

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Владимирский государственный университет  
имени Александра Григорьевича и Николая Григорьевича Столетовых»

Н. П. БАДАЛЯН

ПРОЕКТИРОВАНИЕ  
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПОДСТАНЦИЙ  
СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Учебное пособие



Владимир 2023

УДК 621.311.4  
ББК 31.281  
Б15

Рецензенты:

Кандидат технических наук, доцент  
зав. кафедрой электротехники  
Ковровской государственной технологической академии  
имени В. А. Дегтярева  
*Е. А. Чащин*

Доктор технических наук  
профессор кафедры электроники, приборостроения  
и биотехнических систем  
Владимирского государственного университета  
имени Александра Григорьевича и Николая Григорьевича Столетовых  
*В. П. Крылов*

Издается по решению редакционно-издательского совета ВлГУ

**Бадалян, Н. П.**

Б15 Проектирование электрических подстанций систем электроснабжения : учеб. пособие / Н. П. Бадалян ; Владим. гос. ун-т им. А. Г. и Н. Г. Столетовых. – Владимир : Изд-во ВлГУ, 2023. – 124 с. – ISBN 978-5-9984-1800-6.

Изложены принципы проектирования главных схем и схем собственных нужд электрических подстанций. Рассмотрены вопросы выбора трансформаторного оборудования и высоковольтных аппаратов распределительных устройств. Изложены требования к средствам измерения, релейной защиты и автоматизации. Приведены примеры расчета электрических величин, характеризующих работу подстанций. Особое внимание уделено вопросам диагностического мониторинга высоковольтного оборудования.

Предназначено для студентов бакалавриата и магистратуры направления подготовки 13.03.02, 13.04.02 – Электроэнергетика и электротехника.

Рекомендовано для формирования профессиональных компетенций в соответствии с ФГОС ВО.

Табл. 18. Ил. 37. Библиогр.: 38 назв.

УДК 621.311.4  
ББК 31.281

ISBN 978-5-9984-1800-6

© ВлГУ, 2023

## ВВЕДЕНИЕ

**Электрическая подстанция (ПС)** – это комплекс аппаратов и установок для преобразования и распределения электроэнергии, связанных между собой функционально, информационно, конструктивно и территориально. Высоковольтное оборудование ПС, являясь аппаратной основой системы электроснабжения, обеспечивает ее устойчивость, надлежащее качество электроэнергии и надежность электроснабжения потребителей. На декабрь 2018 г. в России общая протяженность воздушных линий электропередачи (ЛЭП) напряжением 110 кВ и выше в одноцепном исчислении составила 462,1 тыс. км, а установленная мощность ПС – 691,9 млн кВА. Электрические сети напряжением 500 кВ характеризуются следующими параметрами: протяженность ЛЭП – 40,2 тыс. км; установленная мощность ПС – 104,5 млн кВА. В сетях 750 кВ протяженность ЛЭП – 3,6 тыс. км, суммарная мощность девяти имеющихся ПС 750 кВ – 15,2 млн кВА. Следует отметить, что одна из самых мощных в России ПС этого уровня напряжения, «Владимирская-750», расположена в пос. Энергетик вблизи Владимира. Ее мощность составляет 4010 МВА. В настоящее время по балансовой принадлежности эта ПС относится к Вологодскому предприятию магистральных электрических сетей, объединяющему сети 220 – 750 кВ Владимирской, Вологодской, Костромской, Ивановской, Новгородской, Тверской и Ярославской областей.

Крупнейшее сетевое предприятие Владимирской области – филиал «Владимирэнерго» Межрегиональной сетевой компании (МРСК) Центра и Приволжья. Филиал осуществляет деятельность по передаче и распределению электрической энергии при напряжениях от 0,4 кВ до 110 кВ и технологическому присоединению к сетям потребителей Владимирской области. Преобразование электроэнергии во «Владимирэнерго» обеспечивают 142 ПС 35 – 110 кВ с установленной

трансформаторной мощностью 3596 МВА, в том числе 73 ПС 110 кВ с общей мощностью 3144 МВА и 69 ПС 35 кВ с общей мощностью 452 МВА.

