

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ 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)  
Энергосбережение и энергоэффективность  
(направленность (профиль))

## МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему «Повышение энергоэффективности сетей электроснабжения северо-западного района г. Тольятти»

Студент	<u>С.В. Карев</u> (И.О. Фамилия)	_____	(личная подпись)
Научный руководитель	<u>М.Н. Третьякова</u> (И.О. Фамилия)	_____	(личная подпись)

Руководитель программы	<u>к.т.н. А.Н. Черненко</u> (ученая степень, звание, И.О. Фамилия)	_____	(личная подпись)
« _____ »	_____	20 _____	Г.

**Допустить к защите**

Заведующий кафедрой	<u>д.т.н., профессор В.В. Вахнина</u> (ученая степень, звание, И.О. Фамилия)	_____	(личная подпись)
« _____ »	_____	20 _____	Г.

Тольятти 2019

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1. Анализ состояния и возможностей для модернизации сетей электроснабжения северо-западного района г. Тольятти.....	9
1.1 Общие сведения.....	9
1.2 Линии электропередач участка электрической сети.....	13
1.3 Анализ подстанций района электрических сетей.....	14
1.3.1 Подстанция 35/6 кВ «Тепличная».....	14
1.3.2 Подстанция 35/6 кВ «Кирпичная».....	15
1.4 Выводы к разделу 1 .....	17
2. Расчет действующих потерь в силовом оборудовании и ЛЭП.....	18
2.1 Расчет потерь в трансформаторах.....	18
2.1.1 Потери подстанции «Стройбаза».....	18
2.1.2 Потери подстанции «К-2Т».....	22
2.2 Расчет отходящих подстанций, входящих в участок электрической сети.....	26
2.3 Расчет потерь в линиях электропередач.....	29
2.4 Расчет потерь напряжения в отходящих линиях 35-6 кВ.....	31
2.5 Выводы к разделу 2.....	40
3 Расчет потерь в новом силовом оборудовании и ЛЭП.....	41
3.1 Расчет потерь в трансформаторах.....	41
3.1.1 Потери подстанции «Стройбаза».....	41
3.1.2 Потери подстанции «К-2Т».....	45
3.2 Расчет потерь отходящих подстанций, входящих в участок электрической сети с новым оборудованием.....	49
3.3 Расчет потерь в линиях электропередач.....	52
3.4 Расчет потерь напряжения в отходящих линиях 35-6 кВ .....	55
3.5 Выводы к разделу 3.....	63
4. Техничко-экономические результаты модернизации.....	64

4.1 Экономическая выгода модернизации.....	64
4.2 Проверка целесообразности предлагаемой модернизации путем математического моделирования.....	67
4.3 Выводы к главе 4.....	75
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	76
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	78

## ВВЕДЕНИЕ

«Энергосбережение – реализация организационных, правовых, технических, технологических, экономических и иных мер, направленных на уменьшение объема используемых энергетических ресурсов при сохранении соответствующего полезного эффекта от их использования (в том числе объема произведенной продукции, выполненных работ, оказанных услуг)»[1].

Энергоэффективность и энергосбережение на сегодняшний день становится критическим элементом для окружающей среды. Это новое значение связано с растущей обеспокоенностью по поводу глобальных изменений климата и энергетической безопасности.

«Распределительная электрическая сеть: Совокупность электроустановок для передачи и распределения электрической энергии между пользователями электрической сети, состоящая из подстанций, распределительных устройств, токопроводов, воздушных и кабельных линий электропередачи, работающих на определенной территории» [2].

В настоящее время четко прослеживается тенденция разрабатывать и создавать новое оборудование, к которому приписывается слово «энергосберегающее». Сберегающие электроэнергию лампы, обогреватели, двигатели – сейчас очень распространенные понятия и в связи с данными мировыми тенденциями, становится актуальным вопрос экономии энергии в распределительных сетях, к которым относятся линии электропередач (как воздушные, так и кабельные), подстанции с входящим в них силовым оборудованием[3,4,5].

По мнению специалистов, на сегодняшний день состояние сетей класса 35; 10; 6 и 0,4 кВ считается неудовлетворительным. По статистике примерно от 40 до 80% всех аварийных отключений приходится на воздушные линии 10кВ и 0,4 кВ [1].

Работа сетей этого класса характеризуется не только низкой надежностью, но и недостаточно высоким качеством электроэнергии. В данном случае под качеством электрической энергии (КЭ) понимается: «Степень соответствия характеристик электрической энергии в данной точке электрической системы совокупности нормированных показателей КЭ» [2].

Одной из основных причин низкого качества электроэнергии является длина воздушных линий (ВЛ) линий. Известно, что оптимальная продолжительность линий 10 кВ находится на уровне 10-12км. Однако на практике оказывается, что около 15% линий, находящихся в эксплуатации, имеют длину более 20км.

При большой длине линий существенными являются потери напряжения, приводящие при изменении режима нагрузки к отклонению напряжения в сети.

Согласно стандарту по качеству электрической энергии (ГОСТ 32144-201№) отклонение напряжения в сети от номинального или согласованного уровня характеризуется соответствующими показателями качества электроэнергии: «Показателями КЭ, относящимися к медленным изменениям напряжения электропитания, являются отрицательное  $\delta U_{(-)}$  и положительное  $\delta U_{(+)}$  отклонения напряжения электропитания в точке передачи электрической энергии от номинального/согласованного значения» [2]. «Стандартом также установлены предельно допустимые нормы на величину этих показателей: Положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии не должны превышать 10% номинального или согласованного значения напряжения в течение 100% времени интервала в одну неделю» [2].

Еще одной причиной завышенных потерь может быть физическим износ элементов сети. Эксплуатационные характеристики ряда подстанций, входящих в городские распределительные сети, являются не самыми лучшими. Большая часть силового оборудования работает на стадии

предельного эксплуатационного срока и не обеспечивает современных требований по энергосбережению и энергоэффективности.

Кроме физического износа имеет место и моральный износ элементов сети. Технологии, которые несколько десятилетий назад были передовыми, существенно проигрывают современным производственным процессам, касающимся изготовления электротехнической продукции. Кроме того, в настоящее время, в конструкции электротехнических устройств внесена масса прогрессивных решений и значительно улучшены характеристики электротехнических материалов.

Все виды потерь в распределительных сетях делятся на три категории: нагрузочные, условно-постоянные и климатические (рис.1). В данной работе будут рассматриваться потери в сетях нагрузочного типа.



Рисунок 1 – Структура электрических потерь в распределительных сетях

Как видно из рисунка 1 величина нагрузочных потерь определяется, в первую очередь, потерями в силовых трансформаторах и в проводах линий. Следовательно, можно сделать предположение (выдвинуть гипотезу) о том, что если осуществить модернизацию на основе замены силовых трансформаторов и проводов линий, то можно повысить энергоэффективность и обеспечить энергосбережение в сети.

Предварительный анализ литературы показывает, что такое решение является вполне перспективным и целесообразным для практического использования: «Технологии не стоят на месте. Многие заводы уже во всю работают на пути повышения эффективности силового оборудования. Расчеты показывают, что эффект в сумме превышает затраты предприятия на установку нового энергосберегающего оборудования. Были учтены затраты на потери холостого хода, затраты на капитальные ремонты и ежегодное обслуживание, а так же стоимость выполнения работ по ремонту. Получено, что окупаемость энергосберегающего силового оборудования не будет превышать 1 года, а остальное время предприятие будет получать выгоду от сделанных ранее вложений. Опытные образцы трансформаторов показывают, что можно достичь снижения потери на намагничивание примерно на 19%. Внедрение энергосберегающих технологий в процессы производства, должны принести много пользы. В силовых энергосберегающих трансформаторах стоит будущее и через пару лет появятся силовые машины огромных мощностей, благодаря которым, энергоэффективность связанная с повышением или понижением напряжение встанет на новый уровень, и будет приносить выгоду долгие годы [1]».

Таким образом, актуальность работы определяется необходимостью поиска решений по уменьшению потерь электроэнергии в распределительных сетях 35-6(10) кВ.

Каждая конкретная сеть имеет свои особенности: разная длина линий, разный режим нагрузки и т.п. Поэтому технико-экономический эффект от внедрения одинаковых мероприятий в сетях электроснабжения у различных

потребителей может быть разным. Однозначно сказать об эффективности внедрения известных технических решения в распределительные сети 35-6(10) кВ северо-западного района г. Тольятти нельзя. Нужны соответствующие расчеты.

Эти обстоятельства определяют, проблему данной работы, которая заключается в поиске решений по уменьшению потерь электроэнергии в распределительных сетях 35-6(10) кВ северо-западного района г. Тольятти.

Объект исследования – электрические сети 35-6(10) кВ северо-западного района г. Тольятти.

Предмет исследования – величина потерь в электрических сетях 35-6(10) кВ северо-западного района г. Тольятти.

Цель работы – повысить энергоэффективность двух распределительных подстанций и обеспечить энергосбережение в сети 35-6(10) кВ северо-западного района г. Тольятти за счет модернизации электрооборудования.



# 1 Анализ состояния и возможностей для модернизации сетей электроснабжения северо-западного района г.Тольятти

## 1.1 Общие сведения

«Потери электроэнергии при ее передаче – одна из главных издержек, закладываемых в стоимость электроэнергии (ЭЭ). Снижение этой стоимости является одним из важнейших факторов, как для производителя, так и для потребителя. Таким образом, потери ЭЭ и ее стоимость влияют на развитие электроэнергетической индустрии. Наибольшие потери ЭЭ происходят в электросетях напряжением 0,4–10кВ, которые служат для распределения этой энергии городским и сельским потребителям, малым предприятиям и т.д.» [4].

Распределительная сеть Северо-западного района г.Тольятти не является исключением (рис.2).

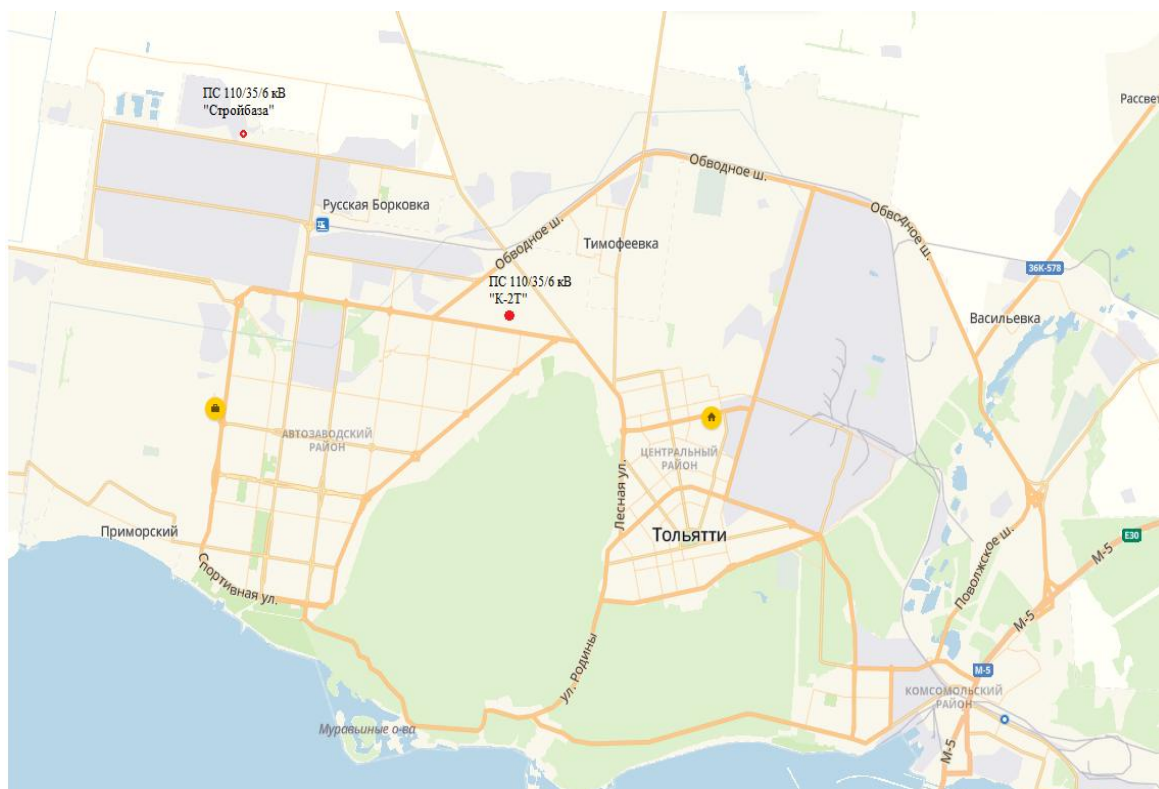


Рисунок 2 – Расположение анализируемого района на карте

Для примера рассмотрим две понизительные подстанции ЗАО «Энергетика и Связь Строительства» 110/35/6 «Стройбаза» и 110/35/6 «К-2Т» с отходящими воздушными и кабельными линиями ВЛ и КЛ напряжением 35-6 кВ (рис.3).

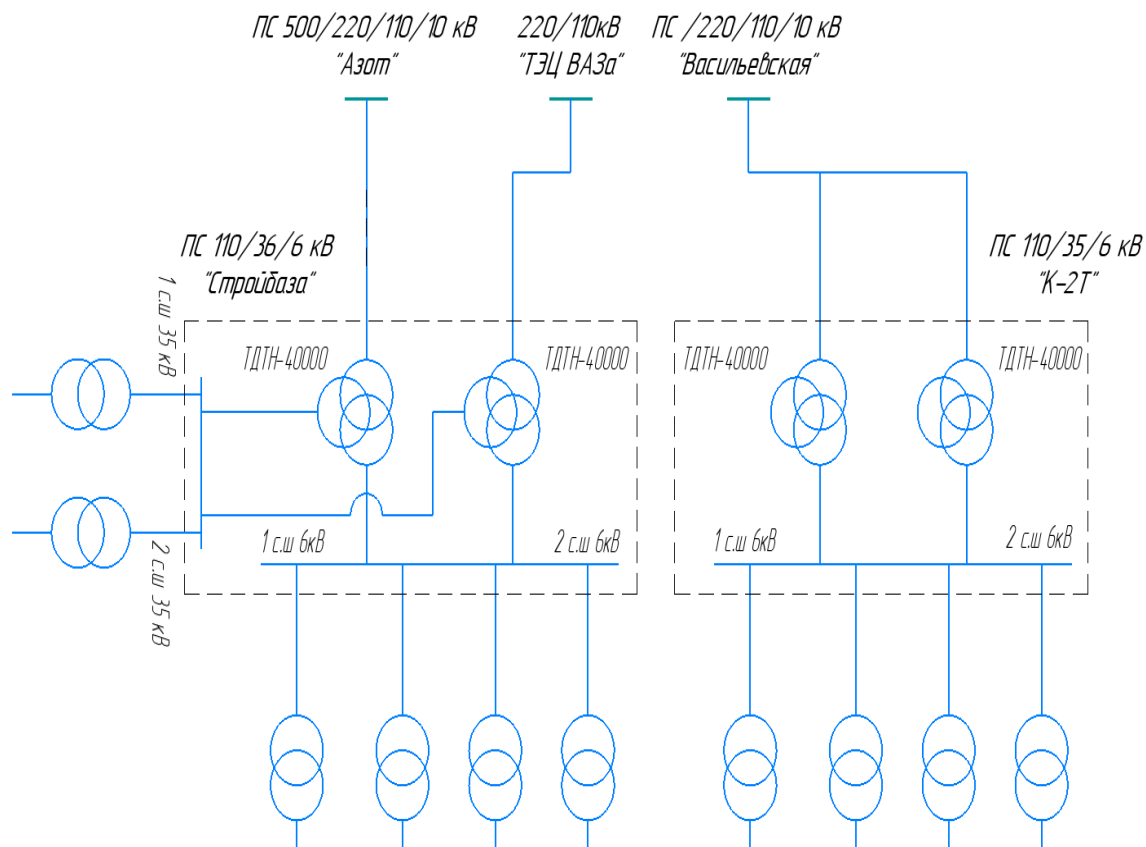


Рисунок 3 – Упрощенная схема района электрических сетей

Место расположения подстанции «Стройбаза» рядом с поставщиком ПАО «АВТОВАЗ» АО «УММ (Управление малой механизации)». Подстанция получает питание по двухцепной воздушной линии 110 кВ «СБ 1» и «АЗОТ 500» выполненной проводом марки АС-240.

Место расположения подстанции «К-2Т» микрорайон Треугольник, между Гипермаркетом «Лента» и ТЦ «Акварель». Питание приходит по двухцепной воздушной линии с подстанции «Васильевская».

Для оценки состояние района электрических сетей используем всю имеющуюся информацию о подстанциях с входящим в них силовым

оборудованием, воздушными и кабельными линиями электропередач, а также учтем факторы, влияющие на нормальную работу сети.

Данные подстанции принадлежат ЗАО «Энергетика и Связь Строительства». Каждая подстанция имеет по 2 трансформатора марки ТДТН. На подстанции «Стройбаза» установлены ТДТН-40000/110/35/6 кВ. Номинальная мощность трансформаторов 40000 кВА. Номинальное напряжение обмотки высокой стороны 110 кВ, средней стороны 35 кВ, низкой стороны 6 кВ. Потери трансформатора на холостом ходу составляют  $\Delta P_{xx} = 30$  кВт. Потери от короткого замыкания составляют  $\Delta P_{кз} = 200$  кВт, ток холостого хода  $i_{xx} = 0.41\%$ , напряжение при коротком замыкании  $u_{кз} = 18.3\%$  от номинального значения напряжения.

На подстанции «К-2Т» установлены ТДТН-25000/110/35/6 кВ. Номинальная мощность трансформаторов 25000 кВА. Номинальное напряжение обмотки высокой стороны 110 кВ, средней стороны 35 кВ, низкой стороны 6 кВ. Потери трансформатора на холостом ходу составляют  $\Delta P_{xx} = 27$  кВт. Потери от короткого замыкания составляют  $\Delta P_{кз} = 190$  кВт, ток холостого хода  $i_{xx} = 0.61\%$ , напряжение при коротком замыкании  $u_{кз} = 19.8\%$  от номинального значения напряжения [25,29,30].

Трансформаторы ТДТН – 40000 и 25000 произведены и установлены в 1981 и 1980 годах соответственно. Их характеристики отличаются от силовых машин, производимых в настоящий момент из-за применения новых технологий при их конструировании и производстве. В рамках работы будут проводиться расчеты потерь активной и реактивной мощности, на основе которых можно будет рассчитать потери электроэнергии при ее трансформации. Выполнив аналогичные расчеты для новых силовых трансформаторов, можно будет оценить размеры энергосбережения при реализации модернизации данного вида электрооборудования и доказать целесообразность такой замены.

Подобные расчеты по определению потерь электроэнергии необходимо выполнить и для отходящих ВЛ и КЛ. Предполагается, что модернизация

линий электропередач также позволит снизить потери напряжения при передаче и транспортировке электроэнергии[10,12,22].

Анализ литературы показывает, что подобные замены, являются весьма оправданными: «Применение современного энергоэффективного электрооборудования, замену старых масляных трансформаторов на современные с хорошими энергопоказателями, так как они являются источником условно-постоянных потерь, применение электрооборудования с высоким КПД и коэффициентом мощности; применение современных проводов, замену голых проводов на изолированные типа СИП и защищенные (она позволяет уменьшить коммерческие потери, так как сложнее незаконно подключиться к таким проводам. Провод СИП обладает меньшим реактивным сопротивлением жгута изолированных проводов, чем неизолированный)» [9,13,21].

Очевидно, что модернизация электроустановок не может быть абстрактной. Необходимо рассматривать конкретные виды электрооборудования. В связи с этим, проанализируем однолинейную принципиальную схему подстанции 110/35/6 кВ «Стройбаза» (рис. 4) и (рис.5) подстанции «К-2Т»[27,28].

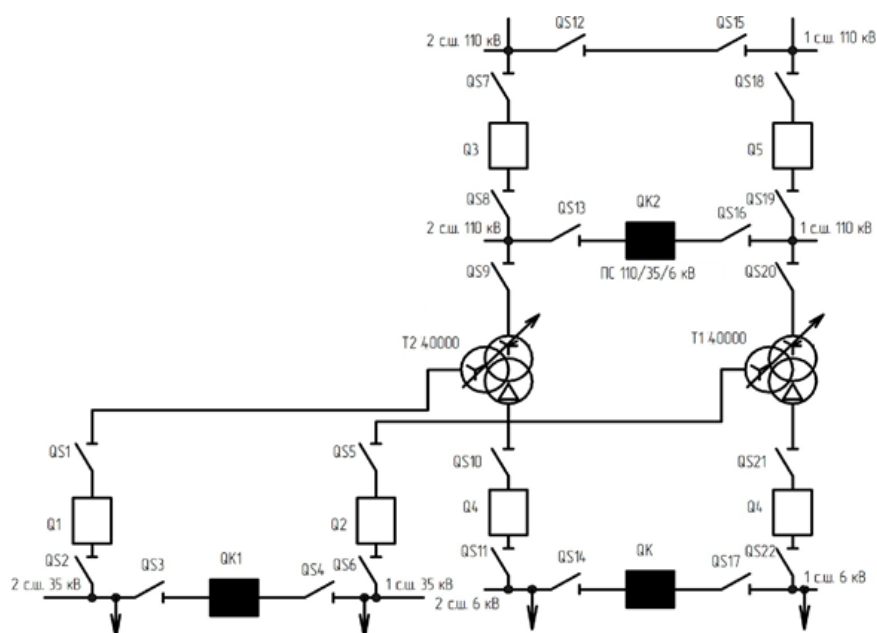


Рисунок 4 – Упрощенная схема подстанций 110/35/6 кВ «Стройбаза»

Рассматриваемые подстанции имеют похожие схемы и виды установленного на них оборудования. В обоих случаях используются трансформаторы ТДТН. Отличие состоит лишь в номинальных мощностях – 40000 МВА и 25000МВА соответственно.

