Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждениевысшего образования
«Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б. Н. Ельцина»
Нижнетагильский технологический институт (филиал)

Департамент технологический
Кафедра «Мехатроника, автоматизация и электроника»

Допустить к защите
Зав. каф. канд. техн. наук, доц.
Д.В. Исаков
«_____» _____

МОДЕРНИЗАЦИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ ТП-2А ОАО «ХИМИЧЕСКИЙ ЗАВОД» «ПЛАНТА»

Выпускная квалификационная работа
Пояснительная записка
13.03.02 420701 002 ПЗ

Руководитель канд. техн. наук, доц. Д.В. Исаков

Нормоконтроль канд. техн. наук, доц. В.А. Иванушкин

Студент А.О. Крупин

2016

СОДЕРЖАНИЕ

ЗАДАНИЕ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ
РЕФЕРАТ
ПЕРЕЧЕНЬ ЛИСТОВ ГРАФИЧЕСКИХ ДОКУМЕНТОВ
ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ И СИМВОЛОВ
ВВЕДЕНИЕ
1. АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР
1.1. Нормативные документы, регламентирующие эксплуатацию систем электроснабжения
1.2. Современное коммутационное и распределительное оборудование
1.3. Современные системы защиты и автоматики
1.4. Современные трансформаторы
2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ
2.1. Общая характеристика подстанции
2.2. Анализ электрооборудования и режимов работы подстанции до модернизации
2.3. Анализ существующих проблем. Постановка задачи проектирования
3. КОНСТРУКТОРСКАЯ ЧАСТЬ
3.1. Расчет электрических нагрузок
3.2. Электрические нагрузки, построение графиков.
3.3. Построение годового графика электрической нагрузки
3.4. Основные показатели и коэффициенты, характеризующие графики электрических нагрузок
3.5. Выбор силовых трансформаторов
3.6. Составление схемы электрических соединений подстанции
3.7. Выбор токоведущих частей на подстанции
3.8. Выбор токопровода от трансформатора до ЗРУ и ЗРУ
3.9. Выбор кабельных линий на РП
3.10. Выбор электрических аппаратов
3.11. Выбор трансформаторов тока
3.12. Выбор трансформаторов напряжения
3.13. Выбор мощности и схема питания ТСН
3.14. Выбор оперативного тока
4. ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКАЯ ЧАСТЬ
4.1 Расчет токов короткого замыкания
ЗАКЛЮЧЕНИЕ
БИБЛИОРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

\

Перечень листов графических документов

К графическим документам дипломного проекта относятся:

- Графики электрических нагрузок (суточные) 2005, 2015

- Графики и таблицы продолжительности 2005, 2015
- Однолинейная схема подстанции
- Схема замещения подстанции и таблица токов короткого замыкания

№ п\п	Наименование документа	Обозначение	Формат
1	Сетевой график выполнения дипломного проекта. Графики электрических нагрузок	13.03.02 420701 002 ПЛ	А1
2	Сетевой график выполнения дипломного проекта. Графики и таблицы продолжительности	13.03.02 420701 002 ПЛ	А1
3	Принципиальная схема. Однолинейная схема подстанции.	13.03.02 420701 002 Э3	А1
4	Принципиальная схема. Схема замещения подстанции	13.03.02 420701 002 Э3	А1

Перечень условных обозначений и символов

АВР – автоматический ввод резерва

ВН – выключатель нагрузки

ВН – высокое напряжение
ГПП – главная понизительная подстанция
ЗРУ – закрытое распределительное устройство
КЗ – короткое замыкание
КРУН – комплектное распределительное устройство
КТА – коэффициент трансформации
МВД – министерство внутренних дел
МО РФ – министерство обороны Российской Федерации
НН – низкое напряжение
ОРУ – открытое распределительное устройство
РП – распределительный пункт
СН – среднее напряжение
ТДТН – трехфазный трёхобмоточный трансформатор
ТН – трансформатор напряжения
ТП – трансформаторная подстанция
ТСН – трансформатор собственных нужд
ТТ – трансформатор тока
ТФН – трансформатор в фарфоровом корпусе
ТЭЦ – теплоэлектроцентраль
ФЗ – Федеральный закон
ФИД – Фиксатор импульсного действия
ФПС – Федеральная пограничная служба

Введение

Ведущую роль в развитии общественного производства и повышения его эффективности, увеличении производительности труда и ускорении научно-технического прогресса играет электрификация всей страны.

Важным элементом повышения благосостояния народа является рост электрификации быта. В настоящее время, после экономического спада последнего десятилетия, наблюдается повышение уровня электропотребления, электрификации быта населения, увеличение числа бытовых приборов, развитие сферы услуг. В связи с этим систему электроснабжения необходимо строить с учетом повышения потребления электроэнергии.

Перерыв в электроснабжении потребителей приводит к простоям предприятий, недостаточному выпуску продукции, в некоторых случаях повреждению оборудования, что приносит государству большой ущерб, а перерыв в электроснабжении жилых кварталов – к прекращению подачи воды, остановки лифтов, нарушению работы тепловых сетей, радио, телевизионных станций, узлов связи.

Потребление электроэнергии жилыми и общественными зданиями, коммунальными предприятиями имеет ряд особенностей, обусловленных составом электроприемников и режимом их работы. Это, прежде всего, неравномерность потребления электрической энергии по часам суток и сезонам года. В жилых домах 60% электроэнергии расходуется в период между 18 и 22 часами. Летом электроэнергии потребляется на 30-35% меньше, чем зимой.

Максимумы электрической нагрузки коммунальных предприятий и общественных зданий имеют суточную и сезонную неравномерность. Это приводит к тому, что суточный график нагрузки электрических сетей имеет ярко выраженный неравномерный характер с существенным ростом нагрузки вечером и утром и резким спадом в ночные часы.

Такой резко переменный характер нагрузки предъявляет особые требования к системе производства и распределения электрической энергии. Энергосистемы должны обеспечивать выработку электроэнергии с учетом роста и спада коммунально-бытовой нагрузки.

Возросшая стоимость по прокладке, наладке, и обслуживанию электрических сетей, при улучшении их качества, требуют принятия наиболее оптимальных решений по уменьшению капиталовложений, сокращению энергетических потерь, улучшению структуры производства и энергосбережению.

Краткая информация
об основных результатах деятельности

Открытого Акционерного Общества
«Химический завод «Планта»

Ордена Красного Знамени Открытое акционерное общество «Химический завод «Планта» является структурным звеном оборонного комплекса России. Сегодня в составе оборонно-промышленного комплекса России входит в Государственную корпорацию «Ростехнологии».

Бывший завод № 56 Народного комиссариата Боеприпасов СССР начал строиться в 1936 году и выпустил первую продукцию 10 сентября 1939 года. Эта дата является датой основания завода.

Завод является многопрофильным по снаряжению и сборке боеприпасов различных типов. Постоянное совершенствование технологии, внедрение передовых методов производства позволили ОАО «ХЗ» Планта» завоевать прочные позиции и стать основным поставщиком средств ближнего боя МО РФ, МВД, ФПС, а также зарубежных партнеров. С 2011 года ОАО «Химический завод «Планта» выполняет государственный заказ по утилизации боеприпасов промышленным способом.

В условиях конверсии было принято решение о развитии мощностей для выпуска гражданской продукции и товаров народного потребления. Сегодня основным направлением является производство корпусной мебели, изготавливаемой по современным зарубежным технологиям, в том числе из натурального дерева и стекла. Инвестиции в развитие товаров народного потребления позволяют ежегодно наращивать объем производства и реализации гражданской продукции. Внедрено оборудование по выпуску новых видов товаров народного потребления, таких, как изделия из стекла, обработка стекла, изделия из натурального дерева, нанесение полноцветной печати. Новое технологическое оборудование позволяет в разы увеличить ассортимент выпускаемой продукции и войти в новые рынки.

Ежегодно растет рынок строительных материалов, что обусловливает рост объема производства арочных комплектов.

Численность персонала на предприятии составляет 1450 человек, включая персонал, занятый на производстве спецпродукции, механическом производстве, производстве товаров народного потребления, вспомогательные цехи, а также работники, занятые в социальной сфере завода.

1. АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР.

1.1 Нормативно – технические документы регламентирующие проектные работы и эксплуатацию систем электроснабжения.

Проектные работы и эксплуатацию систем электроснабжения регламентируют следующие нормативно-технические документы:

1. Федеральный закон от 26.01.1996 №14-ФЗ Гражданский кодекс РФ, часть вторая, выдержка из ст.30 "Купля-продажа", параграф 6 "Энергоснабжение" Определены общие принципы заключения и продления договора энергоснабжения, обязательства по определению количества потребленной электроэнергии, соответствия ее качества регламентированному и т.д.

2. Федеральный закон от 26.03.2003 №35-ФЗ "Об электроэнергетике". Базовый нормативный документ, определяющий общие вопросы функционирования электроэнергетики.

3. Федеральный закон от 23.11.2009 №261-ФЗ "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации"

В этом нормативном документе электроэнергетики определены вопросы:

Необходимость обеспечения энергетической эффективности зданий, строений, сооружений, а также в жилищном фонде (многоквартирных домах) и в садоводческих товариществах;

Определено что такое энергетическое обследования и порядок его проведения;

Определено что такое энергосервисный договор и порядок его заключения.

4. Федеральный закон от 29.12.2004 №188-ФЗ Жилищный кодекс РФ Определены общие принципы поставки коммунальных ресурсов в жилые помещения.

5. Федеральный закон от 30.12.2001 №195-ФЗ Кодекс РФ об административных правонарушениях, выдержки из главы 9 "Административные правонарушения в промышленности, строительстве и энергетике"

Определена ответственность на повреждение электросетей, ответственность за нарушение правил охраны электросетей свыше 1000 В, ответственность за ввод в эксплуатация энергопотребляющих устройств без разрешения, ответственность за нарушение стандартов раскрытия информации субъектами оптового рынка электрической энергии и мощности, розничных рынков электрической энергии, ответственность за нарушение законодательства об энергосбережении и повышении энергетической эффективности (261 - ФЗ).

6. Федеральный закон от 26.07.2006 №135-ФЗ "О защите конкуренции"

Постановления Правительства РФ

1. Постановление Правительства РФ от 04.05.2012 №442 "О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии"

Данное постановление электроэнергетики - один из основных нормативных документов, регламентирующих порядок взаимодействия потребителей электроэнергии и поставщиков электроэнергии. В частности, в этом документе определены следующие вопросы:

правила деятельности гарантирующих поставщиков;
правила заключения договоров энергоснабжения;
порядок расчетов за электроэнергию (в т.ч. по нерегулируемым ценам);
требования к учету электроэнергии (в т.ч. к приборам учета), порядок проведения съема показаний приборов учета, ввод их в эксплуатацию, обязательства потребителей с максимальной мощностью свыше 670 кВт установить почасовые приборы учета, ответственность потребителя за непредоставление показаний приборов учета или не принятию мер по замене прибора учета в случае его неисправности;
в приложении 3 указаны расчетные способы определения величины потребленной электроэнергии в случае безучетного или бездоговорного потребления электроэнергии, а также в случае несвоевременного предоставления потребителем показаний приборов учета;
определен порядок проведения ограничения поставок электроэнергии (отключения электроэнергии в т.ч. и за неуплату) в отношении потребителей электроэнергии.

2. Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 №861
"Правила недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг"
"Правила недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг"
"Правила недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг"
"Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям"

Этот документ электроэнергетики необходимо знать тем, кто только планирует присоединиться к электросетям и потреблять электроэнергию (определяет правила технологического присоединения к электросетям). Также этот документ определяет

порядок взаимодействия сетевой организации и потребителя в процессе исполнения договора оказания услуг по передаче электроэнергии (для случаев, когда потребитель заключает не договор энергоснабжения, в котором гарантирующий поставщик сам в интересах потребителя урегулирует услуги по передаче электроэнергии, а договор купли-продажи). Также определен порядок взаимодействия с системным оператором (для крупных потребителей) и с ОАО "АТС" (для крупных потребителей, которые самостоятельно работают на оптовом рынке электроэнергии).

3. Постановление Правительства РФ от 21.01.2004 №24 "Стандарты раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии"

В этом постановлении электроэнергетики определен список информации, которую субъекты естественных монополий обязаны раскрывать путем публикации на своем официальном сайте или других источниках. В частности, для гарантирующих поставщиков прописаны требования к публикации цен на электроэнергию и ее составляющих, основных условий договоров энергоснабжения и т.д. Для сетевых компаний прописано требованию к публикации информации о свободных источниках питания для осуществления технологического присоединения и т.д.

4. Постановление Правительства РФ от 06.06.2006 №355 "Положение об особенностях функционирования хозяйствующих субъектов, осуществляющих деятельность в области электроэнергетики преимущественно для удовлетворения собственных производственных нужд"

Нормативный акт предназначен для крупных потребителей, имеющих на балансе объекты производства электроэнергии и использующие выработанную электроэнергию для собственных нужд.

5. Постановление Правительства РФ от 27.12.2010 №1172 "Правила оптового рынка электрической энергии и мощности"

Регламентирует отношения между субъектами оптового рынка на оптовом рынке электроэнергии и мощности. В основном субъектами оптового рынка электроэнергии являются производители электроэнергии, гарантирующие поставщики, энергосбытовые компании, а также очень крупные потребители электроэнергии, которые получили статус субъекта оптового рынка электроэнергии и мощности.

6. Постановление Правительства РФ от 29.12.2011 №1179 "Об определении и

применении гарантирующими поставщиками нерегулируемых цен на электрическую энергию (мощность)"

В этом постоновлении электроэнергетики прописан порядок расчета нерегулируемых цен на электроэнергию, которые гарантирующие поставщики поставляют потребителям юридическим лицам и предпринимателям.

7. Постановление Правительства РФ от 29.12.2011 №1178 "О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике"

В этом нормативном документе определен порядок расчета и установления тарифов регулирующими органами (Федеральной службой по тарифам, Региональными энергетическими комиссиями и Региональными Службами по тарифам) для субъектов естественных монополий

8. Постановление Правительства РФ от 06.05.2011 №354 "О предоставлении коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов" (вступило в силу с 1 сентября 2012)

Практически все взаимоотношения граждан-потребителей электроэнергии и поставщиков определяются в этом Постановлении, а именно: порядок расчетов и оплаты электроэнергии, предоставления показаний приборов учета электроэнергии, замены приборов учета, соответствие качества поставляемой электроэнергии ГОСТам, допустимое время отключения электроэнергиии многое другое.

9. Постановление Правительства РФ от 23.05.2006 №306 "Правила установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг"

Данные правила электроэнергетики предназначены для местных органов исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов. В них регламентирован порядок установления нормативов потребления коммунальных услуг.

10. Постановление Правительства РФ от 13.08.2006 №491 "Правила содержания общего имущества в многоквартирном доме" и "Правила изменения размера платы за содержание и ремонт жилого помещения в случае оказания услуг и выполнения работ по управлению, содержанию и ремонту общего имущества в многоквартирном доме ненадлежащего качества и (или) с перерывами, превышающими установленную продолжительность"

11. Постановление Правительства РФ от 07.12.1998 №1444 "Об основах ценообразования в отношении электрической энергии, потребляемой населением"

: В этом нормативном акте определено, что при установлении тарифов на электроэнергию для жителей жилых домов в которых установлены электроплиты, а также для жителей сельской местности применяется понижающий коэффициент 0,7.

12. Постановление Правительства РФ от 05.11.2003 №674 "Правила рассмотрения разногласий, возникающих между органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов, организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности, и потребителями"

13. Постановление Правительства РФ от 28.01.2006 №47 "Положение о признании помещения жилым помещением, жилого помещения непригодным для проживания и многоквартирного дома аварийным и подлежащим сносу или реконструкции"

В этом нормативном акте определены требования, предъявляемые к жилым помещениям, также регламентирован основания и порядок признания жилого помещения непригодным для проживания.

Приказы Министерства Энергетики РФ (ранее - Минпромэнерго РФ)

1. Приказ Минпромэнерго РФ от 22.02.2007 №49 "Порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии (договорах энергоснабжения)"

Документ предназначен для очень крупных потребителей (плавка металла, химическое производство), характер электропотребления которых может оказывать на потребление реактивной мощности в энергосистеме.

2. Приказ Минпромэнерго от 18.03.2008г. №124 "Правила разработки и применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической

энергии и использования противоаварийной автоматики"

Данные правила электроэнергетики предназначены для сетевых организаций. Для потребителей может представлять интерес только раздел о порядке формирования актов аварийной и технологической брони.

3. Приказ Минэнерго РФ от 30.12.2008 №326 "Инструкция по организация в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям"

Документ определяет порядок расчета, защиты и утверждения планового процента потерь для сетевых организаций.

Приказы Федеральной службы по тарифам России

1. Приказ ФСТ России от 06.08.2004 №20-э/2 "Методические указания по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке"

Этот документ электроэнергетики предназначен для регулирующих органов. Определяет порядок расчета регулируемых тарифов.

2. Приказ ФСТ России от 12.04.2012 №53-э/1 "Порядок формирования сводного прогнозного баланса производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации".

В этом документе ФСТ РФ утверждаются плановые величины отпуска электроэнергии на предстоящий год. После этого эти плановые значения используются для установления тарифов субъектов естественных монополий.

Иные нормативные документы

1. ГОСТ 13109 - 97 Межгосударственный стандарт "Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения"

В этом нормативном документе электроэнергетики указаны основные предельно допустимые значения параметров качества электроэнергии от нормативных.

2. Плановые часы пиковой нагрузки по месяцам 2012г.(утверждены Системным Оператором на 2012г.)

Плановые часы пиковой нагрузки по месяцам 2013г.(утверждены Системным Оператором на 2013г.)

В часы суток, указанные в этом документе, определяется фактическая мощность потребителей, выбравших для расчета за электроэнергию 4 или 6 ценовую категории.

3. Правила устройства электроустановок (ПЭУ) - 6 издание

Правила устройства электроустановок (ПЭУ) - 7 издание

4.Положение о порядке выдачи подтверждения о нераспространении требования о реализации производимой электроэнергии только на оптовом рынке электроэнергии и мощности

В этом Положении прописан порядок выдачи разрешений объектам по производству электроэнергии о торговле электроэнергией на розничном рынке электроэнергии. Может быть полезно крупным потребителям, имеющим на своем балансе объекты производства электроэнергии (потребители с блок-станциями)

5. "Инструкция по организации в Министерстве Энергетики РФ работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям, утвержденная приказом Министерства промышленности и энергетики Российской Федерации от 4 октября 2005 г. N 267.

В этой Инструкции предусмотрен порядок расчета потерь при утверждении норматива потерь в Минэнерго. Также в соответствии с этим порядком должны рассчитываться потери электроэнергии, которые предъявляются к оплате потребителям поставщиками электроэнергии, если прибор учета электроэнергии установлен не на границе балансовой принадлежности электросетей и потребителя. Именно эта величина потерь зачастую бывает "камнем преткновения" в расчетах потребителей и поставщиков электроэнергии.

1.2. **Современное коммутационное и распределительное оборудование.**

-Вакуумные выключатели
-Распределительные устройства
-ТТ и ТН

1) Вакуумные выключатели - новая ступень развития коммутационных аппаратов высоковольтных распределительных сетей. В статье рассказывается о потребительских характеристиках вакуумных выключателей в высоковольтных распределительных сетях.
Вакуумный выключатель в энергетике – это высоковольтный коммутационный аппарат для выполнения операций включения и отключения электрического тока в рабочем и аварийном режиме – режиме короткого замыкания. При этом средой гашения дуги является вакуум.

Сегодня доля вакуумных выключателей в высоковольтных электрических сетях до 35 кВ в Китае составляет 100%, в Европе — более 65%, в нашей стране приближается к цифре в 60% от всех изготавливаемых коммутационных устройств на средние напряжения.

Безусловными достоинствами вакуумных выключателей являются:
- Высокая эксплуатационная надежность. Плотность отказов вакуумных выключателей ниже на порядок по сравнению с традиционными выключателями (масляными, электромагнитными);
- Высокая коммутационная износостойкость и сокращение расходов по обслуживанию. Без ревизий и ремонтов число отключений рабочих токов вакуумным выключателем достигает 20 тысяч, а отключений токов КЗ составляет 20 — 200 в зависимости от значений токов и типа выключателя. На масляных же выключателях ревизия проводится после 500 — 100 отключений в рабочем режиме и 3 — 10 отключений токами КЗ. Для воздушных выключателей это соответственно 1000-2500 и 6-15 отключений.
- Быстродействие и увеличенный механический ресурс. Главная причина этого — ход контактов дугогасительной вакуумной камеры составляет не более 6 — 10 мм, против 100 — 200 мм в масляных и электромагнитных конструкциях, поскольку прочность вакуума на электрический пробой значительно превосходит электрические прочности масляной и воздушной дугогасительных сред;
- Автономность работы. Вакуумная дугогасительная камера не нуждается в пополнении дугогасящей среды, что снижает, в том числе, расходы на эксплуатацию вакуумного выключателя.
- Безопасность и удобство эксплуатации. При одинаковых номинальных параметрах коммутируемых токов и напряжений, масса вакуумного выключателя значительно ниже чем у других типов выключателей. А малая энергия привода, небольшие

динамические нагрузки и отсутствие утечки газов, масла обеспечивает бесшумность работы, экологическую безопасность и высокую пожарную и взрывобезопасность, возможность работы в средах с высокой агрессивностью.
Считается, что достигнутые количественные характеристики вакуумных выключателей обеспечат их перспективное применение, и в ближайшее время старания проектантов будут направлены, в основном, на повышение устойчивости этих коммутационных аппаратов к воздействиям окружающей среды и на усовершенствование их механизмов.

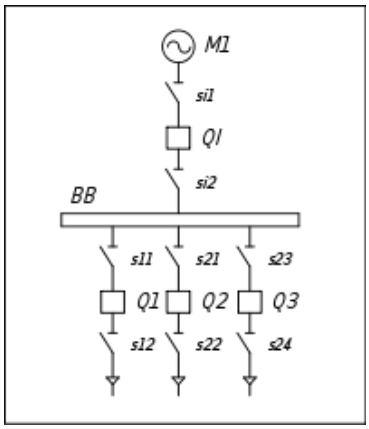
2) Распределительное устройство (РУ) — электроустановка, служащая для приёма и распределения электрической энергии.

