

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)

Энергосбережение энергоаудит
(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Повышение энергоэффективности понизительной подстанции 110/6 кВ
«Парфеновка»

Студент

А.А. Чемагин
(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент, С.В. Шаповалов
(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Консультант

к.п.н., доцент, А.В. Кириллова
(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Аннотация

Объектом бакалаврской работы является понизительная подстанция ПАО «Трансаммиак» 110/6 кВ «Парфеновка». Выполнив анализ оборудования, был сделан вывод, что некоторое оборудование подстанции устарело и нуждается в замене. Трансформаторы подстанции недогружены, загрузить их не представляется возможным, поэтому их необходимо заменить. Трансформаторы, установленные сейчас на подстанции это ТМН 6300/110, в данном проекте предлагается заменить существующие трансформаторы на аппараты меньшей мощности от того же производителя и марки ТМН 2500/110. Было рассмотрено оборудование на высокой и низкой линии напряжения, а также подобран современный вакуумный выключатель для замены устаревшей системы, состоящей из короткозамыкателя и отделителя. Всё оборудование подобрано таким образом, чтобы выдерживать токи короткого замыкания. Рассчитаны уставки для релейной защиты и автоматики, а также рассчитанный экономический эффект от замены трансформаторов является позитивным.

Abstract

The object of the bachelor's work is step-down substation of PJSC "Transammiak" 110/6 kV "Parfenovka". After analyzing the equipment, we came to the conclusion that some of the substation's equipment is outdated and needs to be replaced. Substation transformers are not fully loaded, it is not possible to load them, so they need to be changed. The transformers currently installed at the substation are TMN 6300/110, in this project it is proposed to replace the existing transformers with devices of lower power from the same manufacturer and brand, TMN 2500/110. The special part of the project gives details about review equipment on the high and low voltage lines, and a modern vacuum circuit breaker was selected to replace the outdated system consisting of a short-circuit breaker and a separator. All equipment is selected in such a way as to withstand short-circuit currents. The setpoints for relay protection and automation are calculated, and in conclusion we'd like to stress the calculated economic effect of replacing the transformers is positive

Содержание

Введение	5
1 Анализ ПС 110/6 кВ «Парфеновка»	7
1.1 Общие сведения о ПС 110/6 кВ «Парфеновка»	7
1.2 Отделитель и короткозамыкатель	9
1.3 Трансформатор тока и разъединитель	11
1.4 Заземлитель и разрядник	11
2 Потребители насосной станции	14
2.1 Перечень потребителей насосной станции	14
2.2 Магистральный насос	16
2.3 Расчет электрических нагрузок	18
2.4 Оценка загрузки силовых трансформаторов	22
3 Мероприятия по реконструкции	24
3.1 Выбор силовых трансформаторов	24
3.2 Расчет потерь мощности трансформатора	25
3.3 Выбор схемы и конструктивных решений	29
3.4 Расчет токов короткого замыкания	30
3.5 Выбор электрических аппаратов	34
4 Выбор релейной защиты	40
5 Расчет эффективности при замене трансформатора	43
6 Приборы коммерческого учета	45
Заключение	49
Список используемых источников	51

Введение

В химической индустрии все процессы проводятся с выделением, затратой или превращением энергии из одного вида в другой. При этом электроэнергия затрачивается не только на проведение химических реакций, процессов, но и на транспортировку, измельчение, сжатие газообразных веществ. Поэтому многие предприятия химического сегмента относятся к числу основных потребителей электроэнергии, и как следствие являются потребителями первой категории и снабжаются собственными понизительными подстанциями [8].

Одной из самых главных составляющих топливно-энергетической системы считаются магистральный трубопроводный транспорт, при помощи которых происходит доставка нефти, газов и продуктов их переработки на большие расстояния. Также, в ее состав входят предприятия по сбору, накоплению и разделению данных продуктов среди потребителей. В систему трубопроводного транспорта входят: 1) трубопроводы; 2) резервуары-хранилища; 3) транспортирующие машины, которые в случае перемещения жидкостей называются насосами, а при перемещении газов - компрессорами. Насосы и компрессоры служат для создания перепада давления на концах трубопроводов, благодаря которому и происходит перемещение жидких и газообразных сред. Для регулирования потоков жидкостей и газов по трубопроводам на них устанавливают так называемую трубопроводную арматуру: краны, вентили, задвижки. А также существует довольно большое количество датчиков и измерительных приборов. Как правило, магистральные насосы и компрессоры являются очень мощным оборудованием, и потребляют большое количество электроэнергии.

Согласно 261 Федеральному закону от 23.11.2009 к 2020 году было запланировано повысить эффективность использования энергии и снизить энергоемкость на 40% [15]. Однако согласно докладу Минэкономразвития

России от 27.12.2019 за прошедшие 10 лет, энергоемкость снизилась всего на 9%, а последние 4 года энергоемкость не снижается.

В наше время главной проблемой электроэнергетической промышленности является сильный износ оборудования подстанций. За 2018 год, согласно статистике, износ оборудования составил 75%. Необходимую безопасность работы обеспечивают надежные и прогрессивные электротехнические аппараты. Важное значение имеет надежность и качество электрооборудования и всей электротехнической продукции, используемой в системах электроснабжения как низшего, так и высшего напряжений.

В данной работе была рассмотрена понизительная подстанция «Парфеновка» 110/6 кВ, находящиеся в Самарской области. Необходимость реконструкции подстанции обусловлено снижением надежности оборудования, устаревшим оборудованием и выработкой срока службы оборудования. Все это негативно влияет на надежность электроснабжения потребителей и повышает вероятность внештатных ситуаций и чрезвычайных происшествий.

Целью работы является повышение энергетической эффективности понизительной подстанции.

Для достижения поставленной в работе цели необходимо проанализировать и составить план по замене оборудования подстанции ПАО «Трансаммиак» «Парфеновка» и рассчитать постоянную нагрузку силовых трансформаторов:

1. Выполнить анализ оборудования подстанции и определить загрузку силовых трансформаторов.
2. Разработать мероприятия по реконструкции подстанции.
3. Рассчитать экономическую эффективность предлагаемых мероприятий по реконструкции.

1 Анализ ПС 110/6 кВ «Парфеновка»

1.1 Общие сведения о ПС 110/6 кВ «Парфеновка»

ПС 110/6 кВ «Парфеновка» располагается вблизи одноименного населенного пункта села Парфеновка, расположенного в Кинельском районе, в Самарской области, и входит в систему магистральной транспортировки ПАО «Трансаммиак». Потребителем электроэнергии данной подстанции является насосная станция НС-2. ПС 110/6 кВ «Парфеновка» питается от двух независимых вводов ВЛ 110 кВ «Просвет-Вершины» и ВЛ 110 кВ «Бариновка-1» через два понижающих трансформатора 110/6 кВ ТМН-6300 (рисунок 1). Перекачивающим устройством аммиакопровода является установленный на НС магистральный насос напряжением 6 кВ. Для обеспечения бесперебойности работы на НС устанавливаются два магистральных насоса работающих попеременно. НС – это сложное инженерное сооружение, которое является совокупностью запорной арматуры шаровых кранов, регулирующих давление и температуры, магистральных насосов, всевозможных датчиков давления и температуры. Ниже представлена схема ПС «Парфеновка» с двумя секциями шин. Данную схему можно охарактеризовать как надежную из-за возможности секционирования, а также достаточно экономичной, однако схема достаточно сложная, существует более высокая вероятность ошибок при переключениях. На рисунке 1 изображена схема понизительной подстанции 110/6 кВ «Парфеновка».

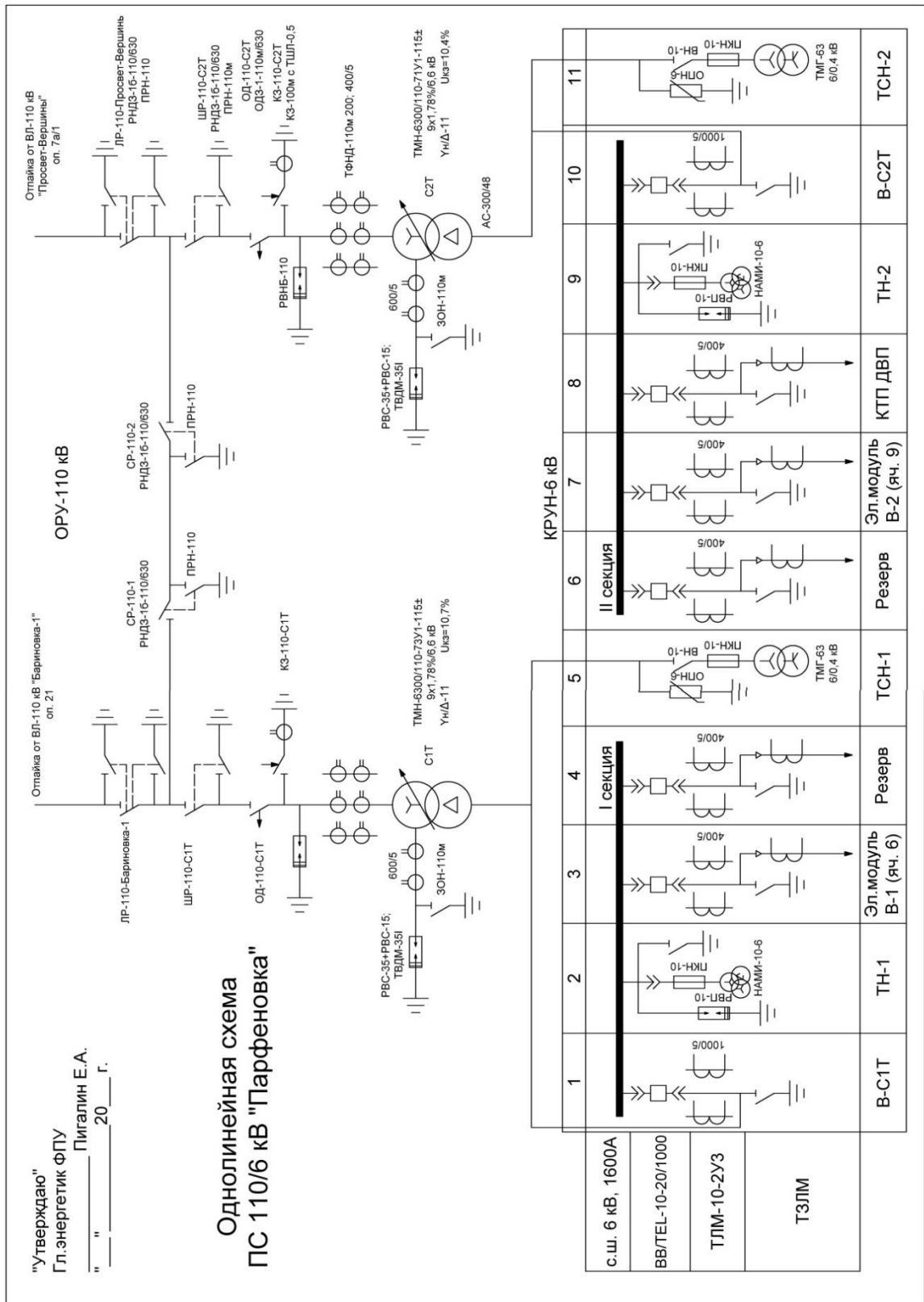


Рисунок 1 – Схема ПС 110/6 кВ «Парфеновка»

1.2 Отделитель и короткозамыкатель

Исходя из данной схемы, можно наблюдать, что на подстанции установлена система отделитель-короткозамыкатель, которая представляет собой комбинацию из двух аппаратов, выполняющих обесточивание поврежденного участка путем искусственного короткого замыкания короткозамыкателем КЗ-110-С1Т.

