} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}}, \quad (2.6)$$

где  $u_{Вкз}$ ,  $u_{Скз}$ ,  $u_{Нкз}$ , - напряжения короткого замыкания обмоток высокого, среднего, низкого напряжения, рассчитываются по формулам (1.25), (1.26), (1.27) соответственно.

Активная проводимость линий электропередач напряжением 110 кВ и ниже не учитывается в расчетах режимов согласно [39]. Активная проводимость силовых трансформаторов  $G_T$ , мкСм, рассчитывается по формуле:

$$G_T = \frac{\Delta P_{xx}}{U_{НОМ}^2} \cdot 10^6, \quad (2.7)$$

где  $\Delta P_{xx}$  - потери в трансформаторе при проведении опыта холостого хода, Вт.

Реактивная (емкостная) проводимость воздушных линий электропередач напряжением 35 кВ и ниже не учитывается при расчетах режимов. Реактивная проводимость линий электропередач напряжением 110 кВ и выше  $B_L$ , мкСм, трансформаторов  $B_T$ , мкСм, рассчитываются по формулам соответственно:

$$B_L = b_0 \cdot L, \quad (2.8)$$

$$B_T = \frac{i_{xx} \cdot S_{\text{номТ}}}{100 \cdot U_{\text{ном}}^2}. \quad (2.9)$$

Коэффициенты трансформации  $K_T$  силовых трансформаторов рассчитаны по формуле:

$$K_T = \frac{U_{\text{номН(С)}}}{U_{\text{номВ}}}, \quad (2.10)$$

где  $U_{\text{ном Н(С)}}$  - номинальное напряжение обмотки низкого (среднего) напряжения силового трансформатора, В;

$U_{\text{ном В}}$  - номинальное напряжение обмотки высокого напряжения силового трансформатора, В.

В практических расчетах активные и реактивные потери холостого хода трансформатора считаются постоянными, поэтому активные и реактивные проводимости трансформатора приняты постоянными [39].

При моделировании режима работы необходимо учитывать, что трансформаторы имеют устройства регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) или устройство переключения без возбуждения (ПБВ). Данное оборудование позволяет менять коэффициенты трансформации для того, чтобы обеспечить оптимальное напряжение на вторичных обмотках. Поэтому расчет режима работы сети ведется поэтапно: для начала рассчитываются параметры режима участка до ближайших к шинам 110 кВ подстанции "Азот",

приближенно подбирается сопротивление обмоток, соответствующее отпайке на устройстве регулирования напряжения, далее рассчитывается новый коэффициент трансформации, проверяется правильность выбранного сопротивления (чтобы оно соответствовало коэффициенту трансформации), далее опять проводится расчет режима с учетом изменений, но уже предыдущие операции проводятся для трансформаторов, удаленных от шин подстанции "Азот" за одним коэффициентом трансформации и так далее. Методика выбора отпайки РПН или ПБВ взята из [29]. Напряжение ступеней РПН для трансформаторов ТДТНГУ-20000/110/35/10-У1 и ТДТН-20000/110/35/6-У1, сопротивления трансформатора при данных ступенях представлены в таблице 2.3. Устройство РПН данных трансформаторов расположено на обмотках высокого напряжения, при его работе меняется их количество витков. Диапазон регулирования напряжения  $\pm 16\%$  ( $\pm 9$  ступеней с шагом  $\Delta U_{\text{рпн}}=1,778\%$ ). Сопротивления обмоток высокого напряжения  $X_B$ , Ом,  $R_B$ , Ом, для каждой ступени РПН трехобмоточного трансформатора, сопротивления двухобмоточных трансформаторов  $X_T$ , Ом,  $R_T$ , Ом, рассчитаны по формулам соответственно [29]:

$$X_B = \frac{u_{Bкз}}{100} \cdot \frac{I_{Вном} \cdot \left( \pm \Delta U_{\text{рпн}} / 100 \right)^2}{S_{Тном}}, \quad (2.11)$$

$$R_B = \Delta P_{кз} \cdot \frac{I_{Вном} \cdot \left( \pm \Delta U_{\text{рпн}} / 100 \right)^2}{2 \cdot S_{Тном}^2}, \quad (2.12)$$

$$X_T = \frac{u_{кз}}{100} \cdot \frac{I_{Вном} \cdot \left( \pm \Delta U_{\text{рпн}} / 100 \right)^2}{S_{Тном}}, \quad (2.13)$$

$$R_T = \Delta P_{кз} \cdot \frac{I_{Вном} \cdot \left( \pm \Delta U_{\text{рпн}} / 100 \right)^2}{S_{Тном}^2}. \quad (2.14)$$

Напряжения ответвлений РПН  $U_{\text{ВН}i \pm n}$ , кВ, с шагом в 1,778% рассчитано по формуле:

$$U_{ВНi\pm n} = U_{ВНномі} \pm 0,01778 \cdot n \cdot U_{Вномі}, \quad (2.15)$$

где n – номер ступени РПН.

Коэффициенты трансформации рассчитаны по формуле (2.10). Таблица 2.2 отображает результаты расчетов.

Таблица 2.2 - Напряжения и сопротивления на ступенях РПН

№ ступени	$U_{ВНi\pm n}$ , кВ	$R_B$ , Ом	$X_B$ , Ом	$K_{ТВ-С}$ для Т7, Т8	$K_{ТВ-Н}$ для Т7, Т8	$K_{ТВ-С}$ для Т1, Т2	$K_{ТВ-Н}$ для Т1, Т2
1	2	3	4	5	6	7	8
-9	96,5977	1,481	50,155	0,399	0,068	0,399	0,114
-8	98,6424	1,545	52,3	0,39	0,067	0,39	0,112
-6	102,7318	1,675	56,727	0,375	0,064	0,375	0,107
-5	104,7765	1,743	59,007	0,367	0,063	0,367	0,105
-4	106,8212	1,811	61,333	0,36	0,062	0,36	0,103
-3	108,8659	1,881	63,703	0,354	0,061	0,354	0,101
-2	110,9106	1,953	66,119	0,347	0,06	0,347	0,099
-1	112,9553	2,025	68,579	0,341	0,058	0,341	0,097
0	115	2,099	71,084	0,335	0,057	0,335	0,096
1	117,0447	2,175	73,635	0,329	0,056	0,329	0,094
2	119,0894	2,251	76,23	0,323	0,055	0,323	0,092
3	121,1341	2,329	78,87	0,318	0,054	0,318	0,091
4	123,1788	2,409	81,555	0,313	0,054	0,313	0,089
5	125,2235	2,489	84,285	0,307	0,053	0,307	0,088
6	127,2682	2,571	87,06	0,303	0,052	0,303	0,086
7	129,3129	2,655	89,88	0,298	0,051	0,298	0,085
8	131,3576	2,739	92,745	0,293	0,05	0,293	0,084
9	133,4023	2,825	95,654	0,289	0,049	0,289	0,082

Расчет параметров для трансформаторов ТМН-6300/35/10-У1 (Т6, Т9, Т10), ТМН-6300/35/6-У1 (Т3) производится аналогично расчету для трансформаторов ТДТНГ-20000/110/35/6-У1, ТДТНГУ-20000/110/35/10-У1. Но



необходимо учитывать, что у трансформаторов 35 кВ на обмотках высокого напряжения установлено РПН с диапазоном регулирования  $\pm 10$  ( $\pm 4$  ступеней с шагом  $\Delta U_{\text{рпн}}=2,5\%$ ). Таблица 2.3 отображает результаты расчетов.

Таблица 2.3 - Напряжения и сопротивления на ступенях РПН трансформаторов Т3, Т6, Т9, Т10

№ ступени	$U_{\text{ВН}\pm n}$ , кВ	$R_T$ , Ом	$X_T$ , Ом	$K_{T\text{В-Н}}$ для Т6, Т9, 10	$K_{T\text{В-Н}}$ для Т3
1	2	3	4	5	6
-4	31,5	1	11,813	0,2	0,349
-3	32,375	1,056	12,478	0,195	0,34
-2	33,25	1,114	13,161	0,189	0,331
-1	34,125	1,174	13,863	0,185	0,322
0	35	1,235	14,583	0,18	0,314
1	35,875	1,297	15,322	0,176	0,307
2	36,75	1,361	16,078	0,171	0,299
3	37,625	1,427	16,853	0,167	0,292
4	38,5	1,494	17,646	0,164	0,286

Аналогично произведен расчет параметров для трансформаторов Т4, таблица 2.4 отображает результаты расчетов для Т4, таблица 2.5 для Т5. У трансформатора Т4 установлен ПБВ с  $\pm 2$  ступенями с шагом  $\Delta U_{\text{рпн}}=2,5\%$ .

Таблица 2.4 - Напряжения и сопротивления на ступенях ПБВ трансформатора Т4

№ ступени	$U_{\text{ВН}\pm n}$ , кВ	$R_T$ , Ом	$X_T$ , Ом	$K_{T\text{В-Н}}$ для Т4
1	2	3	4	5
-2	33,25	2,211	20,729	0,331
-1	34,125	2,329	21,835	0,322
0	35	2,45	22,969	0,314
1	35,875	2,574	24,132	0,307
2	36,75	2,701	25,323	0,299

Таблица 2.5 - Напряжения и сопротивления на ступенях РПН трансформатора Т5

№ ступени	$U_{ВНi \pm n}$ , кВ	$R_T$ , Ом	$X_T$ , Ом	$K_{ТВ-Н}$ для Т5
1	2	3	4	5
-4	31,5	1,985	18,605	0,2
-3	32,375	2,096	19,653	0,195
-2	33,25	2,211	20,729	0,189
-1	34,125	2,329	21,835	0,185
0	35	2,45	22,969	0,18
1	35,875	2,574	24,132	0,176
2	36,75	2,701	25,323	0,171
3	37,625	2,831	26,543	0,167
4	38,5	2,965	27,792	0,164

Расчет параметров произведен с помощью математического пакета MathCAD 15, таблица 2.6 отображает результаты расчетов параметров. В программе RastrWin3 для описания ветвей (линий электропередач и трансформаторов) используется специальное диалоговое окно "Ветви" (в соответствии с рисунком рисунок 2.7) При внесении параметров элементов сети, помимо активных, реактивных сопротивлений и проводимостей, необходимо задать начальный  $N_{нач}$  и конечный  $N_{кон}$  узлы ветви (для линий электропередач номер начального и конечного узла не имеет значения, для трансформаторов начальный узел - узел к напряжению которого приведено сопротивление).

	$N_{нач}$	$N_{кон}$	R	X	B	G
1	4	13	1,234	14,583	43,714	6,040
2	5	11	1,234	14,583	43,714	6,040
3	3	11				

Рисунок 2.7 - Ввод данных в таблицу "Ветви" в программе RasrtWin3

Таблица 2.6 - Параметры ветвей в программном комплексе RastrWin3 для описания элементов сети, используемых в расчете режимов

№ п/п	Тип ветви	N <sub>нач</sub>	N <sub>кон</sub>	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	G, мкСм	K <sub>T</sub>
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС 35/6 кВ "Тепличная"								
1	Трансформатор Т2, 6,3 МВА	1.4	1.3	1,494	17,646	43,714	6,04	0,164
2	Трансформатор Т1, 6,3 МВА	1.5	1.1	1,494	17,646	43,714	6,04	0,164
3	Секционный выключатель 6 кВ	1.3	1.1	-	-	-	-	-
ПС 35/6 кВ "Кирпичная"								
4	Трансформатор Т2, 4 МВА	2.3	2.2	2,965	27,792	29,387	4,081	0,164
5	Трансформатор Т1, 6,3 МВА	2.4	2.1	1,361	16,078	43,714	6,04	0,171
6	Секционный выключатель 6 кВ	2.2	2.1	-	-	-	-	-
ПС 35/10 кВ "Русские Выселки"								
7	Трансформатор Т1, 6,3МВА	3.3	3.1	1,361	16,078	43,714	6,04	0,299
8	Трансформатор Т2, 4 МВА	3.3	3.2	2,701	25,323	29,387	4,081	0,299
9	Секционный выключатель 10 кВ	3.1	3.2	-	-	-	-	-
ПС 110/35/10 "Выселки"								
10	Трансформатор Т2, 20 МВА	4.5	4.5.1	1,953	66,119	37,8	3,403	
11		4.5.1	4.3	2,099	41,328	-	-	0,347
12		4.5.1	4.1	2,099	0,165	-	-	0,099
13	Трансформатор Т1, 20 МВА	4.6	4.6.1	2,025	68,579	37,807	3,403	
14		4.6.1	4.4	2,099	41,328	-	-	0,341
15		4.6.1	4.2	2,099	0,165	-	-	0,097
16	Секционный выключатель 10 кВ	4.1	4.2	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы 2.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9
17	Секционный выключатель 10 кВ	4.3	4.4	-	-	-	-	-
ПС 110/35/6 кВ "Стройбаза"								
18	Трансформатор Т1, 20 МВА	5.5	5.5.1	1,743	59,007	37,807	3,403	
19		5.5.1	5.3	2,099	0,165	-	-	0,063
20		5.5.1	5.1	2,099	41,328	-		0,367
21	Трансформатор Т2, 20 МВА	5.6	5.6.1	1,481	50,155	37,807	3,403	
22		5.6.1	5.4	2,099	0,165	-	-	0,068
23		5.6.1	5.2	2,099	41,328	-	-	0,399
24	Секционный выключатель 35 кВ	5.1	5.2	-	-	-	-	-
25	Секционный выключатель 6 кВ	5.3	5.4	-	-	-	-	-
Воздушная линия электропередач								
26	W1, 110 кВ	4.5	1	0,734	1,512	-9,745	-	-
27	W2, 110 кВ	4.6	2	0,734	1,512	-9,745	-	-
28	W3, 110 кВ	6.1	1	3,422	11,745	-81,43	-	-
29	W4, 110 кВ	6.2	2	3,422	11,745	81,432	-	-
30	W5, 110 кВ	1	5.6	0,604	2,074	-14,37	-	-
31	W6, 110 кВ	2	5.5	0,604	2,074	-14,37	-	-
32	W7, 35 кВ	3	3.3	2,392	2,45	-	-	-
33	W8, 35 кВ	3	2.3	0,572	0,799	-	-	-
34	W9, 35 кВ	5.2	3	1,523	2,13	-	-	-
35	W10, 35 кВ	5.1	2.4	2,113	2,955	-	-	-
36	W11, 35 кВ	5.2	1.4	0,813	1,137	-	-	-
37	W12, 35 кВ	5.1	1.5	0,813	1,137	-	-	-

Расчет ступеней напряжений на трансформаторах произведен по методике, изложенной в [29]. Потери напряжения в двухобмоточном трансформаторе  $\Delta U_{Ti}$ , кВ, рассчитаны по формуле:

$$\Delta U_T = \frac{P_i \cdot R_{Ti} + Q_i \cdot X_{Ti}}{U_B} \cdot 10^{-3}, \quad (2.16)$$

где  $P$  - активная нагрузка трансформатора, Вт;

$Q$  - реактивная нагрузка трансформатора, Вар;

$R_{Ti}$  - активное сопротивление трансформатора, Ом;

$X_{Ti}$  - реактивное сопротивление трансформатора, Ом.

$U_B$  - напряжение на обмотках высокого напряжения в данном режиме работы сети, В.

Напряжение вторичной обмотки, приведенное к обмотки высокого напряжения двухобмоточного трансформатора  $U'$ , кВ, рассчитано по формуле:

$$U' = U_B - \Delta U_T. \quad (2.17)$$

Активная и реактивная мощности на входе обмоток низшего, среднего и высшего напряжения  $P'$ , Вт,  $Q'$ , Вар, трехобмоточного трансформатора взяты из таблицы "Ветви" программного комплекса RastWin3. Потери напряжения в обмотках низшего и среднего напряжения  $\Delta U_H$ , кВ,  $\Delta U_C$ , кВ, рассчитываются по формуле:

$$\Delta U_H = \frac{P'_H \cdot R_H + Q'_H \cdot X_H}{U_0} \cdot 10^{-3}, \quad (2.18)$$

$$\Delta U_C = \frac{P'_C \cdot R_C + Q'_C \cdot X_C}{U_0} \cdot 10^{-3}. \quad (2.19)$$

Напряжение в нулевой точке  $U_0$ , кВ, трехобмоточного трансформатора взято из таблицы "Ветви". Напряжения во обмотках низшего и среднего напряжения  $U'_H$ , кВ,  $U'_C$ , кВ, приведенные к первичной обмотке трехобмоточного трансформатора, рассчитываются по формулам:

$$U'_H = U_0 - \Delta U_H, \quad (2.20)$$

$$U'_C = U_0 - \Delta U_C. \quad (2.21)$$

Расчетное напряжение отпаек по регулирования напряжения трансформатора  $U_{\text{отв}i}^P$ , кВ, рассчитывается по формуле:

$$U_{\text{отв}i}^P = \frac{U'_i \cdot U_{\text{нн}i}}{U_{\text{жн}i}}, \quad (2.22)$$

где  $U_{\text{нн}i}$  - напряжение основного вывода вторичной обмотки трансформатора, кВ, взято на 10% больше номинального;

$U_{\text{жн}i}$  - желаемое напряжение на шинах вторичного напряжения подстанции, кВ, взято на 5% больше номинального.

По расчетному напряжению ответвления трансформатора, находят ближайшее напряжение ответвления по ступеням устройства РПН или ПБВ. Таблица 2.7 отображает результаты расчетов для трехобмоточных трансформаторов.

