

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

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки / специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

## ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция электрической части подстанции ПС 110 кВ РНС

Обучающийся

Р.А. Артемов

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

Д.Л. Спиридонов

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2023

## Аннотация

В данной выпускной квалификационной работе на тему «Реконструкция электрической части подстанции ПС 110 кВ РНС» рассматривается разработка решений по повышению надежности и энергоэффективности системы электроснабжения подстанции РНС 110/10 кВ.

Объектом исследования в представленной работе является Подстанция РНС 110/10 кВ, адрес: Борковская 37 строение 1.

Предметом исследования – система электроснабжения подстанции РНС 110/10 кВ.

Целью исследования заключается в разработке решений по повышению надежности и энергоэффективности системы электроснабжения подстанции РНС 110/10 кВ.

Таким образом, при выполнении выпускной квалификационной работы будут решены следующие задачи:

- выполнить анализ технологического процесса;
- выполнить анализ существующей системы электроснабжения;
- дать оценку энергоэффективности подстанции;
- разработать решения по повышению энергоэффективности и надежности системы электроснабжения подстанции РНС 110/10 кВ;
- оценить эффект от внедрения предложенных решений по повышению надежности и энергоэффективности системы электроснабжения подстанции РНС 110/10 кВ;
- выполнить анализ мероприятий по техническому обслуживанию и эксплуатации оборудования подстанции РНС 110/10 кВ для обеспечения надежности электроснабжения.

Данная работа изложена на 48 листах, графическая часть имеет 6 рисунков (чертежей), список использованных источников включает в себя 30 наименований.

## Содержание

Введение.....	4
1 Характеристика предприятия.....	6
1.1 Технологический процесс предприятия .....	6
1.2 Существующая система электроснабжения.....	9
1.3 Оценка энергоэффективности .....	14
1.4.Устройство защиты и автоматики.....	19
2 Разработка мероприятий по повышению энергоэффективности и надежности.....	22
2.1 Замена силовых трансформаторов .....	22
2.2 Оценка эффекта от замены силовых трансформаторов.....	30
3 Анализ мероприятий по техническому обслуживанию и эксплуатации оборудования .....	33
3.1 Диагностика оборудования и определение его ресурса в соответствии с паспортными параметрами оборудования.....	33
3.2 Приемосдаточные испытания трансформатора .....	35
3.3 Приемосдаточные испытания аппаратов управления.....	36
3.4 Приборы контроля и методы замера технических характеристик трансформатора .....	37
3.5 Требования к трансформаторным маслам.....	39
Заключение .....	42
Список используемой литературы и используемых источников.....	45

## Введение

В число наиболее перспективных направлений развития научно-технического прогресса можно назвать энергосбережение.

«На сегодняшний день довольно большое внимание акцентируется на проблемы грамотного использования энергетических ресурсов.

Таким образом, деятельность по формированию и внедрению стратегического менеджмента, а также стандартизации и нормированию показателей применения энергетических ресурсов, и кроме того – деятельность по анализу отдельных территорий страны и её топливно-энергетического комплекса на сегодняшний день является актуальной. Здесь следует отметить, что в используемой методологии, и кроме того – терминологии исследования проблемы есть некоторые различия. При всём этом, в большей части источников вопрос энергосбережения рассматривается в виде технологической проблемы, уменьшая при этом значимость социально-экономического характера»[1].

«Основные положения теории управления энергосбережением могут быть рассмотрены с использованием общих схем управления ресурсосбережением. Ресурсосбережение представляет собой взаимосвязанную совокупность научно-методологических, технологических, инженерно-технических, организационно-технических, экономических и организационно-хозяйственных мероприятий, направленных на сбережение и рациональное использование природных ресурсов при производстве разнообразных продуктов; на значительное повышение степени переработки и резкое сокращение потерь материальных ресурсов, наиболее полное использование вторичных материальных ресурсов и отходов, что приводит к существенному росту экономической эффективности промышленного производства и предотвращает его вредное воздействие на окружающую среду»[25].

Таким образом, тему «Повышение энергоэффективности и надежности подстанции 110/10 РНС» можно считать актуальной.

Объектом исследования в представленной работе является Подстанция РНС 110/10 кВ, адрес: Борковская 37 строение 1.

Предметом исследования – система электроснабжения подстанции РНС 110/10 кВ.

Целью исследования заключается в разработке решений по повышению надежности и энергоэффективности системы электроснабжения подстанции РНС 110/10 кВ.

Таким образом, при выполнении выпускной квалификационной работы будут решены следующие задачи:

- выполнить анализ технологического процесса;
- выполнить анализ существующей системы электроснабжения;
- дать оценку энергоэффективности подстанции;
- разработать решения по повышению энергоэффективности и надежности системы электроснабжения подстанции РНС 110/10 кВ;
- оценить эффект от внедрения предложенных решений по повышению надежности и энергоэффективности системы электроснабжения подстанции РНС 110/10 кВ;
- выполнить анализ мероприятий по техническому обслуживанию и эксплуатации оборудования подстанции РНС 110/10 кВ для обеспечения надежности электроснабжения.

Для решения поставленных задач работа будет разделена на три раздела.

## **1 Характеристика предприятия**

### **1.1 Технологический процесс предприятия**

В 2011 году ПАО «АВТОВАЗ» учредило организацию, выполняющую функции обслуживания систем водоснабжения и канализации – АВК. Фактически, организация АВК начала свою работу в начале 2012 года.

В основу организации были взяты два цеха:

- цех очистных сооружений канализации;
- цех очистных сооружений воды.

С цехами были переданы и дополнительное оборудование, такое как, очистные сооружения, трубопроводы и т.д.

«Водоснабжение производственного и бытового назначения осуществляется от Куйбышевского водохранилища из р. Волги. Вода подается по системе из пяти трубопроводов диаметром 1200 мм. с глубины около 10 метров.

Основными потребителями, в данном случае, являются:

- ОСВ – сооружения подготовки воды;
- ТЭЦ;
- садово-дачные участки»[16].

Схема производственного технологического процесса водоснабжения и канализации организацией АВК приведена на рисунке 1.

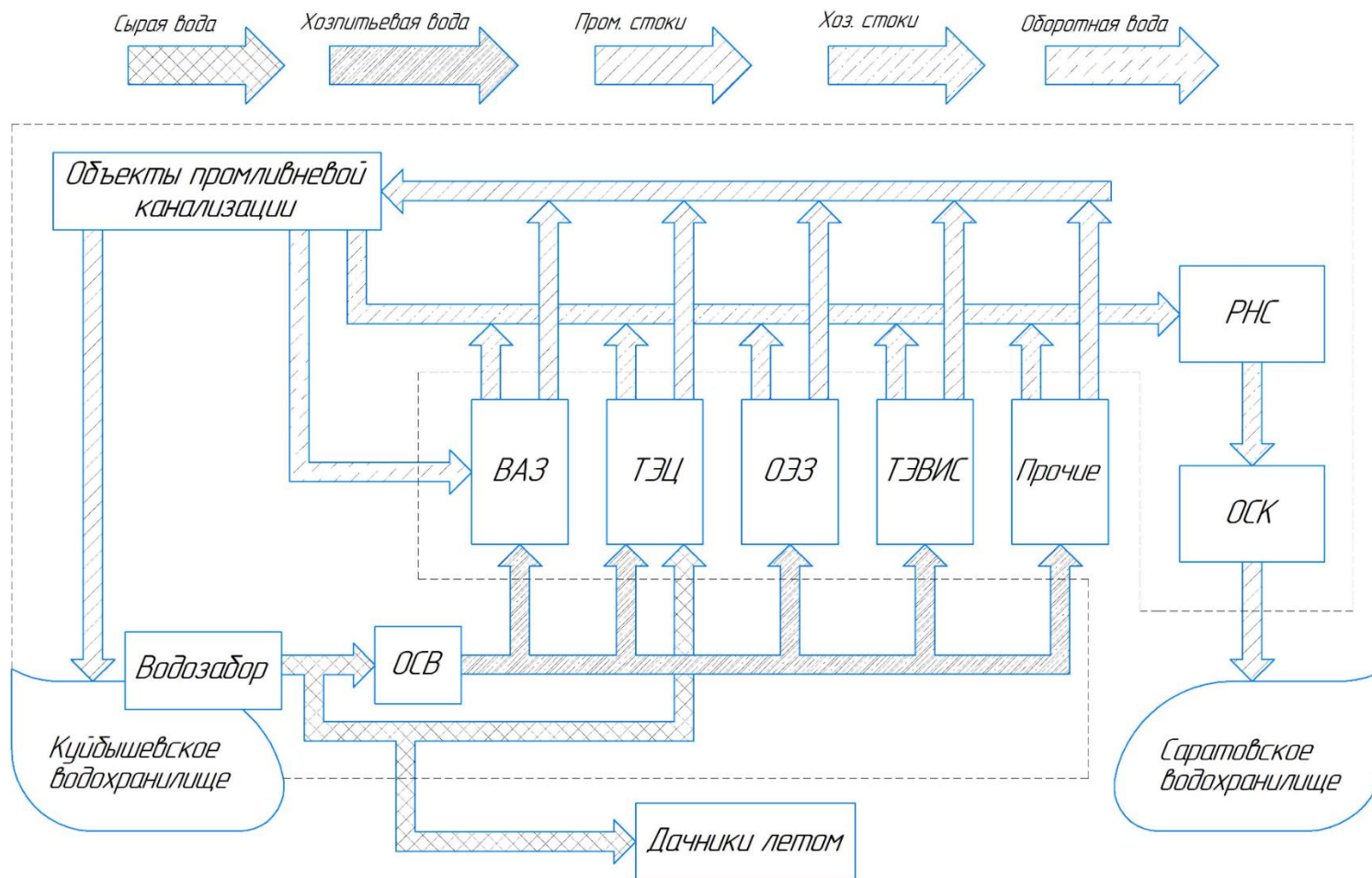


Рисунок 1 – Схема производственного технологического процесса

«Системы водоснабжения и канализации была введена в эксплуатацию еще в 1970 году, таким образом срок эксплуатации, на данный момент, составляет 53 года.