Далее в таблице 1 представлены характеристики отделителя ОД-110-С1Т [6], установленного на данной понизительной подстанции, а на рисунке 3 фотография системы отделитель-короткозамыкатель на ПС 110/6 кВ «Парфеновка», а также на рисунке 2 сам короткозамыкатель КЗ-110.

Таблица 1 – Характеристики отделителя ОД-110-С1Т

Наименование параметров	Норма
Номинальное напряжение, кВ	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126
Номинальный ток, А	1000
Номинальная частота, Гц	50
Ток термической стойкости, кА	31,5
Ток электродинамической стойкости, кА	80
Время протекания ток термической стойкости, с	
для главных ножей	3
для заземляющего ножа	1
Время отключения отделителя с приводом (время от подачи команды до полного расхождения главных ножей) без гололеда, с	0,38
Время отключения с гололедом, с	0,45



Рисунок 2 – КЗ-110 С1Т на ПС «Парфеновка»

На сегодняшний день данная система признана устаревшей, больше не выпускается и заменяется современными выключателями (вакуумными и элегазовыми). Основная причина, по которой данная система устанавливалась, является дешевизна. Существует ряд негативных черт свойственных системе отделитель-короткозамыкатель, а именно:

- = снижение надежности и скорости срабатывания при работе в неблагоприятных средах, подразумевающих низкие температуры и оледенение
- = скорость срабатывания в среднем 0,4-0,5 секунды не является эталонной
- = низкая надежность обусловленная риском отключения множества потребителей и повреждение оборудования в случае некорректного срабатывания.

Кроме данных аппаратов, в качестве секционных выключателей на стороне низкого напряжения 6 кВ установлены ВВ/TEL-10-20/1000. Собственное время включения данных вакуумных выключателей составляет 70 миллисекунд, а отключения 55 миллисекунд, номинальный ток

отключения и ток термической стойкости на 3 секунды составляет 20 кА. Очень передовой и качественный выключатель, замена которого нецелесообразна так как данный выключатель находится в удовлетворительном состоянии, как по текущим характеристикам, так и по сроку службы.

1.3 Трансформатор тока и разъединитель

Другими электрическими аппаратами, которые находятся на данной подстанции, являются разъединители марки РНДЗ и трансформаторы тока ТФНД. Разъединителем называется аппарат, служащий для создания видимого разрыва, включения и выключения обесточенных участков линии и заземления этих участков. На данной подстанции установлен разъединитель РНДЗ-16-110/630 приводимый в движение приводом ПРН-110м. Трансформатор тока в свою очередь предназначен для передачи измерительной информации для приборов защиты. Согласно полученным данным от эксплуатирующей компании, ТЛМ 10 удовлетворяет требованиям эксплуатации и проходит поверку по ГОСТ 8.217-2003 [4]. Ресурс разъединителей ещё не истек, а согласно последней проведенной поверке трансформатора тока его класс точности не изменился (0,5). Однако трансформатор ТФНД-110м, который находится на стороне ВН, необходимо заменить, из-за ограничений по сроку службы, а также неудовлетворяющих, на сегодняшний день, характеристик.

1.4 Заземлитель и разрядник

На данной подстанции установлены разрядники вентильные РВС-35 и РВС 15 предназначенные для предотвращения выхода из строя оборудования от воздействия природных и коммутационных перенапряжений. Данное устройство должно находиться круглый год под напряжением, их

отключение допускается только в зимний или осенний период в районах с регулярными ураганными ветрами, критически низкими температурами и на загрязненных подстанциях с уровнем изоляции 2,25 см/кВ и выше.

Работа разрядника вентильного РВС заключена в том, что под воздействием перенапряжений пробиваются последовательные блоки искровых промежутков, затем ток походит через рабочие резисторы на землю, после чего происходит гашение дуги в искровых промежутках, а разрядный ток, через шунтирующие и рабочие резисторы, уходит на землю. Учитывая общую климатическую обстановку региона, а также обслуживание и уборку на подстанции осуществляемую не реже чем 2 раза в год отключение и вывод из строя разрядника не требуется.

Заземлители типа ЗОН–110М предназначены для заземления нейтралей силовых трансформаторов, имеющих в нейтрали трансформатор тока для защиты от замыканий на землю.

По конструкции заземлители рубящего типа. Заземлитель состоит из основания, изоляционной колонки, неподвижного контакта и ножа заземления. Основание представляет собой уголок и предназначено для установки заземлителя. На основании крепится изоляционная колонка, на верхней части которой устанавливается неподвижный контакт.

Заземляющий нож выполнен из алюминиевой трубы, соединенной через пластину с валом. При оперировании заземляющий нож, на конце которого имеется разъемный контакт, врубается в неподвижный контакт. В таблице 2 приведены характеристики ЗОН–110М.

Таблица 2 – Характеристики ЗОН–110М

Наименование параметров	Норма
Номинальное напряжение, кВ	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126

Продолжение таблицы 2

Номинальный ток, А	400
Номинальная частота, Гц	50
Ток термической стойкости, кА	6,3
Время протекания ток термической стойкости, с	3

Вывод

Произведен анализ понизительной подстанции 110/6 кВ «Парфеновка». Подробно рассмотрено установленное оборудование на данной подстанции, приведены характеристики, найдено устаревшее и уязвимое оборудование, не удовлетворяющее современным условиям эксплуатации, подготовлена схема подстанции.

2 Потребители насосной станции

2.1 Перечень потребителей насосной станции

Далее на рисунке 3 представлена условная блок схема изображающая систему подключения потребителей, а также полный список оборудования в таблице 3, которое установлено на насосной станции.

Блок схема потребителей насосной станции
по транспортировке жидкого аммиака

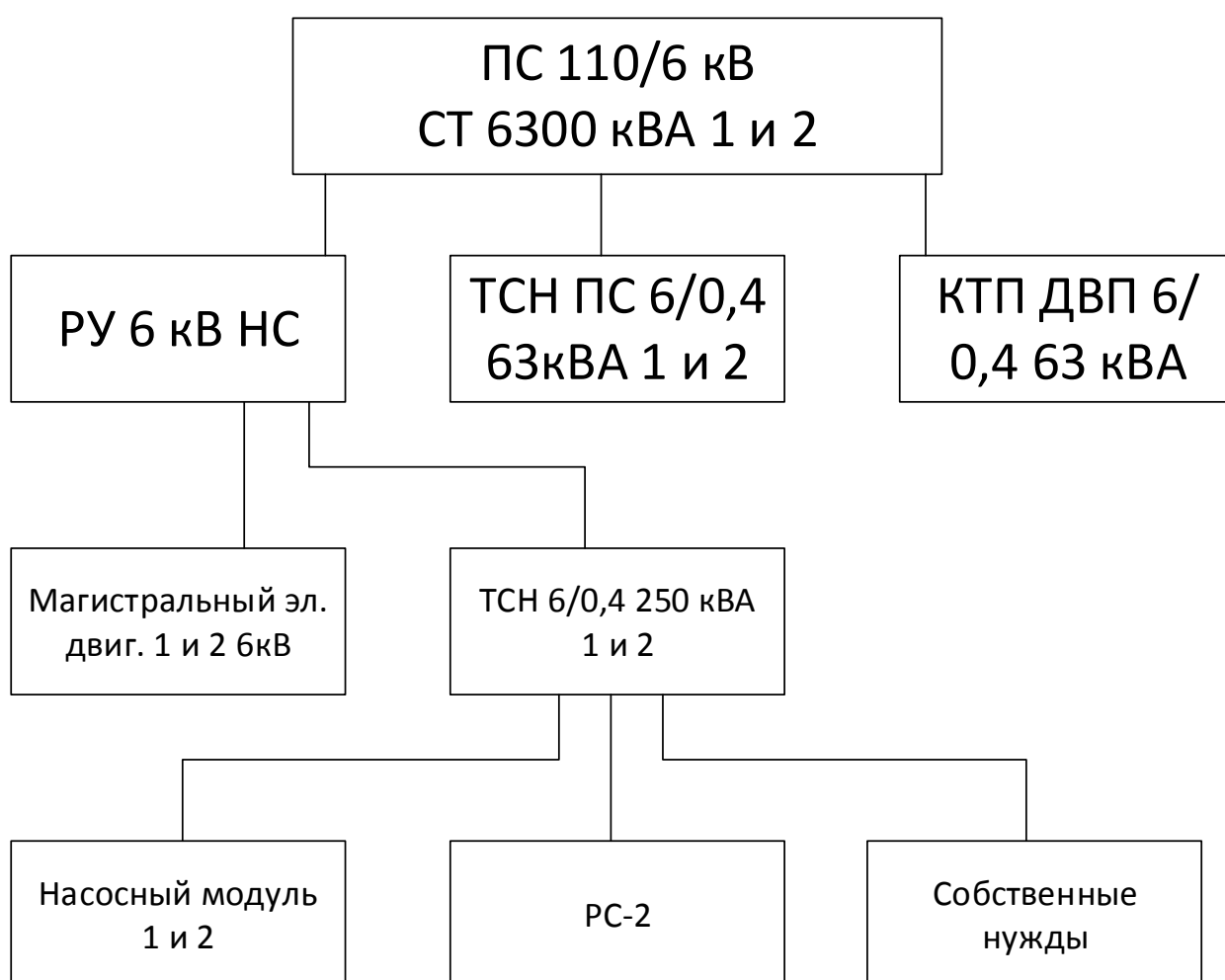


Рисунок 3 – Блок схема потребителей НС

Таблица 3 – Перечень токоприемников НС по перекачке жидкого аммиака.