Таблица 2.7 - Результаты расчетов регулирования напряжения трехобмоточных трансформаторов

Параметр	Значение параметров			
	T1	T2	T7	T8
1	2	3	4	5
$\Delta U_H$ , кВ	0,812051	0,785957	10,6222	4,877366
$\Delta U_C$ , кВ	0,040222	0,040762	0,052791	0,033537
$U'_H$ , кВ	0	0	5,608022	2,468317
$U'_C$ , кВ	107,8698	106,4392	95,39721	103,3465
$U_{\text{отв}i}^P$ , кВ	107,91	106,48	89,84198	100,9117
	113,0064	111,5505	94,12017	105,717

Таблица 2.8 отображает результаты расчетов для двухобмоточных трансформаторов.

Таблица 2.8 - Результаты расчетов регулирования напряжения двухобмоточных трансформаторов

Параметр	Значение параметров					
	T3	T4	T5	T6	T9	T10
1	2	3	4	5	6	7
$\Delta U_T$ , кВ	1,610138	1,700099	1,152819	1,767006	0,810115	0,801335
$U'$ , кВ	35,09986	35,0099	36,50718	35,12299	37,70988	36,56866
$U_{отвi}^P$ , кВ	36,77128	36,67704	38,24562	36,79552	39,50559	38,31003

Необходимо построить схему электрической сети в рабочей области программного комплекса RasrtWin3. Для этого необходимо использовать оператор "Графика". В результате откроется рабочая область для визуального отображения информации. Для построения схемы в тулбаре оператора "Графика" необходимо использовать следующие команды: "Просмотр" - позволяет свободно передвигать рабочую область вместе со схемой; "Ввод" - используется для непосредственного ввода элементов схемы (в данном случае узлов); "Присоединение" - используется для подключения к узлу дополнительных ветвей; "Излом" - позволяет производить повороты ветвей для удобного отображения информации; "Рисование схемы" - позволяет напрямую вводить узлы и ветви с возможностью ввода их параметров (в данном случае, параметры ветвей и узлов введены заранее); "Выделить" - команда выделения участка области; "Текст" - позволяет манипулировать текстовой информацией на схеме; "Надпись" - команда для вставки текстовой информации, параметры текста задаются через последовательно открытые вкладки "Дополнительно", "Параметры", "Текст". Вкладка "Слои" позволяет фильтровать отображаемую информацию на схеме. После прорисовки схемы необходимо проверить схему на наличие ошибок. В RastrWin3 для данных целей существует специальный

оператор "Контроль". После выполнения проверки схемы на ошибки, программный комплекс выдает результаты проверки в протокол (имеет вид в соответствии с рисунком 2.8).

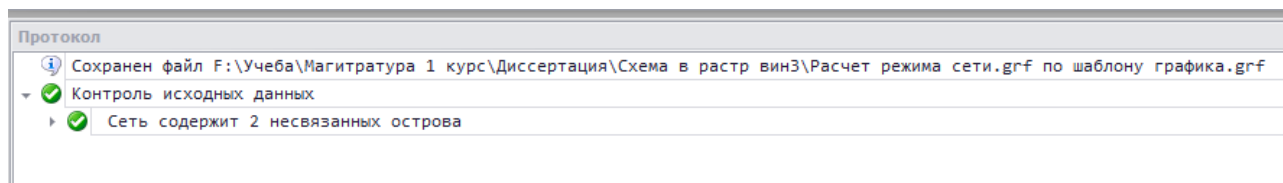


Рисунок 2.8 - Screenshot области программы с протоколом проверки схемы на наличие ошибок.

В результате проверки программа выдает сообщение о том, что сеть содержит два несвязанных острова. Это означает, что вся схема состоит из двух частей, электрически не связанных между собой, так как секционные выключатели (напряжением 6, 10 и 35 кВ) каждой подстанции находятся в выключенном состоянии. Данное сообщение не означает, что при вводе параметров схемы допущена ошибка. Следовательно, разрешено произвести расчет режима работы электрической сети. Для расчета режима используется команда "Режим" во вкладке "Расчеты" (в соответствии с рисунком 2.9), либо клавиша F5.

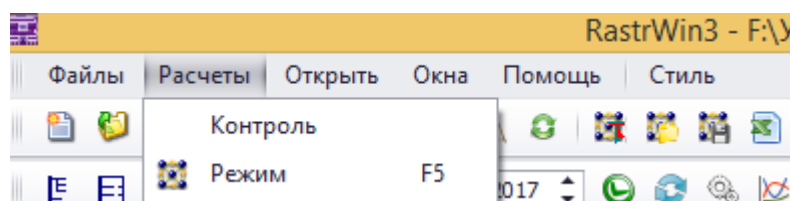


Рисунок 2.9 - Команда "Режим"

Произведен расчет режима работы районной электрической сети. В результате возле каждого узла указаны напряжения (в кВ) и углы напряжений (в град) на шинах подстанций, в начале и в конце каждой линии указаны направления и модули перетоков активной (в МВт) и реактивной (в Мвар) мощностей (в соответствии с рисунком 2.10)



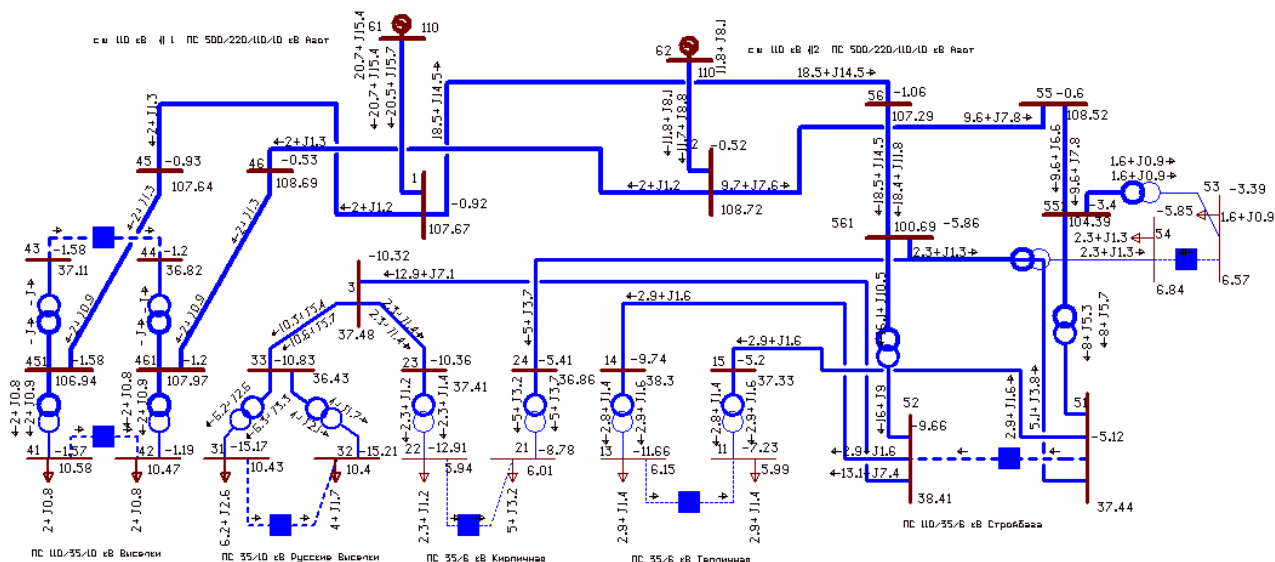


Рисунок 2.10 - Подсчет режима работы районной электрической сети в программном комплексе RastWin3

### 2.3 Анализ результатов расчета установившегося режима действующей сети

В программном комплексе RAstrWin3 смоделирована схема районной электрической сети и рассчитан режим работы. Направление и модуль потоков реактивной мощности возможно наблюдать на схеме в рабочей области (в соответствии с рисунком 2.9), таблица 2.9 отображает потери, где  $\Delta P$  - продольные потери активной мощности в ветви (трансформаторе, линии электропередачи), МВт,  $\Delta Q$  - продольные потери реактивной мощности в ветви, Мвар. Рассчитанные потери отображаются в таблице "Ветви" в RastrWin3.

Таблица 2.9 - Параметры ветвей в программном комплексе RastrWin3 для описания элементов сети, используемых в расчете режимов

№ п/п	Тип ветви	N <sub>нач</sub>	N <sub>кон</sub>	$\Delta P$ , МВт	$\Delta Q$ , Мвар
1	2	3	4	5	6
ПС 35/6 кВ "Тепличная"					
1	Трансформатор Т2, 6,3 МВА	1.4	1.3	0,010595	0,125135
2	Трансформатор Т1, 6,3 МВА	1.5	1.1	0,011178	0,132023

Продолжение таблицы 2.9

1	2	3	4	5	6
3	Секционный выключатель 6 кВ	1.3	1.1	-	-
ПС 35/6 кВ "Кирпичная"					
4	Трансформатор Т2, 4 МВА	2.3	2.2	0,015415	0,144493
5	Трансформатор Т1, 6,3МВА	2.4	2.1	0,038526	0,455126
6	Секционный выключатель 6 кВ	2.2	2.1	-	-
ПС 35/10 кВ "Русские Выселки"					
7	Трансформатор Т1, 6,3МВА	3.3	3.1	0,050815	0,600296
8	Трансформатор Т2, 4 МВА	3.3	3.2	0,042171	0,395373
9	Секционный выключатель 10 кВ	3.1	3.2	-	-
ПС 110/35/10 "Выселки"					
10	Трансформатор Т2, 20 МВА	4.5	4.5.1	0,000891	0,030172
11		4.5.1	4.3	0	0
12		4.5.1	4.1	0,000867	0,000068
13	Трансформатор Т1, 20 МВА	4.6	4.6.1	0,000908	0,030762
14		4.6.1	4.4	0	0
15		4.6.1	4.2	0,000851	0,000067
16	Секционный выключатель 10 кВ	4.1	4.2	-	-
17	Секционный выключатель 10 кВ	4.3	4.4	-	-
ПС 110/35/6 кВ "Стройбаза"					
18	Трансформатор Т1, 20 МВА	5.5	5.5.1	0,022134	0,749316
19		5.5.1	5.3	0,000637	0,00005
20		5.5.1	5.1	0,018572	0,365672
21	Трансформатор Т2, 20 МВА	5.6	5.6.1	0,070203	2,377476
22		5.6.1	5.4	0,001425	0,000112
23		5.6.1	5.2	0,076218	1,500684
24	Секционный выключатель 35 кВ	5.1	5.2	-	-
25	Секционный выключатель 6 кВ	5.3	5.4	-	-
Воздушная линия электропередач					
26	W1, 110 кВ	4.5	1	0,000364	0,00075
27	W2, 110 кВ	4.6	2	0,000359	0,000739
28	W3, 110 кВ	6.1	1	0,192791	0,661697

Продолжение таблицы 2.9

1	2	3	4	5	6
29	W4, 110 кВ	6.2	2	0,05979	0,20521
30	W5, 110 кВ	1	5.6	0,028872	0,099141
31	W6, 110 кВ	2	5.5	0,007798	0,026775
32	W7, 35 кВ	3	3.3	0,244578	0,250508
33	W8, 35 кВ	3	2.3	0,003033	0,004236
34	W9, 35 кВ	5.2	3	0,234559	0,328043
35	W10, 35 кВ	5.1	2.4	0,060615	0,08477
36	W11, 35 кВ	5.2	1.4	0,005902	0,008255
37	W7, 35 кВ	5.1	1.5	0,006219	0,008698

Для каждой ветви рассчитаны потоки активной и реактивной мощности в начальном участке  $P_{нач}$ , МВт,  $Q_{нач}$ , Мвар, и конечном участке  $P_{кон}$ , МВт,  $Q_{кон}$ , Мвар, где таблица 2.10 отображает результаты расчетов. Результаты выведены в таблицу "Ветви" в программном комплексе RastrWin3. Зная комплексную мощность, возможно рассчитать потоки активной и реактивной мощности в начале и в конце ветви. Активная мощность - вещественная часть комплексной мощности, реактивная мощность - мнимая часть.

Таблица 2.10 - Потоки активной и реактивно мощности в начале и конце ветвей

№ п/п	Тип ветви	$N_{нач}$	$N_{кон}$	$P_{нач}$ , МВт	$Q_{нач}$ , Мвар	$P_{кон}$ , МВт	$Q_{кон}$ , Мвар
1	2	3	4	5	6	7	8
ПС 35/6 кВ "Тепличная"							
1	Трансформатор Т2, 6,3 МВА	1.4	1.3	2,869	1,554	2,85	1,365
2	Трансформатор Т1, 6,3 МВА	1.5	1.1	2,87	1,558	2,85	1,365
3	Секционный выключатель 6 кВ	1.3	1.1	-	-	-	-
ПС 35/6 кВ "Кирпичная"							
4	Трансформатор Т2, 4 МВА	2.3	2.2	2,321	1,426	2,3	1,24
5	Трансформатор Т1, 6,3МВА	2.4	2.1	5,047	3,675	5	3,16
6	Секционный выключатель 6 кВ	2.2	2.1	-	-	-	-

Продолжение таблицы 2.10

1	2	3	4	5	6	7	8
ПС 35/10 кВ "Русские Выселки"							
7	Трансформатор Т1, 6,3МВА	3.3	3.1	6,258	3,298	6,199	2,64
8	Трансформатор Т2, 4 МВА	3.3	3.2	4,047	2,134	3,999	1,7
9	Секционный выключатель 10 кВ	3.1	3.2	-	-	-	-
ПС 110/35/10 "Выселки"							
10	Трансформатор Т2, 20 МВА	4.5	4.5.1	2,041	1,315	2,001	0,85
11		4.5.1	4.3	0	0	0	0
12		4.5.1	4.1	2,001	0,85	2	0,85
13	Трансформатор Т1, 20 МВА	4.6	4.6.1	2,042	1,325	2,001	0,85
14		4.6.1	4.4	0	0	0	0
15		4.6.1	4.2	2,001	0,85	2	0,85
16	Секционный выключатель 10 кВ	4.1	4.2	-	-	-	-
17	Секционный выключатель 10 кВ	4.3	4.4	-	-	-	-
ПС 110/35/6 кВ "Стройбаза"							
18	Трансформатор Т1, 20 МВА	5.5	5.5.1	9,643	7,77	9,582	6,592
19		5.5.1	5.3	1,581	0,9	1,58	0,9
20		5.5.1	5.1	8,002	5,692	7,983	5,326
21	Трансформатор Т2, 20 МВА	5.6	5.6.1	18,469	14,545	18,362	11,759
22		5.6.1	5.4	2,301	1,26	2,3	1,26
23		5.6.1	5.2	16,06	10,499	15,984	8,998
24	Секционный выключатель 35 кВ	5.1	5.2	-	-	-	-
25	Секционный выключатель 6 кВ	5.3	5.4	-	-	-	-
Воздушная линия электропередач							
26	W1, 110 кВ	4.5	1	-2,041	-1,315	-2,041	-1,203
27	W2, 110 кВ	4.6	2	-2,042	-1,325	-2,042	-1,21
28	W3, 110 кВ	6.1	1	20,732	15,378	20,539	15,681
29	W4, 110 кВ	6.2	2	11,753	8,068	11,693	8,837
30	W5, 110 кВ	1	5.6	18,498	14,478	18,469	14,545
31	W6, 110 кВ	2	5.5	9,651	7,627	9,643	7,77
32	W7, 35 кВ	3	3.3	10,551	5,683	10,306	5,433
33	W8, 35 кВ	3	2.3	2,324	1,431	2,321	1,426

Продолжение таблицы 2.10

1	2	3	4	5	6	7	8
34	W9, 35 кВ	5.2	3	13,11	7,437	12,875	7,109
35	W10, 35 кВ	5.1	2.4	5,107	3,759	5,047	3,675
36	W11, 35 кВ	5.2	1.4	2,875	1,563	2,869	1,554
37	W7, 35 кВ	5.1	1.5	2,876	1,567	2,87	1,558

Аналогично, при расчете режима районной электрической сети, получены результаты расчетов модулей напряжения в каждом узле (на каждой шине подстанций)  $U$ , кВ, углов напряжений  $\varphi_U$ , град, отклонений напряжений от номинальных значений  $\delta U$ , %. Результаты расчетов в программном комплексе RastrWin3 выведены в поле "Узлы". Таблица 2.11 отображает результаты расчетов.

