

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

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Рецензент

Заместитель генерального директора  
по производству

\_\_\_\_\_/ А.Ю. Дроздов /

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой,

д.т.н., профессор

\_\_\_\_\_/ И.М. Кирпичникова /

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.

ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЗАВОДА  
ЭЛЕКТРОЛИЗА МЕДИ  
ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА  
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ МАГИСТРА  
ЮУрГУ – 13.04.02.2019.537.00.00 ПЗ ВКР

Руководитель ВКР,  
доцент, к.ф-м.н.

\_\_\_\_\_/ В.И. Сафонов/

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.

Автор ВКР

студент группы ПЗ – 385м

\_\_\_\_\_/ И.С.Макаров /

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.

Нормоконтролер,

старший преподаватель

\_\_\_\_\_/ Н.Ю. Аверина/

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего  
образования

«Южно-Уральский государственный университет»

(национальный исследовательский университет)

«Политехнический институт»

Факультет «Заочный»

Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

Направление 13.04.02 – «Электроэнергетика и электротехника»

Магистерская программа

«Оптимизация развивающихся систем электроснабжения»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой ЭССиСЭ

д.т.н., профессор

\_\_\_\_\_/И.М. Кирпичникова/

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.

### ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную научную работу студента  
Макарова Ивана Сергеевича

Группа - ПЗ-385м

1. Тема выпускной квалификационной работы «Оптимизация системы электроснабжения завода электролиза меди»

Утверждена приказом ректора ЮУрГУ от 25 декабря 2018 г. № 2361

2. Срок сдачи студентом законченной работы 10.01.2019 г.

3. Исходные данные к работе: проект электроснабжения завода электролиза меди

4. Перечень вопросов, подлежащих разработке:

1. Введение

2. Анализ системы электроснабжения завода электролиза меди

3. Применение глубокого ввода

4. Повышение энергетической эффективности трансформаторов

5. Заключение

5 Дата выдачи задания: 7 сентября 2016 г.

Руководитель \_\_\_\_\_ /В.И.Сафонов /

Задание принял к исполнению \_\_\_\_\_ /И.С.Макаров/

## КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметка о выполнении руководителя
Поиск научно-технической литературы по теме ВКР, анализ и систематизация научных работ по кругу исследуемых вопросов, составление библиографического списка	20.09.2016	
Обоснование актуальности выбранной темы, определение целей и задач научных исследований, определение объекта и предмета исследований	30.12.2016	
Введение	20.02.2017	
Анализ возможностей улучшения системы электроснабжения завода электролиза меди. Предложение вариантов улучшения СЭС	20.03.2017	
Применение глубокого ввода на предприятии. Внесение изменений в схему электроснабжения	20.05.2017	
Технико-экономическое сравнение существующей схемы и преобразованной	15.10.2017	
Исследование влияния нормы дисконта на результаты расчета эффективности проекта	25.12.2017	
Разработка 3-го раздела ВКР, применение энергосберегающих трансформаторов на предприятиях, европейские стандарты	05.04.2018	
Исследование влияния некоторых переменных на срок окупаемости трансформатора	09.07.2018	
Расчет эффективности применения энергосберегающих трансформаторов в СЭС завода	10.10.2018	
Написание заключения	25.11.2018	
Завершающий этап оформления работы, прохождение нормоконтроля	09.01.2019	
Представление на кафедру готовой ВКР на предварительную защиту с последующим представлением на рецензию	10.01.2019	

Заведующий кафедрой \_\_\_\_\_ /И.М. Кирпичникова/

Руководитель работы \_\_\_\_\_ /В.И.Сафонов /

Студент \_\_\_\_\_ /И.С.Макаров /

## АННОТАЦИЯ

Макаров И.С. - Оптимизация системы электроснабжения завода электролиза меди. – Челябинск: ЮУрГУ, ПЗ-385М, 2019, 64 с., 8 илл., 23 табл. библиогр.список – 24 наименований.

Ключевые слова: оптимизация системы электроснабжения, глубокий ввод, энергосберегающие трансформаторы, сравнение трансформаторов ТМЗ и ТМГ12.

Объект исследования – система электроснабжения завода электролиза меди.

Цель работы – оптимизация системы электроснабжения завода электролиза меди. В качестве основной цели оптимизации - уменьшение потерь электроэнергии на предприятии.

Новизна выпускной квалифицированной работы заключается в применении на данном предприятии схем глубокого ввода для части потребителей и энергосберегающих трансформаторов типа ТМГ12 взамен устаревших ТМЗ, а также исследований влияния некоторых факторов на срок окупаемости данной замены.

Результаты исследования – работа ориентирована на решение актуальных проблем, связанных с потерями электроэнергии на предприятии.

Работа может представлять интерес для организаций, проектирующих системы электроснабжения, так как в процессе работы проведено исследование о том, в каком порядке следует заменять трансформаторы при наличии на предприятиях трансформаторов различных мощностей в зависимости от изменения коэффициента загрузки трансформаторов и сменности предприятия.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	6
1. СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЗАВОДА ЭЛЕКТРОЛИЗА МЕДИ.....	8
1.1 Описание существующей системы электроснабжения завода электролиза меди.....	8
1.2 Анализ возможностей улучшения системы электроснабжения завода.....	11
Выводы по разделу 1.....	13
2. ГЛУБОКИЙ ВВОД .....	14
2.1 Применение глубокого ввода.....	14
2.2 Изменение существующей схемы электроснабжения.....	15
2.3 Техничко-экономическое сравнение существующей схемы электроснабжения и схемы с введением глубокого ввода для части потребителей.....	15
2.3.1 Выбор трансформаторов главной понизительной подстанции .....	15
2.3.2 Техничко-экономическое обоснование схемы внешнего электроснабжения завода .....	19
2.3.2.1 Потери электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП .....	19
2.3.2.2 Расчет линии электропередачи от районной подстанции энергосистемы до ГПП завода.....	21
2.3.2.3 Техничко-экономическое сравнение вариантов внешнего электроснабжения .....	22
2.3.3 Выбор трансформаторов в вентильные преобразователи.....	27
2.3.4 Техничко-экономическое сравнение существующего варианта электроснабжения с преобразованным вариантом .....	29
2.4 Исследование влияния нормы дисконта на результаты расчета эффективности проекта .....	34
Выводы по разделу 2.....	35
3. ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ .....	36
3.1 Энергосберегающие трансформаторы .....	36
3.1.1 Европейские стандарты .....	36
3.1.2 Уровни потерь нагрузки и потерь холостого хода.....	38
3.1.3 Производители трансформаторов в РФ и СНГ и методы снижения потерь в трансформаторах .....	41
3.2 Исследование влияния некоторых переменных на срок окупаемости трансформатора при замене ТМЗ на энергосберегающие ТМГ12 .....	43
3.2.1 Исследование влияния годового числа часов максимальных потерь на срок окупаемости трансформатора.....	43
3.2.2 Исследование влияния коэффициента загрузки трансформатора на срок окупаемости трансформатора .....	46
3.3 Эффективность применения энергосберегающих трансформаторов в СЭС завода .....	50
Выводы по разделу 3.....	56
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	60
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК .....	63

## ВВЕДЕНИЕ

**Актуальность работы.** Повышение энергетической эффективности напрямую связано с потерями электроэнергии.

Потери электроэнергии - один из важнейших экономических показателей электросетевого предприятия. Величина потерь отражает уровень эксплуатации всех передаточных устройств, а также их техническое состояние.

Энергосбережение на производственных предприятиях – это комплекс мероприятий и процедур, направленных на снижение энергопотребления при постоянной мощности производства или увеличение объема выпускаемой продукции при постоянных расходах топлива и сырья. На промышленных предприятиях вопрос энергосбережения наиболее актуален, так как затраты на электроснабжение в производственных компаниях доходят до 50% от суммарных затрат.

**Цель работы** – Оптимизация системы электроснабжения завода электролиза меди. В качестве основной цели оптимизации - уменьшение потерь электроэнергии на предприятии.

**Объект исследования** – система электроснабжения завода электролиза меди.

**Предмет исследования** – способы снижения потерь электроэнергии на предприятии.

**Задачи исследований.** Для достижения заявленной цели необходимо:

1. Провести анализ существующего проекта электроснабжения предприятия.
2. Выявить из нескольких вариантов оптимизации системы электроснабжения наиболее эффективный.
3. Составить технико-экономическое сравнение затрат существующего проекта и преобразованной системы электроснабжения. Сравнить затраты и посчитать срок окупаемости данных преобразований.
4. Провести исследование влияния некоторых факторов на срок окупаемости в случае замены трансформаторов ТМЗ на энергосберегающие ТМГ12:

**Новизна выпускной квалифицированной работы** заключается в применении на данном предприятии схем глубокого ввода для части потребителей и энергосберегающих трансформаторов типа ТМГ12 взамен устаревших ТМЗ, а также исследований влияния некоторых факторов на срок окупаемости данной замены.

**Практическая значимость работы:**

1. Применение схемы глубокого ввода для части потребителей на данном предприятии позволит существенно сократить потери электроэнергии благодаря уменьшению количества преобразований напряжения. Снижение потерь электроэнергии на предприятии приводит к дополнительному развитию уровня энергосбережения в России.

2. Применение энергосберегающих трансформаторов позволит сократить потери электроэнергии на данном предприятии, при том, что предприятию предоставляется сравнительный расчет потерь в трансформаторах и срок окупаемости произведенной замены.

3. Проведенное исследование влияния некоторых факторов на срок окупаемости замены трансформаторов на энергосберегающие позволит предприятиям опре-

делить в каком порядке следует заменять трансформаторы при наличии на предприятиях трансформаторов различных мощностей.

## 1. СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЗАВОДА ЭЛЕКТРОЛИЗА МЕДИ

### 1.1 Описание существующей системы электроснабжения завода электролиза меди

В существующем проекте системы электроснабжения медеэлектролитного завода на основании расчетов электрических нагрузок и технико-экономического анализа была построена картограмма (рисунок 1), разработана схема внешнего электроснабжения завода напряжением 35 кВ и схема внутреннего электроснабжения напряжением 10 кВ (рисунок 2).

С учетом расчета токов короткого замыкания было выбрано электрооборудование подстанции, а именно выключатели на вводе ГПП и в начале отходящих линий, трансформаторы тока, выключатели КРУ, трансформаторы напряжения, выключатели нагрузки и предохранители на вводе цеховых ТП, трансформаторы собственных нужд, кабельные линии.

В существующем проекте выбраны трансформаторы на ГПП – 2хТРДНС-32000/35. На ГПП происходит снижение напряжения с 35 кВ до 10 кВ, расстояние от ГПП до питающей подстанции – 2 км. В качестве высокого напряжения на предприятии применяется напряжение 10 кВ. В качестве низкого напряжения выбрано напряжение 0,4 кВ. По принципиальной схеме завода можно заметить, что имеется 4 секции шин. Секции шин №1 и №2 имеют секционный выключатель. Секции шин №3 и №4 также имеют секционный выключатель. Основная нагрузка на предприятии подводится к напряжению 10 кВ (48180 кВт). На территории завода установлены комплектные трансформаторные подстанции с трансформаторами типа ТМ, мощностью 400, 630, 1000, 1600 кВА, а также 9 низковольтных распределительных пункта. Распределительные сети предприятия напряжением 10 кВ выполнены кабельными линиями. В качестве основного способа прокладки выбрана прокладка кабеля в траншее. Выбран кабель типа АПВГ.

#### ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА

1. Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением ниже 1000 В: 11513 кВт.

2. Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением свыше 1000 В: 48180 кВт.

2 синхронных двигателя ( $P_{ном} = 1600$  кВт),

2 синхронных двигателя ( $P_{ном} = 315$  кВт),

4 асинхронных двигателя ( $P_{ном} = 200$  кВт),

12 преобразователя вентиляльных ( $P_{ном} = 650$  кВт),

4 преобразователя вентиляльных ( $P_{ном} = 7500$  кВт),

2 преобразователя вентиляльных ( $P_{ном} = 2875$  кВт).

3. Коэффициент реактивной мощности:

Расчетный без применения конденсаторных батарей:  $tg = 0,27$

Расчетный с применением конденсаторных батарей:  $tg = 0,195$

4. Напряжение внешнего электроснабжения: 35 кВ;

5. Мощность короткого замыкания в точке присоединения к энергосистеме 800 МВА, тип и сечение питающих линий АС-300/48;



6. Расстояние от ГПП до питающей подстанции энергосистемы 2 км;
7. Количество, тип и мощность трансформаторов главной понизительной подстанции: 2×ТРДНС-32000/35;
8. Напряжение внутреннего электроснабжения предприятия 10 кВ;
11. Типы принятых ячеек распределительных устройств, в ГПП КМ-1;
12. На территории устанавливаются комплектные трансформаторные подстанции с трансформаторами типа ТМ, мощностью 400, 630, 1000, 1600 кВА, а также 9 низковольтных распределительных пунктов;
13. Тип и сечение кабельных линий: АПВГ 3×25, 3×35, 3×50, 3×70, 3×150 мм.

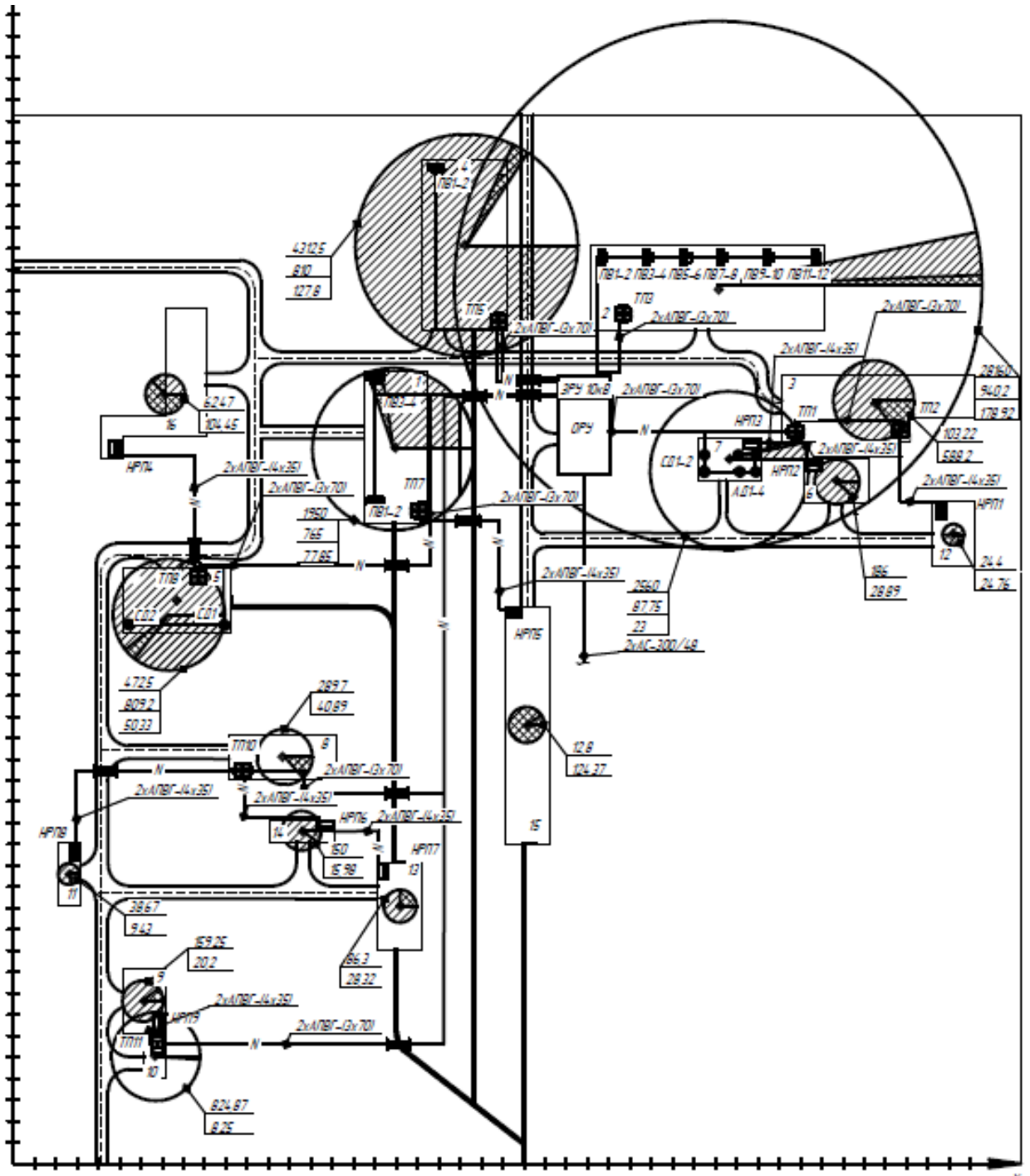


Рисунок 1 – Картограмма электрических нагрузок



## 1.2 АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТЕЙ УЛУЧШЕНИЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЗАВОДА

23 ноября 2009 года вступил в силу федеральный закон №261 об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты российской федерации [1].

Повышение энергетической эффективности напрямую связано с потерями электроэнергии.

Потери электроэнергии - один из важнейших экономических показателей электросетевого предприятия. Их величина отражает техническое состояние и уровень эксплуатации всех передаточных устройств, состояние систем учета и метрологическое обеспечение парка измерительных приборов, эффективность энергосбытовой деятельности. В международной практике принято считать, что относительные общие потери электроэнергии при ее передаче и распределении удовлетворительны, если они не превышают 4—5%. Потери электроэнергии на уровне 10% оценивают, как максимально допустимые с точки зрения физики передачи по сетям.

Способы энергосбережения в системах электроснабжения:

1) Поддержание оптимального значения косинуса  $\phi$  ( $\cos \phi$ ).

Параметр  $\cos \phi$  оказывает значительное влияние на эффективность использования электроэнергии. Этот параметр показывает какая часть из полной мощности активная и какая реактивная.

2) Оптимальная загрузка трансформаторов.

При неоптимальной загрузке трансформаторов часть поступающей на предприятие электрической мощности расходуется на холостой ход. КПД недогруженных трансформаторов оказывается значительно ниже паспортных.

3) Сокращение числа преобразования энергии.

Целесообразно уменьшить число преобразований энергии на производстве, так как это приводит к потерям и снижает общий коэффициент полезного действия (КПД).

4) Проверка соединений электрических цепей.

Для нормальной и экономичной эксплуатации электротехнического оборудования все соединения электрических сетей должны проходить проверку раз в три месяца, а при возможности каждый месяц. Плохое электрическое соединение является источником повышенного переходного сопротивления, т.е. электрических потерь, а также может стать причиной быстрого выхода из строя электрических контактов или вызвать возгорание.

