

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет»
(национальный исследовательский университет)
Политехнический институт
Факультет Энергетический
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Рецензент, должность

_____/_____/_____
« ____ » _____ 20 ____ г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой, д.т.н., профессор

_____/ И.М. Кирпичникова /_____
« ____ » _____ 20 ____ г.

(наименование темы работы)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
ЮУрГУ – 13.03.02. 2017. 13-186-1413. ВКР
(код направления, год, номер студенческого)

Консультант, должность

_____/_____/_____
« ____ » _____ 2017 г.

Руководитель, профессор

_____/ М.Е. Гольдштейн /_____
« ____ » _____ 2017 г.

Консультант, должность

_____/_____/_____
« ____ » _____ 2017 г.

Автор

студент группы П – 471
_____/ Д.А. Хабаров /_____
« ____ » _____ 2017 г.

Консультант, должность

_____/_____/_____
« ____ » _____ 2017 г.

Нормоконтролер,

_____/ М.Е. Гольдштейн /_____
« ____ » _____ 2017 г.

Челябинск 2017

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(национальный исследовательский университет)

Институт Политехнический
Факультет Энергетический
Кафедра Электрические станции, сети и системы электроснабжения
Направление Электроэнергетика и электротехника

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____/ И.М. Кирпичникова /
_____ 2017 г.

ЗАДАНИЕ
на выпускную квалификационную работу студента

Хабарова Дмитрия Андреевича
(Ф. И.О. полностью)

Группа П-471

1. Тема выпускной квалификационной работы

Длительные режимы района электрической сети, содержащей СТАТКОМ

утверждена приказом по университету от 28.04 2017 г. № 835

2. Срок сдачи студентом законченной работы 20 мая 2017 года

3. Исходные данные к работе: Схема сетевого района и параметры оборудования и нагрузок: Электростанция 1; электростанция 2; подстанции 220 кВ; подстанции 110 кВ; подстанции 35 кВ; подстанции 10 кВ; линии электропередачи 220 кВ; линии электропередачи 110 кВ; линии электропередачи 35 кВ; трансформатор ТДН-40000/110; трансформатор ТДЦ-80000/110; трансформатор ТДЦ-200000/220; трансформатор 2×ТДЦ-80000/220; трансформатор 2×АТДЦТН-200000/220/110; трансформатор 2×ТДТН-40000/110.

4. Содержание расчетно-пояснительной записки (перечень подлежащих разработке вопросов)

1) Обзор основных устройств, с помощью которых можно осуществлять регулирование перетоков реактивной мощности в районе электрической сети.

2) Анализ длительных режимов работы сети

3) Проведение традиционных мероприятий по нормализации режимных параметров – усиление линий электропередачи. Оценка эффективности проведенных мероприятий.

4) Применение СТАТКОМ для регулирования режимных параметров. Оценка эффективности применения СТАТКОМ.

5) Сравнение эффектов от усиления линий электропередачи и от применения СТАТКОМ.

5. Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей, плакатов в листах формата А1): Презентация по результатам работы

Всего 0 листов

6. Консультанты по работе, с указанием относящихся к ним разделов работы

Раздел	Консультант	Подпись, дата	
		Задание выдал (консультант)	Задание принял (студент)

7. Дата выдачи задания 12 сентября 2016 г.

Руководитель _____
(подпись)

Задание принял к исполнению _____
(подпись студента)

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметка о выполнении руководителя
Библиографический анализ	13.09.16-01.11.16	
Обзор: СТК КД и СТАТКОМ	2.11.16-17.12.16	
Сравнение СТАТКОМ над СТК КД	18.12.16-18.01.17	
Расчет длительных режимов исходного района электрической сети	19.01.17-02.02.17	
Расчет длительных режимов при усиленных ЛЭП Оценка эффективности усиления ЛЭП	3.02.17-18.02.17	
Нормализация режимов с помощью СТАТКОМ-ов	19.02.17-01.03.17	
Оптимизация режимов	2.03.17-3.04.17	
Оценка эффективности применения СТАТКОМ	04.04.17-25.04.17	
Оформление ПЗ в соответствии с СТО	26.04.17-20.05.17	

Заведующий кафедрой _____ / И.М. Кирпичникова/

Руководитель работы _____ / М.Е. Гольдштейн/

Студент _____ / Д.А. Хабаров/

АННОТАЦИЯ

Хабаров Д.А. «Длительные режимы района электрической сети, содержащей СТАТКОМ», – Челябинск: ЮУрГУ, П – 471, 64 с., 11 табл., 46 рис., библиогр. список – 15 наим.

Выпускная квалификационная работа выполнена в соответствии с заданием. Во введении указана актуальность выбранной темы, обозначены объект, предмет исследования, а также задачи. В первой части работы представлен обзор основных устройств, с помощью которых можно осуществлять регулирование потоков реактивной мощности в районе электрической сети и рассмотрен – статический компенсатор реактивной мощности на базе преобразователя напряжения СТАТКОМ. Во второй части работы проведён анализ длительных режимов работы сети, проведены традиционные мероприятия по нормализации режимных параметров – усиление линий электропередачи. Обоснована неэффективность усиления ЛЭП с целью нормализации режимов района электрической сети. В последней части с целью регулирования режимных параметров применен СТАТКОМ, проанализированы результаты расчета длительных режимов и приведено обоснование эффективности применения СТАТКОМ. На основе выполненной работы сделаны выводы, в библиографическом списке указан перечень использованной литературы.

					13.03.02.2017.186.00 ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Хабаров Д.А.			Длительные режимы района электрической сети, содержащей СТАТКОМ	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		Гольдштейн М.Е.					2	64
<i>Реценз.</i>		Ф.И.О.				Кафедра ЭССиСЭ		
<i>Н. Контр.</i>		Гольдштейн М.Е.						
<i>Утверд.</i>		Горшков К.Е.						

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
1 СТАТИЧЕСКИЕ УСТРОЙСТВА КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ.....	5
1.1 Статический тиристорный компенсатор косвенного действия	6
1.2 СТАТКОМ	15
1.3 Выводы.....	22
2 АНАЛИЗ ДЛИТЕЛЬНЫХ РЕЖИМОВ РАЙОНА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ.....	23
2.1 Схема района электрической сети	23
2.2 Анализ работы силовых трансформаторов	25
2.3 Схема замещения района электрической сети	31
2.4 Расчет режима максимальных нагрузок района электрической сети.....	41
2.5 Расчет режима минимальных нагрузок района электрической сети	44
2.6 Отключение блока 110 МВт на электростанции ЭС-2	46
2.7 Усиление линий электропередачи	49
2.8 Выводы.....	52
3 ПРИМЕНЕНИЕ СТАТИЧЕСКОГО УСТРОЙСТВА КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ СТАТКОМ.....	53
3.1 Нормализация режима максимальных нагрузок при отключенном блоке 110 МВт.....	53
3.2 Оптимизация режима максимальных нагрузок	55
3.3 Оптимизация режима минимальных нагрузок	59
3.4 Выводы.....	61
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	62
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	63
ПРИЛОЖЕНИЕ	64

					13.03.02.2017.186.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		3

ВВЕДЕНИЕ

Для обеспечения надежного электроснабжения потребителей в сетях 220 кВ требуется техническое перевооружение. В связи с этим возрастает роль компенсирующих устройств, выполняющих в электрических сетях 110 и 220 кВ следующие задачи:

- 1) поддержание нормируемых значений напряжения в узлах потребителей;
- 2) регулирование перетоков реактивной мощности с целью минимизации потерь активной мощности.

Кроме того, применение быстродействующих компенсаторов реактивной мощности в распределительных сетях положительно сказывается на устойчивости асинхронной нагрузки и самозапуске асинхронных двигателей при кратковременных нарушениях электроснабжения.

Актуальность проблемы: стремление распределительных компаний снизить потери активной мощности; появление устройств на базе элементов силовой электроники, характеристики которых превосходят характеристики существующих устройств.

Объект исследования: район электрической сети.

Предмет исследования: нормализация и оптимизация длительного режима района электрической сети средствами статических устройств компенсации реактивной мощности.

Задачи:

- 1) детальное рассмотрение наиболее прогрессивных статических устройств компенсации реактивной мощности и выбор наиболее прогрессивного из них с целью внедрения в район электрической сети;
- 2) анализ режима существующего район электрической сети и определение необходимости проведения мероприятий по нормализации последнего;
- 3) применение традиционных средств с целью нормализации длительного режима района электрической сети;
- 4) внедрение статического устройства компенсации реактивной мощности СТАТКОМ в район электрической с целью регулирования его режимных параметров;
- 5) сравнение эффектов от применения традиционных средств и СТАТКОМ.

									Лист
									4
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.186.00 ПЗ				

1 СТАТИЧЕСКИЕ УСТРОЙСТВА КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Оценим превосходство статических устройств компенсации реактивной мощности над динамическими, рассмотрим наиболее прогрессивные из них и выберем устройство, наиболее подходящее для регулирования параметров длительного режима района электрической сети.

В процессе установления режима района электрической сети генераторами вырабатывается энергия, которой впоследствии генераторы обмениваются с потребителями. Эту энергию принято называть реактивной мощностью [Бессонов]. В роли потребителей выступают синхронные и асинхронные двигатели, полупроводниковые преобразователи различного назначения и др. Обусловленный обмен реактивной мощностью между элементами электрической сети ток, протекая по линиям электропередачи и другим объектам электрической сети, становится причиной появления дополнительных потерь мощности на нагрев, а также потерь напряжения. Для снижения этих потерь могут использоваться источники реактивной мощности [Гольдштейн].

Основными регулируемыми источниками реактивной мощности в электрической сети являются синхронные генераторы электростанций, устанавливаемые на подстанциях синхронные компенсаторы, промышленные синхронные двигатели. Их быстродействие определяется постоянной времени контура возбуждения и составляет от нескольких десятых долей секунды до нескольких секунд.

Все чаще находят применение статические компенсаторы реактивной мощности. Среди них: СТАТКОМ, статический тиристорный компенсатор (СТК) с регулируемым тиристорами реактором (тиристорно-реакторной группой (ТРГ)) или реактором с подмагничиванием, который часто применяется и в роли шунтирующего реактора на ЛЭП сверхвысокого напряжения. Эти устройства не имеют подвижных элементов, поэтому они характеризуются высокой надежностью и малыми затратами при эксплуатации. Быстродействие перечисленных устройств не превышает периода промышленной частоты [Гольдштейн].

Также в роли статического источника реактивной мощности могут выступать конденсаторные батареи. Они выполняются как нерегулируемые или дискретно регулируемые (одна, две ступени) источники реактивной мощности. Их применение ограничено высокой стоимостью высоковольтных выключателей, с помощью которых осуществляется регулирование. Поэтому вместо них часто используются силовые тиристоры. В случае применения тиристорных устройств принято называть СТК прямого действия (СТК ПД). Импульсно-фазовое управление, обеспечивающее плавное регулирование, для конденсаторных батарей не применяется, так как при включении тиристорных батарей при большой разнице напряжения сети и напряжения конденсаторной батареи на них появляются

										Лист
										5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.186.00 ПЗ					

перенапряжения недопустимо большой величины. Поэтому дискретное регулирование может осуществляться только один раз за период промышленной частоты – при равенстве напряжения сети и напряжения конденсаторной батареи. Эта особенность обуславливает быстродействие СТК ПД в размере одного периода промышленной частоты. Кроме того, устройство СТК ПД не позволяет потреблять реактивную мощность, что делает его менее предпочтительным для использования [2].

1.1 Статический тиристорный компенсатор косвенного действия

Так как прямое регулирование выдачи реактивной мощности конденсаторной батареи (СТК ПД) сопряжено с проблемами, обозначенными выше, то более широкое распространение получили комбинированные СТК, в которых параллельно с конденсаторной батареей включается реактор с регулируемым током. Одним из вариантов такого СТК является СТК косвенного действия (СТК КД), у которого параллельно конденсаторной батарее включается тиристорно-реакторная группа (ТРГ). Т.е. регулирование выдачи реактивной мощности у такого СТК осуществляется не за счет прямого изменения мощности источника, а за счет введения компенсации (потребления на месте) избыточной части выработанной энергии. ТРГ – это устройство, состоящее из последовательно включенных реактора и регулятора тока, выполненного на встречно-параллельных тиристорах с фазовым регулированием. Такой СТК может плавно регулировать реактивную мощность и в режиме потребления и в режиме генерации, его быстродействие составляет несколько миллисекунд. СТК КД применяются в России с 70-х годов XX века. Первоначально были разработаны такие СТК на напряжение 10 кВ для металлургических производств, затем для энергосистем – для нескольких подстанций 110 кВ, подстанции «Златоуст 500 кВ» и ряда других, а также в 80-е годы XX века выполнен проект для подстанций «Кокчетав 1150 кВ», «Кустанай 1150 кВ» с ТРГ на напряжение 35 кВ.

В СТК КД реализовано фазовое регулирование тока ТРГ. Для управления тиристорами применяется система импульсно-фазового управления СИФУ. Коммутация тиристоров (их включение и выключение) осуществляется за счет источников, которые есть в сети.

СТК косвенного действия состоит из конденсаторной батареи C и параллельно подключенной тиристорно-реакторной группы ТРГ (рисунок 1). Конденсаторная батарея обычно присоединяется к шинам высокого напряжения подстанции, а ТРГ на более низкое напряжение через трансформатор T . Это связано с тем, что с увеличением номинального напряжения сильно увеличивается стоимость тиристорных блоков. Кроме этого, реактивная мощность конденсаторной батареи прямо пропорциональна квадрату напряжения, а катушки индуктивности – квадрату тока. Тиристорный ключ состоит из двух

					13.03.02.2017.186.00 ПЗ	Лист
						6
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

встречно включенных тиристоров V_i . Это позволяет включать его и при любой полярности напряжения.

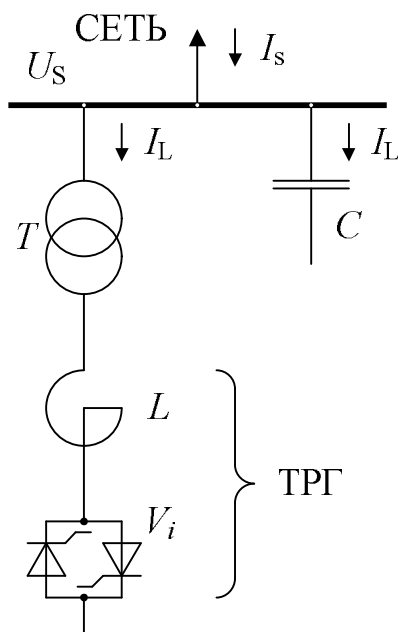


Рисунок 1 – Структурная схема СТК КД

Схема замещения СТК КД приведена на рисунке 2. При ее составлении принимаем следующие допущения: пренебрегаем потерями в сети и трансформаторе, так как в энергосистемах они невелики (активные сопротивления сети, обмоток трансформатора и реактора существенно ниже индуктивных); пренебрегаем зарядными емкостями ЛЭП и принимаем индуктивность намагничивания трансформатора бесконечно большой. Тиристорный ключ заменяется идеальным управляемым ключом с условиями включения и выключения такими же, как и у тиристора.

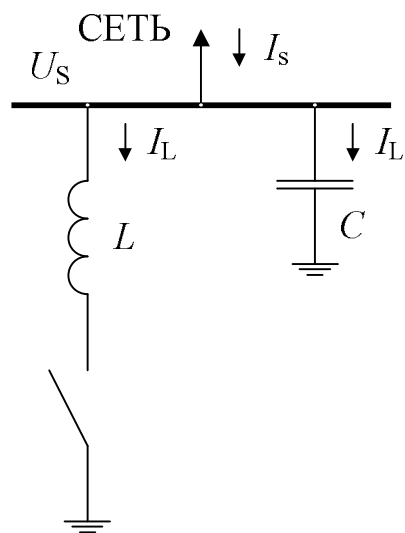


Рисунок 2 – Схема замещения СТК КД

Для определения тока ТРГ рассмотрим схему замещения СТК КД без конденсаторной батареи (рисунок 3). В этой схеме последовательно включенные индуктивности сети, трансформатора и ТРГ введены одной индуктивностью.

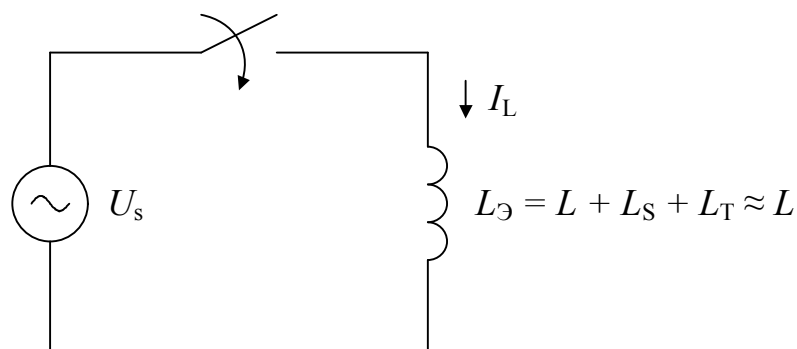


Рисунок 3 – Схема замещения СТК КД

На рисунке 4 показано напряжение сети U_s . В каждый момент времени на одном из тиристоров напряжение положительное. При подаче тока в его цепь управления тиристор (ключ) включится и в контуре сразу или через какое-то время установится ток $i_L^{уст}$, отстающий от напряжения U_s на 90 град. эл.

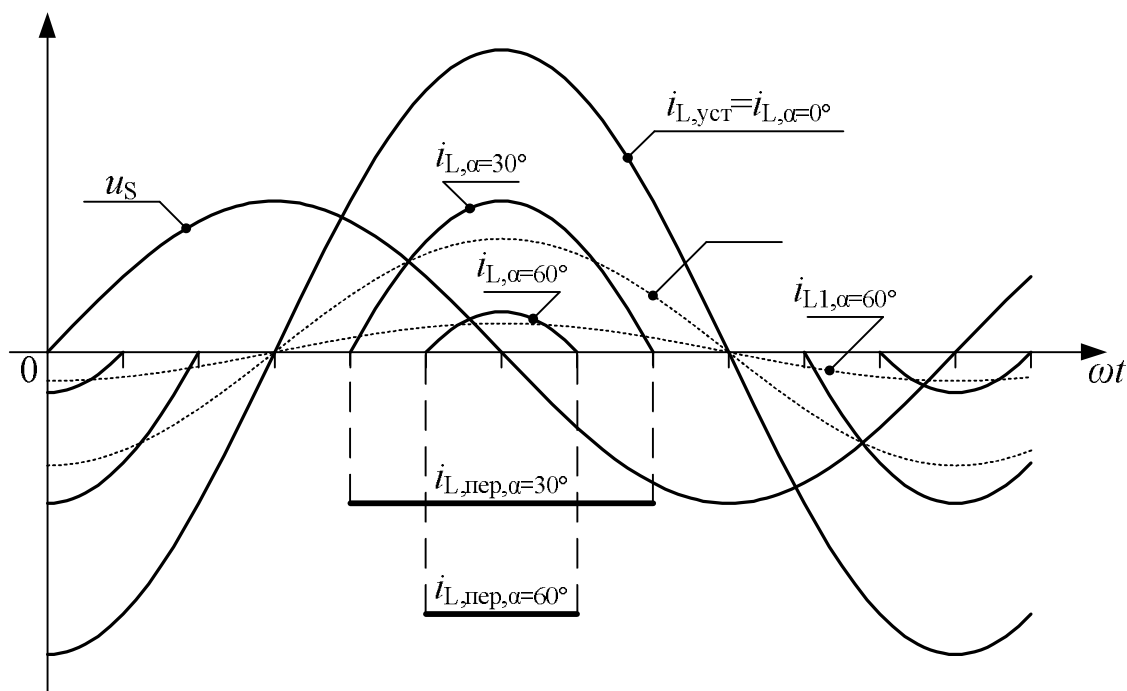


Рисунок 3 – Диаграммы напряжения сети и тока ТРГ при разных углах управления

В качестве угла управления $\alpha = 0$ примем момент, когда установившийся ток $i_{L,уст}$ проходит через ноль. Угол регулирования α отсчитывается от этого момента времени. До включения тиристора ток в контуре был равен нулю. Если в момент включения значение установившегося тока не равно нулю, то в контуре будет идти переходный процесс, и ток контура

$$i_L = i_{L,уст} + i_{L,пер} \quad (1)$$

С ростом угла увеличивается переходная составляющая тока $i_{L,пер}$ и уменьшается ток ТРГ i_{L1} (рисунок 3). Выключается тиристор тогда, когда его ток достигает нуля.

В следующую часть полупериода, когда напряжение сети меняет знак, включается другой тиристор и его ток формируется также как и для противовключенного тиристора на предыдущем интервале. Заметим, что первая гармоника тока ТРГ i_{L1} при изменении угла регулирования α не меняет фазу, т.е. всегда отстает от напряжения сети на 90 град. эл., меняется только её величина. Таким образом, изменение угла управления приводит к изменению индуктивного тока ТРГ, т.е. к изменению реактивной мощности, которую потребляет ТРГ. С увеличением угла потребление уменьшается и становится равным нулю при $\alpha = 90$ град. эл. Векторная диаграмма напряжения сети и токов ТРГ, конденсаторной батареи и тока, создаваемого СТК КД в сети, приведены на рисунке 4.

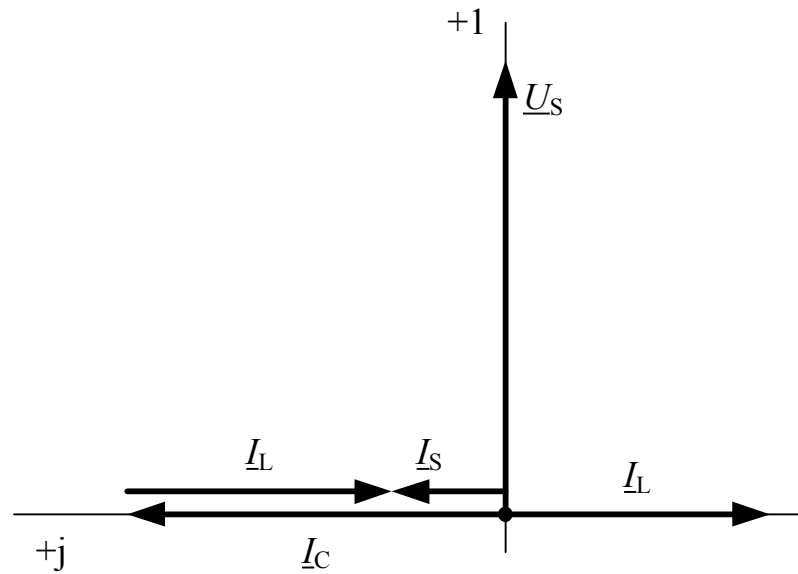


Рисунок 4 – Векторная диаграмма СТК КД

Рассмотрим диаграммы токов и напряжений трехфазного СТК КД. Схема соединений обмоток трансформатора $Y/\Delta-11$, ТРГ собраны в «треугольник». Схема ветви ТРГ приведена на рисунке 5.