Таблица 2.11 - Параметры узлов в программном комплексе RasrtWin3 для описания параметров сети, используемых в расчете режимов

№ узла	$U_{ном}$ , кВ	$U$ , кВ	$\varphi_U$ , град	$\delta U$ , %
1	2	3	4	5
1.3	6	6,15	-11,66	2,56
1.1	6	5,99	-7,23	-0,14
1.4	35	38,3	-9,74	9,43
1.5	35	37,33	-5,2	6,66
2.2	6	5,94	-12,91	-0,96
2.1	6	6,01	-8,78	0,19
2.3	35	37,41	-10,36	6,89
2.4	35	36,86	-5,41	5,31
3.1	10	10,43	-15,17	4,26
3.2	10	10,4	-15,21	3,99
3.3	35	36,43	-10,83	4,1
4.1	10	10,58	-1,57	5,83
4.2	10,5	10,47	-1,19	-0,3
4.3	35	37,11	-1,58	6,02

Продолжение таблицы 2.11

1	2	3	4	5
4.4	35	36,82	-1,2	5,19
4.5	110	107,64	-0,93	-2,14
4.6	110	108,69	-0,53	-1,19
4.5.1	110	106,94	-1,58	-2,78
4.6.1	110	107,97	-1,2	-1,85
5.1	35	37,44	-5,12	6,98
5.2	35	38,41	-9,66	9,73
5.3	6	6,57	-3,39	9,58
5.4	6	6,84	-5,85	14,06
5.5	110	108,52	-0,6	-1,34
5.6	110	107,29	-1,06	-2,46
5.5.1	110	104,39	-3,4	-5,1
5.6.1	110	100,69	-5,86	-8,46
1	110	107,67	-0,92	-2,11
2	110	108,72	-0,52	-1,16
3	35	37,48	-10,32	7,08
6.1	110	110	0	0
6.2	110	110	0	0

При известных потерях активной  $\Delta P_y^x$ , МВт, и реактивной  $\Delta Q_y^x$ , МВт, мощностей, рассчитаны суммарные потери активной  $\Sigma P$ , МВт, и реактивной  $\Sigma Q$ , МВт, мощностей по формулам соответственно (индекс  $x$  обозначает номер начала ветви,  $y$  - номер конца ветви):

$$\Sigma P = \Sigma \Delta P_y^x, \quad (2.23)$$

$$\Sigma Q = \Sigma \Delta Q_y^x. \quad (2.24)$$

Расчет суммарных потерь произведен с помощью математического пакета MS Excel. Суммарные потери активной и реактивной мощности равны

соответственно  $\Sigma P_{др}=1,206286$  МВт,  $\Sigma Q_{др}=8,585647$  Мвар. Для оценки потерь в каждой ветви построена диаграмма зависимости потерь активной мощности  $\Delta P=f(x-y)$  (в соответствии с рисунком 2.11) и реактивной мощности  $\Delta Q_{,}=f(x-y)$  от номера ветви (в соответствии с рисунком 2.12).

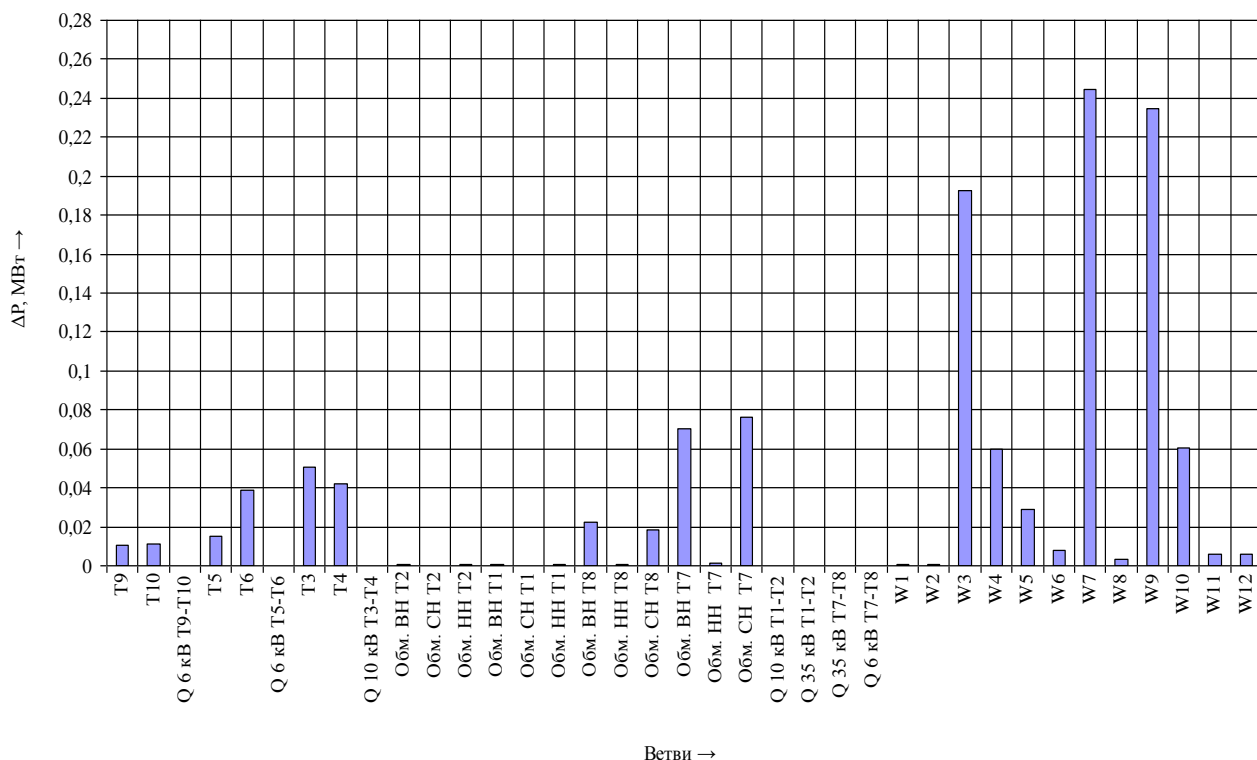


Рисунок 2.11 - Диаграмма  $\Delta P=f(x-y)$

Из анализа диаграммы потерь активной мощности в отдельных ветвях видно, что наибольшие потери имеются в ветвях W3 (0,192791 МВт), W7 (0,244578 МВт), W9 (0,234559 МВт). Данные потери обусловлены нагревом проводников при протекании по ним токов нагрузки. Как видно из схемы районной электрической сети (в соответствии с рисунком 2.1) все потери образованы в воздушных линиях электропередач. Программный комплекс RastrWin3 позволяет рассчитать максимальный ток в элементах электрической сети. Для ветви 6.1-1 (линия W3) максимальный ток режима равен  $I_{\max W3}=139$  А, для ветви 3.3-3 (линия W7) максимальный ток режима равен  $I_{\max W7}=185$  А, для ветви 5.2-3 (линия W9) максимальный ток режима равен  $I_{\max W9}=227$  А.

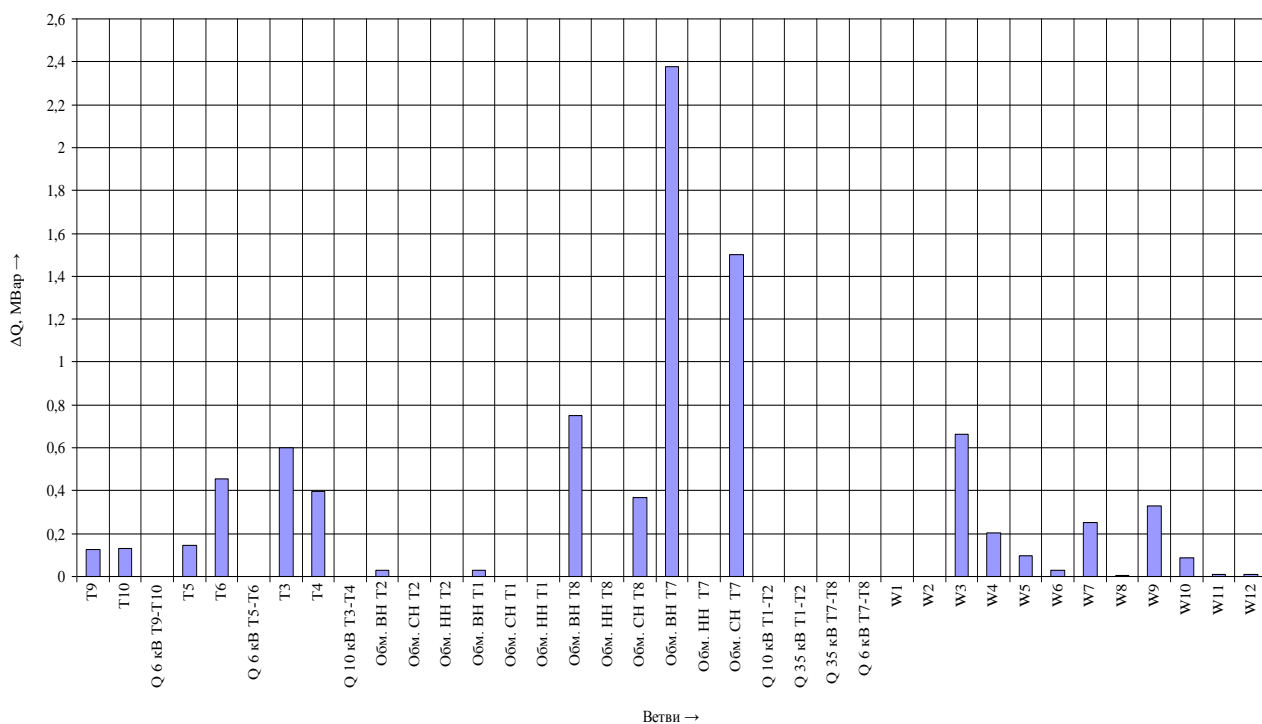


Рисунок 2.12 - Диаграмма  $\Delta Q=f(x-y)$

Из анализа диаграммы потерь реактивной мощности в отдельных ветвях видно, что наибольшие потери имеются в ветвях 5.6-5.6.1 (2,377476 Мвар), 5.6.1-5.2 (1,500684 Мвар). Согласно [3] допустимый ток по условию нагрева в проводах марок АС-70 (линия W7) равен  $I_{\text{допАС-70}}=265$  А, АС- (линия W9) равен  $I_{\text{допАС-95}}=330$  А, АС-240 (линия W3) равен  $I_{\text{допАС-240}}=610$ А. Наиболее нагруженной является линия W7. Коэффициент загрузки линии  $K_3$  рассчитан по формуле:

$$K_{3W7}=I_{\text{max}W7}/ I_{\text{допАС-70}}, \quad (2.25)$$

$$K_{3W7}=185/265=0,698.$$

Необходимо предусмотреть меры по разгрузке линии W7. При уменьшении нагрузки данной линии, произойдет уменьшение нагрузки на трансформатор Т2, разгрузится линия W3, следовательно, уменьшатся потери в электрической сети. В программном комплексе RastrWin3 произведен расчет напряжений в начале ветвей и в конце каждой линии электропередач. На основе



полученных данных, произведен расчет потерь напряжений в каждой линии процентах  $\Delta U\%$ , %, где таблица 2.12 отображает результаты расчетов.  $U_{нач}$  - модуль напряжения в начале линии электропередачи, кВ,  $U_{кон}$  - модуль напряжения в конце линии электропередачи, кВ,  $U_{ном}$  - номинальное напряжение линии электропередачи, кВ.

Таблица 2.12 - Результат расчетов напряжений

Воздушная линия	$N_{нач}$	$N_{кон}$	$U_{нач}$ , кВ	$U_{кон}$ , кВ	$\Delta U\%$ , %
1	2	3	4	5	6
W1, 110 кВ	4.5	1	107,64	107,67	-0,025
W2, 110 кВ	4.6	2	108,69	108,72	-0,024
W3, 110 кВ	6.1	1	110	107,67	2,223
W4, 110 кВ	6.2	2	110	108,72	1,158
W5, 110 кВ	1	5.6	107,67	107,29	0,374
W6, 110 кВ	2	5.5	108,72	108,52	0,188
W7, 35 кВ	3	3.3	37,48	36,43	3,938
W8, 35 кВ	3	2.3	37,48	37,41	0,247
W9, 35 кВ	5.2	3	38,41	37,48	3,455
W10, 35 кВ	5.1	2.4	37,44	36,86	1,913
W11, 35 кВ	5.2	1.4	38,41	38,3	0,396
W12, 35 кВ	5.1	1.5	37,44	37,33	0,364

Диаграмма потерь напряжений в линиях электропередач W1-W7 имеет вид в соответствии с рисунком 2.13. Потери напряжений представлены по модульному значению. При анализе диаграммы рисунка 2.12 и таблицы 2.12, выяснено, что наибольшие потери напряжения имеют линии электропередачи W7, W9, W3. Одной из причин повышенных потерь является работа воздушной линии W7 при повышенной нагрузке, так как она питает одновременно два трансформатора подстанции 35/10 кВ "Русские Выселки".

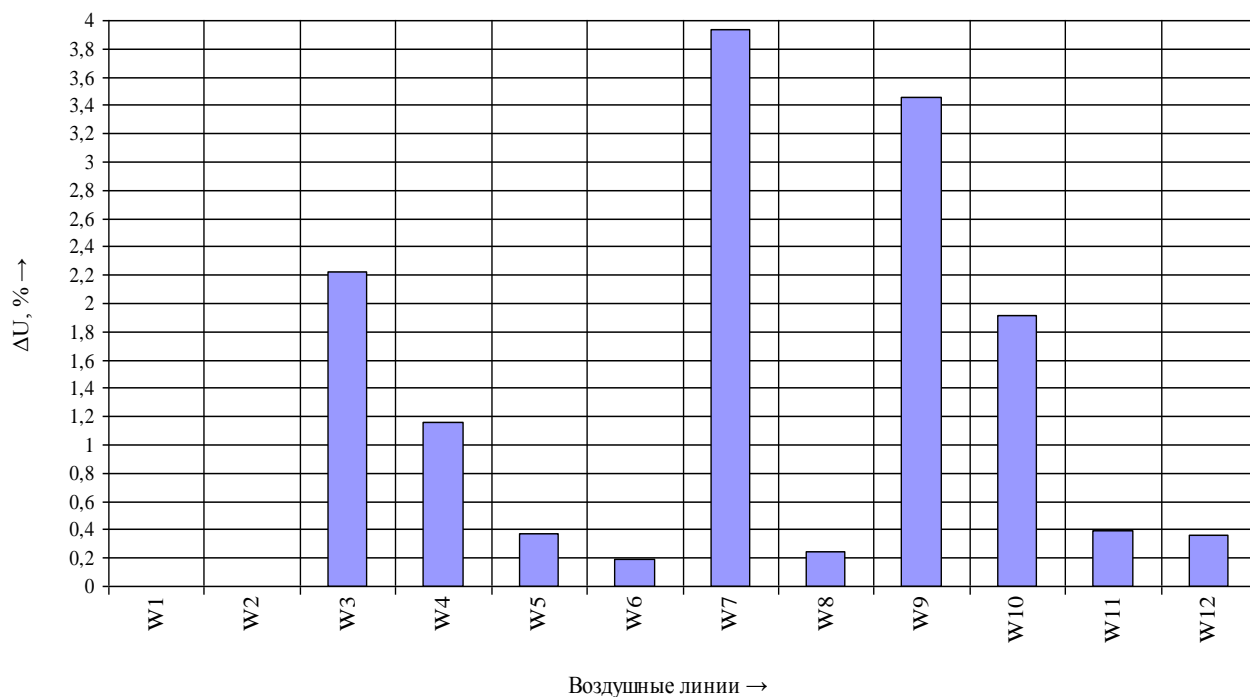


Рисунок 2.13 - Потери напряжений в линиях

## Выводы к главе 2

1) Произведен выбор программного продукта для анализа режима работы участка районной электрической сети. Решено использовать программный комплекс RastrWin3.

2) Смоделирован участок районной электрической сети до реконструкции в программе RastrWin3. Расчет режима работы районной электрической сети.

3) Произведен анализ результатов расчета установившегося режима действующей сети.

### **3 Разработка путей оптимизации режима и анализ режима после внедрения разработок**

#### **3.1 Разработка путей оптимизации режима**

Для снижения потерь в сети предлагается строительство новой воздушной линии электропередачи 35 кВ связывающей подстанцию 35/10 кВ "Русские Выселки" и подстанцию 110/35/10 кВ "Выселки". Проектируемая линия электропередачи отходит от сборной шины 35 кВ № 2 подстанции "Выселки". Для присоединения воздушной линии к подстанции "Русские Выселки" и обеспечения раздельной работы трансформаторов Т1 и Т2 данной подстанции необходимо предусмотреть реконструкцию открытого распределительного устройства 35 кВ. Реконструкция должна предусматривать разделение шины 35 кВ на две секции и образование сборной шины №1 и сборной шины № 2. Новая схема открытого распределительного устройства с двумя сборными шинами 35 кВ выбрана из [6] и является схемой 4Н. Проектируемая воздушная линия электропередачи присоединяется к сборной шине 35 кВ № 2 для питания трансформатора Т1 мощность 6300 кВА, так как данная воздушная линия сокращает путь потока мощности наиболее мощного трансформатора (44,79 км до 34,73 км), следовательно, должны уменьшиться потери активно и реактивной мощности в сети, также уменьшаться отклонения напряжения на шинах подстанции. Проектируемая воздушная линия W13 выбирается с таким расчетом, чтобы обеспечить питание все подстанции 35 кВ "Русские Выселки" в случае аварии на воздушной линии W7. Схема подстанции 35/10 кВ "Русские Выселки" с реконструированным открытым распределительным устройством имеет вид в соответствии с рисунком 3.1.