Проектная производительность ОСВ составляет 480 000 м<sup>3</sup> в сутки, фактическая – 332 000 м<sup>3</sup>.

В состав системы водоснабжения и канализации входит следующее оборудование:

- три водоприемных оголовка;
- пять самотечных трубопровода диаметром 1400 мм<sup>2</sup>;
- пять напорных трубопровода диаметром 1200 мм<sup>2</sup>;
- насосная станция первого подъема;
- камера водомерная;
- камера переключения;
- камера гашения гидроударов;
- электрическая подстанция.

За качеством воды на ОСВ производится постоянный контроль персоналом АВК – аккредитованная лаборатория совместно с государственными надзорными службами»[16].

Сточные воды производственного и бытового назначения от ПАО «АВТОВАЗ», ТЭЦ ВТГК, жилых кварталов г. Тольятти, а также сточные ливневые воды от ПАО «АВТОВАЗ» поступают в резервуар районной насосной станции (РНС)

«РНС – районная насосная станция была введена в эксплуатацию в 1969 году, таким образом срок ее эксплуатации, на данный момент, составляет 54 года.

Проектная производительность РНС составляет 290 000 м<sup>3</sup> в сутки, фактическая – 245 000 м<sup>3</sup>.

Районная насосная станция состоит из РНС-1 и РНС-2.

Циркуляцию воды в РНС-1 обеспечивают семь насосных агрегатов напряжением 10 кВ мощностью по 800 кВт каждый. Бесперебойное



водоотведение осуществляется одновременной работой двух насосных агрегатов. Остальные пять насосов включаются по мере загруженности системы водоотведения.

В случае выхода из строя или ремонтных работ на РНС-1, водоотведением осуществляется за счет РНС-2»[7].

Циркуляцию воды в РНС-2 обеспечивают два насосных агрегата напряжением 10 кВ мощностью по 800 кВт каждый. В данном случае оба насосных агрегата работают непрерывно.

«Общие стоки от ПАО «АВТОВАЗ», ТЭЦ ВТГК, жилых кварталов г. Тольятти, а также сточные ливневые воды от ПАО «АВТОВАЗ» поступают в приемный резервуар, откуда по магистральному коллектору попадают на очистные сооружения»[4].

## **1.2 Существующая система электроснабжения**

Предприятие получает электрическую энергию от различных точек поставки ПАО «Самараэнерго» на основании соответствующего договора электроснабжения.

«Согласно договору, поставщик обязуется обеспечивать надежную и бесперебойную поставку качественной электрической энергии, соответствующей требованиям, установленным государственными стандартами (ГОСТ 32144-2013) и иными обязательными правилами, в точки поставки Заказчику в порядке, сроки и количестве, предусмотренные договором. Договорные величины поставляемой электрической энергии Потребителю устанавливаются в календарном году с разбивкой по месяцам.

Ввода поставляемой электроэнергии в подстанциях оборудованы системой учета электроэнергии – АИИС КУЭ с приборами учета «СЭТ-4ТМ» классом точности 0,5s»[17].

Снабжение предприятия электрической энергией осуществляется от подстанций:

1. П/С 110/6 кВ «Водозабор» (2×10000-110/6);
2. П/С 110/6 кВ «ОСВ» (2×15000-110/6);
3. П/С 110/6 кВ «РНС» (2×16000-110/10);
4. П/С 110/6 кВ «ОСК» (2×16000-110/6).

На рисунке 3 представлена общая структурная схема электроснабжения ООО «Автоград-Водоканал».

Принципиальная схема электроснабжения ООО «Автоград-Водоканал» представлена на рисунке 4.

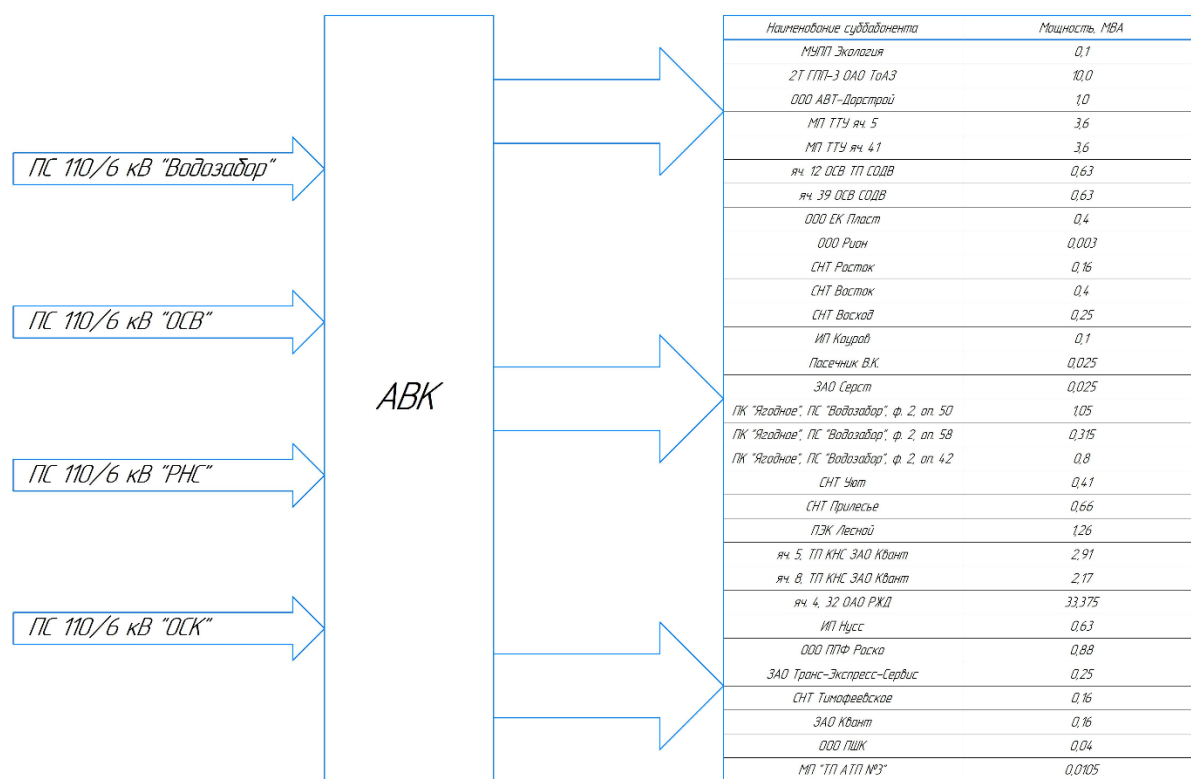


Рисунок 3 – Структурная схема электроснабжения

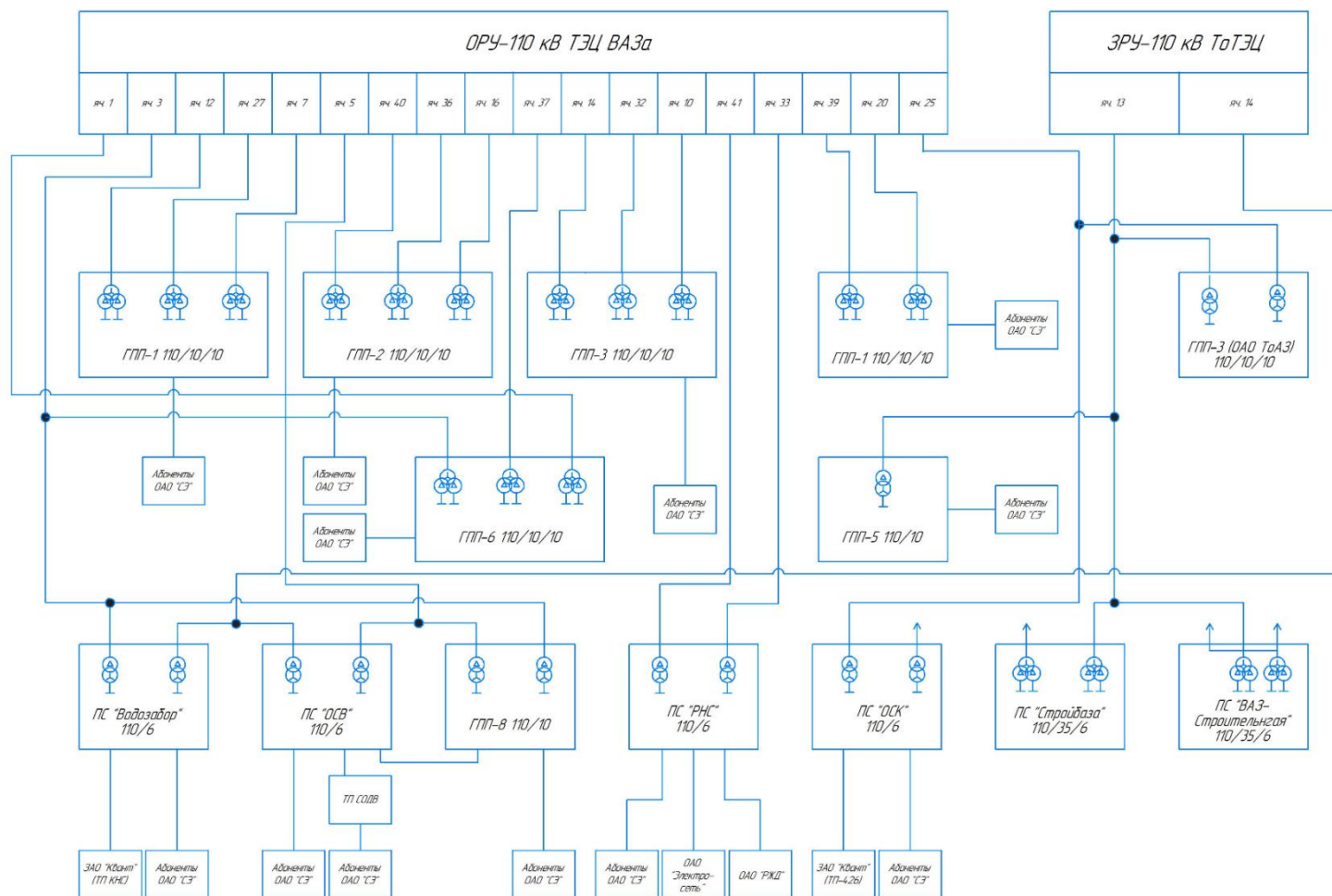


Рисунок 4 – Принципиальная схема электроснабжения организации АВК

П/С «ОСВ» питается от Тольяттинской ТЭЦ ЗРУ – 110кВ., яч. №14 и ТЭЦ ВАЗа ОРУ – 110кВ., яч. №5, №11.