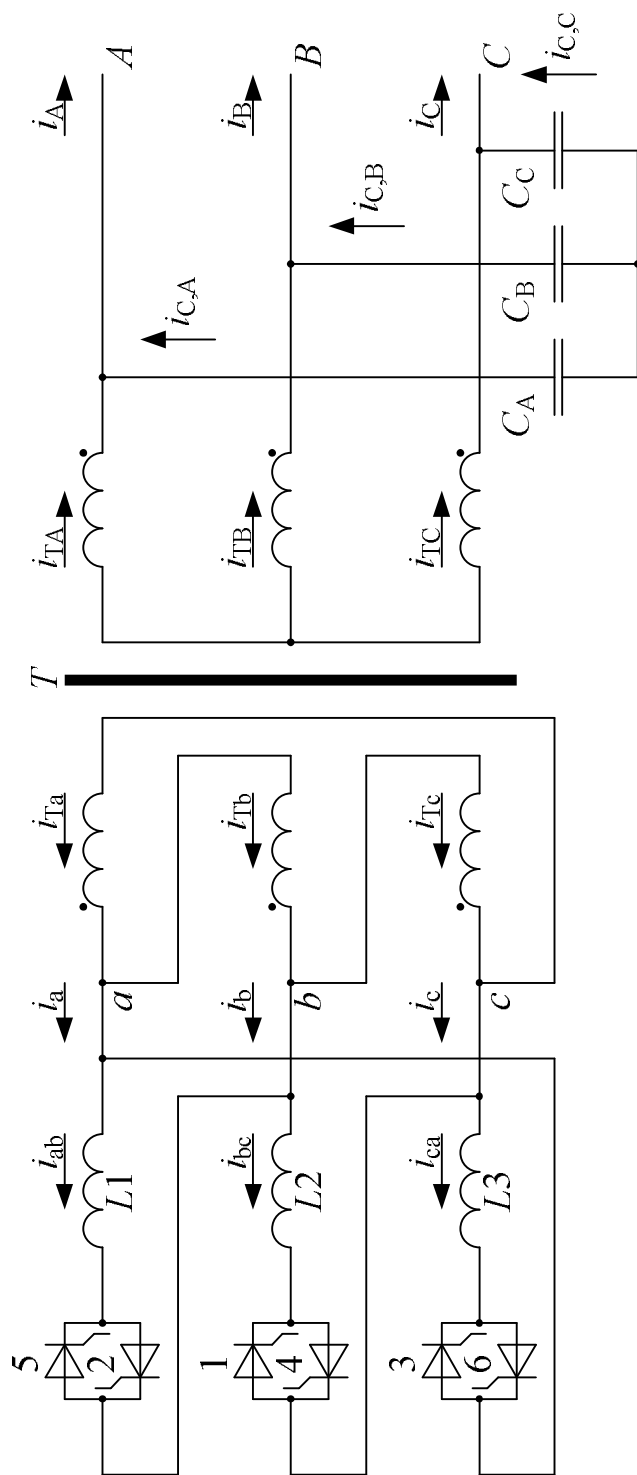


Рисунок 5 – Принципиальная электрическая схема СТК КД

При углах регулирования, неравных нулю, токи, создаваемые СТК КД в сети не синусоидальны. Падения напряжения от протекания высших гармоник этих токов в энергосистеме приводят к тому, что и напряжения в узлах станут несинусоидальными. Применяемые средства снижения высших гармоник в напряжениях и токах энергосистемы существенно увеличивают стоимость СТК КД.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

13.03.02.2017.186.00 ПЗ

Лист

11

Сегодня известны разные способы и средства снижения высших гармоник токов, генерируемых СТК КД в энергосистему. Рассмотрим основные из них.

1) Применение пассивных (L–C) фильтров (последовательно включенных реакторов и конденсаторных батарей), шунтирующих СТК (рисунок 6).

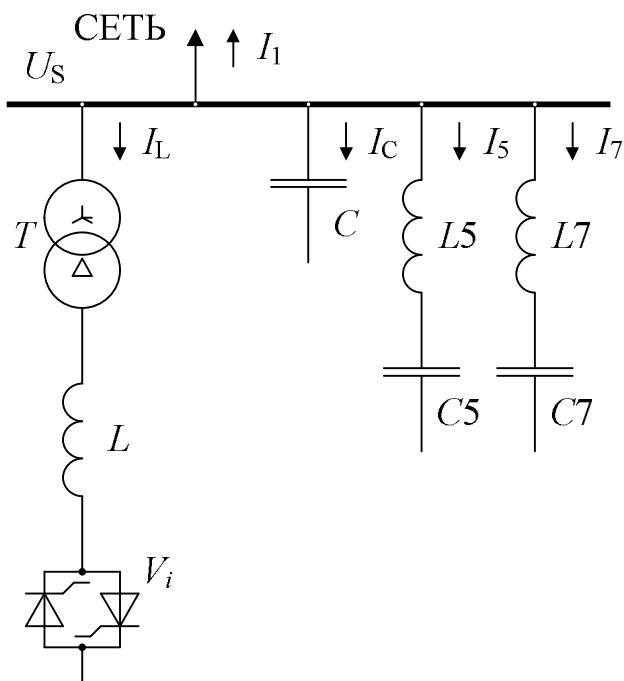


Рисунок 6 – Применения пассивных фильтров гармоник в схеме СТК КД

В таких фильтрах, настроенных на частоты высших гармоник, обычно частично используется и емкость конденсаторной батареи. При этом снижается стоимость фильтров. В частности, через последовательный колебательный контур $L5C5$ замыкаются токи пятой гармоники, а через $L7C7$ – седьмой.

2) Активные фильтры АФ получили распространение в последние десятилетия (рисунок 7). Это источники напряжений/токов, которые добавляются к несинусоидальным напряжениям/токам СТК КД и совместно с ними создают в энергосистеме синусоидальные напряжения/токи.

3) Соединение обмотки трансформатора, к которой присоединяется ТРГ в треугольник приводит к тому, что в нем замыкаются гармоники тока с частотами кратными трем. В результате эти гармоники не попадают в сеть.

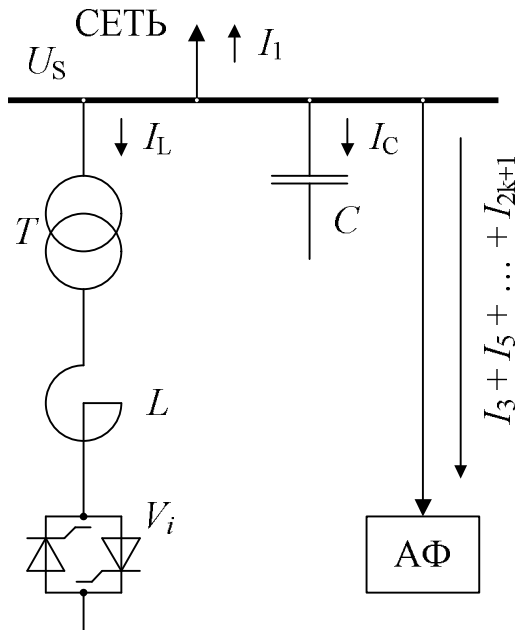


Рисунок 7 – Применения активных фильтров гармоник в схеме СТК КД

4) Перспективным является решение, найденное в СССР в проектах СТК КД для подстанций «Кокчетав 1150» и «Кустанай 1150». На этих подстанциях ТРГ, выполненная на напряжение 35 кВ, разделена на несколько параллельных групп (рисунок 8). При регулировании принято поочередное управление этими группами.

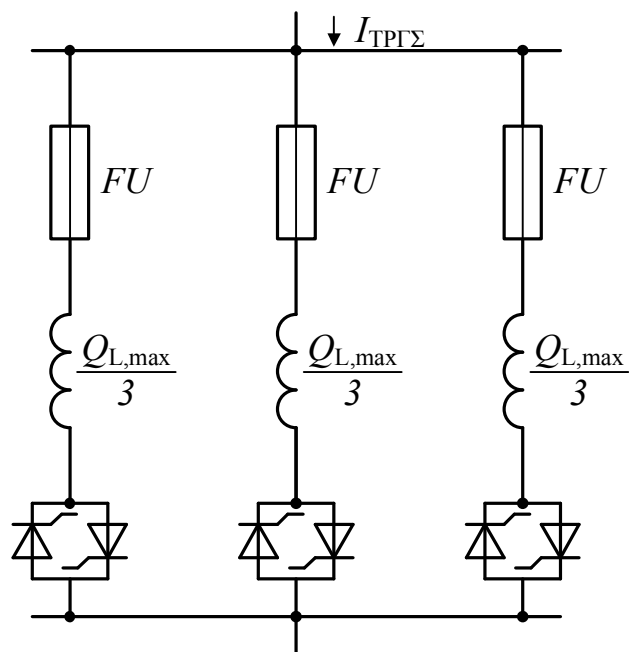


Рисунок 8 – Разделение ТРГ на несколько параллельных групп

На рисунке 9 сравниваем два варианта исполнения ТРГ, рассчитанных на одну и ту же максимальную мощность $Q_{L,max}$. В первом случае ТРГ имеет всего одну ветвь, рассчитанную на $Q_{L,max}$. Во втором случае ТРГ состоит из трех ветвей, каждая из которых по отдельности обеспечивает мощность $(1/3) \cdot Q_{L,max}$. Допустим, требуется обеспечить потребление реактивной мощности на уровне $1/3$ от максимальной. Для этого в левой ТРГ устанавливаем угол управления больше нуля и получаем несинусоидальный ток с повышенным уровнем гармоник. В правой же ТРГ реализуем раздельное управление исходя из следующих соображений: в схеме должно быть минимальное число ветвей, работающих с углами управления больше нуля, остальные ветви должны управляться или с $\alpha = 0$ град. эл., или с 90 град. эл., т.е. не создавать несинусоидальных токов. Поэтому для ветви №1 ставим $\alpha_1 = 0$ град. эл., для остальных $\alpha_2 = 90$ град. эл. и $\alpha_3 = 90$ град. эл. Получаем синусоидальный суммарный ток.

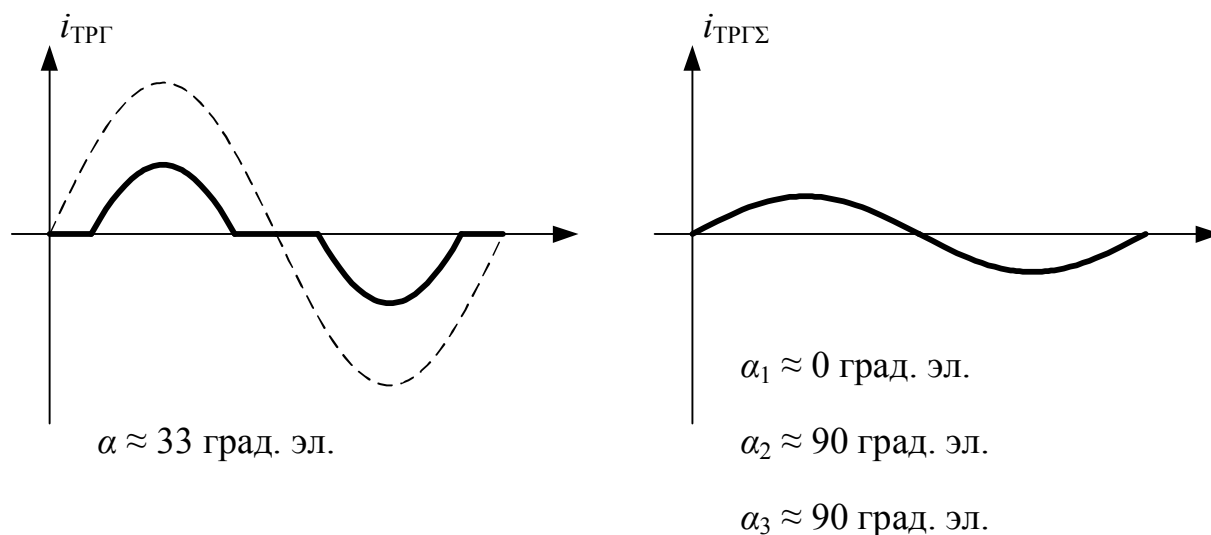


Рисунок 9 – Разделение ТРГ на несколько параллельные группы

Теперь увеличим величину потребляемой мощности до половины от максимальной (рисунок 10). На левой ТРГ для этого необходимо уменьшить угол управления, при этом кривая тока продолжает содержать повышенный уровень гармоник. В правой ТРГ, исходя из выше изложенных соображений ветвь №1 включаем на полную мощность ($\alpha_1 = 0$ град. эл.), получив $(1/3) \cdot Q_{L,max}$, а недостающую часть $(1/6) \cdot Q_{L,max}$ выработаем ветвью №2, установив угол управления α_2 около 46 град. эл. Третья ветвь ток не проводит ($\alpha_3 = 90$ град. эл.). В результате, основная часть суммарного тока ТРГ создается ветвью, работающей при $\alpha = 0$ и создающей синусоидальный ток. Вторая ветвь, создающая несинусоидальный ток, вносит весьма небольшой вклад, и кривая результирующего тока ТРГ получается близкой к синусоиде с уровнем гармоник

существенно ниже, чем при одной ветви или совместном управлении (с одинаковыми α) параллельными ветвями.

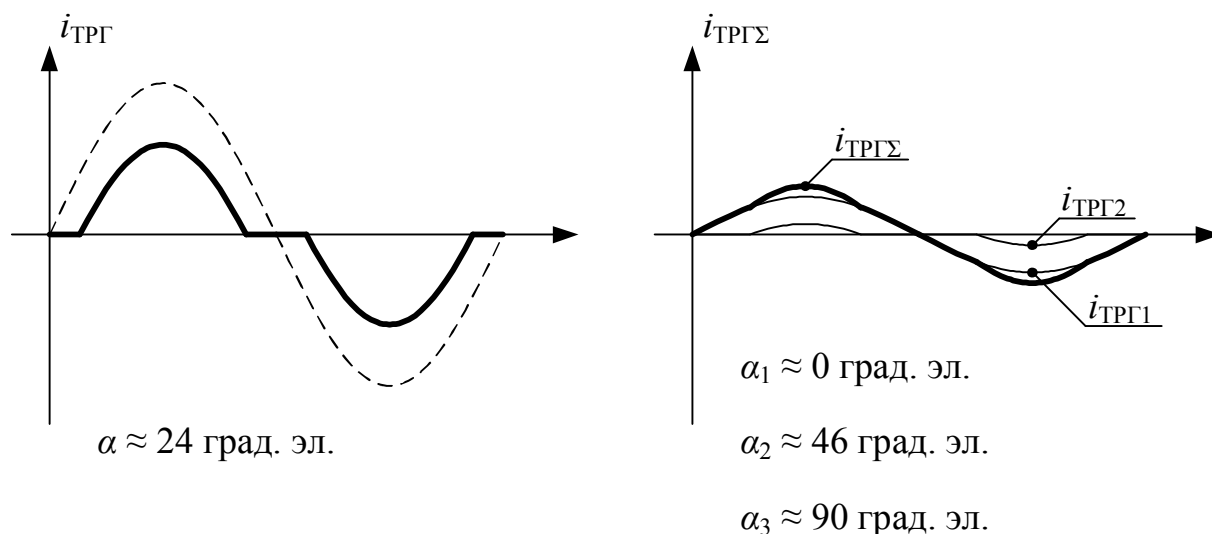


Рисунок 10 – Разделение ТРГ на несколько параллельные группы

В каждый момент времени регулируется только одна ветвь. При этом амплитуды гармоник тока по сравнению с одновременным регулированием всех групп уменьшаются в количество раз, равное числу параллельных групп. Количество же групп выбирается, исходя из нормируемой допустимой величины токов высших гармоник. Обратим внимание на то, что при одинаковых диапазонах регулирования реактивной мощности суммарная мощность всех элементов СТК КД, в частности всех параллельных ТРГ не увеличивается по сравнению со схемой с одной ТРГ.

Кроме этого, параллельное соединение, при наличии защитного аппарата *FU* (рисунок 8), обладает большей надежностью по сравнению с вариантом с одной ветвью.

1.2 СТАТКОМ

СТАТКОМ реализуется на базе преобразователя напряжения, который подключается параллельно к шинам подстанции. Для начала разберем принцип действия ПН.

В девяностые годы прошлого века разработки в сфере силовой электроники открыли путь к изготовлению запираемых тиристоров – тиристоров GTO и GST. Использование новых тиристоров позволило приступить к производству преобразователей нового класса – преобразователей напряжения (далее ПН) [Кочкин].

Одномостовая схема ПН изображена на рисунке 11.

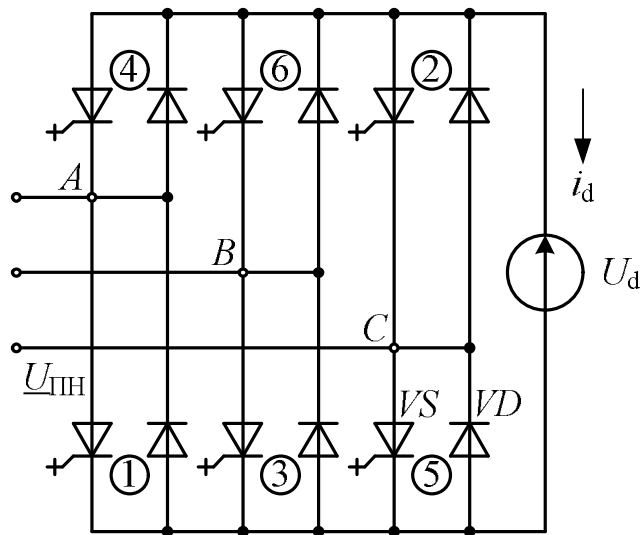


Рисунок 11 – Одномостовая схема ПН

За счет системы управления включением и отключением вентилях обеспечивается длительность включения каждого из трех плеч (оси 1, 2 и 3 на рисунке 12), равная 180 град. эл.

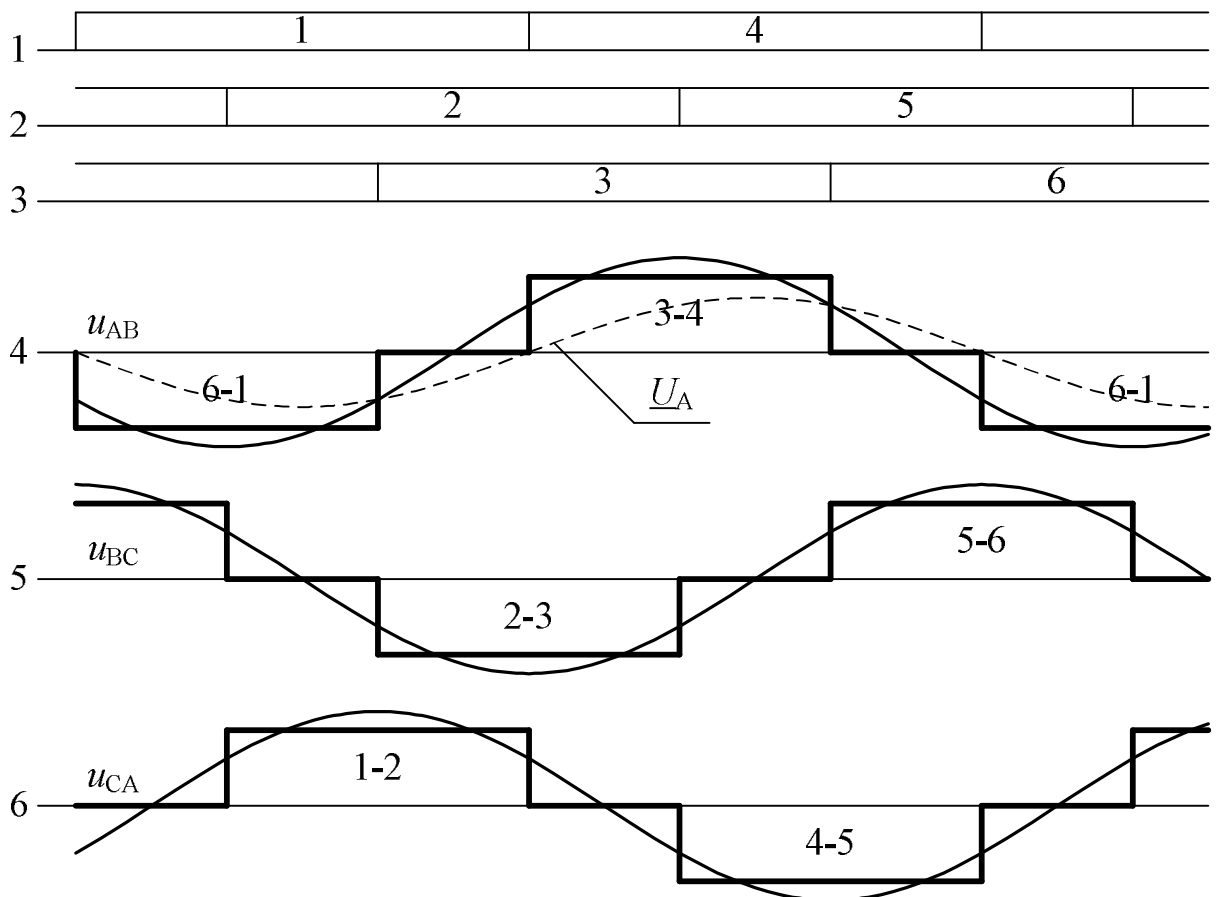


Рисунок 12 – Диаграммы напряжений, формируемых ПН

Порядок подачи сигнала на запираемые тиристоры осуществляется в соответствии с их порядковыми номерами с интервалом в 60 град. эл. между подачей сигналов на смежные тиристоры: 1-2-3-4-5-6. За счет этого происходит формирование прямоугольного напряжения u_{AB} , u_{BC} и u_{CA} (соответственно оси 4, 5, и 6 на рисунке 12) на зажима A , B и C .