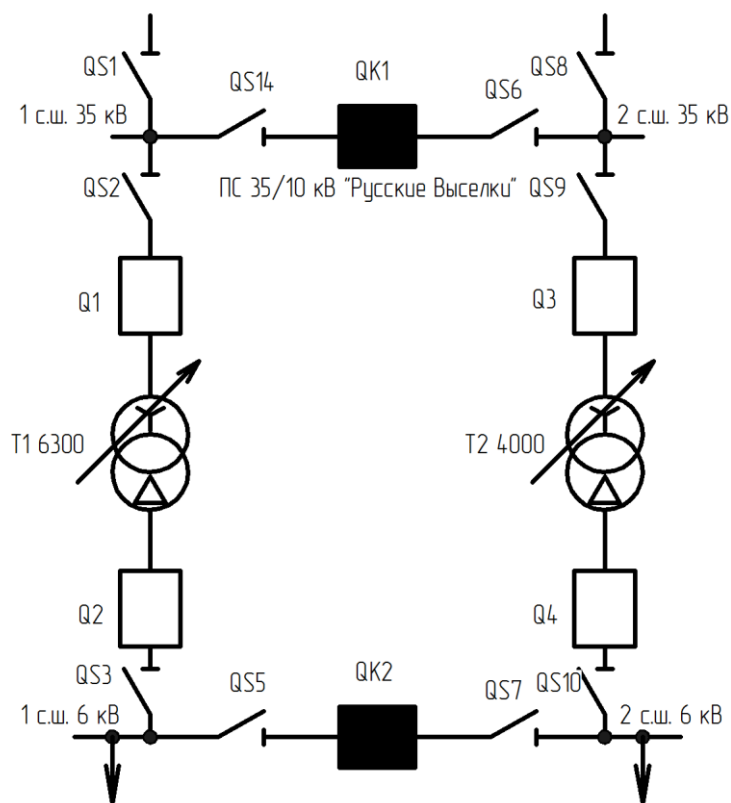


Рисунок 3.1 - Схема с реконструированной подстанции 35/10 "Русские Выселки"

Для выбора сечения воздушной линии необходимо знать экономическую плотность тока  $j$ , А/мм<sup>2</sup>. Для того, чтобы найти экономическую плотность тока, необходимо время использования максимальной электрической нагрузки  $T_m$ , ч.

Максимальная активная  $\sum P_{T1}$ , МВт, и реактивная  $\sum Q_{T1}$ , Мвар, мощности, потребляемые на проектируемой сборной шине 35 кВ № 2 подстанции "Русские Выселки" с учетом потерь в трансформаторе Т1, рассчитаны по формулам соответственно:

$$\sum P_{T1} = P_{1T1} + \Delta P_{1T1}, \quad (3.1)$$

$$\sum Q_{T1} = Q_{1T1} + \Delta Q_{1T1}, \quad (3.2)$$

$$\sum P_{T1} = 6,2 + 0,05316736 = 6,25316736 \text{ МВт},$$

$$\sum P_{T1} = 2,64 + 0,594176 = 3,234176 \text{ МВт},$$

где  $P_{1T1}=6,2$  МВт - максимальная активная нагрузка трансформатора T1 на первой ступени графика нагрузки трансформатора T1, взята из таблицы 1.1;  
 $\Delta P_{1T1}=0,05316736$  МВт - потери в трансформаторе T1 на первой ступени графика нагрузки, взяты из таблицы 1.1;  
 $Q_{1T1}=2,64$  Мвар - максимальная активная нагрузка трансформатора T1 на первой ступени графика нагрузки трансформатора T1, взята из таблицы 1.2;  
 $\Delta Q_{1T1}=0,594176$  Мвар - потери в трансформаторе T1 на первой ступени графика нагрузки, взяты из таблицы 1.2.

Потребление активной составляющей электрической энергии  $W_i$ , МВт·ч, на проектируемой сборной шине 35 кВ № 1 подстанции «Стройбаза» составляет  $W=38451,707$  МВт·ч (взято из таблицы 1.3). Часы использования максимальной нагрузки  $T_m$ , ч, на шине 35 № 2 кВ подстанции "Русские Выселки" рассчитано по формуле [4]:

$$T_m = W / \sum P_i, \quad (3.3)$$

$$T_m = 38451,707 / 6,25316736 = 6149 \text{ ч.}$$

При известном числе использования максимума активной мощности выбрано экономическое сечение провода  $j_{эк}=1$  А/мм [3]. Максимальная полная мощность  $S_{ПС}$ , МВА, потребляемая на шинах 35 кВ подстанции "Русские Выселки" рассчитано по формуле:

$$S_{ПС} = \sqrt{\sum P_{T1} + \sum Q_{T1}^2}, \quad (3.4)$$

$$S_{ПС} = \sqrt{6,25316736^2 + 3,234176^2} = 7,04 \text{ МВА.}$$

Оптимальное сечение проводника при минимуме потерь  $s$ , мм, рассчитано по формуле:

$$F = \frac{S_{\text{ПС}}}{\sqrt{3} \cdot j_{\text{эк}} \cdot U_{\text{срном}}}, \quad (3.5)$$

где  $U_{\text{срном}}$  - среднее номинальное напряжение линии, кВ [29];

$$F = \frac{7,04}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 37} \cdot 1000 = 109 \text{ мм}^2.$$

Необходимо выбрать сечение проводника, близкое к  $109 \text{ мм}^2$ , то есть  $120 \text{ мм}^2$ . Выбрана марка провода АС-120/19. При нормальном режиме работы по проводу будет протекать ток, обусловленный нагрузкой трансформатора Т1. Максимальный допустимый ток по условию нагрева равен 390 А [3]. При аварийном режиме необходимо обеспечить главным образом бесперебойное питание потребителей, подключенных к подстанции, поэтому в аварийном режиме протекает ток меньший, или приближенный рассчитанному в программном комплексе RastrWin3 237 А, который меньше длительно допустимого по условию нагрева. Следовательно, провод АС-120/19 выбран корректно.

Выбрана трасса проектируемой воздушной линии (имеет вид в соответствии с рисунком рисунок 3.2). Трасса линии W13 будет построена параллельно участку существующей трассы W7. Схема реконструированной сети имеет вид в соответствии с рисунком 3.3.

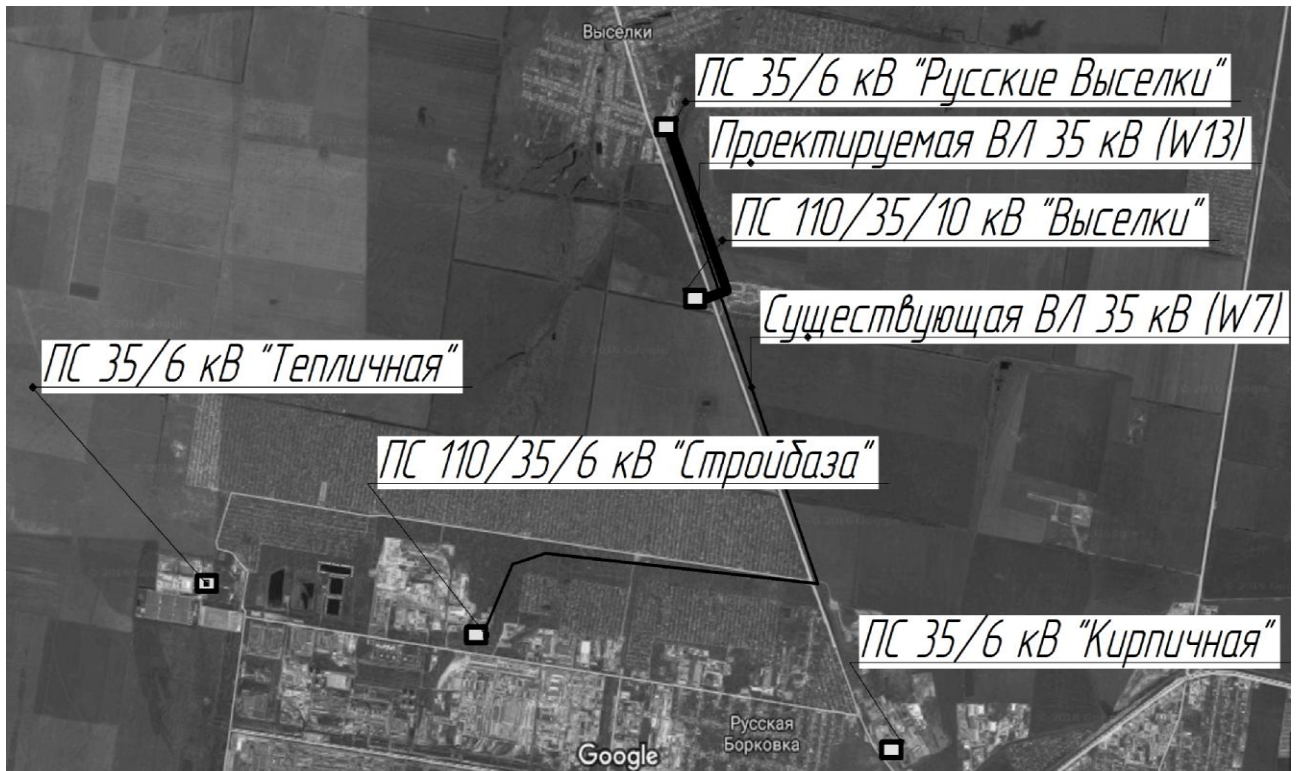


Рисунок 3.2 - Трасса проектируемой линии W13

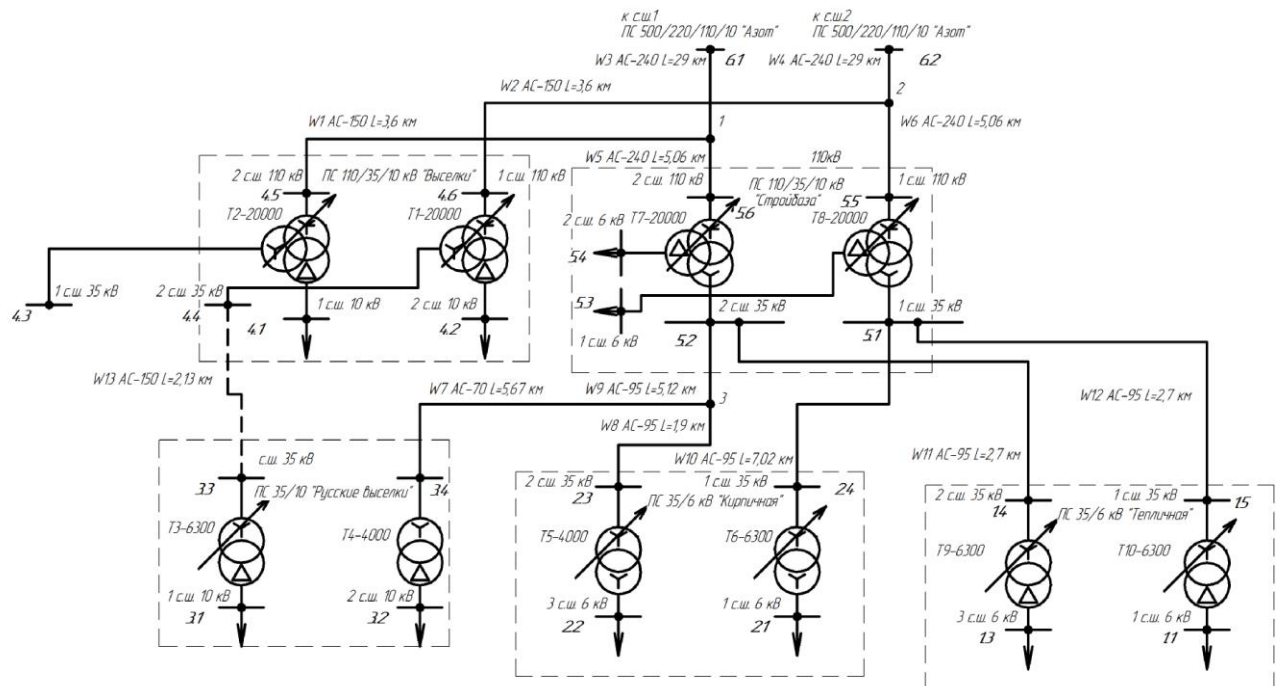


Рисунок 3.3 - Схема сети после реконструкции

Таблица 3.1 содержит параметры опор для строительства участка воздушной линии, взятые из [32, 33]. Таблица 3.2 содержит параметры проводов АС-120/19, взятых из [2, 3, 7, 11, 34].

Таблица 3.1 - Параметры опор

Марка опоры	Тип опоры	Схема расположения проводов	Высота подвески траверсы	
			нижней $h_n$ , м	верхней $h_b$ , м
1	2	3	4	5
У35-1	анкерно-угловая (стальная)	треугольником	10	13
ПБ-35-3.1	промежуточная (железобетонная)	треугольником	14,5	18,5

Таблица 3.2 - Параметры проводов АС-120/19

Параметр	Значение параметра
Расчетное сечение, $F$ , мм <sup>2</sup>	136,8
Масса провода на 1 м, $G_0$ , кг/м	0,471
Диаметр провода $d$ , мм	15,2
Отношений сечений алюминия к стали А/С	6,36
Модуль упругости $E$ , Н/мм <sup>2</sup>	82500
Температурный коэффициент линейного удлинения $\alpha$ , град <sup>-1</sup>	$19,2 \cdot 10^{-6}$
Напряжение при наибольшей допустимой нагрузке $\sigma_r$ , Н/мм <sup>2</sup>	135
Допустимое напряжение при низшей температуре $\sigma_{min}$ , Н/мм <sup>2</sup>	135
Допустимое напряжение при среднегодовой температуре $\sigma_s$ , Н/мм <sup>2</sup>	90
Погонное реактивное сопротивление $X_0$ w13, Ом/км	0,441

Выполнен расчет токов короткого замыкания по методике, изложенной в [31]. Расчет токов коротких замыканий необходим для оценки электродинамического воздействия токов. Если ток короткого замыкания менее 50 кА, то электродинамический расчет проводов воздушной линии не требуется [3]. Расчет производится в относительных единицах, которые приведены к



базисной мощности  $S_6=1000$  МВА и к базисному напряжению  $U_6=115$  кВ. В качестве системы выбраны шины 110 кВ подстанции 500/220/110/10 кВ "Азот". Данные шины коммутируются выключателем с номинальным током отключения 25 кА. Мощность короткого замыкания системы  $S_K=4980$  МВА. ЭДС системы при базисной мощности и напряжении равна  $E_{c(6)}$ . Схема с точками короткого замыкания имеет вид в соответствии с рисунком 3.4.

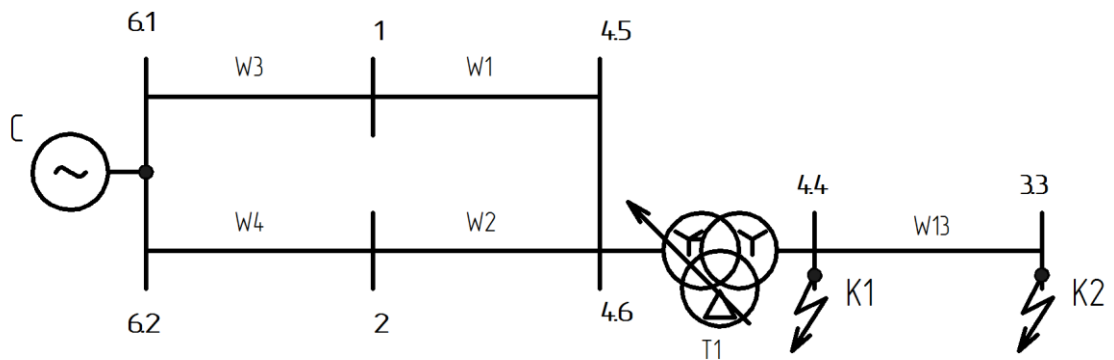


Рисунок 3.4 - Расчетная схема коротких замыканий в сети

Схема замещение цепи для расчета токов короткого замыкания в точках K1 и K2 имеет вид в соответствии с рисунком 3.5. Расчет произведен для наиболее тяжелого режима - когда выключатель в мостике подстанции 110/35/10 кВ "Выселки" включен, трансформатор T2 выведен в ремонт и отключен. При данном режиме линии, подходящие к трансформатору T1 работают параллельно, следовательно, суммарное сопротивление будет минимальным, а ток короткого замыкания наибольшим.

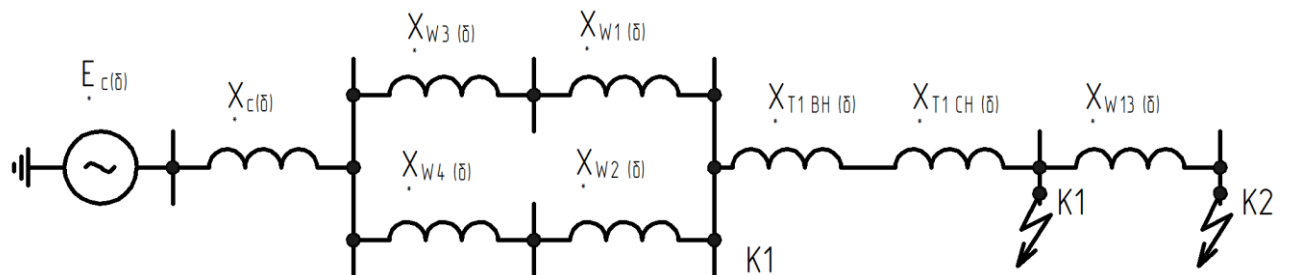


Рисунок 3.5 - Схема замещения цепи для расчета коротких замыканий

Сопровитления системы  $X_{*C(6)}$ , воздушных линий W1, W2, W3, W4, W13

$X_{*W(6)}$ , обмотки высокого напряжения, среднего напряжения силового трансформатора T1  $X_{*T1(6)}$  при базисной мощности рассчитаны по формулам соответственно:

$$X_{*C(6)} = \frac{S_{\bar{6}}}{S_K}, \quad (3.6)$$

$$X_{*T1(6)} = \frac{u_{K3}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{S_{\text{НОМТ}}}, \quad (3.7)$$

$$X_{*W(6)} = X_0 \cdot L \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{U_{\text{срНОМ}}^2}, \quad (3.8)$$

$$X_{*C(6)} = \frac{1000}{4980} = 0,201,$$

$$X_{*W3(6)} = 0,405 \cdot 29 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,888,$$

$$X_{*W4(6)} = 0,405 \cdot 29 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,888,$$

$$X_{*W1(6)} = 0,42 \cdot 3,6 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,114,$$

$$X_{*W2(6)} = 0,42 \cdot 3,6 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,114,$$

$$X_{*W13(6)} = 0,441 \cdot 2,13 \cdot \frac{1000}{37^2} = 0,644,$$

$$X_{*T1B(6)} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{1000}{20} = 5,375,$$

$$X_{*T1H(6)} = \frac{6,25}{100} \cdot \frac{1000}{20} = 3,125,$$

где  $U_{\text{срНОМ}}$  - среднее номинальное напряжение линий W1, W2, W3, W4, W13, кВ.