П/С «Водозабор» питается от Тольяттинской ТЭЦ ЗРУ – 110кВ., яч. №14 и ТЭЦ ВАЗа ОРУ – 110кВ., яч. №14

П/С «РНС» питается от ТЭЦ ВАЗа ОРУ – 110кВ., яч. №41, №33.

П/С «ОСК» питается от ТЭЦ ВАЗа ОРУ – 110кВ., яч. №25, №38 и П/С «Васильевская» (220/110/10кВ) ОРУ – 110кВ

ТП «ЛНС» питается от ПС «ОСВ» (110/6кВ) с яч. №1 первой секции шин 6кВ и яч. №42 второй секции шин 6кВ.

РНС – районная насосная станция была введена в эксплуатацию в 1969 году, таким образом срок ее эксплуатации, на данный момент, составляет 54 года.

«Проектная производительность РНС составляет 290 000 м<sup>3</sup> в сутки, фактическая – 245 000 м<sup>3</sup>.

Районная насосная станция состоит из РНС-1 и РНС-2.

Циркуляцию воды в РНС-1 обеспечивают семь насосных агрегатов напряжением 10 кВ мощностью по 800 кВт каждый. Бесперебойное водоотведение осуществляется одновременной работой двух насосных агрегатов. Остальные пять насосов включаются по мере загруженности системы водоотведения.

В случае выхода из строя или ремонтных работ на РНС-1, водоотведением осуществляется за счет РНС-2.

Циркуляцию воды в РНС-2 обеспечивают два насосных агрегата напряжением 10 кВ мощностью по 800 кВт каждый. В данном случае оба насосных агрегата работают непрерывно.

Общие стоки от ПАО «АВТОВАЗ», ТЭЦ ВТГК, жилых кварталов г. Тольятти, а также сточные ливневые воды от ПАО «АВТОВАЗ» поступают в приемный резервуар, откуда по магистральному коллектору попадают на очистные сооружения»[21].

На П/С «РНС» установлено два силовых трансформатора ТДН 110/10 кВ мощностью по 16 МВА каждый (рисунок 5).



Рисунок 5 – Трансформатор ТДН 110/10 кВ мощностью 16 МВА

В таблице 1 приведены основные технические характеристики силовых трансформатора ТДН 110/10 кВ мощностью 16 МВА.

Таблица 1 – Технические характеристики силовых трансформатора ТДН 110/10 кВ мощностью 16 МВА

Параметр	Единица измерения	Значение
Номинальное напряжение обмотки ВН	кВ	110
Номинальное напряжение обмотки НН	кВ	10
Номинальная частота	Гц	50
Номинальная мощность	кВА	16000
Напряжение короткого замыкания	%	10,5
Ток холостого хода	%	0,5
Потери холостого хода	кВт	18
Потери короткого замыкания	кВт	85
Схема и группа соединения обмоток	–	Ун/Д-11
Ступени регулирования РПН	%	9x1,78
Масса активной части	кг	18000
Масса масла	кг	12800
Масса транспортная	кг	36000
Масса полная	кг	42500
Габариты	мм	5845x3570x5470

«ТДН-16000/110-У1 - стационарный силовой масляный трехфазный двух обмоточный трансформатор общего назначения с регулированием напряжения под нагрузкой, с системой охлаждения вида «Д» – принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла, предназначен для работы в умеренном климате в условиях наружной установки. Климатическое исполнение У, категория размещения 1 по ГОСТ 15150.

Структура условного обозначения ТДН-Х/110-У1:

Т - Трансформатор трехфазный

Д - Принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла

Н - С регулированием напряжения под нагрузкой (РПН)

Х - Номинальная мощность, кВА

110 - Класс напряжения 110, кВ

У1 - Климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150.

Для определения эффективности эксплуатации трансформаторов и оценки потерь электроэнергии в трансформаторах, необходимо провести анализ соответствия установленной и потребляемой мощности трансформаторов» [2].

### **1.3 Оценка энергоэффективности**

«Для определения эффективности эксплуатации трансформаторов и оценки потерь электроэнергии в трансформаторах, необходимо провести анализ соответствия установленной и потребляемой мощности трансформаторов. Решающим фактором в определении эффективности эксплуатации трансформаторов является их коэффициенты загрузки»[5].

«Независимо от мощности конкретного трансформатора, зависимость КПД от коэффициента загрузки имеет максимум, находящийся в среднем на уровне 45% от номинальной загрузки.

Эта особенность позволяет рассмотреть следующие варианты повышения эффективности для трансформаторной подстанции:

– если общая мощность, потребляемая нагрузкой, ниже уровня 40-50% от номинальной, в качестве меры энергосбережения целесообразно отключить один или несколько трансформаторов, чтобы довести загрузку остальных до оптимальной величины; в нашем случае применение данной меры не является возможным ввиду подключения потребителя по первой категории электроснабжения. Допустимой мерой является лишь замена трансформаторов с неполной загрузкой на менее мощные.

– в противоположной ситуации (общая мощность, потребляемая нагрузкой, превышает 75% номинальной), достичь оптимального КПД трансформаторов можно лишь посредством установки дополнительных мощностей;

– при замене трансформаторов, исчерпавших ресурс, или модернизации трансформаторных подстанций предпочтительной является установка трансформаторов с пониженным уровнем потерь, что позволяет снизить потери на 20-60%» [3].

«Присоединенная трансформаторная мощность предприятия АВК равна 137 108 кВА.

Заявленная мощность на 2022 год составляет 19,5 МВт. Следует привести эксплуатацию трансформаторов в соответствие с реальной электрической нагрузкой на подстанции. Предлагается заменить трансформаторы с неполным коэффициентом загрузки на менее мощные»[18].

На подстанции, питающей РНС, установлено два трансформатора 110/10 кВ мощностью по 16 МВА каждый.

Потребляемая мощность трансформаторами Т-1 и Т-2 подстанции РНС приведена в таблице 2.

Таблица 2 – Потребляемая мощность трансформаторами Т-1 и Т-2 подстанции РНС

Месяц	Т-1	Т-2
Январь	2,5	2,2
Февраль	2,5	2,1
Март	2,8	2,4
Апрель	2,9	1,9
Май	2,7	2,1
Июнь	2,9	1,9
Июль	2,5	1,8
Август	2,8	1,8
Сентябрь	2,4	1,8
Октябрь	2,8	1,6
Ноябрь	3,1	1,6
Декабрь	3,7	3,5

Как видно по таблице 1, каждый трансформатор потребляет не более 3,7 МВА, несмотря на номинальную мощность 16 МВА.

Коэффициент загрузки трансформаторов Т-1 и Т-2 на подстанции РНС в 2022 году представлен на рисунке 6.

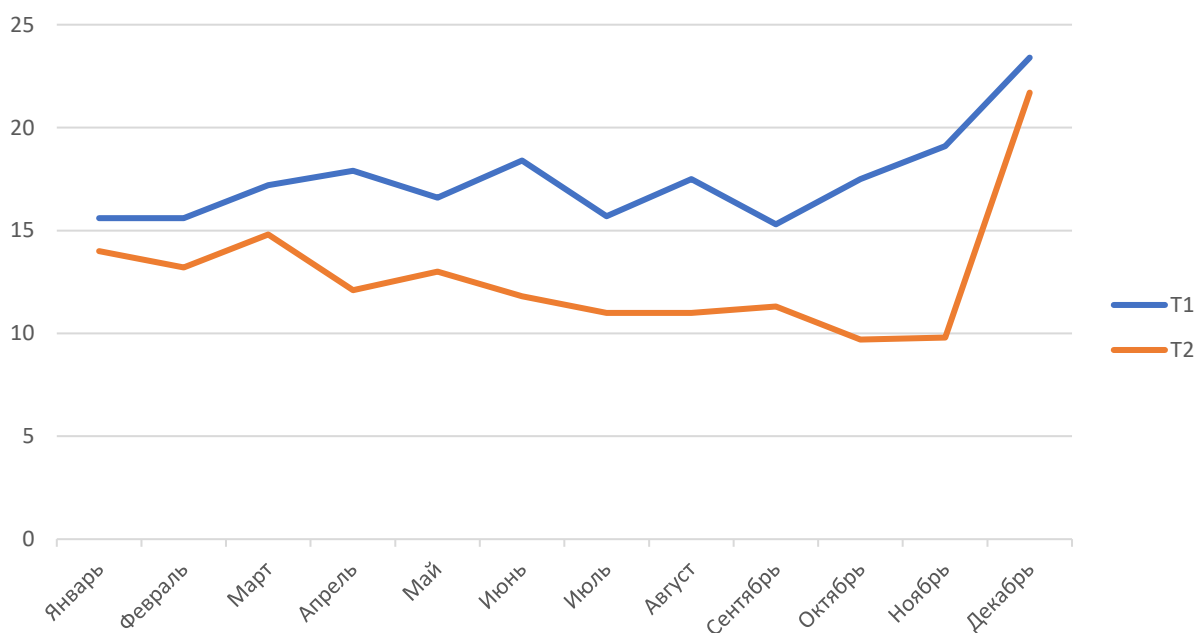


Рисунок 6 – Коэффициент загрузки трансформаторов Т-1 и Т-2 подстанции РНС



«Таким образом, как видно на графиках, трансформаторы Т-1 и Т-2 подстанции РНС загружены менее, чем на 25%. Основную часть времени коэффициент загрузки не превышает 20%, что приводит к дополнительным потерям.