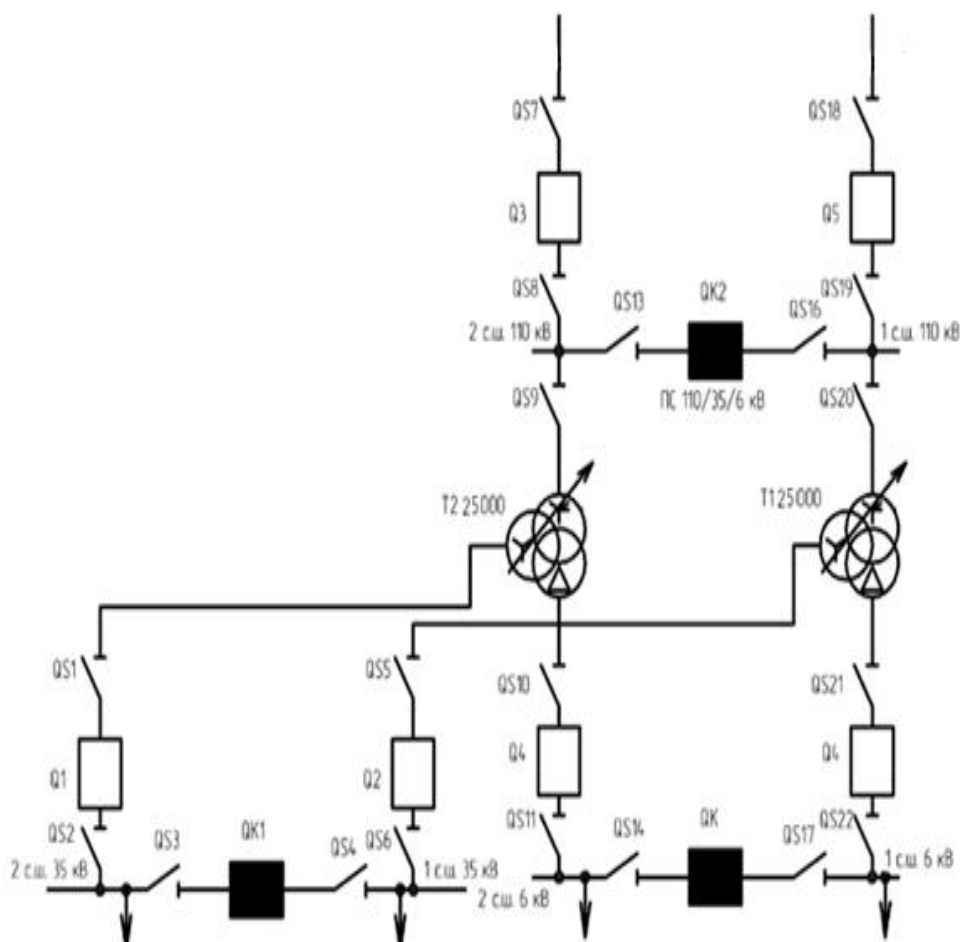


Рисунок 5 – Упрощенная схема подстанций 110/35/6 кВ «К-2Т»

Проанализируем особенности распределительной сети северо-западного района города Тольятти более детально.

## 1.2 Линии электропередач участка электрической сети

Основные характеристики воздушных линий электропередач северо – западного района г. Тольятти, такие как: тип провода, активная и индуктивная мощность  $P$ , кВт и  $Q$ , кВар, активное сопротивление линий  $r_0$ , Ом/км, а так же протяженность линий  $L$ , км представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Характеристики воздушных линий электропередач

Номер линии	Тип провода	L, км	P, кВт	Q, кВар	$r_0$ , Ом/км
1	2	3	4	5	6
VV1	АС-150	3,5	16.5	15.7	0,2041
VV2	АС-150	3,5	6.42	6.12	0,2041
VV3	АС-240	29.1	8.34	8.59	0,1181
VV4	АС-240	29.1	13.12	12.6	0,1181
VV5	АС-240	5.2	14.31	15.2	0,1181
VV6	АС-240	5.2	11.22	11.86	0,1181
VV7	АС-70	5,57	7,14	6,88	0,4221

### 1.3 Анализ подстанций района электрических сетей

#### 1.3.1 Подстанция 35/6 кВ «Тепличная»

Подстанция является тупиковой и относится к ПАО «МРСК Волги». Находится по адресу: Самарская область, г. Тольятти, ул. Северная 50Б. Почти вся нагрузка подстанции это ОАО «Овощевод». На данной подстанции установлены два понизительных трансформатора типа ТМН – 6300/35/6 кВ. Характеристики трансформаторов:

- Номинальная мощность  $S_{ном} = 6300$  кВА,
- Напряжение ВН = 35 кВ, НН = 6 кВ,
- Потери холостого хода = 6.4 кВт, короткого замыкания = 40 кВт,
- Ток холостого хода = 0.84% от номинального,
- Напряжение короткого замыкания = 7.4% от номинального.

Общая мощность потребителей от шин низкой стороны равна 5.9 МВА. В режиме максимальной нагрузки активная мощность равна 5.3 кВт, а реактивная равна 1.99 Мвар.

Принципиальная однолинейная схема подстанции представлена на рисунке 6[12] Трансформаторы данной подстанции работают независимо

друг от друга. Разъединители QS7 и QS9, секционный выключатель QK отключены и могут быть включены при выводе одного из трансформаторов из работы. Линии питающие подстанцию является отходящими линиями от подстанции 110/35/6 кВ «Стройбаза». ВЛ принадлежит ЗАО «ЭиСС».

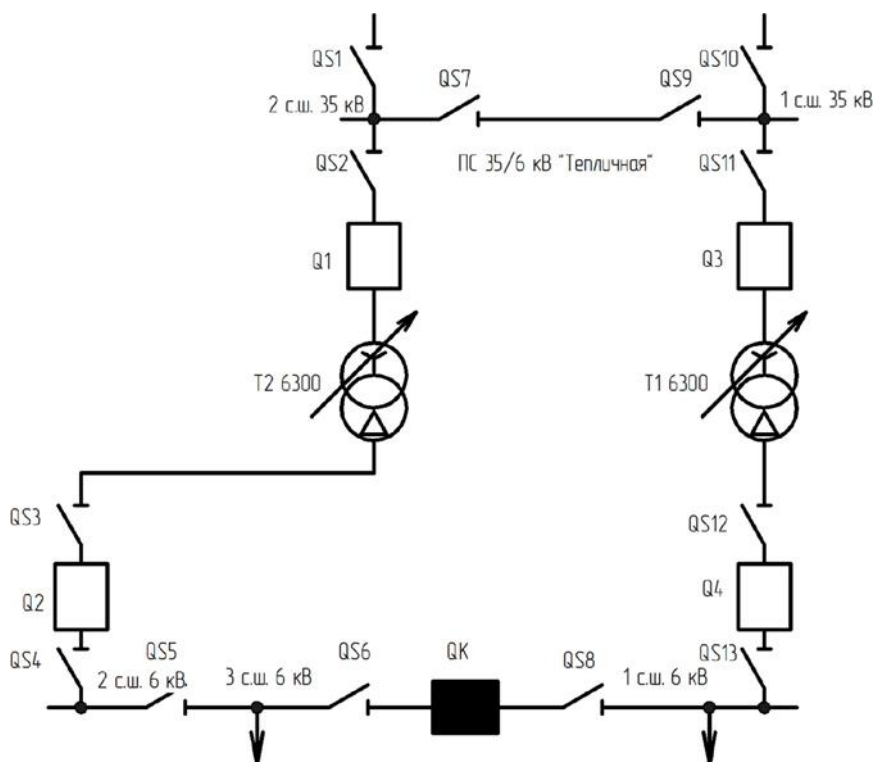


Рисунок 6 – Упрощенная схема подстанции 35/6 кВ «Тепличная»

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

Данная подстанция 35/6 кВ получила свое название из за потребителя для которого она была построена, а именно для питания Тольяттинского кирпичного завода. Адрес расположения подстанции Самарская область, г. Тольятти, ул.ГСП 69. Подстанция принадлежит ООО «Региональные электрические сети» и является тупиковой и только одного потребителя в лице кирпичного завода.

На подстанции установлены два понизительных трансформатора ТМН – 6300/35/6 кВ и ТМН – 4000/35/6 кВ. Характеристики трансформатора ТМН-6300:

- Номинальная мощность  $S_{ном} = 6300$  кВА,
- Напряжение ВН = 35 кВ, НН = 6 кВ,
- Потери холостого хода = 6.7 кВт, короткого замыкания = 39 кВт,
- Ток холостого хода = 0.84% от номинального,
- Напряжение короткого замыкания = 7.4% от номинального.

Характеристики трансформатора ТМН-4000:

- Номинальная мощность  $S_{ном} = 4000$  кВА,
- Напряжение ВН = 35 кВ, НН = 6 кВ,
- Потери холостого хода = 6.1 кВт, короткого замыкания = 31 кВт,
- Ток холостого хода = 0.89% от номинального,
- Напряжение короткого замыкания = 7.6% от номинального.

Принципиальная электрическая схема подстанции имеет вид в соответствии с рисунком 7.

Трансформаторы работают в параллели и могут быть зарезервированы друг другом в случае вывода одного трансформатора из работы выключателем QK.

Максимальная активная нагрузка трансформатора Т1 равна 2.1 МВт, индуктивная 1.1 Мвар. Максимальная активная нагрузка трансформатора Т2 равна 4.9 МВт, индуктивная 3.4 Мвар. Питание подстанции осуществляется с отходящих блоков 35 кВ подстанции 110/35/6 кВ «Стройбаза». Линия принадлежит Жигулевскому ПО.



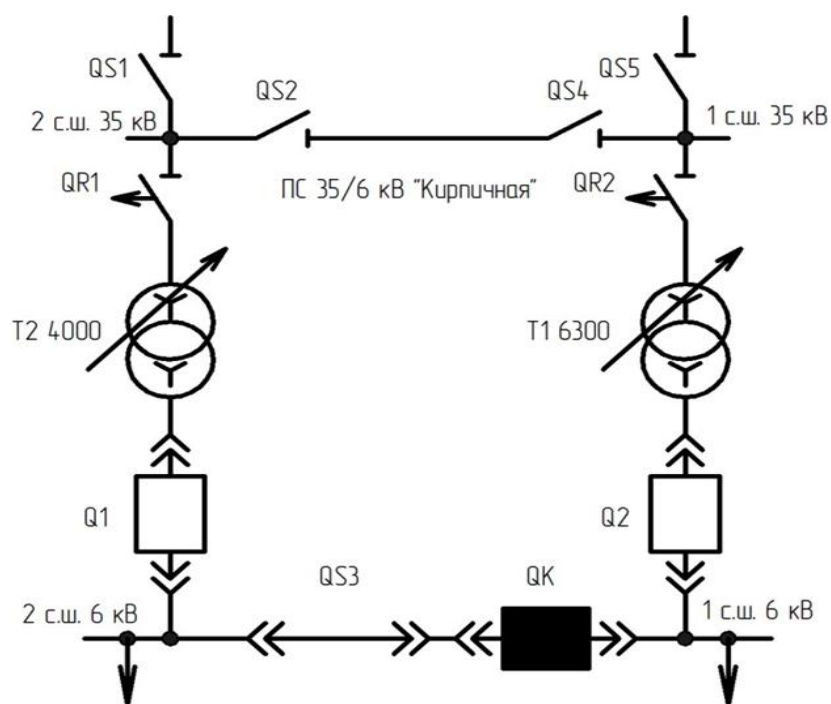


Рисунок 7 – Схема подстанции 35/6 кВ «Кирпичная»

#### 1.4 Выводы к разделу 1

1) Из анализа принципиальных схем подстанций, характеристик силового оборудования и параметров отходящих линий электропередач (ЛЭП) участка городских электрических сетей северо-западного района г.Тольятти, можно сделать предположение, что используемое оборудование является источником повышенных потерь в сети. В случае замены основных элементов системы электроснабжения на актуальное оборудование создаются хорошие предпосылки для энергосбережения.

2) Технико-экономический эффект от подобной модернизации можно определить только на основе проведения специальных расчетов. Поэтому в рамках данной работы будут решаться следующие задачи:

1. Расчет потерь в действующем силовом оборудовании и ЛЭП.
2. Расчет потерь в оборудовании и ЛЭП после модернизации.
3. Оценка объема энергосбережения от предлагаемой модернизации.

## 2 Расчет действующих потерь в силовом оборудовании и ЛЭП

### 2.1 Расчет потерь в трансформаторах

#### 2.1.1 Потери подстанции «Стройбаза»

На подстанциях установлены одинаковые трансформаторы ТДТН 40000/110, произведенные в 1981г. Характеристики указаны в таблице 2.

Таблица 2 – Параметры установленных силовых трансформаторов

Тип трансформатора	S номинал, кВ А	U номинал обмоток, кВ			Схема соединения	Потери, кВт		U к.з, %			I <sub>xx</sub> %
		ВН	СН	НН		х.х	К.з	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	
ТДТН-40000/110-У1, УХЛ1	40000	115	37,0	6,6	YN/ D/D-11- 11	30,0	200	11,5	18,3	7.1	0,41

Рассчитаем потери реактивной мощности трансформатора в режиме х.х.

$$Q_{xx} = \frac{I_x, \%}{100} \cdot S_{\text{ном.Т}}; \quad (2.1)$$

$$Q_{xx} = 164 \text{ квар}$$

Определим приведённые потери мощности в режиме х.х. трансформатора используя формулу:

$$P'_{xx} = \Delta P_{xx} + k_{un} \cdot Q_{xx}; \quad (2.2)$$

$$P'_{xx} = 30 + 0.05 \cdot 164 = 38.2 \text{ кВт}$$

где  $\Delta P_{xx}$ - потери холостого хода трансформатора;

$k_{un}$ - коэффициент изменения потерь, принимаем равным 0,05 кВт/квар.

Годовой график нагрузки подстанций представлен на рисунке 8.

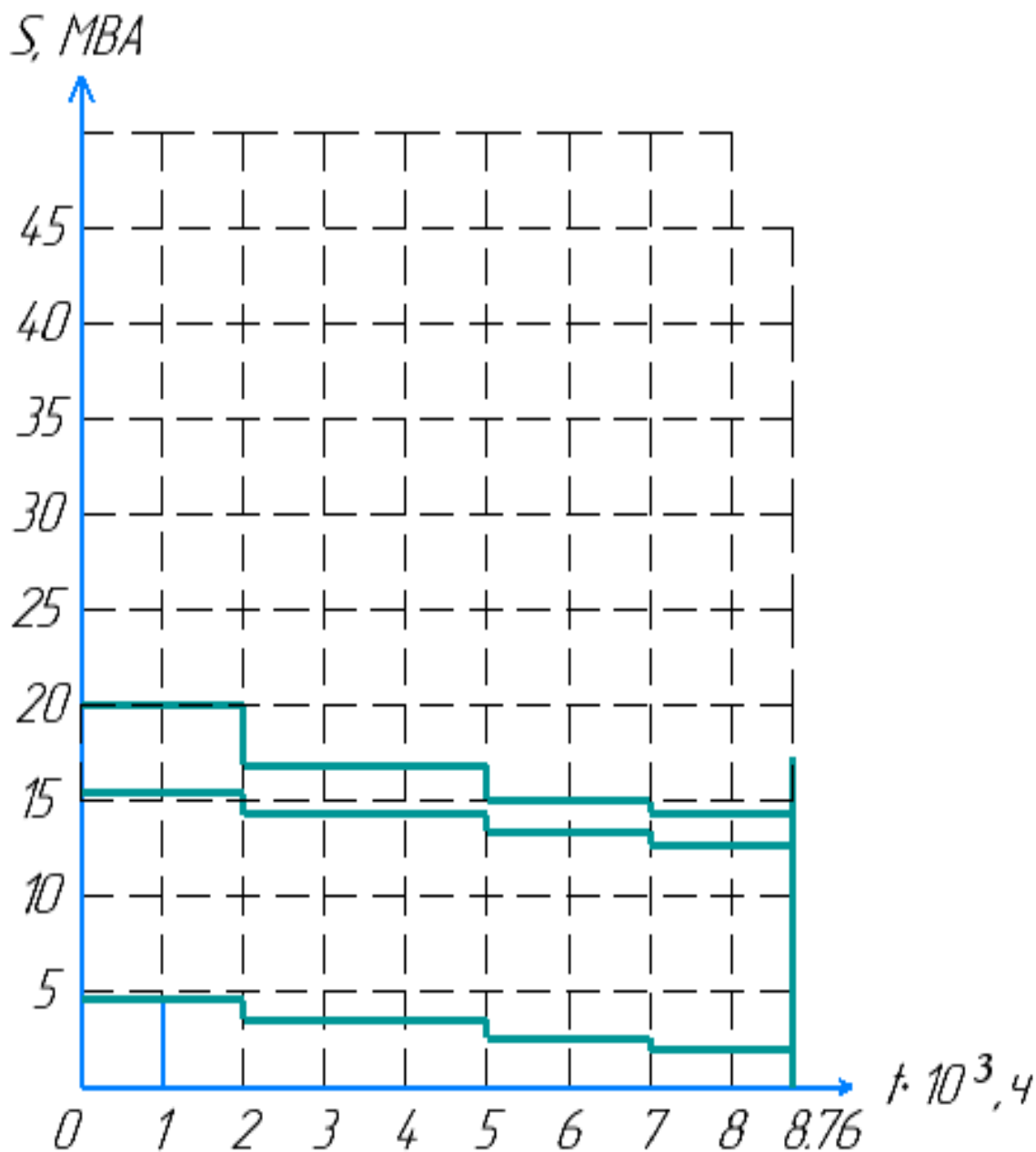


Рисунок 8 – Годовой график нагрузки подстанций

Рассчитаем коэффициенты загрузки высокой средней и низкой стороны трансформатора:

$$K_{3.n} = \frac{S_n}{S_{\text{НОМ.Т}}}; \quad (2.3)$$

$$K_{3.B} = \frac{S_B}{S_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{20000}{40000} = 0.5$$

$$K_{3.C} = \frac{S_C}{S_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{15300}{40000} = 0.383$$

$$k_{3.H} = \frac{S_H}{S_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{4700}{40000} = 0.1175$$

Найдём напряжения К.З. (%)

$$U_{\text{к.ВН}} = \frac{1}{2} \cdot U_{\text{к.ВН-НН}} + U_{\text{к.ВН-СН}} - U_{\text{к.СН-НН}} \quad (2.4)$$

$$U_{\text{к.ВН}} = \frac{1}{2} \cdot 18.3 + 11.5 - 7.1 = 11.35\%$$

$$U_{\text{к.СН}} = \frac{1}{2} \cdot U_{\text{к.ВН-СН}} + U_{\text{к.СН-НН}} - U_{\text{к.ВН-НН}} \quad (2.5)$$

$$U_{\text{к.СН}} = \frac{1}{2} \cdot 11.5 + 7.1 - 18.3 = 0.15\%$$

$$U_{\text{к.НН}} = \frac{1}{2} \cdot U_{\text{к.ВН-НН}} + U_{\text{к.СН-НН}} - U_{\text{к.ВН-СН}} \quad (2.6)$$

$$U_{\text{к.НН}} = \frac{1}{2} \cdot 18.3 + 7.1 - 11.5 = 6.95\%$$

Найдём потери реактивной мощности в режиме к.з:

$$Q_{\text{к.В}} = \frac{U_{\text{к.ВН}}, \%}{100} \cdot S_{\text{НОМ.Т}} \quad (2.7)$$

$$Q_{\text{к.С}} = \frac{U_{\text{к.СН}}, \%}{100} \cdot S_{\text{НОМ.Т}} \quad (2.8)$$

$$Q_{\text{к.Н}} = \frac{U_{\text{к.НН}}, \%}{100} \cdot S_{\text{НОМ.Т}} \quad (2.9)$$

$$Q_{\text{к.В}} = 4540 \text{ квар}, Q_{\text{к.С}} = 60 \text{ квар}, Q_{\text{к.Н}} = 2780 \text{ квар}$$

Найдём потери активной мощности К.З. обмоток трансформатора:

$$P_{\text{к.В}} = P_{\text{к.С}} = P_{\text{к.Н}} = 0,5 \cdot \Delta P_{\text{кз}} = 0,5 \cdot 200 = 100 \text{ кВт} \quad (2.10)$$

$$P_{\text{к.В}} = 215 + 0,05 \cdot 0 = 100 \text{ кВт}$$

$$P'_{\text{к.В}} = P_{\text{к.В}} + k_{\text{ун}} \cdot Q_{\text{к.В}} = 100 + 0,05 \cdot 4540 = 327 \text{ кВт} \quad (2.11)$$

$$P'_{\text{к.В}} = 100 + 0,05 \cdot 4540 = 327 \text{ кВт}$$

$$P'_{к.с} = P_{к.с} + \kappa_{un} \cdot Q_{к.с} = 100 + 0,05 \cdot 60 = 103 \text{ кВт} \quad (2.12)$$

$$P'_{к.с} = 100 + 0,05 \cdot 60 = 103 \text{ кВт}$$

$$P'_{к.н} = P_{к.н} + \kappa_{un} \cdot Q_{к.н} = 100 + 0,05 \cdot 2780 = 239 \text{ кВт} \quad (2.13)$$

$$P'_{к.н} = 100 + 0,05 \cdot 2780 = 239 \text{ кВт}$$

Рассчитаем приведённые потери мощности трансформатора:

$$P'_T = P'_{xx} + \kappa_{3.в}^2 \cdot P'_{к.в} + \kappa_{3.с}^2 \cdot P'_{к.с} + \kappa_{3.н}^2 \cdot P'_{к.н} \quad (2.14)$$

$$P'_T = 38.2 + 81.75 + 15.11 + 3.29 = 138.35 \text{ кВт}$$

Экономическая нагрузка трансформаторов для подстанции:

$$S_9^{ПС} = S_{ном.Т} \cdot \sqrt{n \cdot (n - 1) \cdot \frac{P'_{xx}}{P'_K}} \quad (2.15)$$

$$S_9^{ПС} = 40000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2 - 1) \cdot \frac{30}{200}} = 21908 \text{ МВА}$$

Найдём потери электроэнергии(табл.3):

$$\Delta W_{ПС} = \sum n_i \cdot P'_{xx} \cdot T_i + \sum \left( \frac{1}{n} \cdot \kappa_{3.в.і}^2 \cdot P'_{к.в} \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot \kappa_{3.с.і}^2 \cdot P'_{к.с} \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot \kappa_{3.н.і}^2 \cdot P'_{к.н} \cdot T_i \right) \quad (2.16)$$

Одноставочный тариф на электроэнергию равен 4.06 руб за 1 кВт·ч [9].