Суммарные сопротивления  $X_{*1\Sigma K1(6)}$  в точке K1, и сопротивление  $X_{*1\Sigma K2(6)}$  в точке K2 рассчитаны по формулам соответственно:

$$X_{*1\Sigma K1(6)} = X_{*C(6)} + \frac{\frac{X_{*W3(6)}}{X_{*W3(6)} + X_{*W1(6)}} + \frac{X_{*W4(6)}}{X_{*W4(6)} + X_{*W2(6)}}}{X_{*W3(6)} + X_{*W1(6)} + X_{*W4(6)} + X_{*W2(6)}} + X_{*T1B(6)} + X_{*T1H(6)}, \quad (3.9)$$

$$X_{*1\Sigma K2(6)} = X_{*C(6)} + \frac{\frac{X_{*W3(6)}}{X_{*W3(6)} + X_{*W1(6)}} + \frac{X_{*W4(6)}}{X_{*W4(6)} + X_{*W2(6)}}}{X_{*W3(6)} + X_{*W1(6)} + X_{*W4(6)} + X_{*W2(6)}} + X_{*T1B(6)} + X_{*T1H(6)} + X_{*W13(6)}, \quad (3.10)$$

$$X_{*1\Sigma K1(6)} = 0,201 + \frac{0,888 + 0,114}{0,888 + 0,114 + 0,888 + 0,114} + 5,375 + 3,125 = 9,202,$$

$$X_{*1\Sigma K2(6)} = 0,201 + \frac{0,888 + 0,114}{0,888 + 0,114 + 0,888 + 0,114} + 5,375 + 3,125 + 0,644 = 9,846.$$

Принужденные составляющие трехфазных короткозамкнутых токов  $I_{кз}^{(3)}$ , кА, точках K1 и K2 рассчитаны по формуле соответственно:

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{E_{*6}}{X_{*1\Sigma K1}} \cdot \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{W13}}, \quad (3.11)$$

$$I_{кз K1}^{(3)} = \frac{1}{9,202} \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,969 \text{ кА},$$

$$I_{кз K2}^{(3)} = \frac{1}{9,846} \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,585 \text{ кА}.$$

Для оценки необходимости электродинамического расчета конструкции линий необходимо знать значения ударных токов в точках K1 и K2  $i_{уд}$ , кА. Токи короткого замыкания могут оказывать значительные электродинамические усилия на проводники, в том числе на провода воздушных линий, шины подстанций [14]. Ударные коэффициенты  $k_{уд}$  в точках K1 и K2 рассчитаны по формулам соответственно:

$$k_{уд} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}, \quad (3.12)$$

$$k_{удК1} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,06}} = 1,846,$$

$$k_{удК2} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,05}} = 1,819,$$

где  $T_a$  - время, за которое значение аperiodической слагающей тока короткого замыкания уменьшается в  $e$  раз (постоянная времени затухания), для точки К1 равна  $T_a=0,06$  с, для точки К2 равна  $T_a=0,05$  с.

Ударные токи в точках К1 и К2 рассчитаны по формуле соответственно:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{кз} \cdot k_{уд}, \quad (3.13)$$

$$i_{уд К1}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,696 \cdot 1,846 = 4,428,$$

$$i_{уд К2}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,585 \cdot 1,819 = 4,076.$$

Рассчитаны несимметричные короткие замыкания. Метод расчета - метод несимметричных составляющих. Для расчета использовались схемы прямой и обратной последовательности. Схема прямой последовательности соответствует схеме на рисунке 3.5. Схема обратной последовательности имеет вид в соответствии с рисунком 3.6. Схема нулевой последовательности не использовалась, так как путь для протекания токов нулевой последовательности не обеспечен.

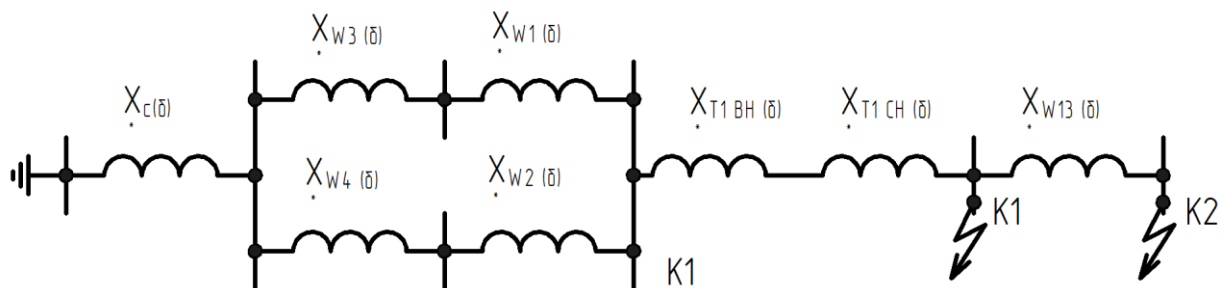


Рисунок 3.6 - Схема обратной последовательности

Результирующие сопротивления обратной последовательности равны результирующим сопротивлениям прямой последовательности, рассчитанным для трехфазного короткого замыкания:  $X_{*1\Sigma K1(6)} = X_{*2\Sigma K1(6)} = 9,202$ ,  $X_{*1\Sigma K2(6)} = X_{*2\Sigma K2(6)} = 9,846$ . Результирующие сопротивления нулевой последовательности равны  $X_{*0\Sigma K2(6)} = X_{*0\Sigma K2(6)} = 0$ , так как нет протеканию тока нулевой последовательности. Согласно правилу эквивалентности прямой последовательности, для расчета несимметричных коротких замыканий необходимо рассчитать добавочные сопротивления. Добавочные сопротивления для двухфазного  $X_{*\Delta}^{(2)}$ , однофазного  $X_{*\Delta}^{(1)}$  и двухфазного короткого замыкания на землю  $X_{*\Delta}^{(1.1)}$  в точках K1 и K2 рассчитаны по формулам соответственно:

$$X_{*\Delta}^{(2)} = X_{*2\Sigma(6)}, \quad (3.14)$$

$$X_{*\Delta}^{(1)} = X_{*2\Sigma(6)} + X_{*0\Sigma(6)}, \quad (3.15)$$

$$X_{*\Delta}^{(1.1)} = \frac{X_{*2\Sigma(6)} X_{*0\Sigma(6)}}{X_{*2\Sigma(6)} + X_{*0\Sigma(6)}}, \quad (3.16)$$

$$X_{*\Delta K1}^{(2)} = 9,202,$$

$$X_{*\Delta K2}^{(2)} = 9,846,$$

$$X_{*\Delta K1}^{(1)} = 9,202 + \infty = \infty,$$

$$X_{*\Delta K12}^{(1)} = 9,846 + \infty = \infty,$$

$$X_{*\Delta K1}^{(1.1)} = \frac{9,202 \cdot \infty}{9,202 + \infty} = 9,202,$$

$$X_{*\Delta K2}^{(1.1)} = \frac{9,846 \cdot \infty}{9,846 + \infty} = 9,846.$$

Коэффициент  $m^{(n)}$  для нахождения модуля периодической слагающей тока двухфазного, однофазного и двухфазного короткого замыкания на землю для точек К1 и К2 рассчитан по формулам соответственно:

$$m_{K1}^{(2)} = m_{K2}^{(2)} = \sqrt{3}, \quad (3.17)$$

$$m_{K1}^{(1)} = m_{K2}^{(1)} = 3, \quad (3.18)$$

$$m^{(1.1)} = \sqrt{3} \sqrt{\frac{X_{*2\Sigma(6)} \quad X_{*0\Sigma(6)}}{X_{*2\Sigma(6)} + X_{*0\Sigma(6)}}}, \quad (3.19)$$

$$m_{K1}^{(1.1)} = \sqrt{3} \sqrt{\frac{9,202 \quad \infty}{9,202 + \infty}} = 1,732,$$

$$m_{K1}^{(1.1)} = \sqrt{3} \sqrt{\frac{9,846 \quad \infty}{9,846 + \infty}} = 1,732.$$

Модули несимметричных  $I_{K3}^{(n)}$ , кА, коротких замыканий на землю для точек К1 и К2 рассчитаны по формулам соответственно:

$$I_{K3}^{(n)} = \frac{E_{*(6)}}{X_{*1\Sigma K1} + X_{* \Delta}^{(n)}} \cdot \frac{S_6}{\sqrt{3} U_{W13}} m^{(n)}, \quad (3.20)$$

$$I_{K3 K1}^{(2)} = \frac{1}{9,202 + 9,202} \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} \cdot \sqrt{3} = 1,469 \text{ кА},$$

$$I_{K3 K1}^{(2)} = \frac{1}{9,202 + 9,202} \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} \cdot \sqrt{3} = 0 \text{ кА},$$

$$I_{K3 K1}^{(1.1)} = \frac{1}{9,202 + 9,202} \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} \cdot 1,732 = 1,469 \text{ кА},$$

$$I_{K3 K2}^{(2)} = \frac{1}{9,846 + 9,846} \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} \cdot \sqrt{3} = 1,372 \text{ кА},$$

$$I_{K3 K2}^{(1)} = \frac{1}{9,846 + \infty} \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} \cdot 3 = 0 \text{ кА},$$

$$I_{K3 K2}^{(1.1)} = \frac{1}{9,846 + 9,846} \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} \cdot 1,732 = 1,372 \text{ кА},$$

$$I_{K3 K1}^{(2)} = \frac{1}{9,202 + 9,202} \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} \cdot \sqrt{3} = 1,469 \text{ кА}.$$

Ударные токи  $i_{K3}^{(n)}$ , кА, несимметричных коротких замыканий для точек K1 и K2 рассчитаны по формулам соответственно:

$$i_{K3}^{(n)} = \sqrt{2} \cdot I_{K3}^{(n)} \cdot K_{уд}, \quad (3.21)$$

$$i_{K3 K1}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot 1,469 \cdot 1,846 = 3,584 \text{ кА},$$

$$i_{K3 K1}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 0 \cdot 1,846 = 0 \text{ кА},$$

$$i_{K3 K1}^{(1.1)} = \sqrt{2} \cdot 1,469 \cdot 1,846 = 3,584 \text{ кА},$$

$$i_{K3 K2}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot 1,372 \cdot 1,819 = 3,53 \text{ кА},$$

$$i_{K3 K2}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 0 \cdot 1,819 = 0 \text{ кА},$$

$$i_{K3 K2}^{(1.1)} = \sqrt{2} \cdot 1,469 \cdot 1,819 = 3,53 \text{ кА},$$

Простое короткое замыкание не землю  $I_{K3}^{(1)}$ , А, на линии W13 рассчитано для наиболее неблагоприятного режима. когда на подстанциях 35/6 кВ "Тепличная", "Кирпичная", "Выселки" включены секционные выключатели 35 кВ, тогда с местом простого замыкания на землю электрически связаны линии W7, W8, W9, W10, W11, W12, при этом емкость сети наибольшая. Простое короткое замыкание рассчитано по формуле:

$$I_{K3}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{срном W13} \cdot \left( C_{W13} + L_{W7} + L_{W8} + L_{W9} + L_{W10} + L_{W11} + L_{W12} \right)}{N}, \quad (3.22)$$

$$I_{K3}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot \left( 1,13 + 5,67 + 5,12 + 1,9 + 7,02 + 2,7 + 2,7 \right)}{350} = 4,988 \text{ А},$$

где N - коэффициент замыкания для воздушных линий равен 350.

Для проектируемого участка воздушной линии необходимо провести механический расчет проводов. Механический расчет воздушной линии проведен по методике, представленной в [7]. Район местности по гололеду - III [5], по давлению ветра - III [3, 5], среднегодовая температура по Самарской области  $t_s=4,2$  °С [5], низшая температура по Самарской области  $t_{\min}=-39$  °С [5], высшая температура по Самарской области  $t_{\max}=+39$  °С [5]. Температура гололедообразования  $t_r=-5$  °С [5]. Средняя длина пролета между опорами равна  $L=180$  м. Толщина стенки гололеда  $s=20$  мм. Средняя длина гирлянды изоляторов 35 кВ  $\lambda=0,7$  м. Коэффициент неравномерности скорости ветра равен  $\alpha=0,7$  [3, 7]. Скоростной напор ветра  $W=650$  Н/м. Габарит до земли нижних проводов  $h_{\text{габн}}=7$  м, средних проводов  $h_{\text{габс}}=11$  м,  $h_{\text{габв}}=15$  м [3]. Представленная методика расчета применима для трассы воздушной линии с центром тяжести проводов до 15м. Опоры ПБ-35-3.1 имеют самые высокие точки крепления проводов, поэтому расчет центра тяжести произведет для высот крепления проводов к опорам ПБ-35-3.1. Высота крепления нижнего  $h_{1н}$ , м, и верхнего  $h_{1в}$ , м, проводов рассчитаны по формуле соответственно:

$$h_1 = h_{\text{тр}} - \lambda, \quad (3.23)$$

$$h_{1н} = 14,5 - 0,7 = 13,8 \text{ м,}$$

$$h_{1в} = 18,5 - 0,7 = 17,8 \text{ м.}$$

Максимальная стрела провеса для нижнего  $f_{\text{msx н}}$ , м, и верхнего проводов  $f_{\text{msx в}}$ , м, рассчитаны по формуле соответственно:

$$f_{\text{max}} = h_1 - h_{\text{габ}} - \Delta h_{\text{габ}}, \quad (3.24)$$

$$f_{\text{max н}} = 13,8 - 7 - 0,3 = 6,5 \text{ м,}$$

$$f_{\text{max в}} = 17,8 - 11 - 0,3 = 6,5 \text{ м,}$$



где  $\Delta h=0,3$  м - увеличение расстояния из-за неточности подвеса проводов на опорах.

Средняя высота подвеса проводов  $h_{cp}$ , м, рассчитана по формуле:

$$h_{cp} = \frac{h_1 + h_2}{2}, \quad (3.25)$$
$$h_{cpн} = \frac{13,8 + 13,8}{2} = 13,8 \text{ м},$$
$$h_{cpв} = \frac{17,8 + 17,8}{2} = 17,8 \text{ м}.$$

Высота приведенного центра тяжести для нижних  $h_{прн}$ , м и верхнего  $h_{прв}$ , м, проводов рассчитана по формуле соответственно:

$$h_{пр} = h_{cp} - \frac{2}{3} \cdot f_{max}, \quad (3.26)$$
$$h_{прн} = 13,8 - \frac{2}{3} \cdot 6,5 = 9,467 \text{ м},$$
$$h_{прв} = 17,8 - \frac{2}{3} \cdot 6,5 = 13,467 \text{ м}.$$

Обобщенный центр тяжести проводов  $h_{cpo}$ , м, рассчитан по формуле:

$$h_{cpo} = \frac{\sum_{i=1}^n h_{прi}}{n}, \quad (3.27)$$
$$h_{прв} = 17,8 - \frac{2}{3} \cdot 6,5 = 13,467 \text{ м},$$
$$h_{cpo} = \frac{9,467 + 9,467 + 13,467}{3} = 10,8 \text{ м}.$$

Высота обобщенного центра тяжести меньше 15м, следовательно, методика расчета применима для проводов трассы W13. Далее рассчитаны удельные нагрузки в зависимости от расчетных условий. Удельная нагрузка от веса провода Ас-120/19  $\gamma_1$ , МН/м<sup>3</sup>, рассчитана по формуле:

$$\gamma_1 = g \cdot \frac{G_0}{F}, \quad (3.28)$$

$$\gamma_1 = 9,8 \cdot \frac{0,471}{136,8} = 0,034 \text{ МН/м}^3.$$

Нагрузка от гололеда  $\gamma_2$ , МН/м<sup>3</sup>, рассчитана по формуле:

$$\gamma_2 = 0,00283 \cdot g \cdot \frac{c \cdot (c_1 + c_2)}{F}, \quad (3.29)$$

$$\gamma_2 = 0,00283 \cdot 9,81 \cdot \frac{20 \cdot (5,2 + 20)}{136,8} = 0,143 \text{ МН/м}^3.$$

Суммарная нагрузка  $\gamma_3$ , МН/м<sup>3</sup>, от веса провода и корки льда рассчитана по формуле:

$$\gamma_3 = \gamma_1 + \gamma_2, \quad (3.30)$$

$$\gamma_3 = 0,034 + 0,143 = 0,176 \text{ МН/м}^3.$$

Удельная ветровая нагрузка  $\gamma_4$ , МН/м<sup>3</sup>, рассчитана по формуле:

$$\gamma_4 = \frac{\alpha \cdot c_x \cdot W \cdot d}{1000 \cdot F}, \quad (3.31)$$

$$\gamma_4 = \frac{0,7 \cdot 1,2 \cdot 650 \cdot 15,2}{1000 \cdot 136,8} = 0,061 \text{ МН/м}^3.$$