Оптимальная нагрузка силовых трансформаторов для первой и второй категории надежности составляет 75-80%.

Таким образом, для снижения потерь электроэнергии и повышения энергоэффективности, рекомендуется заменить трансформаторы Т-1 и Т-2 подстанции РНС мощностью 16 МВА на трансформаторы меньшей мощности» [20].

«Также, для оценки энергоэффективности подстанции РНС нужно проанализировать коэффициент мощности на шинах 10 кВ трансформаторов Т-1 и Т-2»[23].

Стоит отметить, что оптимальные значения косинуса угла  $\varphi$  и тангенса угла  $\varphi$  зависят от номинального напряжения электрооборудования. оптимальные значения косинуса  $\varphi$  и тангенса угла  $\varphi$  в зависимости от номинального напряжения приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Оптимальные значения косинуса  $\varphi$  и тангенса угла  $\varphi$

Номинальное напряжения, кВ	$tg\varphi$	$cos\varphi$
110	0,50	0,89
35	0,40	0,93
6-10	0,40	0,93
0,4	0,35	0,94

В данном случае, для шин 10 кВ трансформаторов Т-1 и Т-2 на подстанции РНС оптимальное значение косинуса угла  $\varphi$  составляет 0,93, а тангенса угла  $\varphi$  составляет 0,40.

Фактические значения коэффициентов мощности ( $cos\varphi$ ) на шинах 10 кВ трансформаторов Т-1 и Т-2 подстанции РНС приведены в таблице 4 и на рисунке 7.

Таблица 4 – Коэффициенты мощности ( $\cos\phi$ ) на шинах 10 кВ трансформаторов Т-1 и Т-2 на подстанции РНС

Месяц	Т-1	Т-2
Январь	0,9	0,99
Февраль	0,89	0,99
Март	0,87	0,98
Апрель	0,85	0,91
Май	0,89	0,94
Июнь	0,93	0,98
Июль	0,96	0,96
Август	1	0,95
Сентябрь	0,98	0,96
Октябрь	0,97	0,98
Ноябрь	0,96	1
Декабрь	0,93	0,95

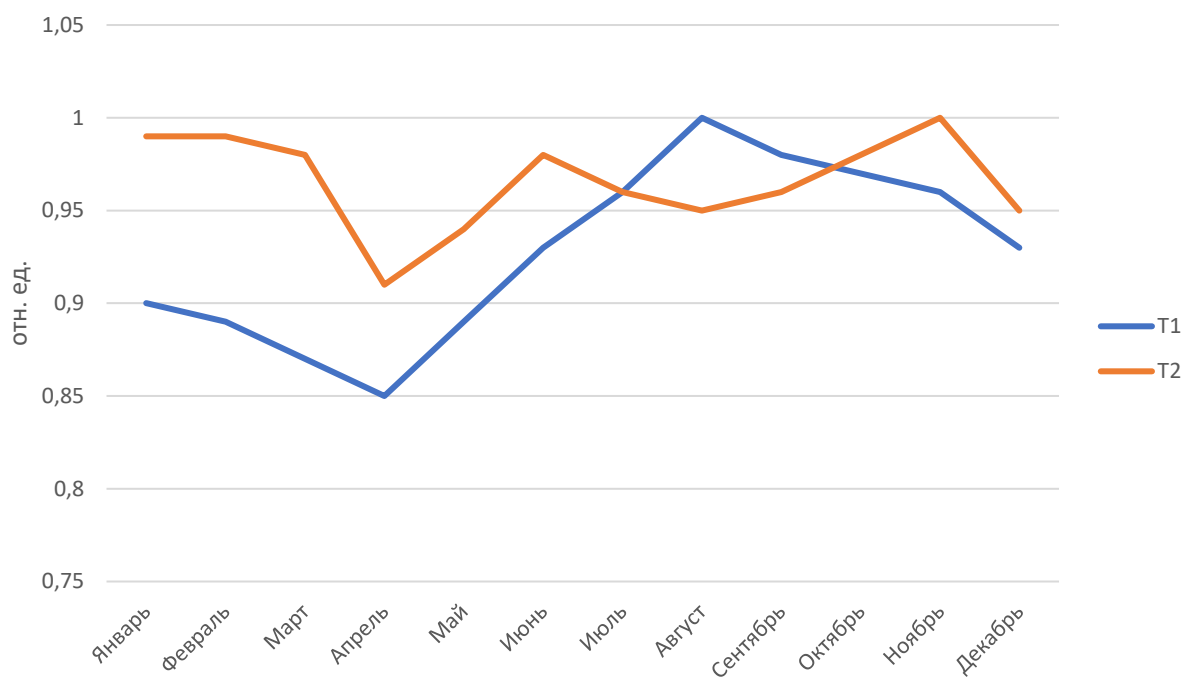


Рисунок 7 – Коэффициенты мощности ( $\cos\phi$ ) на шинах 10 кВ трансформаторов Т-1 и Т-2 на подстанции РНС

Как видно по таблице 3 и рисунку 6, фактические значения коэффициентов мощности ( $\cos\phi$ ) на шинах 10 кВ трансформаторов Т-1 и Т-2

подстанции РНС не ниже 0,93, что говорит о том, что дополнительная компенсация реактивной мощности на подстанции РНС не требуется.

#### **1.4. Устройства защиты и автоматики**

«Электроустановки должны быть оборудованы устройствами релейной защиты, предназначенными для:

- автоматического отключения поврежденного элемента от остальной, неповрежденной части электрической системы (электроустановки) с помощью выключателей; если повреждение (например, замыкание на землю в сетях с изолированной нейтралью) непосредственно не нарушает работу электрической системы, допускается действие релейной защиты только на сигнал.

- реагирования на опасные, ненормальные режимы работы элементов электрической системы (например, перегрузку, повышение напряжения в обмотке статора гидрогенератора); в зависимости от режима работы и условий эксплуатации электроустановки релейная защита должна быть выполнена с действием на сигнал или на отключение тех элементов, оставление которых в работе может привести к возникновению повреждения»[19].

С целью удешевления электроустановок вместо автоматических выключателей и релейной защиты следует применять предохранители или открытые плавкие вставки, если они:

- могут быть выбраны с требуемыми параметрами (номинальное напряжение и ток, номинальный ток отключения и др.);
- обеспечивают требуемые селективность и чувствительность;
- не препятствуют применению автоматики (автоматическое повторное включение - АПВ, автоматическое включение резерва - АВР и т. п.), необходимой по условиям работы электроустановки [1].

«На РП применяются следующие устройства защиты и автоматики:

- максимальная токовая защита секционного выключателя;
- максимальная токовая защита вводных выключателей;

- максимальная токовая защита отходящих кабельных линий;
- автоматическое включение резерва (АВР) на секционном выключателе.

На трансформаторных подстанциях в качестве защитных аппаратов на стороне выше 1 кВ применяются плавкие предохранители, на стороне до 1 кВ – автоматические выключатели.

Релейная защита и автоматика выполняется на базе устройств микропроцессорной защиты Seram производителя «Shneider Electric». Устройства микропроцессорной релейной защиты Seram используются для защиты электрооборудования 6 35 кВ и трансформаторов 110 (220) кВ от коротких замыканий и ненормальных режимов работы» [2].

Помимо функции защиты, они выполняют ряд дополнительных функций:

- измерение параметров сети;
- функции автоматики;
- управление электрооборудованием;
- диагностика сети и коммутационного аппарата;
- самодиагностика;
- осциллографирование аварийных процессов.

Для защиты РП применяются устройства Seram серии 20 с функцией измерения тока.

Выводы по разделу 1.

Установлено, что объектом исследования в представленной работе является Подстанция 110/10 кВ РНС, адрес: Борковская 37 строение 1.

РНС – районная насосная станция была введена в эксплуатацию в 1969 году, таким образом срок ее эксплуатации, на данный момент, составляет 54 года.

Трансформаторы Т-1 и Т-2 подстанции РНС загружены менее, чем на 25%. Основную часть времени коэффициент загрузки не превышает 20%, что приводит к дополнительным потерям. Оптимальная загрузка силовых трансформаторов для первой и второй категории надежности составляет 75-80%. Таким образом, для снижения потерь электроэнергии и повышения энергоэффективности, рекомендуется заменить трансформаторы Т-1 и Т-2 подстанции РНС мощностью 16 МВА на трансформаторы меньшей мощности

Фактические значения коэффициентов мощности ( $\cos\varphi$ ) на шинах 10 кВ трансформаторов Т-1 и Т-2 подстанции РНС не ниже 0,93, что говорит о том, что дополнительная компенсация реактивной мощности на подстанции РНС не требуется.

## 2 Разработка мероприятий по повышению энергоэффективности и надежности

### 2.1 Замена силовых трансформаторов

Как уже было установлено, для снижения потерь электроэнергии и повышения энергоэффективности, рекомендуется заменить трансформаторы Т-1 и Т-2 подстанции РНС мощностью 16 МВА на трансформаторы меньшей мощности.