5) Обеспечение бесперебойности для чувствительного производства.

Обеспечение бесперебойности – способ снижения потерь из-за выпуска бракованного продукта. В зависимости от допустимости перебоев электроснабжения все промышленные предприятия делятся на категории. В большинстве предприятий прерывание электроснабжения может вызвать многомиллионные потери, поэтому рекомендуется обеспечить непрерывное электроснабжение как потребителя особой категории. В таком случае снижение выпуска бракованной продукции компенсирует повышение расхода на электроэнергию.

#### б) Оптимальная загрузка существующего оборудования.

Электросиловые установки на промышленных предприятиях должны загружаться согласно паспортных данных. Недогруз электродвигателей на 10% не дает снижение электропотребления на такую же долю. Снижение загрузки электрического оборудования ниже паспортных данных потребует большего времени работы данного оборудования и суммарный объем потребленной электроэнергии окажется выше, чем будет при использовании установок с оптимальным уровнем загрузки.

7) Оптимальный подбор электропотребляющего оборудования с оправданным запасом мощности.

Электротехническое оборудование нужно подбирать так, чтобы обеспечить необходимые технологические параметры, а также быть максимально экономичными. Перед выбором оборудования следует провести анализ режима работы участка и необходимые параметры. Для достижения поставленных целей необходимо правильно определить экономически оправданный запас электрической мощности, максимально близкий к расчетному

#### 8) Использование частотно-регулируемых приводов.

Использование частотно-регулируемых приводов в зависимости от цели использования позволяет уйти от нескольких видов потерь:

а) потери за счет большой мощности существующего электросилового оборудования (тогда, когда эффект от лишней мощности гасится на следующих этапах);

б) потери из-за постоянного изменения параметров технологического процесса и невозможности существующего электрического оборудования реагировать на эти изменения (потери неравномерного потребления и пиковых расходов энергии);

- иные потери из-за неуправляемости электрического оборудования.

#### 9) Контроль качества электроэнергии.

Для поддержания высоких КПД электроиспользующего оборудования промышленных предприятий рекомендуется постоянно отслеживать следующие показатели качества электрической энергии (ПКЭ):

- отклонение частоты  $\delta f$ ;
- установившееся отклонение напряжения  $\delta U_y$ ;
- размах изменения напряжения  $\delta U_1$ ;
- дозу фликера (мерцания или колебания)  $P_f$ ;
- коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения  $KU$ ;
- коэффициент  $n$ -й гармонической составляющей напряжения  $KU(n)$ ;
- коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности  $K2U'$ ;
- коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности  $K0U$ ;
- глубину и длительность провала напряжения  $\delta U_n, \Delta t_n$ ;
- импульсное напряжение  $U_{имп}$ ;
- коэффициент временного перенапряжения  $KперU$ .

Отклонение любого из этих параметров снижает КПД электропотребляющего оборудования и срок их службы, повышает искажения измерительных приборов и повышает вероятность возникновения нештатных остановов и простоя.

Применение электрических двигателей с частотным преобразователем позволяет, во многих случаях, напрямую подстраивать производительность и параметры электропотребляющего оборудования под разные технологические нужды. Эффект получается за счет снижения суточного электропотребления и за счет повышения качества, а, следовательно, цены товара [4].

В целях оптимизации системы электроснабжения завода рассмотрим следующие возможные способы:

1. Использование глубокого ввода для питания четырех вентильных преобразователей мощностью 7500 кВт (ПВ-7500), напряжением 35 кВ напрямую с подстанции и замену трансформаторов в этих преобразователях с 10/0,4 на 35/0,4.

Экономический эффект от этого способа заключается в исключении одной ступени преобразования напряжения на ГПП для части потребителей (с 35 кВ до 10 кВ), а, следовательно, уменьшение потерь при преобразовании напряжения. При этих изменениях следует учесть замену трансформаторов на ГПП, т.к. суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением свыше 1000 В уменьшится с 48180 кВт до 18180 кВт.

2. Повышение энергетической эффективности трансформаторов.

В связи с общемировой тенденцией к удорожанию энергоресурсов становятся особенно актуальными вопросы снижения потерь электроэнергии в распределительных трансформаторах. По результатам анализа технических характеристик трансформаторов ведущих мировых производителей и изменения стоимости электроэнергии ведутся разработки энергосберегающих трансформаторов. Данные трансформаторы имеют низкий уровень потерь холостого хода и короткого замыкания.

Существенную экономию может составить замена установленных в ТП трансформаторов ТМЗ на более экономичные трансформаторы типа ТМГ12, которые разработаны по европейскому стандарту HD428.

Выводы по разделу один

Описана существующая схема электроснабжения завода. Рассмотрены основные способы энергосбережения электроэнергии на предприятиях. Проанализированы возможности улучшения системы электроснабжения завода электролиза меди, выделены наиболее выгодные способы оптимизации СЭС завода в целях экономии электроэнергии, а именно:

1) Применение глубокого ввода, экономический эффект заключается в исключении одной ступени преобразования напряжения на ГПП для части потребителей.

2) Повышение энергетической эффективности трансформаторов. Существенную экономию может составить замена установленных в ТП трансформаторов ТМЗ на более экономичные трансформаторы типа ТМГ12, которые разработаны по европейскому стандарту HD428.

## 2. ГЛУБОКИЙ ВВОД

### 2.1 Применение глубокого ввода

Глубоким вводом называется система электроснабжения с максимально возможным приближением высшего напряжения (35—220 кВ) к электроустановкам потребителей с минимальным количеством ступеней промежуточной трансформации и аппаратов. Линии глубоких вводов проходят по территории предприятия в виде радиальных кабельных или воздушных линий электропередачи или магистралей с ответвлениями к наиболее крупным пунктам потребления электроэнергии. Таким образом, прием энергии децентрализуется, т. е. производится не одной ГПП, а несколькими ПГВ 35, 110 или 220 кВ, расположенными относительно близко друг к другу. Это дает возможность применения в отдельных случаях однострансформаторных ПГВ, если возможно и целесообразно передать аварийное питание нагрузок 1-й категории по связям вторичного напряжения с другими ПГВ или с ТЭЦ или же другими способами, а также при наличии централизованного резерва, обеспечивающего быструю замену поврежденного трансформатора [2, 20 стр.].

Количество разукрупненных ПГВ 35—220 кВ зависит от плотности, размещения и концентрации электрических нагрузок. На предприятиях или участках предприятий с более концентрированными нагрузками, на которых имеются крупные электропечи, мощные электродвигатели, электролизные ванны и т. п., мощность ПГВ 35—220 кВ более значительна, а их число меньше.

Подстанции глубоких вводов выполняются по упрощенной схеме без сборных шин и, как правило, без выключателей на стороне первичного напряжения. Они размещаются рядом с обслуживаемыми ими производственными корпусами, а их распределительные устройства рекомендуется встраивать в эти корпуса.

Основными преимуществами системы глубоких вводов и разукрупненных подстанций 35-220 кВ, являются резкое упрощение и удешевление распределительной сети с одновременным повышением её надежности. Отпадают промежуточные РП, необходимые при крупных ГПП, так как при разукрупненных подстанциях функции РП выполняют их РУ вторичного напряжения (6-10 кВ), следовательно, отпадает одна ступень электроснабжения, а иногда сокращается и число ступеней трансформации. Распределение энергии на первой ступени производится при повышенном напряжении, т.е. с минимальными потерями энергии, наименьшими затратами проводникового материала и с меньшими капиталовложениями.

Резко сокращаются распределительные сети вторичного напряжения 6-10 кВ, следовательно, значительно уменьшается протяженность дорогих кабельных линий в тоннелях и других канализациях. Они сохраняются только на относительно небольших участках около цехов и внутри них. Сокращение кабельных сетей, кроме экономии, повышает надежность системы, так как в крупных кабельных тоннелях имели место тяжелые аварии, вызывавшие длительные простои производства и большие убытки. Общая надежность электроснабжения повышается также и потому, что зона аварии резко сокращается, так как отключается при аварии только одно сравнительно небольшое звено, которое легче восстановить, чем при мощных ГПП [3].

## 2.2 Изменение существующей схемы электроснабжения

Внесем изменения в существующую схему электроснабжения завода:

1) Для вентильных преобразователей мощностью 7500 кВт, запитанных от ГПП напряжением 10 кВ, используем глубоких ввод для подведения напряжения 35 кВ. Следует предусмотреть замену трансформаторов на ГПП в связи с уменьшением потребляемой мощности. Предварительно рассчитаем экономический эффект от данной замены.

2) В связи с предыдущим пунктом заменим трансформаторы, используемые в вентильных преобразователях, с преобразованием напряжения 10/0,4 кВ, на 35/0,4 кВ, а также рассчитаем какой экономический эффект получим от этой замены.

## 2.3 Техничко-экономическое сравнение существующей схемы электроснабжения и схемы с введением глубокого ввода для части потребителей

### 2.3.1 Выбор трансформаторов главной понизительной подстанции

Величина напряжения питания главной понизительной подстанции предприятия определяется наличием конкретных источников питания, уровнями напряжений на них, расстоянием от ГПП до этих источников, возможностью сооружения воздушных линий для передачи электроэнергии и другими факторами.

Величину рационального напряжения питания ГПП можно оценить по приближенной формуле Стилла:

$$U_{РАЦ} = 4,34 \cdot \sqrt{1 + 0,016 \cdot P_{РП}}, \quad (2.1)$$

где  $l$  – длина питающей ГПП линии, км.  $l = 2$  км.

$P_{РП}$  – расчетная активная нагрузка предприятия на стороне низшего напряжения ГПП, кВт

Сборные шины 6-10 кВ ГПП относятся к системе пятого уровня, тогда по методу упорядоченных диаграмм расчетная активная нагрузка предприятия

$$P_{РП} = K_{ОМ} \cdot \left[ \sum_{i=1}^m P_{Pi} + \sum_{i=1}^M k_{ИАi} \cdot P_{НОМi} + \sum_{i=1}^L \Delta P_{Ti} \right] + \sum P_{ОСВ}, \quad (2.2)$$

где  $K_{ОМ}$  – коэффициент одновременности максимумов;

$\sum_{i=1}^m P_{Pi}^3$  – суммарная расчетная активная мощность узлов системы электроснабжения 3-го уровня, непосредственно питающихся от сборных шин НН ГПП, кВт;

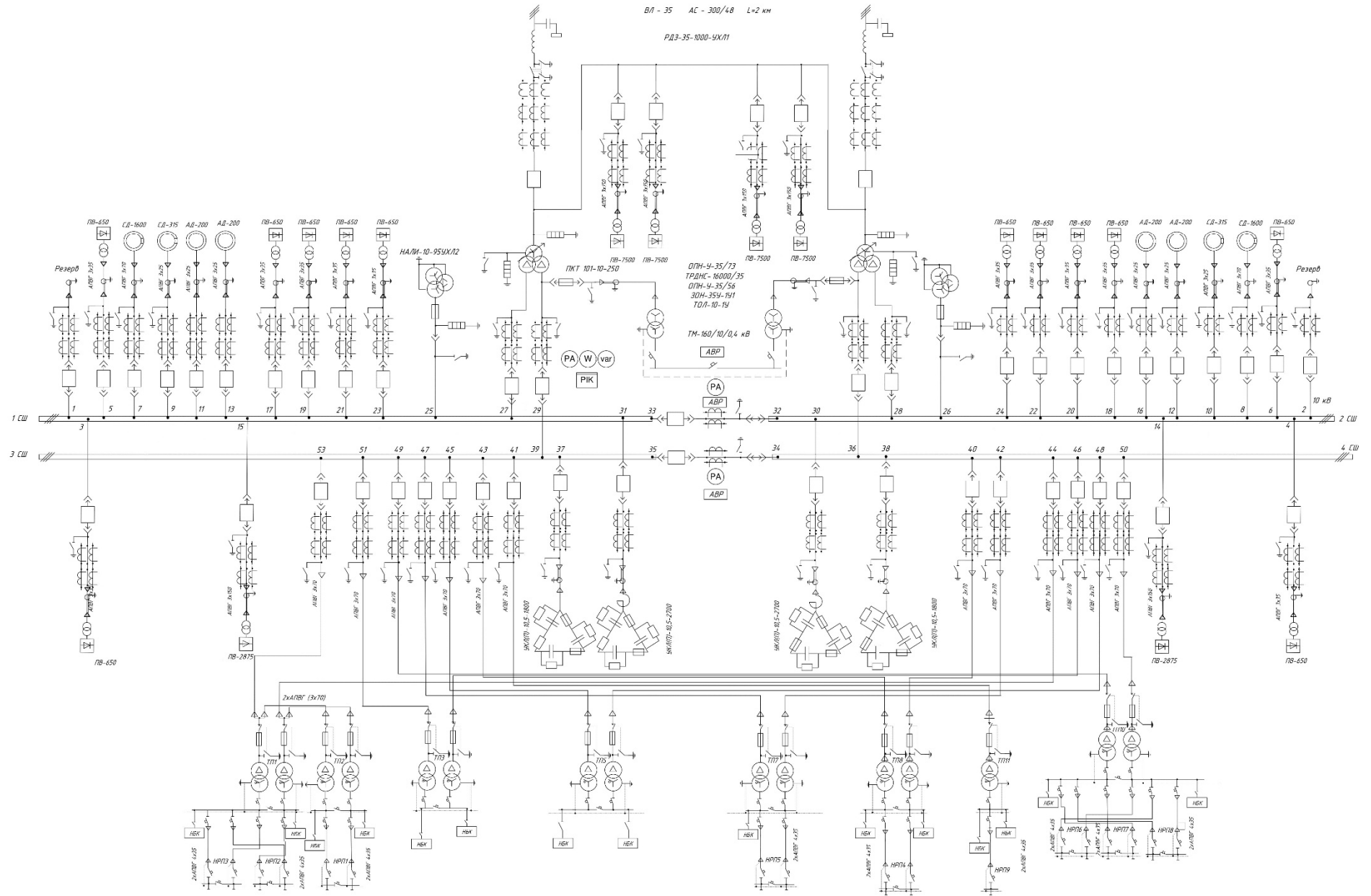


Рисунок 3 – Преобразованная схема внешнего и внутреннего электроснабжения завода



$\sum_{i=1}^M k_{ИАi} \cdot P_{НОМi}$  - суммарная расчетная активная мощность высоковольтных электроприемников, питающихся от сборных шин НН ГПП, кВт

$\sum_{i=1}^L \Delta P_{Ti}$  - суммарные потери активной мощности в трансформаторах цеховых ТП, кВт;

$\sum P_{осв}$  - суммарная расчетная активная мощность осветительной нагрузки, включая освещение территории.

$K_{ОМ}$  – коэффициент одновременности максимумов, является функцией числа присоединений к сборным шинам ГПП  $n$  и средневзвешенного коэффициента использования по предприятию  $K_{ИА}$  и приводится в [5, табл.3];

Число присоединений:

$$n = m + M$$

где  $m$  – число трансформаторных подстанций, питающих низковольтную нагрузку

$M$  – число высоковольтных электроприемников.

Коэффициент использования по предприятию  $K_{ИА} = 0,62$ , тогда  $K_{ОМ} = 0,85$ .

По формуле (2.2):

$$P_{PI} = 0,85 \cdot (7173,6 + 13455 + 93,62) + 1702 = 19316 \text{ кВт.}$$

Тогда по формуле (2.1):

$$U_{РАЦ} = 4,34 \cdot \sqrt{2 + 0,016 \cdot 19316} = 76,54 \text{ кВ.}$$

Так как величина полученного напряжения находится между стандартных существующих уровней напряжения 35 кВ и 110 кВ на подстанции энергосистемы, то проводим технико-экономическое сравнение вариантов внешнего электроснабжения предприятия.

Для выбора силовых трансформаторов ГПП необходимо знать полную расчетную нагрузку предприятия:

$$S_{PI} = \sqrt{P_{PI}^2 + Q_{ЭСI}^2}, \quad (2.3)$$

где  $Q_{ЭСI}$  – экономически целесообразная реактивная мощность на стороне высшего напряжения ГПП, потребляемая предприятием от энергосистемы, квар;

$$Q_{ЭС} = P_{PI} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (2.4)$$

Для сети напряжением 35 кВ  $\operatorname{tg} \varphi = 0,27$ ; для 110 кВ  $\operatorname{tg} \varphi = 0,31$  [7, стр. 28].  
По формуле (2.4):

$$\text{для 35 кВ} \quad Q_{\text{ЭС1}} = 19316 \cdot 0,27 = 5215,29 \text{ квар.}$$

$$\text{для 110 кВ} \quad Q_{\text{ЭС1}} = 19316 \cdot 0,31 = 5987,93 \text{ квар.}$$

Итак, расчетная мощность завода по формуле (2.3):

$$\text{для 35 кВ} \quad S_{\text{рп}} = \sqrt{19316^2 + 5215,29^2} = 20007,6 \text{ кВА.}$$

$$\text{для 110 кВ} \quad S_{\text{рп}} = \sqrt{19316^2 + 5987,93^2} = 20222,7 \text{ кВА.}$$

На ГПП номинальная мощность каждого трансформатора определяется из соотношения:

$$S_{\text{T}} = \frac{S_{\text{рп}}}{N \cdot K_{\text{зд}}} \text{ и } S_{\text{нт}} \geq S_{\text{T}}, \quad (2.5)$$

где  $N$  – число трансформаторов ГПП;

$K_{\text{зд}}$  – коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме, определяется из условия резервирования,  $K_{\text{зд}} = 0,7$ .

По формуле определим (2.5) номинальную мощность каждого трансформатора:

для 35 кВ:

$$S_{\text{T}} = \frac{20007,6}{2 \cdot 0,7} = 14291,1 \text{ кВА.}$$

для 110 кВ:

$$S_{\text{T}} = \frac{20222,7}{2 \cdot 0,7} = 14444,8 \text{ кВА.}$$

Принимаем решение об установке на ГПП двух трансформаторов мощностью  $S_{\text{нт}} = 16000$  кВА для 35 кВ,  $S_{\text{нт}} = 16000$  кВА для 110 кВ и тогда коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме:

$$K_{\text{зн}} = \frac{S_{\text{рп}}}{N \cdot S_{\text{нт}}}, \quad (2.6)$$

где  $N$  – число трансформаторов ГПП;  $N=2$ .