Первая гармоника фазного формируемого напряжения определяется по формуле (2).

$$U_A = U_{\text{ПН}} = \frac{2}{\pi} U_d, \quad (2)$$

где U_d – постоянное напряжение источника напряжения.

Составим схему для ПН, который через трансформатор подключен к шинам подстанции с фазным напряжением \underline{U}_S и изобразим ее на рисунке 13.

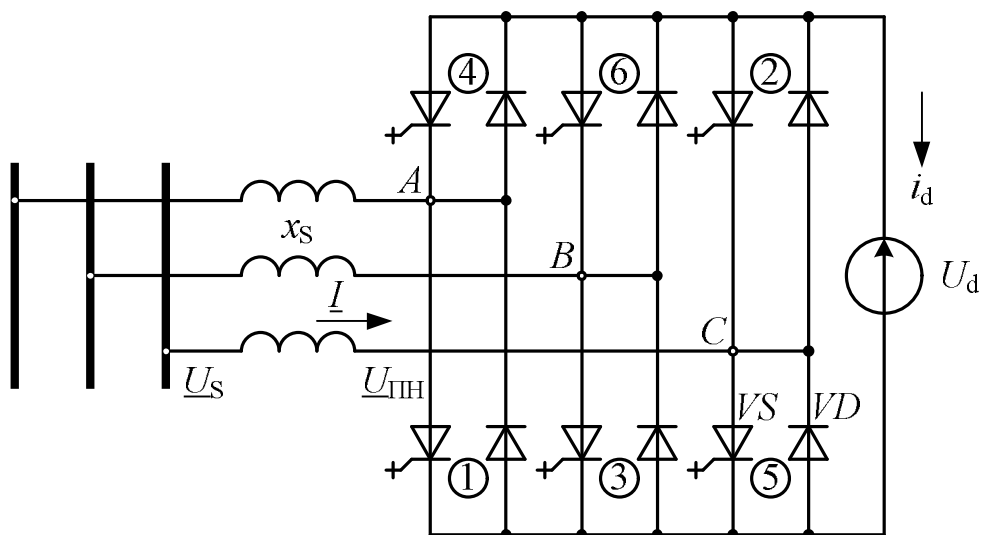


Рисунок 13 – Схема ПН, подключенного к шинам подстанции

Эквивалентная схема замещения, по которой можно определить, какую функцию осуществляет ПН на подстанции, изображена на рисунке 14.

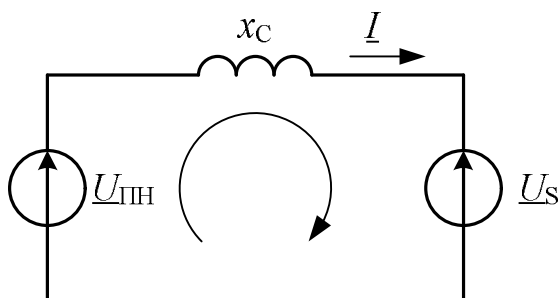


Рисунок 14 – Эквивалентная схема замещения ПН на подстанции

Регулируя моменты включения тиристорov, мы можем формировать напряжение ПН $\underline{U}_{ПН}$, которое будет сдвинуто по фазе на угол δ относительно напряжения сети \underline{U}_S . Также, регулируя напряжения источника постоянного напряжения U_d , мы можем формировать разное по амплитуде напряжение $\underline{U}_{ПН}$. За счет этого ПН может выполнять функции выпрямителя (когда вектор $\underline{U}_{ПН}$ отстает от вектора \underline{U}_S), инвертора (когда вектор $\underline{U}_{ПН}$ опережает вектор \underline{U}_S), а также компенсатора реактивной мощности (угол δ равен нулю).

Векторная диаграмма для ПН в режиме выпрямителя представлена на рисунке 15.

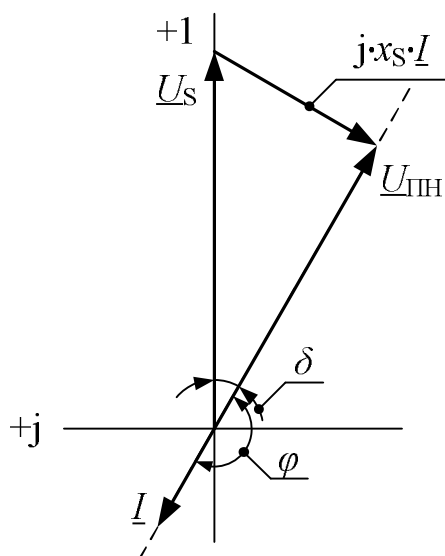


Рисунок 15 – Векторная диаграмма для ПН в режиме выпрямителя

Векторная диаграмма для ПН в режиме выпрямителя представлена на рисунке 16.

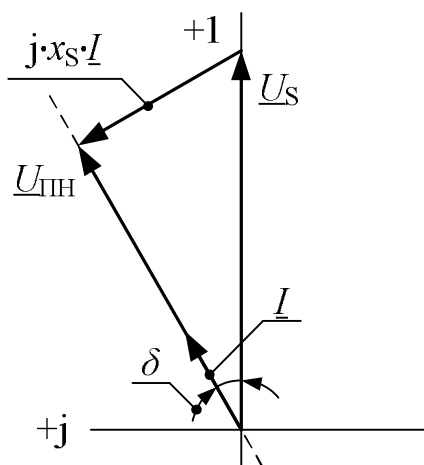


Рисунок 16 – Векторная диаграмма для ПН в режиме инвертора

Векторная диаграмма для ПН в режиме компенсатора реактивной мощности представлена на рисунке 17 (а – режим потребления, б – режим генерации).

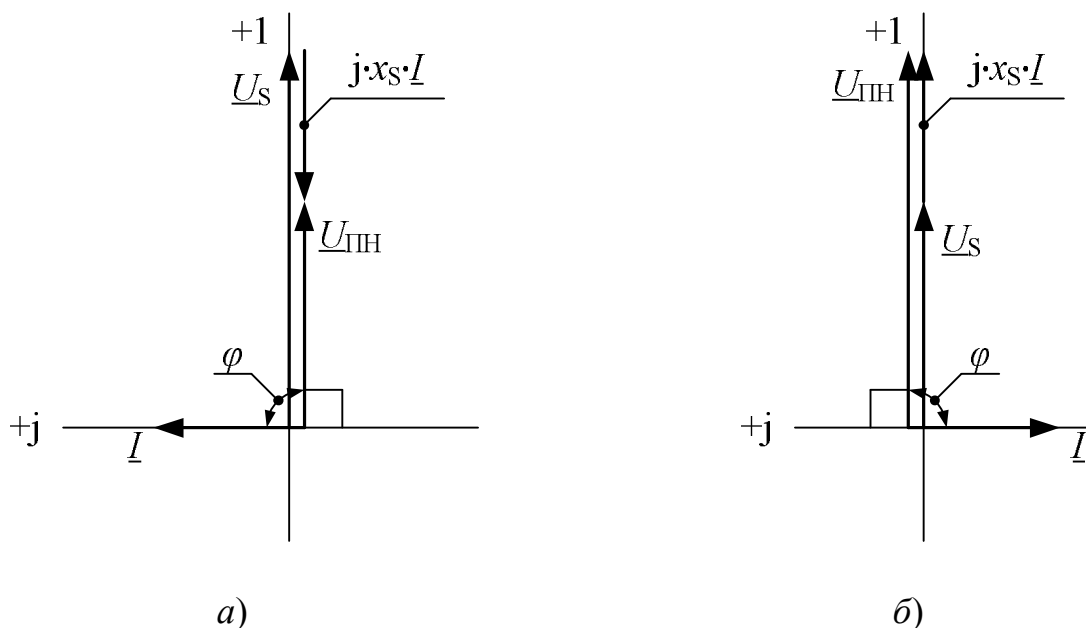


Рисунок 17 - Векторная диаграмма для ПН в режиме компенсатора реактивной мощности

Регулирование потребления или генерации активной и реактивной мощностей можно производить независимо, следовательно, ПН может работать в четырех квадрантах (рисунок 18).

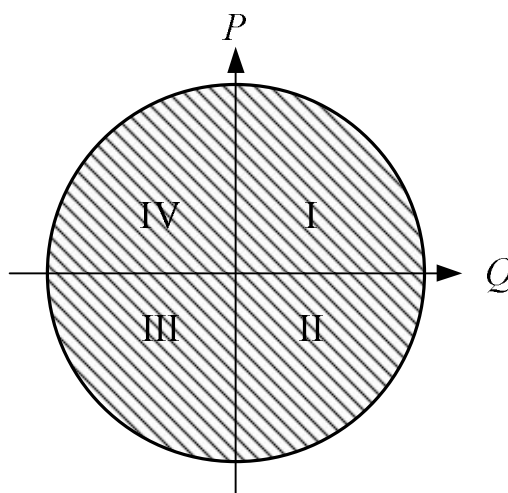


Рисунок 18 – Зона работы ПН

Таким образом, режим работы СТАТКОМ характеризуется углом δ , равным нулю. В реальных схемах СТАТКОМ источником постоянного напряжения U_d выступает конденсаторная батарея (рисунок 19). Это обуславливает тот факт, что СТАТКОМ может потреблять и генерировать активную мощность лишь кратковременно, так как накопление энергии в конденсаторе ведет к увеличению напряжения на нем, а вывод энергии из конденсатора сопровождается снижением напряжения. Между тем, напряжение на конденсаторе должно четко регулироваться, так как напряжение выше допустимого может привести к пробое изоляции конденсаторных батарей либо вентилях преобразователя.

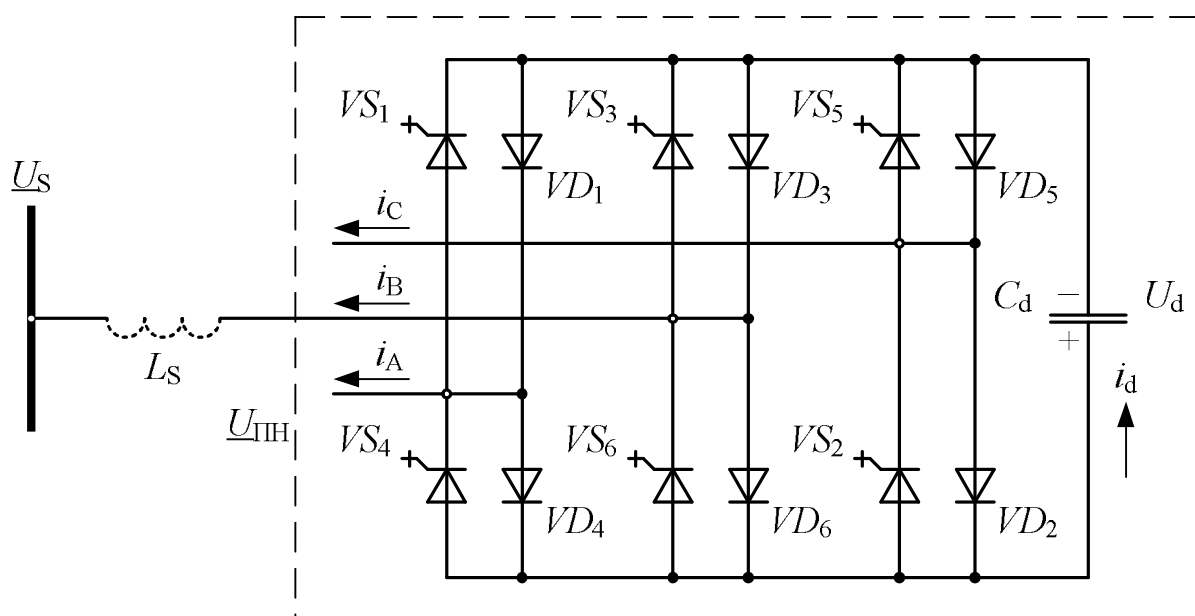


Рисунок 18 – Схема СТАТКОМ

В то время, как в СТК КД обмен мощностью происходит между сетью и реактивными элементами (реакторы, конденсаторы), что обуславливает равенство компенсируемой мощности и мощности реактивных элементов, в СТАТКОМ происходит обмен мощностью между фазами, что снижает требуемые мощности реактивных элементов: для реакторов – 15-20% от компенсируемой мощности; для конденсаторов – 10% от компенсируемой мощности.

ПН порождает токи высших гармоник, кратных $6k \pm 1$. Наибольший вклад вносят 5-я и 7 гармоника. Поэтому осуществляются мероприятия по снижению последних:

- 1) Применение многомостовых схем, в которых несколько преобразователей подключаются к емкости C_d .
- 2) Создание многоуровневых преобразователей (рисунок 19), которые формируют напряжения с меньшей долей высших гармоник (рисунок 20);

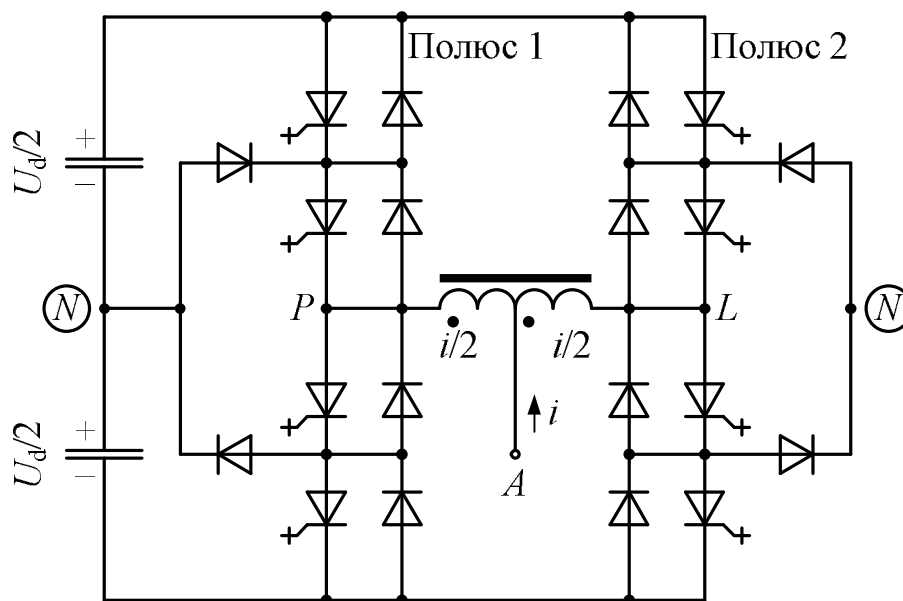


Рисунок 19 – Схема многоуровневого ПН

Многоуровневый ПН формируют напряжения с меньшей долей высших гармоник (рисунок 20).

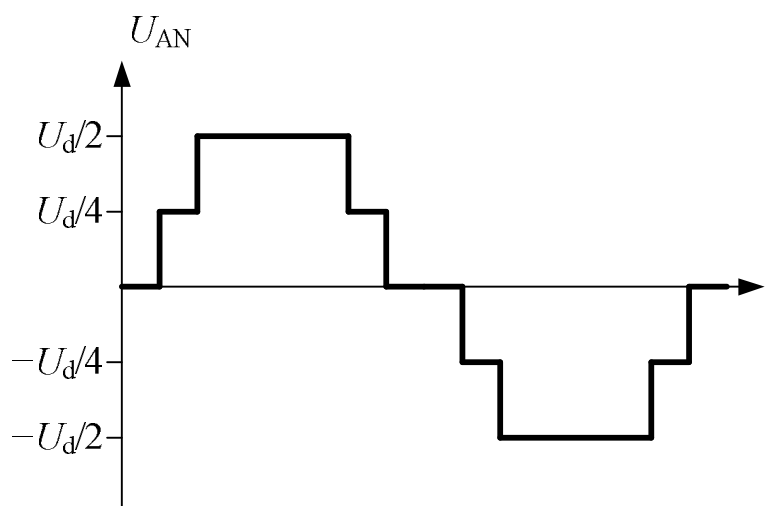


Рисунок 20 – Диаграмма напряжения многоуровневого ПН

3) внедрение широтно-импульсной модуляции (ШИМ) (рисунок 21) в систему, осуществляющую отпирание и запираение тиристоров, благодаря которой появляется возможность формировать не только гармонические, но и полигармонические формы, применяемые для активной фильтрации напряжения.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2017.186.00 ПЗ

Лист

21

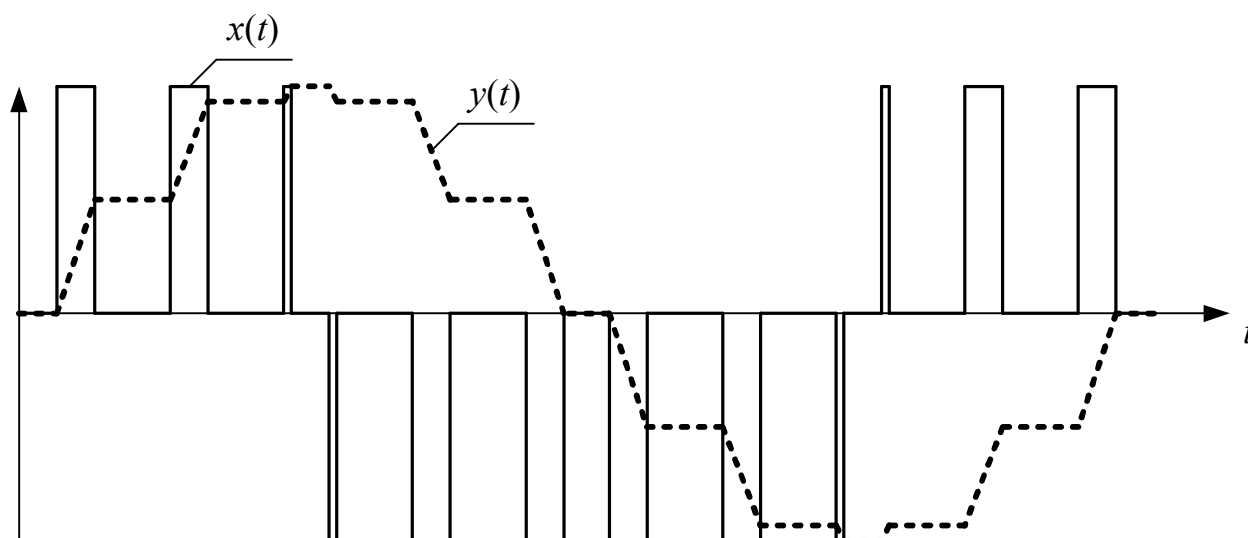


Рисунок 21 – Принцип работы ШИМ

1.3 Выводы

Для регулирования длительного режима района электрической сети выбрано устройство СТАТКОМ в силу следующих его преимуществ над СТК КД:

- 1) большее быстродействие;
- 2) большая выходная мощность при посадках напряжения;
- 3) выполнение функций активного фильтра;
- 4) отсутствие необходимости в силовых фильтрах;
- 5) меньшая площадь установки.

2 АНАЛИЗ ДЛИТЕЛЬНЫХ РЕЖИМОВ РАЙОНА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Для заданного района электрической сети проведем анализ работы существующих трансформаторов на предмет их загрузки. Затем составим схему замещения района электрической сети и с помощью программного комплекса RastrWin 3 осуществим расчет характерных режимов. В случае выхода режимных параметров из допустимых пределов применим традиционные средства с целью нормализации режимов. В завершение оценим эффект применения традиционных средств.

2.1 Схема района электрической сети

Величины мощностей потребителей для режима максимальных нагрузок представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Величины мощностей потребителей для режима максимальных нагрузок

$P, \text{ МВт}$										
P_2	P_3	P_4	P_5	P_6	P_7	$P_{ЭС-1}$	$P_{ЭС-2}$	P'_4	P_{41}	P_{42}
28	38	70	21	50	28	41	42	17	8	7
$\text{tg}\varphi$										
$\text{tg}\varphi_2$	$\text{tg}\varphi_3$	$\text{tg}\varphi_4$	$\text{tg}\varphi_5$	$\text{tg}\varphi_6$	$\text{tg}\varphi_7$	$\text{tg}\varphi_{ЭС-1}$	$\text{tg}\varphi_{ЭС-2}$	$\text{tg}\varphi'_4$	$\text{tg}\varphi_{41}$	$\text{tg}\varphi_{42}$
0,56	0,51	0,54	0,54	0,45	0,48	0,54	0,51	0,62	0,56	0,54

Исходная электрическая схема района электрической сети представлена на рисунке 1.