Наименование	Место нахождения	Напряжение $U_{\text{НОМ}}$ кВ	$P_{\text{НОМ}}/\cos\phi$ кВт	Процент потребления
ДВП	ДВП	0,4	40	2,27
Собственные нужды	ЭМ	0,4	10	0,56
Поз. 27А	РС	0,4	0,41/0.6	0,023
Нас. «Сихи»	РС	0,4	4/0.82	0,22
Поз. 27В	РС	0,4	0,41/0.6	0,023
Поз. 53	РС	0,4	0,37/0.77	0,021
Поз. 52	РС	0,4	0,37/0.77	0,021
Нас. «Вартингтон»	РС	0,4	30/0.9	1,7
Собственные нужды	РС	0,4	5	0,28
Магистральный АД	НМ 1	6	1600/0,89	91
Собственные нужды	НМ 1	0,4	6	0,341
Маслонасос 1	НМ 1	0,4	0,5/0,95	0,028
Маслонасос 2	НМ 1	0,4	0,5/0,95	0,028
Обдув 1	НМ 1	0,4	0,3/0,96	0,017
Обдув 2	НМ 1	0,4	0,3/0,96	0,017
Обдув маг. нас. 1	НМ 1	0,4	4/0,83	0,227
Обдув маг. нас. 2	НМ 1	0,4	4/0,83	0,227
Аварийный вентилятор	НМ 1	0,4	0,3/0,96	0,017
Вентилятор 1	НМ 1	0,4	0,3/0,96	0,017
Вентилятор 2	НМ 1	0,4	0,3/0,96	0,017
Магистральный АД	НМ 2	6	1600/0,89	91
Собственные нужды	НМ 2	0,4	6	0,341
Маслонасос 1	НМ 2	0,4	0,5/0,95	0,028
Маслонасос 2	НМ 2	0,4	0,5/0,95	0,028
Обдув 1	НМ 2	0,4	0,3/0,96	0,017
Обдув 2	НМ 2	0,4	0,3/0,96	0,017
Обдув маг. нас. 1	НМ 2	0,4	4/0,83	0,227

Продолжение таблицы 3

Обдув маг. нас. 2	НМ 2	0,4	4/0,83	0,227
Аварийный вентилятор	НМ 2	0,4	0,3/0,96	0,017
Вентилятор 1	НМ 2	0,4	0,3/0,96	0,017
Вентилятор 2	НМ 2	0,4	0,3/0,96	0,017
Поз. 86	НС	0,4	1,1/0,95	0,062
Поз. 57	НС	0,4	1,8/0,96	0,1
Поз. 50	НС	0,4	1,8/0,96	0,1
Поз. 71	НС	0,4	1,8/0,96	0,1
Поз. 06	НС	0,4	1,8/0,96	0,1
Поз. 70	НС	0,4	1,8/0,96	0,1
Поз. 05	НС	0,4	1,8/0,96	0,1
Поз. 52	НС	0,4	1,8/0,96	0,1
Поз. 07	НС	0,4	1,8/0,96	0,1
Поз. 85	НС	0,4	1,1/0,96	0,062
Поз. 40	НС	0,4	0,3/0,96	0,017
Собственные нужды	НС	0,4	15	0,85
—	—	ИТОГО:	3356,2	—

ДВП – Дом Вахтового Персонала;

ЭМ – электромодуль;

РС – раздаточная станция;

НМ – насосный модуль;

НС – насосная станция;

Поз. – запорная арматура с электроприводом;

2.2 Магистральный насос

Основной силовой установкой насосных станций являются два двигателя магистральных насосов 4 АРМП 1600/6000 УХЛ 4. Мощность

данного асинхронного электродвигателя, согласно техническому паспорту составляет 1600 кВт, номинальный ток 179 ампер, кратность пускового тока 3.5, его КПД 96.5%, находится в длительном режиме работы. Данный двигатель зарекомендовал себя сугубо положительно и находится в эксплуатации с 1994 года. Также установлены двигатели для обдува, обогрева, маслонасоса, которые суммарно составляют ещё 20 кВт. В качестве аварийного двигателя был установлен 5 КС SG48 190 EX компании GENERAL ELECTRIC [19], [20]. КПД 86%, кратность пускового тока 4, режим работы продолжительный. Данный двигатель изображен на рисунках 4 и 5.



Рисунок 4 – Аналогичный магистральный насос, находящийся на НС1



Рисунок 5 – Аналогичный магистральный насос, находящийся на НС1

2.3 Расчет электрических нагрузок

Произведем расчет нагрузки данного потребителя, то есть для выше указанных объектов насосной станции, используя соотношение для каждой ступени графика по формуле (1)

$$P_i = \frac{n_i^{\%} \cdot P_{н\ max}}{100} \quad (1)$$

где $n_i^{\%}$ - ордината соответствующей ступени типового графика, в %.

$P_{н\ max}$ - номинальная мощность предприятия согласно задания, МВт .

Полученные данные сведем в таблицу по каждому потребителю. Для простоты оформления примем индексы для каждого потребителя:

- для насосного модуля (НМ) №1 1,
- для насосного модуля (НМ) №2 2,
- для собственных нужд насосной станции (НС) 3,
- для дома вахтового персонала (ДВП) 4.

Расчет реактивной и полной мощности потребителей производим по формулам:

$$Q_{Hmax} = P_{Hmax} \cdot tg\varphi \quad (2)$$

$$S_{Hmax} = P_{Hmax} / \cos\varphi \quad (3)$$

где P_{Hmax} - номинальная мощность объекта согласно заданию, МВт

$$- P_{Hmax1} = 1,62$$

$$- P_{Hmax2} = 1,62$$

$$- P_{Hmax3} = 0,09$$

$$- P_{Hmax4} = 0,04$$

$tg\varphi$ - коэффициент реактивной мощности.

$\cos\varphi$	$tg\varphi$
0,89	0,51
0,89	0,51
0,91	0,46
0,92	0,43

Отсюда, рассчитаем реактивную и полную мощности для каждого потребителя:

$$- Q_{max1} = 1,62 \cdot 0,51 = 0,826 \text{ МВАр}$$

- $Q_{\max 2}=1,62 \cdot 0,51=0,826 \text{ МВАр}$
- $Q_{\max 3}=0,09 \cdot 0,46=0,041 \text{ МВАр}$
- $Q_{\max 4}=0,04 \cdot 0,43=0,017 \text{ МВАр}$
- $S_{\max 1}=1,62/0,89=1,82 \text{ МВА}$
- $S_{\max 2}=1,62/0,89=1,82 \text{ МВА}$
- $S_{\max 3}=0,09/0,91=0,098 \text{ МВА}$
- $S_{\max 4}=0,04/0,92=0,043 \text{ МВА}$

Согласно технологического регламента не допускается работа двух магистральных насосов в параллели одновременно.

$$P_{\text{н ср}} = W_{\text{год}}/8760 \quad (4)$$

$$P_{\text{н ср}}=14217,48/8760=1,623 \text{ МВт}$$

$$k_{\max} = P_{\text{н max}}/P_{\text{н ср}} \quad (5)$$

$$k_{\max}=1,74/1,623=1,072$$

$$k_{\text{зг}} = P_{\text{н ср}}/P_{\text{н max}} \quad (6)$$

$$k_{\text{зг}}=1,623/1,74=0,93$$

Исходя из полученных данных примем за расчетную нагрузку $S_{\text{н max}}=2 \text{ МВА}$.

Далее на рисунках 6-8 представлены годовой график потребления активной мощности подстанции, а также график потребления мощности за 12 января и 24 сентября, как видно из полученных графиков, нагрузка не равномерна.