Годовая стоимость потерь электроэнергии составит:

$$И_9 = \Delta W_{ПС} \cdot C_9 \quad (2.17)$$

$$И_9 = 1003113 \cdot 4.06 = 4072638 \text{ руб/год}$$

Таблица 3 – Результаты расчётов потерей электроэнергии

i	S <sub>в</sub> , МВА	S <sub>с</sub> , МВА	S <sub>н</sub> , МВА	n <sub>i</sub>	T, ч	ΔW <sub>x</sub>	кз.в	кз.с	кз.н	ΔW <sub>к.в</sub> в	ΔW <sub>к.с</sub> с	ΔW <sub>к.н</sub> к.н
1	20000	15300	4700	2	2000	152800	0,5	0,38	0,12	81750	14873	3441
2	17900	14800	3100	2	3000	229200	0,45	0,37	0,08	99326	21151	2294
3	15770	13200	2570	2	2000	152800	0,39	0,33	0,06	49737	11216	860
4	14800	12700	2100	2	1760	134464	0,37	0,32	0,05	39394	9281	526
						ΣΔW <sub>x</sub> = 669264				ΣΔW <sub>к.в</sub> = 27020	ΣΔW <sub>к.с</sub> = 56521	ΣΔW <sub>к.н</sub> = 7121
										7		
ΔW <sub>ПС</sub> = ΣΔW <sub>x</sub> + ΣΔW <sub>к.в</sub> + ΣΔW <sub>к.н</sub> = 1003113 кВт · ч												

### 2.1.2 Потери подстанции «К-2Т»

На подстанциях установлены трансформаторы ТДТН 25000/110, произведенные в 1980г. Характеристики указаны в таблице 4.

Таблица 4 – Параметры установленных силовых трансформаторов

Тип изделия, обозначение нормативного документа	Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение обмоток, кВ			Потери, кВт		Напряжение короткого замыкания, %			Ток холостого хода, %
		ВН	СН	НН	х.х	К.з	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	
ТДТН-25000/110-У1, УХЛ1	25 000	115	38,5	6,6 11,0	27,0	190	12,9	19,8	9,4	0,61

Рассчитаем потери реактивной мощности трансформатора в режиме х.х.

$$Q_{xx} = \frac{I_x, \%}{100} \cdot S_{\text{НОМ.Т}} \quad (2.18)$$

$$Q_{xx} = 152.5 \text{ квар}$$

Определим приведённые потери мощности в режиме х.х. трансформатора используя формулу:

$$P_{xx}' = \Delta P_{xx} + \kappa_{un} \cdot Q_{xx} \quad (2.19)$$

$$P_{xx}' = 30 + 0.05 \cdot 164 = 34.63 \text{ кВт}$$

где  $\Delta P_{xx}$ - потери холостого хода трансформатора;  
 $\kappa_{un}$ - коэффициент изменения потерь, принимаем равным 0,05 кВт/квар.

Годовой график нагрузки подстанций представлен на рисунке 9.

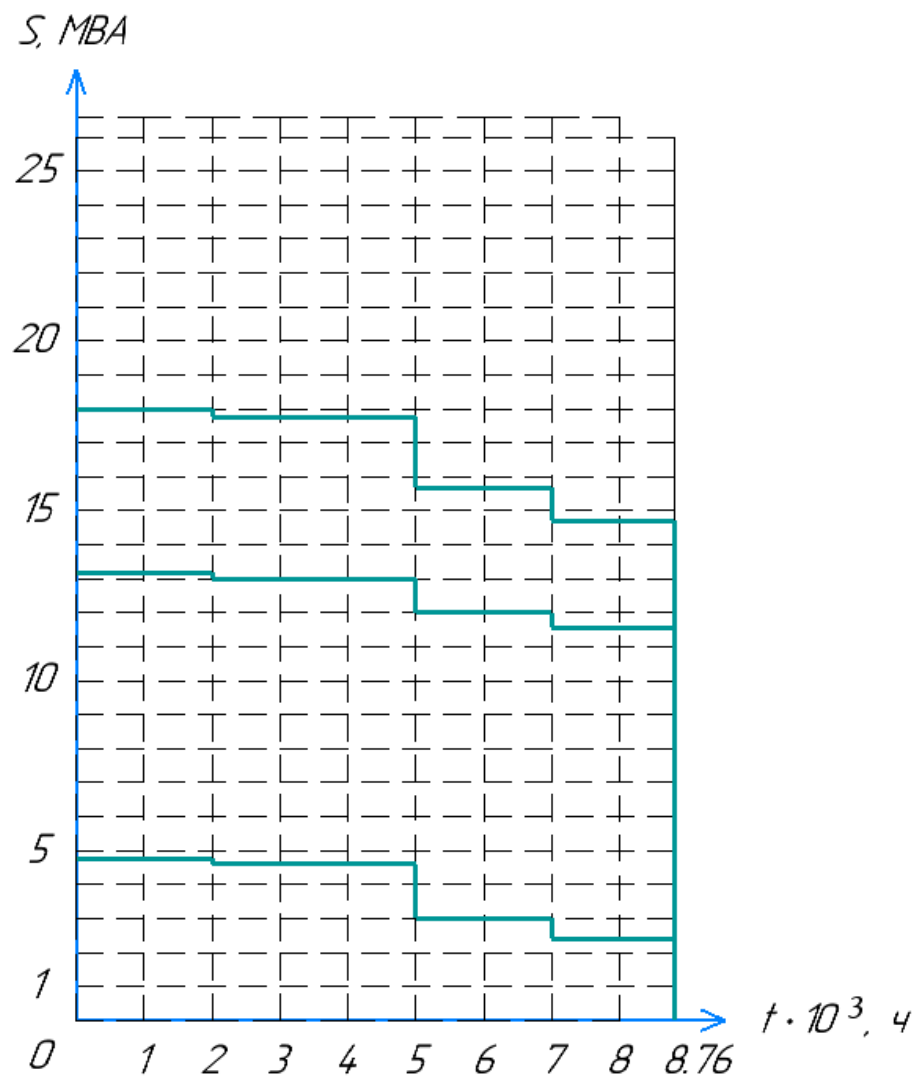


Рисунок 9 – Годовой график нагрузки подстанций

Рассчитаем коэффициенты загрузки высокой, средней и низкой стороны трансформатора:

$$K_{3.n} = \frac{S_n}{S_{\text{НОМ.Т}}} \quad (2.20)$$

$$K_{3.В} = \frac{S_B}{S_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{18000}{25000} = 0.72$$

$$K_{3.С} = \frac{S_C}{S_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{13150}{25000} = 0.526$$

$$K_{3.Н} = \frac{S_H}{S_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{4850}{25000} = 0.194$$

Найдём напряжения К.З. (%):

$$U_{\text{к.ВН}} = \frac{1}{2} \cdot U_{\text{к.ВН-НН}} + U_{\text{к.ВН-СН}} - U_{\text{к.СН-НН}} \quad (2.21)$$

$$U_{\text{к.ВН}} = \frac{1}{2} \cdot 19.8 + 12.9 - 9.4 = 11.65\%$$

$$U_{\text{к.СН}} = \frac{1}{2} \cdot U_{\text{к.ВН-СН}} + U_{\text{к.СН-НН}} - U_{\text{к.ВН-НН}} \quad (2.22)$$

$$U_{\text{к.СН}} = \frac{1}{2} \cdot 12.9 + 9.4 - 19.8 = 1,25\%$$

$$U_{\text{к.НН}} = \frac{1}{2} \cdot U_{\text{к.ВН-НН}} + U_{\text{к.СН-НН}} - U_{\text{к.ВН-СН}} \quad (2.23)$$

$$U_{\text{к.НН}} = \frac{1}{2} \cdot 19.8 + 9.4 - 12.9 = 8.15\%$$

Найдём потери реактивной мощности обмоток трансформатора в режиме к.з.:

$$Q_{\text{к.В}} = \frac{U_{\text{к.ВН}}, \%}{100} \cdot S_{\text{НОМ.Т}} \quad (2.24)$$

$$Q_{\text{к.С}} = \frac{U_{\text{к.СН}}, \%}{100} \cdot S_{\text{НОМ.Т}} \quad (2.25)$$

$$Q_{\text{к.Н}} = \frac{U_{\text{к.НН}}, \%}{100} \cdot S_{\text{НОМ.Т}} \quad (2.26)$$

$$Q_{\text{к.В}} = 2912.5 \text{ квар}, Q_{\text{к.С}} = 312.5 \text{ квар}, Q_{\text{к.Н}} = 2037.5 \text{ квар}$$



Найдём потери активной мощности К.З. обмоток трансформатора:

$$P_{к.в} = P_{к.с} = P_{к.н} = 0,5 \cdot \Delta P_{кз} = 0,5 \cdot 190 = 95 \text{ кВт} \quad (2.27)$$

$$P_{к.в} = 95 + 0,05 \cdot 0 = 95 \text{ кВт}$$

$$P'_{к.в} = P_{к.в} + \kappa_{ун} \cdot Q_{к.в} = 95 + 0,05 \cdot 2912,5 = 240,6 \text{ кВт} \quad (2.28)$$

$$P'_{к.в} = 95 + 0,05 \cdot 2912,5 = 240,6 \text{ кВт}$$

$$P'_{к.с} = P_{к.с} + \kappa_{ун} \cdot Q_{к.с} = 95 + 0,05 \cdot 312,5 = 110,63 \text{ кВт} \quad (2.29)$$

$$P'_{к.с} = 95 + 0,05 \cdot 312,5 = 110,63 \text{ кВт}$$

$$P'_{к.н} = P_{к.н} + \kappa_{ун} \cdot Q_{к.н} = 95 + 0,05 \cdot 2037,5 = 196,9 \text{ кВт} \quad (2.30)$$

$$P'_{к.н} = 95 + 0,05 \cdot 2037,5 = 196,9 \text{ кВт}$$

Рассчитаем приведённые потери мощности трансформатора:

$$P'_T = P'_{xx} + \kappa_{з.в}^2 \cdot P'_{к.в} + \kappa_{з.с}^2 \cdot P'_{к.с} + \kappa_{з.н}^2 \cdot P'_{к.н} \quad (2.31)$$

$$P'_T = 27 + 124,7 + 30,6 + 7,4 = 189,7 \text{ кВт}$$

Экономическая нагрузка трансформаторов для подстанции:

$$S_3^{ПС} = S_{ном.Т} \cdot \sqrt{n \cdot (n - 1) \cdot \frac{P'_{xx}}{P'_K}} \quad (2.32)$$

$$S_3^{ПС} = 25000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2 - 1) \cdot \frac{27}{190}} = 13328 \text{ МВА}$$

Найдём потери электроэнергии(табл.5):

$$\Delta W_{ПС} = \sum n_i \cdot P'_{xx} \cdot T_i + \sum \left( \frac{1}{n} \cdot \kappa_{з.в.i}^2 \cdot P'_{к.в} \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot \kappa_{з.с.i}^2 \cdot P'_{к.с} \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot \kappa_{з.н.i}^2 \cdot P'_{к.н} \cdot T_i \right) \quad (2.33)$$

Однотарифный тариф на электроэнергию равен 4.06 руб за 1 кВт·ч [Приказ №776 от 14.12.2018г. Об установлении цен(тарифов) на электрическую энергию, поставляемую населению и приравненным к нему категориям потребителей по Самарской области на 2019 год].

Годовая стоимость потерь электроэнергии составит:

$$I_{\text{Э}} = \Delta W_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{Э}} \quad (2.34)$$

$$I_{\text{Э}} = 965100 \cdot 4.06 = 3918306 \text{ руб/год}$$

Таблица 5 – Результаты расчётов потерь электроэнергии

i	S <sub>в</sub> , МВА	S <sub>с</sub> , МВА	S <sub>н</sub> , МВА	n <sub>i</sub>	T, ч	ΔW <sub>x</sub>	kз.в	kз.с	kз.н	ΔW <sub>к.в</sub>	ΔW <sub>к.с</sub>	ΔW <sub>к.н</sub>
1	18000	13150	4850	2	2000	152800	0,5	0,38	0,12	81750	14873	3441
2	17900	14800	3100	2	3000	229200	0,45	0,37	0,08	99326	21151	2294
3	15770	13200	2570	2	2000	152800	0,39	0,33	0,06	49737	11216	860
4	14800	12700	2100	2	1760	134464	0,37	0,32	0,05	39394	9281	526
						ΣΔW <sub>x</sub> = 578266				ΣΔW <sub>к.в</sub> = 21010	ΣΔW <sub>к.с</sub> = 54598	ΣΔW <sub>к.н</sub> = 7107
$\Delta W_{\text{ПС}} = \sum \Delta W_x + \sum \Delta W_{\text{к.в}} + \sum \Delta W_{\text{к.н}} = 965100 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$												

## 2.2 Расчет отходящих подстанций, входящих в участок электрической сети

Для расчетов потерь электроэнергии также представлены две подстанции 35 кВ «Кирпичная» и «Тепличная». Подстанции являются тупиковыми и питаются по линиям 35 кВ с подстанции «Стройбаза». На подстанциях установлены трансформаторы ТМН-6300 35/6 кВ. Характеристики трансформаторов представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Характеристики ТМН-6300

Мощность кВА	6300
Номинальное напряжение ВН, кВ	35
Номинальное напряжение НН, кВ	6,3
Ток холостого хода, %	0,95
Потери холостого хода, Вт	2150
Потери короткого замыкания, Вт	4650
Напряжение короткого замыкания %	7,5

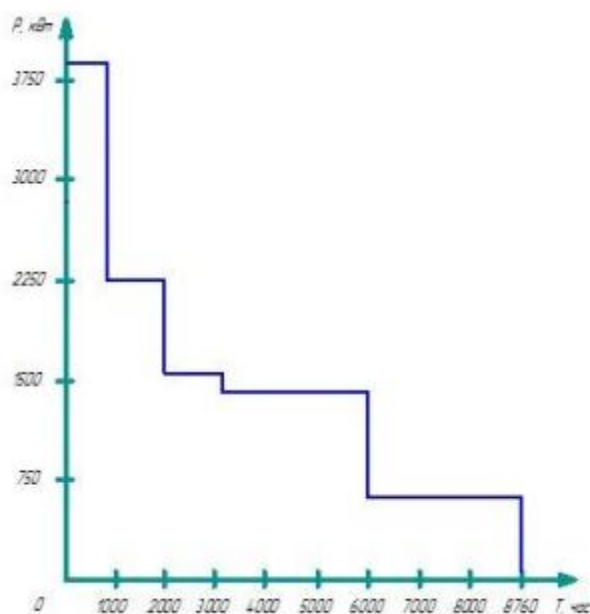


Рисунок 10 – Годовой график нагрузки подстанции «Тепличная»

Рассчитаем коэффициенты загрузки обмоток трансформатора:

$$K_{з.н} = \frac{S_n}{S_{НОМ.Т}} \quad (2.35)$$

$$K_{з.В} = \frac{S_B}{S_{НОМ.Т}} = \frac{4000}{6300} = 0.63$$

$$K_{з.Н} = \frac{S_H}{S_{НОМ.Т}} = \frac{2875}{6300} = 0.45$$

Общую величину потерь активной мощности  $\Delta P$  в трансформаторе определяют по формуле:

$$\Delta P = \Delta P_{ХХ} + \Delta P_{КЗ} \cdot K_3 \quad (2.36)$$

где  $\Delta P_{xx}$  – паспортные потери холостого хода трансформатора, кВт;  
 $\Delta P_{kз}$  – паспортные потери короткого замыкания трансформатора, кВт;  
 $\kappa_3$  – коэффициент загрузки силового трансформатора.

$$\Delta P = 2150 + 4650 \cdot 0.63 = 5079.5 \text{ кВт}$$

Общую величину потерь  $\Delta Q$  реактивной мощности в трансформаторе определяют по формуле:

$$\Delta Q = \frac{I_{xx}}{100} \cdot S_n + \frac{U_{xx}}{100} \cdot S_n \cdot \kappa_3 \quad (2.37)$$

где  $I_{xx}$  – паспортный ток холостого хода трансформатора, %;  
 $U_{xx}$  – паспортное напряжение короткого замыкания трансформатора, %;  
 $S_n$  – номинальная мощность трансформатора, кВ·А.

$$\Delta Q = \frac{0.95}{100} \cdot 6300 + \frac{7.5}{100} \cdot 6300 \cdot 0.63 = 357.5 \text{ квар}$$

Полные потери мощности в трансформаторе определяются по формуле:

$$\Delta S = \sqrt{\Delta P^2 + \Delta Q^2} \quad (2.38)$$

$$\Delta S = 5092 \text{ кВА}$$

Потери активной энергии в трансформаторе  $\Delta W_a$  определяются по формуле:

$$\Delta W_a = \Delta P_{xx} \cdot T + \Delta P \cdot \kappa_3 \quad (2.39)$$

$$\Delta W_a = 20720 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Потери реактивной энергии в трансформаторе  $\Delta W_r$  определяются по формуле:

$$\Delta W_r = (I_{xx} \cdot T + U_{xx} \cdot K) \cdot \frac{S_n}{100} \quad (2.40)$$

$$\Delta W_r = 1762 \text{ квар} \cdot \text{ч}$$

Полные потери электроэнергии в трансформаторе  $\Delta W$  определяются по формуле:

$$\Delta W = \sqrt{\Delta W_a^2 + \Delta W_r^2} \quad (2.41)$$

$$\Delta W = 20794 \text{ кВА}$$

Одноставочный тариф на электроэнергию равен 4.06 руб за 1 кВт·ч.