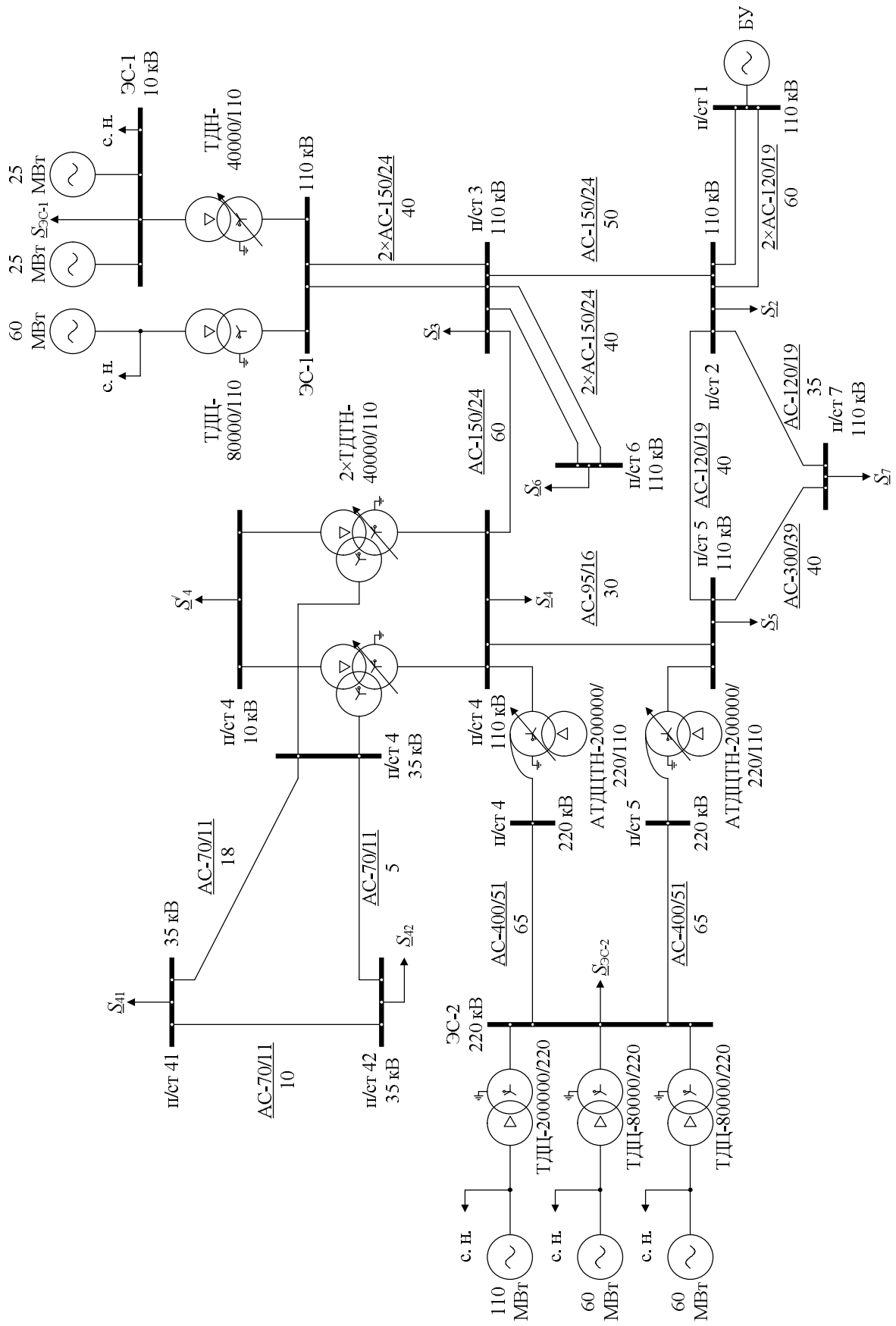


Рисунок 1 – Исходная электрическая схема района электрической сети

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

13.03.02.2017.186.00 ПЗ

2.2 Анализ работы силовых трансформаторов

Проведем анализ режима работы двух параллельно работающих трансформаторов ТДТН-40000/110, установленных на подстанции 4. Значения нагрузок в сетях 35 и 10 кВ приняты соответствующими режиму максимальных нагрузок, поскольку наибольшая загруженность трансформаторов наблюдается в режиме максимальных нагрузок. При этом не будем учитывать потери в линиях электропередачи, так как их доля ориентировочно составляет до 3% [1]. Если в результате расчета коэффициент загрузки примет значения, близкие к предельным, то потребуется произвести расчет с учетом потерь.

В таблице 1 приведены справочные данные о трансформаторах, установленных на подстанции 4 [1].

Таблица 1 – Данные о трансформаторах, установленных на подстанции п/ст 4

Тип	$S_{\text{НОМ}}$, МВА	$U_{\text{НОМ}}$, кВ			R_{T} , Ом			X_{T} , Ом			ΔP_{x} , кВт	ΔQ_{x} , кВАр
		ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	ВН	СН	НН		
ТДТН-40000/110	40	115	38,5	10,5	0,8	0,8	0,8	35,5	0	22,3	43	240

При отключении одного из трансформаторов, перегрузка оставшегося в 1,4 номинальной мощности допускается на время максимума нагрузки продолжительностью не более 4 ч в сутки при условии, что предшествующая нагрузка составляла не более 0,8 номинального значения и температура охлаждающего воздуха во время перегрузки $t = 20$ °С [2]. Коэффициент загрузки в этом случае будет определяться по формуле (1).

$$K_2 = \frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{T}}}, \quad (1)$$

где S_{max} – суммарная мощность потребителей сетей 35 и 10 кВ;

S_{T} – единичная мощность трансформатора.

Суммарная мощность потребителей сетей 35 и 10 кВ может быть определена по формуле 2.

$$\underline{S}_{\text{max}} = \underline{S}'_4 + \underline{S}_{41} + \underline{S}_{42}. \quad (2)$$

$$\underline{S}_{\text{max}} = (17 + j10,5) + (8 + j4,5) + (7 + j3,8) = (32 + j18,8) \text{ МВА};$$

$$S_{\text{max}} = 37,11 \text{ МВА}.$$

Единичная мощность трансформатора ТДТН-40000/110 в соответствие со справочными данными [1] составляет:

$$S_{\text{T}} = 40 \text{ МВА}.$$

В соответствие с формулой 1:

$$K_2 = \frac{37,11}{40,00} = 0,928 < 1,4.$$

На основе произведенного расчета можно сделать вывод, что при отключении одного из трансформаторов на подстанции 4 оставшийся в работе трансформатор перегружаться не будет.

Проведем анализ загруженности трансформатора ТДН-40000/110, установленного на электростанции ЭС-1. Данные о трансформаторе ТДН-40000/110 приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Данные о трансформаторе ТДН-40000/110

Тип	$S_{\text{НОМ}}$, МВА	Пределы регулирования	$U_{\text{НОМ}}$, кВ		R_{T} , Ом	X_{T} , Ом	ΔP_{x} , кВт	ΔQ_{x} , кВАр
			ВН	НН				
ТДН- 40000/110	40	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	10,5	1,46	38,4	50	260

Рассмотрим режим максимальных нагрузок, минимальных нагрузок и режим, в котором один из генераторов 25 МВт на электростанции ЭС-1 находится в плановом или аварийном отключении.

В режиме максимальных нагрузок трансформатор ТДН-40000/110 обеспечивает выдачу избыточной мощности в энергосистему. Поток мощности через трансформатор ТДН-40000/110 в режиме максимальных нагрузок определится по формуле (3).

$$\underline{S}_{\text{max}} = \underline{S}_{\text{Г}} - \underline{S}_{\text{СН}} - \underline{S}_{\text{ЭС-1}}, \quad (3)$$

где $\underline{S}_{\text{Г}}$ – генерируемый поток мощности на ЭС-1;

$\underline{S}_{\text{СН}}$ – поток мощности собственных нужд;

$\underline{S}_{\text{ЭС-1}}$ – мощность потребителей ЭС-1.

Суммарный поток генерируемой мощности состоит из потока активной и реактивной мощности. При этом, поток реактивной мощности зависит потока генерируемой активной мощности и от угла мощности φ и определяется по формуле (4).

$$Q_{\text{Г}} = P_{\text{Г}} \cdot \text{tg} \varphi \quad (4)$$

Суммарный поток генерируемой мощности определяется в соответствие с формулой (5).

$$\underline{S}_{\text{Г}} = P_{\text{Г}} + jQ_{\text{Г}} \quad (5)$$

В расчетах для всех генераторов рассматриваемого района электрической сети $\cos \varphi_{\text{НОМ}} = 0,8$. По формулам (4) и (5) определим поток мощности,

генерируемый двумя генераторами на электростанции ЭС-1 мощностью 25 МВт каждый:

$$Q_{\Gamma} = 2 \cdot 25 \cdot 0,75 = 37,5 \text{ МВАр} ;$$

$$\underline{S}_{\Gamma} = (50 + j37,5) \text{ МВА} .$$

В расчетах мощность собственных нужд электростанций принята равной 6% от генерируемой и, следовательно, определяется по формуле (6).

$$\underline{S}_{\text{сн}} = \underline{S}_{\Gamma} \cdot 0,06 \quad (6)$$

Мощность собственных нужд для двух генераторов мощностью 25 МВт по формуле (6) составит:

$$\underline{S}_{\text{сн}} = (50 + j37,5) \cdot 0,06 = (3 + j2,25) \text{ МВА} .$$

Величина потока мощности потребителей ЭС-1 принята соответствующей режиму максимальных нагрузок.

Тогда в соответствие с формулой (3) определим поток мощности через трансформатор:

$$\underline{S}_{\text{max}} = (50 + j37,5) - (3 + j2,25) - (41 + j22,1) = (6 + j13,15) \text{ МВА} ;$$

$$S_{\text{max}} = 14,45 \text{ МВА} .$$

Так как режим максимальных нагрузок длительный, расчетный коэффициент загрузки трансформатора должен не превышать 1.

Определим коэффициент загрузки трансформатора ТДН-40000/110 по формуле (1):

$$K_2 = \frac{14,45}{40,00} = 0,361 < 1,0 .$$

В режиме максимальных нагрузок трансформатор не перегружен.

В режиме минимальных нагрузок следует ожидать большой поток мощности через трансформатор, так как мощность потребителей в этом режиме составляет 70% от значений, соответствующих режиму максимальных нагрузок, а генерируемый поток мощности, и поток мощности собственных нужд остаются неизменными.

Расчет потока мощности через трансформатор для режима минимальных нагрузок производится по формулам (3)-(6) аналогично произведенному для режима максимальных нагрузок:

$$Q_{\Gamma} = 2 \cdot 25 \cdot 0,75 = 37,5 \text{ МВАр} ;$$

$$\underline{S}_{\Gamma} = (50 + j37,5) \text{ МВА} ;$$

$$\underline{S}_{\text{сн}} = (50 + j37,5) \cdot 0,06 = (3 + j2,25) \text{ МВА} ;$$

					13.03.02.2017.186.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

$$\underline{S}_{\max} = (50 + j37,5) - (3 + j2,25) - 0,7 \cdot (41 + j22,1) = (18,3 + j19,78) \text{ МВА} ;$$

$$S_{\max} = 26,95 \text{ МВА} .$$

Коэффициент загрузки трансформатора ТДН-40000/110 в режиме минимальных нагрузок по формуле (3) будет равен:

$$K_2 = \frac{26,95}{40,00} = 0,674 < 1,0 .$$

В режиме минимальных нагрузок перегрузки трансформатора ТДН-40000/110 так же не происходит.

В режиме, когда один из генераторов отключен, потоки генерируемой мощности и мощности собственных нужд снижаются вдвое, при этом мощность потребителей ЭС-1 $\underline{S}_{\text{ЭС-1}}$ равна соответствующей режиму максимальных нагрузок. В этом случае следует ожидать покрытие дефицита генерируемой на электростанции ЭС-2 мощности за счет потока мощности через исследуемый трансформатор из энергосистемы.

Поток мощности через трансформатор ТДН-40000/110, установленный на электростанции ЭС-1, определяется по формуле (7).

$$\underline{S}_{\max} = \underline{S}_{\text{ЭС-1}} + \underline{S}_{\text{сн}} - \underline{S}_{\text{Г}} \quad (7)$$

Поток генерируемой реактивной мощности, полный поток генерируемой мощности, поток мощности собственных нужд для рассматриваемого режима определяются аналогично ранее рассмотренным режимам максимальных и минимальных нагрузок по формулам соответственно (4), (5) и (6):

$$Q_{\text{Г}} = 25 \cdot 0,75 = 18,75 \text{ МВАр} ;$$

$$\underline{S}_{\text{Г}} = (25 + j18,75) \text{ МВА} ;$$

$$\underline{S}_{\text{сн}} = (25 + j18,75) \cdot 0,06 = (1,5 + j1,125) \text{ МВА} .$$

Тогда по формуле (7) поток мощности через трансформатор будет равен:

$$\underline{S}_{\max} = (41 + j22,1) + (1,5 + j1,125) - (25 + j18,75) = (17,5 + j4,475) \text{ МВА} ;$$

$$S_{\max} = 18,06 \text{ МВА} .$$

Так как, рассматриваемый режим не является длительным, допускается кратковременная перегрузка в 1,4 номинальной мощности.

Определим коэффициент загрузки трансформатора ТДН-40000/110 при одном отключенном генераторе на электростанции ЭС-1 по формуле (1):

$$K_2 = \frac{18,06}{40,00} = 0,452 < 1,4 .$$

При отключении одного из генераторов 25 МВт на электростанции ЭС-1 перегрузки трансформатора ТДН-40000/110 не наблюдается.

Во всех рассмотренных режимах величины коэффициентов загрузки трансформатора ТДН-40000/110, установленного на электростанции ЭС-1, значительно меньше предельных. Это свидетельствует о том, что мощность потребителей $S_{ЭС-1}$ может быть увеличена (строительство производств, жилых комплексов и др.). Максимальная загрузка трансформатора наблюдается в режиме минимальных нагрузок, когда излишки генерируемой мощности выводятся через рассматриваемый трансформатор в энергосистему. Снизить этот эффект можно так же подключением новых потребителей к шинам 10 кВ электростанции ЭС-1.

Проведем анализ работы автотрансформатора АДЦТН-200000/220/110, установленного на подстанции п/ст 4. Наиболее неблагоприятным режимом работы, когда загрузка рассматриваемого автотрансформатора будет максимальной, будет режим минимальных нагрузок при аварийном отключении автотрансформатора АДЦТН-200000/220/110, установленного на подстанции п/ст 5. В этом режиме из-за большого потока генерируемой на электростанции ЭС-2 мощности и небольшого потока мощности потребителя на шинах 220 кВ ЭС-2, равной 70% от мощности, соответствующей режиму максимальных нагрузок $S_{ЭС-2}$, значительная часть генерируемого на электростанции ЭС-2 потока мощности проходит через оставшийся в работе автотрансформатор. Так как данный режим не является длительным, допускается перегрузка автотрансформатора в 1,2 номинальной мощности на время максимума нагрузки продолжительностью не более 4 ч в сутки при условии, что предшествующая нагрузка составляла не более 0,7 номинального значения и температура охлаждающего воздуха во время перегрузки $t = 25$ °С [2].

В рассматриваемом режиме поток мощности через автотрансформатор АДЦТН-200000/220/110 будет определяться по формуле (8). Потери мощности в блочных трансформаторах на электростанции ЭС-2 и в линиях электропередачи на пути к рассматриваемому автотрансформатору не учитываются вследствие их малой величины.

$$S_{\max} = \sum_{i=1}^n (S_{Гi} - S_{снi}) - 0,7 \cdot S_{ЭС-2}, \quad (8)$$

где n – количество находящихся в работе генераторов на электростанции ЭС-2;

$S_{Гi}$ – мощность, генерируемая i -м генератором;

$S_{снi}$ – мощность собственных нужд i -го генератора;

$S_{ЭС-2}$ – мощность потребителя, подключенного к шинам 220 кВ электростанции ЭС-2, соответствующая режиму максимальных нагрузок.

Максимальная загрузка рассматриваемого автотрансформатора будет наблюдаться, когда все установленные на электростанции ЭС-2 генераторы находятся в работе. Поэтому принимаем значение n равным трем.

									Лист
									29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.186.00 ПЗ				

Рассчитаем величины Q_r , S_r и S_{ch} по формулам соответственно (4), (5) и (6) для установленного на электростанции ЭС-2 блока 110 МВт:

$$Q_r = 110 \cdot 0,75 = 82,5 \text{ МВАр} ;$$

$$S_r = (110 + j82,5) \text{ МВА} ;$$

$$S_{ch} = (110 + j82,5) \cdot 0,06 = (6,6 + j4,95) \text{ МВА} .$$

Проведем аналогичные расчеты для остальных блоков электростанции ЭС-2 и сведем результаты в таблицу 3.

Таблица 3 – Результаты расчета блоков электростанции ЭС-2

i	P_{ri} , МВт	$\text{tg}\varphi_i$	Q_{ri} , МВАр	S_{ri} , МВА	S_{chi} , МВА	$\sum_i (S_{ri} - S_{chi})$, МВА
1	110	0,75	82,5	110+j82,5	6,6+j4,95	216,2+j162,15
2	60		45	60+j45	3,6+j2,7	
3	60		45	60+j45	3,6+j2,7	

Далее определим поток мощности через рассматриваемый автотрансформатор по формуле (8):

$$S_{\max} = (216,2 + j162,15) - 0,7 \cdot (42 + j21,42) = (186,8 + j147,16) \text{ МВА} ;$$

$$S_{\max} = 237,80 \text{ МВА} .$$

По формуле (1) определим коэффициент загрузки размещенного на подстанции п/ст 4 автотрансформатора АДЦТН-200000/220/110 в режиме минимальных нагрузок при отключенном автотрансформаторе АДЦТН-200000/220/110 на подстанции п/ст 5:

$$K_2 = \frac{237,80}{200,00} = 1,189 < 1,2 .$$

На основании проведенного расчета можно сделать вывод, что в наиболее неблагоприятном кратковременном режиме происходит допустимая перегрузка рассматриваемого автотрансформатора.

Расчет, проведенный для автотрансформатора АДЦТН-200000/220/110, установленного на подстанции п/ст 4 справедлив для аналогичного автотрансформатора АДЦТН-200000/220/110, установленного на п/ст 5.

Анализ работы блочных трансформаторов

Для нормальной работы блочного трансформатора должно соблюдаться условие (9), что значение генерируемой в блоке мощности не превышает значения номинальной мощности блочного трансформатора.

$$S_r \geq S_r, \quad (9)$$

где $\underline{S}_Г$ – мощность, генерируемая генератором, который соединен с исследуемым трансформатором по блочной схеме.

Рассмотрим блочный трансформатор ТДЦ-80000/110, установленный на электростанции ЭС-1. По формулам (4) и (5) определим соответственно поток генерируемой реактивной мощности и полный генерируемый поток мощности в блоке исследуемого трансформатора:

$$Q_Г = 60 \cdot 0,75 = 45 \text{ МВАр} ;$$

$$\underline{S}_Г = (60 + j45) \text{ МВА} ;$$

$$S_Г = 75 \text{ МВА} .$$

Проверим выполнение условия (9) для исследуемого трансформатора:

$$80 \geq 70 .$$

Условие выполняется. Проведем проверку остальных блочных трансформаторов, которые содержит исследуемый район электрической сети.

Результаты проверки всех блочных трансформаторов сведены в таблицу 4.

Таблица 4 – Результаты проверки условия (9) для всех блочных трансформаторов

Место расположения	$P_Г$, МВт	$\text{tg}\varphi$	$Q_Г$, МВАр	$\underline{S}_Г$, МВА	$S_Г$, МВА	$S_Т$, МВА	$S_Т \geq S_Г$
ЭС-1	60	0,75	45	$60+j45$	75	80	Да
ЭС-2	110		82,5	$110+j82,5$	137,5	200	Да
ЭС-2	60		45	$60+j45$	75	80	Да
ЭС-2	60		45	$60+j45$	75	80	Да

Для всех блоков исследуемого района электрической сети выполняется условие (9) – значение генерируемой в блоке мощности не превышает значения номинальной мощности блочного трансформатора.

2.3 Схема замещения района электрической сети

Для того, чтобы произвести расчет режима максимальных нагрузок исследуемого района электрической сети с помощью программного комплекса RastrWin 3, необходимо определить параметры схем замещения элементов, содержащихся в исследуемом районе.

При рассмотрении режимов электрической сети трехфазного переменного тока, считаем, что линия представляет собой симметричную электрическую цепь, а токи и напряжения – симметричные системы, являющиеся синусоидальными функциями времени. При этом расчетную схему замещения можно составить только для одной фазы. Линии являются элементами с равномерно

распределенными по длине параметрами, однако, используя коэффициенты распределения параметров по длине линии, в схемах замещения можно учитывать сосредоточенные параметры. Коэффициенты распределения для линий длиной менее 250 км приравниваются единице [1].

Воспользуемся П-образной схемой замещения линии электропередачи (далее ЛЭП), представленной на рисунке 1.

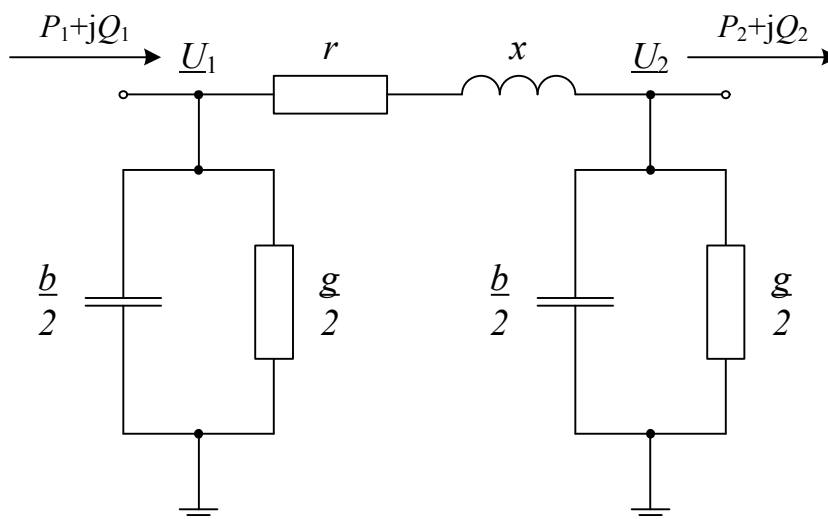


Рисунок 1 – П-образная схема замещения ЛЭП

Параметр r схемы замещения моделирует потери активной мощности на нагрев провода, x – запасаемую в магнитном поле энергию, g – потери активной мощности на корону, b – энергию, запасаемую в электрическом поле ЛЭП.

В данном расчете принимаем величину параметра g ЛЭП равной нулю, так как потери на корону в исследуемом районе электрической сети незначительны. Также для сетей 35 кВ принимаем величину параметра b ЛЭП равной нулю.

Параметры r , x , и b определяются соответственно по формулам (10), (11) и (12).

$$r = \frac{r_0 \cdot l}{n}, \quad (10)$$

где r_0 – удельное активное сопротивление линии;
 l – длина линии;
 n – количество цепей в линии.

$$x = \frac{x_0 \cdot l}{n}, \quad (11)$$

где x_0 – удельное индуктивное сопротивление линии.

$$b = b_0 \cdot l \cdot n, \quad (12)$$

где b_0 – удельная емкостная проводимость линии.

Для определения вышеперечисленных параметров воспользуемся справочными данными [2], сведем их в таблицу 5.