- Открытые распределительные устройства (ОРУ) — распределительные устройства, у которых силовые проводники располагаются на открытом воздухе без защиты от воздействия окружающей среды. Обычно в виде ОРУ выполняются распределительные устройства на напряжение от 27,5 кВ.
- Закрытые распределительные устройства (ЗРУ) — распределительные устройства, оборудование которых устанавливается в закрытых помещениях, либо защищено от контакта с окружающей средой специальными кожухами (в том числе в шкафах наружного исполнения КРУН). Обычно такие распределительные устройства применяют на напряжения до 35 кВ. В ряде случаев необходимо применение ЗРУ и на более высоких напряжениях (серийно выпускается оборудование на напряжение до 800 кВ). Применение ЗРУ высоких напряжений обосновано: в местности с агрессивной средой (морской воздух, повышенное запыление), холодным климатом, при строительстве в стеснённых условиях, в городских условиях для снижения уровня шума и для архитектурной эстетичности.

По выполнению секционирования

Схема РУ с одной секцией сборных шин

Схема 1



РУ с одной секцией сборных шин (без секционирования

К преимуществам такого РУ можно отнести простоту и низкую себестоимость.

К основным недостаткам относятся неудобства в эксплуатации, из-за которых такая система не получила широкого применения:

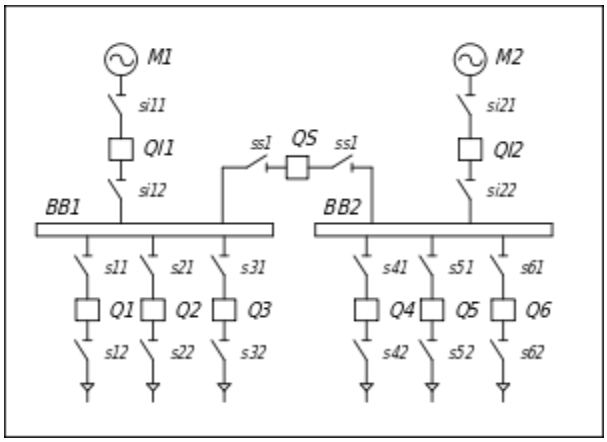
Профилактический ремонт любого элемента РУ должен сопровождаться отключением всего РУ — а значит лишением всех питающихся от РУ потребителей электроэнергии.

Авария на сборных шинах так же выводит из строя всё РУ.

РУ с двумя и более секциями

Схема РУ с двумя секциями сборных шин

Схема 2

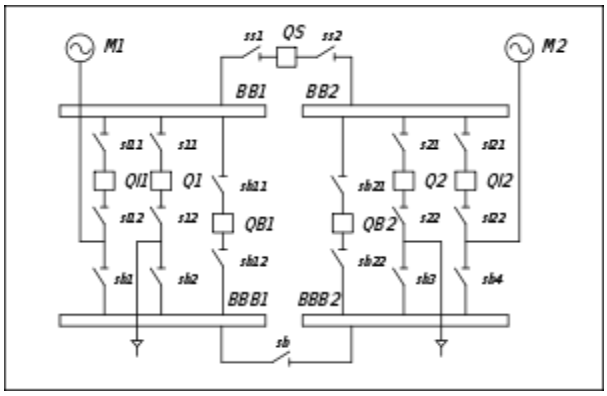


Такие РУ выполняются в виде нескольких секций, каждая из которых имеет своё питание и свою нагрузку, соединённых между собой секционными выключателями. На станциях секционный выключатель обычно включен, из-за необходимости параллельной работы генераторов. В случае повреждения на одной из секций секционный выключатель отключается, отсекая повреждённую секцию от РУ. В случае аварии на самом секционном выключателе из строя выходят обе секции, но вероятность такого повреждения относительно мала. На низковольтных РУ (6-10кВ) секционный выключатель обычно оставляют отключённым, так что связанные между собой секции работают независимо друг от друга. В случае если по каким-либо причинам питание одной из секций пропадёт, сработает устройство АВР, которое отключит вводной выключатель секции и включит секционный выключатель. Потребители секции с отключённым питанием будут получать электроэнергию от питания смежной секции через секционный выключатель. Подобная система используется в РУ 6 — 35 кВ подстанций и 6 — 10 кВ станций типа ТЭЦ.

РУ с секционированием сборных шин и обходным устройством

Схема РУ с двумя секциями сборных шин и обходным устройством

Схема 3



3)Трансформаторы тока и напряжения

Измерительные трансформаторы тока и напряжения предназначены для уменьшения первичных токов и напряжений до значений, наиболее удобных для подключения измерительных приборов, реле защиты, устройств автоматики. Применение измерительных трансформаторов обеспечивает безопасность работающих, так как цепи высшего и низшего напряжения разделены, а также позволяет унифицировать конструкцию приборов и реле.

Технические характеристики трансформаторов тока

Номинальный первичный и вторичный ток трансформаторов тока

Трансформаторы тока характеризуются номинальным первичным током Іном1 (стандартная шкала номинальных первичных токов содержит значения от 1 до 40000 А) и номинальным вторичным током Іном2, который принят равным 5 или 1 А. Отношение номинального первичного к номинальному вторичному току представляет собой коэффициент трансформации $KTA = Iном1 / Iном2$

Токовая погрешность трансформаторов тока

Трансформаторы тока характеризуются токовой погрешностью $\Delta I = (I2K - I1) * 100 / I1$ (в процентах) и угловой погрешностью (в минутах). В зависимости от токовой погрешности измерительные трансформаторы тока разделены на пять классов точности: 0,2; 0,5; 1; 3; 10. Наименование класса точности соответствует предельной токовой погрешности трансформатора тока при первичном токе, равном 1—1,2 номинального. Для лабораторных измерений предназначены трансформаторы тока класса точности 0,2, для присоединений счетчиков электроэнергии — трансформаторы тока класса 0,5, для присоединения щитовых измерительных приборов -классов 1 и 3.

Нагрузка трансформаторов тока

Нагрузка трансформатора тока — это полное сопротивление внешней цепи Z2, выраженное в омах. Сопротивления r2 и x2 представляют собой сопротивление приборов, проводов и контактов. Нагрузку трансформатора можно также характеризовать кажущейся мощностью S2 В*А. Под номинальной нагрузкой трансформатора тока Z2 ном понимают нагрузку, при которой погрешности не выходят за пределы, установленные для трансформаторов данного класса точности. Значение Z2 ном дается в каталогах.

Электродинамическая стойкость трансформаторов тока

Электродинамическую стойкость трансформаторов тока характеризуют номинальным током динамической стойкости Iм.дин. или отношением kдин = Термическая стойкость определяется номинальным током термической стойкости Iт или отношением $km = Im / I1ном$ и допустимым временем действия тока термической стойкости tт.

Конструкции трансформаторов тока

По конструкции различают трансформаторы тока катушечные, одновитковые (типа ТПОЛ), многовитковые с литой изоляцией (типа ТПЛ и ТЛМ). Трансформатор типа ТЛМ предназначен для КРУ и конструктивно совмещен с одним из штепсельных разъемов первичной цепи ячейки.

Для больших токов применяют трансформаторы типа ТШЛ и ТПШЛ, у которых роль первичной обмотки выполняет шина. Электродинамическая стойкость таких трансформаторов тока определяется стойкостью шины.

Для ОРУ выпускают трансформаторы типа ТФН в фарфоровом корпусе с бумажно-масляной изоляцией и каскадного типа ТРН. Для релейной защиты имеются специальные конструкции. На выводах масляных баковых выключателей и силовых трансформаторов напряжением 35 кВ и выше устанавливаются встроенные трансформаторы тока. Погрешность их при прочих равных условиях больше, чем у отдельно стоящих трансформаторов.

Технические характеристики измерительных трансформаторов напряжения

Номинальные первичное и вторичное напряжение измерительных трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения характеризуются номинальными значениями первичного напряжения, вторичного напряжения (обычно 100 В), коэффициента трансформации K=U1ном/U2ном. В зависимости от погрешности различают следующие классы точности трансформаторов напряжения: 0,2;0,5; 1:3.

Нагрузка трансформаторов напряжения

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения—это мощность внешней вторичной цепи. Под номинальной вторичной нагрузкой понимают наибольшую нагрузку, при которой погрешность не выходит за допустимые пределы, установленные для трансформаторов данного класса точности.

Конструкции трансформаторов напряжения

В установках напряжением до 18 кВ применяются трехфазные и однофазные трансформаторы, при более высоких напряжениях — только однофазные. При напряжениях до 20 кВ имеется большое число типов трансформаторов напряжения: сухие масляные, с литой изоляцией следует отличать однофазные двух обмоточные трансформаторы НОМ от однофазных трехобмоточных трансформаторов ЗНОМ.

Схемы включения трансформаторов напряжения

В зависимости от назначения могут применяться разные схемы включения трансформаторов напряжения. Два однофазных трансформатора напряжения, соединенные в неполный треугольник, позволяют измерять два линейных напряжения. Целесообразна такая схема для подключения счетчиков и ваттметров. Для измерения линейных и фазных напряжений могут быть использованы три однофазных трансформатора соединенные по схеме «звезда — звезда», или трехфазный типа НТМИ.

Присоединение расчетных счетчиков к трехфазным трансформаторам напряжения не рекомендуется, т.к. они имеют, обычно, несимметричную магнитную систему и увеличенную погрешность. Для этой цели желательно устанавливать группу из двух однофазных трансформаторов, соединенных в неполный треугольник.

Трансформаторы напряжения выбирают по условиям Uуст ≤U1ном, S2≤ S2ном в намечаемом классе точности. За S2ном принимают мощность всех трех фаз однофазных трансформаторов напряжения, соединенных по схеме звезды, и удвоенную мощность однофазного трансформатора, включенного по, схеме неполного треугольника.

1.3 **Современные системы релейной защиты и автоматики.**

Современные системы релейной защиты и автоматики предназначены для быстрого реагирования на аварийные ситуации, которые могут возникать в ходе эксплуатации электроустановок. Они в кротчайший срок перекрывают подачу электричества в тот участок энергетической системы, которая была повреждена. Устройства релейной защиты предназначены для постоянного регулирования и контроля состояния системы энергообеспечения. В случае, если возникает аварийная ситуация, они передают сигнал на автоматические выключатели, которые ограничивают поступление электроэнергии к поврежденному или нестабильно работающему участку цепи. Практически все современные системы релейной защиты реализуются на базе микроконтроллеров. Это и не странно, ведь повсюду идет минимизация устройств. Это не могло не коснуться релейной защиты систем электроснабжения.

1.4 **Современные силовые трансформаторы, повышающие безопасность, надежность и экономичность в системах электроснабжения**

Действенной мерой, повышающей надежность и экономичность систем электроснабжения, является применение нового электрооборудования, отвечающего требованиям современной энергетики.

В настоящее время из масляных силовых трансформаторов трансформаторы типа ТМГ являются наиболее современными и совершенными по конструкции из выпускаемых странами СНГ для электрических сетей напряжением 6 и 10 кВ. Они отличаются высокой надежностью и безопасностью в работе. Поставщиками этих трансформаторов являются многие фирмы ближнего и дальнего зарубежья, а также России.

Например, трансформаторы типов ТМГ, ТМГСУ, ТМГМШ выпускаются Минским электротехническим заводом.

Трансформаторы ТМГ имеют следующие преимущества: герметическое исполнение, без расширителя и без воздушной или газовой подушки, отсутствие контакта масла с окружающей средой, что исключает окисление, увлажнение и шламообразование; предварительная дегазация масла и заливка его при глубоком вакууме увеличивают электрическую прочность изоляции; не требуются профилактические, текущие и капитальные ремонты в течение всего срока эксплуатации трансформаторов (25 лет). Кроме того, для ограничения давления в баках при перегрузках трансформаторы снабжаются электроконтактным мановакуумметром; для регулирования напряжения трансформаторы снабжаются переключателями с автоматическим внутренним фиксатором положений и контактами оптимальной формы, что исключает выход трансформаторов из строя по причине КЗ секций обмоток и повышает его надежность. Конструктивные особенности обеспечивают устойчивость трансформаторов при КЗ.

Силовые трансформаторы типа ТМГСУ выпускаются с гофрированным баком и симметрирующим устройством. Использование их обеспечивает равномерное распределение напряжения по фазам даже при несимметричной нагрузке. Преимущество этих трансформаторов по сравнению с трансформаторами аналогичного назначения, имеющими схему и группу соединения обмоток Y/ZH-11, в более низких потерях КЗ и в возможности их параллельной работы с уже установленными трансформаторами со схемой и группой соединения обмоток Y/YH-0.

Трансформаторы ТМГСУ со схемой соединения обмоток Y/YH и специальным симметрирующим устройством (СУ) являются самыми экономичными для четырехпроводных сетей 0,38 кВ с однофазной или смешанной нагрузкой.

Технические характеристики масляных трансформаторов типов ТМГ, ТМГСУ, ТМГМШ мощностью 25 ... 1600 кВА Частота - 50 Гц; напряжение НН - 0,4 (0,23) кВ; ВН - до 35 кВ

В этих трансформаторах отсутствует явление перегрева потоками нулевой последовательности при неравномерной нагрузке фаз и при ее суммарной мощности, равной или ниже номинальной. Трансформаторы с СУ улучшают работу защиты и повышают безопасность работы электросети. В них резко снижено разрушающее воздействие на обмотки токов при однофазных КЗ. СУ улучшает также синусоидальность формы кривой напряжения при наличии в сети нелинейных нагрузок (сварочных агрегатов, люминесцентных ламп и др.), что важно при питании таких чувствительных к качеству электроэнергии устройств, как компьютеры, телевизоры и другие электронные устройства. Кроме того, СУ уменьшает шум у трансформаторов со схемой соединения обмоток Y/Yh при их неравномерной загрузке по фазам, что важно при установке их в жилые здания. Силовые трансформаторы типа ТМГМШ предназначены для потребителей с повышенными требованиями к уровню шума (жилые дома, больницы, общественные здания и др.), а также в местах с особыми требованиями по экологии. Кроме того, трансформаторы типа ТМГМШ являются энергосберегающими, у них сниженные по сравнению с трансформаторами ТМГ потери холостого хода.
Трехфазные сухие трансформаторы типов ТСГЛ, ТСЗГЛ, ТСЗГЛФ мощностью 100-2500 кВА с геафолевой литой изоляцией обмоток (эпоксидный компаунд с кварцевым наполнителем). Геафоль не оказывает вредного влияния на окружающую среду, не выделяет никаких токсичных газов (даже под воздействием дуговых разрядов с высокой концентрацией энергии), при внешнем воздействии пламени после удаления источника огня самостоятельно затухает. Поэтому обмотки пожаробезопасны, влагостойки, не требуют технического обслуживания. Стойкость трансформаторов к воздействию толчков тока обеспечивается конструкцией обмоток, а низкий уровень шума трансформаторов - за счет изготовления магнитопровода с шихтовкой по схеме «Steh-lap».
Преимущества трансформаторов типов ТГСГ, ТСЗГЛ, ТСЗГЛФ перед другими сухими трансформаторами:
могут работать в сетях, подверженных грозовым и коммутационным перенапряжениям;
имеют сниженный уровень шума;
имеют высокую стойкость к механическим усилиям, возникающим в режиме КЗ;
сейсмостойкие (выдерживают 7 баллов на отметке 40 метров);
обеспечивается полная экологическая и пожарная безопасность.

Благодаря таким свойствам трансформаторы типов ТСГЛ, ТСЗГЛ, ТСЗГЛФ могут устанавливаться:

в местах, требующих повышенной безопасности (метро, электростанциях, в том числе атомных), кинотеатрах, жилых и общественных зданиях и т. п.);
в местах с повышенными требованиями к охране окружающей среды (водозаборных станциях, спортивных сооружениях, курортных зонах и т. п.);
на промышленных предприятиях, металлургических комбинатах, химических производствах и т. д.

Применение трансформаторов типов ТСГЛ, ТСЗГЛ, ТСЗГЛФ позволяет потребителям экономить средства на сооружении электросетей за счет глубокого ввода в здания, избежать издержек, связанных со строительством отдельно стоящих подстанций, улучшить архитектурный облик городов (экономить при этом дорогостоящую городскую территорию), снизить затраты на проведение раскопок в городах.

Для защиты от перегрева трансформаторы комплектуются двухуровневым реле тепловой защиты, управляемым термисторами, встроенным в обмотки.
Кроме трансформаторов с магнитопроводом из обычной электротехнической холоднокатанной стали, появились и успешно работают трансформаторы с магнитопроводом из аморфной электротехнической стали. Последняя имеет следующие технические преимущества: низкие потери, высокая магнитная проницаемость, прямоугольная форма кривой намагничивания, высокая коррозионная стойкость, отсутствие межлистовой изоляции, стабильные характеристики.
Отечественным разработчиком таких трансформаторов является ОАО ЭНИИ.
Пример экономии при применении трансформаторов с магнитопроводом из аморфной электротехнической стали:

a) 35 т условного топлива - только на одном трансформаторе 100 кВА/10 кВ за срок его службы;
b) 80% электроэнергии - только на потерях в силовых трансформаторах;
c) 6% электроэнергии, вырабатываемой всеми электростанциями России, что в 2000 г. составило бы 53 миллиарда кВт·ч.

Кроме того, ОАО ЭНИН разработаны и испытаны в различных условиях трансформаторы различных мощностей и конструкций с обмотками из сверхпроводниковых материалов.
Сверхпроводящие трансформаторы с магнитопроводами из аморфной электротехнической стали дают исключительные технические преимущества: уменьшение потерь на единицу мощности, массы и габаритов, расхода материалов, техногенной нагрузки на окружающую среду; повышение единичной мощности, эффективности преобразования, а также увеличение срока службы

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1. Краткая информация об основных результатах деятельности Открытого Акционерного Общества «Химический завод «Планта»

Ордена Красного Знамени Открытое акционерное общество «Химический завод «Планта» является структурным звеном оборонного комплекса России. Сегодня в составе оборонно-промышленного комплекса России входит в Государственную корпорацию «Ростехнологии».

Бывший завод № 56 Народного комиссариата Боеприпасов СССР начал строиться в 1936 году и выпустил первую продукцию 10 сентября 1939 года. Эта дата является датой основания завода.

Завод является многопрофильным по снаряжению и сборке боеприпасов различных типов. Постоянное совершенствование технологии, внедрение передовых методов производства позволили ОАО «ХЗ»Планта» завоевать прочные позиции и стать основным поставщиком средств ближнего боя МО РФ, МВД, ФПС, а также зарубежных партнеров. С 2011 года ОАО «Химический завод «Планта» выполняет государственный заказ по утилизации боеприпасов промышленным способом.

В условиях конверсии было принято решение о развитии мощностей для выпуска гражданской продукции и товаров народного потребления. Сегодня основным направлением является производство корпусной мебели, изготавливаемой по современным зарубежным технологиям, в том числе из натурального дерева и стекла. Инвестиции в развитие товаров народного потребления позволяют ежегодно наращивать объем производства и реализации гражданской продукции. Внедрено оборудование по выпуску новых видов товаров народного потребления, таких, как изделия из стекла, обработка стекла, изделия из натурального дерева, нанесение полноцветной печати. Новое технологическое оборудование позволяет в разы увеличить ассортимент выпускаемой продукции и войти в новые рынки.

Ежегодно растет рынок строительных материалов, что обусловливает рост объема производства арочных комплектов.

Численность персонала на предприятии составляет 1450 человек, включая персонал, занятый на производстве спецпродукции, механическом производстве, производстве товаров народного потребления, вспомогательные цехи, а также работники, занятые в социальной сфере завода.

2.2. Общая характеристика подстанции

На «ОАО Химзавод Планта» от подстанций питаются склады, котельная, пожара-насосная, ремонтно-механический участок, коллективные сады (КС 2,3,4),

ИЗЛ лаборатория, транспортный цех, производство товаров народного потребления, производство спец продукции.
Подстанцией называется электроустановка, служащая для преобразования и распределения электроэнергии и состоящая из трансформаторов (трансформаторная подстанция) и распределенных устройств напряжением до 1000 В и выше.

Трансформаторные подстанции являются основным звеном системы электроснабжения. В зависимости от положения в энергосистеме, назначения, величины первичного и вторичного напряжений их можно подразделить на районные подстанции, подстанции промышленных предприятий, тяговые подстанции и др.

Районная подстанция выполнена как главная понизительная подстанция (ГПП) с открытым распределительным устройством (ОРУ), предназначенная для приёма электроэнергии напряжением 110 кВ и преобразования её в напряжение районной сети – 6 кВ для питания населенных пунктов. Схема электрических соединений подстанции на стороне 110 кВ выполнена по блочному принципу – “линия 110 кВ – трансформатор – токопровод 10 кВ” с короткозамыкателями, отделителями и разъединителями. Схема электрических соединений подстанции на стороне 6 кВ выполнена с одной секционированной системой шин.

2.3. Анализ электрооборудования и режимов работы подстанции до модернизации

Согласно технико-экономическому обоснованию на ПС установлены два трансформатора 110/6 кВ мощностью 16000кВ А типа ТДН-16000/110 кВ с автоматическим регулированием напряжения под нагрузкой.

На стороне 6 кВ предусмотрена одна секционированная система шин с оборудованием 20 линейных ячеек 6 кВ.

Питание собственных нужд ПС и цепей оперативного тока осуществляется от двух трансформаторов ТМ-250.

Защита оборудования ПС от грозовых волн, набегающих с линий, выполняется с помощью ограничителей перенапряжения, присоединяемых к шинам 110 и 6 кВ.
КРУН-6кВ приняты серии К-37.

Наружное освещение ПС предусмотрено светильниками типа СЗЛ-300-1 и прожекторами ПЗС-35, установленных на блоке опорных изоляторов 110 кВ и на прожекторной площадке отдельно стоящего молниеотвода, наружное освещение эксплуатационного участка - светильниками СПО-300.

Для предотвращения ошибочных действий при оперативных переключениях на ПС предусматривается электромагнитная и механическая блокировки элементов РУ 110, 6 кВ.