По формуле (2.6):

$$\text{для 35 кВ:} \quad K_{\text{зн}} = \frac{20007,6}{2 \cdot 16000} = 0,625 .$$

для 110 кВ: 
$$K_{3Н} = \frac{20222,7}{2 \cdot 16000} = 0,632 .$$

Коэффициент загрузки трансформаторов в послеаварийном режиме:

$$K_{3П} = \frac{S_{рп}}{(N-1) \cdot S_{нт}} . \quad (2.7)$$

для 35 кВ:

$$K_{3П} = \frac{20007,6}{(2-1) \cdot 16000} = 1,25.$$

для 110 кВ:

$$K_{3П} = \frac{20222,7}{(2-1) \cdot 16000} = 1,264.$$

Выбранные согласно [7] типы трансформаторов на напряжение 110 кВ и 35 кВ представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Каталожные данные трансформаторов ГПП

Тип трансформатора	U <sub>ном</sub> вн, кВ	U <sub>ном</sub> нн, кВ	S <sub>нт.</sub> , МВА	ΔP <sub>хх</sub> , кВт	ΔP <sub>кз</sub> , кВт	U <sub>кз</sub> ,%	I <sub>хх</sub> ,%
ТРДНС-16000/35	35	10,5	16	21	100	10	0,6
ТРДНС-16000/110	115	11	16	21	90	10,5	0,85

### 2.3.2 Техничко-экономическое обоснование схемы внешнего электроснабжения завода

Для технико-экономического сравнения двух вариантов необходимо выполнить предварительные расчеты, которые проведем при номинальной мощности трансформатора 16000 кВА.

#### 2.3.2.1 Потери электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП

Потери активной мощности в трансформаторах:

$$\Delta P_T = N \cdot \Delta P_{хх} + \frac{1}{N} \left( \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_1^2}}{S_{нт}} \right)^2 \cdot \Delta P_{кз}, \quad (2.8)$$

где N = 2 - число трансформаторов;

ΔP<sub>хх</sub>, ΔP<sub>кз</sub> - по таблице 3.1;

$$\text{Для } 35 \text{ кВ } \Delta P_T = 2 \cdot 21 + \frac{1,25^2}{2} \cdot 100 = 120,18 \text{ кВт.}$$

$$\text{Для } 110 \text{ кВ } \Delta P_T = 2 \cdot 21 + \frac{1,264^2}{2} \cdot 90 = 113,89 \text{ кВт.}$$

Потери реактивной мощности в трансформаторах:

$$\Delta Q_T = N \cdot \frac{I_{xx} \%}{100} \cdot S_{HT} + \frac{1}{N} \cdot \frac{\left(\sqrt{P_P^2 + Q_1^2}\right)^2}{S_{HT}} \cdot \frac{U_{кз} \%}{100}. \quad (2.9)$$

где  $I_{xx} = 0,85\%$ ,  $U_{кз} = 10,5\%$  и  $I_{xx} = 0,6\%$ ,  $U_{кз} = 10\%$  по таблице 1.1;

$$\text{Для } 35 \text{ кВ } \Delta Q_T = 2 \cdot \frac{0,6}{100} \cdot 16000 + \frac{1,25^2}{2} \cdot \frac{10}{100} \cdot 16000 = 1442,95 \text{ квар.}$$

$$\text{Для } 110 \text{ кВ } \Delta Q_T = 2 \cdot \frac{0,85}{100} \cdot 16000 + \frac{1,264^2}{2} \cdot \frac{10,5}{100} \cdot 16000 = 1613,9 \text{ квар.}$$

Потери электрической энергии в трансформаторах:

$$\Delta A_T = N \cdot (\Delta P_{xx} \cdot T_\Gamma + K_{зн.}^2 \cdot \Delta P_{кз} \cdot \tau), \quad (2.10)$$

где  $T_\Gamma = 8760 \text{ ч}$  - число часов в году;

$\tau$  - годовое число часов максимальных потерь. Определяется по формуле:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10^4}\right)^2 \cdot T_\Gamma, \quad (2.11)$$

где  $T_M$  - годовое число часов использования получасового максимума активной нагрузки,  $T_M = 4355 \text{ ч/год}$  (см. табл. 2.3 [6]);

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4355}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2742 \frac{\text{ч}}{\text{год}}.$$

Тогда по формуле 2.10, найдем потери электроэнергии для 35 и 110 кВ:

$$35 \text{ кВ } \Delta A_T = 2 \cdot (21 \cdot 8760 + 0,625^2 \cdot 100 \cdot 2742) = 582319,1 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

$$110 \text{ кВ } \Delta A_T = 2 \cdot (21 \cdot 8760 + 0,632^2 \cdot 90 \cdot 2742) = 565051,6 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

### 2.3.2.2 Расчет линии электропередачи от районной подстанции энергосистемы до ГПП завода

Нагрузка в начале линии:

$$S_{p.l.} = \sqrt{(P_{p.l.} + \Delta P_T)^2 + Q_{\text{эс1}}^2}, \quad (2.12)$$

где  $P_{p.l.} = 19316$  кВт (по формуле 2.2),

$Q_{\text{эс1}} = 5215,29$  квар (по формуле 2.4);  $\Delta P_T = 120,18$  кВт (по формуле 2.7) для 35кВ;

$Q_{\text{эс1}} = 5987,93$  квар,  $\Delta P_T = 113,89$  кВт для 110 кВ

$$S_{p.l.} = \sqrt{(19316 + 120,18)^2 + 5215,29^2} = 20123,62 \text{ кВА.}$$

$$S_{p.l.} = \sqrt{(19316 + 113,89)^2 + 5987,93^2} = 20331,54 \text{ кВА.}$$

Расчетный ток одной цепи линии напряжением 35 и 110 кВ:

$$I_{p.l.} = \frac{S_{p.l.}}{\sqrt{3} \cdot N \cdot U_H}, \quad (2.13)$$

$$I_{p.l.} = \frac{20123,62}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 35} = 165,98 \text{ А,}$$

$$I_{p.l.} = \frac{20331,54}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 115} = 51,04 \text{ А.}$$

Ток в послеаварийном режиме (в случае питания всей нагрузки по одной цепи линии):

$$I_{\Pi} = 2 \cdot I_{p.l.}, \quad (2.14)$$

$$I_{\Pi} = 2 \cdot 165,98 = 331,96 \text{ А,}$$

$$I_{\Pi} = 2 \cdot 51,04 = 102,08 \text{ А.}$$

Сечение проводов линии находим по экономической плотности тока. Согласно [7]  $j_{\text{э}} = 1$  А/мм<sup>2</sup>, тогда:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{p.l.}}{j_{\text{э}}} \quad (2.15)$$

$$F_3 = \frac{165,98}{1} = 165,98 \text{ мм}^2,$$

$$F_3 = \frac{51,04}{1} = 51,04 \text{ мм}^2.$$

Выбираем провод марки АС-185/29 и АС - 70/11. Длительно допустимый ток согласно [9]  $I_{\text{доп}} = 510 \text{ А}$  и  $I_{\text{доп}} = 265 \text{ А}$ , удельные сопротивления  $r_0 = 0,159 \text{ Ом/км}$ ,  $x_0 = 0,400 \text{ Ом/км}$  и  $r_0 = 0,422 \text{ Ом/км}$ ,  $x_0 = 0,444 \text{ Ом/км}$  ([9], табл. 7-38).

Проверяем провод по нагреву в послеаварийном режиме:

$$I_{\text{доп}} = 510 \text{ А} > I_{\text{П}} = 331,96 \text{ А},$$

$$I_{\text{доп}} = 265 \text{ А} > I_{\text{П}} = 102,08 \text{ А}.$$

Потери активной энергии в проводах линии за год:

$$\Delta A_{\text{л}} = N \cdot (3 \cdot I_{\text{р.л.}}^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot \tau), \quad (2.16)$$

$$\Delta A_{\text{л}} = 2 \cdot (3 \cdot 165,98^2 \cdot 0,159 \cdot 2 \cdot 2742) / 1000 = 144137,7 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

$$\Delta A_{\text{л}} = 2 \cdot (3 \cdot 51,04^2 \cdot 0,422 \cdot 2 \cdot 2742) / 1000 = 36171,1 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

### 2.3.2.3 Технико-экономическое сравнение вариантов внешнего электроснабжения

Наиболее экономичный вариант внешнего электроснабжения определяем по результатам сравнения годовых приведенных затрат, которые определяются по выражению:

$$Z = \sum_{i=1}^n E_i K_i + C_{\text{э}} + Y, \text{ тыс.руб./год}, \quad (2.17)$$

где  $E_i$ - общие ежегодные отчисления от капитальных вложений, определяется

$K_i$ - сумма капитальных затрат  $i$ -й группы одинаковых элементов.

$C_{\text{э}}$ - стоимость годовых потерь электроэнергии;

$Y$ - ущерб от перерывов электроснабжения, определяющийся для вариантов, неравноценных по надежности.

$$E_i = E_{\text{н}} + E_{\text{oi}} + E_{\text{ai}}, \quad (2.18)$$

где  $E_{\text{н}}$ - нормативный коэффициент эффективности;  $E_{\text{н}} = 0,12$

$E_{\text{oi}}$ - расходы на обслуживание;

$E_{ai}$ - отчисления на амортизацию;

В данной работе будут рассматриваться равнонадежные варианты и показатель надежности из расчетов исключается. Сумма капитальных затрат на элемент системы электроснабжения находится по формуле:

$$K_i = K_{\text{справ}} \cdot K_{\text{дефл}} \cdot K_{\text{НДС}}, \quad (2.19)$$

где  $K_{\text{справ}}$ - капитальные затраты на элемент СЭС, приведенные в справочной литературе в базисном уровне цен на 2000 г;

$K_{\text{дефл}}$ - коэффициент дефляции, учитывающие отличие текущих цен от базисного уровня цен. Согласно [12 Таблица 7.1]

$$K_{\text{дефл}} = 4,04;$$

$K_{\text{НДС}}$ - коэффициент включающий НДС в капитальные затраты на оборудование;  $K_{\text{НДС}} = 1,18$ .

В стоимость ячейки выключателя включается стоимость высоковольтных выключателей, разъединителей, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения, оборудования релейной защиты ячейки выключателя, строительно-монтажных работ и т.п. В стоимость ячеек трансформатора включена стоимость трансформатора, кабельного хозяйства, материалы, строительные монтажные работы и т.п. Поэтому, используя данные [13] будем производить расчет капитальных затрат по ячейкам выключателя, трансформатора. Также будет учтена стоимость строительства двухцепной ВЛ 35 кВ, соединяющей ГПП с подстанцией энергосистемы

- Ячейка выключателя

Количество ячеек- 4 (2 выключателя на отходящих линиях подстанции энергосистемы и 2 выключателя на вводе ГПП). Стоимость ячейки вакуумного выключателя -  $K_{\text{справ}}=200$  тыс. руб.

По формуле (2.19):

$$K_{\text{ед}} = 200 \cdot 4,04 \cdot 1,18 = 953,44 \text{ тыс. руб.}$$

$$E_a = 0,063; E_o = 0,03.$$

По формуле (2.18):

$$E = 0,12 + 0,063 + 0,03 = 0,213.$$

Таким образом годовые затраты:

$$E \cdot K = 4 \cdot 953,44 \cdot 0,213 = 812,33 \text{ тыс. руб.}$$

- Ячейка трансформатора

Количество ячеек - 2 (2 трансформатора на ГПП). Стоимость ячейки трансформатора мощностью 16 МВА и с высшим напряжением 35 кВ согласно [13] -  $K_{\text{справ}} = 3700$  тыс. руб.

По формуле (2.19):

$$K_{\text{ед}} = 3700 \cdot 4,04 \cdot 1,18 = 17638,64 \text{ тыс. руб.}$$

Годовые затраты:

$$E \cdot K = 2 \cdot 0,213 \cdot 17638,64 = 7514,06 \text{ тыс. руб.}$$

Стоимость потерь электроэнергии в элементе СЭС:

$$C_9 = \Delta A \cdot C'_0, \quad (2.20)$$

где  $C'_0$  - удельная стоимость потерь электроэнергии.  $C'_0 = 2,577 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}\cdot\text{ч}}$ .

По (2.20) для трансформатора:

$$C_{\text{эт}} = 582319,06 \text{ кВт}\cdot\text{ч} \cdot 2,577 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}\cdot\text{ч}} \cdot 10^{-3} = 1500,64 \text{ тыс. руб.}$$

- ВЛ 35 кВ

Длина ВЛ- 2 км. Стоимость строительства одного километра двухцепной линии напряжением 35 кВ согласно:

$$k_{\text{справ0}} = 1307 \frac{\text{тыс. руб}}{\text{км}};$$

$$K_{\text{справ}} = k_{\text{справ0}} \cdot l = 1307 \cdot 2 = 2614 \text{ тыс. руб.}$$

По (2.19):

$$K_{\text{ед}} = 2614 \cdot 4,04 \cdot 1,18 = 12461,46 \text{ тыс. руб.}$$

Согласно  $E_a = 0,028$ ;  $E_o = 0,004$ .

По формуле (2.18):

$$E = 0,12 + 0,028 + 0,004 = 0,152.$$

Годовые затраты:

$$E \cdot K = 0,152 \cdot 12461,46 = 1894,14 \text{ тыс. руб.}$$

По (2.20) для ВЛ:



$$C_{эл} = 144137,69 \text{ кВт} \cdot \text{ч} \cdot 2,577 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}} \cdot 10^{-3} = 371,44 \text{ тыс. руб.}$$

Сведем результаты расчетов годовых приведенных затрат для варианта схемы внешнего электроснабжения напряжением 35 кВ в таблицу 2

Таблица 2 – Расчётные данные затрат на оборудование на 35 кВ

Наим оборудован.	Ед измерен.	кол-во	Кед, тыс.руб	К, тыс.руб	Е	К*Е	$\Delta W$ , кВт*ч	Сэ тыс.руб
1) Ячейка выключат.	шт	4	953,44	3813,76	0,213	812,33	-	-
2) Ячейка трансформ.	шт	2	17638,64	35277,28	0,213	7514,06	582319,06	1500,64
3) ВЛ 35 кВ	км	2	12461,46	12461,46	0,152	1894,14	144137,69	371,44
Итого						10220,53	726456,75	1872,08
3 - годовые приведенные затраты						12092,61		

По формуле (2.17):

$$З = (812,33 + 7514,06 + 1894,14) + (1500,64 + 371,44) = 12092,61 \text{ тыс. руб.}$$

Будем производить расчет капитальных затрат по ячейкам выключателя, трансформатора. Также будет учтена стоимость строительства двухцепной ВЛ 110 кВ, соединяющей ГПП с подстанцией энергосистемы

- Ячейка выключателя

Количество ячеек- 4. Стоимость ячейки элегазового выключателя согласно [13]-  $K_{справ}=7000$  тыс. руб.

По формуле (2.19):

$$K_{ед} = 7000 \cdot 4,04 \cdot 1,18 = 33370,40 \text{ тыс. руб.}$$

Аналогично: выключателям 35 кВ:  $E_a = 0,063$ ;  $E_o = 0,03$ ;  $E = 0,213$

Таким образом годовые затраты:

$$E \cdot K = 4 \cdot 0,213 \cdot 33370 = 28431,58 \text{ тыс. руб.}$$

- Ячейка трансформатора

Количество ячеек- 2 (2 трансформатора на ГПП). Стоимость ячейки трансформатора согласно [13] -  $K_{справ}=5900$  тыс. руб.

По формуле (2.19):

$$K_{ед} = 5900 \cdot 4,04 \cdot 1,18 = 28126,48 \text{ тыс. руб.}$$

Аналогично ячейке выключателя:  $E = 0,213$

Годовые затраты:

$$E \cdot K = 2 \cdot 0,213 \cdot 28126,48 = 11981,88 \text{ тыс. руб.}$$

Стоимость потерь электроэнергии в трансформаторе находим по формуле (2.20):

$$C_{\text{эт}} = 565051,64 \text{ кВт} \cdot \text{ч} \cdot 2,557 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}} \cdot 10^{-3} = 1444,84 \text{ тыс. руб.}$$

- ВЛ 110кВ

Длина ВЛ- 2 км. Стоимость строительства одного километра двухцепной линии напряжением 35 кВ

$$k_{\text{справ0}} = 1495 \frac{\text{тыс. руб}}{\text{км}};$$

$$K_{\text{справ}} = k_{\text{справ0}} \cdot l = 1495 \cdot 2 = 2990 \text{ тыс. руб.}$$

По (2.19):

$$K_{\text{ед}} = 2990 \cdot 4,04 \cdot 1,18 = 14253,93 \text{ тыс. руб.}$$

Аналогично ВЛ 35 кВ:  $E_a = 0,028$ ;  $E_o = 0,004$ ;  $E = 0,152$

Годовые затраты :

$$E \cdot K = 0,152 \cdot 14253,93 = 2166,60 \text{ тыс. руб.}$$

По (2.20) для ВЛ 110 кВ:

$$C_{\text{эл}} = 39534,09 \text{ кВт} \cdot \text{ч} \cdot 2,577 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}} \cdot 10^{-3} = 101,09 \text{ тыс. руб.}$$

Сведем результаты расчетов годовых приведенных затрат для варианта схемы внешнего электроснабжения напряжением 110 кВ в таблицу 3

Таблица 3 - Расчётные данные затрат на оборудование на 110 кВ

Наим оборудован.	Ед измерен.	кол-во	Кед, тыс.руб	К, тыс.руб	Е	К*Е	$\Delta W$ , кВт*ч	$C_{\text{э}}$ тыс.руб
1) Ячейка выключат.	шт	4	33370,40	133481,6	0,213	28431,58	-	-
2) Ячейка трансформ.	шт	2	28126,48	56252,96	0,213	11981,88	565051,64	1444,84
3) ВЛ 110 кВ	км	2	14253,93	14253,93	0,152	2166,60	39534,09	101,09
Итого						42580,06	604585,73	1545,93
3 - годовые приведенные затраты						44125,98		

По формуле (3.42):

$$З = (28431,58 + 11981,9 + 2166,6) + (1444,84 + 101,09) = 44125,98 \text{ тыс. руб.}$$

Сравнение двух вариантов питающей сети 110 кВ и 35 кВ.

$$44125,98 \text{ тыс. руб} > 12092,61 \text{ тыс. руб.}$$

Вариант с питанием на 35 кВ оказался экономичнее на 72,5%.

Исходя из результатов, выбираем питающее напряжение 35 кВ.

Дальнейшие расчеты будем вести уже основываясь на выбранном напряжении.

Мы определили потери мощности и электроэнергии в трансформаторах ГПП. Рассчитали токи короткого замыкания, возникающие в питающей линии. Выбрали сечение провода и марку провода, а также выбрали аппаратуру на вводе ГПП.