Удельная ветровая нагрузка  $\gamma_5$ , МН/м<sup>3</sup>, на провод, покрытый льдом, рассчитана по формуле:

$$\gamma_5 = \frac{\alpha \cdot c_x \cdot 0,25 \cdot W \cdot (5,2 + 2 \cdot c_z)}{1000 \cdot F}, \quad (3.32)$$

$$\gamma_5 = \frac{0,7 \cdot 1,2 \cdot 0,25 \cdot 650 \cdot (5,2 + 2 \cdot 20)}{1000 \cdot 136,8} = 0,055 \text{ МН/м}^3.$$

Удельная ветровая нагрузка  $\gamma_6$ , МН/м<sup>3</sup>, с учетом массы провода рассчитана по формуле:

$$\gamma_6 = \sqrt{\gamma_1^2 + \gamma_4^2}, \quad (3.33)$$

$$\gamma_6 = \sqrt{0,036^2 + 0,061^2} = 0,069 \text{ МН/м}^3.$$

Удельная ветровая нагрузка  $\gamma_7$ , МН/м<sup>3</sup>, с учетом массы провода и слоя льда рассчитана по формуле:

$$\gamma_7 = \sqrt{\gamma_3^2 + \gamma_5^2}, \quad (3.34)$$

$$\gamma_7 = \sqrt{0,176^2 + 0,055^2} = 0,185 \text{ МН/м}^3.$$

Провод считается механически прочным и соответствующим выбранной длине пролета, если расчетные напряжения в проводе и стрела провеса меньше допустимых, соответствующим наиболее тяжелым режимам, перечисленным в [3, 7]. Для того, чтобы рассчитать напряжения в проводе и длину стрелы провеса, необходимо определить длины критических пролетов  $l_{1кп}$ , м,  $l_{2кп}$ , м,  $l_{3кп}$ , м, по формулам соответственно:

$$l_{1кп} = \frac{2 \cdot \sigma_3}{\gamma_1} \cdot \sqrt{\frac{6 \cdot [\sigma_3 - \sigma_{\min}] \cdot \frac{1}{E} + \alpha_t \cdot (\sigma_3 - t_{\min})}{1 - \left(\frac{\sigma_3}{\sigma_{\min}}\right)^2}}, \quad (3.35)$$

$$l_{1кп} = \frac{2 \cdot 90}{0,036} \cdot \sqrt{\frac{6 \cdot [90 - 135] \cdot \frac{1}{82500} + 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot (90 - 39)}{1 - \left(\frac{90}{135}\right)^2}} = 295,422 \text{ м,}$$

$$l_{2кп} = \frac{2 \cdot \sigma_r}{\gamma_1} \cdot \sqrt{\frac{6 \cdot [\sigma_r - \sigma_{\min}] \cdot \frac{1}{E} + \alpha_t \cdot (\sigma_r - t_{\min})}{\left(\frac{\gamma_7}{\gamma_1}\right)^2 - \left(\frac{\sigma_r}{\sigma_{\min}}\right)^2}}, \quad (3.36)$$

$$l_{2кп} = \frac{2 \cdot 135}{0,036} \cdot \sqrt{\frac{6 \cdot [35 - 135] \cdot \frac{1}{82500} + 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot (5 - 39)}{\left(\frac{0,185}{0,03}\right)^2 - \left(\frac{135}{135}\right)^2}} = 92,969 \text{ м,}$$

$$l_{3кп} = \frac{2 \cdot \sigma_r}{\gamma_1} \cdot \sqrt{\frac{6 \cdot [\sigma_r - \sigma_3] \cdot \frac{1}{E} + \alpha_t \cdot (\sigma_r - t_3)}{\left(\frac{\gamma_7}{\gamma_1}\right)^2 - \left(\frac{\sigma_r}{\sigma_3}\right)^2}}, \quad (3.37)$$

$$l_{3кп} = \frac{2 \cdot 135}{0,036} \cdot \sqrt{\frac{6 \cdot [35 - 90] \cdot \frac{1}{82500} + 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot (5 + 4,2)}{\left(\frac{0,185}{0,036}\right)^2 - \left(\frac{135}{90}\right)^2}} = 71,436 \text{ м.}$$

Так как  $l_{1кп} > l_{2кп} > l_{3кп}$ , расчетный пролет  $L=180$  м, больше длины второго критического пролета расчет напряжений  $\sigma$ , м, в режимах (таблица 3.7 отображает параметры) производится из решения следующего уравнения:

$$\sigma - \frac{\gamma^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma^2} = \sigma_r - \frac{\gamma_7^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma_r^2} - \alpha_t \cdot E \cdot (\sigma - t_r), \quad (3.38)$$

Напряжение в проводах не должно превышать нагрузке  $\sigma_r=125$  МПа. Расчет стрел провеса  $f$ , м, при режимах, производится по формуле соответственно:

$$f = \frac{\gamma \cdot l^2}{8 \cdot \sigma}, \quad (3.39)$$

Таблица 3.3 отображает результаты расчетов параметров проводов.

Таблица 3.3 - Результаты расчетов стрел провеса и механических напряжений в проводах

Режим	Климатические условия		Описание	$\gamma$ , МН/м <sup>3</sup>	$\sigma$ , МПа	f, м
	t, °C	Ветровое давление				
1	2	3	4	5	6	7
1	-5	0,25·W	Провода с гололедом	$\gamma_7$	135	5,546
2	-5	W=0	Провода с гололедом	$\gamma_3$	130,5	5,477
3	-5	W	Без гололеда	$\gamma_6$	62,69	4,498
4	$t_3=4,2$ °C	W=0	Без гололеда	$\gamma_1$	32,39	3,938
5	+15	W=0	Без гололеда	$\gamma_1$	32,8	4,166
6	$t_{\min}=-39$ °C	W=0	Без гололеда	$\gamma_1$	44,38	3,079
7	$t_{\max}=+39$ °C	W=0	Без гололеда	$\gamma_1$	27,3	5

Стрелы провеса и напряжения в проводах при режимах 1-7 не превышают максимальных значений, следовательно, провода механически стойкие к нагрузкам от веса, гололеда, ветра, длина пролета оптимальна.

### 3.2 Расчет устройств компенсации реактивной мощности

Для уменьшения потерь мощности и напряжения возможно использовать компенсирующие установки, для компенсации реактивной мощности.

Оптимальная максимальная мощность нагрузок, присоединенных к шинам понизительных подстанций 35 кВ  $Q_{\text{эф}}$ , Мвар, рассчитываются по формуле соответственно:

$$Q_{\text{эф}} = P \cdot \text{tg}_{\text{эф}}, \quad (3.40)$$

где  $P$  - активная мощность нагрузки, МВт;

$\text{tg}_{\text{эф}}=0,4$  наиболее оптимальный тангенс угла, соответствует коэффициенту мощности  $\cos\varphi=0,928$ .

Расчетная мощность компенсирующих устройств  $Q_{\text{ку}}$ , Мвар, с учетом 15% запаса рассчитана по формуле:

$$Q_{\text{ку}} = 1,15 \cdot Q - Q_{\text{эф}}, \quad (3.41)$$

где  $Q$  - реактивная мощность нагрузки, Мвар.

Расчетная реактивная мощность с учетом компенсации  $Q'$ , Мвар, рассчитывается по формуле:

$$Q' = Q - Q'_{\text{ку}}, \quad (3.42)$$

где  $Q'_{\text{ку}}$  - мощность реального компенсирующего устройства, Мвар.

Расчет величин  $Q_{\text{эф}}$ , Мвар,  $Q_{\text{ку}}$ , Мвар,  $Q'_{\text{ку}}$ , Мвар,  $Q'$ , Мвар, для узла 1.3 (в соответствии с рисунком 3.3) рассчитаны по формулам (3.40, 3.41, 3.42) соответственно:

$$Q_{\text{эф}1.3} = 2,85 \cdot 0,4 = 1,14 \text{ Мвар},$$

$$Q_{\text{ку}} = 1,15 \cdot 1,365 - 1,14 = 0,3615 \text{ Мвар},$$

$$Q' = 1,365 - 0,375 = 0,99 \text{ Мвар}.$$

Мощности компенсирующих устройств рассчитаны аналогично узлу 1.3 посредством математического пакета MathCAD и MS Excel. Таблица 3.4 содержит результаты расчетов. Компенсирующие устройства выбраны из [27].

Таблица 3.4 - Результаты расчетов устройств компенсации реактивной мощности

№ узла	Тип компенсирующего устройства	$Q_{эф}$ , Мвар	$Q_{ку}$ , Мвар	$Q'_{ку}$ , Мвар	$Q$ , Мвар
1	2	3	4	5	6
1.3	УКРЛ56-6,3-150-50 УЗ, УКРЛ56-6,3-225-75 УЗ	1,14	0,362	0,375	0,99
1.1		1,14	0,362	0,375	0,99
2.2	3хУКРЛ56-6,3-150-50 УЗ	0,92	0,444	0,45	0,79
2.1	УКРЛ56-6,3-1350-450 УЗ УКРЛ56-6,3-150-50 УЗ	2	1,476	1,5	1,66
3.1	УКРЛ56-10,5-225-75 УЗ	2,48	0,424	0,45	2,19
3.2	УКРЛ56-10,5-225-75 УЗ	1,6	0,27	0,225	1,475
4.1	УКРЛ56-6,3-150-50 УЗ	0,8	0,135	0,15	0,7
4.2	УКРЛ56-6,3-150-50 УЗ	0,8	0,135	0,15	0,7
5.3	УКРЛ56-6,3-150-50 УЗ, УКРЛ56-6,3-225-75 УЗ	0,632	0,358	0,375	0,525
5.4	УКРЛ56-6,3-450-150 УЗ	0,92	0,466	0,45	0,81

### 3.3 Анализ режима сети после реконструкции

Произведен расчет режима сети с учетом спроектированной линии электропередачи W13 и компенсирующими устройствами на шинах 6 и 10 кВ. Параметры узлов занесены в специальную таблицу RastrWin3 "Узлы" Таблица 3.5 отображает результаты расчетов режима.

Таблица 3.5 - Параметры узлов в программном комплексе RasrtWin3 для описания параметров сети, используемых в расчете режимов

№ узла	U <sub>ном</sub> , кВ	P, МВт	Q, Мвар	Примечания
1	2	3	4	5
1.1	6	2,85	0,99	-
1.3	6	2,85	0,99	-
1.4	35	-	-	-
1.5	35	-	-	-
2.1	6	5	1,66	-
2.2	6	2,3	0,79	-
2.3	35	-	-	-
2.4	35	-	-	-
3.1	10	6,2	2,19	-
3.2	10	4	1,475	-
3.3	35	-	-	-
3.4	35	-	-	-
4.1	10	2	0,7	-
4.2	10	2	0,7	-
4.3	35	-	-	-
4.4	35	-	-	-
4.5	110	-	-	-
4.6	110	-	-	-
4.5.1	110	-	-	-
4.6.1	110	-	-	-
5.1	35	-	-	-
5.2	35	-	-	-
5.3	6	1,58	0,525	-
5.4	6	2,3	0,81	-
5.5	110	-	-	-
5.6	110	-	-	-
5.5.1	110	-	-	-
5.6.1	110	-	-	-
1	110	-	-	-



Продолжение таблицы 3.5

1	2	3	4	5
2	110	-	-	-
3	35	-	-	-
6.1	110	-	-	Базовый
6.2	115	-	-	Базовый

Расчет режима работы электрической сети произведен аналогично расчету режима до реконструкции. Таблица 3.6 отображает основные данные ветвей при рассчитанном режиме с учетом работы устройств регулирования напряжения и устройств переключения без возбуждения в программном комплексе RastrWin3. Ступени ПБВ и РПН учтены как в номинальном режиме трансформаторов

Таблица 3.6 - Параметры ветвей в программном комплексе RastrWin3 для описания элементов сети, используемых в расчете режимов

№ п/п	Тип ветви	N <sub>нач</sub>	N <sub>кон</sub>	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	G, мкСм	K <sub>T</sub>
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС 35/6 кВ "Тепличная"								
1	Трансформатор Т2, 6,3 МВА	1.4	1.3	1,265	14,538	43,714	6,04	0,18
2	Трансформатор Т1, 6,3 МВА	1.5	1.1	1,265	14,538	43,714	6,04	0,18
3	Секционный выключатель 6 кВ	1.3	1.1	-	-	-	-	-
ПС 35/6 кВ "Кирпичная"								
4	Трансформатор Т2, 4 МВА	2.3	2.2	2,45	22,496	29,387	4,081	0,18
5	Трансформатор Т1, 6,3 МВА	2.4	2.1	1,235	14,583	43,714	6,04	0,18
6	Секционный выключатель 6 кВ	2.2	2.1	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы 3.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС 35/10 кВ "Русские Выселки"								
7	Трансформатор Т1, 6,3МВА	3.3	3.1	1,235	14,583	43,714	6,04	0,314
8	Трансформатор Т2, 4 МВА	3.3	3.2	2,45	22,969	29,387	4,081	0,314
9	Секционный выключатель 10 кВ	3.1	3.2	-	-	-	-	-
ПС 110/35/10 "Выселки"								
10	Трансформатор Т2, 20 МВА	4.5	4.5.1	2,099	71,084	37,8	3,403	-
11		4.5.1	4.3	2,099	41,328	-	-	0,335
12		4.5.1	4.1	2,099	0,165	-	-	0,096
13	Трансформатор Т1, 20 МВА	4.6	4.6.1	2,099	71,084	37,807	3,403	-
14		4.6.1	4.4	2,099	41,328	-	-	0,335
15		4.6.1	4.2	2,099	0,165	-	-	0,096
16	Секционный выключатель 10 кВ	4.1	4.2	-	-	-	-	-
17	Секционный выключатель 10 кВ	4.3	4.4	-	-	-	-	-
ПС 110/35/6 кВ "Стройбаза"								
18	Трансформатор Т1, 20 МВА	5.5	5.5.1	2,099	71,084	37,807	3,403	-
19		5.5.1	5.3	2,099	0,165	-	-	0,057
20		5.5.1	5.1	2,099	41,328	-	-	0,335
21	Трансформатор Т2, 20 МВА	5.6	5.6.1	2,099	71,084	37,807	3,403	-
22		5.6.1	5.4	2,099	0,165	-	-	0,057
23		5.6.1	5.2	2,099	41,328	-	-	0,335
24	Секционный выключатель 35 кВ	5.1	5.2	-	-	-	-	-
25	Секционный выключатель 6 кВ	5.3	5.4	-	-	-	-	-
Воздушная линия электропередач								
26	W1, 110 кВ	4.5	1	0,734	1,512	-9,745	-	-
27	W2, 110 кВ	4.6	2	0,734	1,512	-9,745	-	-

Продолжение таблицы 3.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9
28	W3, 110 кВ	6.1	1	3,422	11,745	81,432	-	-
29	W4, 110 кВ	6.2	2	3,422	11,745	81,432	-	-
30	W5, 110 кВ	1	5.6	0,604	2,074	14,377	-	-
31	W6, 110 кВ	2	5.5	0,604	2,074	14,377	-	-
32	W7, 35 кВ	3	3.3	2,392	2,45	-	-	-
33	W8, 35 кВ	3	2.3	0,572	0,799	-	-	-
34	W9, 35 кВ	5.2	3	1,523	2,13	-	-	-
35	W10, 35 кВ	5.1	2.4	2,113	2,955	-	-	-
36	W11, 35 кВ	5.2	1.4	0,813	1,137	-	-	-
37	W12, 35 кВ	5.1	1.5	0,813	1,137	-	-	-
38	W13, 35 кВ	4.4	3.3	0,519	0,882	-	-	-

Графическая часть расчетов в программном комплексе RastrWin3 изображена в соответствии с рисунком 3.7.