Защита ПС от ПУМ осуществляется молниеотводом, установленным на линейном портале 110 кВ и отдельно стоящим молниеотводом.

Оперативный ток принят переменный напряжением 220 В.

Установлены: выключатель ВГБ-110-25/1250У1, ВВЭ-М-10-20/1000 – выключатель вакуумный, выключатель ВВЭ-М-10-20/630.

На стороне 110 кВ ОПН - 110 / 146 - 10 (II)

На стороне 35 кВ ОПН - 35/42 -10(I) УХЛ1.

На стороне 10 кВ ОПН - 10 (II) УХЛ1.

2.4. Анализ существующих проблем. Постановка задачи проектирования.

Выполняется проект реконструкции электрической части подстанции ТДТН – 16000/110 на Химзаводе «Планта». В связи с ростом нагрузок и увеличением объема производства на предприятии, а также в связи со строительством и восстановлением старых цехов и зданий, настоящий проект предусматривает замену физически и морально устаревшего оборудования (масляных выключателей на вакуумные), а также замену существующих трансформаторов на трансформаторы большей мощности (ТЛМ-10-I, ПКН 001 – 10 У3), трансформатор собственных нужд ТМ-250 для надежного и бесперебойного электроснабжения потребителей. Для чего необходимо разработать проект модернизации подстанции в соответствии с заданными условиями, выполнить необходимые расчёты и произвести выбор оборудования в соответствии с ними. В процессе проектирования выбираются новое оборудование, решаются вопросы организации необходимых работ, используются каталоги на современное отечественное оборудование, действующие решения и циркуляры. Отправными документами являются «Правила устройства электроустановок», «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской федерации», «Межотраслевые Правила по охране труда (Правила безопасности) при эксплуатации электроустановок», «Правила пожарной безопасности на энергетических объектах».

3. КОНСТРУКТОРСКАЯ ЧАСТЬ

3.1 Расчет электрических нагрузок

3.1.1 **Определение расчетных нагрузок**

Для определения нагрузок использованы данные ведомостей зимних и летних замеров нагрузок в контрольные дни 2005 и 2015 годов.

Основные формулы:

$Q = P \cdot tg\ \varphi$; (3.1)

; (3.2)

где: P – Активная мощность, МВт;

$tg\ \varphi$ - Коэффициент мощности.

S - Полная мощность, МВА;

Q - Реактивная мощность, МВАР;

Определение нагрузок на НН, МВт:

$P_{НН} = I_{НН} * U_{НН} * \sqrt{3}$; (3.3)

Определение нагрузок на СН, МВт:

$P_{СН} = I_{СН} * U_{СН} * \sqrt{3}$; (3.4)

Определение нагрузок на ВН, МВт:

$P_{ВН} = P_{НН} * P_{СН}$; (3.5)

Результаты расчетов приведены ниже в таблицах 3.1÷ 3.12.

3.2 **Электрические нагрузки, построение графиков.**

Графики электрических нагрузок позволяют правильно подойти к выбору основного оборудования подстанций — трансформаторов, компенсирующих устройств, кабелей и наметить наиболее экономичный режим их работы.

Графики показывают изменение нагрузки за отдельный промежуток времени. По этому признаку их разделяют на суточные, сезонные, годовые. График нагрузки необходим для того, чтобы определить максимальную мощность или ток, для выбора электрического оборудования и расчета потерь напряжения в электрической сети, для определения годового или суточного энергопотребления, что необходимо для расчета технико-экономических показателей электроустановки или системы электроснабжения.

3.2.1 Суточные графики электрических нагрузок 2005 года

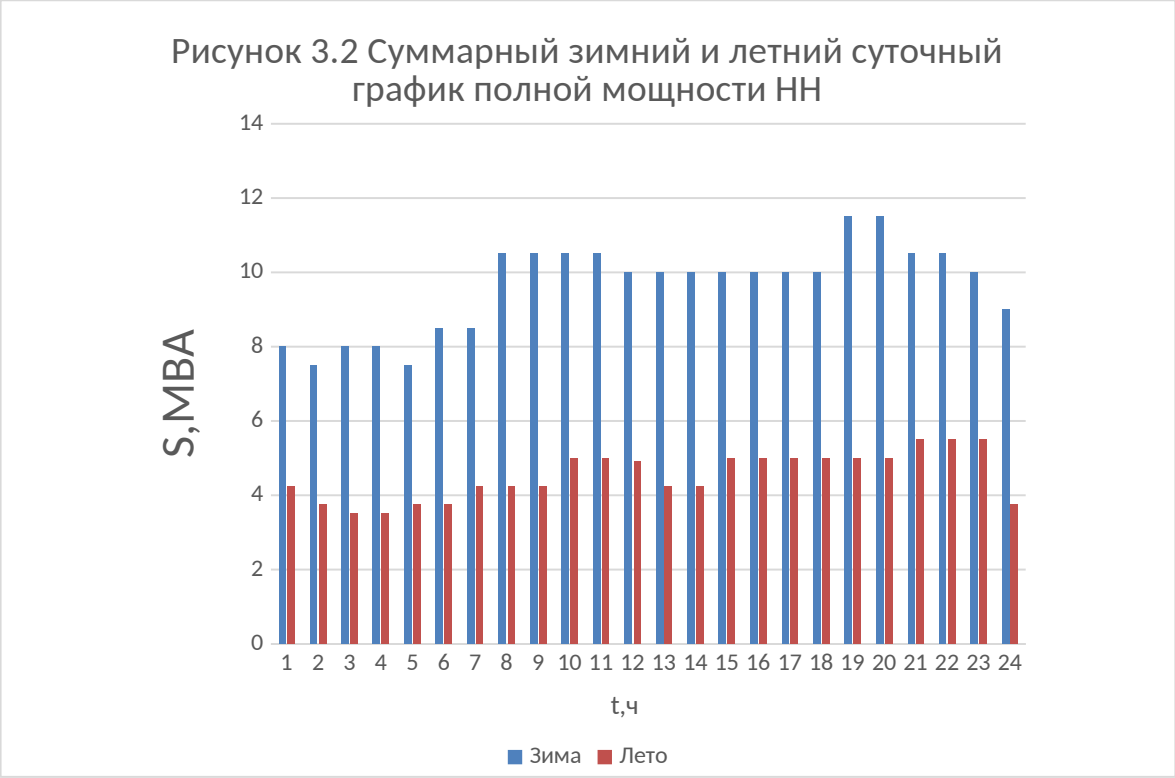
Суммарный зимний и летний суточный график активной мощности НН

Рисунок 3.1



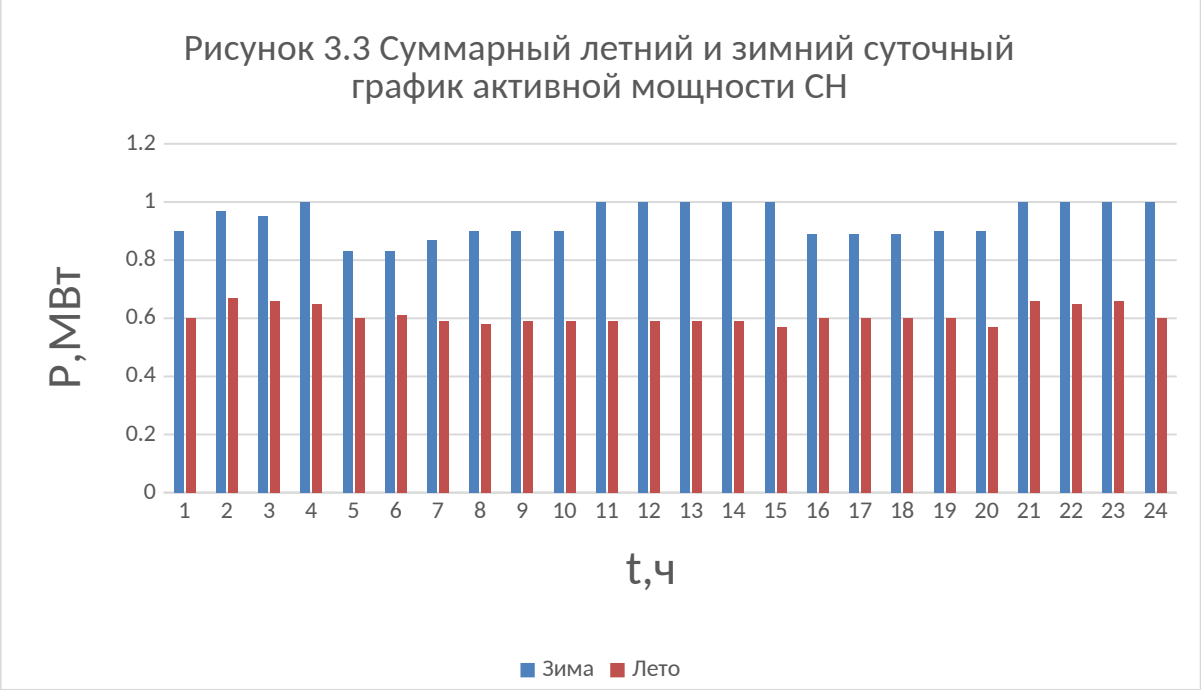
Суммарный зимний и летний суточный график полной мощности НН

Рисунок 3.2



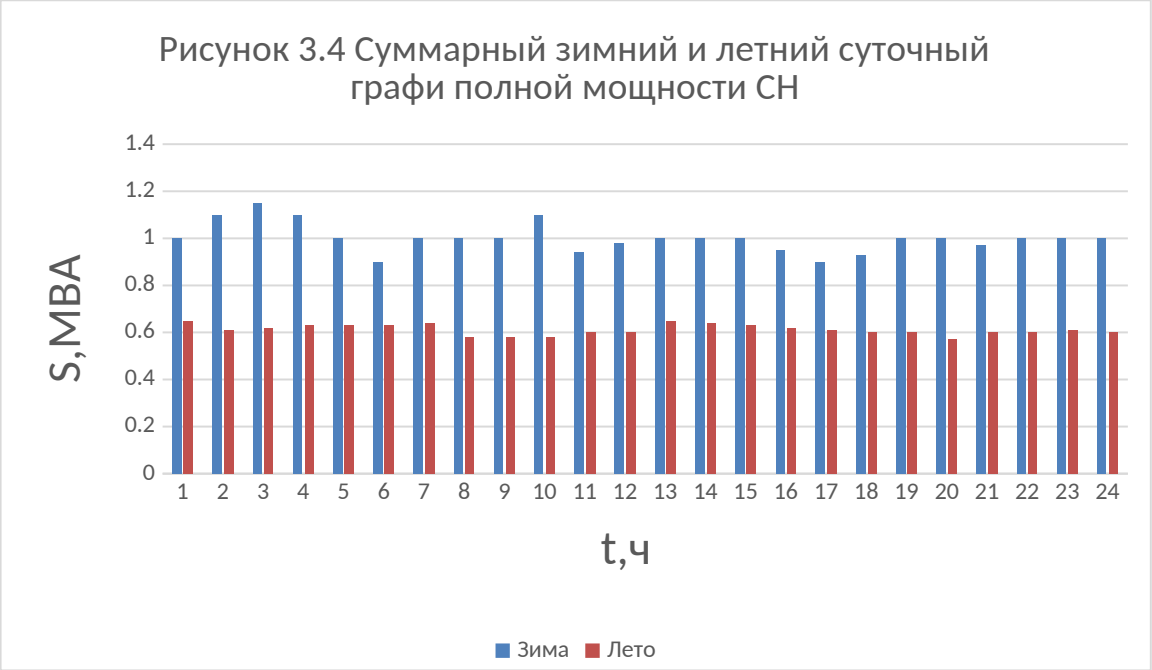
Суммарный летний и зимний суточный график активной мощности СН

Рисунок 3.3



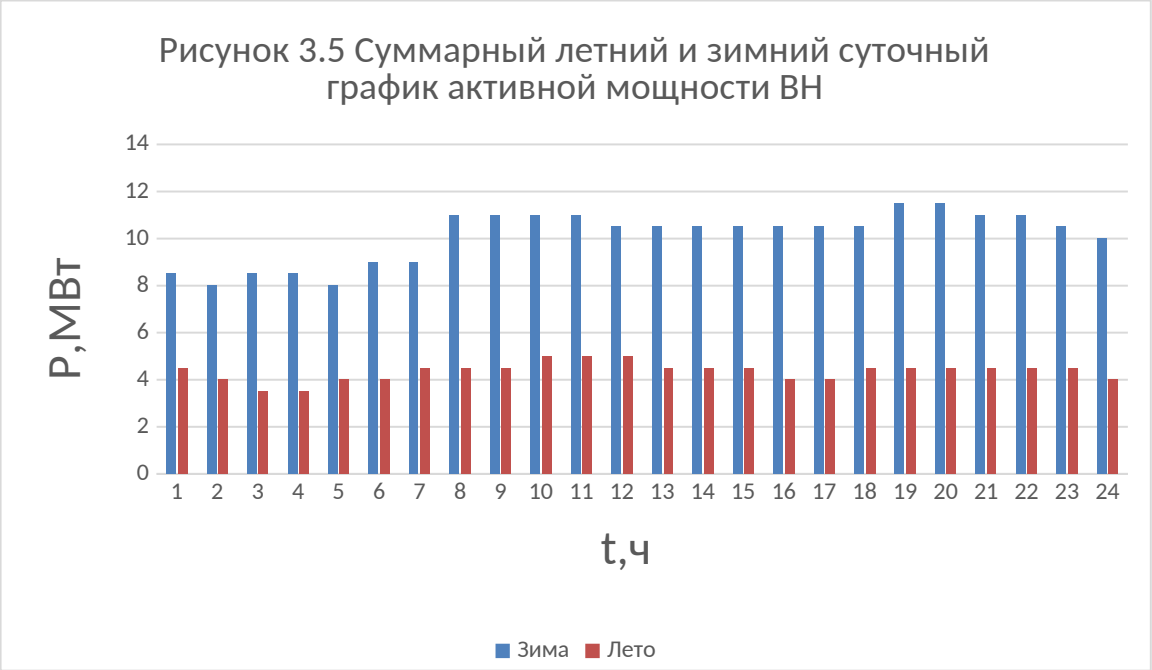
Суммарный зимний и летний суточный графи полной мощности СН

Рисунок 3.4



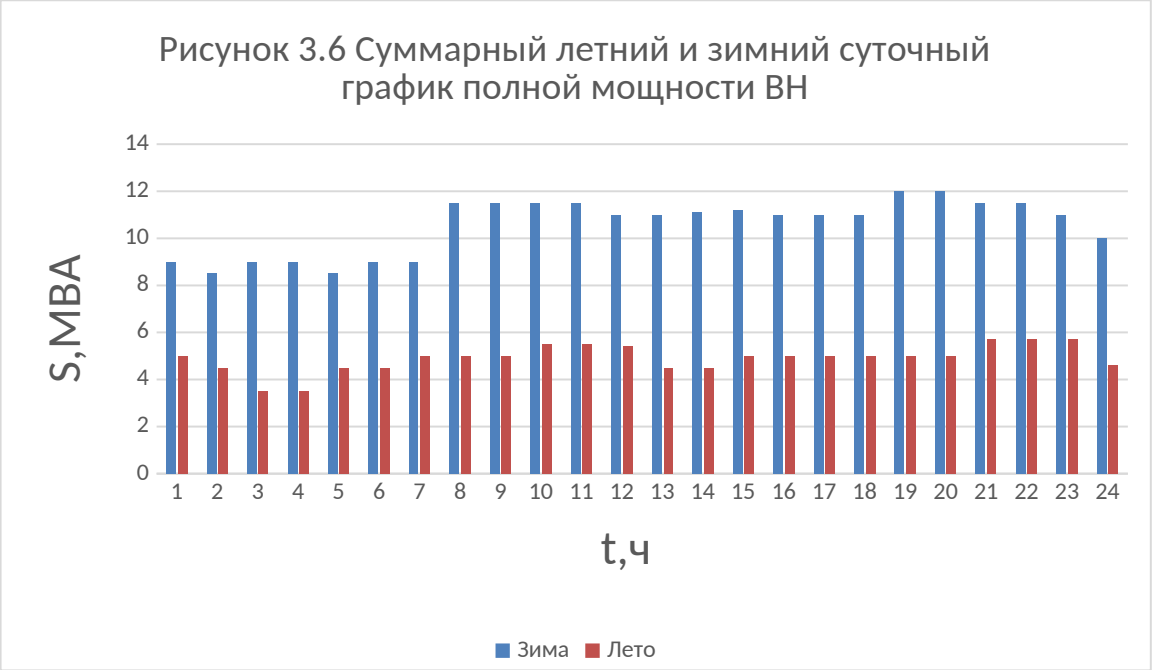
Суммарный летний и зимний суточный график активной мощности ВН

Рисунок 3.5



Суммарный летний и зимний суточный график полной мощности ВН

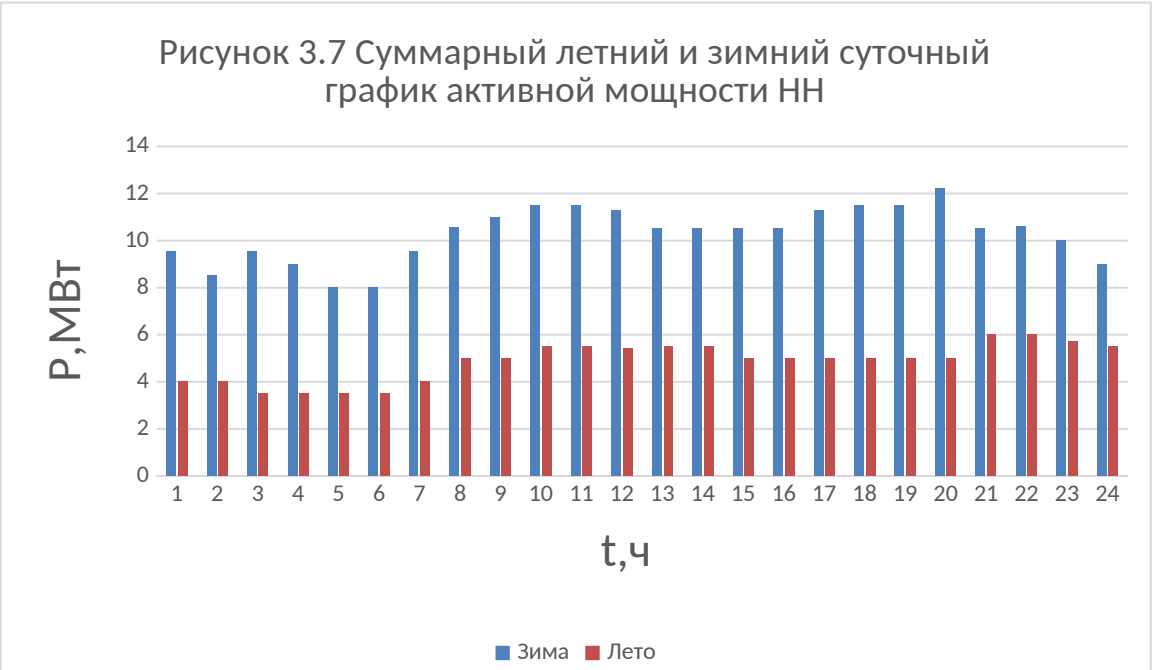
Рисунок 3.6



3.2.2 Суточные графики нагрузок 2015 года

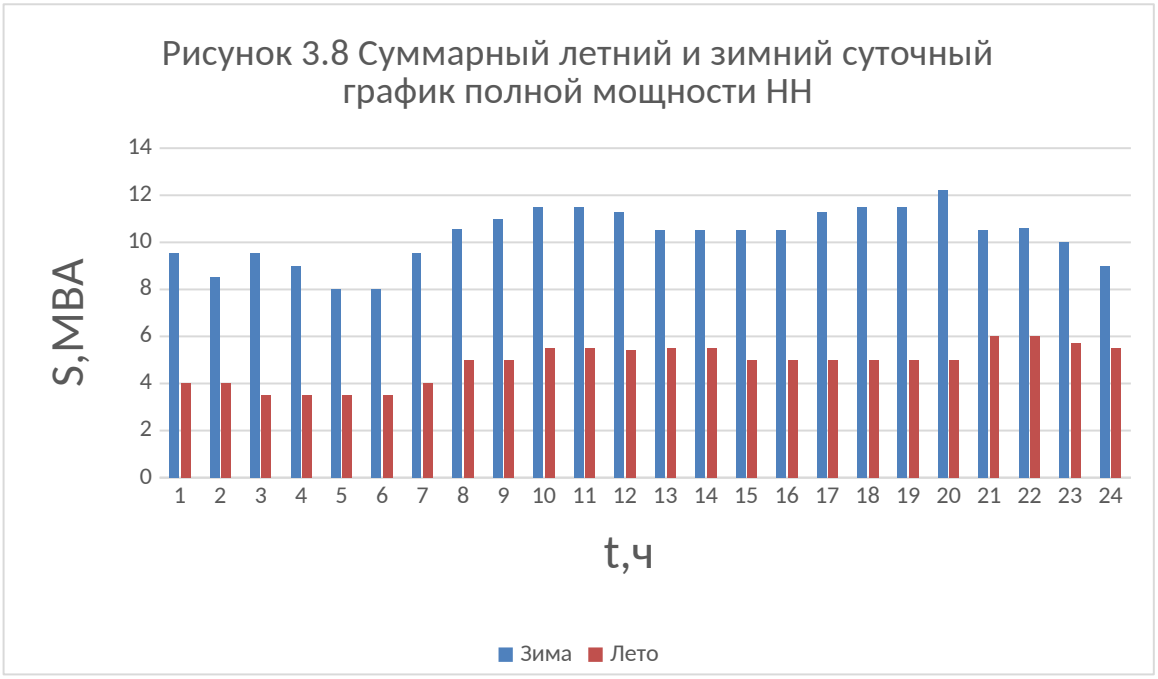
Суммарный летний и зимний суточный график активной мощности НН