Таблица 5 – Исходные и справочные данные о ЛЭП района электрической сети

ЛЭП	Начальный узел	Конечный узел	Тип АС	l , км	n	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	b_0 , мкСм/км
Л1	п/ст 1 110 кВ	п/ст 2 110 кВ	120/19	60	2	0,244	0,427	2,658
Л2	ЭС-1 110 кВ	п/ст 3 110 кВ	150/24	40	2	0,204	0,42	2,707
Л3	п/ст 2 110 кВ	п/ст 3 110 кВ	150/24	50	1	0,204	0,42	2,707
Л4	п/ст 4 110 кВ	п/ст 3 110 кВ	150/24	40	1	0,204	0,42	2,707
Л5	п/ст 5 110 кВ	п/ст 4 110 кВ	95/16	30	1	0,301	0,434	2,611
Л6	п/ст 5 110 кВ	п/ст 2 110 кВ	120/19	40	1	0,244	0,427	2,658
Л7	ЭС-2 220 кВ	п/ст 4 220 кВ	400/51	65	1	0,073	0,42	2,701
Л8	ЭС-2 220 кВ	п/ст 5 220 кВ	400/51	65	1	0,073	0,42	2,701
Л9	п/ст 3 110 кВ	п/ст 6 110 кВ	150/24	35	2	0,204	0,42	2,707
Л10	п/ст 5 110 кВ	п/ст 7 110 кВ	300/39	40	1	0,096	0,429	2,645
Л11	п/ст 2 110 кВ	п/ст 7 110 кВ	120/19	35	1	0,244	0,427	2,658
Л12	п/ст 4 35 кВ	п/ст 41 35 кВ	70/11	18	1	0,422	0,432	0
Л13	п/ст 4 35 кВ	п/ст 42 35 кВ	70/11	10	1	0,422	0,432	0
Л14	п/ст 42 35 кВ	п/ст 41 35 кВ	70/11	5	1	0,422	0,432	0

По формулам (10), (11) и (12) рассчитаем параметры схемы замещения ЛЭП Л1, связывающей узлы п/ст 1 110 кВ и п/ст 2 110 кВ:

$$r = \frac{0,244 \cdot 60}{2} = 7,32 \text{ Ом};$$

$$x = \frac{0,427 \cdot 60}{2} = 12,81 \text{ Ом};$$

$$b = 2,658 \cdot 60 \cdot 2 = 318,96 \text{ мкСм}.$$

Проведем аналогичные расчеты для каждой ЛЭП и сведем результаты расчетов в таблицу 6.

Таблица 6 – Параметры схемы замещения ЛЭП района электрической сети

ЛЭП	Начальный узел	Конечный узел	r , Ом	x , Ом	b , мкСм
Л1	п/ст 1 110 кВ	п/ст 2 110 кВ	7,32	12,81	318,96
Л2	ЭС-1 110 кВ	п/ст 3 110 кВ	4,08	8,40	216,56
Л3	п/ст 2 110 кВ	п/ст 3 110 кВ	10,20	21,00	135,35
Л4	п/ст 4 110 кВ	п/ст 3 110 кВ	8,16	16,80	108,28
Л5	п/ст 5 110 кВ	п/ст 4 110 кВ	9,03	13,02	78,33
Л6	п/ст 5 110 кВ	п/ст 2 110 кВ	9,76	17,08	106,32
Л7	ЭС-2 220 кВ	п/ст 4 220 кВ	4,75	27,30	175,57
Л8	ЭС-2 220 кВ	п/ст 5 220 кВ	4,75	27,30	175,57
Л9	п/ст 3 110 кВ	п/ст 6 110 кВ	3,57	7,35	189,49
Л10	п/ст 5 110 кВ	п/ст 7 110 кВ	3,84	17,16	105,80
Л11	п/ст 2 110 кВ	п/ст 7 110 кВ	8,54	14,95	93,03
Л12	п/ст 4 35 кВ	п/ст 41 35 кВ	7,60	7,78	0
Л13	п/ст 4 35 кВ	п/ст 42 35 кВ	2,11	2,16	0
Л14	п/ст 42 35 кВ	п/ст 41 35 кВ	4,22	4,32	0

Воспользуемся упрощенной схемой замещения двухобмоточного трансформатора [1], которая представлена на рисунке 2.

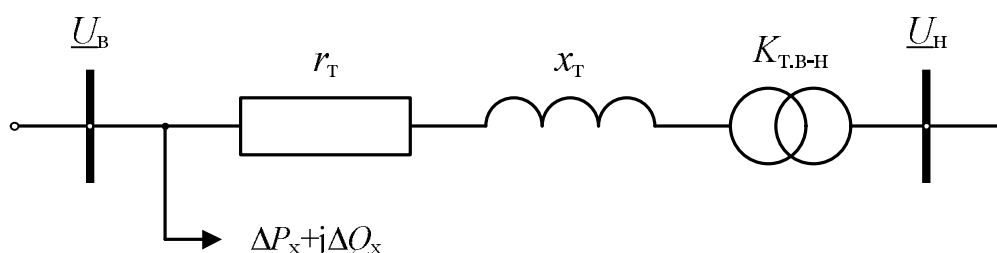


Рисунок 2 – Упрощенная схема замещения двухобмоточного трансформатора

Параметры схемы замещения трансформатора r_T , x_T , ΔP_x , ΔQ_x приведены в справочных данных [2].

В случае отсутствия регулирования напряжения с помощью РПН и ПБВ коэффициент трансформации $K_{T.B-H}$ может быть определен по формуле (13).

$$K_{T.B-H} = \frac{U_{НОМ.Н}}{U_{НОМ.В}}, \quad (13)$$

где $U_{НОМ.Н}$ и $U_{НОМ.В}$ – номинальные напряжения обмоток соответственно низшего и высшего напряжения, приведенные в справочных данных [2].

По формуле (13) рассчитаем параметр $K_{T.B-H}$ для схемы замещения трансформатора ТДН-40000/110, установленного на электростанции ЭС-1:

$$K_{Т.В-Н} = \frac{10,5}{115} = 0,0913 .$$

Для остальных двухобмоточных трансформаторов, которые содержатся в исследуемом районе электрической сети, проведем аналогичные расчеты и сведем информацию о параметрах схемы замещения в таблицу 7.

Таблица 7 – Информации о параметрах схемы замещения двухобмоточных трансформаторов, содержащихся в рассматриваемом районе электрической сети

Тип	Место расположения	Каталожные данные			Расчетные данные			$K_{Т.В-Н}$
		$U_{НОМ}$, кВ		ΔP_x , кВт	r_T , Ом	x_T , Ом	ΔQ_x , кВАр	
		ВН	НН					
ТДН-40000/110	ЭС-1	115	10,5	50	1,46	38,4	260	0,0913
ТДЦ-80000/110	ЭС-1	121	10,5	70	0,71	19,2	480	0,0868
ТДЦ-200000/220	ЭС-2	242	13,8	200	0,77	32,2	900	0,0570
ТДЦ-80000/220	ЭС-2	242	10,5	105	2,9	80,5	480	0,0434
ТДЦ-80000/220	ЭС-2	242	10,5	105	2,9	80,5	480	0,0434

Воспользуемся упрощенной схемой замещения понижающего трехобмоточного трансформатора [1], которая представлена на рисунке 3.

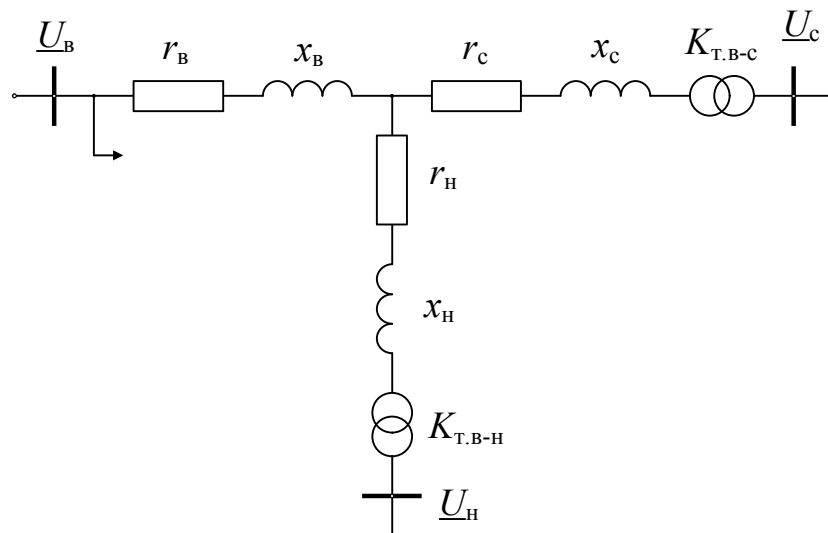


Рисунок 3 – Упрощенная схема замещения понижающего трехобмоточного трансформатора

Схемы замещения параллельно работающих понижающих трансформаторов можно заменить одной эквивалентной, представленной на рисунке 4.

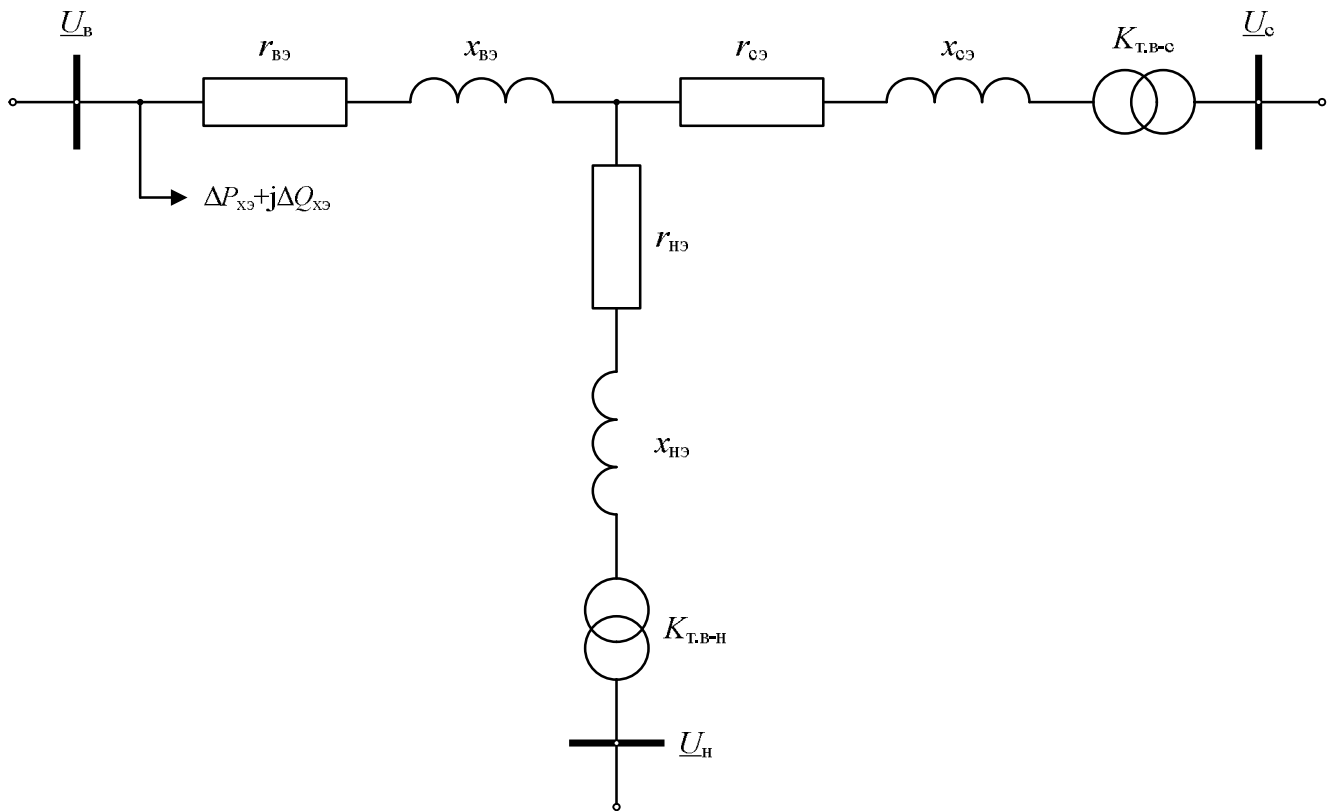


Рисунок 4 – Упрощенная схема замещения понижающего трехобмоточного трансформатора

Параметры $r_{BЭ}$, $r_{CЭ}$, $r_{HЭ}$, $x_{BЭ}$, $x_{CЭ}$, $x_{HЭ}$, $\Delta P_{xЭ}$ и $\Delta Q_{xЭ}$ эквивалентной схемы замещения параллельно работающих понижающих трехобмоточных трансформаторов можно определить по формулам соответственно (14), (15), (16), (17), (18), (19), (20) и (21).

$$r_{BЭ} = \frac{r_B}{k}, \quad (14)$$

где r_B – активное сопротивление обмотки высшего напряжения одного трансформатора;
 k – количество параллельно работающих трансформаторов.

$$r_{CЭ} = \frac{r_C}{k}, \quad (15)$$

где r_C – активное сопротивление обмотки среднего напряжения одного трансформатора.

$$r_{HЭ} = \frac{r_H}{k}, \quad (16)$$

где r_H – активное сопротивление обмотки низшего напряжения одного

трансформатора.

$$x_{вэ} = \frac{x_{в}}{k}, \quad (17)$$

где $x_{в}$ – индуктивное сопротивление обмотки высшего напряжения одного трансформатора.

$$x_{сэ} = \frac{x_{с}}{k}, \quad (18)$$

где $x_{с}$ – индуктивное сопротивление обмотки среднего напряжения одного трансформатора.

$$x_{нэ} = \frac{x_{н}}{k}, \quad (19)$$

где $x_{н}$ – индуктивное сопротивление обмотки низшего напряжения одного трансформатора.

$$\Delta P_{хэ} = k \cdot \Delta P_{х}, \quad (20)$$

где $\Delta P_{х}$ – мощность активных потерь холостого хода одного трансформатора.

$$\Delta Q_{хэ} = k \cdot \Delta Q_{х}, \quad (21)$$

где $\Delta Q_{х}$ – реактивная мощность холостого хода одного трансформатора.

В случае отсутствия регулирования напряжения с помощью РПН и ПБВ коэффициент трансформации $K_{т.в-с}$ может быть определен по формуле (22).

$$K_{т.в-с} = \frac{U_{ном.с}}{U_{ном.в}}, \quad (22)$$

где $U_{ном.с}$ – номинальное напряжение обмотки среднего напряжения, приведенное в справочных данных [2].

Коэффициент трансформации $K_{т.в-н}$ может быть определен по формуле (13).

Для двух параллельно подключенных трехобмоточных трансформаторов ТДТН-40000/110, расположенных на подстанции п/ст 4, определим все параметры эквивалентной схемы замещения по формулам (14)-(22), воспользовавшись справочными данными [2]:

$$r_{вэ} = \frac{0,8}{2} = 0,4 \text{ Ом};$$

$$r_{сэ} = \frac{0,8}{2} = 0,4 \text{ Ом};$$

$$r_{\text{HЭ}} = \frac{0,8}{2} = 0,4 \text{ Ом};$$

$$x_{\text{BЭ}} = \frac{35,5}{2} = 17,75 \text{ Ом};$$

$$x_{\text{СЭ}} = \frac{0}{2} = 0 \text{ Ом};$$

$$x_{\text{HЭ}} = \frac{22,3}{2} = 11,15 \text{ Ом};$$

$$\Delta P_{\text{ХЭ}} = 2 \cdot 43 = 86 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{\text{ХЭ}} = 2 \cdot 240 = 480 \text{ кВАр};$$

$$K_{\text{Т.В-С}} = \frac{38,5}{115} = 0,335;$$

$$K_{\text{Т.В-Н}} = \frac{10,5}{115} = 0,913.$$

Полученные результаты расчетов сведем в таблицу 8.

Таблица 8 – Информация о схемах замещения трехобмоточных трансформаторов, содержащихся в рассматриваемом районе электрической сети

Тип	$U_{\text{НОМ}}, \text{кВ}$			$r_{\text{Т}}, \text{Ом}$			$x_{\text{Т}}, \text{Ом}$			$\Delta P_{\text{Х}}, \text{кВт}$	$\Delta Q_{\text{Х}}, \text{кВАр}$	$K_{\text{Т.В-С}}$	$K_{\text{Т.В-Н}}$	
	ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	ВН	СН	НН					
ТДН-40000/110	115	38,5	10,5	$k = 1$									0,335	0,913
				0,8	0,8	0,8	35	0	22,3	43	240			
				$k = 2$										
				0,4	0,4	0,4	17,75	0	11,15	86	480			

Схема замещения автотрансформатора

При ненагруженной обмотки низшего напряжения автотрансформатора, она не учитывается в схеме замещения. Упрощенная схема замещения автотрансформатора представлена на рисунке 5.

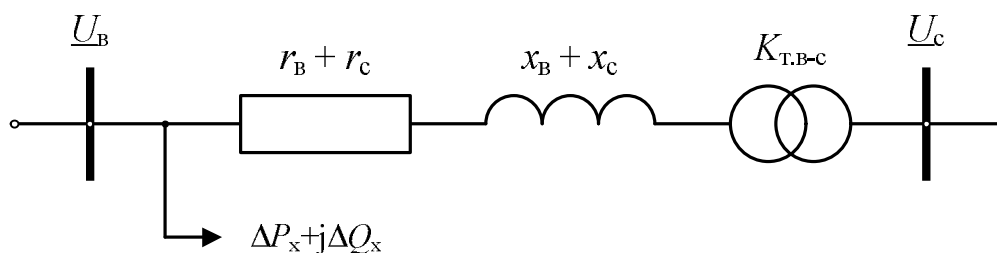


Рисунок 5 – Упрощенная схема замещения автотрансформатора

По формуле (22) определим коэффициент трансформации $K_{T.B-C}$ для автотрансформатора типа АТДЦТН-200000/220/110:

$$K_{T.B-C} = \frac{121}{230} = 0,526 .$$

Сведем информацию о схемах замещения автотрансформаторов в таблицу 9.

Таблица 9 – Информация о схемах замещения автотрансформаторов, содержащихся в рассматриваемом районе электрической сети

Тип	$U_{НОМ}$, кВ		r_T , Ом		x_T , Ом		r_B+r_C , Ом	x_B+x_C , Ом	ΔP_x , кВт	ΔQ_x , кВАр	$K_{T.B-C}$
	ВН	СН	ВН	СН	ВН	СН					
АТДЦТН-200000/220/110	230	121	0,3	0,3	30,4	0	0,6	30,4	125	1000	0,526

Определив параметры схем замещения для всех элементов, составим схему замещения рассматриваемого района электрической сети.

Однолинейная схема замещения рассматриваемого района электрической сети представлена на рисунке 6, в скобках приведены емкостные проводимости g ЛЭП.

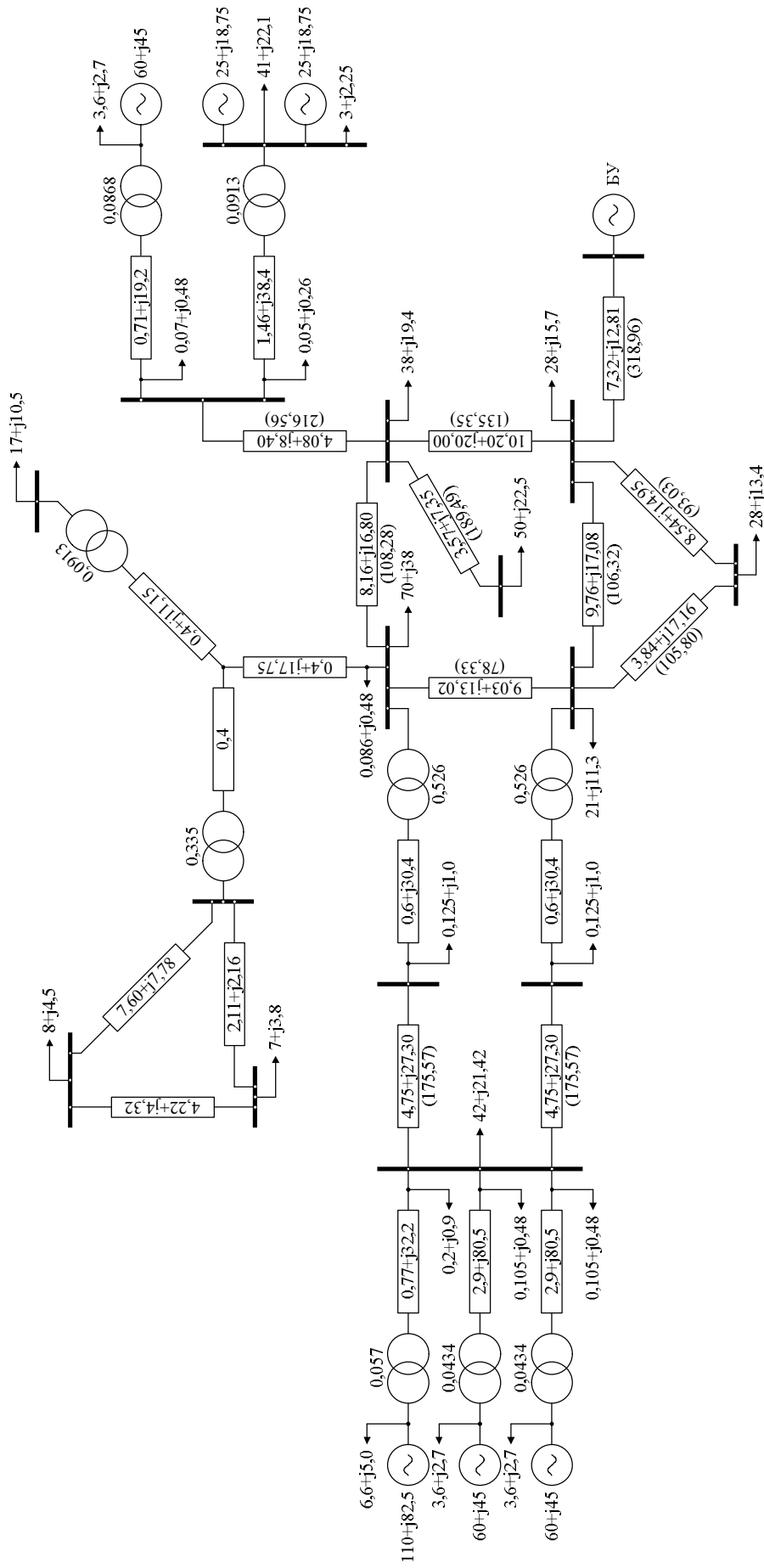


Рисунок 6 – Схема замещения рассматриваемого района электрической сети

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2017.186.00 ПЗ

2.4 Расчет режима максимальных нагрузок района электрической сети

Режим максимальных нагрузок характеризуется максимумами мощностей каждого потребителя. Этот режим является характерным, так как его расчет позволяет оценить состояние элементов рассматриваемого района под воздействием максимальных протекающих токов.