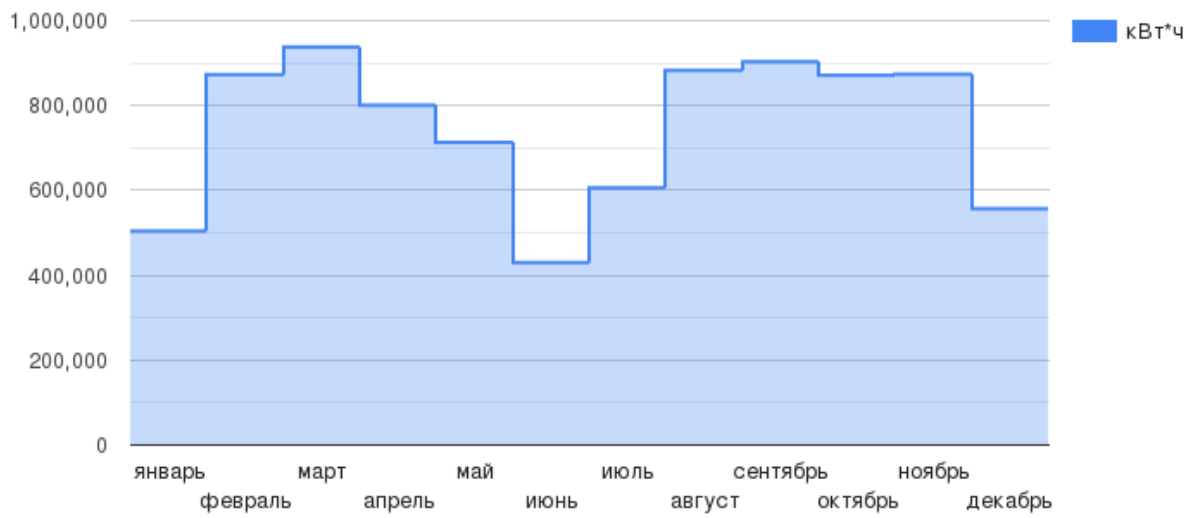


Рисунок 6 – Годовой график потребления электроэнергии

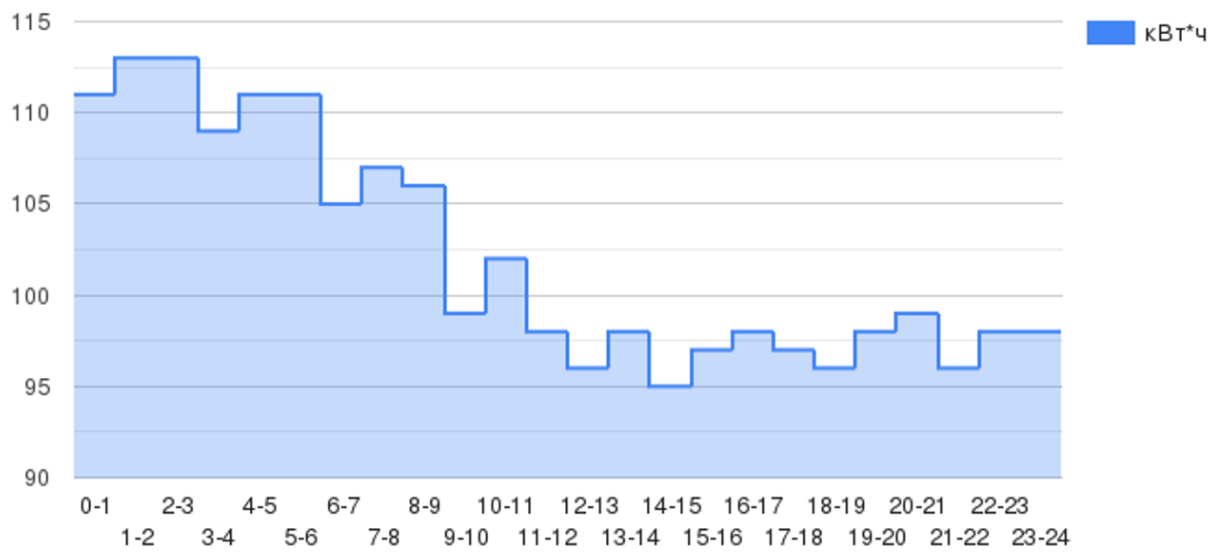


Рисунок 7 – График потребления электроэнергии за Январь

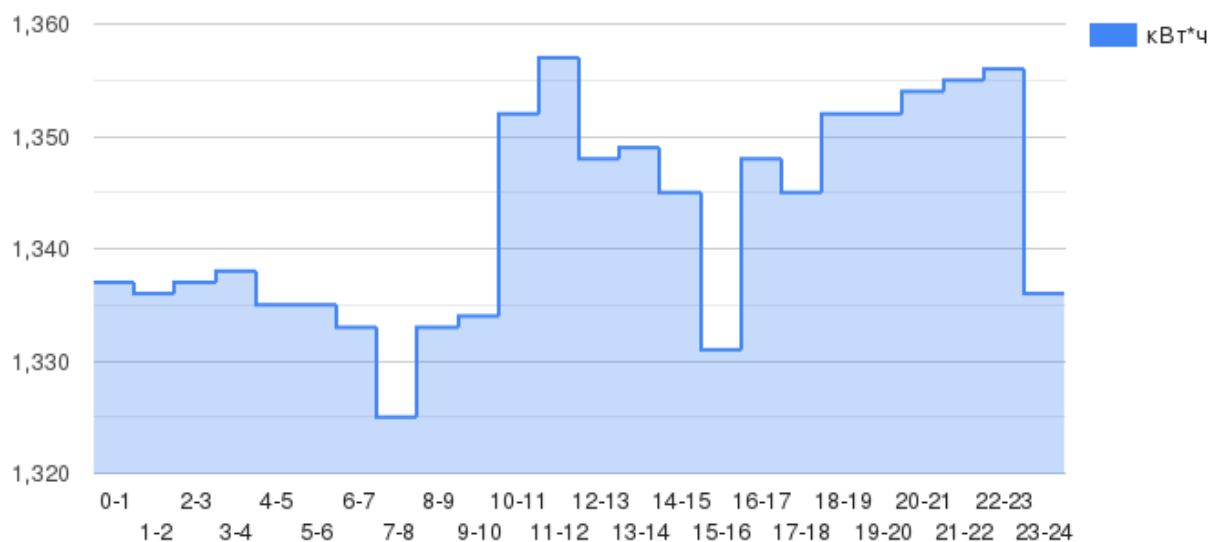


Рисунок 8 – График потребления электроэнергии за сентябрь

2.4 Оценка загрузки силовых трансформаторов

Загрузка силовых трансформаторов оценивается, исходя из максимальной мощности подстанции. Максимальная активная мощность подстанции, которая была предоставлена организацией, которая эксплуатирует данную подстанцию $P_{\max} = 3,37$ МВт, а величина максимальной полной мощности по станции $S_{\max} = 3,781$ МВА. Определим загрузку силового трансформатора ТМН-6300/110/6. Коэффициент загрузки находится выражением (7):

$$k_3 = \frac{S_{\max}}{2 \cdot S_T} \quad (7)$$

$$k_3 = \frac{3,781}{2 \cdot 6,3} = 0,3$$

Таким образом, можно сделать вывод, что данный трансформатор ТМН-6300/110/6 может быть загружен только на 30%, и даже данная цифра является не допустимой, учитывая технологический процесс и не допустимость работы обоих магистральных насосов одновременно. Рекомендуемый коэффициент загрузки для данной подстанции, согласно ПУЭ, составляет 0,65-0,7. Ниже на рисунке 9 представлена фотография ТМН-6300 на ПС «Парфеновка»



Рисунок 9 – ТМН-6300, установленный на ПС «Парфеновка»

Вывод

Составлен список потребителей подстанции, рассчитана нагрузка потребителей, а также предоставлены графики потребления: годовой, за январь и за сентябрь. Можем убедиться, что нагрузка несет резко переменный характер. Оценена загрузка силовых трансформаторов.

3 Мероприятия по реконструкции

Необходимость модернизации подстанции возникла из-за того, что на подстанции всё ещё установлены устаревшие короткозамыкатели с отделителями. Они не обеспечивают ПС необходимой надежностью, не удовлетворяют по времени срабатывания. Также на подстанции установлен масляный трансформатор, не удовлетворяющий по КПД, который находится в изношенном состоянии, а также выдающий избыточную мощность.

Повышение энергетической эффективности будет произведено путем замены отделителей на вакуумные выключатели, а также заменой силового трансформатора.

3.1 Выбор силовых трансформаторов

Число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции, равно двум т.к. потребитель относится к первой категории.

Таким образом, номинальная мощность трансформаторов подстанции определяется по формуле (8):

$$S_{\text{ТНОМ}} \geq \frac{S_{\text{нmax}}}{nk_3} \quad (8)$$

$$S_{\text{ТНОМ}} = 2/1,4 = 1,428 \text{ МВА}$$

Где $S_{\text{нmax}}$ - максимальная полная нагрузка подстанции в зимний или летний период;

n – число трансформаторов на подстанции;

k_3 – коэффициент экономичной загрузки трансформатора.

Из просмотра каталогов нескольких производителей был сделан вывод, что наиболее подходящим трансформатором для данного напряжения и мощности является трансформатор той же марки ТМН, но рассчитанный на

меньшую мощность, так как все трансформаторы, обозреваемые в каталогах, имели не подходящее (меньшее) напряжение или были той же избыточной мощности (6,3 МВА). Характеристики ТМН 2500/110 в таблице 4.

Таблица 4 – Характеристики силового трансформатора ТМН 2500/110

Марка трансформатора	S_n , МВА	$U_{ВН}$, кВ	$U_{НН}$, кВ	U_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %	R, Ом	X, Ом	ΔQ_x , кВт
ТМН-2500/110	2,5	115	6	10,5	22	5,5	1,5	42,6	508,2	37,5

3.2 Расчет потерь мощности трансформатора

Следующим шагом будет расчет потерь трансформатора ТМН 2500, и сравнение его экономических характеристик с установленным трансформатором ТМН 6300. Необходимо найти коэффициент загрузки нового трансформатора

$$k_3 = \frac{S_{max}}{2 \cdot S_T} = 0.76$$

Однако, согласно технологического регламента не допускается работа двух магистральных насосов в параллели одновременно, действительное значение коэффициента загрузки будет равно:

$$k_3 = \frac{S_{max}}{2 \cdot S_T} = 0.4$$

Далее приведены активные потери холостого хода и потери короткого замыкания трансформатора ТМН 2500, взятые из справочных данных.

$$\Delta P_k=22 \text{ кВт}; \Delta P_x=5,5 \text{ кВт}$$

Далее будут рассчитаны потери реактивной мощности в режиме холостого хода и короткого замыкания.

$$\Delta Q_k = \frac{u_{кз}}{100} \cdot S_T \quad (9)$$

$$\Delta Q_k = \frac{10,5}{100} \cdot 2500 = 265,5 \text{ квар}$$

$$\Delta Q_x = \frac{i_{xx}}{100} \cdot S_T \quad (10)$$

$$\Delta Q_x = \frac{1,5}{100} \cdot 2500 = 37,5 \text{ квар}$$

После выше перечисленных выражений проведем расчет общих потерь активной и реактивной мощности

$$\Delta P_T = \Delta P_x + k_3^2 \cdot \Delta P_k \quad (11)$$

$$\Delta P_T = 5,5 + 0,4^2 \cdot 22 = 9 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_T = \Delta Q_x + k_3^2 \cdot \Delta Q_k \quad (12)$$

$$\Delta Q_T = 37,5 + 0,4^2 \cdot 265,5 = 79,5 \text{ квар}$$

Определим потери полной мощности данного трансформатора

$$\Delta S_T = \sqrt{\Delta Q_T^2 + \Delta P_T^2} \quad (13)$$

$$\Delta S_T = \sqrt{79,5^2 + 9^2} = 80 \text{ кВА}$$

Дальше будут проведены аналогичные действия и расчеты относительно трансформатора, который установлен в текущий момент времени, ТМН 6300. Его коэффициент времени уже известен, ниже представлена таблица с характеристиками, которые взяты из технической документации на данный трансформатор, учитывая его текущее состояние и год выпуска, а именно 1978 год, то его характеристики будут отличаться от номинальных характеристик нового трансформатора.

Далее в таблице 5 приведены активные потери холостого хода и потери короткого замыкания трансформатора ТМН 6300, взятые непосредственно из паспорта трансформатора.

Таблица 5 – Характеристики действующего трансформатора

Марка трансформатора	S_n , МВА	$U_{ВН}$, кВ	$U_{НН}$, кВ	U_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %
ТМН-6300/110	6,3	115	6	10,7	45,3	12,3	1,0

Далее будут рассчитаны потери реактивной мощности в режиме холостого хода и короткого замыкания.

$$\Delta Q_k = \frac{u_{кз}}{100} \cdot S_T = \frac{10,7}{100} \cdot 6300 = 674,1 \text{ квар}$$

$$\Delta Q_x = \frac{i_{xx}}{100} \cdot S_T = \frac{1,0}{100} \cdot 6300 = 63 \text{ квар}$$

После выше перечисленных выражений проведем расчет общих потерь активной и реактивной мощности

$$\Delta P_T = \Delta P_x + k_3^2 \cdot \Delta P_k = 12,3 + 0,16^2 \cdot 45,3 = 13,5 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_T = \Delta Q_x + k_3^2 \cdot \Delta Q_k = 63 + 0,16^2 \cdot 674,1 = 80,25 \text{ квар}$$

Определим потери полной мощности данного трансформатора

$$\Delta S_T = \sqrt{\Delta Q_T^2 + \Delta P_T^2} = \sqrt{80,25^2 + 13,5^2} = 81,4 \text{ кВА}$$

Далее ниже представлена методика, которая предназначена для приближенной оценки расчетным способом экономии электроэнергии путем замены недогруженного трансформатора, трансформатором с меньшей мощностью.