Найдем стоимость потерь в трансформаторе ТМН-6300 за год.

$$И_{\text{э}} = \Delta W_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{э}} \quad (2.42)$$

$$И_{\text{э}} = 20794 \cdot 4.06 = 84426 \text{ руб/год}$$

### 2.3 Расчет потерь в линиях электропередач

От подстанций до потребителя электроэнергия передается по воздушным и кабельным линиям. ВЛ 35/6 кВ выполнены из «сталеалюминиевого провода марки АС»[7,14]. Произведем расчет потерь электроэнергии линий электропередач. Характеристики ЛЭП представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Характеристики ЛЭП[10,14,19]

Обозначение	Марка провода	L, км	$x_0$ , Ом/км	$r_0$ , Ом/км
1	2	3	4	5
W1 35кВ	АС-150	3,6	0,420	0,204
W2 6кВ	АС-70	5,6	0,432	0,422
W3 6кВ	АС-95	1,9	0,421	0,301
W4 35 кВ	АС-95	5,1	0,421	0,301
W5 35кВ	АС-95	7,0	0,421	0,301
W6 35кВ	АС-95	2,7	0,421	0,301
W7 6кВ	АС-95	2,7	0,421	0,301

Расчет потерь в линиях электропередач осуществляется по формуле:

$$\Delta W_{\text{ВЛ}} = \frac{P_{\text{ВЛ}}^2 + Q_{\text{ВЛ}}^2}{10^3 \cdot U_{\text{ВЛ}}^2} \cdot r_0 \cdot L_{\text{ВЛ}} \cdot T + \Delta P_{\text{ту}} \cdot L_{\text{ВЛ}} \cdot T \quad (2.43)$$

где  $\Delta W_{\text{ВЛ}}$  – потери электроэнергии ВЛ, кВт\*ч;

$\Delta P_{\text{ту}}$  – удельные потери от токов утечки по изоляторам, кВт\*ч/км  
(таблица 8);

$L$  – длина воздушной линии, км;

$r_0$  – удельное активное сопротивление провода ВЛ, Ом/км;

$P_{\text{ВЛ}}$  – активная мощность, протекающая по ВЛ за время  $T$ , кВт;

$Q_{\text{ВЛ}}$  – реактивная мощность, протекающая по ВЛ за время  $T$ , квар;

$T$  – интервал времени, равный 0,5 часа;

$U_{\text{ВЛ}}$  – среднее напряжение сети в ВЛ, кВ.

$$\Delta P_{\text{ту}} = \frac{1000 \cdot P_0}{365 \cdot 24} \quad (2.44)$$

$P_0$  – табличное значение параметра(табл.8)

Таблица 8 – Потери мощности от токов утечки по изоляторам[20,23,24]

Удельные потери мощности от токов утечки по изоляторам, кВт/км						
6кВ	10 кВ	15 кВ	20 кВ	35 кВ	110 кВ	220кВ
0,011	0,017	0,025	0,033	0,035	0,055	0,069

$$\Delta W_{W1} = \frac{16.52^2 + 15.73^2}{10^3 \cdot 35^2} \cdot 0.204 \cdot 3.6 \cdot 0.5 + 0.035 \cdot 3.6 \cdot 0.5 = 0,63 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{W2} = \frac{6.428^2 + 6.122^2}{10^3 \cdot 6^2} \cdot 0.422 \cdot 5.6 \cdot 0.5 + 0.011 \cdot 5.6 \cdot 0.5 = 0,322 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{W3} = \frac{8.342^2 + 8.597^2}{10^3 \cdot 6^2} \cdot 0.301 \cdot 1,9 \cdot 0.5 + 0.011 \cdot 1,9 \cdot 0.5 = 0,116 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{W4} = \frac{13.1^2 + 12.67^2}{10^3 \cdot 35^2} \cdot 0.301 \cdot 5,1 \cdot 0.5 + 0.035 \cdot 5,1 \cdot 0,5 = 0,89 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{W5} = \frac{14.3^2 + 15.1^2}{10^3 \cdot 35^2} \cdot 0.301 \cdot 7 \cdot 0.5 + 0.035 \cdot 7 \cdot 0.5 = 1.23 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{W6} = \frac{11.23^2 + 11.84^2}{10^3 \cdot 35^2} \cdot 0.301 \cdot 2.7 \cdot 0.5 + 0.035 \cdot 2.7 \cdot 0.5 = 0,16 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{W7} = \frac{7.1^2 + 6.87}{10^3 \cdot 6^2} \cdot 0.301 \cdot 2.7 \cdot 0.5 + 0.011 \cdot 2.7 \cdot 0.5 = 0,16 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Найдем суммарные потери в линиях электропередач:

$$\sum \Delta W = 3.508 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

За год потери составляют:

$$\sum \Delta W_{\text{год}} = 30730 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Одноставочный тариф на электроэнергию равен 4.06 руб за 1 кВт·ч.

Рассчитаем годовую стоимость потерь электроэнергии в ЛЭП:

$$I_{\text{Э}} = \Delta W_{\text{год}} \cdot C_{\text{Э}} \quad (2.45)$$

$$I_{\text{Э}} = 30730 \cdot 4.06 = 124764 \text{ руб/год}$$

## 2.4 Расчет потерь напряжения в линии 35-6 кВ

«Для расчета потерь напряжения, необходимо определить напряжение в точках А,В и С отходящих линий 35-6 кВ при известных источниках питания»[15,16].

«Расчеты будут проводится для нормального 100% режима нагрузки и нормального 25% режима. Вычисление потерь начинается с головного участка и постепенного приближения к дальним участкам от источника питания».[17,18]

Определим потерю напряжения на участке линии:

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_1} \quad (2.46)$$

где  $\Delta U$  - потеря напряжения, кВ;

$P, Q$  - активная и реактивная мощность данного участка, кВт, квар;

$U_1$  - напряжение в начале данного участка, кВ;

$R, X$  - соответственно активное и реактивное сопротивление участка,

Ом.

Напряжение конца участка узнаем из

$U_2$  - напряжение в конце участка, кВ;

$\Delta U$  - потеря напряжения на данном участке, кВ;

$U_1$  - напряжение в начале участка, кВ.

Для начального участка напряжение принимаем равным напряжению отходящих шин 35 – 6 кВ и определяем потерю напряжения:

В 100% режиме нагрузки падение напряжения равно:

Для линии W1:

$$\Delta U_{A-a} = \frac{P_{A-a} \cdot R_{A-a} + Q_{A-a} \cdot X_{A-a}}{U_A} \quad (2.47)$$

$$\Delta U_{A-a} = \frac{16520 \cdot 0.204 + 15730 \cdot 0.420}{35} = 285.05 \text{ В}$$

$$U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0.285 = 34.715 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{B-c} = \frac{15290 \cdot 0.249 + 15765 \cdot 0.405}{35} = 291.2 \text{ В}$$

$$U_c = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0.291 = 34.709 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{C-b} = \frac{16100 \cdot 0.23 + 15607 \cdot 0.429}{35} = 297.1 \text{ В}$$

$$U_b = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0.2971 = 34.703 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{b-a} = \frac{16006 \cdot 0.226 + 15730 \cdot 0.398}{35} = 282 \text{ В}$$

$$U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0.282 = 34.712 \text{ кВ}$$



Определяем потерю напряжения в 25% режиме нагрузки:

$$\Delta U_{A-a} = \frac{0.25 \cdot (P_{A-a} \cdot R_{A-a} + Q_{A-a} \cdot X_{A-a})}{U_A} \quad (2.48)$$

$$\Delta U_{A-a} = \frac{0.25 \cdot (16520 \cdot 0.204 + 15730 \cdot 0.420)}{35} = 71.3 \text{ В}$$

$$U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0.0713 = 34.9287 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{B-c} = \frac{0.25 \cdot (15290 \cdot 0.249 + 15765 \cdot 0.405)}{35} = 72.8 \text{ В}$$

$$U_c = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0.0728 = 34.927 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{C-b} = \frac{0.25 \cdot (16100 \cdot 0.23 + 15607 \cdot 0.429)}{35} = 74.2 \text{ В}$$

$$U_b = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0.0742 = 34.9258 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{b-a} = \frac{0.25 \cdot (16006 \cdot 0.226 + 15730 \cdot 0.398)}{35} = 70.5 \text{ В}$$

$$U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0.0705 = 34.9295 \text{ кВ}$$

100% режим для линии W2:

$$\Delta U_{A-a} = \frac{P_{A-a} \cdot R_{A-a} + Q_{A-a} \cdot X_{A-a}}{U_A} \quad (2.49)$$

$$\Delta U_{A-a} = \frac{6428 \cdot 0.422 + 6122 \cdot 0.432}{6} = 892.9 \text{ В}$$

$$U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 6 - 0.893 = 5.107 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{B-c} = \frac{6342 \cdot 0.301 + 6597 \cdot 0.421}{6} = 780 \text{ В}$$

$$U_c = U_A - \Delta U_{A-a} = 6 - 0.78 = 5.219 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{C-b} = \frac{6209 \cdot 0.23 + 6400 \cdot 0.429}{6} = 695.6 \text{ В}$$

$$U_b = U_A - \Delta U_{A-a} = 6 - 0.6956 = 5,304 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{b-a} = \frac{6500 \cdot 0.226 + 6470 \cdot 0.398}{6} = 674 \text{ В}$$

$$U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 6 - 0.674 = 5.326 \text{ кВ}$$

25% режим:

$$\Delta U_{A-a} = \frac{0.25 \cdot (P_{A-a} \cdot R_{A-a} + Q_{A-a} \cdot X_{A-a})}{U_A} \quad (2.50)$$

$$\Delta U_{A-a} = \frac{0.25 \cdot (6428 \cdot 0.422 + 6122 \cdot 0.432)}{6} = 223 \text{ В}$$

$$U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 6 - 0.223 = 5.776 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{B-c} = \frac{0.25 \cdot (6342 \cdot 0.301 + 6597 \cdot 0.421)}{6} = 195 \text{ В}$$

$$U_c = U_A - \Delta U_{A-a} = 6 - 0.195 = 5.804 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{C-b} = \frac{0.25 \cdot (6209 \cdot 0.23 + 6400 \cdot 0.429)}{6} = 174 \text{ В}$$

$$U_b = U_A - \Delta U_{A-a} = 6 - 0.174 = 5,825 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{b-a} = \frac{0.25 \cdot (6500 \cdot 0.226 + 6470 \cdot 0.398)}{6} = 168.5 \text{ В}$$

$$U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 6 - 0.674 = 5.832 \text{ кВ}$$

100% режим для линии W3:

$$\Delta U_{A-a} = \frac{P_{A-a} \cdot R_{A-a} + Q_{A-a} \cdot X_{A-a}}{U_A} \quad (2.51)$$

$$\Delta U_{A-a} = \frac{8342 \cdot 0.301 + 8597 \cdot 0.421}{6} = 1021 \text{ В}$$

$$U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 6 - 1.021 = 4,978 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{B-c} = \frac{8100 \cdot 0.299 + 8270 \cdot 0.420}{6} = 983 \text{ В}$$

$$U_c = U_A - \Delta U_{A-a} = 6 - 0.983 = 5017 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{C-b} = \frac{8151 \cdot 0.3 + 8308 \cdot 0.415}{6} = 982 \text{ В}$$

$$U_b = U_A - \Delta U_{A-a} = 6 - 0.982 = 5,017 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{b-a} = \frac{8108 \cdot 0.3 + 8250 \cdot 0.4}{6} = 955 \text{ В}$$

$$U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 6 - 0.955 = 5.044 \text{ кВ}$$

25% режим:

$$\Delta U_{A-a} = \frac{0.25 \cdot (P_{A-a} \cdot R_{A-a} + Q_{A-a} \cdot X_{A-a})}{U_A} \quad (2.52)$$

$$\Delta U_{A-a} = \frac{0.25 \cdot (8342 \cdot 0.301 + 8597 \cdot 0.421)}{6} = 255 \text{ В}$$

$$U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 6 - 0.255 = 5.744 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{B-c} = \frac{0.25 \cdot (8100 \cdot 0.299 + 8270 \cdot 0.420)}{6} = 245 \text{ В}$$

$$U_c = U_A - \Delta U_{A-a} = 6 - 0.245 = 5,755 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{C-b} = \frac{0.25 \cdot (8151 \cdot 0.3 + 8308 \cdot 0.415)}{6} = 245.5 \text{ В}$$

$$U_b = U_A - \Delta U_{A-a} = 6 - 0.245 = 5,754 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{b-a} = \frac{0.25 \cdot (8108 \cdot 0.3 + 8250 \cdot 0.4)}{6} = 239 \text{ В}$$

$$U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 6 - 0.239 = 5.761 \text{ кВ}$$

100% режим для линии W4:

$$\Delta U_{A-a} = \frac{P_{A-a} \cdot R_{A-a} + Q_{A-a} \cdot X_{A-a}}{U_A} \quad (2.53)$$

$$\Delta U_{A-a} = \frac{13100 \cdot 0.301 + 12670 \cdot 0.421}{35} = 265.06 \text{ В}$$

$$U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0.265 = 34.734 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{B-c} = \frac{13250 \cdot 0.289 + 12900 \cdot 0.42}{35} = 182.3 \text{ В}$$

$$U_c = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0.182 = 34.818 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{C-b} = \frac{14000 \cdot 0.299 + 13149 \cdot 0.425}{35} = 279 \text{ В}$$

$$U_b = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0.279 = 34.721 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{b-a} = \frac{13990 \cdot 0.32 + 14110 \cdot 0.41}{35} = 293 \text{ В}$$

$$U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0.293 = 34.707 \text{ кВ}$$

25% режим:

$$\Delta U_{A-a} = \frac{0.25 \cdot (P_{A-a} \cdot R_{A-a} + Q_{A-a} \cdot X_{A-a})}{U_A} \quad (2.54)$$

$$\Delta U_{A-a} = \frac{0.25 \cdot (13100 \cdot 0.301 + 12670 \cdot 0.421)}{35} = 66.3 \text{ В}$$

$$U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0.066 = 34.934 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{B-c} = \frac{0.25 \cdot (13250 \cdot 0.289 + 12900 \cdot 0.42)}{35} = 45.6 \text{ В}$$

$$U_c = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0.0456 = 34.954 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{C-b} = \frac{0.25 \cdot (14000 \cdot 0.299 + 13149 \cdot 0.425)}{35} = 70 \text{ В}$$

$$U_b = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0.07 = 34.93 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{b-a} = \frac{0.25 \cdot (13990 \cdot 0.32 + 14110 \cdot 0.41)}{35} = 73 \text{ В}$$

$$U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0.73 = 34.937 \text{ кВ}$$

100% режим для линии W5:

$$\Delta U_{A-a} = \frac{P_{A-a} \cdot R_{A-a} + Q_{A-a} \cdot X_{A-a}}{U_A} \quad (2.55)$$

$$\Delta U_{A-a} = \frac{14300 \cdot 0.301 + 15100 \cdot 0.421}{35} = 304.6 \text{ В}$$

$$U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0.305 = 34.695 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{B-c} = \frac{14200 \cdot 0.29 + 15050 \cdot 0.405}{35} = 292 \text{ В}$$

$$U_c = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0.292 = 34.708 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{C-b} = \frac{14000 \cdot 0.3 + 15500 \cdot 0.429}{35} = 310 \text{ В}$$

$$U_b = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0.31 = 34.69 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{b-a} = \frac{14140 \cdot 0.31 + 15730 \cdot 0.398}{35} = 304 \text{ В}$$

$$U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0.304 = 34.695 \text{ кВ}$$

25% режим:

$$\Delta U_{A-a} = \frac{0.25 \cdot (P_{A-a} \cdot R_{A-a} + Q_{A-a} \cdot X_{A-a})}{U_A} \quad (2.56)$$

$$\Delta U_{A-a} = \frac{0.25 \cdot (14300 \cdot 0.301 + 15100 \cdot 0.421)}{35} = 74 \text{ В}$$

$$U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0.074 = 34.926 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{B-c} = \frac{0.25 \cdot (14200 \cdot 0.29 + 15050 \cdot 0.405)}{35} = 73 \text{ В}$$

$$U_c = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0.073 = 34.927 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{C-b} = \frac{0.25 \cdot (14000 \cdot 0.3 + 15500 \cdot 0.429)}{35} = 77.5 \text{ В}$$

$$U_b = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0.077 = 34.923 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{b-a} = \frac{0.25 \cdot (14140 \cdot 0.31 + 15730 \cdot 0.398)}{35} = 76 \text{ В}$$

$$U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0.076 = 34.924 \text{ кВ}$$

100% режим для линии W6:

$$\Delta U_{A-a} = \frac{P_{A-a} \cdot R_{A-a} + Q_{A-a} \cdot X_{A-a}}{U_A} \quad (2.57)$$

$$\Delta U_{A-a} = \frac{11230 \cdot 0.301 + 11840 \cdot 0.421}{35} = 239 \text{ В}$$

$$U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0.239 = 34.761 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{B-c} = \frac{11300 \cdot 0.3 + 11950 \cdot 0.405}{35} = 235 \text{ В}$$

$$U_c = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0.235 = 34.765 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{C-b} = \frac{12100 \cdot 0.3 + 11950 \cdot 0.429}{35} = 250 \text{ В}$$

$$U_b = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0.250 = 34.750 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{b-a} = \frac{12000 \cdot 0.32 + 11900 \cdot 0.41}{35} = 249 \text{ В}$$

$$U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0.249 = 34.751 \text{ кВ}$$

25% режим:

$$\Delta U_{A-a} = \frac{0.25 \cdot (P_{A-a} \cdot R_{A-a} + Q_{A-a} \cdot X_{A-a})}{U_A} \quad (2.58)$$

$$\Delta U_{A-a} = \frac{0.25 \cdot (11230 \cdot 0.301 + 11840 \cdot 0.421)}{35} = 58 \text{ В}$$

$$U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0.058 = 34.942 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{B-c} = \frac{0.25 \cdot (11300 \cdot 0.3 + 11950 \cdot 0.405)}{35} = 59 \text{ В}$$

$$U_c = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0.059 = 34.941 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{C-b} = \frac{0.25 \cdot (12100 \cdot 0.3 + 11950 \cdot 0.429)}{35} = 50 \text{ В}$$

$$U_b = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0.050 = 34.950 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{b-a} = \frac{0.25 \cdot (12000 \cdot 0.32 + 11900 \cdot 0.41)}{35} = 62 \text{ В}$$

$$U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0.062 = 34.938 \text{ кВ}$$

100% режим для линии W7:

$$\Delta U_{A-a} = \frac{P_{A-a} \cdot R_{A-a} + Q_{A-a} \cdot X_{A-a}}{U_A} \quad (2.59)$$

$$\Delta U_{A-a} = \frac{7100 \cdot 0.301 + 6870 \cdot 0.421}{6} = 837 \text{ В}$$

$$U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 6 - 0.837 = 5.163 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{B-c} = \frac{7050 \cdot 0.3 + 6700 \cdot 0.405}{6} = 956 \text{ В}$$

$$U_c = U_A - \Delta U_{A-a} = 6 - 0.956 = 5.044 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{C-b} = \frac{7000 \cdot 0.31 + 6770 \cdot 0.429}{6} = 857 \text{ В}$$

$$U_b = U_A - \Delta U_{A-a} = 6 - 0.857 = 5.143 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{b-a} = \frac{6990 \cdot 0.3 + 7000 \cdot 0.398}{6} = 813 \text{ В}$$

$$U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 6 - 0.813 = 5.187 \text{ кВ}$$

25% режим:

$$\Delta U_{A-a} = \frac{0.25 \cdot (P_{A-a} \cdot R_{A-a} + Q_{A-a} \cdot X_{A-a})}{U_A} \quad (2.60)$$

$$\Delta U_{A-a} = \frac{0.25 \cdot (7100 \cdot 0.301 + 6870 \cdot 0.421)}{6} = 209 \text{ В}$$

$$U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 6 - 0.209 = 5.791 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{B-c} = \frac{0.25 \cdot (7050 \cdot 0.3 + 6700 \cdot 0.405)}{6} = 201 \text{ В}$$

$$U_c = U_A - \Delta U_{A-a} = 6 - 0.201 = 5.799 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{C-b} = \frac{0.25 \cdot (7000 \cdot 0.31 + 6770 \cdot 0.429)}{6} = 214 \text{ В}$$

$$U_b = U_A - \Delta U_{A-a} = 6 - 0.214 = 5.786 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{b-a} = \frac{60.25 \cdot (990 \cdot 0.3 + 7000 \cdot 0.398)}{6} = 203 \text{ В}$$

$$U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 6 - 0.203 = 5.797 \text{ кВ}$$

## 2.5 Выводы к разделу 2

1. Потери электроэнергии в трансформаторах подстанции «Стройбаза» составляют 965100 кВт · ч, а по тарифу электроэнергии на 2019 год они равны 4072638 рублей. На подстанции «К-2Т» потери составляют 1003113 кВт · ч в год, а по тарифу – они равны 3918306 рублей в год.

2. Потери электроэнергии на ЛЭП находятся на уровне 30730 кВт · ч в год, в рублях эта цифра равна 124764 рублей/год.

3. Потери напряжения в линиях 6кВ находятся в пределах от 300 до 1100 В на протяжении всей длины линии, в линиях 35 кВ потери напряжения составляет от 20 до 600 В.



### 3 Расчет потерь в новом силовом оборудовании и ЛЭП

#### 3.1 Расчет потерь в трансформаторах

##### 3.1.1 Потери подстанции «Стройбаза»

Для обеспечения энергосбережения целесообразно использовать силовое оборудование, изготовленное с использованием новейших материалов и технологий, и отличающееся наилучшими техническими характеристиками. Поэтому для предполагаемой замены предлагаем использовать трансформаторы того же номинала, созданные на передовом в России трансформаторном заводе ОАО «Тольяттинский Трансформатор» в 2019 году.

Трансформаторы ОАО «Тольяттинский Трансформатор» 2019 года изготовления имеют следующие характеристики, указанные в таблице 9.