Основываясь на исходных данных, был произведен экономический расчет вариантов внешнего питания 110 кВ или 35 кВ. Были рассчитаны варианты установки трансформаторов двух типов, включая оборудование необходимое для надежной работы. Выбран самый экономичный и надежный вариант 35 кВ.

### 2.3.3 Выбор трансформаторов в вентильные преобразователи

Активная нагрузка на трансформатор:

$$P_{PI} = 7500 \text{ кВт.}$$

Экономически целесообразная реактивная мощность по формуле (2.4):

$$Q_{ЭС} = 7500 \cdot 0,27 = 2025 \text{ квар.}$$

Для выбора трансформаторов необходимо знать полную расчетную нагрузку по формуле (2.3):

$$S_{PI} = \sqrt{7500^2 + 2025^2} = 7768,6 \text{ кВА.}$$

Принимаем решение об установке трансформаторов мощностью  $S_{HT} = 6300$  кВА для 35 кВ,  $S_{HT} = 6300$  кВА для 10 кВ и тогда коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме по формуле (2.6):

$$K_{3H} = \frac{7768,6}{6300} = 1,233.$$

Выбранные типы трансформаторов на напряжение 35 кВ и 10 кВ представлены в таблице 4.

Потери активной мощности в трансформаторах по формуле (2.8):

Для 10 кВ  $\Delta P_T = 1 \cdot 9 + 1,233^2 \cdot 46,5 = 79,71$  кВт.

Для 35 кВ  $\Delta P_T = 1 \cdot 9,4 + 1,233^2 \cdot 46,5 = 80,10$  кВт.

Таблица 4 – Каталожные данные трансформаторов в вентильные преобразователи

Тип трансформатора	U <sub>НОМ</sub> ВН, кВ	U <sub>НОМ</sub> НН, кВ	S <sub>н.т.</sub> , кВА	ΔP <sub>ХХ</sub> , кВт	ΔP <sub>КЗ</sub> , кВт	U <sub>кз</sub> ,%	I <sub>ХХ</sub> ,%
ТМ-6300/10	10	0,4	6300	9	46,5	6,5	0,8
ТМ-6300/35	35	0,4	6300	9,4	46,5	9	0,9

Потери реактивной мощности в трансформаторах по формуле (2.9):

$$\text{Для 10 кВ } \Delta Q_T = \frac{0,8}{100} \cdot 6300 + \frac{6,5}{100} \cdot 1,233^2 \cdot 6300 = 673,06 \text{ квар,}$$

$$\text{Для 35 кВ } \Delta Q_T = \frac{0,9}{100} \cdot 6300 + \frac{9,0}{100} \cdot 1,233^2 \cdot 6300 = 918,85 \text{ квар.}$$

Потери электрической энергии в трансформаторах по формуле (2.10)

$$\text{Для 10 кВ } \Delta A_T = 9 \cdot 8760 + 1,233^2 \cdot 46,5 \cdot 2742 = 272681,4 \text{ кВт} \cdot \text{ч,}$$

$$\text{Для 35 кВ } \Delta A_T = 9,4 \cdot 8760 + 1,233^2 \cdot 46,5 \cdot 2742 = 276185,4 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Таблица 5 – Сравнение потерь в существующей и преобразованной системе электроснабжения завода электролиза меди

Показатель	Изначальная система электроснабжения, кВт·ч,	Преобразованная система электроснабжения, кВт·ч,
Потери в трансформаторе на ГПП	851300,0	582319,1
Потери в трансформаторах в вентильных преобразователях	1090725,63	1104741,63
Общие потери	1942025,63	1687060,73

Так как в схеме у нас предусмотрено 4 трансформатора данного типа рассчитаем потери в них:

$$\text{Для 10 кВ } \Delta A_T = 272681,4 \cdot 4 = 1090725,63 \text{ кВт} \cdot \text{ч,}$$

Для 35 кВ  $\Delta A_{\tau} = 276185,4 \cdot 4 = 1104741,63$  кВт·ч.

Сравнение потерь электрической энергии в двух вариантах, существующем и преобразованном в таблице 5.

### 2.3.4 Технико-экономическое сравнение существующего варианта электроснабжения с преобразованным вариантом

Сечение кабельных линий определяется по экономической плотности тока и проверке по допустимому току кабеля в нормальном режиме работы с учетом условий его прокладки и по току перегрузки.

Произведем расчет кабельной линии от ГПП до ПВ-7500. Для сокращения записи примем:

- изначальная схема электроснабжения = вариант 1;
- преобразованная схема электроснабжения = вариант 2.

Расчетный ток одной цепи линии по формуле 2.13:

$$\text{Вариант 1} \quad I_{p.k.} = \frac{7768,6}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 10} = 224,26 \text{ А.}$$

$$\text{Вариант 2} \quad I_{p.k.} = \frac{7768,6}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 35} = 64,07 \text{ А.}$$

Ток в послеаварийном режиме (в случае питания всей нагрузки по одной цепи линии) по формуле 2.14:

$$\text{Вариант 1} \quad I_{\Pi} = 2 \cdot 224,26 = 448,52 \text{ А.}$$

$$\text{Вариант 2} \quad I_{\Pi} = 2 \cdot 64,07 = 128,14 \text{ А.}$$

Сечение проводов линии находим по экономической плотности тока.

Согласно [23, табл. 1.3.36]  $j = 1,7$  - экономическая плотность тока для кабелей с резиновой и пластмассовой изоляцией с алюминиевыми жилами при числе часов использования максимума нагрузки  $T_M = 4355$  ч/год, тогда по формуле 2.15

$$\text{Вариант 1} \quad F_{\text{э}} = \frac{224,26}{1,7} = 131,92.$$

$$\text{Вариант 2} \quad F_{\text{э}} = \frac{64,07}{1,7} = 37,69.$$

Выбираем провод марки АПВБП-3х150 и АПВБП – 3х50. Длительно допустимый ток согласно [9]  $I_{\text{доп}} = 300$  А и  $I_{\text{доп}} = 161$  А, удельные сопротивления  $r_0 = 0,21$  Ом/км,  $x_0 = 0,074$  Ом/км и  $r_0 = 0,62$  Ом/км,  $x_0 = 0,09$  Ом/км ([9], табл. 7-38).

Допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки рассчитывается по формуле 2.21,

$$I'_{\text{доп}} = K_n \cdot K_t \cdot I_{\text{доп}}, \quad (2.21)$$

где  $K_n$  - поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей [23, табл.1.3.26];

$K_t$  - поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель [23, табл.1.3.3]

Вариант 1  $I'_{\text{доп}} = 0,9 \cdot 1 \cdot 300 = 270 \text{ А.}$

Вариант 2  $I'_{\text{доп}} = 0,9 \cdot 1 \cdot 163 = 144,9 \text{ А.}$

Проверяем провод по нагреву в послеаварийном режиме:

Вариант 1  $I_{\text{доп}} = 270,0 \text{ А} < I_{\text{П}} = 448,52 \text{ А.}$

Вариант 2  $I_{\text{доп}} = 144,9 \text{ А} > I_{\text{П}} = 128,14 \text{ А.}$

Потери активной энергии в проводах линии за год, при длине одной кабельной линии равной 150м.:

$$\Delta A_{\text{л}} = N \cdot (3 \cdot I_{\text{р.л.}}^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot \tau), \quad (2.22)$$

Вариант 1  $\Delta A_{\text{л}} = 2 \cdot (3 \cdot 224,26^2 \cdot 0,21 \cdot 0,15 \cdot 2742) / 1000 = 26063,55 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$

Вариант 2  $\Delta A_{\text{л}} = 2 \cdot (3 \cdot 64,07^2 \cdot 0,62 \cdot 0,15 \cdot 2742) / 1000 = 6281,59 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$

Рассчитаем стоимость закупки кабельных линий по формуле 2.23:

$$C_{\text{пок.каб.}} = C_{\text{1м.к.л.}} \cdot L \cdot N_{\text{к}} \cdot N_{\text{в.п.}}, \quad (2.23)$$

где  $C_{\text{1м.к.л.}}$  – стоимость 1 метра кабельной линии (АПВБП-3х150 = 1118 руб/м, АПВБП-3х50 – 538 руб/м.);

$L$  – длина одной кабельной линии;

$N_{\text{к}}$  – количество кабельных линий;

$N_{\text{в.п.}}$  – количество вентильных преобразователей.

Вариант 1  $C_{\text{пок.каб.}} = 1118 \cdot 0,15 \cdot 2 \cdot 4 / 1000 = 1341,6 \text{ тыс.руб.}$

Вариант 2  $C_{\text{пок.каб.}} = 538 \cdot 0,15 \cdot 2 \cdot 4 / 1000 = 645,6 \text{ тыс.руб.}$

Рассчитаем полную стоимость кабельной линии, которая включает в себя стоимость закупки кабеля, доставку, монтаж:

Вариант 1  $C_{\text{каб.}} = 1341,6 \cdot 2 = 2683,2 \text{ тыс.руб.}$

Вариант 2  $C_{\text{каб.}} = 645,6 \cdot 2 = 1291,2 \text{ тыс.руб.}$

Для определения стоимости оборудования трансформаторной подстанции на ГПП и в вентильных преобразователях можно использовать аппроксимирующие зависимости. При этом стоимость одного трансформатора можно определить по формуле [22]:

$$K_T = (A_T + B_T \cdot U_{ном}^2 + C_T \cdot S_{T.ном}) \cdot K, \quad (2.24)$$

где  $A_T = 20$  тыс.руб.;

$B_T = 0,00143$  тыс.руб/кВ<sup>2</sup>;

$C_T = 0,886$  тыс.руб/МВА;

$K = 150$  – коэффициент перевода в цены 2018г.

Стоимость одного трансформатора на ГПП по формуле 2.24:

$$\text{Вариант 1} \quad K_T = (20 + 0,00143 \cdot 35^2 + 0,886 \cdot 32) \cdot 150 = 7515,56 \text{ тыс.руб.}$$

$$\text{Вариант 2} \quad K_T = (20 + 0,00143 \cdot 35^2 + 0,886 \cdot 16) \cdot 150 = 5389,16 \text{ тыс.руб.}$$

Аналогично проводим расчет для трансформаторов в вентильных преобразователях. Рассчитанные величины сведены в таблицу 6.

Таблица 6 – Результаты расчета стоимости трансформаторов на ГПП и в вентильных преобразователях

Тр-ры, вариант	Стоимость 1-го тр-ра	Количество трансформаторов	Затраты на трансформаторы	Затраты на обслуживающие трансформаторы
ГПП вариант 1	7515,56	2	15031,13	450,93
ПВ вариант 1	4018,20	4	16072,80	482,18
ГПП вариант 2	5389,16	2	10778,33	323,35
ПВ вариант 2	4259,51	4	17038,05	511,14

Также с помощью аппроксимирующих зависимостей посчитаем стоимость ячеек с выключателями:

$$K_{я} = (A_{я} + B_{я} \cdot U_{ном}^2) \cdot K, \quad (2.25)$$

где  $A_{я} = 15$  тыс.руб.;

$B_{я} = 0,0021$  тыс.руб/кВ<sup>2</sup>;

$K = 150$  – коэффициент перевода в цены 2018г.

Стоимость одной ячейки с выключателем для ПВ по формуле 5.50:

$$\text{Вариант 1} \quad K_{я} = (15 + 0,0021 \cdot 10^2) \cdot 150 = 2281,5 \text{ тыс.руб.}$$

Вариант 2  $K_{\text{г}} = (15 + 0,0021 \cdot 35^2) \cdot 150 = 2635,88$  тыс.руб.

В таблицу 7 сведены результаты расчетов капитальных вложений, затрат на обслуживание, потери в линиях и в трансформаторах

Таблица 7 – Результаты расчетов капитальных вложений, затрат на обслуживание, потерь в линиях и в трансформаторах

Капитальные вложения, тыс.руб.	Вариант 1	Вариант 2
Трансформаторы ГПП	15031,13	10778,33
Трансформаторы ПВ	16072,80	17038,05
Кабельные линии	2683,20	1291,20
Ячейки	9126,00	10543,50
Итого капитальные вложения	42913,13	39651,08
Затраты на обслуживание, тыс.руб		
Трансформаторы ГПП	450,93	323,35
Трансформаторы ПВ	482,18	511,14
Кабельные линии	80,50	38,74
Ячейки	273,78	316,31
Итого затрат на обслуживание	1287,39	1189,53
Потери электроэнергии, квт*ч		
В трансформаторах ГПП	851300,00	582319,10
В трансформаторах ПВ	1090725,63	1104741,63
В линии	26063,55	6281,59
Итого потерь	1968089,18	1693342,32
Итого стоимость потерь, тыс.руб	4290,43	3691,49

Определим наиболее экономичный вариант электроснабжения двумя способами:

1) По результатам сравнения годовых приведенных затрат, которые определяются по формуле (2.17):

Вариант 1  $З = 42913,13 \cdot 0,213 + 4290,43 = 13430,93$  тыс.руб.

Вариант 2  $З = 39651,08 \cdot 0,213 + 3691,49 = 12137,17$  тыс.руб.

Сравнение двух вариантов:

$$13430,93 \text{ тыс. руб.} > 12137,17 \text{ тыс. руб.}$$

Вариант 2 оказался экономичнее на 9,6%.



2) Воспользуемся другой методикой, которая определяется приведением разновременных значений денежного потока к ценности на начальный период, осуществляется этот метод путем дисконтирования.

Термин «дисконтирование» можно понимать, как способ приведения разновременных капитальных вложений, денежных поступлений, затрат к их ценности на определенный момент времени (момент приведения). В большинстве случаев, этом момент является началом осуществления капитальных вложений.

Для приведения разновременных доходов и затрат используется норма дисконта  $E$ , которая выражается в процентах в год.

Для приведения денежных потоков к начальному моменту времени, их умножают на коэффициент дисконтирования  $a_m$  который определяется по формуле 2.26:

$$a_m = \frac{1}{(1 + E)^m}, \quad (2.26)$$

где  $m$  – номер шага.

Чистый дисконтированный доход (ЧДД) характеризуется превышением денежных поступлений над затратами для данного проекта с учетом неравномерности затрат, относящихся к различным моментам времени.

Основой для расчета чистого дисконтированного дохода является «План денежных потоков», который строится путем анализа денежных притоков и оттоков. Чистый дисконтированный доход рассчитывается по формуле 2.27:

$$\text{ЧДД} = \sum_{m=0}^n \Phi_m \cdot a_m. \quad (2.27)$$

Показатель ЧДД аддитивен во всем временном аспекте. Этот критерий позволяет использовать ЧДД в качестве основного при анализе оптимальности проекта.

Поскольку денежные поступления в обоих рассматриваемых вариантах одинаковое, то при сравнении ЧДД проектов можем исключить этот показатель и сравнивать только показатели приведенных затрат.

Новую формулу, исключаящую денежные поступления, назовем функцией приведенных затрат и определим по формуле:

$$Z = \sum_{m=0}^n Z_m \cdot a_m. \quad (2.28)$$

Рассчитаем по формуле 2.28 затраты для варианта 1 и варианта 2, в обоих случаях норма дисконта  $E = 5\%$ , результаты расчета сведены в таблицу 8 и таблицу 9 соответственно.

Таблица 8 – Результаты расчета затрат для варианта 1

Год	Капитальные вложения, тыс.руб	Ежегодные затраты на обл.,тыс.руб	Ежегодные затраты на потери ЭЭ,тыс.руб	Норма дисконта	Номер шага	$a_m$	З, тыс.руб
1	42913,13	0	0	0,05	0	1,00	42913,13
2	0	1287,39	4290,43	0,05	1	0,95	5312,22
3	0	1287,39	4290,43	0,05	2	0,91	5059,25
4	0	1287,39	4290,43	0,05	3	0,86	4818,34
5	0	1287,39	4290,43	0,05	4	0,82	4588,89
6	0	1287,39	4290,43	0,05	5	0,78	4370,37
7	0	1287,39	4290,43	0,05	6	0,75	4162,26
8	0	1287,39	4290,43	0,05	7	0,71	3964,06
9	0	1287,39	4290,43	0,05	8	0,68	3775,29
10	0	1287,39	4290,43	0,05	9	0,64	3595,52
Сумма приведенных затрат за 10 лет							82559,33

Таблица 9 – Результаты расчета затрат для варианта 2.

Год	Капитальные вложения, тыс.руб	Ежегодные затраты на обл.,тыс.руб	Ежегодные затраты на потери ЭЭ,тыс.руб	Норма дисконта	Номер шага	$a_m$	З, тыс.руб
1	39651,08	0	0	0,05	0	1,00	39651,08
2	0	1189,53	3691,49	0,05	1	0,95	4648,59
3	0	1189,53	3691,49	0,05	2	0,91	4427,23
4	0	1189,53	3691,49	0,05	3	0,86	4216,41
5	0	1189,53	3691,49	0,05	4	0,82	4015,63
6	0	1189,53	3691,49	0,05	5	0,78	3824,41
7	0	1189,53	3691,49	0,05	6	0,75	3642,29
8	0	1189,53	3691,49	0,05	7	0,71	3468,85
9	0	1189,53	3691,49	0,05	8	0,68	3303,67
10	0	1189,53	3691,49	0,05	9	0,64	3146,35
Сумма приведенных затрат за 10 лет							74344,48

Сравнение двух вариантов:

$$82559,33 \text{ тыс. руб.} > 74344,48 \text{ тыс. руб.}$$

Вариант 2 оказался экономичнее на 9,95%.

#### 2.4 Исследование влияния нормы дисконта на результаты расчета эффективности проекта

Произведем расчет экономичности второго варианта электроснабжения по дисконтированным затратам с разными показателями нормы дисконта,  $E = 3,4,5,10\%$ .

Рассчитаем коэффициент дисконтирования по формуле 2.26 и величину затрат по формуле 2.28.

Результаты расчетов сведены в таблицу 10.

Таблица 10 – Результаты расчета затрат при различных нормах дисконта.

Норма дисконта, %	$Z_1$ , тыс.руб	$Z_2$ , тыс.руб	Экономия ( $Z_1-Z_2$ ), тыс руб	Экономия, %
3	86342,70	77655,22	8687,48	10,06
4	84386,13	75943,07	8443,06	10,01
5	82559,33	74344,48	8214,85	9,95
10	75035,97	67760,98	7274,99	9,70

Согласно результатам расчета, чем больше величина нормы дисконта, тем меньше экономия от преобразования схемы, но даже при норме дисконта 10%, экономия составляет 9,7%.