Величина условной экономии электроэнергии ΔW_a будет определена с помощью разности потерь ΔW_{ap} активной энергии в трансформаторе, который установлен на текущий момент времени и активных потерь энергии ΔW_{am} в трансформаторе меньшей мощности, который будет установлен вместо устаревшего трансформатора, при этом потери активной энергии в обоих трансформаторах определяются по известному выражению (14)

$$\Delta W_a = \Delta W_{ap} - \Delta W_{am} \quad (14)$$

Из этого следует, что более подробное выражение для расчета экономии электроэнергии с помощью уменьшения мощности трансформатора и потерь энергии выглядит следующим образом:

$$\Delta W_a = (\Delta P_{xhp} - \Delta P_{xhm}) \cdot T_H + \left(\frac{\Delta P_{кзр}}{S_{hp}^2} - \frac{\Delta P_{кзм}}{S_{hm}^2} \right) \cdot \left(\frac{W_\Gamma^2}{T_p \cdot \cos^2 \varphi} \right) \quad (15)$$

где ΔP_{xhp} , $\Delta P_{кзр}$, S_{hp} – это потери активной мощности холостого хода, потери активной мощности короткого замыкания, номинальная мощность работающего трансформатора, кВт, кВт, МВА, T_H , T_p – соответственно, годовое время включения и годовое время работы трансформаторов с нагрузкой.

Из этого следует, что экономия электроэнергии с помощью уменьшения мощности имеет следующее значение:

$$\Delta W_a = (12,3 - 5,5) \cdot 8760 + \left(\frac{45,3}{6,3^2} - \frac{22}{2,5^2} \right) \cdot \left(\frac{8953,8^2}{7300 \cdot 0,9^2} \right) = 27113 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Экономия электроэнергии (16), с учетом того, что тариф по Самарской области для предприятий с 1 июня 2021 года составляет 4,72 рублей за 1 кВт*ч, при снижении активных потерь электроэнергии при замене на трансформатор с меньшей номинальной мощностью при $C_{ст}$ (руб./кВт*ч) составит:

$$\Delta C_1 = \Delta W \cdot C_{ст} \quad (16)$$

$$\Delta C_1 = 27113 \cdot 4,72 = 127973 \text{ рублей в год}$$

3.3 Выбор схемы и конструктивных решений

Для стороны 110 кВ примем схему подключения подстанции отпайкой. Конструктивное исполнение сборное. На рисунке 10 принципиальная схема.

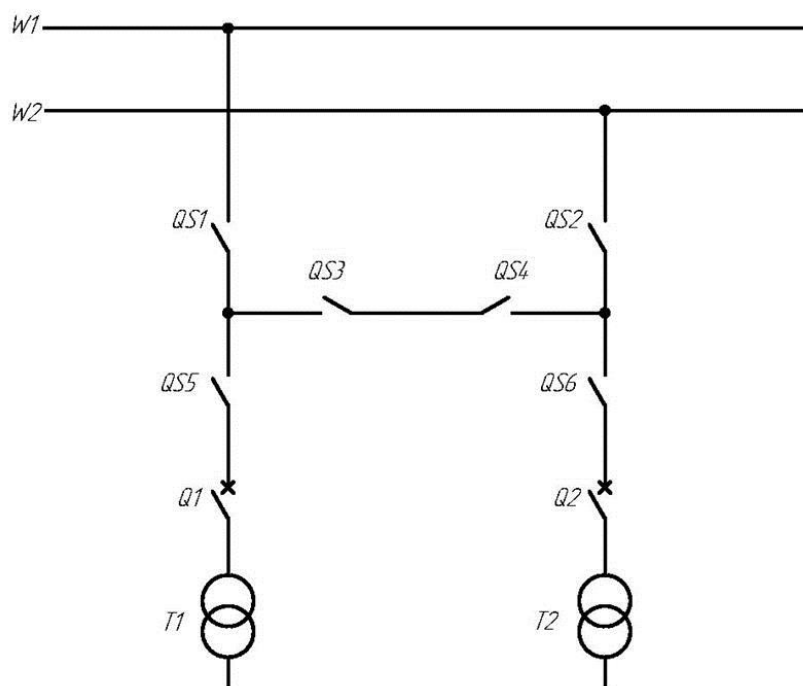


Рисунок 10 – Принципиальная схема подстанции

Для стороны 6 кВ примем комплектное распределительное устройство наружной установки (КРУН) типа К-59. Схема стороны 6 кВ будет представлять две секции с соединительным выключателем. Секционный выключатель на данной подстанции отсутствует т.к. секционирование вводов по НН происходит непосредственно на самой НС.

3.4 Расчет токов короткого замыкания

Для оптимального выбора оборудования требуется провести расчет токов короткого замыкания [12]. Для удобства выполнения, расчет будет производиться в относительных единицах. Теоретическое короткое замыкание должно быть симметричным трёхфазным на стороне высокого и низкого напряжений. S_6 примем равную 100 МВА для удобства дальнейшего расчёта [9].

Произведем расчет базисных токов и сопротивлений по формуле:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_6} \quad (17)$$

$$I_{6В} = 100 / (1,73 \cdot 115) = 0,5 \text{ кА}$$

$$I_{6Н} = 100 / (1,73 \cdot 6,3) = 9,18 \text{ кА}$$

$$z_6 = \frac{U_6^2}{S_6} \quad (18)$$

$$z_{6В} = 115^2 / 100 = 132,25 \text{ Ом}$$

$$z_{6Н} = 6,3^2 / 100 = 0,39 \text{ Ом}$$

Расчет сопротивлений схемы замещения [2].

Расчет сопротивления системы:

$$x_c = \frac{S_6}{S_k} \quad (19)$$

$$S_K = \sqrt{3}U_{\text{НОМ}}I_K \quad (20)$$

$$S_K = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 41.7 = 8300 \text{ МВА}$$

$$x_c = 100/8300 = 0,012$$

Расчет сопротивления линии 110 кВЛ1

$$x_{\text{Л1}} = \frac{x_0 l}{Z_{\text{БВ}}} \quad (21)$$

$$x_{\text{Л1}} = 0.42 \cdot 100 / 132,25 = 0.32$$

где $x_0 = 0.42 \text{ Ом/км}$.

Расчет сопротивлений двухобмоточного трансформатора

$$x_T = \frac{u_{k\%}}{100} \cdot \frac{Z_{T\text{НОМ}}}{Z_{\text{БВ}}} \quad (22)$$

$$\text{где } Z_{T\text{НОМ}} = \frac{U_{T\text{НОМВ}}^2}{S_{T\text{НОМ}}} = 115^2 / 2500 = 5,29 \text{ Ом}$$

$$x_T = (10,5/100) \cdot (5,29/132,25) = 4,2$$

Расчет сопротивления линии 6 кВ Л2

$$x_{\text{Л2}} = \frac{x_0 l}{Z_{\text{БВ}}} = 0,38 \cdot 1,1 / 0,39 = 1,07$$

Расчет тока КЗ в расчетных точках

1. периодическая составляющая трехфазного тока КЗ в начальный период времени:

$$I_{\text{п.о.}}^{(3)} = \frac{E}{x_{\text{рез}}} I_{\text{б}} \quad (23),$$

где $x_{\text{рез}}$ – результирующее сопротивление до расчетной точки КЗ:

$$x_{\text{рез}} = x_c + x_{\text{Л}} + x_T \dots$$

2. периодическая составляющая трехфазного тока КЗ в начальный период времени:

ударный ток:

$$I_{уд}^{(3)} = \sqrt{2}K_{уд}I_{п.о.}^{(3)} \quad (24)$$

$$K_{уд}^{(3)} = 1,02 + 0,98e^{-\frac{3}{X_{ЭК}/R_{ЭК}}}$$

$$K_{удВ}^{(3)} = 1,02 + 0,98e^{-\frac{3}{X_{ЭК}/R_{ЭК}}} = 1,02 + 0,98e^{-0,06} = 1,94$$

$$K_{удН}^{(3)} = 1,02 + 0,98e^{-\frac{3}{X_{ЭК}/R_{ЭК}}} = 1,02 + 0,98e^{-0,493} = 1,61$$

Из этого следует $K_{уд} = 1,94$ для 110 кВ, $K_{уд} = 1,61$ для 6кВ;

подпитка КЗ от двигателя определяется:

$$S_{АД} = \frac{P_{АД}}{\eta * \cos\varphi} \quad (25)$$

$$S_{АД} = \frac{1,6}{0,965 * 0,9} = 1,84$$

$$X_{АД} = \frac{1}{K_{П}} * \frac{S_{б}}{S_{АД}} \quad (26)$$

$$X_{АД} = \frac{1}{5,5} * \frac{100}{1,84} = 9,78$$

$$E_{АД} = \sqrt{1 + \left(\frac{1}{K_{П}}\right)^2 - \frac{2\cos\varphi}{K_{П}}} \quad (27)$$

$$E_{АД} = \sqrt{1 + \frac{1^2}{5,5} - \frac{2 * 0,9}{5,5}} = 0,839$$

$$I_{\text{АД}} = \frac{E_{\text{АД}}}{I_{\text{АД}}} * I_{\text{бН}} \quad (28)$$

$$I_{\text{АД}} = \frac{0,839}{9,78} * 9,18 = 0,788 \text{ кА}$$

3. периодическая составляющая двухфазного тока КЗ определяется:

$$I_{\text{п.о.}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{\text{п.о.}}^{(3)} \quad (29)$$