Рисунок 3.7



Суммарный летний и зимний суточный график полной мощности НН

Рисунок 3.8



Суммарный зимний и летний суточный график активной мощности СН

Рисунок 3.9



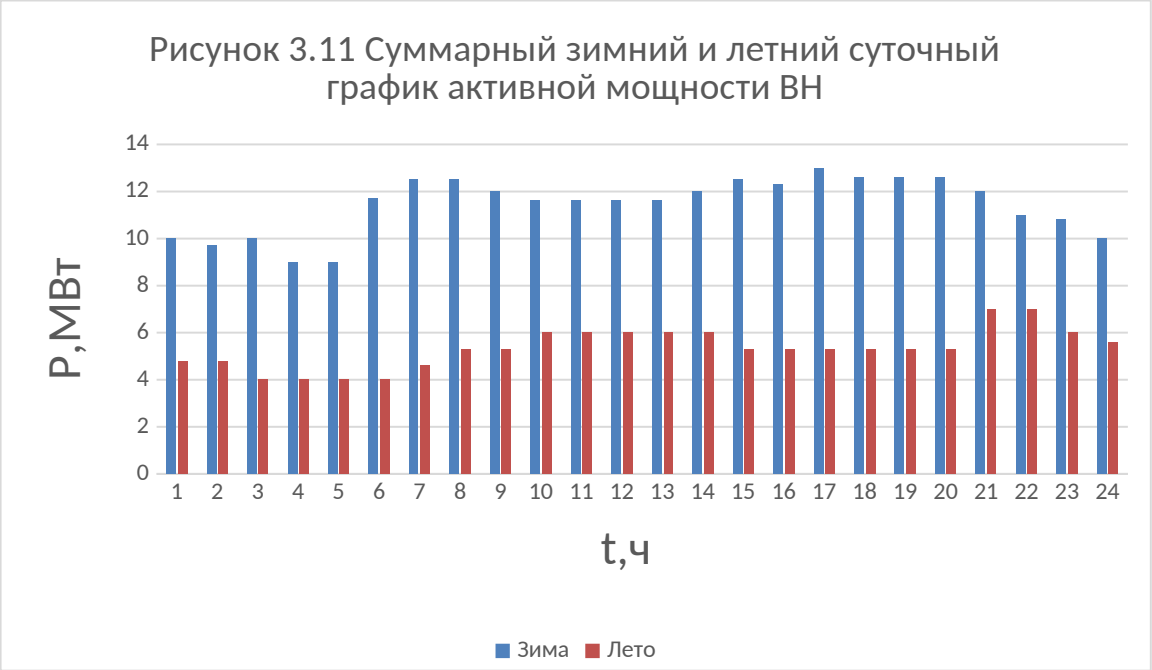
Суммарный зимний и летний суточный графи полной мощности СН

Рисунок 3.10



Суммарный зимний и летний суточный график активной мощности ВН

Рисунок 3.11



Суммарный зимний и летний суточный график полный мощности ВН

Рисунок 3.12



3.3 **Построение годового графика электрической нагрузки по данным таблиц**

Построение годового графика электрической нагрузки по продолжительности производится на основании графиков за зимние и летние сутки. При построении годового графика по оси ординат откладываются нагрузки, кВт, по оси абсцисс - часы года от 0 до 8760. Электрические нагрузки на графике располагаются в порядке убывания от P_{max} до P_{min}.
Продолжительность потребления электрической нагрузки Ti определяется по формуле:

$$Ti = ti * N, \quad (3.6)$$

где: ti – длительность ступеней суточных графиков;
N – количество календарных дней: $NЗИМ = 200$ *дней*, $NЛЕТ = 165$ *дней*.
Результаты расчетов сводим в таблицы $3.13 \div 3.18$.
Годовой график нагрузки по продолжительности представлен на рисунке 3.13.

Таблица данных для построения годового графика нагрузки по продолжительности НН 2005 г.

Таблица 3.13

P, МВт	$t, ч$	N, дни	$T, ч$
10,5	2	200	400
10	6	200	1200
9,5	8	200	1600
8,5	1	200	200
8	2	200	400
7,5	3	200	600
7	2	200	400
5	4	165	660
4,5	9	165	1485
4	6	165	990
3,5	3	165	495
2	2	165	330

Годовой график по продолжительности НН 2005 г.

Рисунок 3.13.

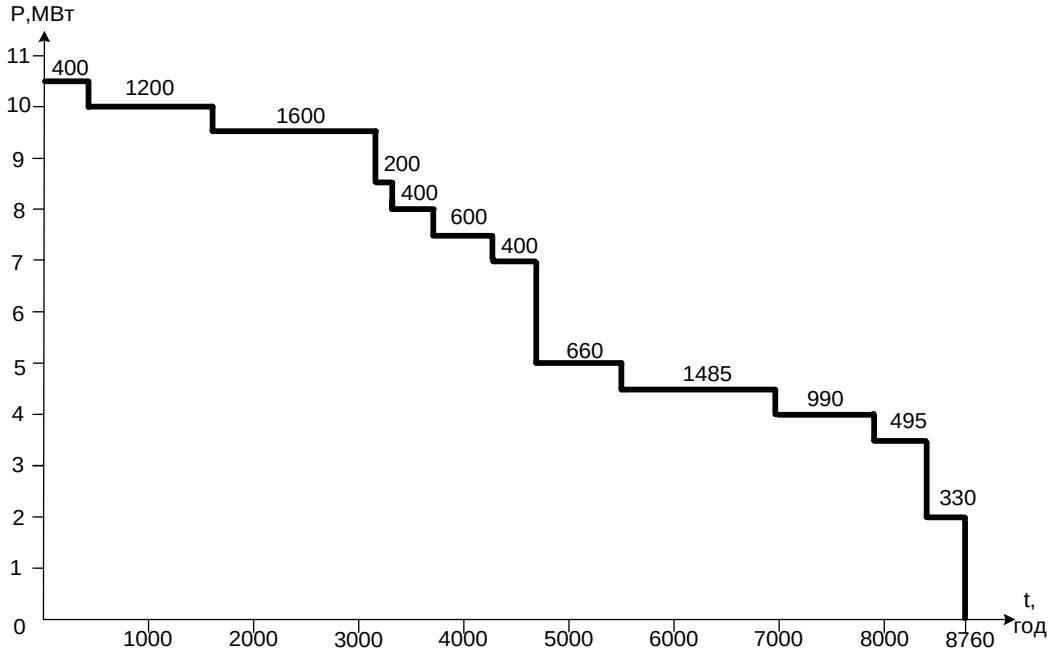


Таблица данных для построения годового графика электрической нагрузки по продолжительности на СН 2005 г.

Таблица 3.14

P, МВт	t, *ч*	N, дни	T, *ч*
1	24	200	4800
0,6	24	165	3960

Годовой график по продолжительности СН 2005 г

Рисунок 3.14.

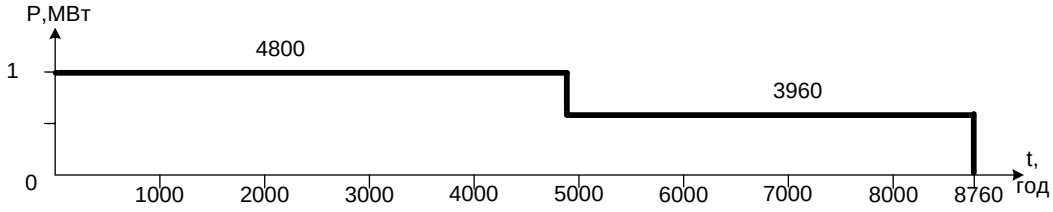


Таблица данных для построения годового графика электрической нагрузки по продолжительности на ВН 2005 г.

Таблица 3.15

P, МВт	t ,ч	N, дни	T ,ч
11,5	2	200	400
11	6	200	1200
10,5	8	200	1600
9,5	1	200	200
9	2	200	400
8,5	3	200	600
7,5	2	200	400
5,6	3	165	495
5,1	9	165	1485
4,6	6	165	990
4,1	4	165	660
3,6	2	165	330

Годовой график по продолжительности ВН 2005 г.

Рисунок 3.15.

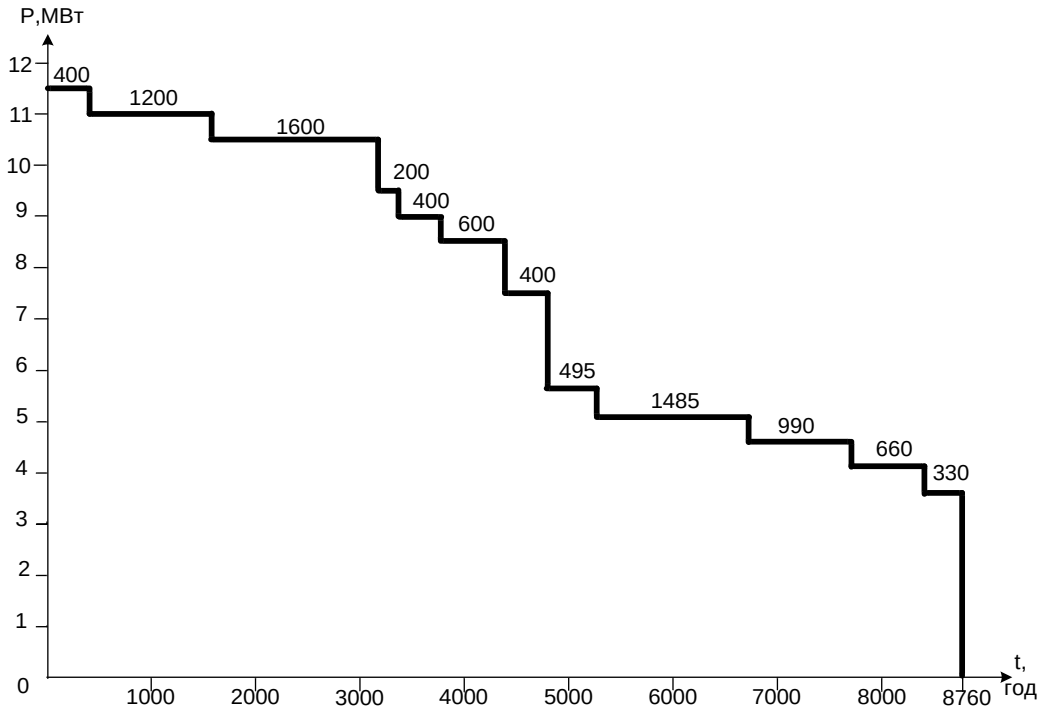


Таблица данных для построения годового графика электрической нагрузки по продолжительности на НН 2015 г.

Таблица 3.16

P, МВт	*t , ч*	N, дни	*T , ч*
12,5	1	200	200
12	5	200	1000
11,5	1	200	200
11	4	200	800
10,5	5	200	1000
9	4	200	800
8,6	1	200	200
8,3	2	200	400
6	2	165	330
5,5	6	165	990
5	9	165	1485
4	3	165	495
3,5	4	165	660

Годовой график по продолжительности НН 2015 г.

Рисунок 3.16.

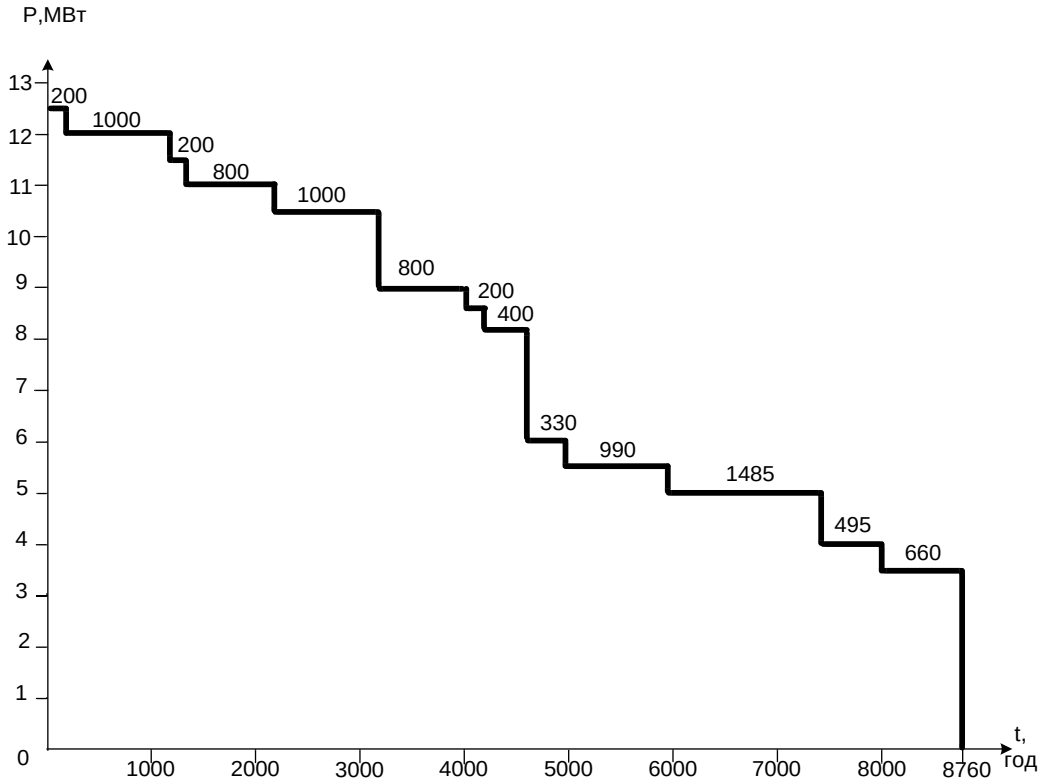


Таблица данных для построения годового графика электрической нагрузки по продолжительности на СН 2015 г.

Таблица 3.17.

P, МВт	t ,*ч*	N, дни	T ,*ч*
1	24	200	4800
0,6	24	165	3960

Годовой график по продолжительности СН 2015 г.

Рисунок 3.17.

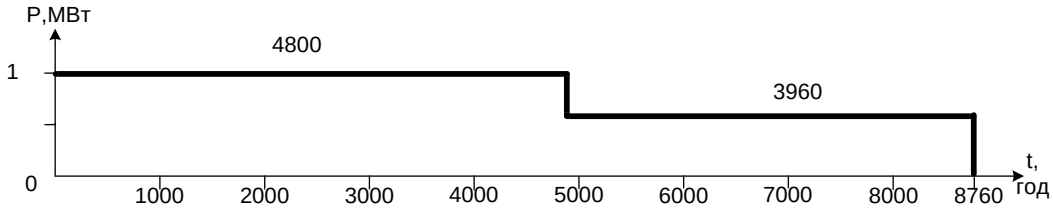


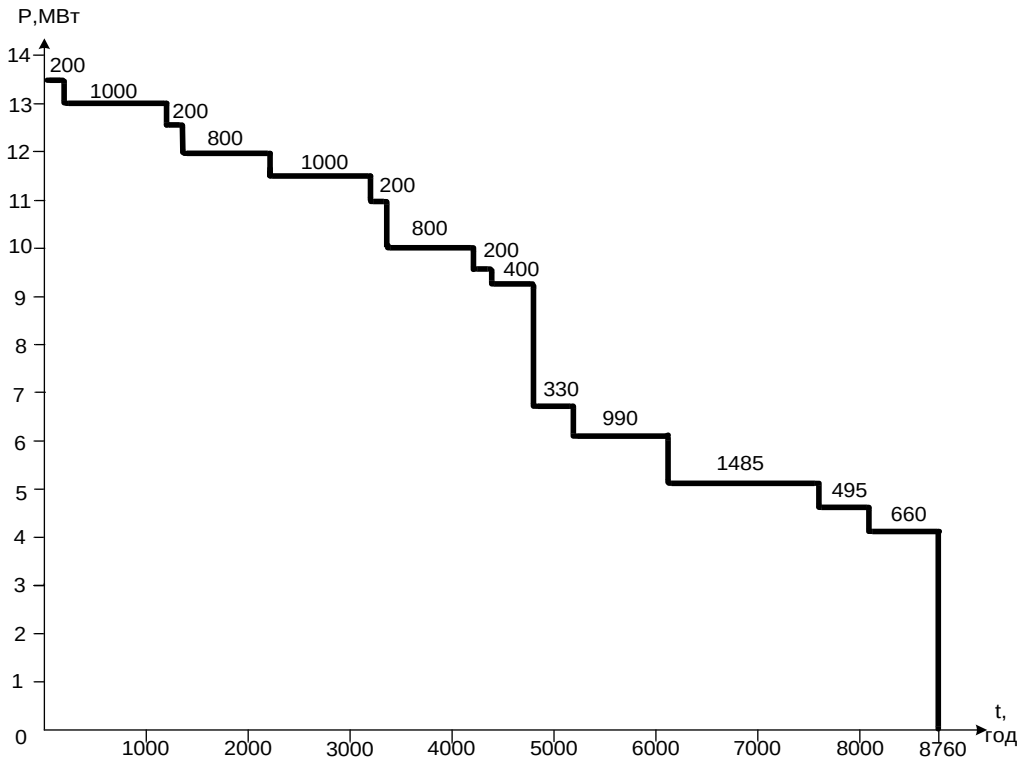
Таблица данных для построения годового графика электрической нагрузки по продолжительности на ВН 2015 г.

Таблица 3.18.

P, МВт	*t* , *ч*	N, дни	*T* , *ч*
13,5	1	200	200
13	5	200	1000
12,5	1	200	200
12	4	200	800
11,5	5	200	1000
10	4	200	800
9,6	1	200	200
9,3	2	200	400
6,6	2	165	330
6,1	6	165	990
5,6	9	165	1485
4,6	3	165	495
4,1	4	165	660

Годовой график по продолжительности ВН 2015 г.

Рисунок 3.18.



3.4 **Основные показатели и коэффициенты, характеризующие графики электрических нагрузок**

Годовое потребление активной энергии, $МВт*ч$:

$$W = \sum_{i=1}^{N} (P_i * T_i) \text{ ; (3.7)}$$

где: P_i - мощность і-ой ступени графика, МВт;

T_i – продолжительность і-ой ступени графика, ч.

$WHH = 10,6 \cdot 400 + 10 \cdot 1200 + 9,4 \cdot 1600 + 8,5 \cdot 200 + 8 \cdot 400 + 7,5 \cdot 600 + 7 \cdot 400 + 5 \cdot 660 + 4,5 \cdot 1485$

$МВт*ч$;

Остальные расчеты сводим в таблицу 3.19.

Средняя активная мощность за сутки, МВт:

$$P_{СР.З/Л} = \frac{W}{8760} \text{ ; (3.8)}$$

$$P_{СР.З/Л.НН} = \frac{59935}{8760} = 6,84 \text{ МВт;}$$

Остальные расчеты сводим в таблицу 3.19.

Годовое число часов использования максимума активной мощности $Pmax$ нагрузки, ч:

$$T_{\max} = \frac{W}{P_{\max}} \text{ ; (3.9)}$$

$$T_{\max НН} = \frac{59935}{10,5} = 5708 \text{ ч;}$$

Остальные расчеты сводим в таблицу 3.19.

Время максимальных потерь, ч:

$$\tau_{\max} = (0,124 + \frac{T_{\max}}{10000})^2 \cdot 8760 \text{ ; (3.10)}$$

$$\tau_{\max НН} = (0,124 + \frac{5708}{10000})^2 \cdot 8760 = 4229 \text{ ч;}$$

Остальные расчеты сводим в таблицу 3.19.

Коэффициент заполнения графика:

$$K_{ЗП} = \frac{P_{СР}}{P_{\max}}\ ; (3.11)$$

$$K_{ЗП.НН.ЗМ} = \frac{6,84}{10,5} = 0,65;\ K_{ЗП.НН.ЛТ} = \frac{6,84}{5} = 1,37;$$

Остальные расчеты сводим в таблицу 3.19.

Коэффициент неравномерности:

$$K_{НЕРАВ} = \frac{P_{\min}}{P_{\max}}\ ; (3.12)$$

$$K_{НЕРАВ.НН.ЗМ} = \frac{7}{10,5} = 0,66;\ K_{НЕРАВ.НН.ЛТ} = \frac{2}{5} = 0,4;$$

Остальные расчеты сводим в таблицу 3.19.

Коэффициент летнего снижения нагрузки:

$$K_{ЛТ.СНИЖ.НАГР.} = \frac{P_{\max.ЛТ}}{P_{\max.ЗМ}}\ ; (3.13)$$

$$K_{ЛТ.СНИЖ.НАГР.НН} = \frac{5}{10,5} = 0,48;$$

Остальные расчеты сводим в таблицу 3.19.

Основные показатели и коэффициенты, характеризующие графики нагрузок

Таблица 3.19.

Показатели	2005 г.			2015 г.		
	НН	СН	ВН	НН	СН	ВН
*Wгод., МВт*ч*	59935	7176	66993,5	67480	7176	74456
РСР. З/Л , МВт	6,84	0,82	7,65	7,7	0,82	8,5
Т max, ч	5708	7176	5825,5	5398,4	7176	5115,3
τ max, ч	4229	6204,6	4373,1	3660,4	6204,6	3538,2
КЗП. ЗМ	0,65	0,82	0,66	0,62	0,82	0,63
КЗП. ЛТ	1,37	1	1,36	1,28	1	1,29
Кнеравн. ЗМ	0,66	1	0,65	0,66	1	0,68
Кнеравн. ЛТ	0,40	1	0,64	0,66	1	0,62
Клетн. сниж. нагр.	0,48	0,6	0,49	0,46	0,6	0,48

3.5 Выбор силовых трансформаторов

Для условий нормальной работы на подстанции устанавливают два трехфазных трансформатора с номинальной мощностью каждого, рассчитанной в пределах от 60 до 70% максимальной нагрузки т.е. $Sн.тр.=(0,6,0,7)*Smax$. Несмотря на то, что отключения трансформаторов довольно редки, однако с такой возможностью следует считаться и при наличии потребителей I и II категорий устанавливают на ГПП два трансформатора. При аварии любой из трансформаторов, оставшийся в работе, должен обеспечить бесперебойное питание потребителей нагрузки. Мощность трансформаторов выбирается так, чтобы при отключении наиболее мощного из них на время ремонта или замены, оставшиеся в работе, с учетом их допустимой перегрузки и резерва по сетям среднего и низшего напряжений, обеспечивали питание нагрузки. Согласно ГОСТ в аварийном режиме допускается работа трансформатора с перегрузом на 40% не более 5 суток, и временем перегрузки не более 6 часов в сутки.