В программном комплексе RastrWin 3 учтем потери холостого хода трансформаторов района дополнительным потреблением мощности в примыкающих к трансформаторам узлах.

На рисунке 7 приведена карта режима максимальных нагрузок рассматриваемого района электрической сети.

Оценим режимные параметры ЛЭП. Для этого сравним расчетные значения токов в ЛЭП с длительно допустимым током $I_{\text{доп}}$ [2], а также оценим плотности токов, сравнив их с экономической плотностью тока $j_{\text{эк}} = 1,1 \text{ А/мм}^2$.

Плотность тока определяется по формуле (23).

$$j_{\text{max}} = \frac{I_{\text{max}}}{F}, \quad (22)$$

где I_{max} – максимальное действующее значение тока, протекающего в фазе ЛЭП;
 F – суммарное алюминиевое сечение проводов фазы.

Для ЛЭП Л1 по формуле (22) плотность тока:

$$j_{\text{max}} = \frac{320}{240} = 1,33 \text{ А/мм}^2.$$

Сведем информацию о режимных параметрах ЛЭП в таблицу 10.

Таблица 10 – Параметры ЛЭП в режиме максимальных нагрузок

ЛЭП	Начальный узел	Конечный узел	$F, \text{ мм}^2$	$I_{\text{доп}}, \text{ А}$	$I_{\text{max}}, \text{ А}$	$j_{\text{эк}}, \text{ А/мм}^2$	$j_{\text{max}}, \text{ А/мм}^2$
Л1	п/ст 1 110 кВ	п/ст 2 110 кВ	240	780	314	1,1	1,31
Л2	ЭС-1 110 кВ	п/ст 3 110 кВ	300	900	392		1,31
Л3	п/ст 2 110 кВ	п/ст 3 110 кВ	150	450	108		0,72
Л4	п/ст 4 110 кВ	п/ст 3 110 кВ	150	450	66		0,44
Л5	п/ст 5 110 кВ	п/ст 4 110 кВ	95	330	137		1,44
Л6	п/ст 5 110 кВ	п/ст 2 110 кВ	120	390	78		0,65
Л7	ЭС-2 220 кВ	п/ст 4 220 кВ	400	825	296		0,74
Л8	ЭС-2 220 кВ	п/ст 5 220 кВ	400	825	235		0,59
Л9	п/ст 3 110 кВ	п/ст 6 110 кВ	300	900	302		1,01
Л10	п/ст 5 110 кВ	п/ст 7 110 кВ	300	690	114		0,38
Л11	п/ст 2 110 кВ	п/ст 7 110 кВ	120	390	57		0,48
Л12	п/ст 4 35 кВ	п/ст 41 35 кВ	70	265	90		1,29
Л13	п/ст 4 35 кВ	п/ст 42 35 кВ	70	265	196		2,80
Л14	п/ст 42 35 кВ	п/ст 41 35 кВ	70	265	64		0,91

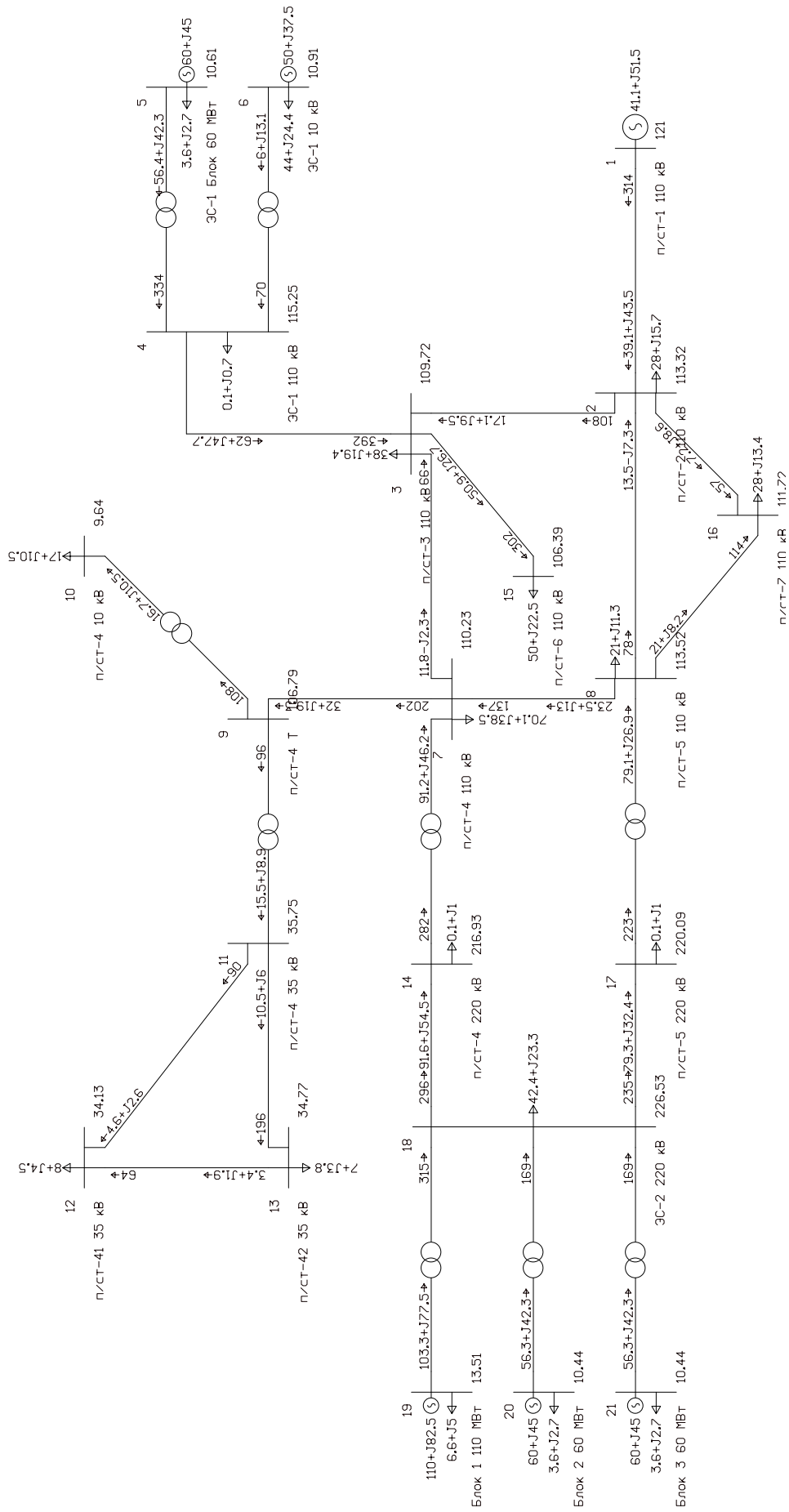


Рисунок 7 – Карта режима максимальных нагрузок

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

13.03.02.2017.186.00 ПЗ

Так как режим максимальных нагрузок длительный, напряжения в узлах не должны быть ниже номинальных, а также не должны быть выше 110% номинального напряжения.

В таблице 11 представим полученные в программе значения напряжений в узлах.

Таблица 11 – Напряжения в узлах в режиме максимальных нагрузок

Название узла	$U_{\text{ном}}$, кВ	U_{max} , кВ	U , кВ
п/ст-1 110 кВ	110	121	121
п/ст-2 110 кВ	110	121	113,32
п/ст-3 110 кВ	110	121	109,72
ЭС-1 110 кВ	110	121	115,25
ЭС-1 10 кВ	10	11	10,91
п/ст-4 110 кВ	110	121	110,23
п/ст-5 110 кВ	110	121	113,52
п/ст-4 10 кВ	10	11	9,64
п/ст-4 35 кВ	35	38,5	35,75
п/ст-41 35 кВ	35	38,5	34,13
п/ст-42 35 кВ	35	38,5	34,77
п/ст-4 220 кВ	220	242	216,93
п/ст-6 110 кВ	110	121	106,39
п/ст-7 110 кВ	110	121	111,72
п/ст-5 220 кВ	220	242	220,09
ЭС-2 220 кВ	220	242	226,53

Так как трансформаторы, связывающие сети разных напряжений, снабжены устройствами регулирования напряжения РПН и ПБВ, то приоритетной задачей при оценке режима является анализ основной сети, содержащей базисный узел. В данном случае это сеть 110 кВ.

На подстанциях п/ст 3 и п/ст 6 наблюдаются напряжения ниже номинального. К этому приводят большие потери напряжения, обусловленные большими токами, протекающими в ЛЭП. Так как значения токов в ЛЭП не превышают длительно допустимых, оценку наиболее загруженных ЛЭП можно произвести по значениям плотности тока в ЛЭП. Наибольшая плотность тока наблюдается в линиях Л5, Л1 и Л2. Поэтому в случае усиления ЛЭП прежде всего следует рассмотреть усиление линий Л5, Л1 и Л2.

Также наиболее высокая плотность тока наблюдается в линии Л13 сети 35 кВ. Наиболее вероятно, что для понижения плотности тока в линии Л13, требуется увеличить сечение линии Л12.

2.5 Расчет режима минимальных нагрузок района электрической сети

В данной работе смоделируем режим минимальных нагрузок понижением нагрузок потребителей до 70% от величин, соответствующих режиму максимальных нагрузок.

Сведем информацию о параметрах ЛЭП в таблицу 12.

Таблица 12 – Параметры ЛЭП в режиме минимальных нагрузок

ЛЭП	Начальный узел	Конечный узел	$F, \text{мм}^2$	$I_{\text{доп}}, \text{А}$	$I_{\text{max}}, \text{А}$	$j_{\text{эк}}, \text{А/мм}^2$	$j_{\text{max}}, \text{А/мм}^2$
Л1	п/ст 1 110 кВ	п/ст 2 110 кВ	240	780	330	1,1	1,38
Л2	ЭС-1 110 кВ	п/ст 3 110 кВ	300	900	427		1,42
Л3	п/ст 2 110 кВ	п/ст 3 110 кВ	150	450	132		0,88
Л4	п/ст 4 110 кВ	п/ст 3 110 кВ	150	450	71		0,47
Л5	п/ст 5 110 кВ	п/ст 4 110 кВ	95	330	21		0,22
Л6	п/ст 5 110 кВ	п/ст 2 110 кВ	120	390	235		1,96
Л7	ЭС-2 220 кВ	п/ст 4 220 кВ	400	825	263		0,66
Л8	ЭС-2 220 кВ	п/ст 5 220 кВ	400	825	271		0,68
Л9	п/ст 3 110 кВ	п/ст 6 110 кВ	300	900	196		0,65
Л10	п/ст 5 110 кВ	п/ст 7 110 кВ	300	690	189		0,63
Л11	п/ст 2 110 кВ	п/ст 7 110 кВ	120	390	78		0,65
Л12	п/ст 4 35 кВ	п/ст 41 35 кВ	70	265	56		0,80
Л13	п/ст 4 35 кВ	п/ст 42 35 кВ	70	265	123		1,76
Л14	п/ст 42 35 кВ	п/ст 41 35 кВ	70	265	40		0,57

В таблице 13 представлены значения напряжений.

Таблица 13 – Напряжения в узлах района электрической сети в режиме минимальных нагрузок

Название узла	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$U_{\text{max}}, \text{кВ}$	$U, \text{кВ}$
п/ст-1 110 кВ	110	121	110,00
п/ст-2 110 кВ	110	121	114,60
п/ст-3 110 кВ	110	121	118,51
ЭС-1 110 кВ	110	121	124,44
ЭС-1 10 кВ	10	11	11,90
п/ст-4 110 кВ	110	121	119,81
п/ст-5 110 кВ	110	121	119,78
п/ст-4 10 кВ	10	11	10,67
п/ст-4 35 кВ	35	38,5	39,40
п/ст-41 35 кВ	35	38,5	38,39
п/ст-42 35 кВ	35	38,5	38,79
п/ст-4 220 кВ	220	242	233,67
п/ст-6 110 кВ	110	121	116,35
п/ст-7 110 кВ	110	121	116,28
п/ст-5 220 кВ	220	242	233,59
ЭС-2 220 кВ	220	242	241,71

На рисунке 8 представлена карта режима минимальных нагрузок.

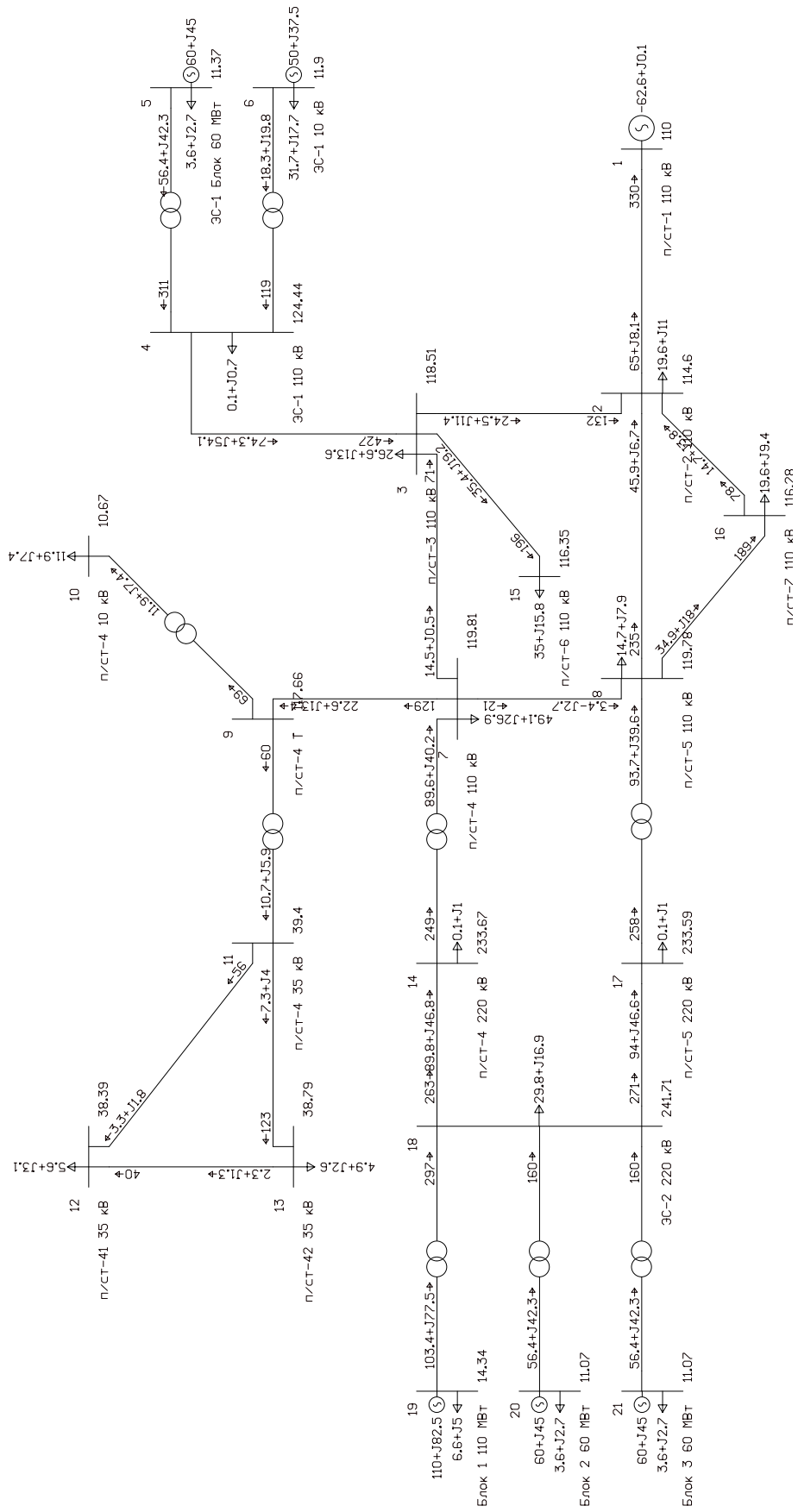


Рисунок 8 – Карта режима минимальных нагрузок

Токи в ЛЭП не превышают длительно допустимые.

На шинах 110 кВ электростанции ЭС-1 наблюдается повышение напряжения на 2,8% сверх допустимого. Из таблицы 12 видно, что плотность тока линии Л2, которая соединяет шины 110 кВ электростанции ЭС-1 с кольцом сети 110 кВ, выше экономической плотности на 29%. Ток в этой линии создает потерю напряжения, которая составляет 5,93 кВ – наибольшая потеря напряжения в сети 110 кВ. Поэтому в случае применения традиционных средств для оптимизации режима следует рассмотреть усиление линии Л2. Также следует рассмотреть вариант усиления линии Л1, соединяющей балансирующий узел с кольцом сети 110 кВ.

В сети 35 кВ наблюдаются повышенные напряжения сверх допустимого значения. Для понижения напряжений могут быть применены устройства РПН и ПБВ, которыми снабжены трансформаторы типа ТДТН-40000/110, установленные на подстанции п/ст 4.

2.6 Отключение блока 110 МВт на электростанции ЭС-2

Плановое или аварийное отключение блока 110 МВт на электростанции ЭС-2 является наиболее тяжелым по последствиям для района электрической сети. Вследствие отключения блока возникает дефицит активной и реактивной мощностей. Для покрытия потребляемых в районе мощностей из смежной энергосистемы через балансирующий узел перетекает требуемый поток мощности. Так как его значение велико, возникают сильные потери напряжения при протекании больших токов по ЛЭП. Наименьшие значения напряжения будут наблюдаться в точке потокоузла. Рассмотрим отключение рассматриваемого блока в режиме максимальных нагрузок, так как он будет наиболее тяжелым.

В силу особенностей работы программы RastrWin 3, для сходимости расчета режима максимальных нагрузок требуется увеличить напряжение балансирующего узла минимум до 126 кВ – кратковременно допустимое значение напряжения. Карта режима максимальных нагрузок при отключенном блоке 110 МВт представлена на рисунке 9.

					13.03.02.2017.186.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

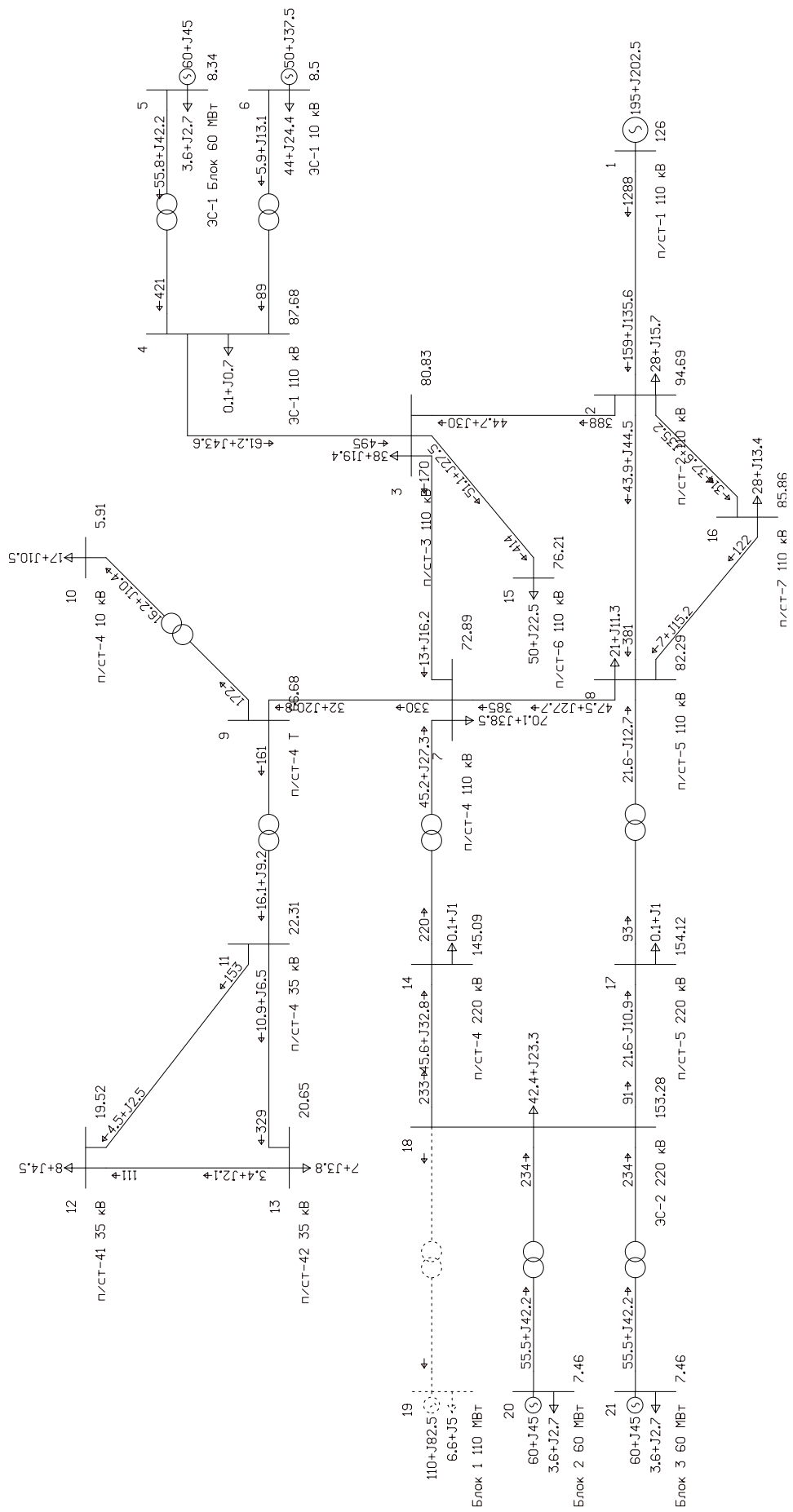


Рисунок 8 – Карта режима максимальных нагрузок при отключенном блоке 110 МВт на электростанции ЭС-2

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

13.03.02.2017.186.00 ПЗ

Сведем информацию о параметрах ЛЭП в режиме максимальных нагрузок при отключенном блоке 110 МВт на электростанции ЭС-2 в таблицу 14.