Отсюда, в точке К1:

$$x_{\text{рез}} = 0,012 + 0,32 = 0,33$$

$$I_{\text{п.о.}}^{(3)} = 1/0,33 \cdot 0,5 = 1,51 \text{ кА}$$

$$I_{\text{уд}}^{(3)} = 1,41 \cdot 1,94 \cdot 1,51 = 4,13 \text{ кА}$$

$$I_{\text{п.о.}}^{(2)} = 0,865 \cdot 0,38 = 1,3 \text{ кА}$$

В точке К2:

$$x_{\text{рез}} = 0,012 + 1,07 + 0,0042 = 1,08$$

$$I_{\text{п.о.}}^{(3)} = I_{\text{п.о.}}^{(3)} + I_{\text{АД}} = (1/1,08 * 9,18) + 0,788 = 9,228 \text{ кА}$$

$$I_{\text{уд}}^{(3)} = 1,41 \cdot 1,61 \cdot 9,228 = 20,94 \text{ кА}$$

$$I_{\text{п.о.}}^{(2)} = 0,865 \cdot 9,228 = 7,98 \text{ кА}$$

В точке К3:

$$x_{\text{рез}} = 0,012 + 0,32 + 4,2 + 1,07 = 5,6$$

$$I_{\text{п.о.}}^{(3)} = I_{\text{п.о.}}^{(3)} + I_{\text{АД}} = (1/5,6 * 9,18) + 0,788 = 2,42 \text{ кА}$$

$$I_{\text{уд}}^{(3)} = 1,41 \cdot 1,61 \cdot 2,42 = 5,49 \text{ кА}$$

$$I_{\text{п.о.}}^{(2)} = 0,865 \cdot 2,42 = 2,09 \text{ кА.}$$

3.5 Выбор электрических аппаратов

Выбирая оборудование необходимо соблюдать ряд правил, которые соблюдают при выборе оборудования, такие как необходимая надежность, дешевизна и параметры размещения [3], [10], [11], но допускается на рассмотрение оборудование, которое подходит под параметры, такие как номинальные токи и напряжения, токи электродинамической и термической стойкости [16] – [18]. Оборудование, которое не проходит по данным параметрам не рассматриваются для выбора без исключения. Также, так как для повышения надежности, эффективности и замены устаревшего оборудования, уже выбран трансформатор ТМН-2500/110, необходимо выбрать вакуумный выключатель, который заменит отделители, для выключателя существуют такие параметры как время срабатывания и ток отключения. Также предполагается оценить другие элементы сети, предложить альтернативу и принять решение о рентабельности проведения замены дополнительных аппаратов. Также можно добавить, что замена оборудования на стороне НН не целесообразна, а также не принесет существенных изменений в работоспособности и надежности подстанции.

Выбор и проверка коммутационных аппаратов стороны ВН

Разъединители и выключатели выбираются по:

– по напряжению

$$U_{\text{ном ап}} \geq U_{\text{ном сети}} \text{ (кВ)},$$

– по максимальному току нагрузки

$$I_{\text{ном ап}} \geq I_{\text{нmax}} \text{ (А)},$$

– по отключающей способности

$$I_{\text{отк ап}} \geq I_{\text{по}}^{(3)} \text{ (кА)},$$

для аппаратов в цепи силового трансформатора и секционного выключателя

$$I_{H \max} = \frac{1,4S_{T_{\text{НОМ}}}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}} \quad (30)$$

Далее ниже представлены две модели выключателей - вакуумный и элегазовый. Однако стоит отметить, что конструктивно вакуумный тип выключателей является более совершенным, чем элегазовый. Элегазовые выключатели склонны к потере давления в баках с элегазом при низких температурах, а также требуют повышенную термоизоляцию, высокую мощность штатных нагревателей баков, также существует проблема отсутствия контроля соответствия давления элегаза установленным значениям при включённом обогреве баков [5]. Характеристики выключателей отображены в таблицах 6 и 7 [7], [14].

Таблица 6 – Характеристики выключателя ВРС-110

Тип	U _{НОМ} , кВ	I _{НОМ} , А	I _{отк ап} , кА	i _{уд} , кА	I _{пт} , кА	Время отключения	
						собственное, с	полное, с
ВРС-110	110	2500	31,5	80	31,5	0,045	0,065

Таблица 7 – Характеристики выключателя ВГТ-110

Тип	U _{НОМ} , кВ	I _{НОМ} , А	I _{отк ап} , кА	i _{уд} , кА	I _{пт} , кА	Полное время отключения	
						без гололеда, с	при гололеде, с
ВГТ-110	110	2000	31,5	102	31,5	0,035	0,055

Также кроме выше представленных условий необходимо проверить выключатель по тепловому импульсу – на термическую стойкость:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T, \text{ при условии } t_{\text{откл}} \succ t_T$$

Сначала проведем проверку для ВРС-110

$$\text{если } t_{\text{откл}} < t_T, \text{ то } B_k \leq I_T^2 \cdot t_{\text{откл}},$$

$$\text{где } t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{с.в}} = 0,02 + 0,045 = 0,065\text{с}$$

$$B_k = (1,3 \cdot 10^3)^2 \text{А} \cdot 2\text{с} \leq I_T^2 \cdot t_{\text{откл}} = (31,5 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,65$$

$$3,38 \cdot 10^6 \text{А} \cdot \text{с} \leq 645 \cdot 10^6 \text{А} \cdot \text{с}$$

Затем проведем проверку для ВГТ-110

$$\text{если } t_{\text{откл}} < t_T, \text{ то } B_k \leq I_T^2 \cdot t_{\text{откл}},$$

$$\text{где } t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{с.в}} = 0,02 + 0,035 = 0,055\text{с}$$

$$B_k = (1,3 \cdot 10^3)^2 \text{А} \cdot 3\text{с} \leq I_T^2 \cdot t_{\text{откл}} = (31,5 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,55$$

$$5,07 \cdot 10^6 \text{А} \cdot \text{с} \leq 546 \cdot 10^6 \text{А} \cdot \text{с}$$

Исходя из параметров выключателей, оба выключателя допускаются для установки на данной ПС 110/6, однако учитывая выше перечисленные причины, а также большую стойкость ВРС-110 к термическому воздействию тока, наиболее рациональным вариант является вакуумный выключатель ВРС-110. Цена данного выключателя составляет 3,2 млн. рублей, производитель Березовский завод «Подстанция».

Выбор трансформатора тока

Выбор трансформатора тока осуществляется по следующим параметрам: по напряжению

$$U_{\text{ном ап}} \geq U_{\text{ном сети}} (\text{кВ}),$$

по максимальному току нагрузки

$$I_{\text{ном ап}} \geq I_{\text{нmax}} \text{ (А)},$$

по мощности нагрузки вторичной обмотки в требуемом классе точности:

$$S_{2\text{ном ТА}} \geq S_{2\text{расч}} \text{ (ВА)},$$

$$r_{2\text{ном ТА}} \geq r_{2\text{расч}} \text{ (Ом)}.$$

Характеристики выбранного трансформатора тока, который удовлетворяет условиям выбора изображены в таблице 8.

Таблица 8 – Характеристика трансформатора ТФЗМ123 II-IV

Тип трансформатора	Варианты исполнения	Номинальный первичный ток, А	Номинальная вторичная нагрузка, ВА		Трехсекундная термическая
			Измерительной	Защитной обмотки	
—	—	—	20	20	34

$$I_{\text{ном ап}} \geq I_{\text{нmax}} = 50 \geq 10,5 \text{ А}$$

$$B_k = 1,5^2 \cdot 3 = 6,75 \text{ кА} \cdot \text{сек}^2$$

$$I_{\text{тер ап}}^2 \cdot t_{\text{тер ап}} \geq B_k = 1200 \geq 6,75$$

Далее необходимо определить расчетное сопротивление нагрузки для вторичной обмотки:

$$r_{2p} = r_{\text{пр}} + r_{\text{пров}} + r_k \text{ (Ом)} \quad (31)$$

где r_k – сопротивление контактов, равное $r_k = 0,05 \text{ Ом}$; $r_{\text{пр}}$ – сопротивление токовых обмоток приборов; $r_{\text{пров}}$ – сопротивление проводов.

Для определения сопротивления приборов необходимо составить таблицу с наименованием, марки приборов, потребляемой мощности приборов. Главный пункт в таблице указывается итоговая мощность всех приборов.

$$r_{\text{приб}} = \frac{\sum S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном TA}}^2}, \quad (32)$$

где $I_{2\text{ ном TA}}$ – номинальный ток вторичной обмотки трансформатора тока, данной значение принято равным 5 А. Далее ниже представлена таблица 9 со списком приборов подключенных к трансформатору.

Таблица 9 – Список приборов подключенных к трансформатору

Наименование прибора	Тип прибора	Потребляемая мощность одного прибора	Количество приборов в фазе	Потребляемая мощность
		ВА	шт	ВА
Амперметр	Э-335	0,5	1	0,5
Варметр	Д-335	0,5	1	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5	1	0,5
Счетчик активной энергии	САЗ-И674	2,5	1	2,5
Счетчик реактивной энергии	СР4-И676	2,5	1	2,5
Итого	—	—	—	6,5

Отсюда следует, что $r_{\text{пр}}$ будет равным:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\sum S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном ТА}}^2} = 6,5/25 = 0,26 \text{ Ом}$$

Сопротивление вторичной обмотки трансформатора тока берется из каталожных данных:

$$r_{2\text{ном ТА}} = 0,8 \text{ Ом}$$

где $S_{2\text{ном ТА}}$ — номинальная мощность вторичной обмотки трансформатора тока.

Сопротивление проводов определяется из выражением :

$$r_{\text{пров}} = r_{2\text{ном ТА}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 0,8 - 0,26 - 0,05 = 0,49 \text{ Ом.}$$

Вывод

Произведена разработка мероприятий по повышению энергетической эффективности ПС 110/6 «Парфеновка», а именно выбран новый силовой трансформатор на замену старого, ТМН 6300/110 будет заменен на аналогичный трансформатор той же конструкции, но меньшей мощности и в современном исполнении ТМН 2500/110. Далее был произведен расчет экономии электроэнергии с помощью уменьшения мощности трансформатора, который дал позитивный результат в виде экономии электроэнергии новым трансформатором на 27113 кВт · ч в год. Произведен расчет токов короткого замыкания, а также был сделан выбор и проверка нового оборудования, а именно высоковольтный выключатель и измерительный трансформатор тока.

4 Выбор релейной защиты

На данной подстанции установлена релейная защита «СИРИУС» выпускаемая предприятием ЗАО «РАДИУС Автоматика», базой для данной защиты являются микропроцессоры. Для разных целей будут использоваться разные модели:

- для трансформатора «СИРИУС-Т»
- для вводной ячейки КРУН «СИРИУС-В»
- для отходящих линий КРУН «СИРИУС-Л»

Защита «СИРИУС-Т» является главной для трансформатора и включает в себя: дифференциальная защита или отсечка, максимальная токовая защита, газовая защита трансформатора.