Таблица 9 – Параметры новых силовых трансформаторов

Тип трансформатора	S номинал, кВА	Uном обмоток, кВ			Схема и группа соединения	Потери, кВт		U кз, %			I <sub>хх</sub> , %
		ВН	СН	НН		х.х	к.з	ВН-	ВН-	СН-	
								СН	НН	НН	
ГДТН-40000/110-У1, УХЛ1	40000	115	11,0	6,6; 11,0	УН/ D/D-11- 11	28,0	187	10,5	17,5	6,5	0,23

Проведем расчеты, аналогичные тем, что были выполнены в предыдущей главе, но для новых трансформаторов.

Потери реактивной мощности в режиме х.х.

$$Q_{xx} = \frac{I_x, \%}{100} \cdot S_{\text{ном.Т}} \quad (3.1)$$

$$Q_{xx} = 92 \text{ квар}$$

Годовой график нагрузки подстанций представлен на рисунке 10.

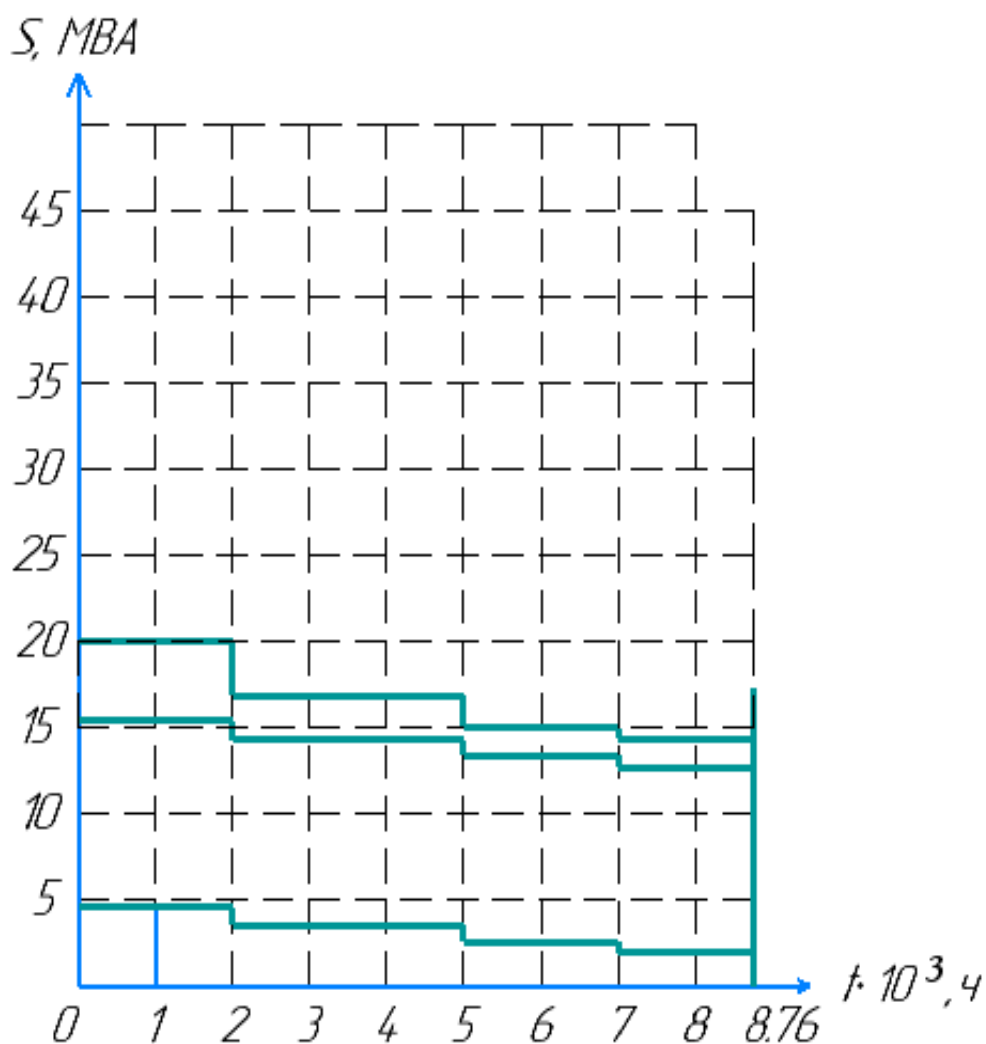


Рисунок 10 – Годовой график нагрузки подстанций

Определим потери мощности в режиме х.х. используя формулу:

$$P_{xx}^{\dot{}} = \Delta P_{xx} + \kappa_{un} \cdot Q_{xx} \quad (3.2)$$

$$P_{xx}^{\dot{}} = 28 + 0.05 \cdot 92 = 32.6 \text{ кВт}$$

где  $\Delta P_{xx}$ - потери холостого хода трансформатора;

$\kappa_{un}$ - коэффициент изменения потерь, принимаем равным 0,05 кВт/квар.

Рассчитаем коэффициенты загрузки обмоток трансформатора:

$$\kappa_{3.n} = \frac{S_n}{S_{ном.Т}} \quad (3.3)$$

$$\kappa_{3.В} = \frac{S_B}{S_{ном.Т}} = \frac{20000}{40000} = 0.5$$

$$K_{3.C} = \frac{S_C}{S_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{15300}{40000} = 0.383$$

$$K_{3.H} = \frac{S_H}{S_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{4700}{40000} = 0.1175$$

Найдём напряжения К.З. (%):

$$U_{\text{к.ВН}} = \frac{1}{2} \cdot U_{\text{к.ВН-НН}} + U_{\text{к.ВН-СН}} - U_{\text{к.СН-НН}} \quad (3.4)$$

$$U_{\text{к.ВН}} = \frac{1}{2} \cdot 17.5 + 10.5 - 6.5 = 10.75\%$$

$$U_{\text{к.СН}} = \frac{1}{2} \cdot U_{\text{к.ВН-СН}} + U_{\text{к.СН-НН}} - U_{\text{к.ВН-НН}} \quad (3.5)$$

$$U_{\text{к.СН}} = \frac{1}{2} \cdot 10.5 + 6.5 - 17.5 = 0\%$$

$$U_{\text{к.НН}} = \frac{1}{2} \cdot U_{\text{к.ВН-НН}} + U_{\text{к.СН-НН}} - U_{\text{к.ВН-СН}} \quad (3.6)$$

$$U_{\text{к.НН}} = \frac{1}{2} \cdot 17.5 + 6.5 - 10.5 = 6.75\%$$

Найдём потери реактивной мощности обмоток трансформатора в режиме к.з.:

$$Q_{\text{к.В}} = \frac{U_{\text{к.ВН}, \%}}{100} \cdot S_{\text{НОМ.Т}} \quad (3.7)$$

$$Q_{\text{к.С}} = \frac{U_{\text{к.СН}, \%}}{100} \cdot S_{\text{НОМ.Т}} \quad (3.8)$$

$$Q_{\text{к.Н}} = \frac{U_{\text{к.НН}, \%}}{100} \cdot S_{\text{НОМ.Т}} \quad (3.9)$$

$$Q_{\text{к.В}} = 4170 \text{ квар}, Q_{\text{к.С}} = 0 \text{ квар}, Q_{\text{к.Н}} = 2578 \text{ квар}$$

Найдём потери активной мощности К.З. обмоток трансформатора:

$$P_{к.в} = P_{к.с} = P_{к.н} = 0,5 \cdot \Delta P_{кз} = 0,5 \cdot 187 = 93.5 \text{ кВт} \quad (3.10)$$

$$P_{к.в} = 93.5 + 0,05 \cdot 0 = 93.5 \text{ кВт}$$

$$P'_{к.в} = P_{к.в} + \kappa_{ун} \cdot Q_{к.в} = 93.5 + 0,05 \cdot 4300 = 308.5 \text{ кВт} \quad (3.11)$$

$$P'_{к.в} = 93.5 + 0,05 \cdot 4300 = 308.5 \text{ кВт}$$

$$P'_{к.с} = P_{к.с} + \kappa_{ун} \cdot Q_{к.с} = 93.5 + 0,05 \cdot 0 = 93.5 \text{ кВт} \quad (3.12)$$

$$P'_{к.с} = 93.5 + 0,05 \cdot 0 = 93.5 \text{ кВт}$$

$$P'_{к.н} = P_{к.н} + \kappa_{ун} \cdot Q_{к.н} = 93.5 + 0,05 \cdot 2700 = 228.5 \text{ кВт} \quad (3.13)$$

$$P'_{к.н} = 93.5 + 0,05 \cdot 2700 = 228.5 \text{ кВт}$$

Рассчитаем приведённые потери мощности трансформатора:

$$P'_T = P'_{xx} + \kappa_{з.в}^2 \cdot P'_{к.в} + \kappa_{з.с}^2 \cdot P'_{к.с} + \kappa_{з.н}^2 \cdot P'_{к.н} \quad (3.14)$$

$$P'_T = 32.6 + 77.12 + 5.84 + 3.15 = 118.71 \text{ кВт}$$

Экономическая нагрузка трансформаторов для подстанции:

$$S_3^{ПС} = S_{ном.Т} \cdot \sqrt{n \cdot (n - 1) \cdot \frac{P'_{xx}}{P_k}} \quad (3.15)$$

$$S_3^{ПС} = 200000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2 - 1) \cdot \frac{155}{430}} = 170000 \text{ МВА}$$

Найдём потери электроэнергии(табл. 10):

$$\Delta W_{ПС} = \sum n_i \cdot P'_{xx} \cdot T_i + \sum \left( \frac{1}{n} \cdot \kappa_{з.в.i}^2 \cdot P'_{к.в} \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot \kappa_{з.с.i}^2 \cdot P'_{к.с} \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot \kappa_{з.н.i}^2 \cdot P'_{к.н} \cdot T_i \right) \quad (3.16)$$

Одноставочный тариф на электроэнергию равен 4.06 руб за 1 кВт·ч.

Годовая стоимость потерь электроэнергии составит:

$$I_{\text{Э}} = \Delta W_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{Э}} \quad (3.17)$$

$$I_{\text{Э}} = 445928 \cdot 4.06 = 1810467 \text{ руб/год}$$

Таблица 10 – Результаты расчётов потерь электроэнергии

i	S <sub>в</sub> , МВА	S <sub>с</sub> , МВА	S <sub>н</sub> , МВА	n <sub>i</sub>	T, ч	ΔW <sub>x</sub>	кз.в	кз.с	кз.н	ΔW <sub>к.в</sub>	ΔW <sub>к.с</sub>	ΔW <sub>к.н</sub>
1	20000	15300	4700	2	2000	112000	0,5	0,38	0,12	47125	10501	3290
2	17900	14800	3100	2	3000	110670	0,45	0,37	0,08	43706	9200	2193
3	15770	13200	2570	2	2000	62000	0,39	0,33	0,06	26922	7182	822
4	14800	12700	2100	2	1760	28560	0,37	0,32	0,05	17165	6425	503
						ΣΔW <sub>x</sub> = 240560				ΣΔW <sub>к.в</sub> = 104918	ΣΔW <sub>к.с</sub> = 28308	ΣΔW <sub>к.н</sub> = 6808
ΔW <sub>ПС</sub> = ΣΔW <sub>x</sub> + ΣΔW <sub>к.в</sub> + ΣΔW <sub>к.н</sub> = 445928 кВт·ч												

### 3.1.2 Потери подстанции «К-2Т»

Для обеспечения энергосбережения целесообразно использовать силовое оборудование, изготовленное с использованием новейших материалов и технологий, и отличающееся наилучшими техническими характеристиками. Поэтому для предполагаемой замены предлагаем использовать трансформаторы того же номинала, созданные на передовом в России трансформаторном заводе ОАО «Тольяттинский Трансформатор» в 2019 году[6].

Трансформаторы ОАО «Тольяттинский Трансформатор» 2019 года изготовления имеют следующие характеристики, указанные в таблице 11.

Таблица 11 – Параметры новых силовых трансформаторов

Тип трансформатора	S номин, кВ А	U, кВ			Потери, кВт х.х	Uкз, %		Iхх, %		
		ВН	СН	НН		х.х	к.з	ВН	СН	НН
ТДТН-25 000/110-У1, УХЛ1	25 000	115	38,5	6,6 11,0	27,0	ТДТН-25 000/110-У1, УХЛ1	25 000	115	38,5	6,6 11,0

Потери реактивной мощности в режиме х.х.

$$Q_{xx} = \frac{I_x, \%}{100} \cdot S_{\text{НОМ.Т}} \quad (3.18)$$

$$Q_{xx} = 103.5 \text{ квар}$$

Определим потери мощности в режиме х.х.:

$$P'_{xx} = \Delta P_{xx} + \kappa_{un} \cdot Q_{xx} \quad (3.19)$$

$$P'_{xx} = 30 + 0.05 \cdot 164 = 24.3 \text{ кВт}$$

где  $\Delta P_{xx}$ - потери холостого хода трансформатора;

$\kappa_{un}$ - коэффициент изменения потерь, принимаем равным 0,05 кВт/квар.

Годовой график нагрузки подстанций представлен на рисунке 11.

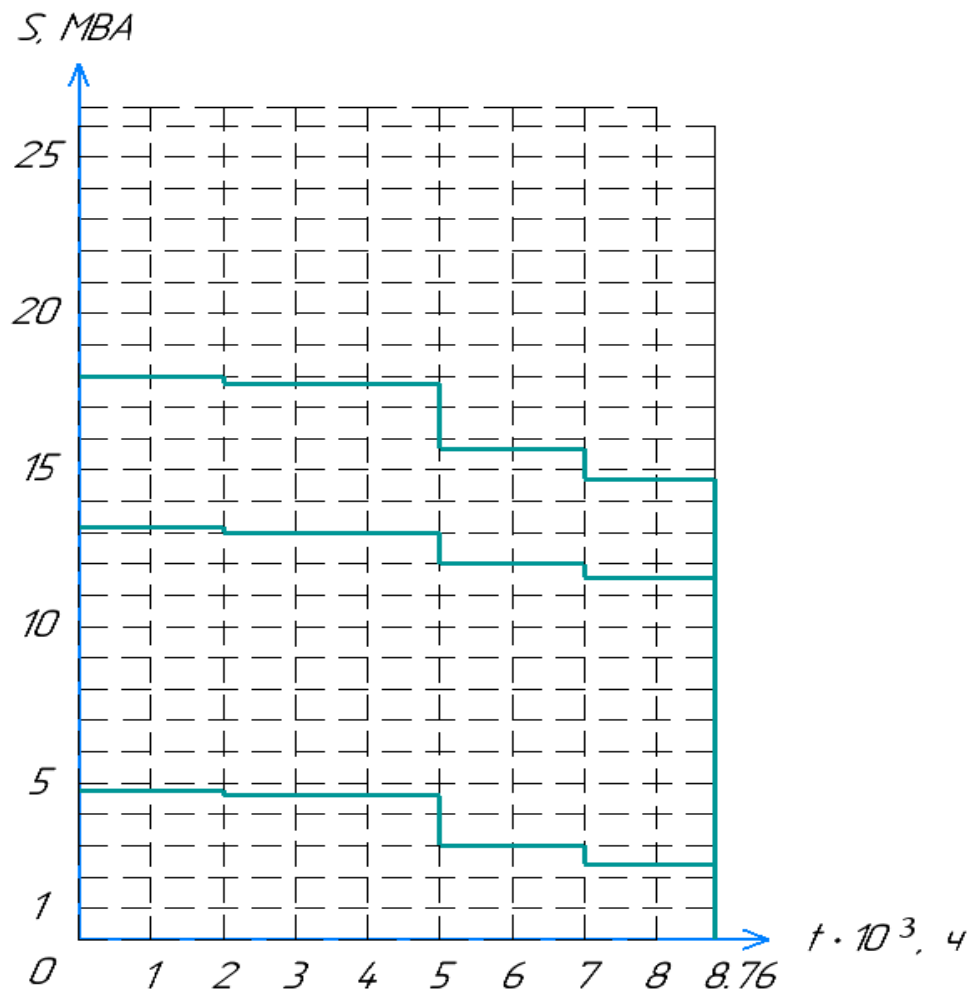


Рисунок 11 – Годовой график нагрузки подстанций

Рассчитаем коэффициенты загрузки обмоток трансформатора:

$$K_{3.n} = \frac{S_n}{S_{\text{НОМ.Т}}} \quad (3.20)$$

$$K_{3.В} = \frac{S_B}{S_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{18000}{25000} = 0.72$$

$$K_{3.С} = \frac{S_C}{S_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{13150}{25000} = 0.526$$

$$K_{3.Н} = \frac{S_H}{S_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{4850}{25000} = 0.194$$

Найдём напряжения К.З. (%):

$$U_{\text{к.ВН}} = \frac{1}{2} \cdot U_{\text{к.ВН-НН}} + U_{\text{к.ВН-СН}} - U_{\text{к.СН-НН}} \quad (3.21)$$

$$U_{\text{к.ВН}} = \frac{1}{2} \cdot 19.8 + 12.9 - 9.4 = 11.65\%$$

$$U_{\text{к.СН}} = \frac{1}{2} \cdot U_{\text{к.ВН-СН}} + U_{\text{к.СН-НН}} - U_{\text{к.ВН-НН}} \quad (3.22)$$

$$U_{\text{к.СН}} = \frac{1}{2} \cdot 12.9 + 9.4 - 19.8 = 1.25\%$$

$$U_{\text{к.НН}} = \frac{1}{2} \cdot U_{\text{к.ВН-НН}} + U_{\text{к.СН-НН}} - U_{\text{к.ВН-СН}} \quad (3.23)$$

$$U_{\text{к.НН}} = \frac{1}{2} \cdot 19.8 + 9.4 - 12.9 = 8.15\%$$

Найдём потери реактивной мощности обмоток трансформатора в режиме к.з.:

$$Q_{\text{к.В}} = \frac{U_{\text{к.ВН}}, \%}{100} \cdot S_{\text{НОМ.Т}} \quad (3.24)$$

$$Q_{\text{к.С}} = \frac{U_{\text{к.СН}}, \%}{100} \cdot S_{\text{НОМ.Т}} \quad (3.25)$$

$$Q_{\text{к.Н}} = \frac{U_{\text{к.НН}}, \%}{100} \cdot S_{\text{НОМ.Т}} \quad (3.26)$$

$$Q_{\text{к.В}} = 2312.5 \text{ квар}, Q_{\text{к.С}} = 212.5 \text{ квар}, Q_{\text{к.Н}} = 1037.5 \text{ квар}$$

Найдём потери активной мощности К.З. обмоток трансформатора:

$$P_{K.B} = P_{K.C} = P_{K.H} = 0,5 \cdot \Delta P_{K3} = 0,5 \cdot 190 = 95 \text{ кВт} \quad (3.27)$$

$$P_{K.B} = 95 + 0,05 \cdot 0 = 95 \text{ кВт}$$

$$P'_{K.B} = P_{K.B} + \kappa_{ун} \cdot Q_{K.B} = 95 + 0,05 \cdot 2312,5 = 190,6 \text{ кВт} \quad (3.28)$$

$$P'_{K.B} = 95 + 0,05 \cdot 2312,5 = 190,6 \text{ кВт}$$

$$P'_{K.C} = P_{K.C} + \kappa_{ун} \cdot Q_{K.C} = 95 + 0,05 \cdot 212,5 = 90,63 \text{ кВт} \quad (3.29)$$

$$P'_{K.C} = 95 + 0,05 \cdot 212,5 = 90,63 \text{ кВт}$$

$$P'_{K.H} = P_{K.H} + \kappa_{ун} \cdot Q_{K.H} = 95 + 0,05 \cdot 1037,5 = 90,9 \text{ кВт} \quad (3.30)$$

$$P'_{K.H} = 95 + 0,05 \cdot 1037,5 = 90,9 \text{ кВт}$$

Рассчитаем приведённые потери мощности трансформатора:

$$P'_T = P'_{XX} + \kappa_{3.B}^2 \cdot P'_{K.B} + \kappa_{3.C}^2 \cdot P'_{K.C} + \kappa_{3.H}^2 \cdot P'_{K.H} \quad (3.31)$$

$$P'_T = 27 + 124,7 + 30,6 + 7,4 = 110,7 \text{ кВт}$$

Экономическая нагрузка трансформаторов для подстанции:

$$S_3^{ПС} = S_{НОМ.Т} \cdot \overbrace{n \cdot (n - 1) \cdot \frac{P'_{XX}}{P'_K}} \quad (3.32)$$

$$S_3^{ПС} = 25000 \cdot \overbrace{2 \cdot (2 - 1) \cdot \frac{27}{190}} = 13328 \text{ МВА}$$

Найдём потери электроэнергии:

$$\Delta W_{ПС} = \sum n_i \cdot P'_{XX} \cdot T_i + \sum \left( \frac{1}{n} \cdot \kappa_{3.B.i}^2 \cdot P'_{K.B} \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot \kappa_{3.C.i}^2 \cdot P'_{K.C} \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot \kappa_{3.H.i}^2 \cdot P'_{K.H} \cdot T_i \right) \quad (3.33)$$

Одноставочный тариф на электроэнергию равен 4.06 руб за 1 кВт·ч  
[Приказ №776 от 14.12.2018г. Об установлении цен(тарифов) на



электрическую энергию, поставляемую населению и приравненным к нему категориям потребителей по Самарской области на 2019 год].