#### Выводы по разделу два

Определены мощности и потери электроэнергии в существующей и преобразованной схеме системы электроснабжения завода в трансформаторах на ГПП и в вентильных трансформаторах. Выбрано сечения провода и марку провода, выбраны трансформаторы на вводе ГПП и в вентильных преобразователях. Также основываясь на исходных данных, произведен технико-экономический расчет вариантов внешнего питания 110 кВ или 35 кВ. Были рассчитаны варианты установки трансформаторов двух типов, включая оборудование необходимое для надежной работы. Выбран самый экономичный и надежный вариант 35 кВ.

В результате сравнения существующей и преобразованной системы электроснабжения, выяснили что в преобразованной схеме теряется меньше на 255 МВт·ч, за счет исключения лишнего преобразования напряжения для вентильных преобразователей и проведения высокого напряжения с подстанции. Были рассчитаны стоимость установки трансформаторов и необходимого оборудования на ГПП, в вентильных преобразователях, стоимость ячеек, стоимость покупки, прокладки, а также стоимость обслуживания данного оборудования и стоимость потерь электроэнергии.

Произвели технико-экономический расчет по двум методикам, по результатам расчета по приведенным затратам вариант преобразованной схемы электроснабжения оказался на 9,6% выгоднее. По результатам расчета по дисконтированным затратам на 9,95%.

Согласно проведенному исследованию по влиянию нормы дисконта на результаты расчетов экономии преобразованной схемы электроснабжения по второй методике сделали вывод, о том, что чем выше норма дисконта, тем меньше экономия преобразованной схемы электроснабжению, но даже при норме дисконта 10% экономия за 10 лет составляет 7,27 млн. руб..

### 3. ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ

#### 3.1 Энергосберегающие трансформаторы

##### 3.1.1 Европейские стандарты

Проблема энергосбережения актуальна для всех стран мира. Эффективность энергосбережения в развитых странах - это правильное сочетание законодательной политики и экономических шагов: государственные субсидии, налогообложение, оптимизация структуры тарифов на энергоносители. Странами-лидерами энергосбережения являются: Франция, Германия, Швеция.

В странах Европы не такой высокий энергетический потенциал и такие большие запасы природных ресурсов как в России, поэтому продвижениями в области энергосбережения и повышения эффективности в этих странах началось за несколько десятилетий до России.

Общая экономия при применении энергосберегающих трансформаторов в Европейском Союзе составляет примерно 22 миллиарда кВт·ч в год.

Несмотря на эффективность отдельных установок, в целом потери в распределительных трансформаторах составляют около 2% от всей произведенной электроэнергии, или 1/3 от всех потерь. Потенциал энергосбережения в области распределительных трансформаторов соизмерим с потенциалом сбережения электропривода (электродвигателей) и бытовых электроприборов.

Из-за долгого срока эксплуатации распределительных трансформаторов обновление происходит достаточно медленно, но даже при этом в 2015 году эффект энергосбережения в размере 10,3 млрд кВт·ч за счет применения новых энергосберегающих моделей.

Одним из препятствий на пути быстрого внедрения энергосберегающих моделей распределительных трансформаторов является высококонкурентный рынок. Большинство участников рынка примут в использование энергосберегающие трансформаторы только при наличии экономического расчета, а также достоверной методике измерения и оценки параметров конкретных моделей трансформатора.

Потери при передаче электроэнергии напрямую связаны с применяемым напряжением электрического тока, поэтому для целей передачи на расстояние стремятся применить наибольшее возможное напряжение с учетом нагрузки и организации сети. Увеличение напряжения в месте производства, а затем обратное снижение в районе потребления – осуществляется при помощи трансформаторов, которые стали неотъемлемой частью энергосистемы.

Потери энергии в трансформаторах бывают двух видов:

- потери холостого хода, (в железе), т. е. затраты на создание магнитного поля в металлическом сердечнике при подключении трансформатора к сети даже при отсутствии нагрузки;

- потери нагрузки (потери в меди), которые вызваны сопротивлением обмоток, токами Фуко, циркулирующими при активной работе трансформатора как в сердечнике, так и в корпусе.

Трансформаторы, используемые в энергоснабжении, относятся к разряду механизмов с одним из самых высоких КПД. У них нет подвижных частей, и большие трансформаторы, установленные на электростанциях и в электротранспортных системах, имеют КПД свыше 99%. Распределительные трансформаторы могут иметь КПД чуть меньший, но все равно около 99 %. Несмотря на высокий КПД каждого отдельного трансформатора, потери происходят на каждом участке движения электроэнергии, связанном с ее преобразованием по напряжению. Даже в самых современных сетях потери на трансформаторное преобразование достигают 10 %, причем такие потери выше при малой или, наоборот, высокой нагрузке.

Более 40% общих потерь в энергосистемах (исключая потребителей) приходится на распределительные трансформаторы. Остальное приходится на кабели и ЛЭП.

Современные распределительные сети сложны. Трансформаторы могут быть почти ненагруженными, выполняя резервную роль или под полной нагрузкой весь год.

При проектировании распределительной сети учитываются различные факторы: необходимость дублирования нагрузки, пространственная оптимизация по времени суток и сезону. Решений задач по оптимизации осложняется тем, что некоторые переменные величины не являются достоверными на момент проектирования, а также тем, что изменение существующей инфраструктуры может оказаться чрезвычайно дорогим.

Большинство характеристик распределительных трансформаторов определяется национальными или международными стандартами. В зависимости от требований государства соответствие трансформаторов стандарту может быть обязательным или добровольным.

Задачей стандартизации характеристик распределительных трансформаторов является упрощение обмена продукцией между внутренним и внешним рынками, а также обеспечение приемлемых требований к качеству продукта в области здоровья, безопасности и охраны окружающей среды. Для преодоления торговых или технических барьеров важны международные стандарты.

К распределительным трансформаторам, закупаемым в Европейском Союзе, применимы три уровня стандартов:

- международные стандарты (ISO, IEC);
- европейские стандарты и нормы (EN, HD);
- национальные стандарты (BSI, NF, DIN, NEN, UNE OTEL).

Разработка и применение европейских документов гармонизации (Harmonization Documents – HD) начинается в том случае, когда есть потребность в едином регулировании предмета. Проект европейских документов гармонизации представляет собой компиляцию различных национальных стандартов. Впоследствии документы гармонизации обретают окончательную форму путем удаления возможно большего числа национальных отличий. После некоторого переходного периода национальные нормы по предмету перестают действовать или их содержание приводится в соответствие с документами гармонизации. Последние являются основой для EN – европейского стандарта, который принимается по особой процедуре странами – членами ЕС.

Среди различных международных и национальных норм два европейских документа гармонизации имеют непосредственное отношение к энергоэффективности распределительных трансформаторов и определяют ее уровень:

- HD428: Трехфазные распределительные трансформаторы с рабочей частотой 50 Гц от 50 до 2 500 кВА с масляным охлаждением и максимальным напряжением не выше 36 кВ;

- HD538: Трехфазные распределительные трансформаторы с рабочей частотой 50 Гц от 100 до 2 500 кВА с охлаждением сухого типа и максимальным напряжением не выше 36кВ.

Для выпускаемых по нормам HD428 и HD538 распределительных трансформаторов установлены дискретные номиналы мощности (50, 100, 160, 250, 400, 630, 1 000, 1 600 и 2 500 кВА), допускаются и иные значения.

Таблица 11 – Нормы потерь силовых распределительных трансформаторов

Номинальная мощность	Потери короткого замыкания				Потери холостого хода			
	С масляным охлаждением (HD428) до 24 кВ <sup>1</sup>			Сухого типа (HD538)	С масляным охлаждением (HD428) до 24 кВ <sup>1</sup>			Сухого типа (HD538)
	Список А	Список В	Список С	12 кВ основной	Список А'	Список В'	Список С'	12 кВ основной
кВА	Вт	Вт	Вт	Вт	Вт	Вт	Вт	Вт
50	1000	1 350	875	Нет данных	190	145	125	Нет данных
100	1 750	2 150	1 475	2 000	320	260	210	440
160	2 350	3 100	2 000	2 700	460	375	300	610
250	3 250	4 200	2 750	3 500	650	530	425	820
400	4 600	6 000	3 850	4 900	930	750	610	1 150
630/4%	6 500	8 400	5 400	7 300	1 300	1 030	860	1 500
630/6%	6 750	8 700	5 600	7 600	1 200	940	800	1 370
1 000	10 500	13 000	9 500	10 000	1 700	1 400	1 100	2 000
1 600	17 000	20 000	14 000	14 000	2 600	2 200	1 700	2 800
2 500	26 500	32 000	22 000	21 000	3 800	3 200	2 500	4 300

### 3.1.2 Уровни потерь нагрузки и потерь холостого хода

Как видно из таблицы 11, для масляных трансформаторов допускается три уровня потерь, обозначаемых как А, В, и С. Такие потери определяются по специальной методике с определенным допуском на погрешность, а при несоответствии изделия во время испытаний производитель либо отбраковывает трансформатор, либо согласовывает с покупателем величину денежной компенсации. И наоборот, если фактические величины потерь у крупных трансформаторов существенно

лучше требований соответствующего уровня нормы (или контрактной спецификации), производитель может получить от покупателя дополнительное вознаграждение.

Аналогично происходит и с потерями холостого хода, где для масляных трансформаторов – три уровня предельных потерь, обозначаемых А', В' и С'.

Таким образом, норматив HD428 дает возможность выбора трех уровней потерь нагрузки и трех холостого хода от наименее эффективной комбинации А-А' до наиболее эффективной С-С'. Теоретически существует девять возможных комбинаций. Однако норматив HD428 допускает пять возможных комбинаций, где комбинация А-А' принята за основу сравнения (выделено жирной линией, приведенные значения (%) вычислены от этой основы)

У значений суммарных потерь (нагрузки и холостого хода) между крайними значениями, а именно комбинациями А-А' и С-С', усматривается большая разница – около 1,5 кВт для трансформаторов номинальной мощностью 630 кВА.

Фактические потери распределительных трансформаторов, показанные на рисунке 1, зависят от величины нагрузки. Так, в режиме холостого хода впрямую проявляются потери холостого хода, а при полной нагрузке потери холостого хода дополняются потерями полной нагрузки. При уменьшении нагрузки величина потерь при частичной нагрузке обратно пропорциональна квадрату величины нагрузки.

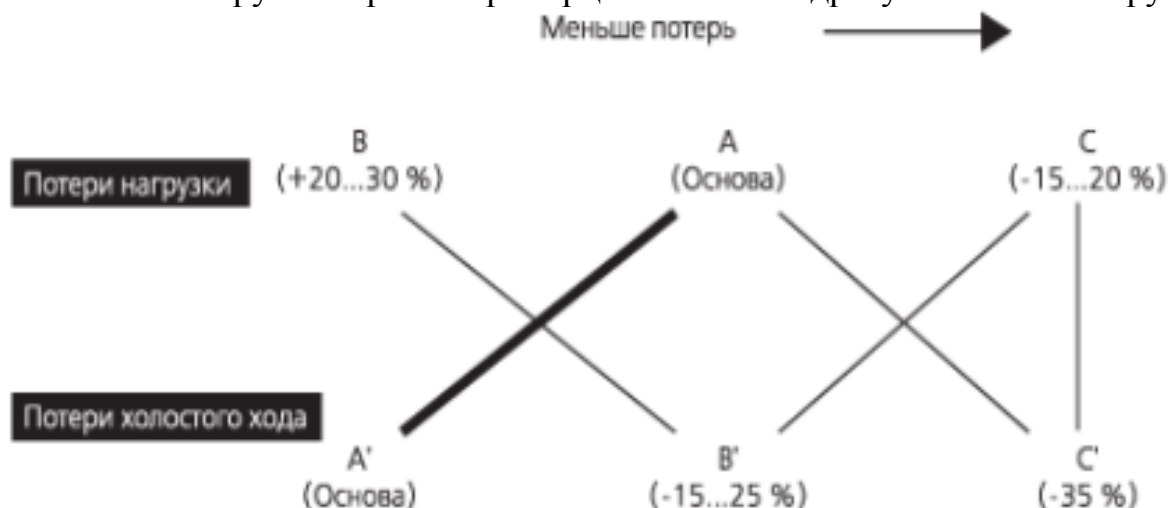


Рисунок 4 – Фактические потери при различных нагрузках

На рисунке 5 приведена зависимость суммарных потерь трансформатора номинальной мощностью 400 кВА от величины нагрузки для различных комбинаций уровней энергоэффективности.

В практических целях эффективность трансформатора можно просчитать, разделив общие потери на количество переданной энергии. При этом следует учитывать и составляющую реактивной мощности, поскольку ей соответствуют свои потери. Это еще больше снижает энергоэффективность трансформатора.

На рисунке 5 справа представлены относительные потери трансформатора в зависимости от нагрузки, которые равны 100% минус эффективность. Этот график наглядно иллюстрирует, что минимальные величины потерь приходятся на нагрузки, равные примерно 50 % номинальной мощности. При этом если трансфор-

маторы уровней А-А' и В-В' имеют различные оптимальные, с точки зрения снижения потерь, диапазоны нагрузки, то трансформаторы уровня С-С' имеют величину потерь в любом случае на 20–30 % меньшую, чем а-а' и В-В'. За редким исключением, чем выше мощность трансформатора, тем меньше потери полной нагрузки, показанной на рисунке 5, особенно для трансформаторов сухого типа.

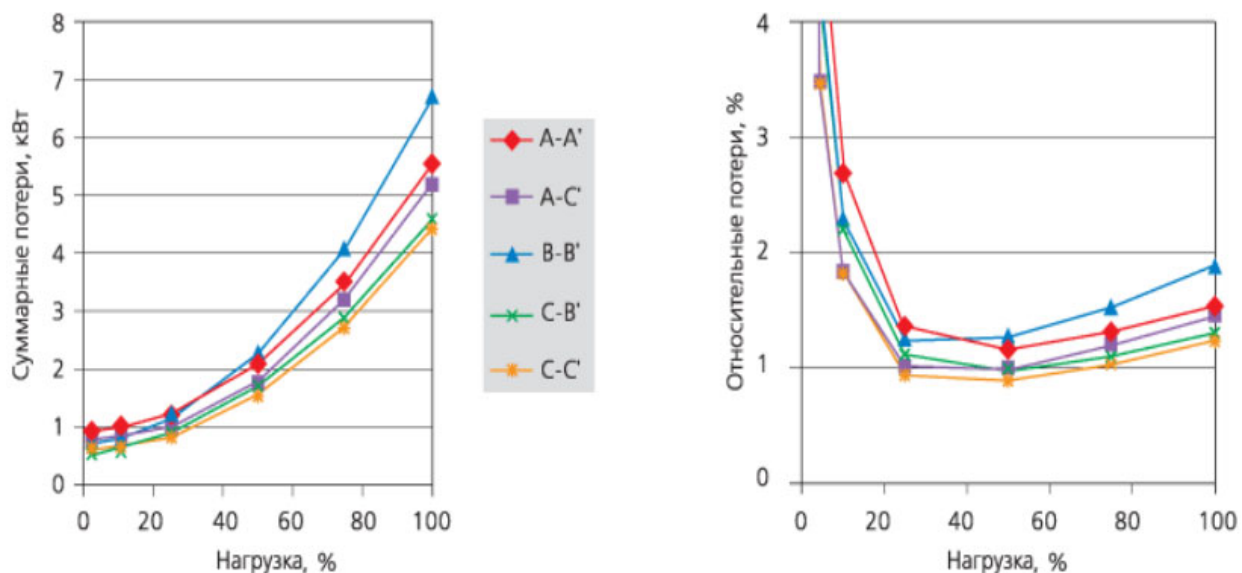


Рисунок 5 – Суммарные потери трансформатора номинальной мощностью 400 кВА в зависимости от величины нагрузки (12 и 24 кВ)

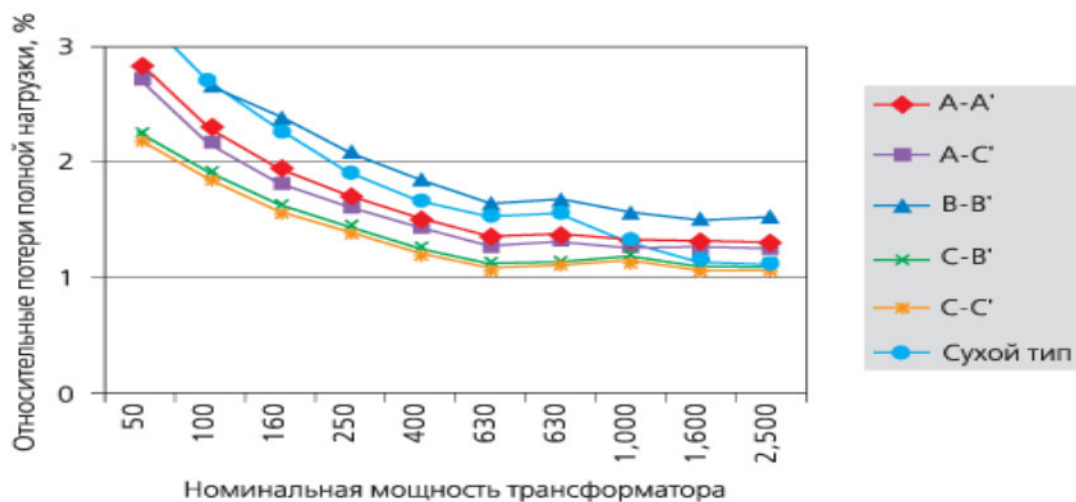


Рисунок 6 – Зависимость потерь полной нагрузки от мощности трансформатора

Поскольку общая эффективность трансформатора напрямую зависит от режима нагрузки, методика подсчета общих потерь за определенный период времени (например, за год или весь период эксплуатации) может быть непростой. Для этого применяются эмпирические методы.

Формально только уровень С-С' для масляных силовых распределительных трансформаторов можно считать эффективным. При этом следует признать, что не



существует единого международного признанного критерия, по которому распределительный трансформатор можно было бы отнести к числу энергоэффективных.

Ряд специалистов предлагает к таковым отнести трансформаторы:

- с масляным охлаждением С-С' (по НДВ421.1) и D-E' (по HD428.3);
- сухого типа до 24 кВ, имеющие величину потерь на 20 % меньше, чем по норме HD538.1;
- сухого типа до 36 кВ, имеющие величину потерь на 20 % меньше, чем по HD538.2.

Основанием для таких ориентиров служит техническая возможность их изготовления уже в настоящее время практически всеми производителями. Вторым способом заключается в оценке качественного состава текущих продаж, как это сделано в США, где любой трансформатор с энергоэффективностью равной или лучшей, чем у 35 % самых продаваемых моделей, признается энергоэффективным.