Расчет производится согласно рекомендациям завода изготовителя [13]

Расчет дифференциальной защиты силового трансформатора

Расчет уставок, определяющих вторичные токи в плечах защиты, соответствующие номинальной мощности защищаемого трансформатора будет происходить по следующим выражениям:

Первичный ток $I_{НОМ}$ для высокой и низкой стороны напряжения

$$I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ\ СР}} \quad (33)$$
$$I_{НОМ\ ВН} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 115} = 12,56 \text{ А}$$
$$I_{НОМ\ НН} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 229,1 \text{ А}$$

Следующим шагом является определение вторичного тока в плечах защиты, соответствующие номинальным токам защищаемого трансформатора:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{I_{\text{НОМ ПЕР}}}{K_1} \cdot k_{\text{СХ}}, \quad (34)$$

где K_1 – коэффициент трансформации, который находится по выражению $I_{\text{ПЕРТТ}}/I_{\text{ВТОРТТ}}$, для стороны ВН 400/5, и для стороны НН 400/5.

Для стороны ВН $k_{\text{СХ}}$ – коэффициент схемы, будет равен $\sqrt{3}$, для НН $k_{\text{СХ}}$ равен 1. Таким образом, $I_{\text{НОМ}}$ будет равен:

$$I_{\text{НОМ ВН}} = \frac{12,56 \cdot \sqrt{3}}{50/5} = 2.18 \text{ А}$$

$$I_{\text{НОМ НН}} = \frac{229.1 \cdot 1}{400/5} = 2.86 \text{ А}$$

Рассчитанные базисные токи сторон проверяем на допустимый диапазон выравнивания, который определяется номинальным током входа устройства. Значения 2,18 и 2,86 укладываются в указанный диапазон, для вторичного тока 5 А, этот диапазон равен от 1.01 до 10 А.

Расчет чувствительности дифференциальной защиты

Расчетный ток небаланса при протекании тока равного базисному будет найден по следующему выражению:

$$I_{\text{НБ}} = K_{\text{ПЕР КОНД}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f 0_{\text{ДОБАВ}} = 2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04 = 0,4$$

Выбор уставки срабатывания, необходимо выполняться следующее условие:

$$\frac{I_{\text{Д1}}}{I_{\text{БАЗ}}} \geq K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{НБ}} \quad (35)$$

$$K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{НБ}} = 1,2 \cdot 0,4 = 0,48$$

Отсюда следует, что принятое значение базовой уставки срабатывания примем за 0,5. Коэффициент снижения тормозного тока рассчитывается по следующему выражению:

$$K_{\text{СНТ}} = 1 - 0,5 \cdot I_{\text{НБ}} = 1 - 0,5 \cdot 0,4 = 0,8$$

Расчетный коэффициент торможения в процентах

$$K_{\text{ТОРМ}} = 100 I_{\text{ДИФ}}/I_{\text{ТОРМ}} = 100 \cdot K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{НБ}} / K_{\text{СНТ}}$$

$$K_{\text{ТОРМ}} = \frac{100 \cdot 1,2 \cdot 0,4}{0,8} = 60$$

Принятое значение уставки блокировки по второй гармонике

$$I_{\text{ДГ2}}/I_{\text{ДГ1}}$$

диапазон уставки: (0,06—0,20). Выберем 0,15

Расчет дифференциальной отсечки (ДЗТ-1)

Для рассматриваемого трансформатора максимальный ток внешнего расчетного КЗ равен 1510 А. Расчетный ток максимального внешнего КЗ в точке К1 находится по следующему выражению:

$$I_{\text{КЗ ВНЕШ}} = \frac{I_{\text{МАКС}}}{I_{\text{НОМ ВН}}} \quad (36)$$

$$I_{\text{КЗ ВНЕШ}} = \frac{1510}{155} = 9,71$$

Расчетный ток небаланса при внешнем КЗ в точке К1

$$I_{\text{НБ}} = K_{\text{ОТС}} (K_{\text{ПЕР КОНД}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{ДОБАВ}}) \cdot I_{\text{КЗ ВНЕШ МАКС}} \quad (37)$$

$$I_{\text{НБ}} = 1,5 \cdot (3 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) \cdot 9,71 = 7,28$$

Выбирая уставку срабатывания с учетом отстройки от БНТ и небаланса при внешнем КЗ в точке К1, принимаем значение 8.

Вывод

Произведен расчет системы релейной защиты, выбраны подходящие параметры для уставок дифференциальной защиты силового трансформатора, дифференциальной отсечки (ДЗТ-1), а также выполнена проверка уставок на чувствительность. Для дифференциальной защиты силового трансформатора выбраны уставки 2.18 А для стороны ВН и 2.86 А для стороны НН. Для дифференциальной отсечки было выбрано значение в 8 А.

5 Расчет эффективности при замене трансформатора

В данном пункте будет найдена разница в потерях после замены трансформатора ТМГ6300/110/6 и ТМГ 2500/110/6

Определяем время потерь для ТМГ6300/110/6 по эмпирической формуле:

$$t = 8760 \cdot \left(0,124 + \frac{T_M}{10^4}\right)^2 \quad (38)$$

$$t = 8760 \cdot \left(0,124 + \frac{7300}{10^4}\right)^2 = 6388 \text{ часов}$$

Далее определяем потерю электроэнергии в трансформаторе за год по следующему выражению:

$$\Delta W = 8760 \cdot n \cdot \Delta P_{xx} + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{кз} \cdot k_3^2 \cdot t \quad (39)$$

$$\Delta W_1 = 8760 \cdot 2 \cdot 12,3 + \frac{1}{2} \cdot 45,3 \cdot 0,16^2 \cdot 6388 = 219200 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

где: n – количество трансформаторов; k_3 – коэффициент загрузки трансформатора, представляющий собой отношение расчетной мощности к номинальной ($k_3 = S_p/S_n$);

Следующим шагом проведем аналогичный расчет для трансформатора ТМГ 2500/110/6

$$t = 8760 \cdot \left(0,124 + \frac{7300}{10^4}\right)^2 = 6388 \text{ часов}$$

$$\Delta W_2 = 8760 \cdot 2 \cdot 5,5 + \frac{1}{2} \cdot 22 \cdot 0,4^2 \cdot 6388 = 107602 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Таким образом, разница в потерях между старым трансформатором и трансформатором, которым ТМГ 6300 будет заменен, составляет:

$$\Delta W = \Delta W_1 - \Delta W_2 = 219200 - 107602 = 111598 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Экономия электроэнергии путем снижения потерь трансформатора за один год составит:

$$\Delta C_2 = \Delta W \cdot C_{\text{ст}} = 111598 \cdot 4.72 = 526742 \text{ рублей в год}$$

Таким образом, суммарная экономия энергии за год, которая рассчитывается путем нахождения суммы экономии электроэнергии через снижение потерь и экономии электроэнергии через снижение мощности трансформатора (40) составляет:

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta C_1 + \Delta C_2 \quad (40)$$

$$\Delta \mathcal{E} = 127973 + 526742 = 654716 \text{ рублей в год}$$

Стоимость одного трансформатора ТМГ 2500/110/6 составляет 1,2 млн рублей. Транспортировка, электромонтаж и пуско-наладочные работы составят около 850 тысяч рублей. Отсюда следует, что приблизительный срок окупаемости данного мероприятия, а именно установка новых трансформаторов ТМГ 2500/110/6, рассчитывается по формуле (41) и составит:

$$\Delta T = \frac{\mathcal{E}_3}{\Delta \mathcal{E}} \quad (41)$$

$$\Delta T = \frac{3250000}{654716} = 4,96 \text{ года}$$

где $\Delta \mathcal{E}$ – это суммарная экономия энергии за год, \mathcal{E}_3 – это суммарные затраты для реализации мероприятия.

Вывод

Рассчитано повышение энергетической эффективности при замене трансформатора. Окупаемость данного мероприятия составляет почти 5 лет.

6 Приборы коммерческого учета

В данном пункте необходимо подобрать приборы коммерческого учета, а именно счетчики активной, реактивной энергии (с учетом потерь), также учитывая изменчивость тарифов и перспективу модернизации объекта, в данном приборе должна быть возможность многотарифного учета электроэнергии. Места установки приборов: 1) до магистральных электродвигателей 2) до насосных модулей. Согласно ПУЭ глава 1.5, рекомендуемый класс точности расчетных счетчиков активной электроэнергии для данных объектов составляет 1.0. Наиболее подходящие приборы для данного класса точности это Меркурий 230 или СЭТ-4ТМ [1]. Далее необходимо подобрать трансформаторы тока и напряжения для косвенного включения. Класс точности трансформатора тока и напряжения необходим 0,5S, подходящими кандидатами являются ТПЛ-6 и 3хЗНОЛ.06-6

Трансформатор тока

Характеристики трансформатора тока изображены в таблице 10.

Таблица 10 – Характеристики измерительного трансформатора тока

Тип трансформатора	Класс точности	Номинальный первичный ток, А	Номинальная вторичная нагрузка, ВА	
			Измерительной обмотки	Защитной обмотки
ТПЛ-6	0,5	50	15	15

$$I_{\text{ном ап}} \geq I_{\text{нmax}} = 50 \geq 10,5 \text{ А}$$

$$B_k = 9,22^2 \cdot 3 = 255 \text{ кА} \cdot \text{сек}^2$$

$$I_{\text{тер ап}}^2 \cdot t_{\text{тер ап}} \geq B_k = 675 \geq 255$$

Далее необходимо определить расчетное сопротивление нагрузки для вторичной обмотки:

$$r_{2p} = r_{пр} + r_{пров} + r_k(\text{Ом}),$$

где r_k – сопротивление контактов, равное $r_k = 0,05$ Ом; $r_{пр}$ – сопротивление токовых обмоток приборов; $r_{пров}$ – сопротивление проводов.

Для определения сопротивления приборов необходимо составить таблицу с наименованием, марки приборов, потребляемой мощности приборов. Главный пункт в таблице указывается итоговая мощность всех приборов.

$$r_{приб} = \frac{\sum S_{приб}}{I_{2ном\ TA}^2},$$

где $I_{2 ном\ TA}$ – номинальный ток вторичной обмотки трансформатора тока, данной значение принято равным 5 А. Далее ниже представлена таблица 11 с приборами подключенными к трансформатору.