Расчетная мощность трансформатора определяется на основании построенных суточных графиков нагрузок, по которым находят максимальную нагрузку подстанции. Обычно мощность каждого трансформатора, двухтрансформаторной подстанции выбирают равной (0,65 ÷ 0,7) суммарной максимальной нагрузки подстанции.

Выбор трансформатора производим по зимнему суточному графику нагрузки 2015 г. Выбор мощности силовых трансформаторов производим с учетом аварийных и допустимых систематических перегрузок.

Суммарная максимальная нагрузка подстанции согласно рис.5:

$Smax$ = 14 МВА;

Мощность одного трансформатора, МВА:

$SHT = (0,65 \div 0,7) \cdot Smax$; (3.1)

$SHT = (0,65 \div 0,7) \cdot 14 = 9,1 \div 9,8 \ MBA$;

выбираем по табл. Пр 2.6. стр. 616 /1/ ближайший по мощности трансформатор:

ТДТН – 10000/110

Проверка:

Проверяем трансформатор перегрузочной способности:

Определяем коэффициент недогрузки К1:

$$K_1 = \frac{1}{S_{H.TP-PA}} \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{K} S_i^2 \cdot \Delta t_i}{\sum_{i=1}^{k} \Delta t_i}} \ , (3.2)$$

где: *Si* - ступень недогрузки;

Δti - длительность ступени.

$$K_1 = \frac{1}{10}\sqrt{\frac{9{,}7^2 \cdot 2}{2}} = 0{,}97 ;$$

Определяем коэффициент перегрузки – К2:

$$K_2 = \frac{1}{S_{H.TP\text{-}PA}}\sqrt{\frac{\sum S_i'^2 \cdot \Delta h_i}{\sum \Delta h_i}} ; (3.3)$$

где: S_i' - ступень перегрузки;

Δhi - длительность ступени.

$$K_2 = \frac{1}{10}\sqrt{\frac{10{,}5^2 \cdot 5 + 11{,}5^2 \cdot 1 + 12^2 \cdot 5 + 12{,}5^2 \cdot 4 + 13^2 \cdot 1 + 13{,}5^2 \cdot 5 + 14^2 \cdot 1}{22}} = 1{,}23$$

$$K_{\max} = \frac{S_{\max}}{S_{H.TP\text{-}PA}} ;$$

$$K_{\max} = \frac{14}{10} = 1{,}4$$

$$K_{\max} \cdot 0{,}9 = 1{,}4 \cdot 0{,}9 = 1{,}26$$

$$0{,}9 \cdot K_{\max} = 0{,}9 \cdot 1{,}4 = 1{,}26$$

$$K2 = 1{,}23 < 0{,}9 \cdot Kmax = 1{,}26$$

Выбираем для дальнейших расчетов $K2 = 0{,}9\ Kmax$

Определяем К2 доп , по справочной таблице 1.36 /2/.

$$K2\ don = 1{,}2$$

Т.к. $K2\ don = 1{,}2 < K2 = 1{,}26$, трансформатор ТДТН – 10000/110 проходит по систематическим перегрузкам.

При монтаже подстанции в 1987 году были установлены трансформаторы ТДТН – 10000/110, в связи с подъемом производства и ростом нагрузок в 1983 г. трансформаторы работали с перегрузкой.

В 1984 году при реконструкции трансформаторы ТДТН – 10000/110 были заменены на трансформаторы ТДТН – 16000/110. Так как в последнее время наблюдается рост нагрузок промышленных и бытовых нагрузок, оставляем трансформаторы: ТДТН – 16000/110

Проверка:

Проверяем трансформатор перегрузочной способности:

Определяем коэффициент недогрузки К1:

$$K_1 = \frac{1}{16}\sqrt{\frac{9{,}7^2 \cdot 2}{2}} = 0{,}6 \;;$$

Определяем коэффициент перегрузки – К2:

$$K_2 = \frac{1}{16}\sqrt{\frac{10{,}5^2 \cdot 5 + 11{,}5^2 \cdot 1 + 12^2 \cdot 5 + 12{,}5^2 \cdot 4 + 13^2 \cdot 1 + 13{,}5^2 \cdot 5 + 14^2 \cdot 1}{22}} = 0{,}74 \;;$$

$$K_{\max} = \frac{S_{\max}}{S_{H.TP\text{-}PA}} \;;$$

$$K_{\max} = \frac{14}{16} = 0{,}87 \;;$$

$$K_{\max} \cdot 0{,}9 = 0{,}87 \cdot 0{,}9 = 0{,}78 \;;$$

$K2 = 0{,}74 < 0{,}9 \cdot Kmax = 0{,}78;$

Выбираем для дальнейших расчетов $K2 = 0{,}9\ Kmax$;

Определяем К2 доп , по справочной таблице 1.36 /2/.

$K2\ доп = 1{,}2;$

Т.к. $K2\ доп = 1{,}2 > K2 = 0{,}78$, трансформатор ТДТН – 16000/110 проходит по систематическим перегрузкам.

Параметры выбранного трансформатора

Таблица 3.1.

Тип трансформатора	*Sном, МВА*	Пределы регулирования	*Uном обмоток, кВ*			ΔР К, кВт	ΔР Х, кВт	IX, %
			ВН	СН	НН			
ТДТН-16000/110	16	±9х1,78%	115	38,5	11	100	21	0,8

Тип трансформатора	крайнее ответвление (-ΔUРПН) UK, %			среднее ответвление (ΔUРПН=0) UK, %			Крайнее ответвление (+ΔUРПН) UK, %		
	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН
ТДТН-16000/110	9,5	16,4	6,0	10,5	17	6,0	11,69	18,5	6,0

3.6 **Составление схемы электрических соединений подстанции**

Главная схема электрических соединений электростанции (подстанции) — это совокупность основного электрооборудования (генераторы, трансформаторы, линии), сборных шин, коммутационной и другой первичной аппаратуры со всеми, выполненными между ними. в натуре соединениями.

Выбор главной схемы является определяющим при проектировании электрической части электростанции (подстанции), так как он определяет полный состав элементов и связей между ними. Выбранная главная схема является исходной при составлении принципиальных схем электрических соединений, схем собственных нужд, схем вторичных соединений, монтажных схем и т. д.

На чертеже главные схемы изображаются в однолинейном исполнении, при отключенном положении всех элементов установки. В некоторых-случаях допускается изображать отдельные элементы схемы в рабочем положении.

При выборе схем электроустановок должны учитываться следующие факторы:
Значение и роль электростанции или подстанции для
энергосистемы. Электростанции, работающие параллельно в энергосистеме, существенно отличаются по своему назначению. Одни из них, базисные, несут основную нагрузку, другие, пиковые, работают неполные сутки во время максимальных нагрузок, третьи несут электрическую нагрузку, определяемую их тепловыми потребителями (ТЭЦ). Разное назначение электростанций определяет целесообразность применения разных схем электрических соединений даже в том случае, когда количество присоединений одно и то же.

- Надёжность – повреждение в каком-либо присоединении или внутреннем элементе, по возможности, не должны приводить к потере питании исправных присоединений;
- Ремонтопригодность – вывод в ремонт, какого-либо присоединения или внутреннего элемента не должны, по возможности, приводить к потере питания исправных присоединений и снижению надёжности их питания;
- Гибкость – возможность быстрого восстановления питания исправных присоединений;
- Возможность расширения – возможность подключения к схеме новых присоединений без существенных изменений существующей части;
- Простота и наглядность – для снижения возможных ошибок эксплуатационного персонала;
- Экономичность – минимальная стоимость, при условии выполнения выше перечисленных требований.

Анализ надёжности схем электрических соединений осуществляется путём оценки последствий в различных аварийных ситуациях, которые могут возникнуть на

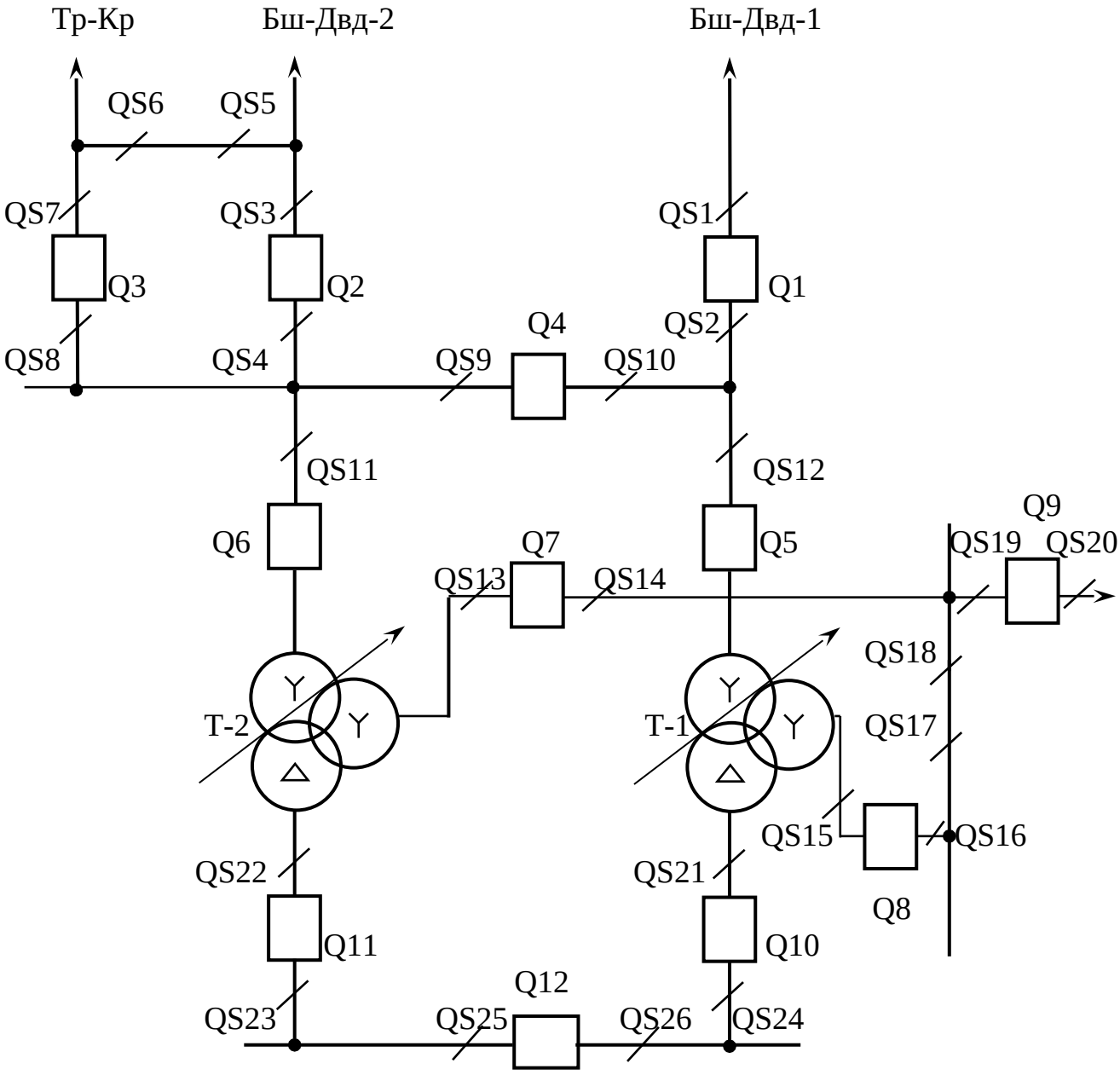
присоединениях и элементах главных схемам. Условно аварийные ситуации можно разбить на три группы:
- аварийные ситуации типа «отказ» - отказ какого-либо присоединения или элемента ГС, возникающий при нормально работающей главой схеме;
- аварийные ситуации типа «ремонт» - ремонт какого-либо присоединения или элемента главным схемам ГС;
- аварийные ситуации типа «ремонт + отказ» - отказ какого-либо присоединения или элемента главным схемам ГС, возникающий в период проведения ремонтов элементов главным схемам ГС.

Схема электрических соединений подстанции выбирается на основании требований к надежности, экономичности и маневренности, с учетом перспективы развития. Рекомендуется использовать типовые схемы РУ.
Для 2Х цепной подстанции 110 кВ с трансформаторами мощностью> 4 МВА
На высоком напряжении применяется типовая схема: одиночная секционированная выключателем система сборных шин, от второй секции питается отходящая ВЛ-110 кВ с неавтоматической перемычкой со стороны линии.

На среднем напряжении: применяется одиночная секционированная разъединителем система сборных шин.
На низком напряжении применяется одиночная секционированная система сборных шин.

Схема подстанции

Рисунок 3.1



На рисунке 3.1 представлена схема 2х-цепной подстанции $110/35/10$ *кВ*

Нормальный режим работы:

Питание осуществляется по линиям: Бш-Двд-1 и Бш-Двд-2.

Разъединители ремонтной перемычки: QS5, QS6 – отключены.

Выключатели: Q1, Q2, Q3, Q4, Q5, Q6, Q8, Q9, Q10, Q11– включены.

Выключатели: Q7, Q12 – отключены.

Т-1, Т-2 в работе.

Аварийный режим:

При коротком замыкании на Т-1, действием РЗА отключаются выключатели-Q5, Q8, Q810. Срабатывает АВР и включается выключатель Q7 и секционный выключатель Q12.
Питание потребителей осуществляется через трансформатор – Т-2.

3.7 **Выбор токоведущих частей на подстанции**

3.2.1 Выбор гибких проводов на ВН и СН

Сечение шин выбирается по экономической плотности тока и проверяется на стойкость к нагреву в форсированном режиме, термическую стойкость и по условиям коронирования.
Подсчитываем ток в рабочем режиме, А:

$$I_{НОРМ} = \frac{S_{\max ВН}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН} \cdot 2} \text{ ; (3.2.1)}$$

где: *Smax ВН* - максимальная полная мощность подстанции, МВА;
UВН - номинальное высокое напряжение, *кВ*.

$$I_{НОРМ} = \frac{14}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 36{,}74 \text{ А.}$$

Сечение проводников выбирается по экономической плотности тока. Подсчитывается экономическое сечение, мм2:

$$q_{эк} = \frac{I_{НОРМ}}{j_{эк}} \text{ ; (3.2.2)}$$

где: I НОРМ – ток в рабочем режиме, А;
jэк - экономическая плотность тока, А/мм2 (определяется в зависимости от *Tmax ПС*) по таблице П8. стр.35 /4/.
Tmax ПС = 5115,3 ч;
jэк = 1 А/мм2 по таблице П8. стр.35 /4/.

$$q_{эк} = \frac{36{,}74}{1} = 36{,}74 \text{ мм2.}$$

Выбираем ближайшее стандартное сечение по таблице 3.158./5/.
Выбираем провод марки: АС - 50/8 мм2, *Iдоп* = 210 *А*.
Согласно /3/ по условию механической прочности сечение алюминиевого провода должно быть не менее 70 мм2.
Выбираем провод марки: АС - 70/11 мм2, *Iдоп* = 265 *А*.

Проверка:
По форсированному режиму:
Условие проверки: $IФ < Iдоп$
Считается ток форсированного режима:

$IФ = 2 \cdot IНОРМ$; (3.2.3)
$IФ = 2 \cdot 36,74 = 73,48$ А.

Вывод: т. к. $IФ = 73,48\ A. < Iдоп = 265\ A$ - провод проходит по условию форсированного режима.
2. Проверка по термической стойкости не производится, т.к. токопровод выполнен голыми проводами на открытом воздухе.
3. По условию короны:
При проверке проводов по условиям коронирования должно выполняться условие:

$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E0$ (3.2.4)

где: Е – напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода, $кВ/см$;
Е0 – критическая начальная напряженность поля, при которой возникает разряд в виде короны, $кВ/см$.

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{ВН}}{r_0 \cdot \lg\left(D_{СР} / r_0\right)}$$; (3.2.5)

где: r0– радиус провода, см;
r0 = DПР / 2=1,14/2 = 0,57;
DПР – диаметр провода, см таблице 3.158./7/.
Dср – среднегеометрическое расстояние между проводами фаз, см,
Dср = 1,26·D =1,26·300 = 378;
D = 300 расстояние между проводами фаз, см.

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + 0,299 / \sqrt{r_0}\right)$$; (3.2.6)

где: m=0,82 – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода.
По формулам (3.2.5) и (3.2.6) определим значения Е и Е0:

$$E = \frac{0{,}354 \cdot 110}{0{,}57 \cdot \lg\left(378 / 0{,}57\right)} = 24{,}34 кВ/см$$;

$$E_0 = 30{,}3 \cdot 0{,}82 \cdot \left(1 + 0{,}299 / \sqrt{0{,}57}\right) = 34{,}54 кВ/см$$;

$1{,}07 \cdot E \quad 0{,}9 \cdot E0$;

Вывод: т. к. $1{,}07 \cdot 24{,}34 = 26{,}04 < 0{,}9 \cdot 34{,}54 = 31{,}08$ - провод проходит по условию короны.

По условию механической прочности согласно /3/ сечение алюминиевого провода должно быть не менее 70 мм2.

Вывод: в нашем случае - АС95/16 – сечение $95 \ мм2 > 70 \ мм2$, проходит по условию механической прочности.

В настоящее время на ПС «ТП-2А» питание по ВЛ-110кВ Бш-Двд 1 и 2 осуществляется проводом АС 120/19; отходящая ВЛ-110кВ Тр-Кр -АС 120/19; отходящая ВЛ-35кВ Бр-Бзв -АС 120/19; шины 110кВ-АС 120/19; шины 35кВ-АС 120/19. Так как эти провода удовлетворяют всем проверочным условиям то заменять их другими нецелесообразно.

3.8 **Выбор токопровода от трансформатора до ЗРУ и ЗРУ**

Выбираются шины прямоугольного сечения марки А.

В соответствии с /3/ токопровод в ЗРУ выполняем алюминиевыми жесткими шинами прямоугольного сечения.

Выбор производим по допустимому току и экономической целесообразности, и проверяется на термическую стойкость и электродинамическую стойкость:

$IФ.P. \leq Idon$ (3.2.7)

$$I_{ф.р.} = \frac{S_{\max НН}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН}} = \frac{13}{\sqrt{3} \cdot 10} = 750{,}58$$ А; (3.3.8)

где: *Smax* ВН - максимальная полная мощность подстанции, МВА;

UВН - номинальное высокое напряжение, *кВ*.

$$q_{расч} = \frac{I_{ф.р.}}{j_Э} = \frac{750{,}58}{1} = 750{,}58 мм^2$$; (3.3.9)

$jЭ = 1$ для алюминиевых шин при $Tmax = 5398{,}4$ *час*.

Выбираем по таблице 6.6. /6/ алюминиевые однополосные шины сечением $60 \ x \ 6 \ c \ I \ don = 870 A$. т.к. $IФ.P. = 750{,}58 \ A < Idon = 870 \ A$. Расположение шин горизонтальное, расстояние между фазами $0{,}3 \ м$.

Проверка:

По термической стойкости:

Условие проверки: $qmin \leq q$, (3.3.10)

где: *qmin* - минимальное сечение по термической стойкости, мм2.

q - выбранное сечение, мм2.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \quad (3.3.11)$$

где: B_K – тепловой импульс, $кА^2 с$;
С = 91 – коэффициент, учитывающий материал проводника, для алюминевых шин (определяется по таблице П.12/4/).

$$B_K = I^2_{П.К3} \cdot (t_{Р.З.\max} + t_{П.В.} + T_a)$$
$$t_{Р.З.\max} = 1 \text{ с}; \; t_{П.В.} = 0{,}04 \text{ с}; \; T_a = 0{,}045 \text{ с}.$$

$$B_K = 7{,}56^2 \cdot (1 + 0{,}04 + 0{,}045) = 620{,}1 \text{ кА2} \cdot \text{с};$$
$$q_{\min} = \frac{\sqrt{620{,}1}}{91} = 273{,}6 мм^2 < q = 60 \cdot 6 = 360 мм^2;$$

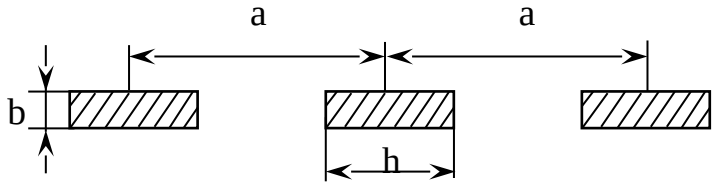
Вывод: Шины 60×6 мм проходят по термической стойкости.
На механическую прочность:

Шины механически прочны если: $\sigma расч \le \sigma доп$; (3.3.12)

где: $\sigma доп$ - допустимое механическое напряжение в материале шин, для алюминия $\sigma доп = 40 \; МПа$ (определяется по таблице 3.2 /4/)
Напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента, МПа:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i^2_{уд} \cdot l^2}{W \cdot a} \quad (3.3.13)$$

где: W - момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, $см3$;
а - расстояние между фазами, м;
l - длина пролета между опорными изоляторами шинной конструкции, м;
iуд – ударный ток при $КЗ, А$;
Расположение шин.



где: b и h - размеры шин, см;
а - расстояние между фазами, м.
Определяется момент сопротивления, см3:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{0{,}6 \cdot 6^2}{6} = 3{,}6$$ см3; (4.3.14)

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{14060^2 \cdot 2^2}{3{,}6 \cdot 0{,}3} = 12{,}6$$ МПа;

Вывод: т.к. $\sigma расч = 12{,}6\ МПа < \sigma доп = 40\ МПа$ – шины 60×6 мм проходят по механической прочности.

В настоящее время на ПС «ТП-2а» токопровод от трансформатора до ЗРУ выполнен шинами 2хА(100х10) и токопровод в ЗРУ выполнен шинами АТ 80х10 так как эти шины удовлетворяют всем проверочным условиям то с учетом перспективы увеличения нагрузок заменять их другими нецелесообразно.

3.9 **Выбор кабельных линий на РП**

Выбор кабельных линий производим по нагреву и экономической плотности тока.

Кабельные линии к РП имеют возможность двухстороннего питания.

Выбирается кабель РП Ф31-10кВ:

Ток нормального режима, А:

$$I_{норм.РП} = \frac{S_{max\,РП}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН}}$$; (3.4.15)

где: *Smax* РП – максимальная полная мощность $РП,\ МВА$;

UНН - номинальное напряжение на низкой стороне, $кВ$;

$$I_{норм.РП} = \frac{2{,}5}{\sqrt{3} \cdot 10} = 144{,}34$$ А.