В 2017 г., как и в предыдущие годы, по ПАО «Россети» зафиксирована отрицательная динамика старения парка оборудования ПС, а именно доля оборудования, выработавшего нормативный срок службы (25 лет), в сравнении с 2016 г. увеличилась на 1,8 %. На 1 января 2016 г. доля основного оборудования ПС со сверхнормативным сроком службы составила для оборудования 220 кВ и выше – 34 %, для оборудования 110 кВ – 75 %, для оборудования 35 кВ – 81 %, для оборудования 6 – 20 кВ – 62 %. При этом состояние 78 % оборудования ПС оценивалось как «рабочее», 22 % – как «ухудшенное» [5]. Таким образом, существует острая потребность в специалистах-проектировщиках новых и модернизируемых ПС.

Главные задачи специалистов, осуществляющих проектирование современных электрических ПС, – правильное, с учетом перспективы, определение электрических нагрузок ПС и выбор соответствующих им высоковольтного оборудования и схем его подключения. Проектировщики должны владеть глубокими знаниями теории высоковольтных аппаратов, навыками решения расчетных задач, а также умениями обеспечения энергосберегающих режимов работы оборудования. В настоящее время особое значение имеет способность проектировщиков закладывать в проекты ПС реализацию цифровых технологий, направленных на обеспечение высокого качества электроснабжения путем гибкого энергоэффективного управления передачей и распределением электроэнергии. В ходе учебного проектирования студенты должны приобрести умения самостоятельной постановки и решения практических задач, в ряде случаев не имеющих однозначных ответов. Пособие призвано оказывать студентам методическую помощь в овладении вышеперечисленными знаниями, умениями и навыками.

# Глава 1. ОБЩИЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПОДСТАНЦИЙ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

## 1.1. Нормативно-технические документы

**Проектирование электрических подстанций систем электроснабжения** – это сложный многоцелевой и многокритериальный процесс, цель которого – составление в графической, математической и текстовой формах максимально подробных описаний еще не существующих, а лишь запланированных объектов.

При проектировании определяют рациональное размещение ПС в энергосистеме, проводят расчет необходимых электротехнических показателей, определяют схему, по которой будет эксплуатироваться объект, вычисляют основные параметры и выбирают марки оборудования. Единство правил проектирования и соответствие выполняемых проектов требованиям государственных стандартов и современным инновационным решениям в электросетевом комплексе России обеспечивается рядом отраслевых нормативно-технических документов (НТД) [1 – 9]. В настоящем учебном пособии в соответствии с принятой в НТД ПАО «Россети» терминологией для обозначения обязательности выполнения технических требований применяются понятия **должен**, **следует**, **необходимо** и производные от них. Понятие **как правило** означает, что данное техническое требование является преобладающим, а отступление от него должно быть обосновано. Понятие **допускается** означает, что данное техническое требование или решение применяют в виде исключения, как вынужденное при соответствующем обосновании (вследствие стесненных условий, ограниченности ресурсов, отсутствия необходимого электротехнического оборудования, изделий и материалов и т. п.). Понятие **рекомендуется** означает, что данное техническое решение является приоритетным, но не обязательным. Понятие **не допускается** означает, что применение данного технического решения запрещено. Термин **рабочее состояние оборудования** определяет состояние, при котором оборудование способно выполнять заданные функции, а значения эксплуатационных параметров соответствуют требованиям НТД. Понятие **ухудшенное** означает, что значение хотя бы одного параметра, характеризующего способность выполнять заданные функции, достигло

предельного значения, установленного НТД. **Предаварийным** называют состояние оборудования, при котором его дальнейшая эксплуатация должна быть прекращена из-за нарушения требований безопасности или когда значение хотя бы одного из параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, превысило предельное значение, установленное НТД.