Таблица 11 – Приборы подключаемые к трансформатору

Наименование прибора	Тип прибора	Потребляемая мощность одного прибора	Количество приборов в фазе	Потребляемая мощность
		ВА	шт	ВА
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	СЭТ-4ТМ	2,5	1	2,5
Итого	—	—	—	2,5

Отсюда следует, что $r_{пр}$ будет равным:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\sum S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном ТА}}^2} = 2,5/25 = 0,1 \text{ Ом}$$

Сопротивление вторичной обмотки трансформатора тока берется из каталожных данных:

$$r_{2\text{ном ТА}} = 0,8 \text{ Ом}$$

где $S_{2 \text{ ном ТА}}$ — номинальная мощность вторичной обмотки трансформатора тока.

Сопротивление проводов определяется из выражения:

$$r_{\text{пров}} = r_{2\text{ном ТА}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 0,8 - 0,1 - 0,05 = 0,65 \text{ Ом.}$$

Трансформатор напряжения

Характеристики трансформатора напряжения изображены в таблице 12.

Таблица 12 – Характеристики измерительного трансформатора напряжения

Тип трансформатора	Класс точности	Класс напряжения, кВ	Трехфазная мощность, В·А, в классе точности 0,5
3хЗНОЛ.06-6	0,5	6	150

$$U_{\text{ном ап}} \geq U_{\text{нmax}} = 6 \geq 6 \text{ кВ}$$

$$S_{\text{ном}} \geq S_{\text{сум ПР}}$$

Далее ниже представлена таблица приборов, подключенных к трансформатору.

Таблица 13 – список приборов, подключенных к трансформатору

Наименование прибора	Тип прибора	Потребляемая мощность одного прибора	Количество приборов в фазе	Потребляемая мощность
		ВА	шт	ВА
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	СЭТ-4ТМ	2,5	1	2,5
Итого	—	—	—	2,5

Отсюда следует, что $S_{\text{сум ПР}}$ будет равным:

$$S_{\text{ном}} \geq S_{\text{сум ПР}} = 150 \geq 2.5$$

Схема вторичных цепей трансформаторов тока и трансформатора напряжения изображена на рисунке 11.

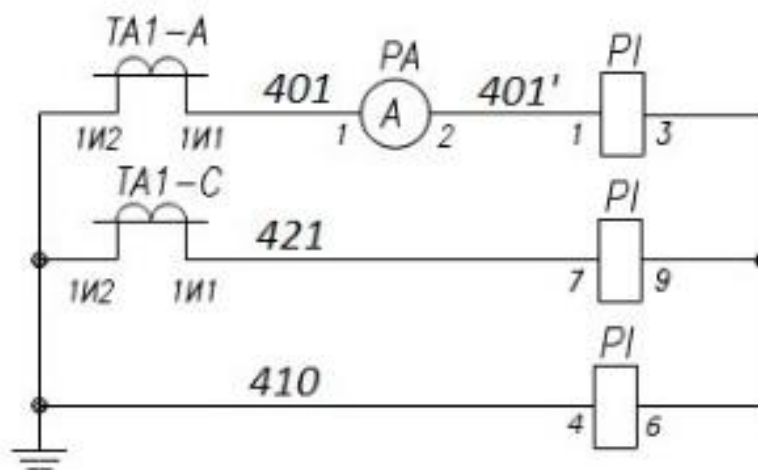


Рисунок 11 – Схема соединения приборов

Вывод

Подобраны приборы коммерческого учета электроэнергии, а также соответствующие трансформаторы тока и напряжения для данных приборов.

Заключение

В выпускной квалификационной работе разработан проект по повышению энергетической эффективности подстанции 110/6 кВ «Парфеновка». Для достижения поставленной в работе цели был проанализирован и составлен план по замене оборудования подстанции 110/6 кВ «Парфеновка» ПАО «Трансаммиак» и рассчитана постоянная нагрузка силовых трансформаторов. Во время проведения анализа системы электроснабжения было замечено оборудование, технические характеристики которого не соответствуют современным требованиям, соответственно нуждающееся в замене. Были разработаны рекомендации по увеличению надежности и повышению энергетической эффективности подстанции путем замены устаревшей системы коммутационных аппаратов, а также сильно недогруженных трансформаторов.

Произведена разработка мероприятий по повышению энергетической эффективности ПС 110/6 «Парфеновка», а именно выбран новый силовой трансформатор на замену старого, ТМН 6300/110 будет заменен на аналогичный трансформатор той же конструкции, но меньшей мощности и в современном исполнении ТМН 2500/110. Далее был произведен расчет экономии электроэнергии с помощью уменьшения мощности трансформатора, который дал позитивный результат в виде экономии электроэнергии новым трансформатором на 27113 кВт·ч в год. Произведен расчет токов короткого замыкания, а также был сделан выбор и проверка нового оборудования, а именно высоковольтный выключатель и измерительный трансформатор тока. Произведен расчет токов короткого замыкания, для проверки характеристик нового оборудования на стороне 110 и 6 кВ. Выбор оборудования, которое будет установлено на подстанции, происходил опираясь на отзывы, характеристики и марку производителя. Предпочтения отдавались в меру дешевым но надежным аппаратам.

Выполнен выбор релейной защиты, а также рассчитаны подходящие параметры защиты и проведена проверка чувствительности. Произведен расчет эффективности замены силового трансформатора, общая экономия электроэнергии составит 138711 кВт·ч в год, с учетом снижения потерь а также снижения потребляемой мощности трансформатора, таким образом покупка и мероприятия по установке окупятся примерно за пять лет, что является приемлемым значением, а также подобраны приборы коммерческого для регистрации активной и реактивной мощности.

В результате выполнения ВКР удалось найти решения для повышения энергетической эффективности выбранного объекта, а именно ПС 110/6 кВ «Парфеновка», а также разработать рекомендации для повышения надежности работы подстанции, основным пунктом для повышения энергетической эффективности является установка менее мощных трансформаторов с более экономичными характеристиками. В качестве замены устаревшей системы заземлитель-короткозамыкатель, вакуумный выключатель будет обеспечивать большую надежность и меньшее время срабатывания. Подобраны приборы коммерческого учета электроэнергии, а также соответствующие трансформаторы тока и напряжения для данных приборов.

Список используемых источников

1. АО "ННПО им. М.В. Фрунзе" [Электронный ресурс], <https://www.nzif.ru/schetchiki-elektroenergii/trekhfaznye/mnogofunktsionalnye-set-psch/set-4tm-03m-set-4tm-02m.html> СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М (Дата обращения: 21.03.2021);
2. ГОСТ 1516.3-96 Требования к электрической прочности изоляции (дата обращения: 18.11.2020);
3. ГОСТ 32144-2013 [Электронный ресурс], <https://www.elec.ru/viewer?url=/files/2014/05/06/GOST-32144-2013-Elektricheskaja-energija.pdf> НОРМЫ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОБЩЕГО НАЗНАЧЕНИЯ (дата обращения: 18.11.2020);
4. ГОСТ 7746-2001. ТРАНСФОРМАТОРЫ ТОКА Общие технические условия. Введен 2003-01-01 (дата обращения: 20.11.2020);
5. Журнал "ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и распределение" [Электронный ресурс], https://www.ruscable.ru/article/Elegazovye_vyklyuchateli_ne_vyderzhali_nizkix_temperatur тема статьи «Элегазовые выключатели не выдержали низких температур» (Дата обращения: 4.12.2020);
6. ЗАО «Великолукский завод высоковольтной аппаратуры» [Электронный ресурс], <https://www.elec.ru/files/127/000001490/attfile/tehniceskoe-opisanie-otdelitelej-tipa-od-110-1000uhl1-i-odz-1-110-1000uhl1.pdf> ОТДЕЛИТЕЛИ ТИПА ОД-110/1000УХЛ1, ОДЗ-1-110/1000УХЛ1 ТЕХНИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ И ИНСТРУКЦИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ (дата обращения: 18.11.2020);
7. ЗАО «ЗЭТО» - г. Великие Луки [Электронный ресурс], https://zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/elegazovye-kolonkovye-vyklyuchateli-tipa-vgt-110 ВГТ-110 (У1, УХЛ1*) Выключатель элегазовый колонковый (Дата обращения: 18.11.2020);

8. Коршак, А. А. Основы транспорта, хранения и переработки нефти и газа. Учебное пособие / А.А. Коршак. - М.: Феникс, 2015. (Дата обращения: 12.11.2020);

9. Куликов, Ю. А. Переходные процессы в электрических системах: учеб. пособие / Ю. А. Куликов. - Изд. 2-е, испр. и доп. - Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2013. (Дата обращения: 18.11.2020);

10. Правила устройства электроустановок. 7-е издание. СПб.: Энергготомиздат, 2003. (Дата обращения: 18.11.2020);

11. Проектирование электрических станций и подстанций/ сост. Ю. П. Свиридов, С. М. Пестов, – Ульяновск, 2014 (Дата обращения: 04.09.2020)

12. Расчёт коротких замыканий и выбор электрооборудования : учеб. пособие для студ. высш. учеб. заведений / И. П. Крючков, Б. Н. Неклепаев, В. А. Старшинов и др.; под ред. И. П. Крючкова и В. А. Старшинова. - 2-е изд., стер. - М. : Издательский центр «Академия» (Дата обращения: 04.09.2020);

13. Рекомендации по выбору уставок устройства защиты двухобмоточного трансформатора «Сириус-Т» / ЗАО «РАДИУС Автоматика» - 2010 (Дата обращения: 25.01.2021);

14. РЗВА г. Ровно [Электронный ресурс], http://www.rzva.ua/modules/pages/files/12_Выключатель_серии_ВРС110_ТТ.pdf Выключатели вакуумные типа ВРС-110 с трансформаторами тока Техническая информация НКAI.670049.050 ТИ Редакция 3 (дата обращения: 18.11.2020);

15. Федеральный закон от 23.11.2009 № 261 "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации" (Дата обращения: 25.01.2020);

16. Bhalja B., Maheshwari R. P., Chothani N. Protection and Switchgear (Oxford Higher Education). - 1 изд. Oxford: Oxford University Press, 2016. - 576с.

17. Croft T., Hartwell F.P., Summers W.I. American Electricians' Handbook. - 16 изд. - New York City: McGraw-Hill Education, 2013. 1712с.

18. Gönen T. Electric Power Distribution Engineering. - 3 изд. – Boca Raton: CRC Press, 2014.1061с.

19. McPartland J.F., McPartland B.J., McPartland S.P. McGraw-Hill's Handbook of Electric Construction Calculations. - New York City: McGraw-Hill Professional Publishing, 2013. 320с.

20. Ram B. Power System Protection and Switchgear. - New York City: McGraw-Hill Professional Publishing, 2011. - 684с