Сечение проводников выбирается по экономической плотности тока.

Подсчитывается экономическое сечение, мм2:

$$q_{эк} = \frac{I_{норм.РП}}{j_{эк}}$$; (3.4.16)

где: $Iнорм.РП$ - ток в рабочем режиме, А;

$jэк$ - экономическая плотность тока, А/ мм (определяется в зависимости от $Тмах.РП$) по таблице П.8/4/.

$ТмахРП = 5398{,}4\ ч \rightarrow jэк = 1{,}2\ А/мм2.$

$q_{эк} = \frac{144,34}{1,2} = 120,3$ мм2.

Выбирается ближайшее большее сечение по таблице П.10 /4/.

Выбираем кабель: ААБ-10 (3×150), $Iдоп = 275\ A$.

Проверка:

1. По форсированному режиму:

Условие проверки: $IФ < I'доп$ (4.4.17)

Считается ток форсированного режима:

$IФ = 2 \cdot IНОРМ.РП$; (3.4.18)

$IФ = 2 \cdot 144,34 = 288,68\ A$.

Допустимый ток с учетом поправочного коэффициента:

$I'_{доп} = K \cdot I_{доп}$ (3.4.19)

где: К - коэффициент, учитывающий число параллельно проложенных кабелей (для двух кабелей, и расстоянии в свету между кабелями принимаем 100 мм, $K = 0,9$).

$I'_{доп} = 0,9 \cdot 275 = 247,5$ А

Вывод: т. к. $IФ = 288,68\ A. > I'доп = 247,5\ A$ - кабель ААБ-10 (3×150) не проходит по условию форсированного режима.

Выбираем кабель: $ААБ\text{-}10\ (3 \times 185),\ Iдоп = 310\ A$.

Проверка:

Условие проверки: $IФ < I'доп$

$I'_{доп} = 0,9 \cdot 310 = 279$ А.

Вывод: т. к. $IФ = 288,68\ A. > I'доп = 279\ A$ - кабель ААБ-10 (3×185) не проходит по условию форсированного режима.

Выбираем кабель: $ААБ\text{-}10\ (3 \times 240),\ Iдоп = 355\ A$.

Проверка:

Условие проверки: $IФ < I'доп$

$I'_{доп} = 0,9 \cdot 355 = 319,5$ А.

Вывод: т. к. $IФ = 288,68\ A. < I'доп = 319,5\ A$ - кабель ААБ-10 (3×240) проходит по условию форсированного режима.

По термической стойкости:

Условие проверки: $q_{\min} < q$ (3.4.20)

Определяется минимальное сечение кабеля, отвечающее требованию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_к}}{C}$$, (3.4.21)

где: $Bк$ - тепловой импульс, $кА2\ с$;

С - коэффициент, учитывающий материал проводника (определяется по таблице П.12/4/), С = 92 Ас1/2/ мм2.

$$B_к = I^2_{П.К3} \cdot (t_{р.з.\max} + t_{П.В.} + T_а)$$, $А2\ с$; (3.4.22)

где: $tp.з.max = 0{,}5\ c$; $tn.в. = 0{,}04\ c$ - для ВВЭ-М –10-20 (определяется по таблице П.15/4/);

Та – постоянная затухания апериодической составляющей тока КЗ, определяется по таблице 2.1/4/.

$B_к = 7{,}56^2 \cdot (0{,}5 + 0{,}04 + 0{,}045) = 33434856$ А2· с;

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{33434856}}{92} = 62{,}85$$ мм2.

Вывод: т.к. $q_{\min} = 62{,}85$ мм2 < $q = 240$ мм2. кабель ААБ-10 (3×240) проходит по условию термической стойкости.

Остальные расчеты выбора КЛ к РП сводим в таблицу 3.1.

Выбор кабелей, отходящих к РП

Таблица 3.1.

№	№РП	*Iнорм, А*	*IФ.Р, А*	*qэк, ММ2*	*qст, ММ2*	*qmin, ММ2*	*Кабель ААБ-10*	*IДОП А*	*I'ДОП А*
4	Узкое	14,4	28,8	12	16	62,85	(3 х 70)	165	148,5
5	Микрорайон	40,46	80,92	33,72	35	62,85	(3 х 70)	165	148,5
6	Котельная	86,6	173,2	72,2	95	62,85	(3 х 95)	205	184,5
8	Микрорайон	144,4	288,8	198,7	240	62,85	(3 х 240)	355	319,5
10	Микрорайон	144,4	288,8	198,7	240	62,85	(3 х 240)	355	319,5
12	Гагарина	40,46	80,92	33,72	35	62,85	(3 х 70)	165	148,5
14	Моряк	23	46	19,2	25	62,85	(3 х 70)	165	148,5
16	КНС	86,6	173,2	72,2	95	62,85	(3 х 95)	205	184,5
18	Микрорай	28,8	57,6	24	25	62,85	(3 х 70)	165	148,5

	он								
19	ЦРБ	40,46	80,92	33,72	35	62,85	(3 *x* 70)	165	148,5
20	Водозабор	40,46	80,92	33,72	35	62,85	(3 *x* 70)	165	148,5
22	Администрация	4,62	9,24	3,85	10	62,85	(3 *x* 70)	165	148,5
25	Микрорайон	144,4	288,8	198,7	240	62,85	(3 *x* 240)	355	319,5
26	ЗАО-2000	9,82	19,64	8,2	10	62,85	(3 *x* 70)	165	148,5
28	СРЗ	98,15	196,3	81,79	95	62,85	(3 *x* 95)	205	184,5
29	СРЗ	98,15	196,3	81,79	95	62,85	(3 *x* 95)	205	184,5
30	СРЗ	98,15	196,3	81,79	95	62,85	(3 *x* 95)	205	184,5
31	Микрорайон	144,4	288,8	198,7	240	62,85	(3 *x* 240)	355	319,5
32	СРЗ	98,15	196,3	81,79	95	62,85	(3 *x* 95)	205	184,5
33	СРЗ	98,15	196,3	81,79	95	62,85	(3 *x* 95)	205	184,5
34	СРЗ	98,15	196,3	81,79	95	62,85	(3 *x* 95)	205	184,5

3.10. **Выбор электрических аппаратов**

3.10.1 Выбор выключателя на ВН

Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения тока. На ВН выбирается выключатель по таблице П.14 /4/ типа: ВГБ-110-25/1250У1 – выключатель элегазовый, баковый с электромагнитным приводом, на напряжение $110\ кВ$, для умеренно климата, наружной установки.

Технические характеристики выключателя ВГБ-110-25/1250У1

Таблица 3.10.1.

Промышленное напряжение		$Uном = 110\ кВ$
Номинальный ток		$Iном = 1250\ А$
Номинальный ток отключения		$Iоткл. = 25\ кА$
Ток электродинамической стойкости	максимальное пиковое значение	$iдин = 64\ кА$
	действующее значение	$Iдин = 25\ кА$
Ток термической стойкости		$Iтерм. = 25\ кА$
Время действия тока термической стойкости		$tтерм. = 3\ с$
Собственное время отключения		$tсв,откл = 0{,}03$
Полное время отключения		$tпв = 0{,}06\ с$
Собственное время включения		$tсв.вкл = 0{,}1$

Проверка:

1. По способности отключать симметричный ток КЗ.

Условие проверки: $IП.К1 \quad Iоткл$ (3.10.1)

Вывод: т.к. $IП.К1 = 2{,}77\ кА < Iоткл = 25\ кА$ выбранный выключатель проходит по способности отключать симметричный ток КЗ.

2. По способности отключать апериодическую составляющую тока КЗ.

Условие проверки:

$$\sqrt{2}\cdot I_{П.К1} + i_{a\tau} \le \sqrt{2}\cdot I_{откл}\cdot\left(1+\frac{\beta_н}{100}\right) \quad (3.10.2)$$

где: iаτ - апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов, кА;

$\beta н$ – нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, %.

а) $i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{П.К1} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}$ (3.10.3)

где: τ- время расхождения контактов, с;
$tc.в$ - собственное время отключения, определяется по таблице П.14, /4/.
$Ta = 0{,}05$ - постоянная затухания апериодической составляющей тока КЗ, определяется из таблицы 2.1/4/.
$\tau = tp.з.мин + tc.в. = 0{,}01 + 0{,}035 = 0{,}045 \ c$;

$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 2{,}77 \cdot e^{-\frac{0{,}045}{0{,}115}} = 2{,}6$ кА;

$\sqrt{2} \cdot 2{,}77 + 2{,}6 = 6{,}52$ кА.

б) $\sqrt{2} \cdot I_{откл} \cdot (1 + \frac{\beta_н}{100})$

где: βн - нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, определяется по П.13 /4/.
$\beta н = 35\%$ ($при \ \tau = 0{,}045 c$)

$\sqrt{2} \cdot 6{,}52 \cdot (1 + \frac{35}{100}) = 12{,}41$ кА

Вывод: т.к. $\sqrt{2} \cdot 2{,}77 + 2{,}6 = 6{,}52$ кА < $\sqrt{2} \cdot 6{,}52 \cdot (1 + \frac{35}{100}) = 12{,}41$ кА Выключатель проходит по способности отключать апериодическую составляющую тока КЗ.
3. По электродинамической стойкости.
Условие проверки: $IП.К1 \le Iдин \ и \ iуд.К1 \le i \ дин$ (4.5.4)

$$IП.К1 = 2{,}77 \ кА < Iдин = 25 \ кА \ ; \ iуд.К1 = 7{,}05 \ кА < iдин = 64 \ кА$$

Вывод: выключатель проходит по динамической стойкости.

4. По термической стойкости.
Условие проверки:

$Bк \le I^2_{терм} \cdot t_{терм}$ (3.10.5)

где: $B_к$ - тепловой импульс, кА2 ·с;

$I^2_{терм}$ - ток термической стойкости, кА2;

$t_{терм}$ - время термической стойкости, с.

а) $B_K = I^2_{П.К1} \cdot (t_{Р.З.\max} + t_{П.В.} + T_a)$ (7.6)

$t_{Р.З.\max} = 1$ с; $t_{П.В.} = 0{,}06$ с; $T_a = 0{,}115$ с.

$B_K = 2{,}77^2 \cdot (1 + 0{,}06 + 0{,}115) = 9{,}02$ кА2 ·с;

б) $I^2_{терм} \cdot t_{терм} = 25^2 \cdot 3 = 1875$ кА2 с.

Вывод: т.к. $9{,}02\ кА2 \cdot с < 1875\ кА2$ ·с выключатель проходит по термической стойкости.

Выбор выключателя на стороне ВН

Таблица 3.10.2

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$Uуст \le Uном$	$Uуст = 110\ кВ$	$Uном = 110\ кВ$
$IФ.Р. \le Iном$	$IФ.Р. = 73{,}48\ А$	$Iном = 1250\ А$
$IП.К1 \le Iоткл.$	$IП.К1 = 2{,}77\ кА$	$Iоткл. = 25\ кА$
	6,52 кА	12,41 кА
$IП.К1 \le Iдин$ $iуд.К1 \le iдин$	$IП.К1 = 2{,}77\ кА$ $iуд.К1 = 7{,}05\ кА$	$Iдин = 25\ кА$ $iдин = 64\ кА$
	$Bк = 9{,}02\ кА2 \cdot с$	$= 1875\ кА2 \cdot с$

Вывод: выключатель ВГБ-110-25/1250У1 подходит по всем параметрам.

3.10.2 Выбор разъединителей на стороне ВН

Разъединитель – это контактный коммутационный аппарат, предназначенный для отключения и включения электрической цепи без тока или с незначительным током. При ремонтных работах разъединителем создаётся видимый разрыв между частями, оставшимися под напряжением и аппаратами, выведенными в ремонт. Разъединители позволяют производство следующих операций:

- отключение и включение нейтрали трансформаторов и заземляющих дугогасящих реакторов при отсутствии в сети замыкания на землю;
- зарядного тока шин и оборудования всех напряжений (кроме батарей конденсаторов);
- нагрузочного тока до 15А трёхполюсными разъединителями наружной установки при напряжении 10 *кВ* и ниже. К разъединителям предъявляются следующие требования:
- создание видимого разрыва в воздухе, электрическая прочностькоторого соответствует максимальному импульсному напряжению;
- электродинамическая и термическая стойкость при протекании токов короткого замыкания;
- исключение самопроизвольных отключений;
- чёткое включение и отключение при наихудших условиях работы (обледенение, ветер).

На ВН выбирается разъединитель по таблице П.16 /4/ типа:
РДЗ –110/1000УХЛ1 – разъединитель, двухколонковый с заземляющими ножами на напряжение 110 кВ. Для умеренно-холодного климата, наружной установки.

$U_{ном} = 110\ кВ;$

$I_{ном} = 1000\ А;$

$i_{дин} = 80\ кА;$

$I_{терм.} = 31{,}5\ кА.$

Проверка:

Выбор разъединителей на стороне ВН

Таблица 3.10.3

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст} \le U_{ном}$	$U_{уст} = 110\ кВ$	$U_{ном} = 110\ кВ$
$I_{Ф.Р.} \le I_{ном}$	$I_{Ф.Р.} = 73{,}48\ А$	$I_{ном} = 1000\ А$
$i_{удК}1 \le i_{дин}$	$i_{удК}1 = 7{,}12\ кА$	$i_{дин} = 80\ кА$
$B_K \le I^2_{терм} \cdot t_{терм}$	$B_к = 9{,}02\ кА2 \cdot с$	$I^2_{терм} \cdot t_{терм} =$ 1875 кА2 ·с

Вывод: разъединитель РДЗ – 110 / 1000 УХЛ 1 подходит по всем показателям.

3.10.3 Выбор выключателя на СН

На СН выбирается выключатель по таблице П.14 /4/ типа:
ВГБЭ-35-12,5/630УХЛ1 – выключатель элегазовый, баковый с электромагнитным приводом, на напряжение $35\ кВ$, для умеренно-холодного климата, наружной установки.

Технические характеристики выключателя ВГБЭ-35-12,5/630УХЛ1

Таблица 3.10.4.

Промышленное напряжение		*Uном* = 35 *кВ*
Номинальный ток		*Iном* = 630 *А*
Номинальный ток отключения		*Iоткл*. = 12,5
Ток электродинамической стойкости	максимальное пиковое значение	*iдин* = 35 *кА*
	действующее значение	*Iдин* = 12,5 *кА*
Ток термической стойкости		*Iтерм*. = 12,5 *к*
Время действия тока термической стойкости		*tтерм*. = 3 *с*
Собственное время отключения		*tсв* = 0,04 *с*
Полное время отключения		*tпв* = 0,065 *с*

Проверка:

1. По способности отключать симметричный ток КЗ.

Условие проверки: $IП.К2 \quad Iоткл$ (3.5.7)

Вывод: т.к. $IП.К2 = 3{,}02\ кА < Iоткл = 12{,}5\ кА$

выбранный выключатель проходит по способности отключать симметричный ток КЗ.

2. По способности отключать апериодическую составляющую тока КЗ.

Условие проверки:

$$\sqrt{2}\cdot I_{П.К2} + i_{a\tau} \le \sqrt{2}\cdot I_{откл}\cdot\left(1+\frac{\beta_н}{100}\right) \quad (3.5.8)$$

где: iат – апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов, кА;

βн – нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, %.

а) $i_{a\tau} = \sqrt{2}\cdot I_{П.К2}\cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}$ (3.5.9)

где: τ- время расхождения контактов, с;

$tс.в$-- собственное время отключения, определяется по таблице П.14 /4/.

$Ta = 0{,}115$ - постоянная затухания апериодической составляющей тока КЗ, определяется из таблицы 2.1/4/.

$\tau = tр.з.мин + tс.в. = 0{,}01 + 0{,}04 = 0{,}05\ с$;

$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 3{,}02 \cdot e^{-\frac{0{,}05}{0{,}115}} = 2{,}76$ кА;

$\sqrt{2} \cdot 3{,}02 + 2{,}76 = 7{,}03$ кА.

б) $\sqrt{2} \cdot I_{откл} \cdot (1 + \frac{\beta_н}{100})$

где: βн - нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, определяется по П.13 /4/. βн = 30% (при τ = 0,05с)

$\sqrt{2} \cdot 12{,}5 \cdot (1 + \frac{30}{100}) = 22{,}98$ кА;

Вывод: т.к. $\sqrt{2} \cdot 3{,}02 + 2{,}76 = 7{,}03$ кА < $\sqrt{2} \cdot 12{,}5 \cdot (1 + \frac{30}{100}) = 22{,}98$ кА выключатель проходит по способности отключать апериодическую составляющую тока КЗ.

3. По электродинамической стойкости.

Условие проверки: $IП.К2 \le Iдин$ и $iуд.К2 \le i\ дин$ (7.10)

$IП.К2 = 3{,}02\ кА < Iдин = 20\ кА$; $iуд.К2 = 8{,}2\ кА < iдин = 35\ кА$

Вывод: выключатель проходит по динамической стойкости.

4. По термической стойкости.

Условие проверки:

$Bк \le I^2_{терм} \cdot t_{терм}$ (3.10.11)

где: $Bк$ - тепловой импульс, кА2 ·с;

$I^2_{терм}$ - ток термической стойкости, кА2;

$tтерм$ - время термической стойкости, с.

а) $B_К = I^2_{П.К2} \cdot (t_{Р.З.\max} + t_{П.В.} + T_a)$ (3.10.12)

$t_{Р.З.\max} = 1$ с; $t_{П.В.} = 0{,}065$ с; $T_a = 0{,}115$ с.

$B_К = 3{,}02^2 \cdot (1 + 0{,}065 + 0{,}115) = 10{,}76$ кА2 ·с;

б) $I^2_{терм} \cdot t_{терм} = 12{,}5^2 \cdot 3 = 468{,}75$ кА2 с.

Вывод: т.к. $10{,}76\ кА2 \cdot с < 468{,}75\ кА2$ ·с выключатель проходит по термической стойкости.

Выбор выключателя на стороне СН

Таблица 3.10.5.

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 35$ кВ	$U_{ном} = 35$ кВ
$I_{Ф.Р.} \leq I_{ном}$	$I_{Ф.Р.} = 16{,}5$ А	$I_{ном} = 630$ А
$I_{П.К}2 \leq I_{откл.}$	$I_{П.К}2 = 3{,}02$ кА	$I_{откл.} = 12{,}5$ кА
	7,03 кА	22,98 кА
$I_{П.К}2 \leq I_{дин}$ $i_{уд.К}2 \leq i_{дин}$	$I_{П.К}2 = 3{,}02$ кА $i_{уд.К}2 = 8{,}2$ кА	$I_{дин} = 20$ кА $i_{дин} = 35$ кА
	$B_к = 10{,}76$ кА2 ·с	= 468,75 кА2 ·с

Вывод: выключатель ВГБЭ-35-12,5/630УХЛ1 подходит по всем параметрам.

3.10.4 Выбор разъединителей на стороне СН

На СН выбирается разъединитель по таблице П.16 /4/ типа: РДЗ –35/1000УХЛ1 – разъединитель, двухколонковый с заземляющими ножами на напряжение 35 *кВ*. Для умеренно-холодного климата, наружной установки.

$U_{ном} = 35$ *кВ;*

$I_{ном} = 1000$ *А;*

$i_{дин} = 63$ *кА*

$I_{терм.} = 25$ *кА*.

Проверка:

Выбор разъединителей на стороне СН

Таблица 3.10.6

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст} \le U_{ном}$	$U_{уст} = 35$ *кВ*	$U_{ном} = 35$ *кВ*
$I_{Ф.Р.} \le I_{ном}$	$I_{Ф.Р.} = 16{,}5$ *А*	$I_{ном} = 1000$ *А*
$i_{удК} 2 \le i_{дин}$	$i_{удК} 2 = 8{,}2$ *кА*	$i_{дин} = 63$ *кА*
	$B_к = 10{,}76$ *кА* $2 \cdot c$	$468{,}75$ *кА* $2 \cdot c$

Вывод: разъединитель РДЗ – 35 / 1000 УХЛ 1 подходит по всем показателям.

3.10.5 Выбор выключателей на НН

3.10.5.1 Выбор вводного выключателя на НН

На НН выбирается выключатель по таблице П.15 /4/ типа:

ВВЭ-М-10-20/1000 – выключатель вакуумный, с электромагнитным приводом, на напряжение 10 *кВ*.

Технические характеристики выключателя ВВЭ-М-10-20/1000

Таблица 3.10.7.

Промышленное напряжение		*Uном* = 10 *кВ*
Номинальный ток		*Iном* = 1000 *А*
Номинальный ток отключения		*Iоткл.* = 20 *к*
Ток электродинамической стойкости	максимальное пиковое значение	*iдин* = 52 *кА*
	действующее значение	*Iдин* = 20 *кА*
Ток термической стойкости		*Iтерм.* = 20 *кА*
Время действия тока термической стойкости		*tтерм.* = 3 *с*
Собственное время отключения		*tсв* = 0,1 *с*
Полное время отключения		*tпв* = 0,04 *с*

Проверка:

1. По способности отключать симметричный ток КЗ.

Условие проверки: $IП.К3 \quad Iоткл$ (4.5.13)

Вывод: т.к. $IП.К3 = 7{,}56\ кА < Iоткл = 20\ кА$

выбранный выключатель проходит по способности отключать симметричный ток КЗ.

2. По способности отключать апериодическую составляющую тока КЗ.

Условие проверки:

$$\sqrt{2}\cdot I_{П.К3} + i_{a\tau} \le \sqrt{2}\cdot I_{откл}\cdot\left(1+\frac{\beta_н}{100}\right) \quad (4.5.14)$$

а) $i_{a\tau} = \sqrt{2}\cdot I_{П.К3}\cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}$ (4.5.15)

$$i_{a\tau} = \sqrt{2}\cdot 7{,}56\cdot e^{-\frac{0{,}03}{0{,}045}} = 5{,}45 \text{ кА};$$

$$\sqrt{2}\cdot 7{,}56 + 5{,}45 = 16{,}14 \text{ кА}.$$

б) $\sqrt{2}\cdot I_{откл}\cdot\left(1+\frac{\beta_н}{100}\right)$ (4.5.16)

$\beta н = 50\%$ ($при\ \tau = 0{,}05 с$)

$\sqrt{2} \cdot 20 \cdot (1 + \frac{50}{100}) = 42{,}3$ кА;

Вывод: т.к. $\sqrt{2} \cdot 7{,}56 + 5{,}45 = 16{,}14$ кА < $\sqrt{2} \cdot 20 \cdot (1 + \frac{50}{100}) = 42{,}3$ кА выключатель проходит по способности отключать апериодическую составляющую тока КЗ.