Третьим возможным способом могут быть технические признаки, такие как применение специальных видов обмоток, передовых марок металлов в магнитопроводе и т. д. Такой способ хоть и имеет право на существование, но не связан напрямую с основным показателем – эффективностью. Однако обозначение трансформаторов, например, с сердечником (магнитопроводом) из аморфного железа (АМДТ) ассоциируется с энергоэффективностью [24].

### 3.1.3 Производители трансформаторов в РФ и СНГ и методы снижения потерь в трансформаторах

Трансформаторы способны выпустить 12 заводов-лидеров трансформаторостроения в РФ и СНГ, а именно:

1. УП «МЭТЗ им. В.И. Козлова», РБ г. Минск.
2. ОАО «Запорожтрансформатор», Украина, г. Запорожье.
3. ООО «Тольяттинский трансформатор», г. Тольятти.
4. Холдинговая компания «Электрозавод», г. Москва.
5. ОАО «Уралэлектротяжмаш-Гидромаш», г. Екатеринбург.
6. ЗАО «Группа компаний Электроцит-ТМ-Самара» г. Самара.
7. ОАО «ЭТК БирЗСТ», г. Биробиджан.
8. ОАО «Электроцит», г. Чехов
9. Кентауский трансформаторный завод, РК, г. Кентау.
10. ОАО «Укрэлектрораппарат», Украина, г. Хмельницкий.
11. ОАО «Алттранс», г. Барнаул.
12. ЗАО «Трансформер», г. Подольск.

А также трансформаторную продукцию выпускают:

1. «АБС Электро», (вх. в «АБС-Холдинг»), г. Чебоксары.
2. ОАО «Завод МГТ», г. Запорожье.
3. Чирчикский трансформаторный завод, Узбекистан, г. Чирчик.
4. OREMI, Киргизия, г. Бишкек.
5. ОАО «Курганский электромеханический завод», г. Курган.
6. ООО «Завод НВА», г. Рассказово, Тамбовской обл.

Таблица 12 - Сравнительные технические характеристики трансформаторов ТМГ

Мощность	Завод	Тип	R <sub>хх</sub> , Вт	R <sub>кз</sub> , Вт	L <sub>а</sub> , дб	L <sub>ра</sub> , дб	Допустимые уровни по- терь	Масса, кг
100 кВА	«МЭТЗ» им. Козлова	ТМГ	270	1970	50	59	В-В'	540
		ТМГМШ	220	2270	43	52	В-С'	540
160 кВА	«Укрэлектро аппарат»	ТМГ	305	—	—	—	—	700
	ОАО «ЭТК «БирЗСТ»	ТМГ	280	2000	—	—	В-В'	580
	«МЭТЗ им. Козлова»	ТМГ	410	2600	53	62	А-В'	700
		ТМГМШ	320	2900	45	54	В-С'	710
250 кВА	«Укрэлектро аппарат»	ТМГ	410	—	—	—	—	938
	ОАО «ЭТК «БирЗСТ»	ТМГ	400	2600	—	—	А-В'	750
	«МЭТЗ им. Козлова»	ТМГ	580	3700	56	65	В-В'	950
		ТМГМШ	450	4200	47	56	В-С'	1020
400 кВА	ОАО «ЭТК «БирЗСТ»	ТМГ	550	3500	—	—	А-В'	1050
	«МЭТЗ им. Козлова»	ТМГ	830	5400	59	68	В-В'	1360
		ТМГМШ	600	5400	49	58	В-С'	1480
	«Укрэлектро аппарат»	ТМГ	830	—	—	—	—	1795
630 кВА	ОАО «ЭТК «БирЗСТ»	ТМГ	760	5500	42,4	49,7	В-В'	1308
	«МЭТЗ им. Козлова»	ТМГ	1240	7600	60	70	В-А'	2000
		ТМГМШ	940	7600	52	62	В-С'	2100
	«Укрэлектро аппарат»	ТМГ	1050	—	—	—	—	2100
	ОАО «ЭТК «БирЗСТ»	ТМГ	1000	7600	47,1	53,8	В-С'	1780

Изложенные механизмы мотивирования практического внедрения энергоэффективных распределительных трансформаторов вполне применимы в России. Более того, эффект от успешного применения энергоэффективного трансформаторного оборудования крайне важен и значим для экономики России.

В таблице 12 приведены для сравнения данные характеристик потерь основных заводов СНГ и РФ, выпускающих силовые распределительные трансформаторы.

Совершенно очевидно, что ресурсы снижения потерь в распределительных трансформаторах еще не исчерпаны и могут быть снижены и в дальнейшем, в первую очередь, путем применения на трансформаторных заводах методов снижения потерь КЗ и ХХ, которые представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Методы снижения потерь в трансформаторах

Наименование потерь	Метод снижения потерь	Трудности реализации метода снижения потерь
Потери КЗ	Увеличение значений сечения проводника обмотки, что ведет к снижению сопротивления и, следовательно, потерь	Затраты (цены) и габариты трансформатора значительно и притом непропорционально увеличиваются (хотя рост габаритов частично компенсируется меньшим тепловыделением и, соответственно, меньшими размерами охлаждающих конструкций)
	Применение материалов, имеющих повышенную электропроводность, вплоть до сверхпроводников	Данные технологии еще недостаточно развиты, сверхдороги и поэтому используются преимущественно в трансформаторах большой мощности
Потери ХХ	Увеличение сечения магнитопровода, что ведет к снижению потерь ХХ	Затраты (цены) и габариты трансформатора непропорционально увеличиваются
	Применения специальных марок трансформаторной стали, имеющих наибольшее сопротивление и пониженные потери на гистерезис	Специальные марки трансформаторной стали относительно дороги и поэтому используются преимущественно в трансформаторах большой мощности
	Применение аморфных металлов в магнитопроводе, что позволяет снизить потери х.х. на 70...80% по сравнению с потерями в трансформаторах традиционной конструкции	Данные технологии в настоящее время получают все большее развитие и востребованы на рынке распределительных трансформаторов

3.2 Исследование влияния некоторых переменных на срок окупаемости трансформатора при замене ТМЗ на энергосберегающие ТМГ12.

3.2.1 Исследование влияния годового числа часов максимальных потерь на срок окупаемости трансформатора

Проведем исследование влияния годового числа часов максимальных потерь на срок окупаемости трансформатора при замене ТМЗ на энергосберегающие ТМГ12. В качестве изначальных данных (таблица 14) даны номинальные мощности, потери и стоимость трансформаторов.

В качестве переменной будет принято годовое число часов максимальных потерь, которая зависит от сменности предприятия.

Таблица 14 – Данные трансформаторов ТМЗ и ТМГ12.

Мощность, кВА	Тип трансформатора	Цена приобретения, руб.	$\Delta P_{xx}, \text{кВт}$	$\Delta P_{кз}, \text{кВт}$
400	ТМЗ-400	236000	0,83	5,9
	ТМГ12-400	274704	0,61	4,6
630	ТМЗ-630	334000	1,05	7,6
	ТМГ12-630	383441	0,8	6,75
1000	ТМЗ-1000	497000	1,55	10,8
	ТМГ12-1000	533832	1,1	10,5

Найдем  $\tau$  - число часов максимальных потерь по формуле 2.11.

Таблица 15 – Число часов максимальных потерь в зависимости от количества смен на предприятии

Количество смен на предприятии	$T_m$	$T_r$	$\tau$
Односменное	1900	8760	864
Двухсменное	3600		2052
Трехсменное	5100		3521
Непрерывное	7650		6923

В таблице 16 сведены результаты исследования, в качестве постоянных приняты:

- коэффициент загрузки  $K_{з.т.н} = 0,7$ ;
- число часов работы  $T_r = 8760$  ч.;
- тариф на электроэнергию – 2,5 руб/кВт\*ч

Таблица 16 - Результаты исследования влияния изменения годового числа часов максимальных потерь на срок окупаемости

Сменность предприятия	Мощность, кВА	Тип тр-ра	Цена приобретения, руб.	$\Delta P_{xx}$ , кВт	$\Delta P_{кз}$ , кВт	Коэффициент загрузки $K_{з.т.н.}$	Число часов работы предприятия $T_{г}$ , ч	Годовое число часов максимальных потерь, ч	Выгода за 1 год эксплуатации, кВт*ч	Тариф на электроэнергию, руб/кВт*ч	Выгода за 1 год эксплуатации, руб	Срок эксплуатации, лет	Выгода за весь срок эксплуатации, руб	Срок окупаемости, лет
Односменное	400	ТМЗ-400	236000	0,83	5,9	0,7	8760	864	2477,57	2,5	6193,92	25	154848,00	6,25
		ТМГ12-400	274704	0,61	4,6									
Двухсменное	400	ТМЗ-400	236000	0,83	5,9	0,7	8760	2052	3234,32	2,5	8085,81	25	202145,25	4,79
		ТМГ12-400	274704	0,61	4,6									
Трехсменное	400	ТМЗ-400	236000	0,83	5,9	0,7	8760	3521	4170,08	2,5	10425,19	25	260629,81	3,71
		ТМГ12-400	274704	0,61	4,6									
Непрерывное	400	ТМЗ-400	236000	0,83	5,9	0,7	8760	6923	6337,15	2,5	15842,88	25	396071,94	2,44
		ТМГ12-400	274704	0,61	4,6									
Односменное	630	ТМЗ-630	334000	1,05	7,6	0,7	8760	864	2549,86	2,5	6374,64	25	159366,00	7,76
		ТМГ12-630	383441	0,8	6,75									
Двухсменное	630	ТМЗ-630	334000	1,05	7,6	0,7	8760	2052	3044,66	2,5	7611,65	25	190291,13	6,50
		ТМГ12-630	383441	0,8	6,75									
Трехсменное	630	ТМЗ-630	334000	1,05	7,6	0,7	8760	3521	3656,50	2,5	9141,24	25	228531,03	5,41
		ТМГ12-630	383441	0,8	6,75									
Непрерывное	630	ТМЗ-630	334000	1,05	7,6	0,7	8760	6923	5073,43	2,5	12683,57	25	317089,34	3,90
		ТМГ12-630	383441	0,8	6,75									
Односменное	1000	ТМЗ-1000	497000	1,55	10,8	0,7	8760	864	4069,01	2,5	10172,52	25	254313,00	3,62
		ТМГ12-1000	533832	1,1	10,5									
Двухсменное	1000	ТМЗ-1000	497000	1,55	10,8	0,7	8760	2052	4243,64	2,5	10609,11	25	265227,75	3,47
		ТМГ12-1000	533832	1,1	10,5									
Трехсменное	1000	ТМЗ-1000	497000	1,55	10,8	0,7	8760	3521	4459,59	2,5	11148,97	25	278724,19	3,30
		ТМГ12-1000	533832	1,1	10,5									
Непрерывное	1000	ТМЗ-1000	497000	1,55	10,8	0,7	8760	6923	4959,68	2,5	12399,20	25	309980,06	2,97
		ТМГ12-1000	533832	1,1	10,5									

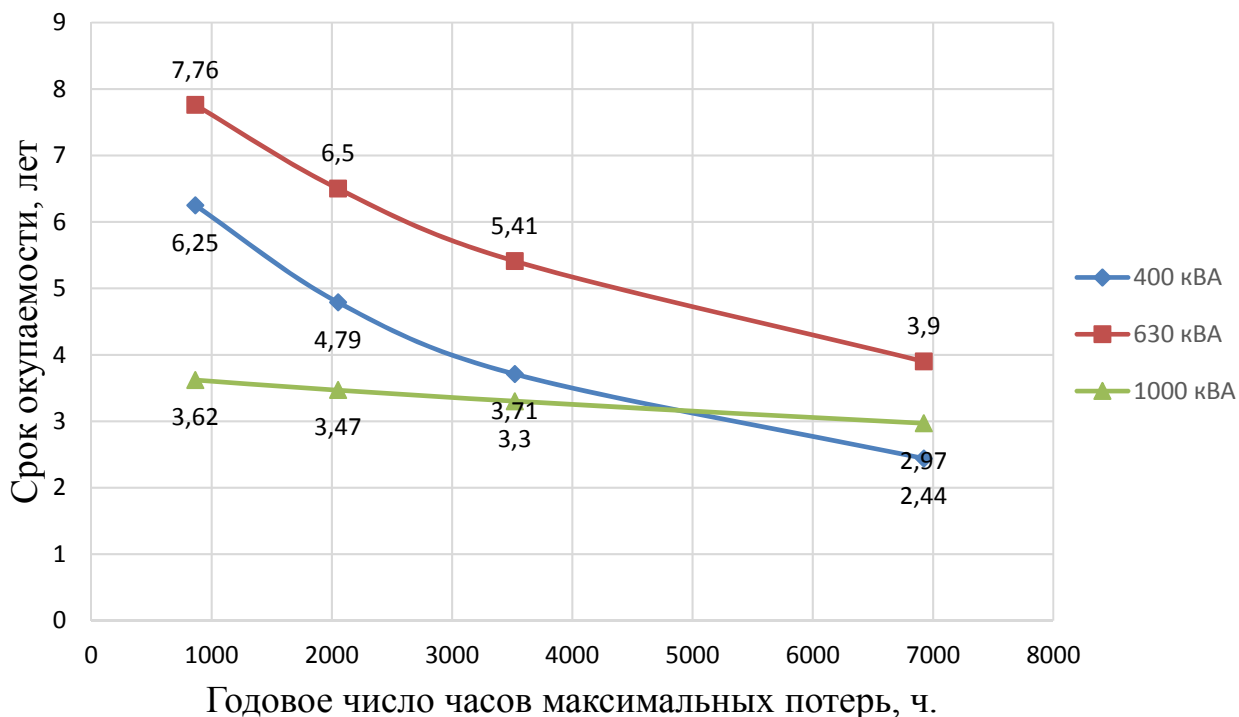


Рисунок 7 – Зависимость срока окупаемости энергосберегающего трансформатора от изменения годового числа часов максимальных потерь

Согласно проведенному исследованию при заданных постоянных параметрах можно сделать выводы:

- 1) Если предприятие работает в одну смену, то в таком случае целесообразно в первую очередь заменить трансформаторы мощностью 1000 кВА со сроком окупаемости 3,62 года.
- 2) Если предприятие работает в две смены, то в таком случае целесообразно в первую очередь заменить трансформаторы мощностью 1000 кВА со сроком окупаемости 3,47 года.
- 3) Если предприятие работает в три смены, то в таком случае целесообразно в первую очередь заменить трансформаторы мощностью 1000 кВА со сроком окупаемости 3,30 года.
- 4) Если предприятие с непрерывным производством, то в таком случае целесообразно в первую очередь заменить трансформаторы мощностью 400 кВА со сроком окупаемости 2,44 года.

### 3.2.2 Исследование влияния коэффициента загрузки трансформатора на срок окупаемости трансформатора

Проведем исследование влияния коэффициента загрузки трансформатора на срок окупаемости трансформатора при замене ТМЗ на энергосберегающие ТМГ12. В качестве изначальных данных (таблица 14) даны номинальные мощности, потери и стоимость трансформаторов.

В таблице 17 сведены результаты исследования, в качестве постоянных приняты:  
 - годовое число часов максимальных потерь  $\tau = 3521$  ч.

- число часов работы трансформатора  $T_r = 8760$  ч.;
- тариф на электроэнергию – 2,5 руб/кВт\*ч

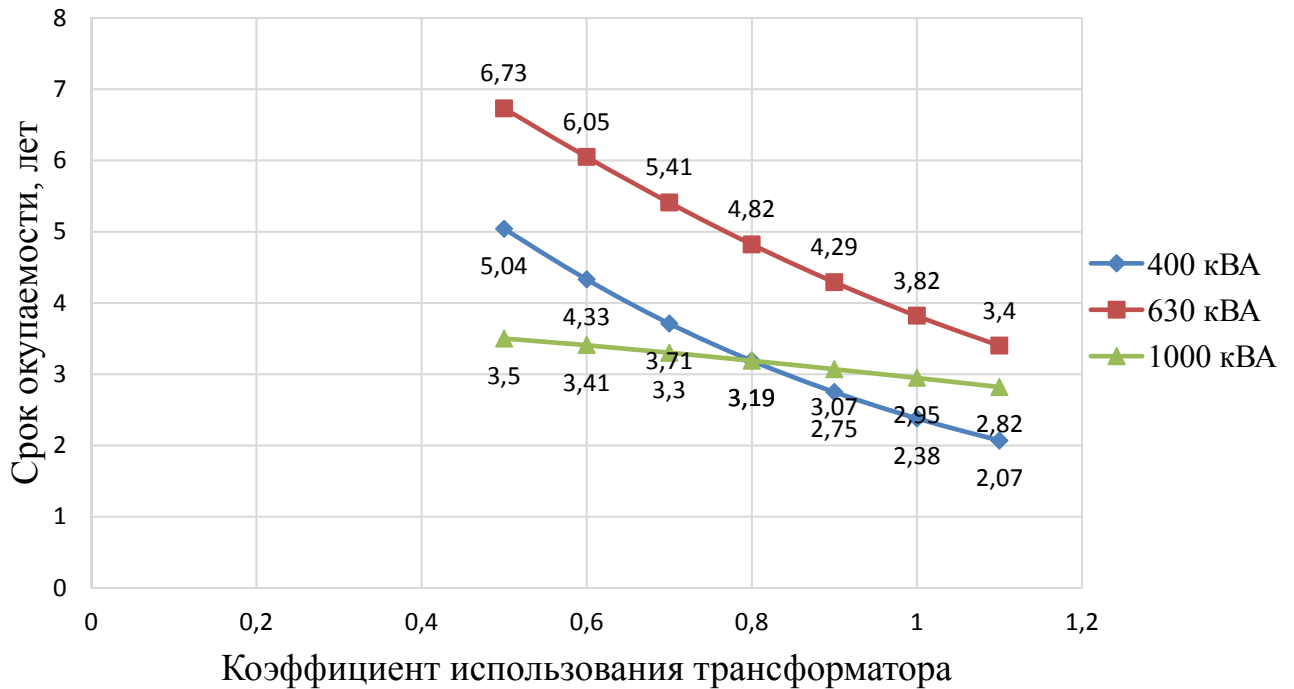


Рисунок 8 – Зависимость срока окупаемости энергосберегающего трансформатора от изменения коэффициента загрузки трансформаторов

Согласно проведенному исследованию при заданных постоянных параметрах можно сделать выводы:

1) При коэффициентах загрузки трансформаторов от 0,5 до 0,7 целесообразно в первую очередь заменить трансформаторы мощностью 1000 кВА, срок окупаемости составит:

- для  $K_{з.т.н.}=0,5$  – 3,50 года;
- для  $K_{з.т.н.}=0,6$  – 3,41 года;
- для  $K_{з.т.н.}=0,7$  – 3,30 года;

2) При коэффициенте загрузки трансформатора  $K_{з.т.н.}=0,8$  срок окупаемости составит 3,19 года, одинаковый срок окупаемости для трансформаторов мощностью 400 и 1000 кВА.