Таблица 14 – Параметры ЛЭП в режиме максимальных нагрузок при отключенном блоке 110 МВт на электростанции ЭС-2

ЛЭП	Начальный узел	Конечный узел	$F, \text{ мм}^2$	$I_{\text{доп}}, \text{ А}$	$I_{\text{max}}, \text{ А}$	$j_{\text{эк}}, \text{ А/мм}^2$	$j_{\text{max}}, \text{ А/мм}^2$
Л1	п/ст 1 110 кВ	п/ст 2 110 кВ	240	780	1280	1,1	5,33
Л2	ЭС-1 110 кВ	п/ст 3 110 кВ	300	900	495		1,65
Л3	п/ст 2 110 кВ	п/ст 3 110 кВ	150	450	388		2,59
Л4	п/ст 4 110 кВ	п/ст 3 110 кВ	150	450	170		1,13
Л5	п/ст 5 110 кВ	п/ст 4 110 кВ	95	330	385		4,05
Л6	п/ст 5 110 кВ	п/ст 2 110 кВ	120	390	381		3,18
Л7	ЭС-2 220 кВ	п/ст 4 220 кВ	400	825	233		0,58
Л8	ЭС-2 220 кВ	п/ст 5 220 кВ	400	825	91		0,23
Л9	п/ст 3 110 кВ	п/ст 6 110 кВ	300	900	414		1,38
Л10	п/ст 5 110 кВ	п/ст 7 110 кВ	300	690	122		0,41
Л11	п/ст 2 110 кВ	п/ст 7 110 кВ	120	390	314		2,62
Л12	п/ст 4 35 кВ	п/ст 41 35 кВ	70	265	153		2,19
Л13	п/ст 4 35 кВ	п/ст 42 35 кВ	70	265	329		4,70
Л14	п/ст 42 35 кВ	п/ст 41 35 кВ	70	265	111		1,59

В таблице 15 представлены полученные в программе значения напряжений узлов в режиме максимальных нагрузок при отключенном блоке 110 МВт на электростанции ЭС-2.

Таблица 15 – Напряжения в узлах района электрической сети в режиме максимальных нагрузок при отключенном блоке 110 МВт на электростанции ЭС-2

Название узла	$U_{\text{ном}}, \text{ кВ}$	$U_{\text{max}}, \text{ кВ}$	$U, \text{ кВ}$
п/ст-1 110 кВ	110	121	126,00
п/ст-2 110 кВ	110	121	94,69
п/ст-3 110 кВ	110	121	80,83
ЭС-1 110 кВ	110	121	87,68
ЭС-1 10 кВ	10	11	8,50
п/ст-4 110 кВ	110	121	72,89
п/ст-5 110 кВ	110	121	82,29
п/ст-4 10 кВ	10	11	5,91
п/ст-4 35 кВ	35	38,5	22,31
п/ст-41 35 кВ	35	38,5	19,52
п/ст-42 35 кВ	35	38,5	20,65
п/ст-4 220 кВ	220	242	145,09
п/ст-6 110 кВ	110	121	76,21
п/ст-7 110 кВ	110	121	85,86
п/ст-5 220 кВ	220	242	154,12
ЭС-2 220 кВ	220	242	153,28

Рассматриваемый режим не может существовать длительное время, так как будет немедленно отключен системой защиты. Он рассматривается для того, чтобы удостовериться в необходимости принятия мер по нормализации режима.

Далее будет проведена нормализация режима традиционными средствами (усиление ЛЭП) и с помощью статического устройства компенсации реактивной мощности СТАТКОМ.

2.7 Усиление линий электропередачи

Произведем усиление линий Л1 и Л5. Для линии Л1 заменим используемы провода АС-120/19 на АС-240/39. Так как линия Л5 одноцепная, добавим вторую цепь, используя провод как на существующей цепи – АС-95/16. Погонные параметры вводимых в работу проводов представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Данные об усиливаемых ЛЭП

ЛЭП	Начальный узел	Конечный узел	Тип АС	l , км	n	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	b_0 , мкСм/км
Л1	п/ст 1 110 кВ	п/ст 2 110 кВ	240/39	60	2	0,118	0,405	2,808
Л5	п/ст 5 110 кВ	п/ст 4 110 кВ	95/16	30	2	0,301	0,434	2,611

Вычислим параметры схем замещения усиленных линий по формулам (10)-(12) и представим их в таблице 17.

Таблица 17 – Параметры схем замещения усиленных ЛЭП

ЛЭП	Начальный узел	Конечный узел	r , Ом	x , Ом	b , мкСм
Л1	п/ст 1 110 кВ	п/ст 2 110 кВ	3,54	12,15	336,96
Л5	п/ст 5 110 кВ	п/ст 4 110 кВ	4,515	6,51	156,66

Проведем расчет режима максимальных нагрузок при отключенном блоке 110 МВт с параметрами усиленных линий. Карта рассматриваемого режима представлена на рисунке 9.

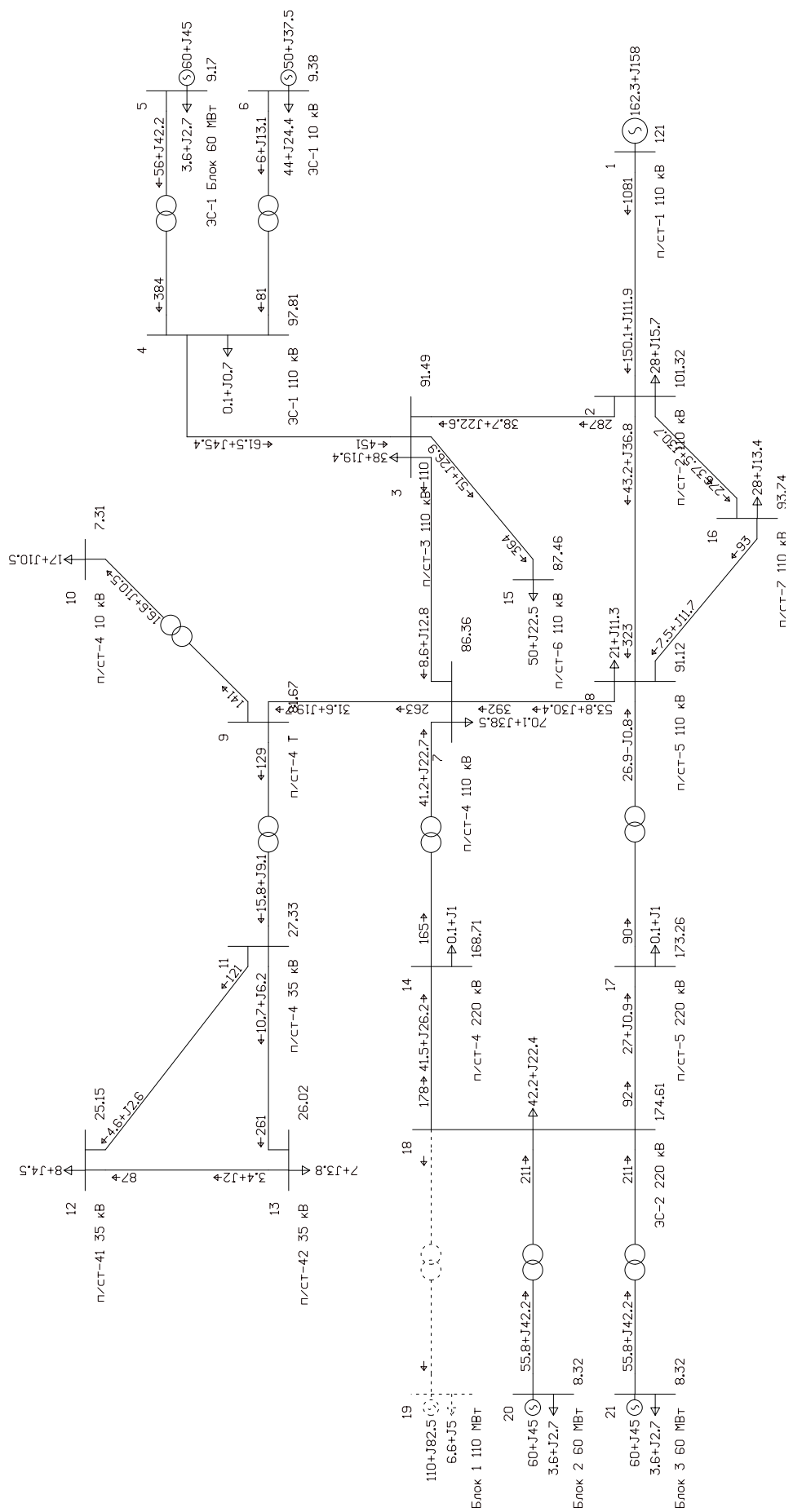


Рисунок 9 – Карта режима максимальных нагрузок при отключенном блоке 110 МВт и с усиленными ЛЭП

Сведем информацию о параметрах ЛЭП в режиме максимальных нагрузок при отключенном блоке 110 МВт и усиленных ЛЭП в таблицу 18.

Таблица 18 – Параметры ЛЭП в режиме максимальных нагрузок при отключенном блоке 110 МВт и усиленных ЛЭП

ЛЭП	Начальный узел	Конечный узел	F , мм ²	$I_{\text{доп}}$, А	I_{max} , А	$j_{\text{эк}}$, А/мм ²	j_{max} , А/мм ²
Л1	п/ст 1 110 кВ	п/ст 2 110 кВ	480	1220	1081	1,1	2,25
Л2	ЭС-1 110 кВ	п/ст 3 110 кВ	300	900	451		1,50
Л3	п/ст 2 110 кВ	п/ст 3 110 кВ	150	450	287		1,91
Л4	п/ст 4 110 кВ	п/ст 3 110 кВ	150	450	110		0,73
Л5	п/ст 5 110 кВ	п/ст 4 110 кВ	190	660	392		2,06
Л6	п/ст 5 110 кВ	п/ст 2 110 кВ	120	390	323		2,69
Л7	ЭС-2 220 кВ	п/ст 4 220 кВ	400	825	178		0,45
Л8	ЭС-2 220 кВ	п/ст 5 220 кВ	400	825	92		0,23
Л9	п/ст 3 110 кВ	п/ст 6 110 кВ	300	900	364		1,21
Л10	п/ст 5 110 кВ	п/ст 7 110 кВ	300	690	93		0,31
Л11	п/ст 2 110 кВ	п/ст 7 110 кВ	120	390	276		2,30
Л12	п/ст 4 35 кВ	п/ст 41 35 кВ	70	265	121		1,73
Л13	п/ст 4 35 кВ	п/ст 42 35 кВ	70	265	261		3,73
Л14	п/ст 42 35 кВ	п/ст 41 35 кВ	70	265	87		1,24

В таблице 19 представлены полученные в программе значения напряжений узлов в рассматриваемом режиме. В качестве допустимо низкого значения напряжения $U_{\text{доп}}$ примем 95% номинального значения.

Таблица 19 – Напряжения в узлах района электрической сети в режиме максимальных нагрузок при отключенном блоке 110 МВт и усиленных ЛЭП

Название узла	$U_{\text{ном}}$, кВ	$U_{\text{доп}}$, кВ	U_{max} , кВ	U , кВ
п/ст-1 110 кВ	110	104,5	121	121,00
п/ст-2 110 кВ	110	104,5	121	101,32
п/ст-3 110 кВ	110	104,5	121	91,49
ЭС-1 110 кВ	110	104,5	121	97,81
ЭС-1 10 кВ	10	9,5	11	9,38
п/ст-4 110 кВ	110	104,5	121	86,36
п/ст-5 110 кВ	110	104,5	121	91,12
п/ст-4 10 кВ	10	9,5	11	7,31
п/ст-4 35 кВ	35	33,25	38,5	27,33
п/ст-41 35 кВ	35	33,25	38,5	25,15
п/ст-42 35 кВ	35	33,25	38,5	26,02
п/ст-4 220 кВ	220	209	242	168,71
п/ст-6 110 кВ	110	104,5	121	87,46
п/ст-7 110 кВ	110	104,5	121	93,74
п/ст-5 220 кВ	220	209	242	173,26
ЭС-2 220 кВ	220	209	242	174,61

Усилив линии Л1 и Л5, мы достигли снижения токов в ЛЭП до допустимых значений. Однако нам не удалось повысить напряжения в узлах района электрической сети до допустимых значений. Поэтому перейдем к нормализации рассматриваемого режима с помощью статического устройства компенсации реактивной мощности СТАТКОМ.

2.8 Выводы

Определено, что загрузка трансформаторов происходит в допустимых пределах. Произведен расчет характерных режимов района электрической сети. На основе результатов расчета режимов сделан вывод, что режимные параметры принимают недопустимые значения и требуется применение средств по нормализации режимов.

Проведены традиционные мероприятия по нормализации режима – усиление ЛЭП. Произведен расчет режимов района электрической сети с усиленными ЛЭП. Проведен анализ результатов расчета режимов после усиления ЛЭП – требуемый эффект по нормализации режимов не был достигнут.

Принято решение по внедрению статического устройства компенсации реактивной мощности СТАТКОМ в район электрической сети с целью нормализации его режимов.

					13.03.02.2017.186.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

3 ПРИМЕНЕНИЕ СТАТИЧЕСКОГО УСТРОЙСТВА КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ СТАТКОМ

На основании ранее проведенного расчета режима максимальных нагрузок при отключенном блоке 110 МВт (рисунок 8) определим оптимальное место установки СТАТКОМ – точку потокораздела района электрической сети. Этой точкой является подстанция п/ст 4.

Для того, чтобы смоделировать работу СТАТКОМ в программе RastrWin 3, добавим дополнительную генерацию (дополнительное потребление) реактивной мощности в узле п/ст 4 110 кВ в зависимости от того, что наблюдается в анализируемом районе: недостаток или избыток реактивной мощности.

3.1 Нормализация режима максимальных нагрузок при отключенном блоке 110 МВт

Так как рассматриваемый режим наиболее тяжелый, то необходимое значение генерируемого потока реактивной мощности будет наибольшим. Таким образом, будет определена номинальная мощность СТАТКОМ.

На рисунке 10 приведена карта режима максимальных нагрузок с применением СТАТКОМ при отключенном блоке 110 кВ.

Сведем информацию о параметрах ЛЭП в режиме максимальных нагрузок при отключенном блоке 110 МВт и с применением СТАТКОМ в таблицу 20.

Таблица 20 – Параметры ЛЭП в режиме максимальных нагрузок при отключенном блоке 110 МВт и с применением СТАТКОМ

ЛЭП	Начальный узел	Конечный узел	$F, \text{ мм}^2$	$I_{\text{доп}}, \text{ А}$	$I_{\text{max}}, \text{ А}$	$j_{\text{эк}}, \text{ А/мм}^2$	$j_{\text{max}}, \text{ А/мм}^2$
Л1	п/ст 1 110 кВ	п/ст 2 110 кВ	240	780	763	1,1	3,18
Л2	ЭС-1 110 кВ	п/ст 3 110 кВ	300	900	397		1,32
Л3	п/ст 2 110 кВ	п/ст 3 110 кВ	150	450	228		1,52
Л4	п/ст 4 110 кВ	п/ст 3 110 кВ	150	450	114		0,76
Л5	п/ст 5 110 кВ	п/ст 4 110 кВ	95	330	243		2,56
Л6	п/ст 5 110 кВ	п/ст 2 110 кВ	120	390	211		1,76
Л7	ЭС-2 220 кВ	п/ст 4 220 кВ	400	825	164		0,41
Л8	ЭС-2 220 кВ	п/ст 5 220 кВ	400	825	80		0,20
Л9	п/ст 3 110 кВ	п/ст 6 110 кВ	300	900	308		1,03
Л10	п/ст 5 110 кВ	п/ст 7 110 кВ	300	690	99		0,33
Л11	п/ст 2 110 кВ	п/ст 7 110 кВ	120	390	197		1,64
Л12	п/ст 4 35 кВ	п/ст 41 35 кВ	70	265	90		1,29
Л13	п/ст 4 35 кВ	п/ст 42 35 кВ	70	265	196		2,80
Л14	п/ст 42 35 кВ	п/ст 41 35 кВ	70	265	65		0,93

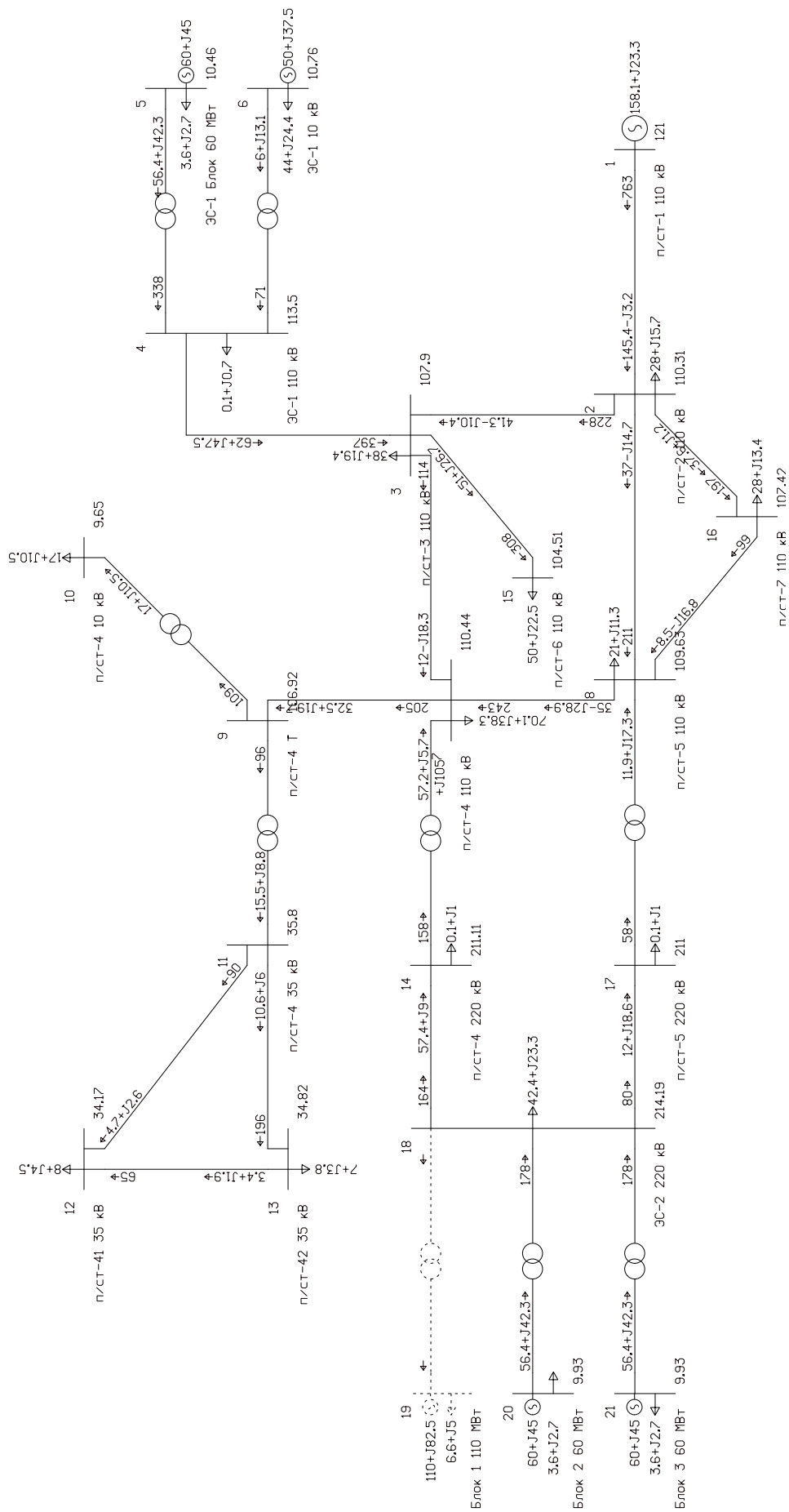


Рисунок 10 – Карта режима максимальных нагрузок при отключенном блоке 110 МВт и с применением СТАТКОМ

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

13.03.02.2017.186.00 ПЗ

Лист

54

В таблице 21 представлены полученные в программе значения напряжений узлов в рассматриваемом режиме.

Таблица 21 – Напряжения в узлах района электрической сети в режиме максимальных нагрузок при отключенном блоке 110 МВт и с использованием СТАТКОМ

Название узла	$U_{\text{ном}}$, кВ	$U_{\text{доп}}$, кВ	U_{max} , кВ	U , кВ
п/ст-1 110 кВ	110	104,5	121	121,00
п/ст-2 110 кВ	110	104,5	121	110,31
п/ст-3 110 кВ	110	104,5	121	107,90
ЭС-1 110 кВ	110	104,5	121	113,50
ЭС-1 10 кВ	10	9,5	11	10,76
п/ст-4 110 кВ	110	104,5	121	110,44
п/ст-5 110 кВ	110	104,5	121	109,63
п/ст-4 10 кВ	10	9,5	11	9,65
п/ст-4 35 кВ	35	33,25	38,5	35,80
п/ст-41 35 кВ	35	33,25	38,5	34,17
п/ст-42 35 кВ	35	33,25	38,5	34,82
п/ст-4 220 кВ	220	209	242	211,11
п/ст-6 110 кВ	110	104,5	121	104,51
п/ст-7 110 кВ	110	104,5	121	107,42
п/ст-5 220 кВ	220	209	242	211,00
ЭС-2 220 кВ	220	209	242	214,19

Токи в ЛЭП не превышают длительно допустимых значений. Значения напряжений в узлах находятся в допустимых диапазонах. На основе этого можно сделать вывод, что нормализация режима успешно проведена с помощью СТАТКОМ. Определена требуемая номинальная мощность устройства – 105 МВАр. При этом не потребовалось усиливать существующие ЛЭП.

3.2 Оптимизация режима максимальных нагрузок

СТАТКОМ позволяет плавно регулировать величину компенсируемой реактивной мощности. Поэтому может быть определена оптимальная величина компенсируемой мощности, при которой потери активной мощности в районе электрической сети будут минимальны.

Проведем расчеты режимов максимальных нагрузок при варьировании компенсируемой мощности в диапазоне 0...105 МВАр. Для каждого из значений зафиксируем потери активной мощности в районе, которые включают потери в ЛЭП и трансформаторах. Потери холостого хода трансформаторов и мощности собственных нужд энергоблоков на электростанциях не будем включать в расчет, так как их значения постоянны.

Значения потерь активной мощности как функции от компенсируемой СТАТКОМом мощности при напряжении балансирующего узла 117 кВ приведены в таблице 22.