Требования НТД сформулированы с учетом специфики проектируемых подстанций, т. е. принадлежности к той или иной группе в общепринятой системе **классификации ПС**. Электрические ПС классифицируют по следующим признакам: по видам преобразования электрической энергии и информации; номинальным значениям высшего напряжения; числу ступеней пониженного напряжения; количеству трансформаторов и их мощности; роли и значению подстанции в системе электроснабжения; категории надежности электроснабжения потребителей; конструкции и способам присоединения трансформаторных ПС к линиям электропередачи и другим признакам. По конструкции различают *закрытые* и *открытые* ПС. По способам присоединения к ЛЭП различают: *ответвительные*, подключенные к отпайкам главной магистрали; *проходные*, включаемые в рассечку главной магистрали, и *тупиковые*, устанавливаемые на конце отдельно выведенной линии. По видам преобразования электрической энергии различают *трансформаторные* ПС, преобразующие электрическую энергию только по напряжению (понижающие и повышающие); *преобразовательные*, преобразующие электроэнергию по напряжению и другим параметрам (изменение рода тока, изменение частоты), и *распределительные*, осуществляющие прием и распределение электрической энергии без ее преобразования. По способам получения, преобразования и передачи информации, в том числе для управления работой ПС, выделяют *аналоговые* и *цифровые* ПС.

По роли и значению в системе электроснабжения понижающие трансформаторные ПС делят на четыре основных типа.

1. *Узловые подстанции магистральных электрических сетей* (МЭС), получающие электроэнергию от электростанций под напряжением от 220 до 750 кВ. Эти ПС являются системообразующими и обеспечивают взаимодействие между энергосистемами, а также электроснабжение крупных региональных потребителей по линиям 220 и 110 кВ. Установленная мощность таких ПС порядка тысяч МВА.

2. *Районные и главные понизительные подстанции* предприятий (ГПП) рассчитаны на получение электроэнергии от энергосистем или непосредственно от электростанций под напряжением от 35 до 220 кВ. Обеспечивают электроэнергией населенные пункты и крупные предприятия по линиям 6, 10, 35, 110 кВ. Установленная мощность таких ПС – от нескольких десятков до 100 МВА.

3. *Подстанции глубокого ввода (ПГВ)* с первичным напряжением 35 и 110 кВ размещают на производственных предприятиях вблизи наиболее энергоемких цехов или в городских микрорайонах, имеющих энергоемкие объекты, например, тяговые ПС городского электротранспорта, крупные водозаборные сооружения и котельные с мощными высоковольтными двигателями и т. п. ПГВ обеспечивают электроснабжение таких потребителей преимущественно по кабельным ЛЭП 6 и 10 кВ. Установленная мощность ПГВ не превышает нескольких десятков МВА.

4. *Трансформаторные пункты (ТП) и цеховые подстанции* размещают внутри городских кварталов, в сельских населенных пунктах и подразделениях промышленных и сельскохозяйственных предприятий. Они питаются по линиям 6 и 10 кВ и поставляют электроэнергию конечным потребителям при напряжении 0,4 кВ. Установленная мощность ТП не превышает нескольких МВА.

**Проект электрической подстанции** – это комплект технической документации, разработанный и оформленный в соответствии с установленными нормами и правилами. Нормативные документы, регламентирующие проектирование электрических ПС, регулярно пересматривают и дополняют в соответствии с новыми научными и техническими достижениями, опытом и результатами реализации проектных решений и в соответствии с развитием законодательной базы Российской Федерации в сфере электроэнергетики. За последние 15 лет четыре раза обновлялся основополагающий стандарт Федеральной сетевой компании Единой энергетической системы (ПАО «ФСК ЕЭС»), регламентирующий проектирование электрических ПС. В настоящее время действует стандарт СТО 56947007-29.240.10.248-2017 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 – 750 кВ» (НТП ПС), введенный в действие приказом ПАО «ФСК ЕЭС» от 25 августа 2017 г. № 343 [1]. Его последняя актуализация была проведена в январе 2018 г. Этот документ

заменил собой стандарты СТО 56947007-29.240.10.028.-2009 и СО 153-34.20.122-2006 с таким же названием [2, 3], а до 2006 г. действовал СО 153-34.20.187-2003 «Рекомендации по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 – 750 кВ» [4]. В большой степени регулярное обновление стандартов вызвано необходимостью их гармонизации с технической политикой ПАО «Россети», основного акционера ПАО «ФСК ЕЭС». Ее предметное содержание в настоящее время отражено в Положении «О единой технической политике в электросетевом комплексе» [5], утвержденном советом директоров ПАО «Россети» 22 февраля 2017 г.