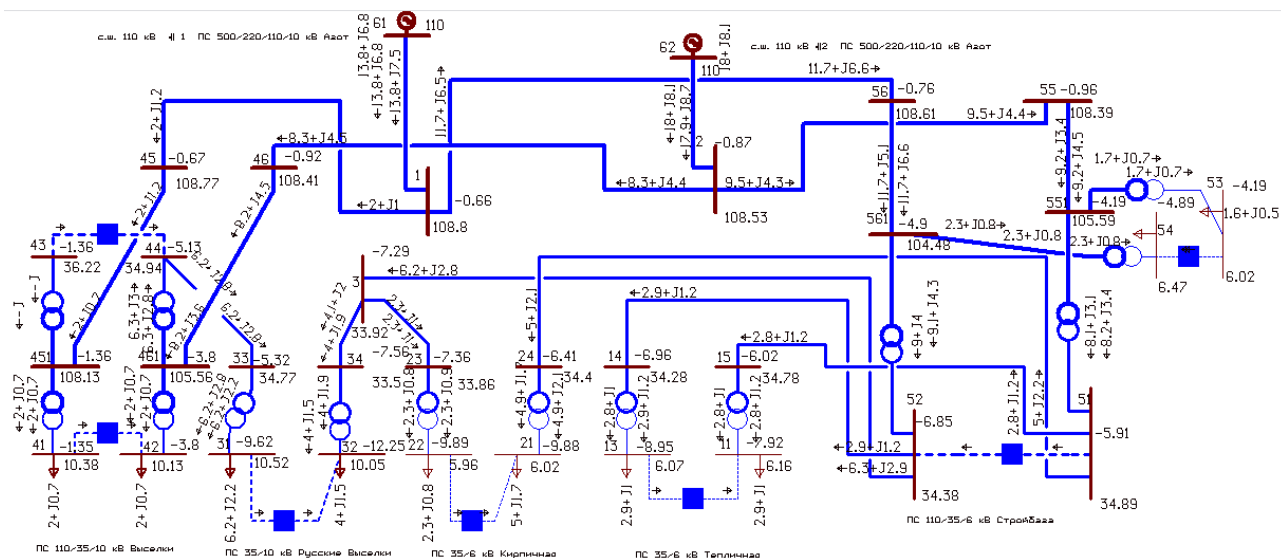


Таблица 3.7 - Параметры ветвей в программном комплексе RastrWin3 для описания элементов сети, используемых в расчете режимов

№ п/п	Тип ветви	N <sub>нач</sub>	N <sub>кон</sub>	ΔP, МВт	ΔQ, Мвар
1	2	3	4	5	6
ПС 35/6 кВ "Тепличная"					
1	Трансформатор Т2, 6,3 МВА	1.4	1.3	0,010071	0,11574
2	Трансформатор Т1, 6,3 МВА	1.5	1.1	0,009515	0,109347
3	Секционный выключатель 6 кВ	1.3	1.1	-	-
ПС 35/6 кВ "Кирпичная"					
4	Трансформатор Т2, 4 МВА	2.3	2.2	0,013093	0,120221
5	Трансформатор Т1, 6,3МВА	2.4	2.1	0,029695	0,35064
6	Секционный выключатель 6 кВ	2.2	2.1	-	-
ПС 35/10 кВ "Русские Выселки"					
7	Трансформатор Т1, 6,3МВА	3.3	3.1	0,047215	0,557523
8	Трансформатор Т2, 4 МВА	3.3	3.2	0,042993	0,403066
9	Секционный выключатель 10 кВ	3.1	3.2	-	-
ПС 110/35/10 "Выселки"					
10	Трансформатор Т2, 20 МВА	4.5	4.5.1	0,000871	0,029502
11		4.5.1	4.3	0	0
12		4.5.1	4.1	0,00081	0,000064
13	Трансформатор Т1, 20 МВА	4.6	4.6.1	0,015413	0,521978
14		4.6.1	4.4	0,009147	0,180106
15		4.6.1	4.2	0,000871	0,000068
16	Секционный выключатель 10 кВ	4.1	4.2	-	-
17	Секционный выключатель 10 кВ	4.3	4.4	-	-
ПС 110/35/6 кВ "Стройбаза"					
18	Трансформатор Т1, 20 МВА	5.5	5.5.1	0,0184	0,623129
19		5.5.1	5.3	0,000633	0,00005
20		5.5.1	5.1	0,014715	0,289736
21	Трансформатор Т2, 20 МВА	5.6	5.6.1	0,031685	1,073039
22		5.6.1	5.4	0,001109	0,000087
23		5.6.1	5.2	0,01938	0,381589
24	Секционный выключатель 35 кВ	5.1	5.2	-	-

Продолжение таблицы 3.7

1	2	3	4	5	6
25	Секционный выключатель 6 кВ	5.3	5.4	-	-
Воздушная линия электропередач					
26	W1, 110 кВ	4.5	1	0,000332	0,000685
27	W2, 110 кВ	4.6	2	0,005552	0,011437
28	W3, 110 кВ	6.1	1	0,069002	0,236829
29	W4, 110 кВ	6.2	2	0,113011	0,387876
30	W5, 110 кВ	1	5.6	0,009204	0,031605
31	W6, 110 кВ	2	5.5	0,005625	0,019316
32	W7, 35 кВ	3	3.3	0,042622	0,043655
33	W8, 35 кВ	3	2.3	0,003178	0,004439
34	W9, 35 кВ	5.2	3	0,062269	0,087087
35	W10, 35 кВ	5.1	2.4	0,052141	0,072918
36	W11, 35 кВ	5.2	1.4	0,006639	0,009284
37	W12, 35 кВ	5.1	1.5	0,006258	0,008752
38	W13, 35 кВ	4.4	3.3	0,020049	0,034072

Для каждой ветви рассчитаны потоки активной и реактивной мощности на начальном участке  $P_{нач}$ , МВт,  $Q_{нач}$ , Мвар, и конечном участке  $P_{кон}$ , МВт,  $Q_{кон}$ , Мвар. Таблица 3.8 отображает результаты расчетов потоков мощностей.

Таблица 3.8 - Потоки активной и реактивно мощности в начале и конце ветвей

№ п/п	Тип ветви	$N_{нач}$	$N_{кон}$	$P_{нач}$ , МВт	$Q_{нач}$ , Мвар	$P_{кон}$ , МВт	$Q_{кон}$ , Мвар
1	2	3	4	5	6	7	8
ПС 35/6 кВ "Тепличная"							
1	Трансформатор Т2, 6,3 МВА	1.4	1.3	-2,856	-1,157	-2,839	-0,99
2	Трансформатор Т1, 6,3 МВА	1.5	1.1	-2,864	-1,156	-2,847	-0,99
3	Секционный выключатель 6 кВ	1.3	1.1	-	-	-	-
ПС 35/6 кВ "Кирпичная"							
4	Трансформатор Т2, 4 МВА	2.3	2.2	-2,309	-0,944	-2,292	-0,79

Продолжение таблицы 3.8

1	2	3	4	5	6	7	8
5	Трансформатор Т1, 6,3МВА	2.4	2.1	-5,032	-2,078	-4,994	-1,66
6	Секционный выключатель 6 кВ	2.2	2.1	-	-	-	-
ПС 35/10 кВ "Русские Выселки"							
7	Трансформатор Т1, 6,3МВА	3.3	3.1	6,255	2,807	6,2	2,19
8	Трансформатор Т2, 4 МВА	3.3	3.2	4,032	1,914	3,984	1,474
9	Секционный выключатель 10 кВ	3.1	3.2	-	-	-	-
ПС 110/35/10 "Выселки"							
10	Трансформатор Т2, 20 МВА	4.5	4.5.1	2,041	1,174	2	0,7
11		4.5.1	4.3	0	0	0	0
12		4.5.1	4.1	2,001	0,7	2	0,7
13	Трансформатор Т1, 20 МВА	4.6	4.6.1	8,34	4,695	8,285	3,722
14		4.6.1	4.4	6,284	3,023	6,275	2,841
15		4.6.1	4.2	2,001	0,7	2	0,7
16	Секционный выключатель 10 кВ	4.1	4.2	-	-	-	-
17	Секционный выключатель 10 кВ	4.3	4.4	-	-	-	-
ПС 110/35/6 кВ "Стройбаза"							
18	Трансформатор Т1, 20 МВА	5.5	5.5.1	9,61	5,257	9,55	4,115
19		5.5.1	5.3	1,582	0,532	1,582	0,532
20		5.5.1	5.1	7,987	3,602	7,972	3,314
21	Трансформатор Т2, 20 МВА	5.6	5.6.1	11,705	6,814	11,635	5,3
22		5.6.1	5.4	2,311	0,852	2,31	0,852
23		5.6.1	5.2	9,469	4,559	9,447	4,14
24	Секционный выключатель 35 кВ	5.1	5.2	-	-	-	-
25	Секционный выключатель 6 кВ	5.3	5.4	-	-	-	-
Воздушная линия электропередач							
26	W1, 110 кВ	4.5	1	-2,042	-1,174	-2,042	-1,06
27	W2, 110 кВ	4.6	2	-8,34	-4,695	-8,346	-4,592
28	W3, 110 кВ	6.1	1	13,861	6,998	13,79	7,731
29	W4, 110 кВ	6.2	2	18,09	9,135	17,971	9,699
30	W5, 110 кВ	1	5.6	11,75	6,671	11,741	6,809
31	W6, 110 кВ	2	5.5	9,626	5,107	9,62	5,254

Продолжение таблицы 3.8

1	2	3	4	5	6	7	8
32	W7, 35 кВ	3	3.3	4,083	1,96	4,04	1,916
33	W8, 35 кВ	3	2.3	2,308	0,954	2,304	0,95
34	W9, 35 кВ	5.2	3	6,516	2,978	6,449	2,885
35	W10, 35 кВ	5.1	2.4	5,089	2,154	5,035	2,079
36	W11, 35 кВ	5.2	1.4	2,862	1,172	2,856	1,162
37	W7, 35 кВ	5.1	1.5	2,87	1,167	2,864	1,158

Результаты расчетов модулей напряжения в каждом узле (на каждой шине подстанций)  $U$ , кВ, углов напряжений  $\varphi_U$ , град, отклонений напряжений от номинальных значений  $\delta U$ , % в программном комплексе RastrWin3 после реконструкции сети выведены в поле "Узлы". Таблица 3.9 отображает результаты расчетов.

Таблица 3.9 - Параметры узлов в программном комплексе RasrtWin3 для описания параметров сети, используемых в расчете режимов

№ узла	$U_{ном}$ , кВ	$U$ , кВ	$\varphi_U$ , град	$\delta U$ , %
1	2	3	4	5
1.3	6	6,07	-8,95	1,17
1.1	6	6,16	-7,92	2,72
1.4	35	34,28	-6,96	-2,07
1.5	35	34,78	-6,02	-0,62
2.2	6	5,96	-9,89	-0,63
2.1	6	6,02	-9,88	0,31
2.3	35	33,86	-7,36	-3,25
2.4	35	34,4	-6,41	-1,71
3.1	10	10,52	-9,62	5,18
3.2	10	10,05	-12,25	0,55
3.3	35	34,77	-5,32	-0,64
3.4	35	33,5	-7,56	-4,3
4.1	10	10,38	-1,35	3,77

Продолжение таблицы 3.9

1	2	3	4	5
4.2	10,5	10,13	-3,8	-3,53
4.3	35	36,22	-1,36	3,5
4.4	35	34,94	-5,13	-0,17
4.5	110	108,77	-0,67	-1,12
4.6	110	108,41	-0,92	-1,44
4.5.1	110	108,13	-1,36	-1,7
4.6.1	110	105,56	-3,8	-4,04
5.1	35	34,89	-5,91	-0,32
5.2	35	34,38	-6,85	-1,76
5.3	6	6,02	-4,19	0,28
5.4	6	6,47	-4,89	7,91
5.5	110	108,39	-0,96	-1,46
5.6	110	108,61	-0,76	-1,26
5.5.1	110	105,59	-4,19	-4,01
5.6.1	110	104,48	-4,9	-5,02
1	110	108,8	-0,66	-1,09
2	110	108,53	-0,87	-1,34
3	35	33,92	-7,29	-3,07
6.1	110	110	-	-
6.2	110	110	-	-

Расчет суммарных потерь произведен с помощью математического пакета MS Excel аналогично режиму до реконструкции. Суммарные потери активной и реактивной мощности равны соответственно  $\Sigma P_{\text{пр}}=0,661498$  МВт,  $\Sigma Q_{\text{пр}}=5,70384$  МВар. Суммарные потери полной мощности до реконструкции  $\Delta S_{\text{др}}$ , МВА, и после реконструкции  $\Delta S_{\text{пр}}$ , МВА, рассчитаны по формуле соответственно:

$$\Delta S = \sqrt{\Sigma P^2 + \Sigma Q^2}, \quad (3.43)$$

$$\Delta S_{\text{др}} = \sqrt{1,206286^2 + 8,585647^2} = 8,669975 \text{ МВА},$$



$$\Delta S_{\text{пр}} = \sqrt{0,661498^2 + 5,70384^2} = 5,74207 \text{ МВА.}$$

Уменьшения потерь активной мощности  $\Delta P_{\%}$ , %, реактивной мощности  $\Delta Q_{\%}$ , %, полной мощности  $\Delta S_{\%}$ , %, рассчитаны по формулам соответственно:

$$\Delta P_{\%} = \frac{\Sigma P_{\text{др}} - \Sigma P_{\text{пр}}}{\Sigma P_{\text{др}}} \cdot 100\% , \quad (3.44)$$

$$\Delta Q_{\%} = \frac{\Sigma Q_{\text{др}} - \Sigma Q_{\text{пр}}}{\Sigma Q_{\text{др}}} \cdot 100\% , \quad (3.45)$$

$$\Delta S_{\%} = \frac{\Sigma S_{\text{др}} - \Sigma S_{\text{пр}}}{\Sigma S_{\text{др}}} \cdot 100\% , \quad (3.46)$$

$$\Delta P_{\%} = \frac{1,206286 - 0,661498}{1,206286} \cdot 100\% = 45,2 \%,$$

$$\Delta Q_{\%} = \frac{8,585647 - 0,5,70384}{8,585647} \cdot 100\% = 33,6 \%,$$

$$\Delta S_{\%} = \frac{8,669975 - 5,744207}{8,669975} \cdot 100\% = 33,7 \%.$$

Для оценки потерь в каждой ветви построена диаграмма зависимости потерь активной мощности  $\Delta P=f(\text{ветвь})$  (в соответствии с рисунком 3.8) и реактивной мощности  $\Delta Q=f(\text{ветвь})$  от номера ветви (в соответствии с рисунком 3.9). Закрашенные столбцы - потери после реконструкции, прозрачные столбцы - потери до реконструкции.

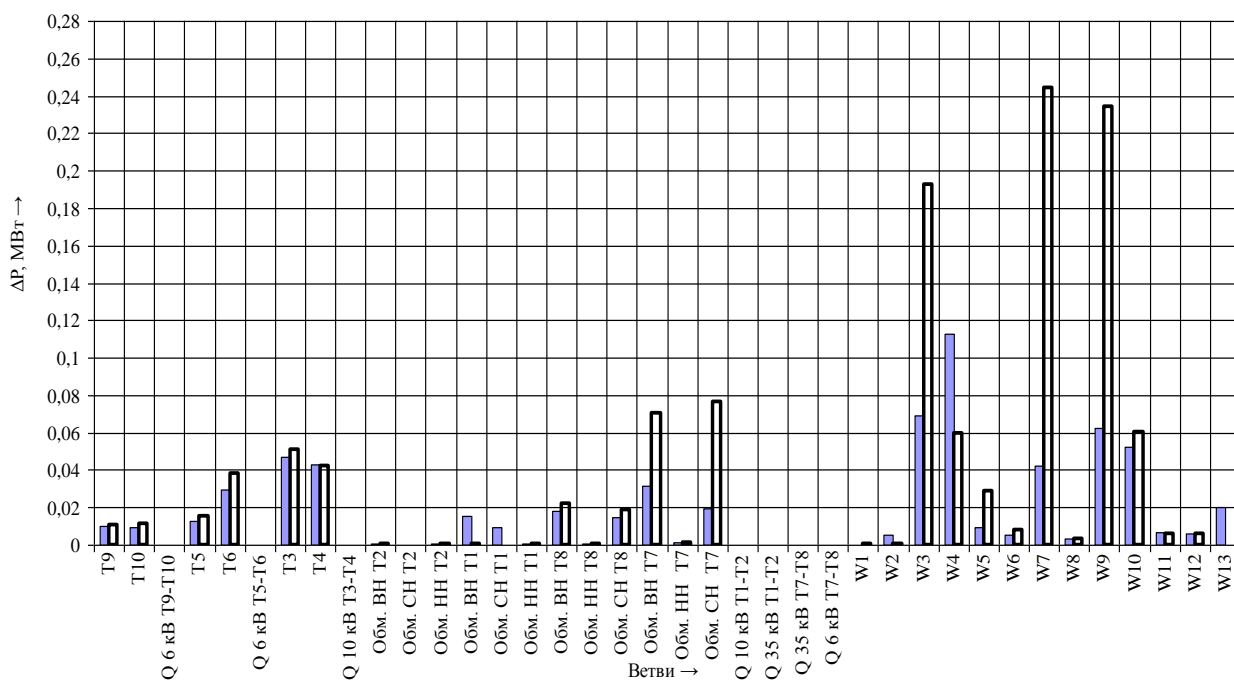


Рисунок 3.8 - Диаграмма зависимости  $\Delta P=f(\text{ветвь})$

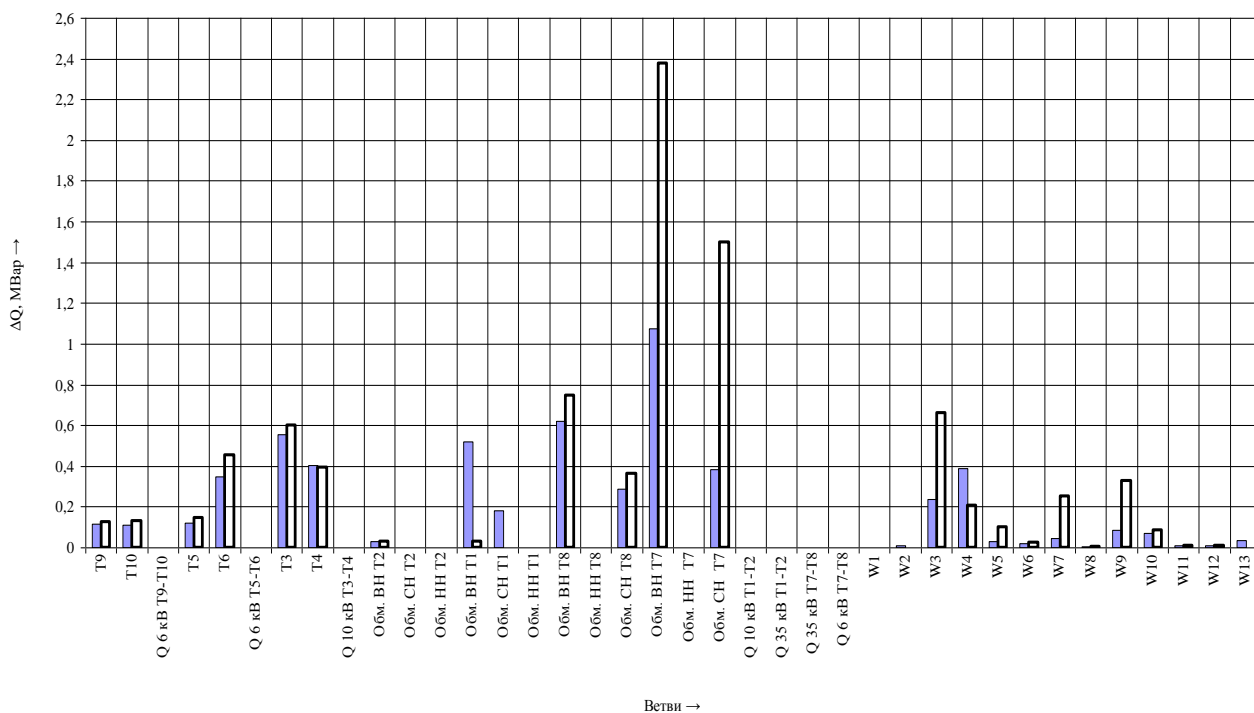


Рисунок 3.9 - Диаграмма зависимости  $\Delta Q=f(\text{ветвь})$

Диаграмма потерь в воздушных линиях электропередачи до реконструкции и после реконструкции имеет вид в соответствии с рисунком 3.10.