3. По электродинамической стойкости.

Условие проверки: $I_{П.К3} \le I_{дин}$ и $i_{уд.К3} \le i_{дин}$ (4.5.17)

$I_{П.К3} = 7{,}56$ кА < $I_{дин} = 20$ кА ; $i_{уд.К3} = 19{,}32$ кА < $i_{дин} = 52$ кА

Вывод: выключатель проходит по динамической стойкости.

4. По термической стойкости.

Условие проверки: $B_к \le I^2_{терм} \cdot t_{терм}$ (4.5.18)

а) $B_K = I^2_{П.К3} \cdot (t_{Р.З.\max} + t_{П.В.} + T_a)$ (4.5.19)

$t_{Р.З.\max} = 1$ с; $t_{П.В.} = 0{,}04$ с; $T_a = 0{,}045$ с.

$B_K = 7{,}56^2 \cdot (1 + 0{,}04 + 0{,}045) = 62$ кА2 ·с;

б) $I^2_{терм} \cdot t_{терм} = 20^2 \cdot 3 = 1200$ кА2 с.

Вывод: т.к. 62 кА2 ·с < 1200 кА2 ·с выключатель проходит по термической стойкости.

Выбор вводного выключателя на стороне НН

Таблица 3.10.8.

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст} \le U_{ном}$	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
$I_{Ф.Р.} \le I_{ном}$	$I_{Ф.Р.} = 750{,}58$ А	$I_{ном} = 1000$ А
$I_{П.К3} \le I_{откл.}$	$I_{П.К3} = 7{,}56$ кА	$I_{откл.} = 20$ кА
	16,14 кА	42,3 кА
$I_{П.К3} \le I_{дин}$ $i_{уд.К3} \le i_{дин}$	$I_{П.К3} = 7{,}56$ кА $i_{уд.К3} = 19{,}32$ кА	$I_{дин} = 20$ кА $i_{дин} = 52$ кА
	$B_к = 62$ кА2 ·с	= 1200 кА2 ·с

Вывод: выключатель ВВЭ-М-10-20/1000 подходит по всем параметрам.

3.10.5.2 Выбор секционного выключателя на НН

На НН выбирается выключатель по таблице П.15 /4/ типа:

ВВЭ-М-10-20/1000 – выключатель вакуумный, с электромагнитным приводом, на напряжение 10 кВ.

Технические характеристики выключателя ВВЭ-М-10-20/1000

Таблица 3.10.9.

Промышленное напряжение		$U_{ном}$ = 10 кВ
Номинальный ток		$I_{ном}$ = 1000 А
Номинальный ток отключения		$I_{откл.}$ = 20 к
Ток электродинамической стойкости	максимальное пиковое значение	$i_{дин}$ = 52 кА
	действующее значение	$I_{дин}$ = 20 кА
Ток термической стойкости		$I_{терм.}$ = 20 кА
Время действия тока термической стойкости		$t_{терм.}$ = 3 с
Собственное время отключения		$t_{св}$ = 0,1 с
Полное время отключения		$t_{пв}$ = 0,04 с

Проверка: Проверку секционного выключателя производим аналогично

Выбор секционного выключателя на стороне НН

Таблица 3.10.10.

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст} \le U_{ном}$	$U_{уст}$ = 10 кВ	$U_{ном}$ =10 кВ
$I_{Ф.Р.} \le I_{ном}$	$I_{Ф.Р.}$ = 750,58 А	$I_{ном}$ = 1000 А
$I_{П.К}3 \le I_{откл.}$	$I_{П.К}3$ = 7,56 кА	$I_{откл.}$ = 20 кА
	16,14 кА	42,3 кА
$I_{П.К}2 \le I_{дин}$ $i_{уд.К}2 \le i_{дин}$	$I_{П.К}3$ = 7,56 кА $i_{уд.К}3$ = 19,32 кА	$I_{дин}$ = 20 кА $i_{дин}$ = 52 кА
	$B_к$ = 62 кА2 ·с	= 1200 кА2 ·с

Вывод: выключатель ВВЭ-М-10-20/1000 подходит по всем параметрам.

3.10.5.3 Выбор линейного выключателя для РП на НН
Для РП на НН выбирается выключатель по таблице П.15 /4/ типа:
ВВЭ-М-10-20/630 – выключатель вакуумный, с электромагнитным приводом, на напряжение 10 *кВ*.

Технические характеристики выключателя ВВЭ-М-10-20/630

Таблица 3.10.11.

Промышленное напряжение		*Uном* = 10 *кВ*
Номинальный ток		*Iном* = 630 *А*
Номинальный ток отключения		*Iоткл.* = 20 *к*
Ток электродинамической стойкости	максимальное пиковое значение	*iдин* = 52 *кА*
	действующее значение	*Iдин* = 20 *кА*
Ток термической стойкости		*Iтерм.* = 20 *кА*
Время действия тока термической стойкости		*tтерм.* = 3 *с*
Собственное время отключения		*tсв* = 0,1 *с*
Полное время отключения		*tпв* = 0,04 *с*

Выбор линейного выключателя для РП на стороне НН

Таблица 3.10.12.

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
Uуст ≤ *Uном*	*Uуст* = 10 *кВ*	*Uном* =10 *кВ*
IФ.Р. ≤ *Iном*	*IФ.Р.* = 288,68 *А*	*Iном* = 630 *А*
*IП.К*3 ≤ *Iоткл.*	*IП.К*3 = 7,56 *кА*	*Iоткл.* = 20 *кА*
	16,14 *кА*	42,3 *кА*
*IП.К*3 ≤ *Iдин* *iуд.К*3 ≤ *iдин*	*IП.К*3 = 7,56 *кА* *iуд.К*3 = 19,32 *кА*	*Iдин* = 20 *кА* *iдин* = 52 *кА*
	Bк = 62 *кА*2 ·*с*	= 1200 *кА*2 ·*с*

Вывод: выключатель ВВЭ-М-10-20/630 подходит по всем параметрам.
3.10. Выбор ограничителей перенапряжений

Ограничители перенапряжений являются основным средством ограничения атмосферных перенапряжений.

Выбор ограничителей перенапряжения производится в соответствии с номинальным напряжением защищаемого оборудования, уровнем электрической прочности его изоляции. Установка ОПН необходима на вводах трансформаторов, подключенных к воздушным линиям. При этом не допускается установка между ОПН и вводом высокого напряжения силового трансформатора коммутационных аппаратов.

Выбираем ограничитель перенапряжения типа:

На стороне 110 кВ ОПН - 110 / 146 - 10 (II)

На стороне 35 кВ ОПН - 35/42 -10(I) УХЛ1.

На стороне 10 кВ ОПН - 10 (II) УХЛ1.

3.11. **Выбор трансформаторов тока**

Трансформаторы тока предназначены для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения. Трансформаторы тока характеризуется номинальным коэффициентом трансформации:

$$K_I = \frac{I_{1НОМ}}{I_{2НОМ}}; \quad (3.11.1)$$

где: I1ном – номинальное значение первичного тока, А;

I2ном – номинальное значение вторичного тока, А.

Трансформаторы тока выбираются по номинальному напряжению, току первичной цепи и проверяются по вторичной нагрузке в соответствующем классе точности, термической и электродинамической стойкости.

В цепях высокого напряжения целесообразно использовать встроенные ТТ. На напряжении $6-10$ *кВ* следует выбирать ТТ , которыми комплектуются ячейки КРУ.

Контрольные кабели, подключаемые к ТТ по условию механической прочности должны быть не менее 4 мм2 для алюминиевого провода, и не менее 2,5 мм2 для медного провода. (/3/. П.3.4.4.)

Схема соединения измерительных ТТ и приборов измерительных ТТ и приборов в одну фазу. в неполную звезду.

Рисунок 3.11.1

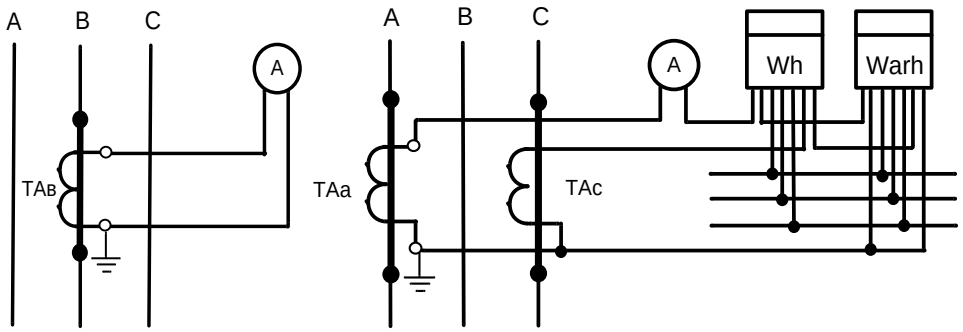
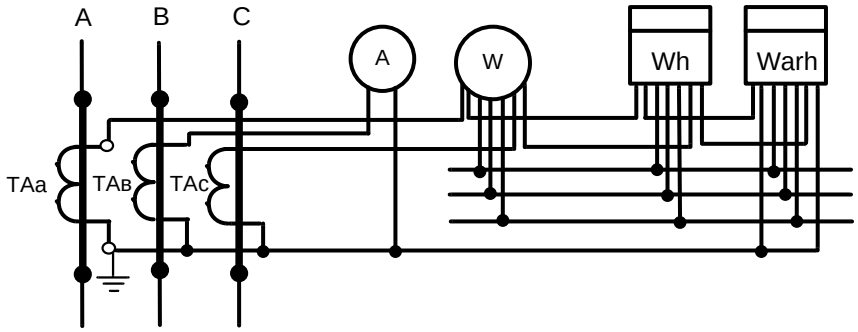


Схема соединения измерительных ТТ и приборов в полную звезду.

Рисунок 3.11.2



3.11.1 Выбор ТТ на ВН

Выбираем трансформатор тока: ТВ-110-IV 300/5 встроенный во вводах выключателя ВГБ-110-25/1250 У1.

Выбор трансформатора тока по вторичной нагрузке, Ом:

$$r_2 = r_{приб} + r_{пров} + r_к \quad (3.11.2)$$

где: $r_{приб}$ - сопротивление приборов, Ом;

$r_{пров}$ - сопротивление соединительных проводов, Ом;

$r_к$ - сопротивление контактов, Ом;

Вторичная нагрузка трансформатора тока на ВН

Таблица 3.11.1

Наименование приборов	Тип приборов	Нагрузка по фазам, ВА		
		A	B	C
1. Амперметр	ЭА-0702	2	2	2
2.Ваттметр +Варметр	Ц-301/1	0,2	-	0,2
3. Фиксатор повреждений	ИМФ-3Р	0,5	0,5	0,5
4. Фиксатор повреждений	ФПМ-01	0,5	0,5	0,5
Итого: S расч		3,2	3	3,2

Выбираем наиболее загруженную фазу и рассчитываем сопротивление приборов, Ом:

$$r_{прибор} = \frac{S_{прибор}}{I^2_{2ном}} \quad (3.11.3)$$

где: *Sприбор* – мощность, потребляемая приборами, ВА;
I2 – вторичный номинальный ток прибора.

$r_{прибор} = \frac{3,2}{5^2} = 0,13$ Ом.

Подсчитываем сопротивление проводников, Ом:

$$r_{провод} = Z2ном - r_{приб} - r_к, \quad (3.11.4)$$

$r_{провод} = 1,2 - 0,13 – 0,05 = 1,02$ Ом;

Необходимое сечение соединительных проводов, мм2:

$$S_{провод} = \frac{\rho \cdot \ell}{r_{пров}} \quad (3.11.5)$$

где: ρ - удельное сопротивление материала провода, $\frac{Ом \cdot мм^2}{м}$;

$\rho = 0{,}0175 \frac{Ом \cdot мм^2}{м}$ для медных проводников;

ℓ - длина проводника (для *ОРУ* - 110 *кВ* можно принять $\ell = 70$ м);

$S_{провод} = \frac{0{,}0175 \cdot 70}{1{,}02} = 1{,}2$ мм2;

Выбираем контрольный кабель КВВГ сечением q = 2,5 мм2.

Сопротивление контактов: *rк* = 0,05 *Ом*, если число приборов 3 шт.

Вторичная расчетная нагрузка ТТ, Ом;

$r_2 = 0{,}13 + \frac{0{,}0175 \cdot 70}{2{,}5} + 0{,}05 = 0{,}37$ Ом.

Проверка:

1) По термической стойкости:

Условие проверки: $Bк \le I^2_{терм} \cdot t_{терм}$ (3.11.6)

где: *Bк* - тепловой импульс, кА2 ·с;

$I^2_{терм}$ - ток термической стойкости, кА2;

tтерм - время термической стойкости, с.

а) $B_K = I^2_{П.К1} \cdot (t_{Р.З.\max} + t_{П.В.} + T_a)$ (3.11.7)

$t_{Р.З.\max} = 1$ с; $t_{П.В.} = 0{,}06$ с; $T_a = 0{,}115$ с.

$B_K = 2{,}77^2 \cdot (1 + 0{,}06 + 0{,}115) = 9{,}02$ кА2 ·с;

б) $I^2_{терм} \cdot t_{терм} = 25^2 \cdot 3 = 1875$ кА2 с.

Вывод: т.к. 9,02 *кА*2 ·*с* < 1875 *кА*2 ·*с* ТТ марки ТВ-110-IV 300/5 проходит по термической стойкости.

2) По электродинамической стойкости.

Условие проверки: *IП*.*К*1 ≤ *Iдин и iуд*.*К*1 ≤ *i дин* (3.7.8)

IП.*К*1 = 2,77 *кА* < *Iдин* = 25 *кА* ; *iуд*.*К*1 = 7,05 *кА* < *iдин* = 25 *кА*

Вывод: ТТ марки ТВ-110-IV 300/5 проходит по динамической стойкости.

По вторичной нагрузке:

Условие проверки:

Z2 ≤ Z2ном 3.11.9)

где: Z2 – вторичная нагрузка *ТТ*, $Z2 = 0{,}76$ *Ом*;

Z2ном – номинальная допустимая нагрузка ТТ в выбранном классе точности, Ом.

Вторичная номинальная нагрузка ТТ, Ом;

$$Z_{2ном} = \frac{S_{2ном}}{I_{2н}^2} = \frac{30}{5^2} = 1{,}2$$ Ом;

Вывод: ТТ марки ТВ-110-IV 300/5 проходит по вторичной нагрузке.

Выбор трансформатора тока на ВН

Таблица 3.11.2

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
Uуст ≤ *Uном*	*Uуст* = 110 *кВ*	*Uном* =110 *кВ*
IФ.Р. ≤ *Iном*	*IФ.Р.* =73,48 *А*	*Iном* = 300 *А*
*iуд.К*1 ≤ *iдин*	*iуд.К*1= 7,05 *кА*	*iдин* = 25 *кА*
	Вк = 9,02 *кА*2 ·*с*	= 1875 *кА*2 ·*с*
*Z*2*расч* ≤ *Z*2*ном*	*Z*2*расч* = 0,37 *Ом*	*Z*2*ном*= 1,2 *Ом*

Вывод: выбранный трансформатор тока ТВ-110-IV 300/5 подходит по всем параметрам и будет работать в выбранном классе точности.
Выбор трансформатора тока встроенного во вводах силового трансформатора, производим аналогично, данные заносим в таблицы 3.7.3 и 3.7.4.
Выбираем трансформатор тока: ТВТ-110 -I -200/5

Вторичная нагрузка трансформатора тока на ВН

Таблица 3.11.3

Наименование приборов	Тип приборов	Нагрузка по фазам, ВА		
		А	В	С
1. Амперметр	ЭА-0702	2	2	2
2.Ваттметр +Варметр	Ц-301/1	0,2	-	0,2
Итого: *S расч*		2,2	2	2,2

Выбор трансформатора тока на ВН

Таблица 3.11.4

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 110\ кВ$	$U_{ном} = 110\ кВ$
$I_{Ф.Р.} \leq I_{ном}$	$I_{Ф.Р.} = 73{,}48\ А$	$I_{ном} = 200\ А$
$i_{уд.К1} \leq i_{дин}$	$i_{уд.К1} = 7{,}05\ кА$	$i_{дин} = 25\ кА$
	$B_к = 9{,}02\ кА^2 \cdot с$	$1875\ кА^2 \cdot с$
$Z_{2\,расч} \leq Z_{2\,ном}$	$Z_{2\,расч} = 0{,}63\ Ом$	$Z_{2\,ном} = 1{,}2\ Ом$

Вывод: выбранный трансформатор тока ТВТ-110-I 300/5 подходит по всем параметрам и будет работать в выбранном классе точности.

3.11.2 Выбор ТТ на СН

Выбираем трансформатор тока: ТВ-35-II 300/5 встроенный во вводах выключателя ВГБЭ-35-12,5/630УХЛ1.

Вторичная нагрузка трансформатора тока на СН

Таблица 3.11.5

Наименование приборов	Тип приборов	Нагрузка по фазам, ВА		
		A	B	C
1. Амперметр	ЭА-0702	2	2	2
2.Ваттметр +Варметр	Ц-301/1	0,2	-	0,2
Итого S расч		2,2	2	2,2

Выбор трансформатора тока на СН

Таблица 3.11.6

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 35\ кВ$	$U_{ном} = 35\ кВ$
$I_{Ф.Р.} \leq I_{ном}$	$I_{Ф.Р.} = 16{,}5\ А$	$I_{ном} = 300\ А$
$i_{уд.К1} \leq i_{дин}$	$i_{уд.К1} = 8{,}2\ кА$	$i_{дин} = 35\ кА$
	$B_к = 10{,}76\ кА^2 \cdot с$	$= 468{,}75\ кА^2 \cdot с$
$Z_{2\,расч} \leq Z_{2\,ном}$	$Z_{2\,расч} = 0{,}56\ Ом$	$Z_{2\,ном} = 1{,}2\ Ом$

Вывод: выбранный трансформатор тока ТВ-35-II подходит по всем параметрам и будет работать в выбранном классе точности.

Выбор трансформатора тока встроенного во вводах силового трансформатора.
Выбираем трансформатор тока: ТВТ-35-II 300/5.

Вторичная нагрузка трансформатора тока на СН

Таблица 3.11.5

Наименование приборов	Тип приборов	Нагрузка по фазам, ВА		
		A	B	C
1. Амперметр	ЭА-0702	2	2	2
2.Ваттметр +Варметр	Ц-301/1	0,2	-	0,2
3.Счетчик активной и реактивной энергии	Меркурий-230-AR	0,1	-	0,1
Итого S расч		2,3	2	2,3

Выбор трансформатора тока на СН

Таблица 3.11.6

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$Uуст \leq Uном$	$Uуст = 35\ кВ$	$Uном = 35\ кВ$
$IФ.Р. \leq Iном$	$IФ.Р. = 16,5\ А$	$Iном = 300\ А$
$iуд.К1 \leq iдин$	$iуд.К1 = 8,2\ кА$	$iдин = 35\ кА$
	$Bк = 10,76\ кА2 \cdot с$	$= 468,75\ кА2 \cdot с$
$Z2расч \leq Z2ном$	$Z2расч = 0,56\ Ом$	$Z2ном = 1,2\ Ом$

Вывод: выбранный трансформатор тока ТВТ-35-II подходит по всем параметрам и будет работать в выбранном классе точности.

3.11.3 Выбор ТТ на НН

Выбираем трансформатор тока для вводной ячейки: ТЛМ-10-I 1000/5

Вторичная нагрузка трансформатора тока вводной ячейки

Таблица 3.11.7

Наименование приборов	Тип приборов	Нагрузка по фазам, ВА		
		A	B	C
1. Амперметр	ЭА-0702	-	2	-
2.Ваттметр +Варметр	Ц-301/1	0,2	-	0,2
3.Счетчик активной и реактивной энергии	Меркурий-230-AR	0,1	-	0,1
Итого S расч		0,3	2	0,3

Выбор трансформатора тока для вводной ячейки

Таблица 3.11.8

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
Uуст ≤ Uном	Uуст = 6 кВ	Uном =10 кВ
IФ.Р. ≤ Iном	IФ.Р. = 750,58 А	Iном = 1000 А
iуд.К1 ≤ iдин	iуд.К1= 19,32 кА	iдин =100 кА
$B_K \le I^2_{терм} \cdot t_{терм}$	Вк = 62 кА2 ·с	$I^2_{терм} \cdot t_{терм}$ = = 2028 кА2 ·с
Z2расч ≤ Z2ном	Z2расч = 0,165 Ом	Z2ном= 0,4 Ом

Вывод: выбранный трансформатор тока ТЛМ-10-I подходит по всем параметрам и будет работать в выбранном классе точности.
Выбираем трансформатор тока ячейки к РП: ТЛМ-10-I 300/5 .

Вторичная нагрузка трансформатора тока ячейки к РП

Таблица 3.11.9

Наименование приборов	Тип приборов	Нагрузка по фазам, ВА		
		A	B	C
1. Амперметр	ЭА-0702	2	-	-
2. Счетчик активной и реактивной энергии	Меркурий-230-AR	0,1	-	0,1
Итого $S_{расч}$		2,1	-	0,1

Выбор трансформатора тока для ячейки к РП

Таблица 3.11.10

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 6{,}3\ кВ$	$U_{ном} = 10\ кВ$
$I_{Ф.Р.} \leq I_{ном}$	$I_{Ф.Р.} = 288{,}68\ А$	$I_{ном} = 300\ А$
$i_{уд.К}1 \leq i_{дин}$	$i_{уд.К}1 = 19{,}32\ кА$	$i_{дин} = 100\ кА$
	$В_к = 62\ кА2 \cdot с$	$= 1015{,}7\ кА2 \cdot с$
$Z2_{расч} \leq Z2_{ном}$	$Z2_{расч} = 0{,}19\ Ом$	$Z2_{ном} = 0{,}4\ Ом$

Вывод: выбранный трансформатор тока ТЛМ-10-I подходит по всем параметрам и будет работать в выбранном классе точности.