Действующие НТП ПС устанавливают основные требования по проектированию ПС и переключательных пунктов переменного тока ПАО «ФСК ЕЭС». Нормы распространяются на объекты нового строительства, а также подлежащие комплексному техническому перевооружению и реконструкции (КТПиР) подстанции, распределительные (РП) и переключательные пункты (ПП) напряжением 35 – 750 кВ. При проектировании КТПиР допускаются обоснованные отступления от стандарта СТО 56947007-29.240.10.248-2017, учитывающие существующие схемы распределительных устройств, компоновки оборудования, конструкции зданий и вспомогательных сооружений. Эти отступления на стадии формирования задания должны быть согласованы с электросетевыми компаниями и системным оператором (в части объектов диспетчеризации).

Содержание НТП ПС соответствует Федеральному закону РФ от 26 марта 2003 г. «Об электроэнергетике» № 35-ФЗ (с изм. на 29 июля 2018 г.); Федеральному закону РФ от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании» (в ред. от 5 апреля 2016 г.); Постановлению Правительства РФ от 16 февраля 2008 г. № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» (в посл. ред. от 21 апреля 2018 г.); ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения»; ГОСТ 21.001-2013 «Система проектной документации для строительства. Общие положения» (взамен ГОСТ 21.001-93); ГОСТ 21.002-2014 «Нормоконтроль проектной и рабочей документации»; ГОСТ Р 21.1101-2013 «Основные требования к проектной и рабочей документации».

НТП ПС согласованы с Правилами устройства электроустановок (ПУЭ), 7-е издание [6], Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭЭП) [7], Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей (ПТЭЭСиС) [8], Рекомендациями по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 – 750 кВ (СТО 56947007-29.240.30.047-2010) [9] и с действующими строительными нормами и правилами (СНиПами) Госстроя РФ.

Уже на стадии проектирования должна быть обеспечена возможность выполнения требований **Правил устройства электроустановок**. В 7-м издании ПУЭ [6] интересующей нас тематике посвящена глава 4.1. «Распределительные устройства и подстанции напряжением выше 1 кВ». Во вводной части этой главы даны определения ПС различных типов и их компонентов. К числу наиболее важных определений относят следующие:

- *распределительное устройство (РУ)* – электроустановка, служащая для приема и распределения электроэнергии и содержащая коммутационные аппараты, сборные и соединительные шины, вспомогательные устройства (компрессорные, аккумуляторные и др.), а также устройства защиты, автоматики, телемеханики, связи и измерений;
- *открытое распределительное устройство (ОРУ)* – РУ, все или основное оборудование которого расположено на открытом воздухе;
- *закрытое распределительное устройство (ЗРУ)* – РУ, оборудование которого расположено в помещении;
- *трансформаторная ПС* – электроустановка, предназначенная для приема, преобразования и распределения энергии и состоящая из трансформаторов, РУ, устройств управления, технологических и вспомогательных сооружений;
- *пристроенная ПС (РУ)* – ПС (РУ), непосредственно примыкающая к основному зданию электростанции или промышленного предприятия;
- *встроенная ПС (РУ)* – ПС (РУ), занимающая часть здания;
- *внутрицеховая ПС (РУ)* – ПС (РУ), расположенная внутри цеха открыто (без ограждения), за сетчатым ограждением, в отдельном помещении;

- *комплектная трансформаторная ПС (КТП)* – ПС, состоящая из трансформаторов, блоков (КРУ и КРУН) и других элементов, поставляемых в собранном или полностью подготовленном на заводе-изготовителе к сборке виде;

- *столбовая трансформаторная ПС (СТП)* – открытая трансформаторная ПС, все оборудование которой установлено на одностоячной опоре воздушных линий (ВЛ) на высоте, не требующей ограждения ПС;

- *мачтовая трансформаторная ПС (МТП)* – открытая трансформаторная ПС, все оборудование которой установлено на конструкциях (в том числе на двух и более стойках опор ВЛ) с площадкой обслуживания на высоте, не требующей ограждения ПС.