Таким образом, необходимо выполнить расчет силового трансформатора в соответствии с актуальной нагрузкой подстанции.

Упрощенный график нагрузок подстанции 110/10 кВ РНС (по данным с приборов учета) приведен на рисунке 8.

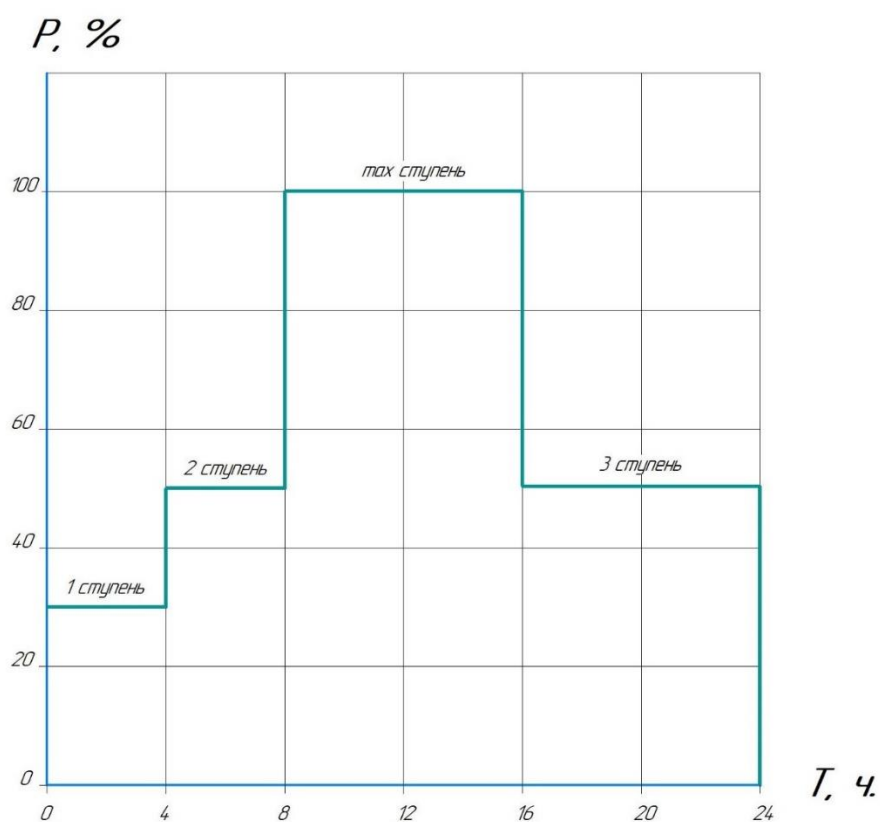


Рисунок 8 – Суточный график нагрузки подстанции 110/10 кВ РНС

Максимальная мощность потребителей для первой секции шин составляет 3,7 МВт ( $\cos\varphi=0,93$ ), для второй – 3,5 МВт ( $\cos\varphi=0,95$ ).

Мощность подстанции вычисляется по формуле 1:

$$S_{\max} = \frac{P}{\cos\varphi}, \quad (1)$$

где  $P$  – активная мощность потребителей, МВт;

$\cos\varphi$  – коэффициент мощности нагрузки.

Таким образом, максимальная мощность подстанции РНС 110/10 кВ составит:

$$S_{\max} = \frac{3,7}{0,93} + \frac{3,5}{0,95} = 7,7 \text{ МВА.}$$

Для остальных трех ступеней суточного графика нагрузки подстанции 110/10 кВ РНС мощность рассчитывается при помощи пропорции.

Так как первая ступень составляет:

$$S_{1\text{ступени}} = 30 \text{ \%}.$$

Тогда, мощность первой ступени составит:

$$S_{1\text{ступени}} = \frac{7,7 \cdot 30}{100} = 2,3 \text{ МВА.}$$

Для второй и третьей ступени расчет аналогичен:

$$S_{2\text{ступени}} = S_{3\text{ступени}} = \frac{7,7 \cdot 50}{100} = 3,9 \text{ МВА.}$$

Полученные значения отображаются на графике нагрузки на рисунке 9.

$P, \text{MBA}$

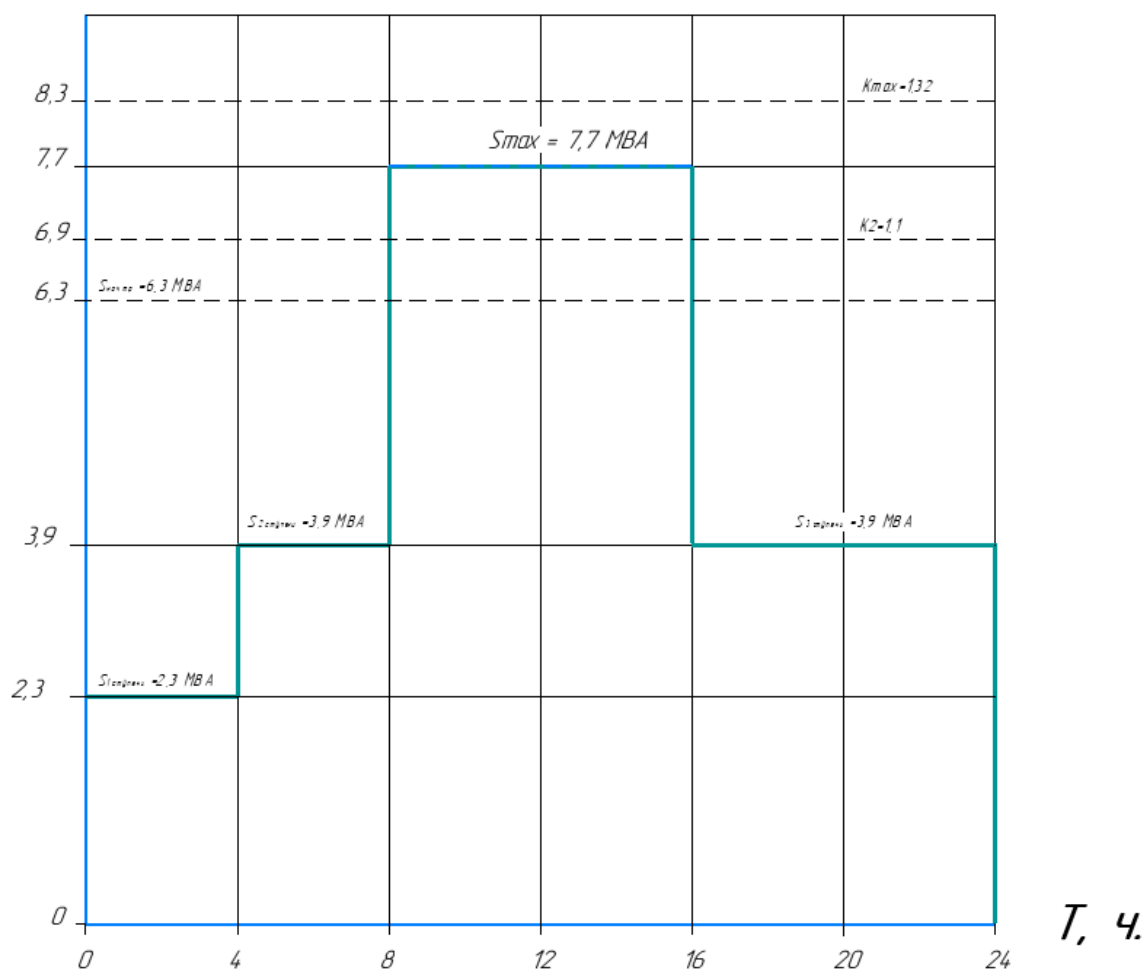


Рисунок 9 – Преобразование исходного суточного графика нагрузки в эквивалентный двухступенчатый

Далее необходимо выбрать число и мощность силовых трансформаторов, с учетом мощности потребителей и их категории.

Потребители подстанции имеют первую и вторую категорию надежности электроснабжения. Для питания потребителей первой и второй категорий надежности требуется два силовых трансформатора.

Для первой и второй категории надежности оптимальный коэффициент загрузки силовых трансформаторов составляет 0,7.



Мощность трансформаторов определяется исходя из условия:

$$S_{\text{ном.Т}} \geq 0,7 \cdot S_{\text{макс.}}$$

Таким образом, номинальная мощность силовых трансформаторов подстанции РНС составит:

$$S_{\text{ном.Т}} \geq 0,7 \cdot 7,7 = 5,4 \text{ МВА.}$$

Расчётная мощность округляется до ближайшего стандартного значения по ГОСТ 11920-85 и ГОСТ 12965-85. В данном случае, к установке принимаются 2 силовых трансформатора мощностью 6,3 МВА.

Далее, суточный график, изображенный на рисунке 9, преобразуется в двухступенчатый с параметрами  $K_1$ ,  $K_2$ ,  $h$ , для проверки выбранных силовых трансформаторов по аварийной нагрузке.

На суточном графике наносится линия номинальной нагрузки силового трансформатора  $S_{\text{ном тр.}}$ .