3.12 **Выбор трансформаторов напряжения**

3.12.1 Выбор ТН на стороне ВН

Трансформаторы напряжения выбираются по номинальному напряжению, конструкции, классу точности и проверяются по вторичной нагрузке.

Вторичная нагрузка ТН на ВН.

Таблица 3.12.1

№ п/п	Наименование прибора	Тип прибора	Мощность одной обмотки. S, ВА	Число обмоток, шт	Число приборов, шт	Потребляемая мощность S, ВА
ВЛ - 110 *кВ « Бш - Двд »*						
1	Ваттметр + варметр	Ц-301/1	6,0	2	1	12
2	Фиксатор импульсного действия	ФИП	3	1	1	3
ВЛ - 110 *кВ « Тр - Кр »*						
3	Ваттметр + варметр	Ц-301/1	6,0	2	1	12
4	Фиксатор импульсного действия	ФИП	3	1	1	3
5	Фиксатор повреждений	ФПМ-01	1,6	3	1	5
6	Фиксатор повреждений	ИМФ-3Р	1,6	3	1	5
Трансформатор						
7	Ваттметр + варметр	Ц-301/1	6,0	2	1	12
СЕКЦИЯ ШИН						
8	Вольтметр	Э -335	2	1	1	2
9	Частотомер	Н-397			1	7

10	Фиксатор импульсного действия	ФИП	3	1	1	3
ИТОГО:						69

По П.22/4/ выбираем трансформатор напряжения: НКФ –110-83У1,
$S_{ном} = 400$ *ВА* в классе точности 0,5.
Проверка:
По вторичной нагрузке.
Вывод: т.к. $S2_{ном} = 400$ *ВА* $> S2_{расч} = 50$ *ВА* выбранный трансформатор напряжения НКФ –110-83У1 подходит по вторичной нагрузке.

3.12.2 **Выбор ТН на стороне СН**

Трансформаторы напряжения выбираются по номинальному напряжению, конструкции, классу точности и проверяются по вторичной нагрузке.

Вторичная нагрузка ТН на СН

Таблица 3.12.2

№ п/п	Наименование прибора	Тип прибора	Мощность одной обмотки. S, ВА	Число обмоток	Число приборов	Потребляемая Мощность S, ВА
1	Ваттметр + варметр	Ц-301/1	6,0	2	1	12
2	Счетчик активной и реактивной энергии	Меркурий 230AR	2,5	3	1	7
3	Вольтметр	Э - 365	2	1	1	1
	ИТОГО:					20

По П.22/4/ выбираем трансформатор напряжения: НАМИ –35-УХЛ1,
$S_{ном} = 360$ *ВА* в классе точности 0,5.
Проверка:
По вторичной нагрузке.

Вывод: т.к. $S2_{ном} = 360\ ВА > S2_{расч} = 20\ ВА$ выбранный трансформатор напряжения НАМИ –35-УХЛ1 подходит по вторичной нагрузке.

3.12.3 Выбор ТН на стороне НН

Трансформаторы напряжения выбираются по номинальному напряжению, конструкции, классу точности и проверяются по вторичной нагрузке.
На одну секцию КРУ выбираем два ТН, т.к. секции находятся в двух зданиях.

Вторичная нагрузка ТН на НН

Таблица 3.12.3

№ п/п	Наименование прибора	Тип прибора	Мощность одной обмотки. S, ВА	Число обмоток	Число приборов	Потребляемая Мощность S, ВА
ВВОД НН						
1	Ваттметр + варметр	Ц-301/1	6,0	2	1	12
2	Счетчик активной и реактивной энергии	Меркурий 230AR	2,5	3	7	7
ОТХОДЯЩИЕ КЛ к РП						
	Счетчик активной и реактивной энергии	Меркурий 230AR	2,5	3	6	42
СЕКЦИЯ ШИН						
3	Вольтметр	Э -365	2	1	1	2
ИТОГО:						63

По П.22/4/ выбираем трансформатор напряжения: НАМИ-10 - УХЛ2,
Sном = 300 В · А в классе точности 0,5.
Проверка:
По вторичной нагрузке.
Вывод: т.к. S2ном = 300 ВА > S2расч = 63 ВА выбранный трансформатор напряжения НАМИ-10 - УХЛ2, подходит по вторичной нагрузке.

Для этого трансформатора выберем предохранитель ПКН 001 – 10 У3.

3.13 **Выбор мощности и схема питания ТСН**

Собственные нужды подстанции являются одним из наиболее ответственных потребителей, так как от надежной работы механизмов собственных нужд зависит нормальное функционирование подстанции.

Приемниками собственных нужд являются оперативные цепи, электродвигатели систем охлаждения трансформаторов, электродвигатели компрессоров, освещение, электроотопление помещений, электрообогрев коммутационной аппаратуры высокого напряжения и шкафов, установленных на открытом воздухе, связь, сигнализация и т.д.

На ПС «ТП-2а» от собственных нужд дополнительно питаются база РЭС (гараж, административное здание, ремонтные мастерские) и жилой дом.
На всех подстанциях необходимо устанавливать не менее двух ТСН.
Выбираем по табл. 2.9. /4/ тип общеподстанционного пункта управления - ОПУ III.

Выбор мощности ТСН

Таблица 3.13.1

№ п/п	Наименование нагрузки	Установленная мощность		КПД η	cos φ	tq φ	Расчетная нагрузка					
							летом			зимой		
		Мощность Единицы и кол-во	Общая мощность				Коэф. спроса,α	Рл кВт	Qл квар	Коэф. спроса,α	РЗ кВт	QЗ квар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2	Освещение ОПУ III		7,0	1	1	0	0,6	3,2	-	0,6	3,2	-

3	Отопление ОПУ Ш при (-200С)		23,0	1	1	0	-	-	-	1	23	-
4	Вентиляция ОПУ III		3,6	1	1	0	1	3,6	-	1,0	3,6	-
5	Силовая нагрузка ОПУ III		5	0,85	0,85	0,62	0,85	5	3,1	0,85	5	3,1
6	Освещение ЗРУ 1, модуль (6×18)м		1,1	1	1	0	0,5	0,56	-	0,7	0,77	-
7	Освещение ЗРУ 2, модуль (6×18)м		1,1	1	1	0	0,5	0,56	-	0,7	0,77	-
8	Отопление ЗРУ 1 (-20 0С)		2	1	1	0	-	-	-	0,7	1,4	-
9	Отопление ЗРУ 2 (-20 0С)		2	1	1	0	-	-	-	0,7	1,4	-
10	Освещ. ОРУ–110 кВ		12,5	1	1	0	0,5	6,65	-	0,6	8,1	-
11	Освещ. ОРУ–35 кВ		8	1	1	0	0,5	4	-	0,6	4,8	-
12	Аппаратура связи и ТМ		1,0	1	1	0	1	1	-	1	1,0	-
13	Постоянно включенные лампы и		1,0	1	1	0	1	1	-	1	1,0	-

	измерительные приборы											
14	Подогрев выключателей и приводов 110 кВ	2,3 х 7	16,1	1	1	0	-	-	-	1	16,1	-
15	Подогрев выключателей и приводов 35 кВ	1,6 ×3	4,8	1	1	0	-	-	-	1	4,8	-
16	Блокировка		1	1	1	0	1	1	-	1	1	-
17	ВАЗП	23х2	46	1	0,6	0,4	0,12	5,52	2,7	1	46	18,4
18	Охлаждение Тр-ров	0,25х16	4	1	1	0	0,6	2,4	-	-	-	-
19	База РЭС		110	1	0,98	0,2	0,1	11	2,2	0,9	99	19,8
20	Жилой дом	1,4х12	16,8	1	0,98	0,2	0,85	14,3	2,8	0,9	15,1	3
Итого:								60,09	10,8		236,1	44,3

Расчетная летняя активная нагрузка, кВт:

$$P_л = \frac{P \cdot \alpha}{\eta} \quad (3.13.1)$$

Расчетная летняя реактивная нагрузка, квар:

$$Q_л = P_л \cdot tq\varphi \quad (3.13.2)$$

Расчетная зимняя активная нагрузка, кВт:

$$P_з = \frac{P \cdot \alpha}{\eta} \quad (3.13.3)$$

Расчетная зимняя реактивная нагрузка, *квар*:

$$Q_з = P_з \cdot tq\varphi \quad (3.13.4)$$

Определяется полная расчетная мощность собственных нужд летнего и зимнего периодов, *кВА*:

$$S = \sqrt{\sum P^2 + \sum Q^2} \quad (3.13.5)$$

$$\Sigma S_Л = \sqrt{\Sigma P_Л{}^2 + \Sigma Q_Л{}^2} = \sqrt{60{,}09^2 + 10{,}8^2} = \sqrt{3727{,}4} = 61 \text{ кВА;}$$

$$\Sigma S_З = \sqrt{\Sigma P_З{}^2 + \Sigma Q_З{}^2} = \sqrt{236{,}1^2 + 44{,}3^2} = \sqrt{57705{,}7} = 240{,}2 \text{ кВА.}$$

Для подстанции с дежурством: $Sтсн \geq \frac{S_{max}}{1{,}3}$ нагрузки.
Выбираем по П7 /4/ трансформатор собственных нужд ТМ-250.
Вывод: Выбранный трансформатор собственных нужд подходит по систематической перегрузке ТМ-250, т.к.

$$Sтсн = 63 \ кВА > = 184{,}8 \ кВА$$

Для защиты трансформаторов с.н. выберем предохранители. Выбор производится по Uном=10 кВ установки, Iр.м и току короткого замыкания, ограниченному реактором I’П = 7,56 кА.

$$I_{Р.М.} = \frac{S_{РАСЧ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН}} = \frac{240{,}2}{\sqrt{3} \cdot 10} = 13{,}8A$$

Выберем предохранитель

$$ПН2 - 10 - 31{,}5 - 25$$

$$Iном.пр. = 31{,}5 \ А > Iр.м \ , \ Iном.отк = 25 \ кА > I’П$$

3.14 **Выбор оперативного тока**

На подстанциях с питанием оперативных цепей постоянным электрическим током аккумуляторные батареи обеспечивают питание в любой момент времени, поэтому считаются самым надежным источником питания. Единственным недостатком реализации постоянного оперативного тока на подстанции – является величина финансовых затрат. Схемы с переменным оперативным током дешевле, но если в данных схемах применять трансформаторы тока в качестве источника питания, то они не обеспечивают необходимой мощности при повреждениях и ненормальных режимах. Поэтому их нельзя использовать для питания защит от замыкания на землю в сети с изолированной нейтралью, защит от витковых замыканий в трансформаторах, защит от повышения (понижения) напряжения. Поэтому на основании приведенных выше достоинств и недостатков принимается схема питания оперативных цепей на постоянном токе.

4. ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКАЯ ЧАСТЬ

4.1 **Расчет токов короткого замыкания**

Согласно /3/ проверка правильности выбора аппаратов и проводников напряжением 6–35 кВ производится по току трехфазного к.з., а напряжением 110 кВ и выше – по току трехфазного или однофазного к.з. Расчет токов к.з. производят в основных коммутационных узлах подстанции. Для определения наибольшего возможного тока к.з. в каждом узле следует считать включенными все генераторы в системе, все трансформаторы и линии электропередачи подстанции.

Расчет сопротивлений элементов схемы замещения подстанции в относительных единицах:
сопротивление системы:

$$x_C^* = x_C \cdot \frac{S_б}{S_C} \text{; (4.1)}$$

где: *xc* – эквивалентное сопротивление системы, отнесенное к мощности системы Sc;
Sб – принятое значение базисной мощности, МВА;
$Sб = Sc = 2500\ MBA$.

$$x_C^* = 1 \cdot \frac{2500}{2500} = 1 \text{ о.е.}$$

сопротивление воздушной линии:

$$x_Л^* = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_б}{U^2} \text{; (4.2)}$$

где: x0 - сопротивление 1км линии, Ом/км;
1 - длина линии, км;
U - среднее напряжение ступени, где находится воздушная линия, кВ.

$$x_Л^* = 0{,}44 \cdot 87 \cdot \frac{2500}{115^2} = 7{,}06 \text{ о.е.}$$

сопротивления трехобмоточного трансформатора:

$$x_B^* = 0{,}5 \cdot (x_{кВН-СН} + x_{кВН-НН} - x_{кСН-НН}) \cdot \frac{S_б}{S_{НТ}} \text{; (4.3)}$$

$$x_C^* = 0{,}5 \cdot (x_{кВН-СН} + x_{кСН-НН} - x_{кВН-НН}) \cdot \frac{S_б}{S_{НТ}} \text{; (4.4)}$$

$$x_{H}^{*} = 0{,}5 \cdot (x_{кВН-НН} + x_{кСН-НН} - x_{кВН-СН}) \cdot \frac{S_{б}}{S_{НТ}}; \quad (4.5)$$

где: $x_{кВН-СН}, x_{кВН-НН}, x_{кСН-НН}$ - соответственно сопротивления к.з, между обмотками высшего и среднего, высшего и низшего, среднего и низшего напряжений для выбранного трансформатора, %;

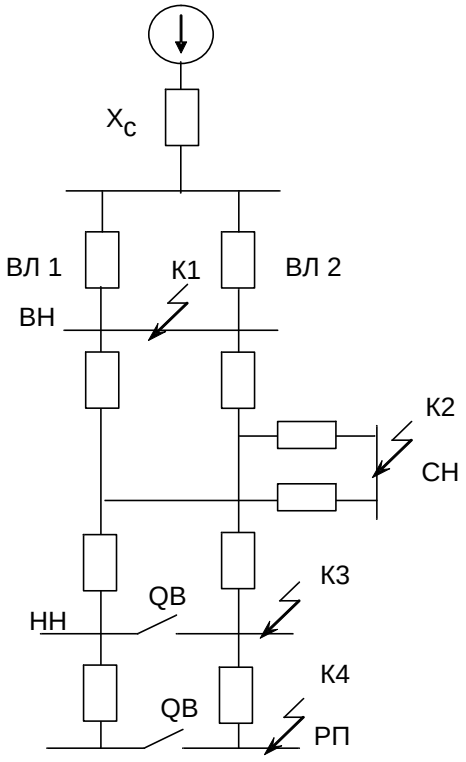
$$x_{B}^{*} = 0{,}5 \cdot (0{,}105 + 0{,}175 - 0{,}065) \cdot \frac{2500}{16} = 16{,}8 \text{ о.е;}$$

$$x_{C}^{*} = 0{,}5 \cdot (0{,}105 + 0{,}065 - 0{,}175) \cdot \frac{2500}{16} \approx 0 \text{ о.е;}$$

$$x_{B}^{*} = 0{,}5 \cdot (0{,}175 + 0{,}065 - 0{,}105) \cdot \frac{2500}{16} = 10{,}5 \text{ о.е.}$$

Схема замещения подстанции

Рисунок 4.1.



Определение периодической составляющей тока к.з.
В общем случае значение периодической составляющей равно, кА:

$$I_П = \frac{E^*_Э}{x^*_Э} \cdot I_б \text{, (4.6)}$$

где: Е*э - эквивалентная ЭДС источников питания, о.е.;
х*э – эквивалентное сопротивление схемы до точки к.з., о.е.
Базисное значение тока, кА:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б} \text{; (4.7)}$$

можно принять Е*э = 1, тогда

$$IП= \frac{I_б}{x^*_Э}; \quad (4.8)$$

Ударный ток определяется по выражению, кА:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_у \cdot I_П; \quad (4.9)$$

где: Ку – ударный коэффициент.

Ку = 1+е –0,01/Та = 1+е –0,01/0.05= 1,8;

1) для точки К-1

$$I_{б1} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 115} = 12{,}57 кА;$$

$$x^*_{Э1} = x^*_С + \frac{x^*_Л}{2};$$

$$x^*_{Э1} = 1 + \frac{7{,}06}{2} = 4{,}53 \text{ о.е.;}$$

По формуле (4.8) определим ток к.з.

$$I_{П1} = \frac{12{,}57}{4{,}53} = 2{,}77 \text{ кА;}$$

По формуле (4.9) определим ударный ток

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1{,}8 \cdot 2{,}77 = 7{,}05 \text{ кА;}$$

2) для точки К-2

$$I_{б2} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 37} = 39{,}05 \text{ кА;}$$

Суммарное сопротивление схемы в К2 от системы:

$$x^*_{Э2} = x^*_{Э1} + \frac{x^*_В}{2};$$

$$x^*_{Э2} = 4{,}53 + \frac{16{,}8}{2} = 12{,}93 \text{ о.е.;}$$

Периодическая составляющая тока от системы:

$$I_{П2} = \frac{E^* \cdot I_Б}{x^*_{Э2}} = \frac{39{,}05}{12{,}93} = 3{,}02 \text{ кА;}$$

ударный ток:

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1{,}92 \cdot 3{,}02 = 10{,}8 \text{ кА;}$$

3) для точки К-3

$$I_{б3} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 10{,}5} = 137{,}6 \text{ кА;}$$

а) выключатель разомкнут:

Суммарное сопротивление схемы в К3 от системы:

$$x^*_{Э3} = x^*_{Э2} + x^*_Н;$$

$$x^*_{Э3} = 12{,}93 + 10{,}5 = 23{,}43 \text{ о.е.;}$$

Периодическая составляющая тока от системы:

$$I_{П3} = \frac{E^* \cdot I_Б}{x^*_{Э3}} = \frac{137{,}6}{23{,}43} = 5{,}87 \text{ кА;}$$

ударный ток: $i_{уд3} = \sqrt{2} \cdot 1{,}8 \cdot 5{,}87 = 14{,}94$ кА;

б) выключатель замкнут

Суммарное сопротивление схемы в К3 от системы:

$$x^*_{Э3} = x^*_{Э2} + \frac{x^*_Н}{2};$$

$$x^*_{Э3} = 12{,}93 + \frac{10{,}5}{2} = 18{,}2 \text{ о.е.;}$$

Периодическая составляющая тока от системы:

$$I_{ПЗ} = \frac{E^* \cdot I_Б}{x^*_{ЭЗ}} = \frac{137,6}{18,2} = 7,56$$ кА;

ударный ток:

$$i_{удЗ} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 7,56 = 19,32$$ кА;

Результаты расчетов токов коротких замыканий сводим в таблицу 4.1.

Токи коротких замыканий в точках К1, К2, К3

Таблица 4.1

Точка КЗ Ток	К1, кА	К2, кА	К3, кА	
			Q12 замкнут	Q12 разомкнут
IП	2,77	3,02	7,56	5,87
iy	7,05	8,2	19,32	14,94

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Объектом проектирования является электрическая часть подстанции ТДТН-16000/110 на Химзаводе «Планта» в городе Нижний Тагил.

Необходимость реконструкции вызвана ростом нагрузок на электрооборудование подстанции вследствие увеличения объема производства на предприятии, участившимися авариями в сетях электроснабжения и связанными с этим потерями, а также в связи со строительством и восстановлением старых цехов и зданий.

Целью проектирования является: расчет электрических нагрузок, составление схемы электрических соединений, выбор оборудования для подстанции.

В данной работе разработан проект модернизации электрооборудования подстанции ТДТН-16000/110 в соответствии с заданием на проектирование. В проекте обоснован выбор и выполнен расчёт элементов электроснабжения, выбрано оборудование для замены физически и морально устаревшего, рассчитана защита сетей, трансформаторов и шин, разработана молниезащита подстанции.

Повышение надёжности электроснабжения на предприятии посредством модернизации электрооборудования подстанции обусловлено тем, что в настоящем проекте на основе последних разработок и расчетов, выбирается новое оборудование, решаются вопросы организации необходимых работ, при выполнении работы используются каталоги на современное отечественное оборудование, действующие решения и циркуляры, что делает проект реконструкции подстанции современным и своевременным.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. **Г.П. И.В. Суркина, Л.И. Янькова** Проектирование электрической части подстанции. Методические указания, ДВГТУ 2002 г. 51 с.

2. **Рожкова Л.Д., Козулин В.С.** Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп.– М.: Энергоатомиздат, 1987. –648 с.

3. **Неклепаев Б.И., Крючков И.П.** Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие для вузов – М: Энергоатомиздат, 1989 г.

4. **Правила устройства электроустановок**. / Минэнерго СССР–6-е издание, перераб. и допол., М: Энергоатомиздат,1986. – 648 с.

5. **Методические указания по курсовому проектированию** «Проектирование электрической части подстанции» – ДВГТУ, Владивосток, 2002 г.

6. **Смирнов А.Д., Антипов К.М.** Справочная книжка энергетика, - 4-е изд., перераб. и допол., М: Энергоатомиздат,1984. – 440 с., ил.

7. **Грудинский П.Г**. Электротехнический справочник: Т. 2.- изд 5-е.,испр. М., Энергия, 1975. -752с.

8. **Методические указания к выполнению курсового проекта** «Понижающие подстанции для электроснабжения промышленных и коммунально-бытовых потребителей» – ДВГТУ, Владивосток, 1998 г.

9. **Долин П.В.** Основы техники безопасности в электроустановках: Учеб. Пособие для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп.– М.: Энергоатомиздат, 1984. –448 с., ил.

10. Техника высоких напряжений: метод. указания для практ. занятий/сост. **В.Н. Лифанов, Д.Г. Туркин.** – Владивосток: Изд-во ДВГТУ, 2005. – 24 с.

11. МЕЖОТРАСЛЕВЫЕ ПРАВИЛА по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок., ПОТ Р М-016-2001., РД 153-34.0-03.150-00 с изм. Санкт – Петербург, 2003. – 186 с.

12. **Руководящие указания по релейной защите**. Р85 Вып. 13Б. Релейная

защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110-500 кВ: Расчеты. -М.: Энергоатомиздат, 1985. - 96с.

13. Методические указания по расчету, эксперементальной проверке и переводу ВЛ 110 и 220 кВ с односторонним питанием в неполнофазный нагрузочный режим: Служба передового опыта и информации союзтехэнерго.- Москва, 1980. – 32с.

14. **Лейбнин Ю., Суворов Б.** Метод сетевого планирования и управления - М., Экономика, 1975г.