В основной части гл. 4.1 ПУЭ сформулированы общие требования к проектируемым ПС и даны рекомендации по выполнению отдельных компонентов ПС: ошиновки РУ, коммутационных аппаратов, средств заземления, молниезащиты и блокировки от неправильных действий персонала при переключениях. Особое внимание уделено правильному размещению оборудования ОРУ и ЗРУ, обеспечивающему безопасное обслуживание оборудования, защите от воздействия электрических и магнитных полей, а также средствам вентиляции и пожаротушения. Электрооборудование, токоведущие части, изоляторы, крепления, ограждения и несущие конструкции должны быть выбраны и установлены таким образом, чтобы в нормальных условиях не могли причинить вред обслуживающему персоналу, а также привести к повреждению оборудования и возникновению короткого замыкания (КЗ) или замыкания на землю, при нарушениях нормальных условий работы обеспечивали необходимую локализацию повреждений, а при снятом напряжении аппараты, токоведущие части и конструкции могли подвергаться безопасному техническому обслуживанию и ремонту без нарушения нормальной работы соседних цепей.

Проект электрической ПС должен обеспечить возможность выполнения в полном объеме **Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭЭП)** [7]. Оборудованию ПС в этом документе посвящены отдельные главы второго раздела «Электрооборудование и электроустановки общего назначения»: гл. 2.1 «Силовые трансформаторы и реакторы»; гл. 2.2 «Распределительные устройства и подстанции»; гл. 2.6 «Релейная защита, электроавтомата-

тика, телемеханика и вторичные цепи»; гл. 2.7 «Заземляющие устройства»; гл. 2.8 «Защита от перенапряжений»; гл. 2.9 «Конденсаторные установки»; гл. 2.10 «Аккумуляторные установки» и гл. 2.11 «Средства контроля, измерений и учета».

## **1.2. Исходные данные и основные задачи проектирования**

Проектную документацию на новое строительство и КТПиР подстанций разрабатывают на основании утвержденных в установленном порядке задания на проектирование и обоснований требуемых инвестиций. Задача проектировщиков – поиск проектных решений, которые способны обеспечить достижение планируемых показателей мощности и качества отпускаемой энергии при минимальных затратах финансовых, временных и трудовых ресурсов на строительство и последующее содержание и обслуживание ПС. Электрические ПС могут проектироваться как один из элементов единой энергетической системы (ЕЭС), объединенной энергосистемы (ОЭС) или (и) районной электроэнергетической системы (ЭЭС). *Проект ПС разрабатывают на обеспечение электроснабжения потенциальных потребителей в течение 5 лет с момента предполагаемого ввода ПС в эксплуатацию и с возможностью ее развития для обеспечения электроснабжения в последующий не менее чем пятилетний период.*

При отсутствии исходных данных по количеству перспективных присоединений следует закладывать возможность расширения:

- для РУ 220 кВ и выше – не менее чем на два присоединения;
- для РУ 35 – 110 кВ – не менее чем на четыре присоединения;
- для РУ 6 – 20 кВ, питающих энергоустановки потребителей, – не менее чем на восемь присоединений [1].

**Проектирование ПС ведут на основе следующих утвержденных схем развития:**

- энергосистемы и (или) электрических сетей города;
- внешнего электроснабжения объекта;
- средств управления общесистемного назначения, включая релейную защиту и автоматику (РЗА), противоаварийную автоматику;
- автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ);

- автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИСКУЭ) и схемы организации ремонта, технического и оперативного обслуживания.