Начальная нагрузка подстанции  $K_1$  определяется по формуле:

$$K_1 = \frac{1}{S_{\text{ном}}} \sqrt{\frac{S_1^2 \Delta t_1 + S_2^2 \Delta t_2 + \dots + S_m^2 \Delta t_m}{\Delta t_1 + \Delta t_2 + \dots + \Delta t_m}}. \quad (2)$$

Начальная нагрузка подстанции  $K_1$  определяется по формуле:

$$K_1 = \frac{1}{6,3} \sqrt{\frac{2,3^2 \cdot 4 + 3,9^2 \cdot 4 + 3,9^2 \cdot 8}{16}} = 0,6.$$

Значение  $K_2'$  при максимальной нагрузке составит:

$$K'_2 = \frac{1}{S_{\text{ном}}} \sqrt{\frac{(S'_1)^2 \Delta h_1 + (S'_2)^2 \Delta h_2 + \dots + (S'_p)^2 \Delta h_p}{\Delta h_1 + \Delta h_2 + \dots + \Delta h_p}}. \quad (3)$$

Значение  $K'_2$  при максимальной нагрузке составит:

$$K'_2 = \frac{1}{6,3} \sqrt{\frac{7,7^2 \cdot 8}{8}} = 1,2.$$

Так как:

$$K'_2 = 1,2 \geq 0,9 \cdot K_{\text{max}} = 0,9 \cdot \frac{7,7}{6,3} = 1,1.$$

Тогда, принимаем  $K_2 = K'_2 = 1,1$ ; продолжительность перегрузки  $h = 8$  ч.

Согласно ГОСТ 14209-85, при системе охлаждения Д,  $\theta_{\text{охл}} = 0$  °С,  $K_1 = 0,6$ ,  $h = 8$  ч по таблице 3  $K_{2\text{доп}} = 1,32$ , что выше значения фактической перегрузки  $K_2 = 1,1$  [10].

Согласно условию:

$$K_2 \leq K_{2\text{доп}}; \quad (4)$$

$$K_2 = 1,1 \leq K_{2\text{доп}} = 1,32.$$

Трансформаторы мощностью 6,3 МВА удовлетворяют условию.

Условие:

$$S_{\text{max}} \leq S_{\text{ном.Т}} \cdot K_{2\text{доп}}; \quad (5)$$

$$S_{max} = 7,7 \text{ МВА} \leq S_{ном.Т} \cdot K_{2доп} = 6,3 \cdot 1,32 = 8,3 \text{ МВА}.$$

Трансформаторы мощностью 6,3 МВА удовлетворяют условию.

Таким образом, принятые силовые трансформаторы ТМН 6300/110/10 полностью удовлетворяют расчетным условиям.

Далее необходимо выполнить расчет коэффициент загрузки силовых трансформаторов, так как цель мероприятия заключается в повышении коэффициента загрузки силовых трансформаторов. Коэффициент загрузки силовых трансформаторов определяется по формуле:

$$K_3 = \frac{S_{max}}{S_{TP} \cdot n}. \quad (6)$$

В таком случае, коэффициент загрузки силовых трансформаторов ТМН 6300/110/10 подстанции 110/10 кВ РНС составит:

$$K_3 = \frac{7,7}{6,3 \cdot 2} = 0,6.$$

В таком случае, загрузка силовых трансформаторов будет на уровне 60%, что значительно выше по сравнению с существующими ТМН-16000/110/10.

Далее необходимо выполнить проверку выбранного трансформатора на аварийную перегрузку по формуле:

$$K_a = \frac{S_{max}}{S_{TP} \cdot (n - 1)}. \quad (7)$$

Тогда, для силовых трансформаторов ТМН 6300/110/10 подстанции 110/10 кВ РНС коэффициент аварийной загрузки составит:

$$K_a = \frac{7,7}{6,3 \cdot (2-1)} = 1,2.$$

Коэффициент аварийной перегрузки 1,22 не превышает паспортных данных (1,32), поэтому силовые трансформаторы ТМН 6300/110/10 (рисунок 10) подстанции 110/10 кВ РНС отвечают требованиям надёжности.



Рисунок 5 – Трансформатор ТМН 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА

«ТМН-6300/110-У1 - стационарный силовой масляный трехфазный двухобмоточный трансформатор общего назначения с регулированием напряжения под нагрузкой, с системой охлаждения вида «М» – естественная циркуляцией воздуха и масла, предназначен для работы в умеренном климате в условиях наружной установки. Климатическое исполнение У, категория размещения 1 по ГОСТ 15150.

Структура условного обозначения ТМН-Х/110-У1:

Т – Трансформатор трехфазный;

М – Естественная циркуляцией воздуха и масла;

Н – С регулированием напряжения под нагрузкой (РПН);

Х – Номинальная мощность, кВА;

110 – Класс напряжения 110, кВ;

У1 – Климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150» [15].

В таблице 5 приведены основные технические характеристики силовых трансформатора ТМН 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА.

Таблица 5 – Технические характеристики силового трансформатора ТМН 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА

Параметр	Единица измерения	Значение
Номинальное напряжение обмотки ВН	кВ	110
Номинальное напряжение обмотки НН	кВ	10
Номинальная частота	Гц	50
Номинальная мощность	кВА	6300
Напряжение короткого замыкания	%	10,5
Ток холостого хода	%	0,55
Потери холостого хода	кВт	6,5
Потери короткого замыкания	кВт	35
Схема и группа соединения обмоток	–	Ун/Д-11
Ступени регулирования РПН	%	9х1,78
Масса активной части	кг	11750
Масса масла	кг	3500
Масса транспортная	кг	12310
Масса полная	кг	15250
Габариты	мм	3660х2370х3570

В следующем пункте следует оценить эффект от внедрения предложенных решений по повышению надежности и энергоэффективности системы электроснабжения подстанции РНС 110/10 кВ – от замены силовых трансформаторов ТДН 110/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформаторы ТМН 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА.

## 2.2 Оценка эффекта от замены силовых трансформаторов

«В результате замены силовых трансформаторов на трансформаторы меньшей мощности, потери в силовых трансформаторах станут ниже. Таким образом, снизятся затраты за счет снижения потерь»[14].

«Потери электроэнергии в трансформаторах – один из видов технических потерь электроэнергии, обусловленных особенностями физических процессов, происходящих при передаче энергии. Рассмотрим методику расчета потерь электроэнергии в двухобмоточном силовом трансформаторе за расчетный период» [3].

Потери электроэнергии в силовых трансформаторах определяются по формуле:

$$\Delta W = \tau \cdot \left( \Delta P_{xx} \cdot T + \Delta P_{кз} \cdot \left( \frac{S_{\max}}{S_{TP}} \right) \right), \quad (8)$$

где  $\tau$  – число часов максимальных потерь, ч (в зависимости от числа часов использования максимальной нагрузки  $T$ );

$\Delta P_{xx}$  – потери холостого хода трансформатора, кВт;

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

$T$  – число часов работы трансформатора (обычно принимают  $T = 8760$  ч);

Стоит отметить, что при расчете потерь электроэнергии в силовых трансформаторах не учитывается их количество, так как в формуле будет учитываться максимальная потребляемая мощность без деления ее на секции шин.

Для сравнения расчеты потерь будут выполнены для трансформаторов, которые уже установлены на подстанции 110/10 кВ РНС и для трансформаторов, рекомендованных к установке.

Необходимые исходные данные для дальнейших расчетов потерь электроэнергии в силовых трансформаторах подстанции 110/10 кВ РНС приведены в таблицах 1 и 5.

Таким образом, потери электроэнергии в силовых трансформаторах ТМН 6300/110/10 составят:

$$\Delta W_1 = 1000 \cdot \left( 6,5 \cdot 8760 + 35 \cdot \left( \frac{7,7}{6,3} \right) \right) = 28491389 \text{ кВт} \cdot \text{ч} = 28491 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч}.$$

Потери электроэнергии в силовых трансформаторах ТДН 16000/110/10 составят:

$$\Delta W_2 = 1000 \cdot \left( 18 \cdot 8760 + 85 \cdot \left( \frac{7,7}{16} \right) \right) = 78860453 \text{ кВт} \cdot \text{ч} = 78860 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч}.$$

В таком случае, снижение потерь за счет замены силовых трансформаторов на трансформаторы меньшей мощности составит:

$$\Delta W_{\Delta} = 78860 - 28491 = 50369 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч}.$$

В результате расчетов можно сделать вывод, что замена силовых трансформаторов на трансформаторы меньшей мощности позволит снизить потери электроэнергии на 50369 тыс. кВт·ч.

Выводы по разделу 2.

Как уже было установлено, для снижения потерь электроэнергии и повышения энергоэффективности, рекомендуется заменить трансформаторы Т-1 и Т-2 подстанции РНС мощностью 16 МВА на трансформаторы меньшей мощности.

По результатам расчетов были выбраны силовые трансформаторы ТМН-16000/110/10. Загрузка силовых трансформаторов будет на уровне 60%, что значительно выше по сравнению с существующими ТМН-16000/110/10. Коэффициент аварийной перегрузки 1,22 не превышает паспортных данных (1,32), поэтому силовые трансформаторы ТМН 6300/110/10 подстанции 110/10 кВ РНС отвечают требованиям надёжности.

В результате замены силовых трансформаторов на трансформаторы меньшей мощности, потери в силовых трансформаторах станут ниже. Таким образом, снизятся затраты за счет снижения потерь.

Потери электроэнергии в силовых трансформаторах ТМН-16000/110/10 составили 78860 тыс. кВт·ч, а в ТМН-16000/110/10 – 28491 тыс. кВт·ч. Таким образом, замена силовых трансформаторов на трансформаторы меньшей мощности позволит снизить потерь электроэнергии на 50369 тыс. кВт·ч.



### **3 Анализ мероприятий по техническому обслуживанию и эксплуатации оборудования**

#### **3.1 Диагностика оборудования и определение его ресурса в соответствии с паспортными параметрами оборудования**

«В передающих и распределительных электросетях самыми критичными элементами выступают силовые трансформаторы. Их конструкция позволяет стойко выдерживать механические нагрузки, но, когда воздействия превышают предел прочности изоляционной системы, происходит ослабевание диэлектрических функций оборудования.