3) При коэффициентах загрузки трансформаторов от 0,9 до 1,1 целесообразно в первую очередь заменить трансформаторы мощностью 400 кВА, срок окупаемости составит:

- для  $K_{з.т.н.}=0,9$  – 2,75 года;
- для  $K_{з.т.н.}=1,0$  – 2,38 года;
- для  $K_{з.т.н.}=1,1$  – 2,07 года;

Таблица 17 – Результаты исследования влияния изменения коэффициента загрузки трансформаторов на срок окупаемости

Мощность, кВА	Тип трансформатора	Цена приобретения, руб.	$\Delta P_{\text{хх}}$ , кВт	$\Delta P_{\text{кз}}$ , кВт	Коэффициент загрузки $K_{з.т.н.}$	Число часов в году $T_{г}$ , ч	Годовое число часов максимальных потерь, ч	Выгода за 1 год эксплуатации, кВт*ч	Тариф на электроэнергию, руб/кВт*ч	Выгода за 1 год эксплуатации, руб	Срок эксплуатации, лет	Выгода за весь срок эксплуатации, руб	Срок окупаемости, лет
400	ТМЗ-400	236000	0,83	5,9	0,5	8760	3521	3071,53	2,5	7678,81	25	191970,31	5,04
	ТМГ12-400	274704	0,61	4,6									
	ТМЗ-400	236000	0,83	5,9	0,6	8760	3521	3575,03	2,5	8937,57	25	223439,25	4,33
	ТМГ12-400	274704	0,61	4,6									
	ТМЗ-400	236000	0,83	5,9	0,7	8760	3521	4170,08	2,5	10425,19	25	260629,81	3,71
	ТМГ12-400	274704	0,61	4,6									
	ТМЗ-400	236000	0,83	5,9	0,8	8760	3521	4856,67	2,5	12141,68	25	303542,00	3,19
	ТМГ12-400	274704	0,61	4,6									
	ТМЗ-400	236000	0,83	5,9	0,9	8760	3521	5634,81	2,5	14087,03	25	352175,81	2,75
	ТМГ12-400	274704	0,61	4,6									
	ТМЗ-400	236000	0,83	5,9	1	8760	3521	6504,50	2,5	16261,25	25	406531,25	2,38
	ТМГ12-400	274704	0,61	4,6									
ТМЗ-400	236000	0,83	5,9	1,1	8760	3521	7465,73	2,5	18664,33	25	466608,31	2,07	
ТМГ12-400	274704	0,61	4,6										
630	ТМЗ-630	334000	1,05	7,6	0,5	8760	3521	2938,21	2,5	7345,53	25	183638,28	6,73
	ТМГ12-630	383441	0,8	6,75									
	ТМЗ-630	334000	1,05	7,6	0,6	8760	3521	3267,43	2,5	8168,57	25	204214,13	6,05
	ТМГ12-630	383441	0,8	6,75									
	ТМЗ-630	334000	1,05	7,6	0,7	8760	3521	3656,50	2,5	9141,24	25	228531,03	5,41
	ТМГ12-630	383441	0,8	6,75									
	ТМЗ-630	334000	1,05	7,6	0,8	8760	3521	4105,42	2,5	10263,56	25	256589,00	4,82
	ТМГ12-630	383441	0,8	6,75									
	ТМЗ-630	334000	1,05	7,6	0,9	8760	3521	4614,21	2,5	11535,52	25	288388,03	4,29
	ТМГ12-630	383441	0,8	6,75									
	ТМЗ-630	334000	1,05	7,6	1	8760	3521	5182,85	2,5	12957,13	25	323928,13	3,82
	ТМГ12-630	383441	0,8	6,75									
ТМЗ-630	334000	1,05	7,6	1,1	8760	3521	5811,35	2,5	14528,37	25	363209,28	3,40	
ТМГ12-630	383441	0,8	6,75										



## Продолжение таблицы 17

Мощность, кВА	Тип трансформатора	Цена приобретения, руб.	$\Delta P_{xx}$ , кВт	$\Delta P_{кз}$ , кВт	Коэффициент загрузки $K_{з.т.н.}$	Число часов в году $T_{г}$ , ч	Годовое число часов максимальных потерь, ч	Выгода за 1 год эксплуатации, кВт*ч	Тариф на электроэнергию, руб/кВт*ч	Выгода за 1 год эксплуатации, руб	Срок эксплуатации, лет	Выгода за весь срок эксплуатации, руб	Срок окупаемости, лет
1000	ТМЗ-1000	497000	1,55	10,8	0,5	8760	3521	4206,08	2,5	10515,19	25	262879,69	3,50
	ТМГ12-1000	533832	1,1	10,5									
	ТМЗ-1000	497000	1,55	10,8	0,6	8760	3521	4322,27	2,5	10805,67	25	270141,75	3,41
	ТМГ12-1000	533832	1,1	10,5									
	ТМЗ-1000	497000	1,55	10,8	0,7	8760	3521	4459,59	2,5	11148,97	25	278724,19	3,30
	ТМГ12-1000	533832	1,1	10,5									
	ТМЗ-1000	497000	1,55	10,8	0,8	8760	3521	4618,03	2,5	11545,08	25	288627,00	3,19
	ТМГ12-1000	533832	1,1	10,5									
	ТМЗ-1000	497000	1,55	10,8	0,9	8760	3521	4797,60	2,5	11994,01	25	299850,19	3,07
	ТМГ12-1000	533832	1,1	10,5									
	ТМЗ-1000	497000	1,55	10,8	1	8760	3521	4998,30	2,5	12495,75	25	312393,75	2,95
	ТМГ12-1000	533832	1,1	10,5									
	ТМЗ-1000	497000	1,55	10,8	1,1	8760	3521	5220,12	2,5	13050,31	25	326257,69	2,82
	ТМГ12-1000	533832	1,1	10,5									

### 3.3 Эффективность применения энергосберегающих трансформаторов в СЭС завода

В существующей схеме СЭС завода в качестве цеховых трансформаторов взяты трансформаторы типа ТМЗ с диапазоном мощностей от 400 до 1600 кВА. Данные трансформаторы имеют высокий уровень потерь холостого хода и потерь короткого замыкания.

Согласно таблице 18, цеховые трансформаторы в существующей СЭС относятся к уровням потерь А-А' и В-В'.

Таблица 18 – Типы трансформаторов, используемых в существующей схеме СЭС и потери в них

Тип трансформатора	$\Delta P_{xx}$ , кВт	$\Delta P_{кз}$ , кВт	$I_{xx}$ , %	$U_{кз}$ , %	Уровень потерь
ТМЗ-400-10/0,4	0,83	5,9	1,8	4,5	В-В'
ТМЗ-630-10/0,4	1,05	7,6	1,6	5,5	В-В'
ТМЗ-1000-10/0,4	1,55	10,8	1,2	5,5	А-А'
ТМЗ-1600-10/0,4	2,65	16,5	1,0	6,0	А-А'

В России и ближнем зарубежье основными производителями энергоэффективных трансформаторов являются Подольский завод «Трансформер», «Самара Электроцит», Алтайский трансформаторный завод «Алттранс», Минский «МЭТЗ им. Козлова», соответственно [14-17].

Российские предприятия, выпускающие энергосберегающие трансформаторы ограничены в номинальных мощностях, диапазон их варьируется в пределах от 400 кВА до 1000 кВА. Также с увеличением мощности меняются комбинации энергоэффективности одного и того же трансформатора. В то время как в Европе имеется масса заводов, чья продукция используется в качестве надежного энергоэффективного оборудования. Например, Словацкий «Инвар-Элтранс» трансформаторы ТОНп, чей диапазон мощностей изменяется в пределах от 400 до 2500 кВА и уровень их энергоэффективности относится к классу А-С'.

Для сравнения примем во внимание трансформаторы трех различных мощностей – Российских производителей и трансформаторы «Инвар-Элтранс» ТОНп. Технические характеристики для сравнения приведены в таблице 3.2.

Трансформаторы ТОНп и трансформаторы фирмы «Трансформер» ТМГ12 имеют идентичные величины потерь, однако значения токов холостого хода и напряжения короткого замыкания очевидно различны между собой. Это может быть связано с тем, что производители используют различные компоновки и качество электротехнической стали.

В сравнении производитель «Самара-Электроцит» ТМГ(Ф) показал наихудшие результаты уровней потерь. Их значения идентичны значениям обычных масляных трансформаторов, однако разработчик в каталоге однозначно указывает на энергоэффективность данного трансформатора.

Таблица 19 – Технические характеристики различных трансформаторов

Наименование предприятия	Мощность, кВА	U <sub>к</sub> , %	I <sub>хх</sub> , %	Потери		Уровень потерь
				Нагрузочные, Вт	Холостого хода, Вт	
«Инвар-Элтранс» ТОНп	400	6,0	1,2	4600	610	А-С'
	1000	6,0	1,0	10500	1100	А-С'
	1600	6,0	0,7	17000	1700	А-С'
Трансформер ТМГ12	400	4,5	0,8	4600	610	А-С'
	1000	5,5	0,6	10500	1100	А-С'
	1250	6,0	0,6	12400	1350	-
	1600	6,0	0,5	16500	2100	А-В'
«Минский МЭТЗ им.Коз- лова ТМГ12	400	4,5	0,8	4600	610	А-С'
	630	5,5	0,7	6750	800	А-С'
	1000	5,5	0,6	10500	1100	А-С'
	1250	6,0	0,6	13250	1350	-
Самара-Элек- троцит ТМГ(Ф)	400	4,5	1,8	5900	830	В-В'
	1000	5,5	1,2	10800	1550	А-В'
	1600	6,0	1,0	16500	2100	А-В'
Алттранс ТМГэ	400	4,5	1,8	4600	610	А-С'
	630	5,5	1,6	6750	800	А-С'
	1000	5,5	1,2	10500	1100	А-С'

Напряжения короткого замыкания у зарубежных трансформаторов, по отношению к отечественным, больше и равны 6%, это приводит к понижению тока холостого хода (тока намагничивания), что сказывается на экономии электроэнергии (чем меньше ток намагничивания, тем выше энергоэффективность трансформатора). Потери на холостой ход и нагрузочные производителей различных стран с небольшими погрешностями соизмеримы между собой, что говорит о том, что технические характеристики Российский трансформаторов преимущественно соответствуют европейским стандартам.

Заменяем трансформаторы типа ТМЗ (В-В') на экономичные трансформаторы ТМГ12 уровень потерь которых относится к А-С'.

Рассчитаем мощность трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций. Она зависит от величины нагрузки электроприемников, их категории по надежности электроснабжения, от размеров площади, на которой они размещены и т.п. При одной и той же равномерно распределенной нагрузке с увеличением площади цеха должна уменьшаться единичная мощность трансформаторов.

Существует связь между экономически целесообразной мощностью отдельного трансформатора  $S_{эт}$  цеховой ТП и плотностью  $\sigma$  электрической нагрузки цеха [9].

Плотность электрической нагрузки цеха определяется по формуле:

$$\sigma = \frac{S_p}{F_u} \quad (3.1)$$

где  $S_p$  - расчетная электрическая нагрузка цеха, кВА;  
 $F_{ц}$  - площадь цеха, м<sup>2</sup>.

Не всегда получается выбор мощности трансформаторов цеховых ТП по данному условию. Мощность трансформаторов цеховой ТП корректируется в зависимости от величины расчетной нагрузки цеха, ее категории, числа типоразмеров трансформаторов на предприятии и ряда других факторов.

Тогда на ТП11 при плотности электрической нагрузки 1,21кВа/м<sup>2</sup> необходимо установить трансформатор мощностью 2500 кВА, но величина расчетной нагрузки оказывается значительно меньше устанавливаемой по плотности нагрузки, поэтому к использованию принимаем трансформатор два трансформатора мощностью 1000 кВА.

Так же, если рядом с цехом, потребляющим большое количество мощности, находятся более слабые цеха, то их можно запитать от одной ТП. Иногда это целесообразно для экономии финансовых затрат на мелкие ТП. Более выгодно установить более мощные трансформаторы, чем несколько маленьких.

При единичной мощности трансформаторов более 1000 кВА они не обладают достаточным токоограничивающим действием.

Количество трансформаторов одной подстанции зависит от категории электроприемников по надежности электроснабжения. В данном дипломном проекте будем считать, что для питания потребителей первой и второй категорий применяются двухтрансформаторные подстанции с допустимым коэффициентом загрузки трансформаторов в нормальном режиме  $K_{з.д.} = 0,7$  и  $K_{з.д.} = 0,85$  соответственно.

Количество трансформаторов всех подстанций цеха в общем случае определяется по формуле:

$$N_0 \geq \frac{P_p}{K_{з.д.} \cdot S_{н.т.}} \quad (3.2)$$

где  $P_p$  - расчетная активная нагрузка цеха от низковольтных потребителей, кВт;  
 $K_{з.д.}$  - допустимый коэффициент загрузки в нормальном режиме;  
 $S_{н.т.}$  - выбранная номинальная мощность трансформаторов цеховых ТП, кВА.

Принимается ближайшее большее целое число  $N$  трансформаторов.

Примем к использованию трансформаторы типа ТМЗ, так как они имеют повышенную механическую прочность бака и радиаторов по сравнению с аналогичными масляными трансформаторов.

Из приведенного примера видно, что в каждом отдельном случае выбор трансформаторов цеховых ТП следует проводить, учитывая конкретные условия. Выбор остальных ТП сведен в таблицу 20.

При выборе трансформаторов цеховых ТП должна определяться наибольшая реактивная мощность  $Q_{1p}$ , которую трансформаторы могут пропустить из сети 10 кВ в сеть напряжением 0,4 кВ. Для цеха (группы цехов), в котором установлено  $M$  подстанций с числом трансформаторов  $n$ , причем мощности всех трансформаторов одинаковы определяется по формуле:

$$Q_{1P} = \sqrt{(n \cdot M \cdot K_{3.Д.} \cdot S_{н.м.})^2 - P_P^2} \quad (3.3)$$

где  $n$  - число трансформаторов цеховой трансформаторной подстанции;  
 $P_P$  - расчетная активная нагрузка цеха (группы цехов), кВт.

Величина  $Q_{1P}$  является расчетной, поэтому в общем случае реактивная нагрузка трансформаторов  $Q_1$  не равна ей

$$Q_1 = \begin{cases} Q_{1P} & \text{если } Q_{1P} < Q_P \\ Q_P & \text{если } Q_{1P} \geq Q_P \end{cases}$$

где  $Q_P$  - расчетная реактивная нагрузка цеха (группы цехов), квар.

Если  $Q_{1P} < Q_P$  то трансформаторы ТП не смогут пропустить всю реактивную нагрузку, часть ее должна быть скомпенсирована с помощью батарей конденсаторов. Мощность этих конденсаторов будет равна

$$Q_{KV} = Q_P - Q_1$$

Коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах определяются следующим образом

$$K_{3.н.н} = \frac{\sqrt{P_P^2 + Q_1^2}}{n \cdot S_{н.м.}} \quad (3.4)$$

$$K_{3.м.н} = \frac{\sqrt{P_P^2 + Q_1^2}}{(n-1) \cdot S_{н.м.}} \quad (3.5)$$

Тогда коэффициенты загрузки трансформатора в нормальном режиме:

$$K_{3.н.н} = \frac{\sqrt{1012,6^2 + 818,6^2}}{2 \cdot 1000} = 0,65$$

В послеаварийном режиме по формуле 3.5:

$$K_{3.м.н} = \frac{\sqrt{1012,6^2 + 818,6^2}}{(2-1) \cdot 1000} = 1,3$$

Таблица 20 – Результаты расчета для выбора цеховых трансформаторов

ТП	Категория надежности	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , квар	$S_p$ , кВА	$\sigma$ , кВА/м <sup>2</sup>	$S_{т.э.}$ , кВА	Тип тр-ра	$N_{т.э.}$ , шт	$\Delta N_t$	$N_{т.мин.}$ , шт	m	$N_{т.опт.}$ , шт	$S_{т.ном.}$ , кВА	$K_{з.т.д.}$	$Q_{1p}$ , квар	$Q_1$ , квар	$Q_{кв.}$ , квар	$K_{з.т.н.}$	$K_{з.т.п.ав.}$	$S_{т.ном.р.}$ , кВА	Кол-во тр-ров	$S_{ср.}$ , кВА
1-2	2	1066,2	707,0	1279,3	0,09	630	ТМЗ	2,12	0,88	3	0	4	400	0,8	708,3	707,0	0	0,80	1,07	319,8	4	1279,3
3	1	1119,1	987,9	1492,8	0,08	630	ТМЗ	2,54	0,46	3	0	2	1000	0,7	841,2	841,2	146,7	0,70	1,40	700,0	2	1400,0
5	1	937,8	669,4	1152,2	0,09	630	ТМЗ	2,13	0,87	3	0	2	1000	0,7	1039,5	669,4	0	0,58	1,15	576,1	2	1152,2
7	1	980,0	686,7	1196,6	0,13	1000	ТМЗ	1,40	0,60	2	0	2	1000	0,7	999,8	686,7	0	0,60	1,20	598,3	2	1196,6
8	1	1026,4	906,7	1369,5	0,07	630	ТМЗ	2,33	0,67	3	0	2	1000	0,7	952,1	906,7	0	0,68	1,37	684,8	2	1369,5
10	2	658,8	561,8	865,8	0,1	1000	ТМЗ	0,82	0,18	1	0	2	630	0,8	762,9	561,8	0	0,69	1,37	432,9	2	865,8
11	1	1012,6	818,6	1302,1	1,21	2500	ТМЗ	0,58	0,42	1	0	2	1000	0,7	966,8	818,6	0	0,65	1,30	651,0	2	1302,1

Для определения расчетной нагрузки предприятия необходимо знать потери активной и реактивной мощности в трансформаторах цеховых ТП. Указанные потери найдем по формуле:

$$\Delta P_T = N \cdot (\Delta P_{xx} + K_{3.м.н.}^2 \cdot \Delta P_{кз}) \quad (3.6)$$

$$\Delta Q_T = N \cdot \left( \frac{I_{xx} \%}{100} \cdot S_{н.т.} + K_{3.м.н.}^2 \cdot \frac{U_{кз} \%}{100} \cdot S_{н.т.} \right) \quad (3.7)$$

где N - число трансформаторов, установленных в цехе (группе цехов);  
 $\Delta P_{xx}$ ,  $\Delta P_{кз}$ ,  $I_{xx}$ ,  $U_{кз}$  - паспортные данные трансформаторов из [7].