**Исходные данные для проектирования:** общая характеристика района размещения ПС; электрические нагрузки на расчетный период и их перспективное развитие с указанием распределения по напряжениям и категориям; число, мощность и номинальные напряжения трансформаторов; соотношения номинальных мощностей обмоток трехобмоточных трансформаторов; уровни и пределы регулирования напряжения на шинах ПС и необходимость дополнительных регулирующих устройств с учетом требований к качеству электроэнергии; количество присоединяемых линий напряжением 35 кВ и выше, их нагрузки; количество линий 10 (6) кВ и их нагрузки; рекомендации по схемам электрических соединений ПС; режимы заземления нейтралей трансформаторов; места установки, число и мощность шунтирующих реакторов, конденсаторных батарей, управляемых средств реактивной мощности и других средств ограничения перенапряжения в сетях 110 кВ и выше; места установки, число и мощность дугогасящих реакторов для компенсации емкостных токов в сетях 35 кВ и ниже (по данным заказчика); требования по обеспечению устойчивости электропередачи (энергосистемы); требования к средствам управления общесистемного назначения; расчетные значения токов трехфазных КЗ и замыканий на землю с учетом развития сетей и генерирующих источников на срок до 10 лет от времени предполагаемого ввода ПС в эксплуатацию, а также мероприятия по ограничению токов КЗ; границы раздела обслуживания объектов различными энергообъединениями и энергопредприятиями и т. д. [1].

**По результатам проектирования должны быть решены следующие задачи:**

- выбрана площадка для строительства ПС;
- определены типы и исполнения ПС и РУ (закрытого или открытого типа, комплектная, сборная и т. д.);
- выбраны схемы электрических соединений РУ высшего, среднего и низшего напряжения;
- определены методы и средства ограничения токов КЗ;
- выбраны основное электротехническое оборудование и токоведущие элементы;

- определены средства ограничения перенапряжений, их количество и места установки;
- определены методы и средства заземления оборудования ПС (в том числе нейтралей трансформаторов);
- выбраны род оперативного тока ПС и его источники;
- выбраны схемы и источники электроснабжения собственных нужд ПС;
- выбраны системы управления, сигнализации, РЗА и АИИСКУЭ.

## **Глава 2. ОСНОВНЫЕ ЭТАПЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ**

### **2.1. Выбор площадки размещения подстанции**

Площадку для строительства ПС выбирают на основе отраслевых нормативно-технических и методических документов, в частности «Методических указаний по выбору и согласованию трасс ВЛ и площадок ПС 35 кВ и выше» [10]. При выборе следует выполнять требования Градостроительного, Земельного, Лесного и Водного кодексов РФ, нормативно-правовых актов по охране окружающей среды, обеспечению экологической безопасности и рациональному использованию природных ресурсов. Выбор производят в соответствии со схемой развития электрических сетей района или схемой электроснабжения конкретного объекта; проектами планировки муниципального образования (МО), на территории которого предполагается размещение ПС; результатами технико-экономического сравнения вариантов размещения ПС. Размещение ПС необходимо производить с учетом наиболее рационального использования земель как на расчетный период, так и с учетом последующего расширения ПС. При этом следует учитывать коридоры подходов ВЛ всех напряжений. Типовой комплект документов, являющихся основанием для выделения в том или ином МО площадки, выбранной для размещения ПС, включает в себя:

- распоряжение главы МО о разрешении проектно-изыскательских работ (ПИР);

- конкурсные материалы проектной организации, направленные в администрацию МО для участия в конкурсе на разработку «Проекта межевания, планировки и застройки территории»;
- протокол заседания конкурсной комиссии администрации МО;
- архитектурно-планировочное задание Управления архитектуры и строительства МО;
- задание на проектирование.

Площадки для размещения ПС выбирают, как правило:

- вблизи центров электрических нагрузок;
- вблизи автомобильных дорог и железнодорожных путей, пригодных для транспортировки строительных конструкций, материалов и оборудования ПС;
- вблизи населенных пунктов, в которых возможно размещение жилых домов персонала обслуживаемых ПС;
- на непригодных для лесо- и сельскохозяйственного использования землях, расположенных вне зон природных и техногенных загрязнений и не подверженных разрушениям под действием оползней, затоплений, снежных заносов и т. п.;
- на площадках, обеспечивающих удобные заходы ВЛ, рельеф которых не требует производства трудоемких и дорогостоящих планировочных работ.

## **2.2. Проектирование электрических схем подстанции**

Этот этап проектирования целесообразно начать с выбора структурной схемы ПС, которая должна обеспечивать:

- надежность функционирования ПС и прилегающей сети;
- удобство эксплуатации, снижающее вероятность ошибочных действий персонала ПС;
- техническую гибкость в условиях изменяющихся режимов работы электроустановки;
- компактность;
- технически обоснованную экономичность.