Комплексная диагностика состояния оборудования помогает:

- объективно оценивать состояние силового оборудования, обнаруживать дефекты, создавать рекомендации по их устранению и масштабам требуемых ремонтных работ;
- еще на стадии зарождения обнаруживать отклонения и развивающиеся проблемы;
- контролировать параметры трансформаторов;
- своевременно принимать меры для продления срока эксплуатации силового оборудования и не допускать его выхода из строя;
- предотвращать аварийные ситуации;
- обеспечивать надежную эксплуатацию трансформатора и всего энергообъекта» [13].

«Техническое диагностирование оборудования включает следующие этапы:

- Анализ технической документации;
- Подготовительные работы: подготовка диагностического оборудования для проведения работ;
- Оценка технического состояния силовых трансформаторов.

В рабочем режиме:

- визуальный и измерительный контроль;
- тепловой контроль;
- вибрационный контроль (режим холостого хода и максимальной нагрузки);
- отбор проб трансформаторного масла.

При выводе в ремонт:

- электрометрический контроль» [2].

«Комплексная диагностика позволяет получить исчерпывающую информацию о техническом состоянии оборудования, поскольку в ходе таких работ:

- проводятся все необходимые испытания и замеры;
- используются эффективные методы диагностики трансформаторов напряжения;
- изучается эксплуатационно-техническая документация за все время работы силового оборудования;
- полученные результаты всесторонне анализируются с учетом конструкции и специфики использования оборудования» [2].

«Диагностика состояния оборудования незаменима в ситуациях, когда нужно:

- принять решение о возможности последующей эксплуатации силового оборудования, в частности, при выработке его нормативного ресурса;
- оценить необходимость капремонта трансформатора и масштабы требуемых работ;
- определить техническое состояние силового оборудования при обнаружении дефектов по итогам разнообразных обследований;
- составить техническое заключение при аварийных ситуациях, внештатных отключениях и других обстоятельствах» [2].

«В процессе эксплуатации силовых трансформаторов выполняются капитальные ремонты без снятия обмоток, которые включают:

- слив масла, вскрытие трансформатора;

- на основании ранее отобранных проб трансформаторного масла, выполняется его сушка, регенерация или замена;
- очистка и устранение дефектов на магнитопроводе, баке трансформатора;
- очистка и ремонт изоляции обмоток, внешних вводов, отводов от обмоток;
- проверка, очистка, ремонт охлаждающих устройств;
- ревизия, проверка работоспособности устройств РПН, ПБВ;
- ревизия термосифонного фильтра, воздухоосушителя, замена силикагеля в них;
- проверка и ремонт маслоуказателей, датчиков температуры, проверка работы автоматических устройств систем охлаждения» [9].

### **3.2 Приемосдаточные испытания трансформатора**

«Полностью смонтированный трансформатор подвергается приемосдаточным испытаниям (более 20 типов испытаний), в объем которых входят:

- определение условий включения трансформатора без сушки;
- измерение сопротивления обмоток постоянному току;
- измерение сопротивления и испытание повышенным напряжением промышленной частоты изоляции обмоток и изоляции конструктивных элементов (стяжных шпилек, бандажей, полубандажей ярем и прессующих колец относительно активной стали и ярмовых балок, а также ярмовых балок относительно активной стали и электрических экранов относительно обмоток и магнитопровода);
- определение влажности изоляции (проводится у трансформаторов напряжением 110 кВ и мощностью 63 МВА и более);
- измерение тангенса угла диэлектрических потерь (проводится у трансформаторов напряжением 35 кВ и выше);

- измерение тока и потерь холостого хода (проводится у трансформаторов мощностью 1000 кВА и более);
- измерение сопротивления короткого замыкания (проводится у трансформаторов мощностью 63 МВА и более);
- испытание бака на герметичность;
- испытание трансформаторного масла;
- проверка коэффициента трансформации, группы соединения, работы переключающего устройства, устройств охлаждения, предохранительных устройств (предохранительного и отсечного клапанов, выхлопной трубы), газового реле, средств защиты масла от воздействия окружающего воздуха (воздухоосушителя, установок азотной и пленочной защит масла, термосифонного и адсорбционного фильтров) и т.д»[10].

При проведении испытаний следует руководствоваться ГОСТ 3484, ГОСТ 1516, СТП 09110.20.366-08.

### **3.3 Приемосдаточные испытания аппаратов управления**

«Испытание аппаратов управления производят при температуре окружающей среды не ниже +100 С. Проверку максимальных расцепителей автоматов и пускателей следует производить с учётом введения поправок по температуре т.к. температура максимальных расцепителей выполненных на основе биметалла оказывает значительное влияние на временные характеристики автоматов. Влажность окружающего воздуха имеет значение при проведении высоковольтных испытаний, т.к. конденсат на изолирующих частях аппаратов может привести к пробое изоляции и, соответственно, к выходу из строя оборудования (как испытательного, так и испытуемого). Перед проведением высоковольтных испытаний аппараты следует протереть от пыли, грязи и влаги»[11].

«Выключатели и аппараты управления подвергаются испытаниям в собранном виде, с установленными на них всеми деталями и узлами, которые могут повлиять на результат испытаний. Перед испытанием производится внешний осмотр, проверка целостности корпусов и изоляции. Измерение сопротивления изоляции производят мегаомметрами на напряжение 1000В и 2500В»[10].

«Внешним осмотром определяется состояние доступных осмотру деталей автоматических выключателей и аппаратов управления, на предмет видимых нарушений, наличия сколов изоляционных материалов, отсутствия деталей крепления и т.п

Измерение сопротивления изоляции производится между каждым проводом (полюсом) аппарата и землёй, а также между каждыми двумя проводами (полюсами). Сопротивление изоляции должно быть не менее 1 МОм. При измерении сопротивления изоляции автоматических выключателей совместно с присоединёнными к ним кабелями и проводами, сопротивление изоляции должно быть не менее 0,5МОм»[12].

«Испытание производится при вводе в эксплуатацию, капитальных ремонтах, а также при неудовлетворительных результатах измерения изоляции. Значение испытательного напряжения 1 кВ 50 Гц. продолжительность испытания 1 минута. В процессе текущих ремонтов допускается вместо испытания переменным напряжением производить одноминутное измерение изоляции мегаомметром на напряжение 2500В»[9].

Работа расцепителей должна соответствовать заводским данным и требованиям обеспечения защитных характеристик.

### **3.4 Приборы контроля и методы замера технических характеристик трансформатора**

«Испытания силовых трансформаторов выполняется при вводе нового оборудования в эксплуатацию для выявления дефектов оборудования, а также

в соответствии с графиком периодичности проверок, выполняют проверку степени надежности.

Для каждого вида испытания определены свои методики и измерительное оборудование.

Так, для измерения сопротивления изоляции обмоток силовых трансформаторов применяют мегаомметр (типа Ф4102/2–М) напряжением 2,5 кВ. Перед каждым испытанием все обмотки должны быть заземлены.

При измерении тангенса угла диэлектрических потерь используется мост постоянного тока (типа МД-16). Испытания выполняются в специальной измерительной ячейке, которую предварительно прогревают для обеспечения рабочих условий.

Для определения степени влажности обмоток трансформатора выполняют испытания емкости обмоток. Измерения, в таком случае, выполняют при частоте 50 Гц и 2 Гц при помощи специального прибора контроля влажности (типа ПКВ). Испытания проводятся между каждой обмоткой трансформатора, залитого маслом, и его корпусом. Обмотки предварительно заземляются на некоторое время (как правило, 2-3 минуты).

Наличие в трансформаторе скрытых неисправностей позволяет метод измерения сопротивления обмоток постоянному току»[24].

Суть испытания заключается в измерении междуфазных сопротивлений ответвлений обмоток трансформатора. В том случае, если в схеме присутствует нулевой провод – измеряется фазное сопротивление (между нулевым проводом и любой фазой на выбор). Испытания можно выполнять методом амперметра-вольтметра или мостовым методом.

Метод амперметра-вольтметра подразумевает использование измерительных амперметров (типа Э526) и вольтметров (типа Э545) классом точности 0,5. При испытаниях мостовым методом используют мост постоянного тока (типа Р333).

Правильность соединения обмоток трансформатора производится при помощи определения коэффициента трансформации. Измерения производятся

с использованием двух вольтметров (типа Э545) на всех ответвлениях и обмотках всех фаз.

В тоже время, помимо основных испытаний, выполняемых с определенной периодичностью, существуют дополнительные испытания. К таким испытаниям можно отнести:

- проверка фазировки;
- включение трансформатора на номинальное напряжение толчком.

Стоит отметить, что ко всему измерительному оборудованию, которое применяется при испытаниях, предъявляются определенные требования в плане погрешности измерений – класс точности.

### **3.5 Требования к трансформаторным маслам**

«Наиболее важное качество масла заключается в способности обеспечивать требуемые параметры в течении длительного периода работы – стабильность против окисления.

К таким параметрам можно отнести:

- класс чистоты;
- содержание воды;
- пробивное напряжение;
- тангенс угла диэлектрических потерь;
- температура вспышки в закрытом тигле и др.

Под классом чистоты понимается содержание в трансформаторном масле механических примесей»[22].

Для оборудования напряжением до 220 кВ класс чистоты должен быть не ниже 11, а для оборудования выше 220 кВ – не ниже 9. В тоже время, после заливки трансформаторного масла в оборудование, допускается снижение класса защиты на одну единицу. Определение класса чистоты выполняют в соответствии с ГОСТ 17216-71.

«Содержание воды в трансформаторном масле не должно превышать 0,0025% не зависимо от класса напряжения оборудования. Определение концентрации воды в трансформаторном масле выполняют в соответствии с ГОСТ 7822-75.

Пробивное напряжение трансформаторного масла определяет способность выдерживать напряжение без пробоя. Допустимые значения пробивного напряжения зависит от класса напряжения оборудования. Так, для оборудования 60-150 кВ предельно допустимое пробивное напряжением составляет не менее 35 кВ, для оборудования 220-500 кВ – не менее 45 кВ, а для оборудования 750 кВ – не менее 55 кВ. Стоит отметить, что после заливки трансформаторного масла в оборудование, допустимое значение пробивного напряжения снижается на 5 кВ по сравнению с требованиями до его заливки. Определение значения напряжения пробоя выполняют в соответствии с ГОСТ 6581-75»[2].