Годовая стоимость потерь электроэнергии составит:

$$I_{\text{Э}} = \Delta W_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{Э}} \quad (3.34)$$

$$I_{\text{Э}} = 432591 \cdot 4.06 = 1756321 \text{ руб/год}$$

Таблица 12 – Результаты расчётов потерей электроэнергии

i	S <sub>в</sub> , МВА	S <sub>с</sub> , МВА	S <sub>н</sub> , МВ А	n <sub>i</sub>	T, ч	ΔW <sub>x</sub>	кз.в	кз.с	кз.н	ΔW <sub>к.</sub> в	ΔW <sub>к.</sub> с	ΔW к.н
1	18000	13150	4850	2	2000	152800	0,5	0,38	0,12	71750	14873	3441
2	17900	14800	3100	2	3000	69200	0,45	0,37	0,08	28326	11151	2294
3	15770	13200	2570	2	2000	34800	0,39	0,33	0,06	15737	11216	860
4	14800	12700	2100	2	1760	32464	0,37	0,32	0,05	10394	9281	526
						ΣΔW <sub>x</sub> = 278266				ΣΔW к.в= 11010 9	ΣΔW к.с= 54598	ΣΔ W <sub>к.</sub> н= 7107
ΔW <sub>ПС</sub> = ΣΔW <sub>x</sub> + ΣΔW <sub>к.в</sub> + ΣΔW <sub>к.н</sub> = 432591 кВт · ч												

### 3.2 Расчет потерь отходящих подстанций, входящих в участок электрической сети с новым оборудованием

Подберем для расчетов новый трансформатор идентичный по мощности с существующими, но отличающийся другими характеристиками. Произведем расчет для трансформатора ТМГ-6300 35/6кВ. Характеристики указаны в таблице 13.

Таблица 13 – Характеристики ТМГ-6300

Мощность кВА	6300
Номинальное напряжение ВН, кВ	35
Номинальное напряжение НН, кВ	6,3
Ток холостого хода, %	0,76

Потери холостого хода, Вт	1160
Потери короткого замыкания, Вт	3460
Напряжение короткого замыкания %	5,5

Годовой график нагрузки подстанции представлен на рисунке 12.

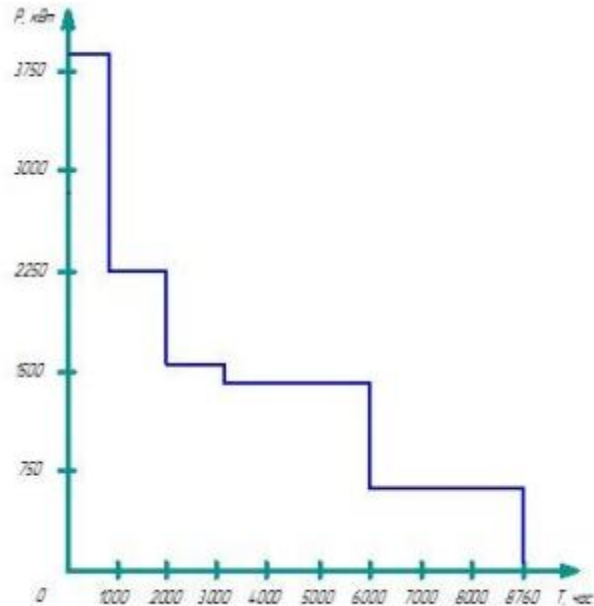


Рисунок 12 – Годовой график нагрузки подстанции «Тепличная»

Рассчитаем коэффициенты загрузки обмоток трансформатора:

$$K_{з.л} = \frac{S_n}{S_{НОМ.Т}} \quad (3.35)$$

$$K_{з.В} = \frac{S_B}{S_{НОМ.Т}} = \frac{4000}{6300} = 0.63$$

$$K_{з.Н} = \frac{S_H}{S_{НОМ.Т}} = \frac{2875}{6300} = 0.45$$

Общую величину потерь активной мощности  $\Delta P$  в трансформаторе определяют по формуле:

$$\Delta P = \Delta P_{хх} + \Delta P_{кз} \cdot K_з \quad (3.36)$$

где  $\Delta P_{хх}$  –потери холостого хода, кВт;

$\Delta P_{кз}$  – потери короткого замыкания , кВт;

$K_з$  –коэффициент загрузки силового трансформатора.

$$\Delta P = 2150 + 4650 \cdot 0.63 = 5079.5 \text{ кВт}$$

Общую величину потерь  $\Delta Q$  реактивной мощности в трансформаторе определяют по формуле:

$$\Delta Q = \frac{I_{xx}}{100} \cdot S_n + \frac{U_{xx}}{100} \cdot S_n \cdot \kappa_3 \quad (3.37)$$

где  $I_{xx}$  – паспортный ток холостого хода трансформатора, %;

$U_{xx}$  – паспортное напряжение короткого замыкания трансформатора, %;

$S_n$  – номинальная мощность трансформатора, кВ·А.

$$\Delta Q = \frac{0.95}{100} \cdot 6300 + \frac{7.5}{100} \cdot 6300 \cdot 0.63 = 357.5 \text{ квар}$$

Полные потери мощности в трансформаторе определяются по формуле:

$$\Delta S = \sqrt{\Delta P^2 + \Delta Q^2} \quad (3.38)$$

$$\Delta S = 5092 \text{ кВА}$$

Потери активной энергии в трансформаторе  $\Delta W_a$  определяются по формуле:

$$\Delta W_a = \Delta P_{xx} \cdot T + \Delta P \cdot \kappa_3 \quad (3.39)$$

$$\Delta W_a = 20720 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Потери реактивной энергии в трансформаторе  $\Delta W_r$  определяются по формуле:

$$\Delta W_r = (I_{xx} \cdot T + U_{xx} \cdot K) \cdot \frac{S_n}{100} \quad (3.40)$$

$$\Delta W_r = 1762 \text{ квар} \cdot \text{ч}$$

Полные потери электроэнергии в трансформаторе  $\Delta W$  определяются по формуле:

$$\Delta W = \sqrt{\Delta W_a^2 + \Delta W_r^2} \quad (3.41)$$

$$\Delta W = 20794 \text{ кВА}$$

Одноставочный тариф на электроэнергию равен 4.06 руб за 1 кВт·ч

Найдем стоимость потерь в трансформаторе ТМН-6300 за год.

$$И_{\text{Э}} = \Delta W_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{Э}} \quad (3.42)$$

$$И_{\text{Э}} = 20794 \cdot 4.06 = 84426 \text{ руб/год}$$

### 3.3 Расчет потерь в линиях электропередач

Провода СИП (рис.13) (самонесущий изолированный проводник) помогают существенно понизить энергопотери на воздушных линиях, вследствие уменьшения реактивного сопротивления более чем в 3 раза. Провода этого типа имеют массу эксплуатационных преимуществ следующего типа:

1. СИП по сравнению с проводами марки А и АС изготовлен изолированным, что дает им большую надежность для бесперебойного электроснабжения.
2. При использовании СИП значительно снижаются эксплуатационные затраты на расчистку лесных массивов.
3. СИП обладает более высокой прочностью, его устойчивость к природным явлениям гораздо выше чем у оголенных проводников.
4. Значительно облегчен монтаж проводов СИП, достаточно всего один раз зафиксировать его на опоре.
5. Допускается присоединение новых потребителей под напряжением не отключая других.
6. Исключение воровства электроэнергии путем

несанкционированного подключения.

7. Уменьшение статистики поражения электрическим током при выполнении ремонтных работ на линии.



Рисунок 13 – Структура изолированного провода СИП-3

Для расчетов приведены характеристики провода СИП (табл.14).

Таблица 14 – Характеристики провода СИП

Обозначение	Марка провода	L, км	$\chi_0$ , Ом/км	$r_0$ , Ом/км
1	2	3	4	5
W1 35кВ	СИП 3 150	3,6	0,21	0,15
W2 6кВ	СИП 3 70	5,6	0,215	0,231
W3 6кВ	СИП 3 95	1,9	0,210	0,149
W4 35 кВ	СИП 3 95	5,1	0,210	0,149
W5 35кВ	СИП 3 95	7,0	0,210	0,165
W6 35кВ	СИП 3 95	2,7	0,210	0,149
W7 6кВ	СИП 3 95	2,7	0,210	0,149

Расчет потерь в линиях электропередач осуществляется по формуле:

$$\Delta W_{\text{ВЛ}} = \frac{P_{\text{ВЛ}}^2 + Q_{\text{ВЛ}}^2}{10^3 \cdot U_{\text{ВЛ}}^2} \cdot r_0 \cdot L_{\text{ВЛ}} \cdot T + \Delta P_{\text{ту}} \cdot L_{\text{ВЛ}} \cdot T \quad (3.43)$$

где  $\Delta W_{ВЛ}$  – потери электроэнергии ВЛ, кВт\*ч;

$\Delta P_{ту}$  – удельные потери от токов утечки по изоляторам, кВт\*ч/км  
(таблица 15);

$L$  – длина воздушной линии, км;

$r_0$  – удельное активное сопротивление провода ВЛ, Ом/км;

$P_{вл}$  – активная мощность, протекающая по ВЛ за время  $T$ , кВт;

$Q_{вл}$  – реактивная мощность, протекающая по ВЛ за время  $T$ , квар;

$T$  – интервал времени, равный 0,5 часа;

$U_{вл}$  – среднее напряжение сети в ВЛ, кВ.

$$\Delta P_{ту} = \frac{1000 \cdot P_0}{365 \cdot 24} \quad (3.44)$$

$P_0$  – табличное значение параметра(табл.15).

Таблица 15. Потери мощности от токов утечки по изоляторам

Удельные потери мощности от токов утечки по изоляторам, кВт/км						
6кВ	10 кВ	15 кВ	20 кВ	35 кВ	110 кВ	220кВ
0,005	0,009	0,095	0,099	0,01	0,011	0,013

$$\Delta W_{W1} = \frac{16.52^2 + 15.73^2}{10^3 \cdot 35^2} \cdot 0.15 \cdot 3.6 \cdot 0.5 + 0.01 \cdot 3.6 \cdot 0.5 = 0,18 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{W2} = \frac{6.428^2 + 6.122^2}{10^3 \cdot 6^2} \cdot 0.231 \cdot 5.6 \cdot 0.5 + 0.005 \cdot 5.6 \cdot 0.5 = 0,154 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{W3} = \frac{8.342^2 + 8.597^2}{10^3 \cdot 6^2} \cdot 0.149 \cdot 1,9 \cdot 0.5 + 0.005 \cdot 1,9 \cdot 0.5 = 0,056 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{W4} = \frac{13.1^2 + 12.67^2}{10^3 \cdot 35^2} \cdot 0.149 \cdot 5,1 \cdot 0.5 + 0.01 \cdot 5,1 \cdot 0,5 = 0,256 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{W5} = \frac{14.3^2 + 15.1^2}{10^3 \cdot 35^2} \cdot 0.165 \cdot 7 \cdot 0.5 + 0.01 \cdot 7 \cdot 0.5 = 0,35 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{W6} = \frac{11.23^2 + 11.84^2}{10^3 \cdot 35^2} \cdot 0.149 \cdot 2.7 \cdot 0.5 + 0.01 \cdot 2.7 \cdot 0.5 = 0,135 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{W7} = \frac{7.1^2 + 6.87^2}{10^3 \cdot 6^2} \cdot 0.149 \cdot 2.7 \cdot 0.5 + 0.005 \cdot 2.7 \cdot 0.5 = 0,073 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Найдем суммарные потери в линиях электропередач:

$$\sum \Delta W = 1.204 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

За год потери составляют:

$$\sum \Delta W_{\text{год}} = 10547 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Одноставочный тариф на электроэнергию равен 4.06 руб за 1 кВт·ч.

Рассчитаем годовую стоимость потерь электроэнергии в ЛЭП:

$$I_{\text{э}} = \Delta W_{\text{год}} \cdot C_{\text{э}} \quad (3.45)$$

$$I_{\text{э}} = 10547 \cdot 4.06 = 42820 \text{ руб/год}$$

### 3.4 Расчет потерь напряжения в отходящих линиях 35-6 кВ

Для проводов марки СИП-3 определяем потерю напряжения в 100% режиме нагрузки.

Для линии W1:

$$\Delta U_{A-a} = \frac{P_{A-a} \cdot R_{A-a} + Q_{A-a} \cdot X_{A-a}}{U_A} \quad (3.46)$$

$$\Delta U_{A-a} = \frac{16520 \cdot 0.15 + 15730 \cdot 0.21}{35} = 165 \text{ В}$$

$$U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0.165 = 34.835 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{B-c} = \frac{15290 \cdot 0.14 + 15765 \cdot 0.2}{35} = 151 \text{ В}$$

$$U_c = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0.151 = 34.849 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{C-b} = \frac{16100 \cdot 0.155 + 15607 \cdot 0.21}{35} = 165 \text{ В}$$

$$U_b = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0.165 = 34.835 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{b-a} = \frac{16006 \cdot 0.153 + 15730 \cdot 0.205}{35} = 160 \text{ В}$$

$$U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0.16 = 34.84 \text{ кВ}$$

Определяем потерю напряжения в 25% режиме нагрузки:

$$\Delta U_{A-a} = \frac{0.25 \cdot (P_{A-a} \cdot R_{A-a} + Q_{A-a} \cdot X_{A-a})}{U_A} \quad (3.47)$$

$$\Delta U_{A-a} = \frac{0.25 \cdot (16520 \cdot 0.15 + 15730 \cdot 0.21)}{35} = 41.3 \text{ В}$$

$$U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0.0413 = 34.958 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{B-c} = \frac{0.25 \cdot (15290 \cdot 0.14 + 15765 \cdot 0.2)}{35} = 38 \text{ В}$$

$$U_c = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0.038 = 34.962 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{C-b} = \frac{0.25 \cdot (16100 \cdot 0.155 + 15607 \cdot 0.21)}{35} = 41 \text{ В}$$

$$U_b = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0.041 = 34.959 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{b-a} = \frac{0.25 \cdot (16006 \cdot 0.226 + 15730 \cdot 0.398)}{35} = 40 \text{ В}$$

$$U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0.04 = 34.96 \text{ кВ}$$

100% режим для линии W2:

$$\Delta U_{A-a} = \frac{P_{A-a} \cdot R_{A-a} + Q_{A-a} \cdot X_{A-a}}{U_A} \quad (3.48)$$

$$\Delta U_{A-a} = \frac{6428 \cdot 0.231 + 6122 \cdot 0.215}{6} = 467 \text{ В}$$

$$U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 6 - 0.467 = 5.533 \text{ кВ}$$



$$\Delta U_{B-c} = \frac{6342 \cdot 0.23 + 6597 \cdot 0.21}{6} = 443 \text{ В}$$

$$U_c = U_A - \Delta U_{A-a} = 6 - 0.443 = 5.557 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{C-b} = \frac{6209 \cdot 0.23 + 6400 \cdot 0.2}{6} = 431 \text{ В}$$

$$U_b = U_A - \Delta U_{A-a} = 6 - 0.431 = 5,569 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{b-a} = \frac{6500 \cdot 0.226 + 6470 \cdot 0.21}{6} = 441 \text{ В}$$

$$U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 6 - 0.441 = 5.559 \text{ кВ}$$

25% режим:

$$\Delta U_{A-a} = \frac{0.25 \cdot (P_{A-a} \cdot R_{A-a} + Q_{A-a} \cdot X_{A-a})}{U_A} \quad (3.49)$$

$$\Delta U_{A-a} = \frac{0.25 \cdot (6428 \cdot 0.231 + 6122 \cdot 0.215)}{6} = 116 \text{ В}$$

$$U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 6 - 0.116 = 5.884 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{B-c} = \frac{0.25 \cdot (6342 \cdot 0.23 + 6597 \cdot 0.21)}{6} = 116 \text{ В}$$

$$U_c = U_A - \Delta U_{A-a} = 6 - 0.78 = 5.884 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{C-b} = \frac{0.25 \cdot (6209 \cdot 0.23 + 6400 \cdot 0.2)}{6} = 112 \text{ В}$$

$$U_b = U_A - \Delta U_{A-a} = 6 - 0.112 = 5,888 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{b-a} = \frac{0.25 \cdot (6500 \cdot 0.226 + 6470 \cdot 0.21)}{6} = 107 \text{ В}$$

$$U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 6 - 0.107 = 5.893 \text{ кВ}$$

100% режим для линии W3:

$$\Delta U_{A-a} = \frac{P_{A-a} \cdot R_{A-a} + Q_{A-a} \cdot X_{A-a}}{U_A} \quad (3.50)$$

$$\Delta U_{A-a} = \frac{8342 \cdot 0.149 + 8597 \cdot 0.21}{6} = 508 \text{ В}$$

$$U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 6 - 0.508 = 5.492 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{B-c} = \frac{8100 \cdot 0.149 + 8270 \cdot 0.2}{6} = 477 \text{ В}$$

$$U_c = U_A - \Delta U_{A-a} = 6 - 0.477 = 5.523 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{C-b} = \frac{8151 \cdot 0.15 + 8308 \cdot 0.21}{6} = 480 \text{ В}$$

$$U_b = U_A - \Delta U_{A-a} = 6 - 0.48 = 5,520 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{b-a} = \frac{8108 \cdot 0.151 + 8250 \cdot 0.2}{6} = 479 \text{ В}$$

$$U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 6 - 0.479 = 5.521 \text{ кВ}$$

25% режим:

$$\Delta U_{A-a} = \frac{0.25 \cdot (P_{A-a} \cdot R_{A-a} + Q_{A-a} \cdot X_{A-a})}{U_A} \quad (3.51)$$

$$\Delta U_{A-a} = \frac{0.25 \cdot (8342 \cdot 0.149 + 8597 \cdot 0.21)}{6} = 127 \text{ В}$$

$$U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 6 - 0.127 = 5.873 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{B-c} = \frac{0.25 \cdot (8100 \cdot 0.149 + 8270 \cdot 0.2)}{6} = 119 \text{ В}$$

$$U_c = U_A - \Delta U_{A-a} = 6 - 0.119 = 5.881 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{C-b} = \frac{0.25 \cdot (8151 \cdot 0.15 + 8308 \cdot 0.21)}{6} = 120 \text{ В}$$

$$U_b = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0.12 = 5.88 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{b-a} = \frac{0.25 \cdot (8108 \cdot 0.151 + 8250 \cdot 0.2)}{6} = 120 \text{ В}$$

$$U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0.12 = 5.88 \text{ кВ}$$

100% режим для линии W4:

$$\Delta U_{A-a} = \frac{P_{A-a} \cdot R_{A-a} + Q_{A-a} \cdot X_{A-a}}{U_A} \quad (3.52)$$

$$\Delta U_{A-a} = \frac{13100 \cdot 0.149 + 12670 \cdot 0.21}{35} = 131 \text{ В}$$

$$U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0.131 = 34.869 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{B-c} = \frac{13250 \cdot 0.15 + 12900 \cdot 0.2}{35} = 120 \text{ В}$$

$$U_c = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0.12 = 34.88 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{C-b} = \frac{14000 \cdot 0.15 + 13149 \cdot 0.21}{35} = 138 \text{ В}$$

$$U_b = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0.138 = 34,862 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{b-a} = \frac{13990 \cdot 0.16 + 14110 \cdot 0.2}{35} = 144 \text{ В}$$

$$U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0.144 = 34.854 \text{ кВ}$$

25% режим:

$$\Delta U_{A-a} = \frac{0.25 \cdot (P_{A-a} \cdot R_{A-a} + Q_{A-a} \cdot X_{A-a})}{U_A} \quad (3.53)$$

$$\Delta U_{A-a} = \frac{0.25 \cdot (13100 \cdot 0.149 + 12670 \cdot 0.21)}{35} = 33 \text{ В}$$

$$U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0.033 = 34.963 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{B-c} = \frac{0.25 \cdot (13250 \cdot 0.15 + 12900 \cdot 0.2)}{35} = 34 \text{ В}$$

$$U_c = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0.034 = 34.966 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{C-b} = \frac{0.25 \cdot (14000 \cdot 0.15 + 13149 \cdot 0.21)}{35} = 34 \text{ В}$$

$$U_b = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0.034 = 34.966 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{b-a} = \frac{0.25 \cdot (13990 \cdot 0.16 + 14110 \cdot 0.2)}{35} = 36 \text{ В}$$

$$U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0.036 = 34.964 \text{ кВ}$$

100% режим для линии W5:

$$\Delta U_{A-a} = \frac{P_{A-a} \cdot R_{A-a} + Q_{A-a} \cdot X_{A-a}}{U_A} \quad (3.54)$$

$$\Delta U_{A-a} = \frac{14300 \cdot 0.165 + 15100 \cdot 0.21}{35} = 158 \text{ В}$$

$$U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0.158 = 34.842 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{B-c} = \frac{14200 \cdot 0.161 + 15050 \cdot 0.2}{35} = 150 \text{ В}$$

$$U_c = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0.15 = 34.85 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{C-b} = \frac{14000 \cdot 0.161 + 15500 \cdot 0.22}{35} = 166 \text{ В}$$

$$U_b = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0.166 = 34,834 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{b-a} = \frac{14140 \cdot 0.159 + 15730 \cdot 0.2}{35} = 154 \text{ В}$$

$$U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0.154 = 34.846 \text{ кВ}$$