На рис. 2.1 представлены основные структурные схемы ПС 35 – 750 кВ.

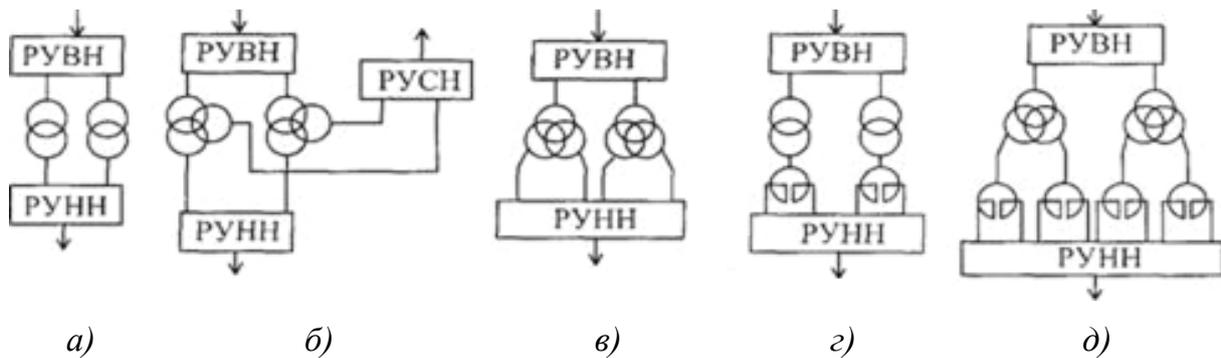


Рис. 2.1. Структурные схемы трансформаторных ПС

ПС с двухобмоточными трансформаторами состоит из трех основных узлов: распределительного устройства высшего напряжения (РУВН), одного или нескольких силовых трансформаторов (здесь и в дальнейшем, если не требуется уточнений, под термином «трансформатор» будет подразумеваться и автотрансформатор), распределительного устройства низшего напряжения (РУНН) (рис. 2.1, а, в), а также, кроме того, вспомогательных устройств (компрессорных, аккумуляторных и т. п.), средств релейной защиты, автоматики, измерения. В ПС с трехобмоточными трансформаторами добавляется четвертый узел – распределительное устройство среднего напряжения (РУСН) (рис. 2.1, б). Для уменьшения токов КЗ в сетях электроснабжения при мощности трансформаторов 25 и более МВА следует применять трансформаторы с расщепленной обмоткой низшего напряжения (рис. 2.1, в) [1]. С этой же целью на ПС устанавливают токоограничивающие сдвоенные реакторы (рис. 2.1, г, д). В обоих случаях токоограничения увеличивается количество секций сборных шин в РУНН.

РУВН подстанции чаще всего выполняет функции приема электрической энергии от линии электропередачи к трансформатору. В отдельных случаях РУВН может выполнять функции приема и распределения электроэнергии (по требованию энергоснабжающей организации или при целесообразности питания от главной понизительной ПС нескольких ПС глубокого ввода на напряжениях 110 – 330 кВ). РУСН и РУНН всегда выполняют функции приема и распределения электроэнергии. Аналогичные функции выполняют и распределительные ПС. РУ всех напряжений, осуществляющие прием и распределение электрической энергии, выполняют со сборными шинами. РУВН трансформаторных ПС, предназначенные только для приема электрической энергии (без ее распределения), выполняют без сбор-

ных шин по блочным, мостиковым и другим схемам. РУ могут быть комплектными, сборными, открытыми и закрытыми. При стесненной городской и промышленной застройке следует применять РУ с элегазовой изоляцией [1].

В зависимости от количества выключателей, приходящихся на одно присоединение, можно условно выделить следующие группы схем, применяемых в настоящее время на действующих ПС.

1. Схемы с коммутацией присоединения одним выключателем.

2. Схемы с коммутацией присоединения двумя выключателями (из схем этой группы наиболее распространены схемы «полупорная» и «четырёхугольник»).