Под тангенсом угла диэлектрических потерь подразумеваются потери электрического поля при его рассеянии в трансформаторном масле. Значение тангенса угла диэлектрических потерь зависит от температуры окружающей среды. Определение значения тангенса угла диэлектрических потерь выполняют в соответствии с ГОСТ 6591-73 при температуре 70/90 °С. Допустимые значения зависят от класса напряжения оборудования. Так, для оборудования 110-150 кВ предельно допустимое значение тангенса угла диэлектрических потерь составляет 10/15%, для оборудования 220-500 кВ – не менее 7/10%, а для оборудования 750 кВ – 3/5%.

«Температура вспышки трансформаторного масла в закрытом тигле означает температуру, при которой трансформаторное масле может вспыхнуть от источника огня и не образовать при этом процесса устойчивого горения. Температура вспышки трансформаторного масла в закрытом тигле должна быть не менее 125 °С не зависимо от класса напряжения оборудования. Определение температуры вспышки трансформаторного масла в закрытом тигле выполняют в соответствии с ГОСТ 63-56-75»[2].



Выводы по разделу 3.

В третьем разделе выполнен анализ мероприятий по техническому обслуживанию и эксплуатации оборудования подстанции РНС 110/10 кВ – силовых трансформаторов.

Выполнение данных мероприятий позволит своевременно обнаружить дефекты в оборудовании, избежав при этом чрезвычайных ситуаций:

- изучены методика диагностики оборудования и определение его ресурса в соответствии с паспортными параметрами оборудования;
- изучены основные приемосдаточные испытания трансформатора;
- изучены основные приемосдаточные испытания аппаратов управления;
- изучены приборы и методы замера технических характеристик трансформатора;
- изучены требования к трансформаторным маслам.

## Заключение

Результатом выполнения работы является разработку решений по повышению надежности и энергоэффективности системы электроснабжения подстанции РНС 110/10 кВ.

При выполнении выпускной квалификационной работы решены следующие задачи:

- выполнен анализ технологического процесса;
- выполнен анализ существующей системы электроснабжения;
- дана оценка энергоэффективности подстанции;
- разработаны решения по повышению энергоэффективности и надежности системы электроснабжения подстанции РНС 110/10 кВ;
- оценен эффект от внедрения предложенных решений по повышению надежности и энергоэффективности системы электроснабжения подстанции РНС 110/10 кВ;
- выполнен анализ мероприятий по техническому обслуживанию и эксплуатации оборудования подстанции РНС 110/10 кВ.

В первой главе выполнен анализ объекта исследования.

Установлено, что объектом исследования в представленной работе является Подстанция РНС 110/10 кВ, адрес: Борковская 37 строение 1.

РНС – районная насосная станция была введена в эксплуатацию в 1969 году, таким образом срок ее эксплуатации, на данный момент, составляет 54 года.

Трансформаторы Т-1 и Т-2 подстанции РНС загружены менее, чем на 25%. Основную часть времени коэффициент загрузки не превышает 20%, что приводит к дополнительным потерям. Оптимальная загрузка силовых трансформаторов для первой и второй категории надежности составляет 75-80%.

Таким образом, для снижения потерь электроэнергии и повышения энергоэффективности, рекомендуется заменить трансформаторы Т-1 и Т-2 подстанции РНС мощностью 16 МВА на трансформаторы меньшей мощности.

Фактические значения коэффициентов мощности ( $\cos\varphi$ ) на шинах 10 кВ трансформаторов Т-1 и Т-2 подстанции РНС не ниже 0,93, что говорит о том, что дополнительная компенсация реактивной мощности на подстанции РНС не требуется.

Во второй главе выполнен выбор силовых трансформаторов в соответствии с актуальной нагрузкой подстанции РНС 110/10 кВ.

Как уже было установлено, для снижения потерь электроэнергии и повышения энергоэффективности, рекомендуется заменить трансформаторы Т-1 и Т-2 подстанции РНС мощностью 16 МВА на трансформаторы меньшей мощности.

По результатам расчетов были выбраны силовые трансформаторы ТМН-16000/110/10.

Загрузка силовых трансформаторов будет на уровне 60%, что значительно выше по сравнению с существующими ТМН-16000/110/10.

Коэффициент аварийной перегрузки 1,22 не превышает паспортных данных (1,32), поэтому силовые трансформаторы ТМН 6300/110/10 подстанции 110/10 кВ РНС отвечают требованиям надёжности.

В результате замены силовых трансформаторов на трансформаторы меньшей мощности, потери в силовых трансформаторах станут ниже. Таким образом, снизятся затраты за счет снижения потерь.

Потери электроэнергии в силовых трансформаторах ТМН-16000/110/10 составили 78860 тыс. кВт·ч, а в ТМН-16000/110/10 – 28491 тыс. кВт·ч. Таким образом, замена силовых трансформаторов на трансформаторы меньшей мощности позволит снизить потерь электроэнергии на 50369 тыс. кВт·ч.

В третьем разделе выполнен анализ мероприятий по техническому обслуживанию и эксплуатации оборудования подстанции РНС 110/10 кВ – силовых трансформаторов.

Выполнение данных мероприятий позволит своевременно обнаружить дефекты в оборудовании, избежав при этом чрезвычайных ситуаций:

- изучены методика диагностики оборудования и определение его ресурса в соответствии с паспортными параметрами оборудования;

- изучены основные приемосдаточные испытания трансформатора;

- изучены основные приемосдаточные испытания аппаратов управления;

- изучены приборы и методы замера технических характеристик трансформатора;

- изучены требования к трансформаторным маслам.

В результате можно сделать вывода, что замена силовых трансформаторов ТДН 110/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформаторы ТМН 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА позволит повысить энергоэффективность подстанции РНС 110/10 кВ.

## Список используемой литературы и используемых источников

1. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.
2. ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки. – М.: Изд-во стандартов, 1985. – 59 с.
3. Ахметова, И. Г. Теоретические основы технико-экономического обоснования мероприятий по энергосбережению / И. Г. Ахметова [и др.] // Вестник Казанского государственного энергетического университета. – 2013. – № 3(18). – С. 26-37.
4. Аверина, О.И. Комплексный экономический анализ хозяйственной деятельности / О.И. Аверина. - М.: КноРус, 2019. - 94 с.
5. Акимова А.Н., Костеленец Н.Ф., Сентюрихин И.И. Монтаж, техническая эксплуатация и ремонт электрического и электромеханического оборудования. Учебник для СПО – М: Мастерство, 2005 – 296 с.
- 6.
7. Кадомская К.П., Лавров Ю.А. Электрооборудование высокого напряжения нового поколения. Вологда: Инфра-Инженерия, 2017. 343 с.
8. Курдюмов В.И., Зотов Б.И. Проектирование и расчет средств обеспечения безопасности. – М.: Колос, 2016. 184 с.
9. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности при эксплуатации электроустановок (ПОТ РМ-016-2001): (серия 17, норматив. док. по надзору в электроэнергетике). – М.: ОАО «Научно-технический центр по безопасности в промышленности», 2016. 208 с.
10. Михайлов Ю.М. Охрана труда при эксплуатации электроустановок. – М.: Издательство «Альфа-Пресс», 2015. 224 с.
11. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для ВУЗов. – 5-е издание, перераб. и доп. – М.:

Энергоатомиздат, 2014. 608 с.

12. Никитенко Г.В. Электрооборудование, электротехнологии и электроснабжение. Дипломное проектирование: Учебное пособие. – СПб.: Лань, 2018. 316 с.

13. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. - 4-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 2017. 174 с.

14. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Госэнергонадзор Минэнерго России. – М.: ЗАО «Энергосервис», 2017.

15. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). – М.: Альвис, 2018. 632 с.

16. Рожкова Л.Д., Карнеева Л.К., Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для студентов учреждений среднего профессионального образования. М. : ИЦ Академия, 2016. 448 с.

17. Сибикин Ю.Д. Монтаж, эксплуатация и ремонт электрооборудования промышленных предприятий и установок. Вологда: Инфра-Инженерия, 2015. 464 с.

18. Сибикин Ю. Д. Электрические подстанции : Учебное пособие для высшего и среднего профессионального образования: учебное пособие. Вологда: Директ-Медиа, 2014. 414 с.

19. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. М.: ЭНАС, 2018. 312 с.

20. Федеральный закон «Об электроэнергетике» от 26.03.2003 № 35-ФЗ об энергосбережении [Электронный ресурс]: URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_41502/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_41502/) (дата обращения: 05.03.2023).

21. Федеральный закон «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» от 23.11.2009 № 261-ФЗ (последняя редакция) [Электронный ресурс]: URL:

[http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_93978/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_93978/) (дата обращения: 05.03.2023).

22. Фролов Ю. М. Основы электроснабжения. М.: Лань, 2015. 480 с.

23. Шамонов Р.Г. «Разработка методики оценки влияния качества электроэнергии на потери мощности и энергии в электрических сетях» [Электронный ресурс] // Электронная библиотека диссертаций. Режим доступа: <https://www.dissercat.com/content/razrabotka-metodiki-otsenki-vliyaniya-kachestva-elektroenergii-na-poteri-moshchnosti-i-energ> (Дата обращения 02.03.2022г.).

24. Шеховцов В. П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению. М.: Форум, Инфра. 2015. 136 с.

25. Энергетическая стратегия РФ на период до 2035 года. Распоряжение Правительства РФ от 9 июня 2020 г. № 1523-р. М.: Министерство энергетики, 2020. 142 с.