В нашем примере паспортные данные трансформатора ТМЗ-1600-10/0,4  
 $\Delta P_{xx} = 2,65$  кВт;  $\Delta P_{кз} = 16,5$  кВт;  $I_{xx} = 1\%$ ;  $U_{кз} = 6\%$ .

Активная и реактивная мощность, потребляемая трансформаторами:

$$P = P_p + \Delta P_T$$

$$Q = Q_1 + \Delta Q_T$$

По аналогичной методике [7] рассчитываются потери в трансформаторах остальных ТП, результаты расчета сведены в таблицу 21, таблицу 22.

Таблица 21 – Потери энергии в трансформаторах в существующей схеме

ТП	Тип тр-ра	N, шт	$\Delta P_{xx}$ ,кВт	$\Delta P_{кз}$ , кВт	$I_{xx}$ ,%	$U_{кз}$ , %	$\Delta P_T$ , кВт	$\Delta Q_T$ , квар
1-2	ТМЗ-400-10/0,4	4	0,83	5,9	1,8	4,5	18,41	74,83
3	ТМЗ-1000-10/0,4	2	1,55	10,8	1,2	5,5	13,68	77,90
5	ТМЗ-1000-10/0,4	2	1,55	10,8	1,2	5,5	10,27	60,51
7	ТМЗ-1000-10/0,4	2	1,55	10,8	1,2	5,5	10,83	63,38
8	ТМЗ-1000-10/0,4	2	1,55	10,8	1,2	5,5	13,23	75,58
10	ТМЗ-630-10/0,4	2	1,05	7,6	1,6	5,5	9,28	52,88
11	ТМЗ-1000-10/0,4	2	1,55	10,8	1,2	5,5	12,25	70,62
Сумма потерь в цеховых трансформаторах							87,95	475,70

Таблица 22 – Потери энергии в трансформаторах в преобразованной схеме

ТП	Тип тр-ра	N, шт	$\Delta P_{xx}$ ,кВт	$\Delta P_{кз}$ , кВт	$I_{xx}$ ,%	$U_{кз}$ , %	$\Delta P_T$ , кВт	$\Delta Q_T$ , квар
1-2	ТМГ12-400-10/0,4	4	0,61	4,6	0,8	4,5	14,2	58,83
3	ТМГ12-1000-10/0,4	2	1,1	10,5	0,6	5,5	12,49	65,9
5	ТМГ12-1000-10/0,4	2	1,1	10,5	0,6	5,5	9,17	48,51
7	ТМГ12-1000-10/0,4	2	1,1	10,5	0,6	5,5	9,72	51,38
8	ТМГ12-1000-10/0,4	2	1,1	10,5	0,6	5,5	12,05	63,58
10	ТМГ12-630-10/0,4	2	0,8	6,75	0,7	5,5	7,97	41,54
11	ТМГ12-1000-10/0,4	2	1,1	10,5	0,6	5,5	11,1	58,62
Сумма потерь в цеховых трансформаторах							76,70	388,36

Посчитаем срок окупаемости трансформаторов (таблица 23).

Согласно расчетам, срок окупаемости трансформаторов мощностью 400 кВА составит 4,21 года, 630 кВА – 6,86 года, 1000 кВА – в среднем 3,94 лет. Приняли к использованию трансформатор типа ТМГ12, так как он является более энергоэффективным и позволяет сэкономить.

### Выводы по разделу три

Рассмотрели различные типы трансформаторов. Сравнили количество потерь в различных трансформаторах и распределили их по допустимым уровням потерь.

Рассмотрели трансформаторы HD428/HD538 номинальной мощностью до 2500 кВА включительно.

Проведено исследование влияния годового числа часов максимальных потерь и коэффициента загрузки трансформаторов на срок окупаемости, при замене трансформаторов ТМ на энергосберегающие ТМГ12. Сделаны выводы о том, трансформаторы какой мощности следует заменить при определенных параметрах.

Согласно проведенному исследованию влияния годового числа часов максимальных потерь при заданных постоянных параметрах сделали выводы:

1) Если предприятие работает в одну смену, то в таком случае целесообразно в первую очередь заменить трансформаторы мощностью 1000 кВА со сроком окупаемости 3,6 года.

2) Если предприятие работает в две смены, то в таком случае целесообразно в первую очередь заменить трансформаторы мощностью 1000 кВА со сроком окупаемости 3,5 года.

3) Если предприятие работает в три смены, то в таком случае целесообразно в первую очередь заменить трансформаторы мощностью 1000 кВА со сроком окупаемости 3,3 года.

4) Если предприятие с непрерывным производством, то в таком случае целесообразно в первую очередь заменить трансформаторы мощностью 400 кВА со сроком окупаемости 2,4 года.

Согласно проведенному исследованию влияния коэффициента загрузки трансформаторов при заданных постоянных параметрах сделали выводы:

1) При коэффициентах загрузки трансформаторов от 0,5 до 0,7 целесообразно в первую очередь заменить трансформаторы мощностью 1000 кВА, срок окупаемости составит:

- для  $K_{з.т.н.}=0,5$  – 3,5 года;

- для  $K_{з.т.н.}=0,6$  – 3,4 года;

- для  $K_{з.т.н.}=0,7$  – 3,3 года;

2) При коэффициенте загрузки трансформатора  $K_{з.т.н.}=0,8$  срок окупаемости составит 3,2 года, одинаковый срок окупаемости для трансформаторов мощностью 400 и 1000 кВА.

3) При коэффициентах загрузки трансформаторов от 0,9 до 1,1 целесообразно в первую очередь заменить трансформаторы мощностью 400 кВА, срок окупаемости составит:

- для  $K_{з.т.н.}=0,9$  – 2,8 года;



- для  $K_{з.т.н.}=1,0$  – 2,4 года;
- для  $K_{з.т.н.}=1,1$  – 2,1 года;

На основе данных нагрузок была подсчитана мощность устанавливаемых в цехах трансформаторов. Сравнили потери электроэнергии в трансформаторах ТМЗ и экономичных трансформаторах ТМГ12. Посчитали срок окупаемости. Согласно расчетам, срок окупаемости трансформаторов мощностью 400 кВА составит 4,2 года, 630 кВА – 6,9 года, 1000 кВА – в среднем 3,9 лет. Приняли к использованию трансформатор типа ТМГ12, так как он является более энергоэффективным и позволяет сэкономить.

Таблица 23 - Расчет эффективности замены ТМЗ на ТМГ12

Показатель	ТП1-2		ТП10		ТП3	
	ТМЗ-400	ТМГ12-400	ТМЗ-630	ТМГ12-630	ТМЗ-1000	ТМГ12-1000
Цена приобретения 1 шт, рос.руб.	236000	274704	334000	383441	497000	533832
Количество трансформаторов, шт	4	4	1	1	2	2
Стоимость приобретения нужного кол-ва, руб.	944000	1098816	334000	383441	994000	1067664
$\Delta P_{xx}, \text{кВт}$	0,83	0,61	1,05	0,80	1,55	1,10
$\Delta P_{кз}, \text{кВт}$	5,90	4,60	7,60	6,75	10,80	10,50
Коэффициент загрузки $K_{з,т.н}$	0,80		0,69		0,70	
Тариф на электроэнергию, руб/кВт*час (с НДС)	2,18					
Число часов в году $T_{г}, \text{ч}$	8760,00					
Годовое число часов максимальных потерь, ч	2742,00					
Срок эксплуатации трансформатора, лет	25		25		25	
Стоимость потерь эл./энергии в год, рос.руб.	153897,94	117148,93	41737,96	34534,83	122635,11	103664,51
Полная стоимость трансформатора за указанный срок эксплуатации, рос.руб.	4791448,43	4027539,28	1377449,07	1246811,87	4059877,68	3659276,85
Выгода за весь срок эксплуатации, рос.руб.	918725,16		180078,20		474264,83	
Выгода за весь срок эксплуатации, кВт*час	420854,40		82491,16		217253,70	
Годовая выгода, рос.руб.	36749,01		7203,13		18970,59	
Годовая выгода, кВт*час	16834,18		3299,65		8690,15	
Срок окупаемости разницы в цене, год	4,21		6,86		3,88	

## Продолжение таблицы 23

Показатель	ТП5		ТП7		ТП8		ТП11	
	ТМГ12-1000	ТМЗ-1000	ТМГ12-1000	ТМГ12-1000	ТМЗ-1000	ТМГ12-1000	ТМЗ 1000	ТМГ12-1000
Цена приобретения 1 шт, рос.руб.	533832	497000	533832	533832	497000	533832	497000	533832
Количество трансформаторов, шт	2	2	2	2	2	2	2	2
Стоимость приобретения нужного кол-ва, руб.	1067664	994000	1067664	1067664	994000	1067664	994000	1067664
$\Delta P_{xx}, \text{кВт}$	1,10	1,55	1,10	1,10	1,55	1,10	1,55	1,10
$\Delta P_{кз}, \text{кВт}$	10,50	10,80	10,50	10,50	10,80	10,50	10,80	10,50
Коэффициент загрузки $K_{з,т.н}$	0,58		0,60		0,68		0,65	
Тариф на электроэнергию, руб/кВт*час (с НДС)	2,18							
Число часов в году $T_{г}, \text{ч}$	8760,00							
Годовое число часов максимальных потерь, ч	2742,00							
Срок эксплуатации трансформатора, лет	25		25		25		25	
Стоимость потерь эл./энергии в год, рос.руб.	84356,76	105827,02	87323,32	84356,76	105827,02	87323,32	113907,83	95179,66
Полная стоимость трансформатора за указанный срок эксплуатации, рос.руб.	3176583,07	3639675,50	3250746,95	3176583,07	3639675,50	3250746,95	3841695,78	3447155,56
Выгода за весь срок эксплуатации, рос.руб.	460473,58		462592,54		471786,71		468204,22	
Выгода за весь срок эксплуатации, кВт*час	210936,13		211906,80		216118,51		214477,43	
Годовая выгода, рос.руб.	18418,94		18503,70		18871,47		18728,17	
Годовая выгода, кВт*час	8437,45		8476,27		8644,74		8579,10	
Срок окупаемости разницы в цене, год	4,00		3,98		3,90		3,93	

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалифицированной работе описана существующая схема электроснабжения завода.

Рассмотрены основные способы энергосбережения электроэнергии на предприятиях. Проанализированы возможности улучшения системы электроснабжения завода электролиза меди, выделены наиболее выгодные способы оптимизации СЭС завода в целях экономии электроэнергии, а именно:

- 1) Применение глубокого ввода для части потребителей;
- 2) Повышение энергетической эффективности трансформаторов.

Определены мощности и потери электроэнергии в существующей и преобразованной схеме системы электроснабжения завода в трансформаторах на ГПП и в вентильных трансформаторах. Выбрано сечения провода и марку провода, выбрана аппаратура на вводе ГПП. Также основываясь на исходных данных, произведен экономический расчет вариантов внешнего питания 110 кВ или 35 кВ. Были рассчитаны варианты установки трансформаторов двух типов, включая оборудование необходимое для надежной работы. Выбран самый экономичный и надежный вариант 35 кВ.

В результате сравнения существующей и преобразованной системы электроснабжения, выяснили что в преобразованной схеме теряется меньше на 255 МВт·ч, за счет исключения лишнего преобразования напряжения для вентильных преобразователей и проведения высокого напряжения с подстанции. Были рассчитаны стоимость установки трансформаторов и необходимого оборудования на ГПП, в вентильных преобразователях, стоимость ячеек, стоимость покупки, прокладки, а также стоимость обслуживания данного оборудования и стоимость потерь электроэнергии.

Произвели технико-экономический расчет по двум методикам, по результатам расчета первой методики вариант преобразованной схемы электроснабжения оказался на 9,6% выгоднее. По результатам второй методики на 9,95%.

Согласно проведенному исследованию по влиянию нормы дисконта на результаты расчетов экономии преобразованной схемы электроснабжения по второй методике сделали вывод, о том, что чем выше норма дисконта, тем меньше экономия преобразованной схемы электроснабжению, но даже при норме дисконта 10% экономия за 10 лет составляет 7,27 млн. руб..

Рассмотрели различные типы трансформаторов. Сравнили количество потерь в различных трансформаторах и распределили их по допустимым уровням потерь.

Рассмотрели трансформаторы HD428/HD538 номинальной мощностью до 2500 кВА включительно.

Проведено исследования влияния годового числа часов максимальных потерь и коэффициента загрузки трансформаторов на срок окупаемости, при замене трансформаторов ТМ на энергосберегающие ТМГ12. Сделаны выводы о том, трансформаторы какой мощности следует заменить при определенных параметрах.

Согласно проведенному исследованию влияния годового числа часов максимальных потерь при заданных постоянных параметрах сделали выводы:

1) Если предприятие работает в одну смену, то в таком случае целесообразно в первую очередь заменить трансформаторы мощностью 1000 кВА.

2) Если предприятие работает в две смены, то в таком случае целесообразно в первую очередь заменить трансформаторы мощностью 1000 кВА.

3) Если предприятие работает в три смены, то в таком случае целесообразно в первую очередь заменить трансформаторы мощностью 1000 кВА.

4) Если предприятие с непрерывным производством, то в таком случае целесообразно в первую очередь заменить трансформаторы мощностью 400 кВА.

Согласно проведенному исследованию влияния коэффициента загрузки трансформаторов при заданных постоянных параметрах сделали выводы:

1) При коэффициентах загрузки трансформаторов от 0,5 до 0,7 целесообразно в первую очередь заменить трансформаторы мощностью 1000 кВА.

2) При коэффициенте загрузки трансформатора  $K_{з.т.н.} = 0,8$  срок окупаемости составит 3,2 года, одинаковый срок окупаемости для трансформаторов мощностью 400 и 1000 кВА.

3) При коэффициентах загрузки трансформаторов от 0,9 до 1,1 целесообразно в первую очередь заменить трансформаторы мощностью 400 кВА.

На основе данных нагрузок была подсчитана мощность устанавливаемых в цехах трансформаторов. Сравнили потери электроэнергии в трансформаторах ТМЗ и экономичных трансформаторах ТМГ12. Посчитали срок окупаемости. Согласно расчетам, срок окупаемости трансформаторов, на данном предприятии, мощностью 400 кВА составит 4,2 года, 630 кВА – 6,9 года, 1000 кВА – в среднем 3,9 лет. Приняли к использованию трансформатор типа ТМГ12, так как он является более энергоэффективным и позволяет сэкономить.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Федеральный закон об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности ФЗ№ 261.-Введ. 2009-11-11М.:Принято Государственной Думой.
2. Ермилов, А.А., – Электроснабжение промышленных предприятий 1971г.
3. Родыгина, С.В., - Проектирование и эксплуатация систем электроснабжения. Передача, распределение, преобразование электрической энергии: учебное пособие / С.В. Родыгина. – Новосибирск: изд-во НГТУ, 2017 – 72с.
4. Журнал Энергосовет № 2 (44) за 2016 г, статья «Советы по энергосбережению на промышленных предприятиях», В.Н. Игнатьев.
5. Справочные данные по расчетным коэффициентам электрических нагрузок. – Тяжпромэлектропроект им. Ф.Б. Якубовского – М. 1990. – 114 с.
6. Правила устройства электроустановок. – СПб.: Издательство ДЕАН, 2007. - 928 с.
7. Барыбин, Ю.Г. Справочник по проектированию электроснабжения: Электроустановки промышленных предприятий /Под ред. Ю. Г. Барыбина, Л. Е. Федорова, М. Г. Зименкова. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
8. Экономика предприятия: Учебник/ под ред. Проф. О.И. Волкова. – М.: ИНФРА – М. 1997. – 416с.
9. Ершов, А.М. Надежность систем электроснабжения промышленных предприятий. – Челябинск: ЧПИ. 1987 – Ч.1. – 48 с.
10. Ершов, А.М. Надежность систем электроснабжения промышленных предприятий. Челябинск: ЧПИ, 1988 –Ч.2. – 48 с.
11. Ершов, А.М., Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения промышленных предприятий. / А.М. Ершов, О.А. Петров. – Челябинск: ЧПИ, 1989. – Ч.2. – 48 с.
12. Справочник по проектированию электрических сетей. /Под ред. Д.Л.Файбисовича и др. М.: НЦ ЭНАС, 2012 – 313 с.
13. Булатова, А.С., Экономика. Учебник для вузов.М.:Экономистъ, 2005 (4-е изд.)
14. Силовые масляные герметичные трансформаторы ТМГ 6-20/0,4-10 кВ: Каталог.- ЗАО«Трансформер»,2014.–43 с.
15. Силовые трёхфазные трансформаторы СЭЩ ТМ 10 кВ:Каталог.- ЗАО «Самара-Электрощит», 2012.–68 с.
16. Трансформаторы силовые распределительные энергоэффективные типа ТМГэ 10 кВ:Каталог продукции ОАО «Алттрнас»,2014.–50 с.
17. Энергосберегающая серия трансформаторов ТМГ12: Каталог ЗАО «Минский электротехнический завод им.Козлова», 2011.–25 с.
18. Ершов, А.М., Качество электрической энергии в системах электроснабжения промышленных предприятий Учебное пособие. - Челябинск: ЧГТУ, 1991. - 88с.
19. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.
20. ГОСТ 16555-75. Трансформаторы силовые, трехфазные, масляные. Технические условия. М.: Изд-во стандартов, 1975. – 10 с.

21. ГОСТ 19431-84. Энергетика и электрификация. Термины и определения. – Введ.1986-01-01М.: Изд-во стандартов,1986. - 62 с.
22. Хорольский, В.Я., Таранов, М.А., Петров, Д.В. Технико-экономические расчеты распределительных электрических сетей.- Ростов-на-Дону: «Терра Принт», 2009. – 132с.
23. Экономика предприятия: Учебник/ под ред. Проф. О.И. Волкова. – М.: ИНФРА – М. 1997. – 416с.
24. Публикация сокращенного перевода издания Европейского института меди о европейском опыте применения энергоэффективных трансформаторов - [http://www.abok.ru/for\\_spec/articles.php?nid=2384](http://www.abok.ru/for_spec/articles.php?nid=2384).