25% режим:

$$\Delta U_{A-a} = \frac{0.25 \cdot (P_{A-a} \cdot R_{A-a} + Q_{A-a} \cdot X_{A-a})}{U_A} \quad (3.55)$$

$$\Delta U_{A-a} = \frac{0.25 \cdot (14300 \cdot 0.165 + 15100 \cdot 0.21)}{35} = 40 \text{ В}$$

$$U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0.04 = 34.96 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{B-c} = \frac{0.25 \cdot (14200 \cdot 0.161 + 15050 \cdot 0.2)}{35} = 38 \text{ В}$$

$$U_c = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0.038 = 34.962 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{C-b} = \frac{0.25 \cdot (14000 \cdot 0.161 + 15500 \cdot 0.22)}{35} = 40 \text{ В}$$

$$U_b = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0.04 = 34.96 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{b-a} = \frac{0.25 \cdot (14140 \cdot 0.159 + 15730 \cdot 0.2)}{35} = 38 \text{ В}$$

$$U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0.038 = 34.962 \text{ кВ}$$

100% режим для линии W6:

$$\Delta U_{A-a} = \frac{P_{A-a} \cdot R_{A-a} + Q_{A-a} \cdot X_{A-a}}{U_A} \quad (3.56)$$

$$\Delta U_{A-a} = \frac{11230 \cdot 0.149 + 11840 \cdot 0.21}{35} = 118 \text{ В}$$

$$U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0.118 = 34.882 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{B-c} = \frac{11300 \cdot 0.15 + 11950 \cdot 0.2}{35} = 116 \text{ В}$$

$$U_c = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0.116 = 34.884 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{C-b} = \frac{12100 \cdot 0.149 + 11950 \cdot 0.2}{35} = 119 \text{ В}$$

$$U_b = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0.119 = 34.881 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{b-a} = \frac{12000 \cdot 0.151 + 11900 \cdot 0.21}{35} = 120 \text{ В}$$

$$U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0.12 = 34.880 \text{ кВ}$$

25% режим:

$$\Delta U_{A-a} = \frac{0.25 \cdot (P_{A-a} \cdot R_{A-a} + Q_{A-a} \cdot X_{A-a})}{U_A} \quad (3.57)$$

$$\Delta U_{A-a} = \frac{0.25 \cdot (11230 \cdot 0.149 + 11840 \cdot 0.21)}{35} = 29 \text{ В}$$

$$U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0.029 = 34.971 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{B-c} = \frac{0.25 \cdot (11300 \cdot 0.15 + 11950 \cdot 0.2)}{35} = 28 \text{ В}$$

$$U_c = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0.028 = 34.972 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{C-b} = \frac{0.25 \cdot (12100 \cdot 0.149 + 11950 \cdot 0.2)}{35} = 26 \text{ В}$$

$$U_b = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0.026 = 34.974 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{b-a} = \frac{0.25 \cdot (12000 \cdot 0.151 + 11900 \cdot 0.21)}{35} = 32 \text{ В}$$

$$U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0.032 = 34.9268 \text{ кВ}$$

100% режим для линии W7:

$$\Delta U_{A-a} = \frac{P_{A-a} \cdot R_{A-a} + Q_{A-a} \cdot X_{A-a}}{U_A} \quad (3.58)$$

$$\Delta U_{A-a} = \frac{7100 \cdot 0.149 + 6870 \cdot 0.21}{6} = 415 \text{ В}$$

$$U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 6 - 0.415 = 5.585 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{B-c} = \frac{7050 \cdot 0.15 + 6700 \cdot 0.2}{6} = 400 \text{ В}$$

$$U_c = U_A - \Delta U_{A-a} = 6 - 0.4 = 5.6 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{C-b} = \frac{7000 \cdot 0.15 + 6770 \cdot 0.21}{6} = 412 \text{ В}$$

$$U_b = U_A - \Delta U_{A-a} = 6 - 0.412 = 5,588 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{b-a} = \frac{6990 \cdot 0.151 + 7000 \cdot 0.21}{6} = 420 \text{ В}$$

$$U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 6 - 0.42 = 5.58 \text{ кВ}$$

25% режим:

$$\Delta U_{A-a} = \frac{0.25 \cdot (P_{A-a} \cdot R_{A-a} + Q_{A-a} \cdot X_{A-a})}{U_A} \quad (3.59)$$

$$\Delta U_{A-a} = \frac{0.25 \cdot (7100 \cdot 0.204 + 6870 \cdot 0.21)}{6} = 104 \text{ В}$$

$$U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 6 - 0.104 = 5.896 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{B-c} = \frac{0.25 \cdot (7050 \cdot 0.15 + 6700 \cdot 0.2)}{6} = 100 \text{ В}$$

$$U_c = U_A - \Delta U_{A-a} = 6 - 0.1 = 5.9 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{C-b} = \frac{0.25 \cdot (7000 \cdot 0.15 + 6770 \cdot 0.21)}{6} = 102 \text{ В}$$

$$U_b = U_A - \Delta U_{A-a} = 6 - 0.102 = 5.898 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{b-a} = \frac{0.25 \cdot (6990 \cdot 0.151 + 7000 \cdot 0.21)}{6} = 101 \text{ В}$$

$$U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 6 - 0.101 = 5.899 \text{ кВ}$$

### 3.5 Выводы к главе 3

1. Потери электроэнергии в трансформаторах подстанции «Стройбаза» составляют 445928 кВт · ч, а по тарифу электроэнергии на 2019 год они равны 1810467 рублей. На подстанции «К-2Т» потери составляют 432591 кВт · ч в год, а по равны 1756321 рублей в год.

2. Потери электроэнергии на ЛЭП находятся на уровне 10547 кВт · ч в год, в рублях эта цифра равна 42820 рублей/год.

3. Потери напряжения в линиях 6кВ находятся в пределах от 30 до 500 В на протяжении всей длины линии, в линиях 35 кВ потери напряжения составляет от 20 до 200 В.

## **4 Технико-экономические результаты модернизации**

### **4.1 Экономическая выгода модернизации**

Чтобы наглядно показать эффективность мероприятий по модернизации сетей электроснабжения, был проанализирован северо – западный район г.Тольятти. В частности были проанализированы две подстанции 110/35/6 кВ «Стройбаза» и «К-2Т», а так же отходящие к потребителям воздушные линии 35 и 6 кВ.

Стояла задача по анализу действующего района электрических сетей для возможной модернизации:

- Были произведены расчеты потерь в трансформаторах и отходящих воздушных линиях.

- Произведены расчеты нового силового оборудования и ЛЭП. Оборудование подобрано с учетом новейших технологий производства, обладающее лучшими характеристиками на сегодняшний день.

- Произведены расчеты потерь напряжения в линиях электропередач с проводами марки АС и СИП-3.

Сравнение результатов показало, что потери в действующем оборудовании почти в 3 раза превышают потери нового оборудования.

Проведем оценку технико-экономических результатов предложенной модернизации.

На рисунке 14 приведена диаграмма, отражающая величину потерь холостого хода в существующем и устанавливаемом трансформаторном оборудовании. Очевидно, что величина потерь холостого хода значительно снижается и составляет в новом трансформаторе 32.6 кВт/час по сравнению с 38.2 кВт/час в существующем.



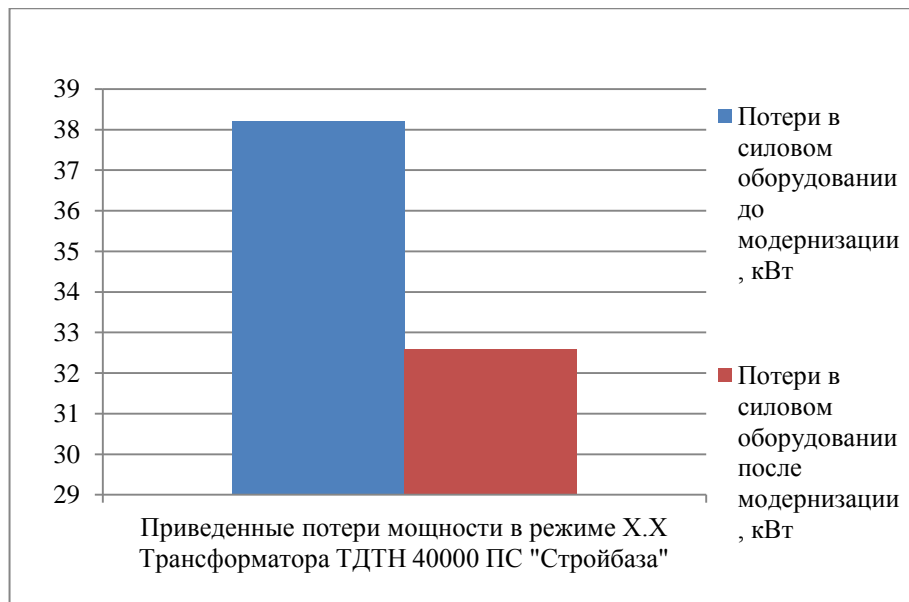


Рисунок 14 – Потери мощности в режиме холостого хода

Годовые потери мощности в действующих силовых трансформаторах подстанции «Стройбаза» составляют 2006226 кВт · ч в год, а для подстанции «К-2Т» они равны 1860400 кВт · ч в год. При расчете новых силовых машин годовые потери составили 891856 кВт · ч в год для подстанции «Стройбаза» и 865182 кВт · ч в год для подстанции «К-2Т» соответственно. Годовые потери электроэнергии в силовых трансформаторах снизятся более чем в 2 раза, что хорошо видно на рисунке 15.

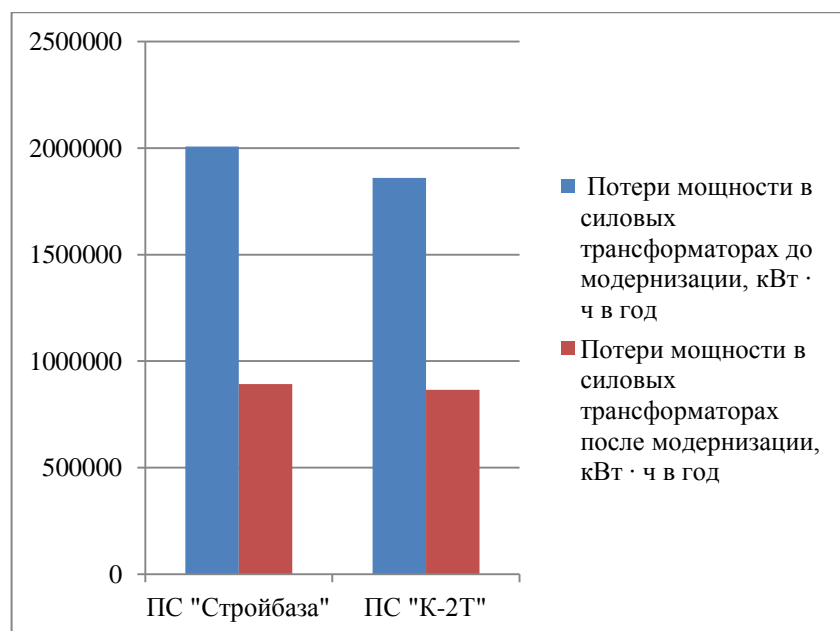


Рисунок 15 – Потери мощности за год ПС «Стройбаза» и «К-2Т»

За год денежные потери от двух подстанций составляют 15981888 руб/год, после модернизации оборудования эти потери составят 7133576, что в 2.24 раза меньше. Годовая выгода от замены трансформаторов на двух подстанциях составляет 8848312 рублей, сравнение представлено на рисунке 16. Примерный срок окупаемости капиталовложений на покупку и установку новых силовых трансформаторов составит чуть более 4 лет, что значит, что после истечения этого срока организация будет иметь чистую прибыль от модернизации.

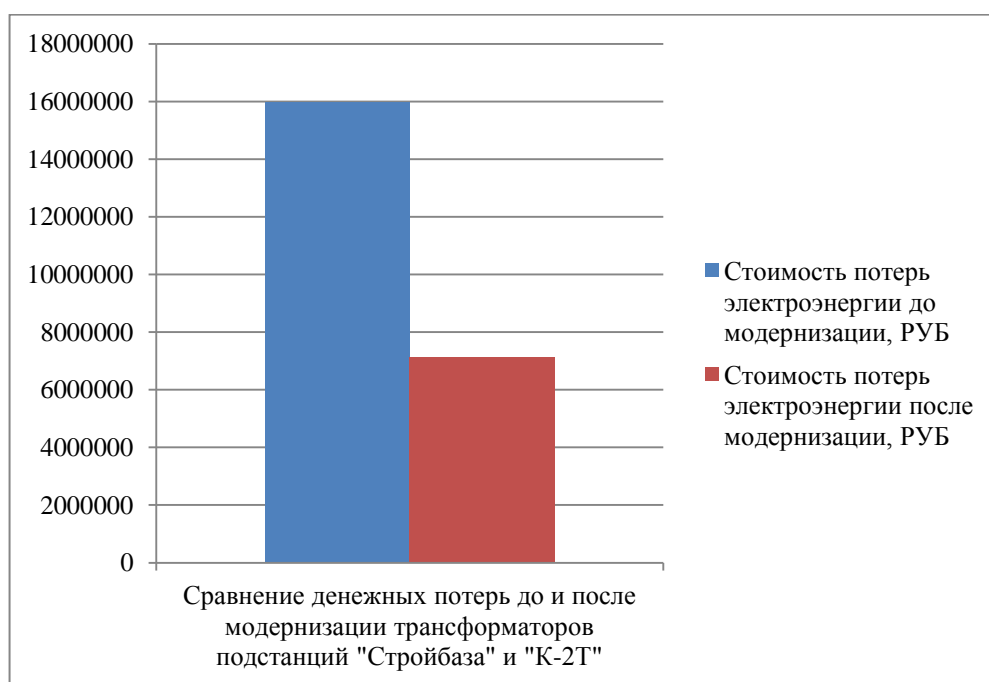


Рисунок 16 – Сравнение денежных потерь от двух подстанций до и после модернизации

Модернизация ЛЭП так же будет не напрасная. Потери в линиях электропередач после реконструкции и замены 30 километров проводов марки АС на провода СИП 3 снизятся в 2.9 раза. Затраты на замены ЛЭП значительно ниже чем затраты на силовое оборудование, поэтому срок окупаемости за счет замены ЛЭП будет гораздо меньше. К тому же монтаж проводов СИП ведется значительно легче, чем замена проводов оголенных проводов. Дальнейшая экономия денежных средств за счет снижения потерь в линиях составит 81944 рубля в год рисунок 17.

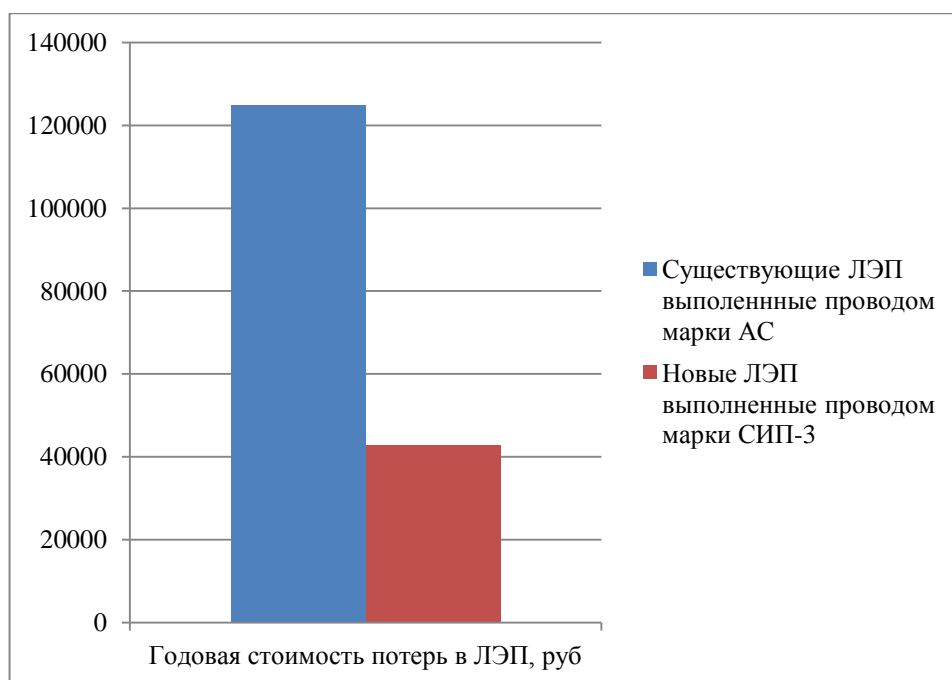


Рисунок 17 – Суммарные годовые потери в ЛЭП

#### 4.2 Проверка целесообразности предлагаемой модернизации путем математического моделирования

Моделирование электрической сети будет проводиться в программном комплексе MATLAB. Simulink – интерактивный инструмент, интегрированный в комплекс MATLAB, для моделирования, имитации и анализа динамических систем. Он дает возможность строить графические блок-диаграммы, имитировать динамические системы, исследовать работоспособность систем

SimPowerSystems расширяет Simulink инструментами для моделирования электросиловых систем производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии. Библиотека SimPowerSystems содержит готовые модели многих компонентов, в том числе трансформаторов, двигателей, линий электропередачи.

Для создания модели электрической сети северо – западного района города Тольятти, необходимо произвести дополнительные расчеты:

Номинальный ток обмотки ВН, А:

$$I_H = \frac{S_H}{U \cdot \sqrt{3}} \quad (4.1)$$

$$I_H = \frac{40000}{115 \cdot 1.73} = 201 \text{ А}$$

Ток холостого хода трансформатора, А:

$$I_0 = I_0 \% \cdot I_H \quad (4.2)$$

$$I_0 = 0.41 \cdot 201 = 82.4 \text{ А}$$

Коэффициент мощности при холостом ходе:

$$\cos \varphi_0 = \frac{P_0}{U_{1H} \cdot I_0 \cdot \sqrt{3}} \quad (4.3)$$

$$\cos \varphi_0 = \frac{30}{115 \cdot 82.4 \cdot 1.73} = 0.002$$

Полное сопротивление холостого хода, Ом:

$$z_0 = \frac{U}{I_0} \quad (4.4)$$

$$z_0 = 1.4 \text{ Ом}$$

Относительное активное сопротивление ветви намагничивания:

$$R_m = \frac{S}{U_{1H} \cdot I_0 \cdot \cos \varphi_0} \quad (4.5)$$

$$R_m = 1.58$$

$$L_m = \frac{S}{U_{1H} \cdot I_0 \cdot \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_0}} \quad (4.6)$$

$$L_m = 4.22$$

Напряжение короткого замыкания для первичной обмотки, В:

$$U_{кз} = \frac{U_{кз} \% \cdot U}{100} \quad (4.7)$$

$$U_{кз} = 13.4 \text{ В}$$

Коэффициент мощности при коротком замыкании:

$$\cos\varphi_{кз} = \frac{P_{кз}}{U_{кз} \cdot I_H \cdot \sqrt{3}} \quad (4.8)$$

$$\cos\varphi_{кз} = 0.04$$

Полное сопротивление при коротком замыкании, Ом:

$$Z_{кз} = \frac{U_{кз}}{I_H} \quad (4.9)$$

$$Z_{кз} = 0.07 \text{ Ом}$$

Активное сопротивление обмоток при коротком замыкании, Ом:

$$r_{кз} = Z_{кз} \cdot \cos\varphi_{кз} \quad (4.10)$$

$$r_{кз} = 0.0028 \text{ Ом}$$

Индуктивное сопротивление обмоток при коротком замыкании, Ом:

$$X_{кз} = Z_{кз} \cdot \sin\varphi_{кз} \quad (4.11)$$

$$X_{кз} = 0.07 \text{ Ом}$$

Относительные активные сопротивления первичной и вторичной обмоток

$$R_1 = R_2 = \frac{r_{кз} \cdot I_H}{2U_H} \quad (4.12)$$

$$R_1 = R_2 = 0.002$$

Относительные индуктивности рассеяния первичной и вторичной обмоток:

$$L_1 = L_2 = \frac{x_{кз} \cdot I_H}{2U_H} \quad (4.13)$$
$$L_1 = L_2 = 0.06$$

Активное сопротивление обмоток трансформатора определим по формуле:

$$r_T = \frac{\Delta P \cdot U_{T.НОМ}^2}{S_{T.НОМ}^2 \cdot 10^3} \quad (4.14)$$

Для стороны 110 кВ существующего трансформатора:

$$r_T = \frac{327 \cdot 110^2}{40^2 \cdot 10^3} = 1.53 \text{ Ом}$$

Для стороны 35кВ:

$$r_T = \frac{103 \cdot 35^2}{40^2 \cdot 10^3} = 0.04 \text{ Ом}$$

Для стороны 6кВ:

$$r_T = \frac{239 \cdot 6^2}{40^2 \cdot 10^3} = 0.003 \text{ Ом}$$

$$X_B=56,87 \text{ Ом}; X_C=1,32 \text{ Ом}; X_H=33,06 \text{ Ом}$$

Создадим модель электрической сети в программном комплексе MATLAB Simulink.