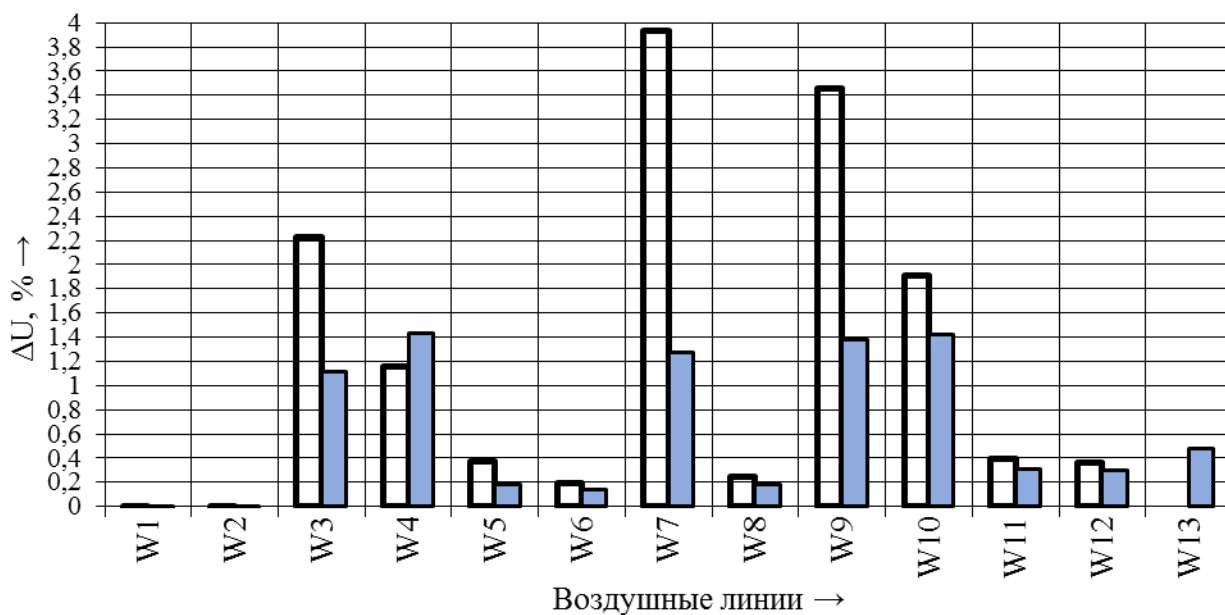


Рисунок 3.10 - Потери в линиях электропередач до и после реконструкции

### Выводе к главе 3

1) Предложено строительство воздушной линии электропередачи для связи подстанции 35/10 кВ "Русские Выселки" и подстанции 110/35/10 кВ "Выселки". Рассчитано сечение проводов проектируемой воздушной линии. Выбраны опоры для строительства новой трассы воздушной линии. Выполнен механический расчет проводов с учетом неблагоприятных климатических условий.

2) Произведен расчет мощности конденсаторных батарей на подстанциях, входящих в участок электрической сети установить конденсаторные батареи.

3) Произведен анализ режима работы сети после реконструкции с учетом работы конденсаторных батарей и новой воздушной линии (W13), соединяющей подстанции "Русские Выселки" и "Выселки". Произведено моделирование участка сети в программе RaastrWin3.

## Заключение

1) Произведен анализ структуры исследуемого участка электрической сети. Выполнен анализ подстанций, входящих в участок исследуемой электрической сети. Подстанция 35/10 кВ «Русские Выселки» имеет два трансформатора, работающих с перегрузкой. Рассчитан износ силовых трансформаторов на подстанции "Русские Выселки", износ данных трансформаторов (ТМН-6300/35/10-У1 и ТМ-4000/35/10-У1) составляет менее 5 % от нормированного. Выполнен анализ линий электропередач участка сети Ставропольского района для электроснабжения села Выселки.

2) Произведен выбор программного продукта для анализа режима работы участка районной электрической сети. Решено использовать программный комплекс RastrWin3. Смоделирован участок районной электрической сети до реконструкции в программе RastrWin3. Расчет режима работы районной электрической сети. Произведен анализ результатов расчета установившегося режима действующей сети.

3) Предложено строительство воздушной линии электропередачи для связи подстанции 35/10 кВ "Русские Выселки" и подстанции 110/35/10 кВ "Выселки". Рассчитано сечение проводов проектируемой воздушной линии. Выбраны опоры для строительства новой трассы воздушной линии. Выполнен механический расчет проводов с учетом неблагоприятных климатических условий. Произведен расчет мощности конденсаторных батарей на подстанциях, входящих в участок электрической сети установить конденсаторные батареи. Произведен анализ режима работы сети после реконструкции с учетом работы конденсаторных батарей и новой воздушной линии (W13), соединяющей подстанции "Русские Выселки" и "Выселки". Произведено моделирование участка сети в программе RastrWin3.

## Список используемых источников

1. ГОСТ 14209-85. Межгосударственный стандарт. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки: утв. постановлением Государственного комитета СССР по стандартам № 236 от 31.01.1985. М., 1985. 30 с.
2. ГОСТ 839-80. Провода неизолированные для воздушных линий электропередачи. Технические условия (с Изменениями №1,2): утв. постановлением Государственного комитета СССР по стандартам № 2987 от 23.06.80. М., 1981. 2002.
3. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы шестого и седьмого изданий с изменениями и дополнениями по состоянию на 1 марта 2007 г.: утв. приказом №204 от 08.07.2002 г. М., 2007. 488 с.
4. РТМ 36.18.32.4-92. Указания по расчету электрических нагрузок: утв. техническим циркуляром ВНИП Тяжпромэлектропроект № 358-09 от 1.08.1990 г. М., 1992. 40 с.
5. СП 131.13330.2012. СНиП 23-01-99\* (с изменением №2). Строительная климатология: утв. приказом № 275 от 30.07.2012 г. М., 2013. 30 с.
6. СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 34-750 кВ. Типовые решения: утв. приказом ОАО "ФСК ЕЭС" 2007 № 441 от 20.12.2007 г. М., 2007. 132 с.
7. Петров, В.С. Механически расчет проводов и тросов воздушных линий как основа расчета надежности конструкций // НАУКОВЕДЕНИЕ: интернет-журнал. Смоленск, 2015. 13 с.
8. Анализ количественных показателей потерь электроэнергии при циклической работе силовых трансформаторов / З. Р. Джафаров, Д. Р. Залялиев, А. Н. Черненко, Д. А. Кретов // Проблемы электротехники, электроэнергетики и электротехнологии (ПЭЭЭ-2017): сб. науч. трудов. - Тольятти: Изд-во ТГУ, 2017. - С. 229-235. - ISBN 978-5-8259-1202-8.

9. Джафаров З. Р., Залялиев Д. Р. Анализ теплового режима при циклической работе трансформаторов ТМН-6300/35/10-У1 // Июльские научные чтения : сб. науч. трудов. - Смоленск: ООО "Новаленсо", 2017. - С. 182-185. - ISBN 978-5-906978-03-5.

10. Джафаров З. Р., Залялиев Д. Р., Бурмутаев А. Е. Анализ показателей структурной надежности системы электроснабжения подстанции в аварийном режиме работы при внедрении системы АВР на стороне 110 кВ // Проблемы электротехники, электроэнергетики и электротехнологии (ПЭЭЭ-2017): сб. науч. трудов. - Тольятти: Изд-во ТГУ, 2017. - С. 92-95. - ISBN 978-5-8259-1202-8.

11. Залялиев Д. Р., Джафаров З. Р. Анализ характеристик воздушных линий выполненных проводами марок АС и AACSR Z // Июльские научные чтения : сб. науч. трудов. - Смоленск: ООО "Новаленсо", 2017. - С. 187-190. - ISBN 978-5-906978-03-5.

12. Залялиев Д. Р., Джафаров З. Р., Черненко А. Н. Анализ теплового режима и износа силового трансформатора ТМН-6300/35/10-У1 // Системная инженерия. - 2017. - № 1-2(5). - С 13-17. - ISSN 2304-0823.

13. Залялиев Д. Р., Кретов Д. А., Джафаров З. Р. Исследование установившихся режимов работы участка районной электрической сети при реконструкции // Электроэнергетика глазами молодежи - 2017: сб. науч. трудов. - Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2017. - С. 10-13. - ISBN 978-5-7964-2030-0, 978-5-7964-2032-4.

14. Залялиев Д. Р., Самолина О. В. Способы уменьшения механической нагрузки на шинах при протекании токов короткого замыкания // Теория и практика приоритетных научных исследований: сб. науч. трудов. - Смоленск, 2016. - С. 42-45. - ISBN 978-5-9906400-9-2.

15. Ahmad A., Javed I., Nazar W., Asim Mukhtar M. A. Short Circuit Stress Analysis Using FEM in Power Transformer on H-V Winding Displaced Vertically & Horizontally // Alexandria Engineering Journal. 2018. Vol. 57, Issue 1. P. 147-157.

16. Chiver, O., Neamt L., Pop E., Barz C., Pop Vadean A., Petrica P. Transient regimes of the three phase power transformers // Carpathian Journal of Electrical Engineering. 2015. Vol. 9, No 1. P. 57-66.
17. Fofana I., Hadjadj Y. Electrical-Based Diagnostic Technique for Assessing Insulation Condition in Aged Transformers // Energies. 2016. Vol. 9, No 679.
18. Karakoulidis, K., Fantidis J. G., Kontakos V. The Temperature Measurement in a Three-Phase Power Transformer under Different Condition // Journal of Engineering Science and Technology Review. 2015. Vol. 8, No 5 P. 19-23.
19. Kudelcuk, J. The Resistance of Breakdown in Transformer Oil // VSB-Technical University of Ostrava. 2008. P.P. 398-392.
20. Li Z., Wenfang Z., Jinxin L., Tong Z., Liang Z., Xinghua W. New Prediction Model for Transformer Winding Hotspot Temperature Fluctuation Based on Fuzzy Information Granulation and an Optimized Wavelet Neural Network // Energies. 2017. Vol. 10, No 12.
21. Niancheng Z., Fan Y., Qianggang W., Xiaoxuan L., Yuxiang Z. Short-Circuit Calculation in Distribution Networks with Distributed Induction Generators // Energies. 2016. Vol. 9, No 4. P. 277.
22. Nikolina , P., Software System for Finding Incipient in Power Transformers // TEM Journal. 2015. Vol. 4, No 2. P. 125-129.
23. Spohner M. A study of the properties of electrical insulation oils and of the components of natural oils // Acta Polytechnica. 2016. Vol. 52, No 5 URL: <https://ojs.cvut.cz/ojs/index.php/ap/article/view/1652> (дата обращения 10.09.2017 г.).
24. Tyuryumina A., Batrak A., Secackiy V. Determination of transformer oil quality by the acoustic method // MATEC Web of Conferences. 2017. Vol. 113, No 01008. P. 1-6.
25. Yuan, Y., Liao R. Novel Nanomodified Cellulose Insulation Paper for Power Transformer // Journal of Nanomaterials. 2014. Vol. 2014.
26. Выселки. Сельское поселение (официальный сайт) [Электронный ресурс] Официальный сайт. с.п. Выселки. URL: <http://xn---->

7sbbg4agcdi0adahfnihl1s.xnp1ai/index.php?option=com\_content&view=category&layout=blog&id=116&Itemid=2/ (дата обращения 11.09.2016).

27. Конденсаторные установки высокого напряжения с автоматическим регулированием мощности, стандартной комплектации, для эксплуатации внутри помещения (УЗ) [Электронный ресурс] // интернет-сайт. URL: <http://kvar.su/katalog/kondensatornye-ustanovki/kondensatornye-ustanovkivysokogo-n-7/> (дата обращения 9.02.2016).

28. Расчет потерь электроэнергии в силовом трансформаторе [Электронный ресурс] // интернет-сайт. URL: <https://e-koncept.ru/2015/65024.htm>, свободный/ (дата обращения 30.10.2016).

29. Расчет токов КЗ с учетом регулирования напряжения под нагрузкой РПН трансформатора [Электронный ресурс]: // интернет-сайт. URL: [http://studopedia.ru/6\\_117217\\_raschet-tokov-kz-s-uchetom-regulirovaniya-napryazheniya-pod-nagruzkoj-rpn-transformatora.html/](http://studopedia.ru/6_117217_raschet-tokov-kz-s-uchetom-regulirovaniya-napryazheniya-pod-nagruzkoj-rpn-transformatora.html/) (дата обращения 26.10.2016).

30. Руководство пользователя [Электронный ресурс] // интернет-сайт. URL: [http://www.rastrwin.ru/download/Files/HELP\\_RastrWin3\\_29\\_08\\_12.pdf](http://www.rastrwin.ru/download/Files/HELP_RastrWin3_29_08_12.pdf) (дата обращения 21.01.2017г.).

31. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. [Электронный ресурс] // РД 153-34.0-20.527-98 / под ред. Б.Н. Неклепаева. 2001. URL: <http://meganorm.ru/Data2/1/4294817/4294817179.pdf> (дата обращения 16.12.2017).

32. Серия 3.407.1-164. Унифицированные железобетонные опоры ВЛ 35 кВ на центрифугированных стойках. Выпуск 1. Промежуточные, угловые, концевые и промежуточно-угловые опоры. Рабочие чертежи [Электронный ресурс]: // интернет сайт. URL: <http://www.iolitm.ru/library/50-opory-vl/839-seriya-3-407-1-164-v-1/> (дата обращения 1.02.2016).

33. Серия 3.407-68/73 (3078тм-т1) Унифицированные стальные нормальные опоры ВЛ 35,110 и 150 кВ. Рабочие чертежи. Том 1. Пояснительная записка. Энергосетьпроект [Электронный ресурс]: // интернет-сайт. URL:



<http://www.zavodsz.ru/Tipovyie-proektyi-opor-LEP/seriya-3407-6873-3078tmt1.htm>  
/ (дата обращения 1.02.2016).

34. Справочник по проектированию электрических сетей [Электронный ресурс] // интернет-сайт. URL: [http://portal.tpu.ru:7777/SHARED/a/ANDREEVMV/academic/avtomatika\\_ees/Tab1/%D0%A4%D0%B0%D0%B9%D0%B1%D0%B8%D1%81%D0%BE%D0%B2%D0%B8%D1%87.pdf](http://portal.tpu.ru:7777/SHARED/a/ANDREEVMV/academic/avtomatika_ees/Tab1/%D0%A4%D0%B0%D0%B9%D0%B1%D0%B8%D1%81%D0%BE%D0%B2%D0%B8%D1%87.pdf)/ (дата обращения 01.10.2016).

35. Технические данные трехфазных трехобмоточных трансформаторов [Электронный каталог] // интернет-сайт. URL: <http://leg.co.ua/info/transformatory/tehnicheskie-dannye-trehfaznyh-trehobmotochnyhtransformatorov.html>/ (дата обращения 30.10.2016).

36. Тольяттинский трансформатор. Номенклатурный каталог [Электронный каталог] // интернет-сайт. Тольятти. URL: [http://www.transformator.com.ru/docs/%D0%9D%D0%9A\\_%D0%A2%D0%A2,%D0%9E%D0%9E%D0%9E\\_2016%20%D0%B3.pdf](http://www.transformator.com.ru/docs/%D0%9D%D0%9A_%D0%A2%D0%A2,%D0%9E%D0%9E%D0%9E_2016%20%D0%B3.pdf)/ (дата обращения 28.10.2016).

37. Трансформаторы силовые масляные класса напряжения до 35 кВ включительно [Электронный каталог] // интернет-сайт. URL: [http://www.transformator.com.ru/ttproduction/transform/tr\\_35kv.php?GALLERY\\_ID=11/](http://www.transformator.com.ru/ttproduction/transform/tr_35kv.php?GALLERY_ID=11/) (дата обращения 28.10.2016).

38. Трансформаторы силовые серии ТМН класса напряжения 35 кВ мощностью 2500, 4000, 6300 кВА с регулированием напряжения под нагрузкой с медными обмотками [Электронный ресурс] // интернет-сайт. URL: [http://www.elektrozavod.ru/sites/default/files/production/catalog/pdf/additional/pk\\_2\\_3.pdf](http://www.elektrozavod.ru/sites/default/files/production/catalog/pdf/additional/pk_2_3.pdf)/ (дата обращения 26.10.2016).

39 Электрические системы и сети [Электронный ресурс] // интернет-сайт. URL: <http://www.c-o-k.ru/library/document/12770/> (дата обращения 2.01.2017).