Таблица 22 – Потери активной мощности как функция от компенсируемой мощности при напряжении балансирующего узла 117 кВ

$Q_{\text{комп}},$ МВАр	0	10	20	30	40	45	50	60	70	80	90	100	105
$\Delta P,$ МВт	11,15	9,79	8,9	8,38	8,17	8,16	8,2	8,46	8,91	9,51	10,28	11,19	11,67

Проинтерполировав значения из таблицы 22, получим непрерывную функцию $\Delta P(Q_{\text{комп}})$.

График зависимости $\Delta P(Q_{\text{комп}})$ при напряжении балансирующего узла 117 кВ представлен на рисунке 11.

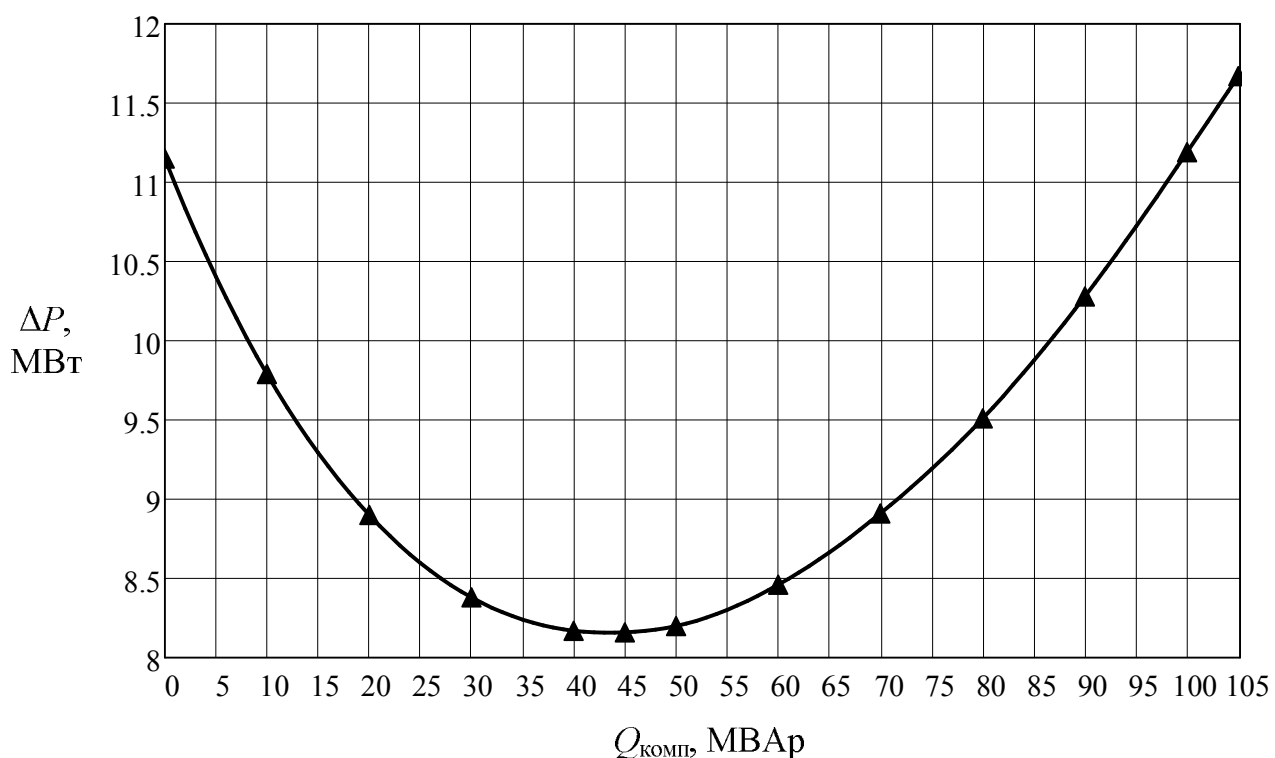


Рисунок 11 – График зависимости $\Delta P(Q_{\text{комп}})$ при $U_{\text{БУ}} = 117$ кВ

Функция $\Delta P(Q_{\text{комп}})$ принимает минимальное значение 8,16 МВт при $Q_{\text{комп}} = 43,4$ МВАр. С этой величиной в программе RastrWin 3 рассчитаем режим максимальных нагрузок.

Карта режима максимальных нагрузок при оптимальной компенсируемой мощности представлена на рисунке 12.

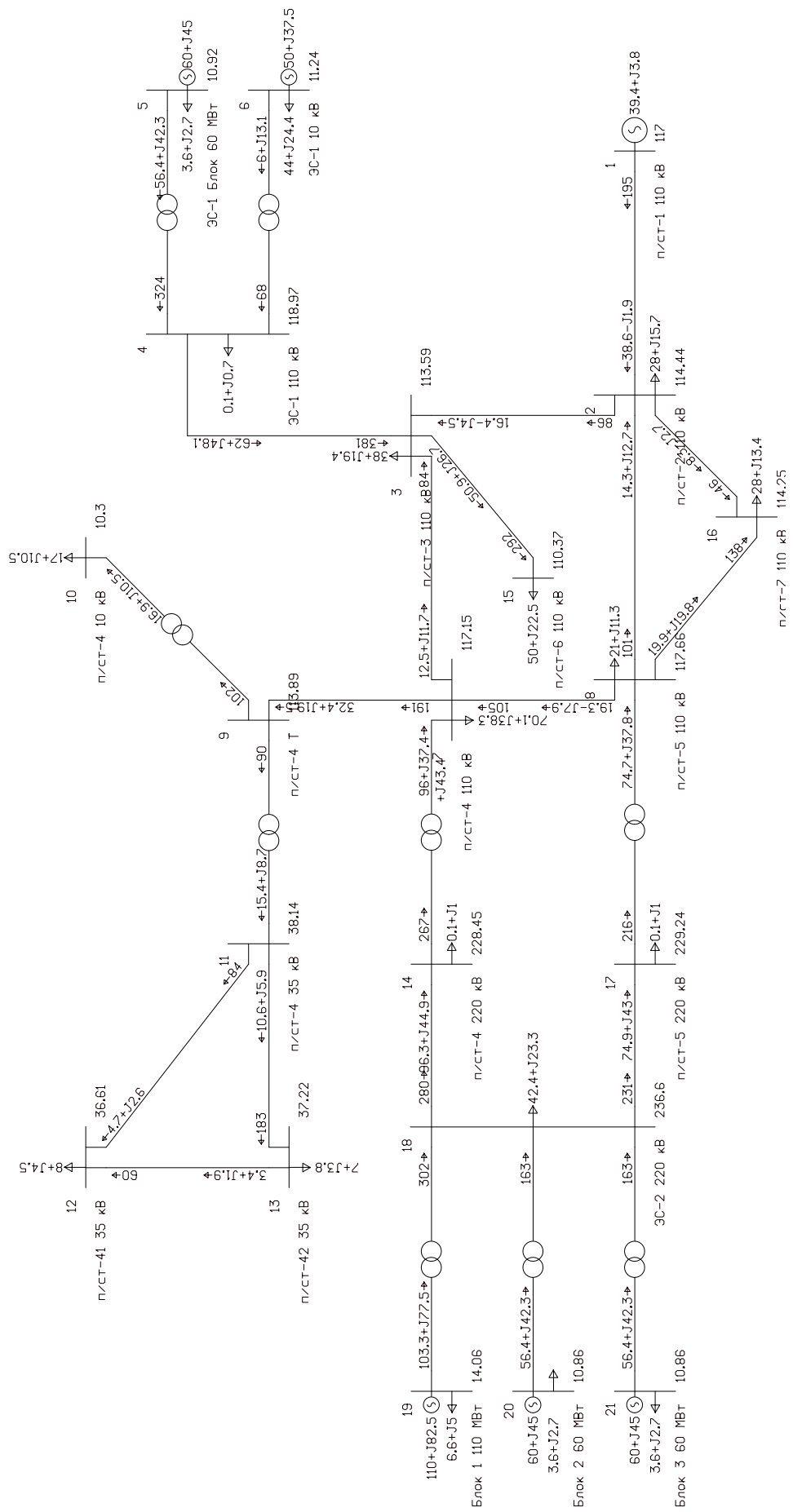


Рисунок 12 – Карта режима максимальных нагрузок при оптимальной компенсации (генерации)

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

13.03.02.2017.186.00 ПЗ

Сведем информацию о параметрах ЛЭП в режиме максимальных нагрузок при оптимальной компенсации в таблицу 23.

Таблица 23 – Параметры ЛЭП в режиме максимальных нагрузок при оптимальной компенсации

ЛЭП	Начальный узел	Конечный узел	$F, \text{мм}^2$	$I_{\text{доп}}, \text{А}$	$I_{\text{max}}, \text{А}$	$J_{\text{эк}}, \text{А/мм}^2$	$J_{\text{max}}, \text{А/мм}^2$
Л1	п/ст 1 110 кВ	п/ст 2 110 кВ	240	780	195	1,1	0,81
Л2	ЭС-1 110 кВ	п/ст 3 110 кВ	300	900	381		1,27
Л3	п/ст 2 110 кВ	п/ст 3 110 кВ	150	450	86		0,57
Л4	п/ст 4 110 кВ	п/ст 3 110 кВ	150	450	84		0,56
Л5	п/ст 5 110 кВ	п/ст 4 110 кВ	95	330	105		1,11
Л6	п/ст 5 110 кВ	п/ст 2 110 кВ	120	390	101		0,84
Л7	ЭС-2 220 кВ	п/ст 4 220 кВ	400	825	280		0,70
Л8	ЭС-2 220 кВ	п/ст 5 220 кВ	400	825	231		0,58
Л9	п/ст 3 110 кВ	п/ст 6 110 кВ	300	900	292		0,97
Л10	п/ст 5 110 кВ	п/ст 7 110 кВ	300	690	138		0,46
Л11	п/ст 2 110 кВ	п/ст 7 110 кВ	120	390	46		0,38
Л12	п/ст 4 35 кВ	п/ст 41 35 кВ	70	265	84		1,20
Л13	п/ст 4 35 кВ	п/ст 42 35 кВ	70	265	183		2,61
Л14	п/ст 42 35 кВ	п/ст 41 35 кВ	70	265	60		0,86

В таблице 24 представлены полученные в программе значения напряжений узлов в рассматриваемом режиме.

Таблица 24 – Напряжения в узлах района электрической сети в режиме максимальных нагрузок при оптимальной компенсации

Название узла	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$U_{\text{max}}, \text{кВ}$	$U, \text{кВ}$
п/ст-1 110 кВ	110	121	117,00
п/ст-2 110 кВ	110	121	114,44
п/ст-3 110 кВ	110	121	113,59
ЭС-1 110 кВ	110	121	118,97
ЭС-1 10 кВ	10	11	11,24
п/ст-4 110 кВ	110	121	117,15
п/ст-5 110 кВ	110	121	117,66
п/ст-4 10 кВ	10	11	10,30
п/ст-4 35 кВ	35	38,5	38,14
п/ст-41 35 кВ	35	38,5	36,61
п/ст-42 35 кВ	35	38,5	37,22
п/ст-4 220 кВ	220	242	228,45
п/ст-6 110 кВ	110	121	110,37
п/ст-7 110 кВ	110	121	114,25
п/ст-5 220 кВ	220	242	229,24
ЭС-2 220 кВ	220	242	236,60

В режиме максимальных нагрузок при оптимальной компенсации значения токов в ЛЭП не превышают длительно допустимых токов. В узле ЭС-1 10 кВ наблюдается повышенное напряжение сверх допустимого на 2,2%. Его можно понизить до допустимого значения с помощью устройства РПН, которым снабжен трансформатор ТДН-40000/110. Отпайка трансформатора будет определена после проведения оптимизации режима минимальных нагрузок с помощью СТАТКОМ.

Все параметры рассматриваемого режима находятся в допустимых диапазонах, поэтому можно считать проведенную оптимизацию успешной.

3.3 Оптимизация режима минимальных нагрузок

Ранее (рисунок 8) было определено, что в режиме минимальных нагрузок в узле ЭС-1 110 кВ наблюдается повышение напряжения на 2,8% сверх допустимого. На основе этого можно сделать предположение, что для оптимизации потребуется дополнительное потребление реактивной мощности. Это можно реализовать с помощью СТАТКОМ.

Величину требуемой компенсации (потребления) реактивной мощности определим ее последовательным увеличением до момента, когда напряжение в узле ЭС-1 110 кВ примет допустимое значение.

Искомая величина компенсации (потребления) реактивной мощности составила 31 МВАр.

Сведем информацию о параметрах ЛЭП в режиме минимальных нагрузок при компенсации (потреблении) 31 МВАр в таблицу 25.

Таблица 25 – Параметры ЛЭП в режиме минимальных нагрузок при компенсации (потреблении) 31 МВАр

ЛЭП	Начальный узел	Конечный узел	$F, \text{ мм}^2$	$I_{\text{доп}}, \text{ А}$	$I_{\text{max}}, \text{ А}$	$J_{\text{эк}}, \text{ А/мм}^2$	$J_{\text{max}}, \text{ А/мм}^2$
Л1	п/ст 1 110 кВ	п/ст 2 110 кВ	240	780	362	1,1	1,51
Л2	ЭС-1 110 кВ	п/ст 3 110 кВ	300	900	438		1,46
Л3	п/ст 2 110 кВ	п/ст 3 110 кВ	150	450	120		0,80
Л4	п/ст 4 110 кВ	п/ст 3 110 кВ	150	450	93		0,62
Л5	п/ст 5 110 кВ	п/ст 4 110 кВ	95	330	88		0,93
Л6	п/ст 5 110 кВ	п/ст 2 110 кВ	120	390	234		1,95
Л7	ЭС-2 220 кВ	п/ст 4 220 кВ	400	825	276		0,69
Л8	ЭС-2 220 кВ	п/ст 5 220 кВ	400	825	278		0,70
Л9	п/ст 3 110 кВ	п/ст 6 110 кВ	300	900	202		0,67
Л10	п/ст 5 110 кВ	п/ст 7 110 кВ	300	690	183		0,61
Л11	п/ст 2 110 кВ	п/ст 7 110 кВ	120	390	82		0,68
Л12	п/ст 4 35 кВ	п/ст 41 35 кВ	70	265	59		0,84
Л13	п/ст 4 35 кВ	п/ст 42 35 кВ	70	265	129		1,84
Л14	п/ст 42 35 кВ	п/ст 41 35 кВ	70	265	42		0,60

Карта режима максимальных нагрузок при компенсации (потреблении) 31 МВАр представлена на рисунке 13.

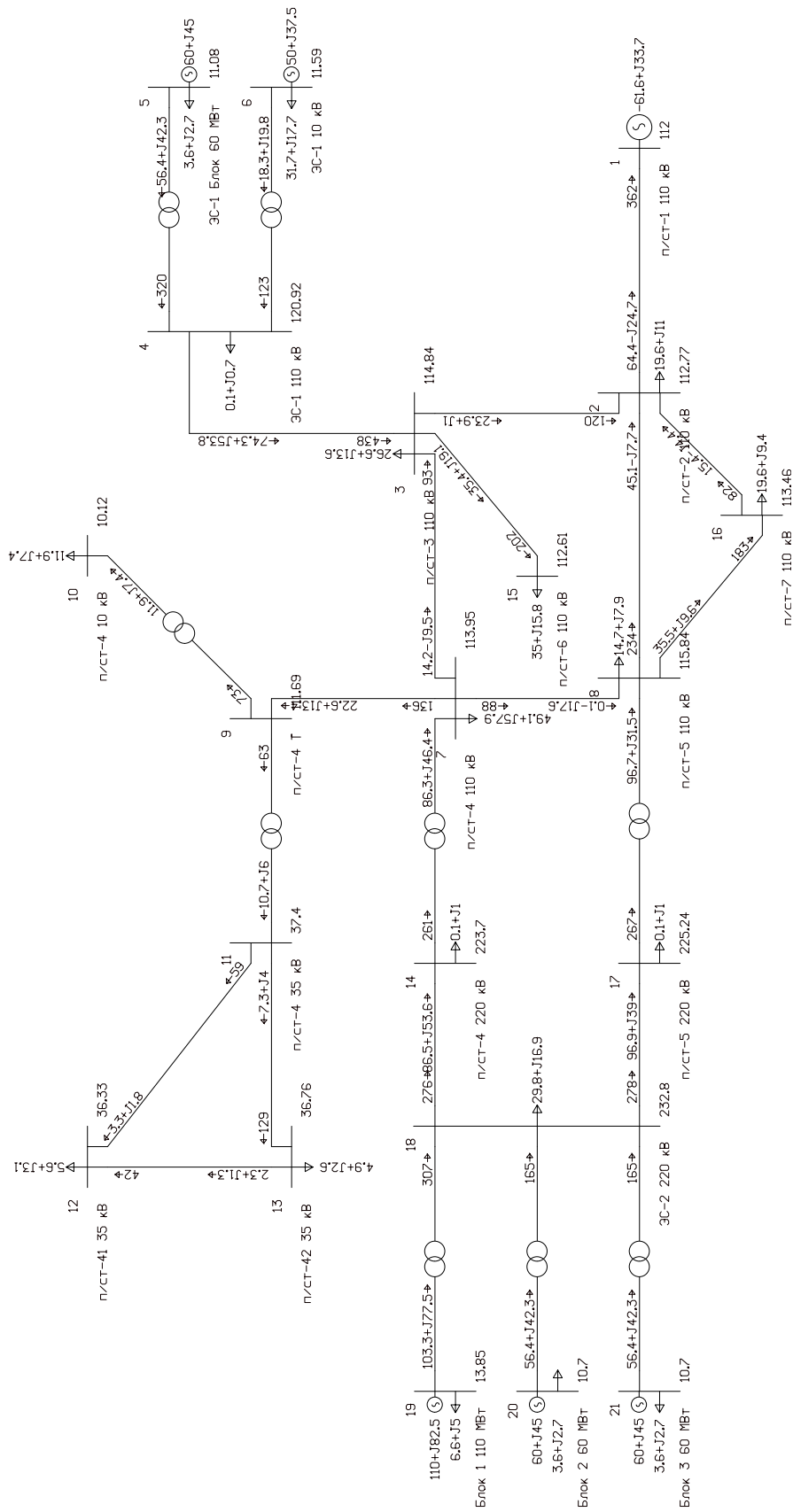


Рисунок 12 – Карта режима максимальных нагрузок при оптимальной компенсации (генерации)

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

13.03.02.2017.186.00 ПЗ

Лист

60

В таблице 26 представлены полученные в программе значения напряжений узлов в рассматриваемом режиме.

Таблица 26 – Напряжения в узлах района электрической сети в режиме минимальных нагрузок при компенсации (потреблении) 31 МВАр

Название узла	$U_{ном}$, кВ	U_{max} , кВ	U , кВ
п/ст-1 110 кВ	110	121	112,00
п/ст-2 110 кВ	110	121	112,77
п/ст-3 110 кВ	110	121	114,84
ЭС-1 110 кВ	110	121	120,92
ЭС-1 10 кВ	10	11	11,59
п/ст-4 110 кВ	110	121	113,95
п/ст-5 110 кВ	110	121	115,84
п/ст-4 10 кВ	10	11	10,12
п/ст-4 35 кВ	35	38,5	37,40
п/ст-41 35 кВ	35	38,5	36,33
п/ст-42 35 кВ	35	38,5	36,76
п/ст-4 220 кВ	220	242	223,70
п/ст-6 110 кВ	110	121	112,61
п/ст-7 110 кВ	110	121	113,46
п/ст-5 220 кВ	220	242	225,24
ЭС-2 220 кВ	220	242	232,80

В режиме минимальных нагрузок при компенсации (потреблении) 31 МВАр значения токов в ЛЭП не превышают длительно допустимые. В узле ЭС-1 10 кВ наблюдается повышенное напряжение сверх допустимого на 5,4%. Его можно понизить до допустимого значения с помощью устройства РПН, которым снабжен трансформатор ТДН-40000/110. При регулировании напряжения $+4 \times 1,78\%$ напряжение снизилось до 10,8 кВ.

К ранее рассмотренному режиму максимальных нагрузок при оптимальной компенсации применим аналогичное регулирование напряжения. В результате этого напряжение снизилось до 10,48 кВ.

Все параметры рассматриваемого режима находятся в допустимых диапазонах, поэтому можно считать проведенную оптимизацию успешной.

3.4 Выводы

Внедрение СТАТКОМ в район электрической сети привело к нормализации его режимов и позволило провести оптимизацию по реактивной мощности. В результате, была определена оптимальная величина генерации реактивной мощности устройством СТАТКОМ для режима максимальных нагрузок, обеспечивающая минимум активных потерь в элементах передачи электроэнергии района электрической сети. Желаемый результат достигнут без применения каких-либо других мероприятий (усиление ЛЭП).

									Лист
									61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.186.00 ПЗ				

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В качестве наиболее прогрессивного статического устройства компенсации реактивной мощности выбран СТАТКОМ в связи с его высоким быстродействием, сравнительно малыми габаритами, возможностью применения ШИМ в системе управления, что позволяет отказаться от дорогостоящих силовых фильтров.

Оценив результат проведенных традиционных мероприятий с целью регулирования режимных параметров, мы можем заключить, что требуемый эффект не был достигнут.

При внедрении статического компенсатора реактивной мощности на базе преобразователя напряжения СТАТКОМ был достигнут требуемый эффект: поддержание напряжений в узлах нагрузок в требуемом диапазоне; оптимизация перетока мощности в районе электрической сети – достигнут минимум потерь активной мощности.

									Лист
									62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.186.00 ПЗ				

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Бессонов Л.А. Теоретические основы электротехники / Л.А. Бессонов. М.: Высш. шк., 1996.
2. Элементы на базе силовой электроники для управления режимами электроэнергетической системы: учебное пособие к лабораторным работам / М.Е. Гольдштейн, А.В. Прокудин; под ред. М.Е. Гольдштейна. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2016. – 117 с.
3. Кочкин, В.И. Применение статических компенсаторов реактивной мощности в электрических сетях энергосистем и предприятий / Кочкин, В.И., Нечаев О.П. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС. - 248 с.
4. Справочник по проектированию электрических сетей / Файбисович Д.Л., Шапиро И.М. Карапетян И.Г.; под редакцией Д.Л.Файбисовича. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006. – 320 с.
5. Электроэнергетические системы и сети: учебное пособие по курсовому проектированию / А.В. Коржов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2012. – 71 с.

									Лист
									63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.186.00 ПЗ				

ПРИЛОЖЕНИЕ

					13.03.02.2017.186.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64