Она будет состоять из:

1. Трехфазного источника питания. Трехфазный трехобмоточный трансформатор 40000кВА. Напряжение высокой стороны 110 кВ, средней 35 кВ и низкой 6 кВ. Параметры активных и индуктивных сопротивлений рассчитаны выше.

2. Линий электропередач 35 и 6 кВ. Характеристики ЛЭП возьмем из расчетов.

3. Нагрузки, подобранной, с целью наглядно показать снижение напряжения сети при передаче электроэнергии по линиям 35 и 6 кВ.

На основе данной модели можно оценить отклонение напряжения на шинах потребителя до и после модернизации, а также оценить качество напряжения в различных режимах работы сети (в нашем случае, режиме максимальной нагрузки).

Построенная модель сети показывает близкие к расчетам параметры падения напряжения в 100% режиме нагрузки отходящих линий 35-6 кВ. Результаты моделирования существующих ЛЭП сведены в таблицу 16.

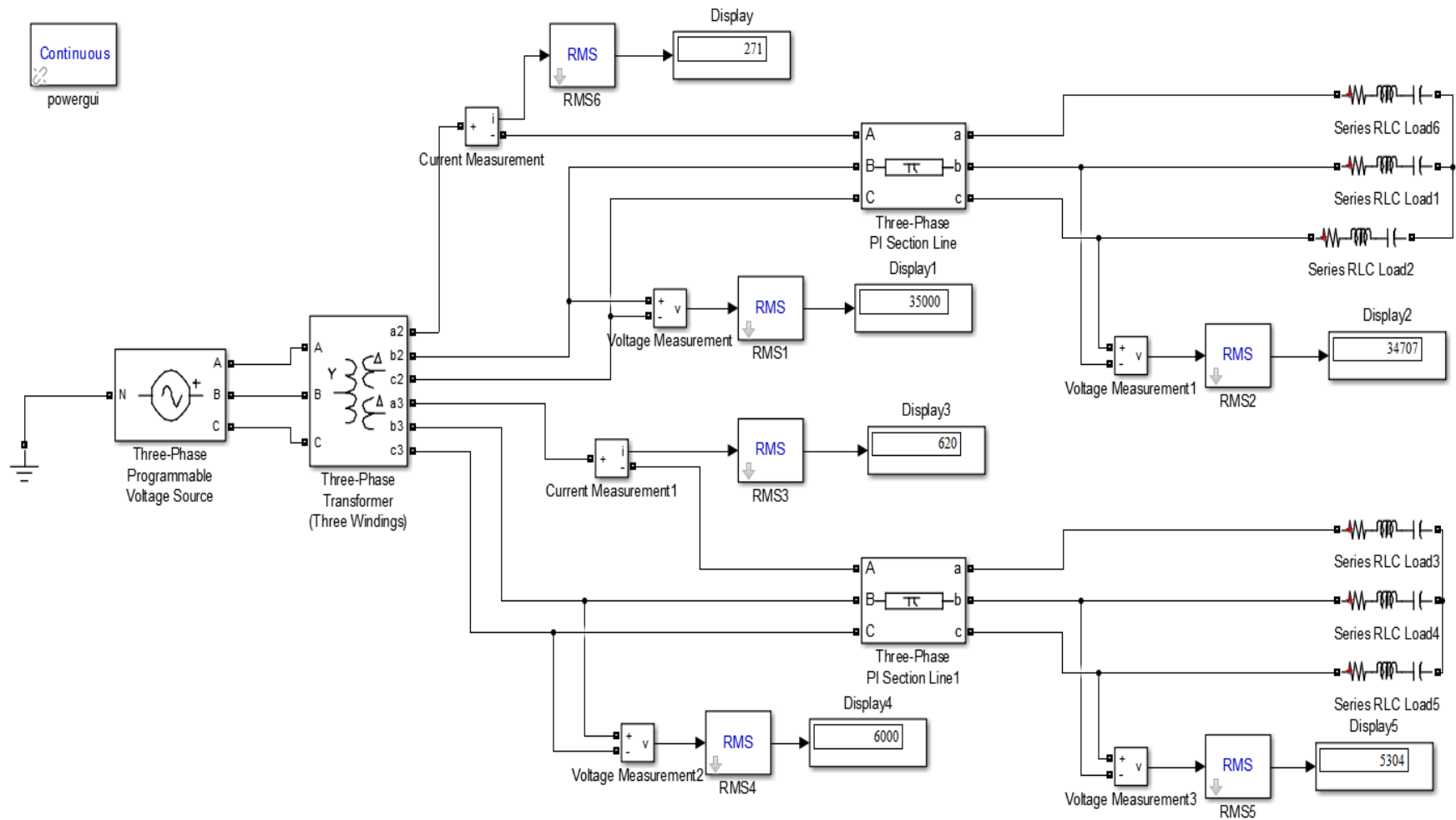


Рисунок 18 – Модель электрической сети и параметры действующих падений напряжения северо – западного района г. Тольятти построенная в программном комплексе MATLAB Simulink



В построении модели были задействованы следующие виртуальные модели компонентов электрической сети:

1. Источник питания. Питающими линиями для подстанции «Стройбаза» и «К-2Т» являются линии 110 кВ с частотой сети 50 Гц (рисунок 19).

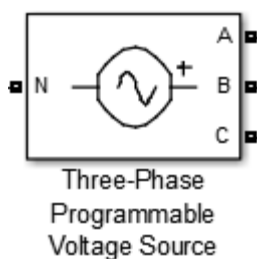


Рисунок 19 – Модель трехфазного источника напряжения

2. Понижающий трехфазный трехобмоточный трансформатор 110/35/6 кВ (рисунок 20).

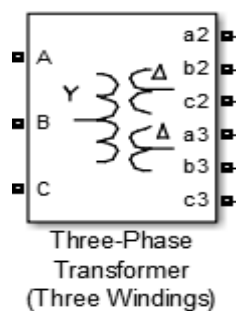


Рисунок 20 – Модель трехфазного понижающего трансформатора

3. Трехфазная линия электропередач. Одна из линий 35кВ, вторая 6 кВ (рисунок 21).

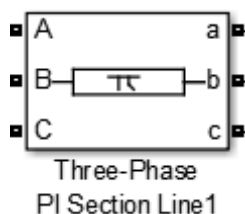


Рисунок 21 – Модель линии электропередач

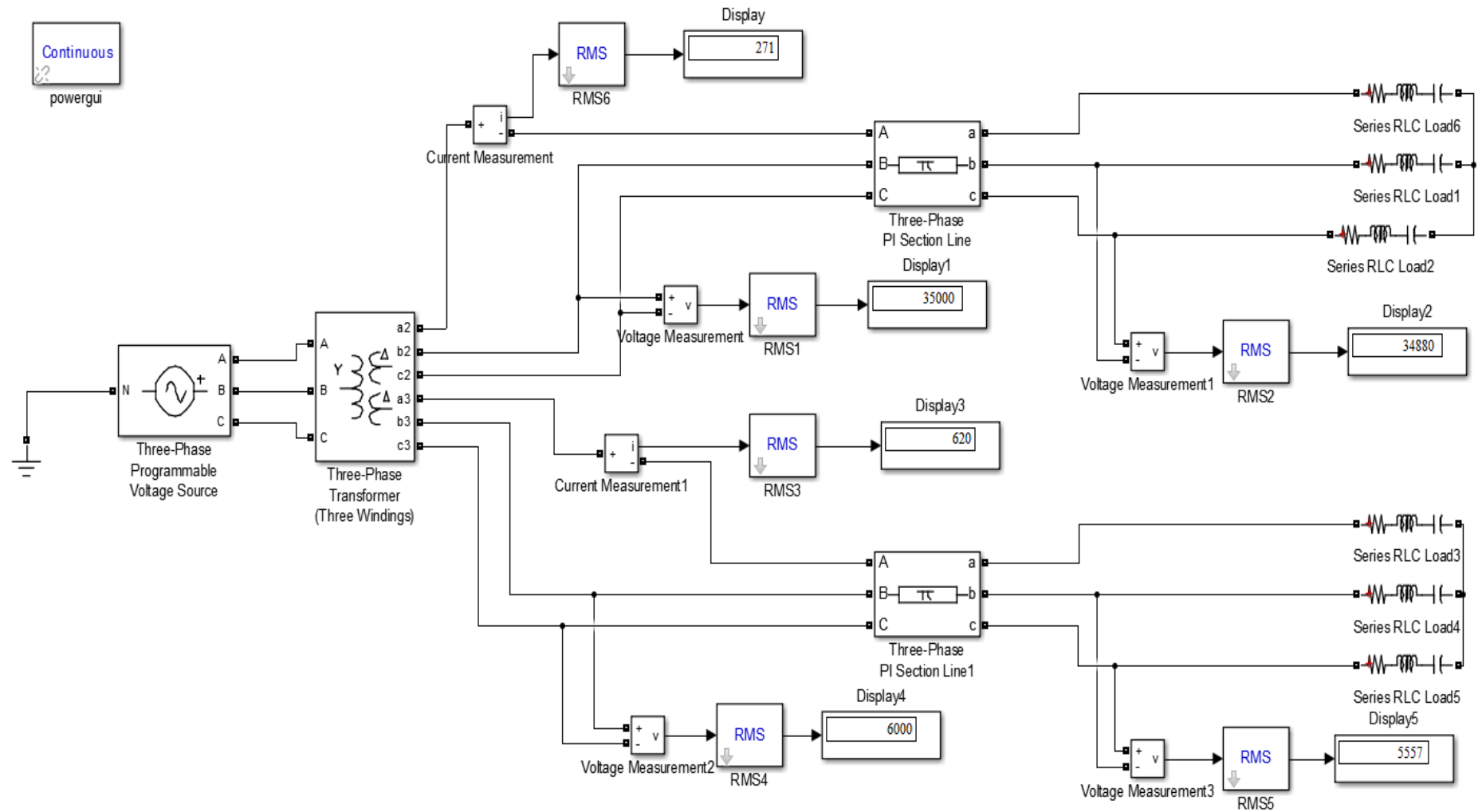


Рисунок 22 – Модель электрической сети и параметры падений напряжения после проведенной модернизации северо – западного района г. Тольятти построенная в программном комплексе MATLAB Simulink

Таблица 16 – Сравнение снижения напряжения до и после модернизации

№ линии	Напряжение сети	Снижение напряжения в существующих ЛЭП	Снижение напряжения в ЛЭП после модернизации
W1	35 кВ	34.715 кВ	34.835
W2	6 кВ	5.107 кВ	5.553
W3	6 кВ	4.978 кВ	5.492
W4	35 кВ	34.734 кВ	34.869
W5	35 кВ	34.695 кВ	34.842
W6	35 кВ	34.761 кВ	34.882
W7	6 кВ	5.163 кВ	5.585

#### 4.3 Выводы к разделу 4

1. Из сравнения потерь активной мощности видно, что происходит снижение потерь при холостом ходе трансформатора с 38,2 кВт/час в существующем оборудовании, до 32,6 кВт/час в модернизированном. Экономическая выгода от замены трансформаторов на двух понизительных подстанциях составляет 8848312 рублей в год. Срок окупаемости силового оборудования составит чуть более 4 лет. Экономическая выгода от модернизации 30 километров ЛЭП будет составлять 81944 рубля в год, а потери снизятся почти в 3 раза.

2. Модернизация существенно отразится на таких показателях качества электроэнергии, как потери напряжения в сети. Представленная модель сети и сводная таблица падений напряжения на линиях 35-6 кВ показывает отклонения напряжения до и после модернизации. Провод марки СИП-3 имеет лучшие характеристики и дает меньшее снижение напряжения при передаче электроэнергии от подстанции до потребителя.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. В рамках выпускной квалификационной работы для повышения энергоэффективности сетей электроснабжения северо-западного района г. Тольятти было предложено произвести модернизацию, которая заключается:

– В замене силовых трансформаторов ТДТН 110/35/6кВ мощностью 40000 кВА на подстанции «Стройбаза» и замене трансформаторов ТДТН 110/35/6кВ мощностью 25000 кВА на подстанции «К-2Т» на более новые трансформаторы, обладающими лучшими характеристиками.

– В замене проводов марки АС на 30 километрах отходящих линий электропередач на провода марки СИП-3.

2. Энергоэффективность данной модернизации подтверждена проведенными расчетами силового оборудования и ЛЭП. Из расчетов определено, что происходит существенное снижение потерь активной и реактивной мощности трансформатора в режиме холостого хода и короткого замыкания. Суммарные годовые потери электроэнергии в трансформаторах снизятся почти в 3 раза. Потери электроэнергии в ЛЭП так же будут снижены почти в 3 раза.

3. Предлагаемые мероприятия по модернизации сетей электроснабжения северо – западного района г. Тольятти будут иметь следующий экономический эффект:

– Замена силового оборудования, за год будет обеспечивать выгоду равную 8848312 рублей, окупаемость капиталовложений составит около 4 лет.

– Модернизация 30 километров ЛЭП будет давать выгоду в размере 81944 рублей в год.

4. Для оценки качества электрической энергии в сети до и после модернизации сетей электроснабжения было проведено моделирование в программе MATLAB. Сущность данного моделирования состоит в использовании виртуальных элементов программы с параметрами

идентичными с действующим оборудованием. Применены модели трехфазного силового трансформатора и линий электропередач. Их параметры были рассчитаны и учтены в построении модели.

5. Модель сети позволяет оценивать показатели качества электроэнергии такие, как отрицательное отклонение напряжения в различных режимах работ сети.

6. Выводы с 1-го по 3-ий характеризует практическую значимость работы. Выводы 4 и 5 отражают новизну применительно к исследованию характеристик сетей северо-западного района г. Тольятти.

7. Таким образом, цель и задачи по повышению энергоэффективности двух распределительных подстанций и обеспечения энергосбережения в сетях 35-6(10) кВ северо-западного района г. Тольятти за счет модернизации электрооборудования выполнены.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Федеральный закон от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»
2. ГОСТ 32144. Межгосударственный стандарт. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего пользования. Принят Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол N-55 П от 25 марта 2013 г.).
3. Карев С.В. Повышение энергоэффективности сетей электроснабжения // Молодежь, наука, общество: сб. студ. работ. – Тольятти: ФГБОУ «Тольяттинский государственный университет, 2018. С. 685-686.  
ISBN – 978-5-8259-1430-5
4. Карев С.В. Повышение энергоэффективности сетей электроснабжения // Техника и общество в XXI : сб. студ. работ. – Казань: Электронный журнал «Аллея Науки», 2019.  
ISBN – 978-5-8259-1430-5
5. Карев С.В. Энергосберегающий силовой трансформатор // Современные тенденции в науке, технике, образовании : сб. науч. трудов. – Смоленск: МНИЦ «Наукосфера», 2018. С. 108-110. ISBN – 978-5-906978-17-2  
ISBN – 978-5-906978-19-6
6. Левицкая Е.И., Лурье А.И., Панибратец А.Н. Проблема электродинамической стойкости трансформаторов при коротких замыканиях / Журнал энергетик. – 2005.
7. 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.
8. Базаров Д.В. Трансформаторы ТМГ 12 для энергосбережения / Журнал

«Энергобезопасность и энергосбережение». 2009 г. С. 32-34.

9. Е.А.Виноградов, В.В.Степанов, А.В.Крупнов, И.И.Козлов, Энергетика и энергосбережение. Потери электроэнергии в распределительных сетях 0.4-10 кВ и способы их сокращения. / Вестник Тверского государственного технического университета, выпуск 31. 2016г.

10. Кудашкин Ю.В, Ахмедов Ф.Н, Энергоэффективность, энергосбережение и интеллектуальные сети / Российское предпринимательство. – 2012г. С.96-103.

11. ГОСТ 1516.1-76 Электрооборудование переменного тока на напряжения от 3 до 500 кВ. Требования к электрической прочности изоляции[Текст]Последние изменение: 16.01.2015. – 51 с.

12. ГОСТ 721-77 Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии. Номинальные напряжения свыше 1000 В[Текст]. – Последние изменение: 16.01.2015. – 72с

13. Sarhan, M.A. A New Lifetime Distribution and Its Power Transformation [Text] / M.A. Sarhan, T. Lotfi, D.C. Hamilton // Journal of Probability and Statistics. – 2014 – Volume 2014.- Article ID 532024.- PP. 1-14. –

URL:[http://www.researchgate.net/publication/275068203\\_A\\_New\\_Lifetime\\_Distribution\\_and\\_Its\\_Power\\_Transformation](http://www.researchgate.net/publication/275068203_A_New_Lifetime_Distribution_and_Its_Power_Transformation)

14. Brando G. A Distribution Power Electronic Transformer with MMC [Text] G. Brando, B. Bova, A. Cervone. A. Del Pizzo, A. Dannier // Applied Sciences. – 2018 – PP. 1-12. –

URL: <https://doaj.org/article/5bff437ff2b04516bf20017e5f9d0308>

15. Ekström R. Transformer Magnetization Losses Using a Nonfiltered Voltage-Source Inverter [Text] R. Ekström, S. Apelfröjd, M. Leijon // Advances in Power Electronics. – 2013 – Article ID 261959, 7 pages. – PP.1-7. –

URL:<https://doaj.org/article/ce72928360a8487e91966330a88912a3>

16. Orosz T. Design Optimization with Geometric Programming for Core Type Large Power Transformers [Text] / Orosz T. Vajda I. // Electrical, Control and Communication Engineering. – 2014 – Volume 6.-Issue 1. – PP.13-18. –

URL: <https://doaj.org/article/ef15952f97c8495e938fd23c62f13082>

17. Abbas A. J. Modeling and Control of the Saturation's Transformer [Text] A. J. Abbas, K. S. Gaeid, I. K. Salih // Tikrit Journal of Engineering Science. – 2013 – Vol 17.-No 1. – PP. 16-27. –

URL:<https://doaj.org/article/e530e2e641d0416fb0b0c85ef42e4793>

18. Zamboti M. Software to manage transformers using intelligent electronic device [Text] / M. Z. Fortes, H.S. Fernandes, M. B. Moura, P.Guadelupe, N. C. Fernandes // Ingeniería e Investigación. – 2016 – V 36.-N 1. – PP. 85-89. –

URL: <https://doaj.org/article/5136133f5b274314bceda96e3d1845a1>

19. Petkova N. Software System for Finding the Incipient Faults in Power Transformers [Text] / Petkova N // TEM Journal. – 2015 –Vol.4.- Issue 2. – PP.125-129. – URL: <https://doaj.org/article/01633a9c5a2441cf90ec26c35df3e719>

20. Jurcik, J. Analysis of transient actions influence in power transformer [Text] / Jurcik. J, Gutten. M, Korenciak. D // Advances in Electrical and Electronic Engineering. – 2013. – Volume 9. – Number 2. – PP. 65-69. –

URL:<https://doaj.org/article/1eae19e2cbd143798874fc9efb078e83>

21. Chraygane, M. Improved modeling of new three-phase high voltage transformer with magnetic shunts [Text] / M.Chraygane, N. El Ghazal // Archives of Electrical Engineering. – 2015. - Volume 64. - Issue 1. – PP. 157-172. – URL: <https://doaj.org/article/2379e15a92fc43d4b64d7855ec4049ca>

22. Mikulović, J.Č. The Numerical Method of Inverse Laplace Transform for Calculation of Overvoltages in Power Transformers and Test Results [Text] / J.Č. Mikulović, T.B. Šekara // Serbian journal of electrical engineering. – 2014. – Vol. 11. - No. 2. – PP. 243-256. - URL: <http://www.doiserbia.nb.rs/img/doi/1451-4869/2014/1451-48691400020M.pdf>

23. 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.

24. Васильева Т.Н. Надежность электрооборудования и систем



электроснабжения : учебник для студентов высш. образования.- Научное издание.- М.: Горячая линия-Телеком,2017.- 152с.

25. Carl Johnson University of Colorado 2015. Circuit Construction Kit (DC Only), Virtual Lab [Text]. URL:<https://phet.colorado.edu/en/simulation/circuit-construction-kit-dc-virtual-lab> (дата обращения 25.04.2017)

26. 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.

27. 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.

28. Расчет потерь электроэнергии в силовом трансформаторе [Электронный ресурс] // интернет-сайт. URL: <https://e-koncept.ru/2015/65024.html>, свободный/ (дата обращения 31.05.2019).

29. Технические данные трехфазных трехобмоточных трансформаторов [Электронный каталог] // интернет-сайт. URL: <http://leg.co.ua/info/transformatory/tehnicheskie-dannye-trehfaznyh-trehobmotochnyhtransformatorov.html>/ (дата обращения 31.05.2019).

30. Электрические системы и сети [Электронный ресурс] // интернет-сайт. URL: <http://www.c-o-k.ru/library/document/12770/> (дата обращения 31.05.2019).