3. Схемы с коммутацией присоединения тремя и более выключателями.

4. Схемы упрощенные, с количеством выключателей меньшим, чем количество присоединений (блочные, мостики, заход – выход).

Схемы первой группы называют *радиальными*, а второй и третьей – *кольцевыми*. В кольцевых схемах (схемах многоугольников) выключатели соединяют друг с другом так, чтобы они образовывали кольцо. Каждый элемент (линия, трансформатор) присоединяется между двумя соседними выключателями. В кольцевых схемах надежность работы выключателей выше, чем в других, так как имеется возможность опробования любого выключателя в период нормальной работы схемы. Опробование выключателя путем его отключения не нарушает работу присоединенных элементов и не требует никаких переключений в схеме. Достоинство всех кольцевых схем – использование разъединителей только для ремонтных работ. Количество операций разъединителями в таких схемах невелико.

При проектировании новых, а также подлежащих КТПиР подстанций напряжением 35 – 750 кВ электрические схемы РУ следует выбирать в соответствии со СТО 59012820-29.240.30.003-2009 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций напряжением 35 – 750 кВ. Типовые решения» [11] и СТО 56947007-29.240.30.047-2010 «Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 – 750 кВ», ОАО «ФСК ЕЭС» [9]. К числу наиболее важных требований действующих НТП ПС [1] и Положения [5] относятся следующие:

- не допускается применение отделителей и короткозамыкателей;
- для РУ 330 – 750 кВ следует применять схемы с коммутацией присоединений двумя выключателями либо с коммутацией присоединений через полуторные цепочки;
- для РУ 35 – 220 кВ, как правило, применяют: при четырех присоединениях (две линии и два трансформатора) – мостиковые схемы и схемы четырехугольника; при пяти и более присоединениях – схемы с коммутацией присоединения одним выключателем;
- при наличии соответствующего обоснования допускается применение:
  - для РУ 35 – 220 кВ – обходной системы шин (при условии секционирования системы шин), двух систем шин или двух систем шин с обходной системой шин;
  - РУ 220 кВ – схем с коммутацией ЛЭП через полуторные цепочки;
- допускается применение обходных систем шин в ОРУ 35 – 220 кВ, с которых осуществляется плавка гололеда на проводах и грозозащитных тросах отходящих ВЛ;
- применение схем РУ, отличных от типовых [11], допускается лишь при наличии технико-экономического обоснования;
- при реконструкции ПС с сооружением РУ 110 – 750 кВ на новой площадке должны проектироваться временные электрические связи между существующими и вновь сооружаемыми РУ, обеспечивающие надежность питания присоединений и непрерывность транзита мощности, передаваемой через РУ;
- схемы проектируемых РУ должны обеспечивать возможность их расширения в перспективе путем резервирования места, а в случае, если расширение планируется ранее пяти лет с момента ввода ПС, путем обеспечения готовности ячеек к работе;
- при отсутствии исходных данных по количеству перспективных присоединений следует предусматривать возможность расширения: для РУ 6 – 20 кВ, питающих энергоустановки потребителей, – не менее чем на восемь присоединений; для РУ 35 – 110 кВ – не менее чем на четыре присоединения; для РУ 220 кВ и выше – не менее чем на два присоединения.

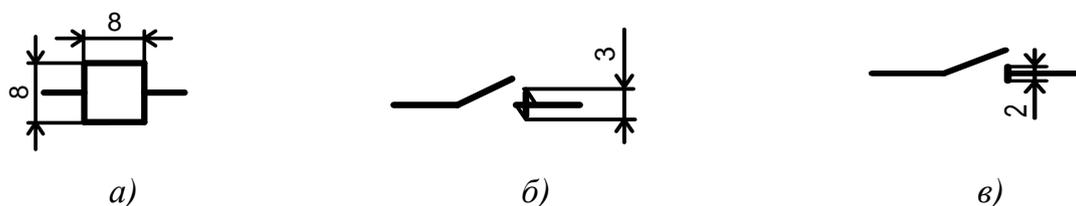
Выбор схемы с тем или иным количеством выключателей должен опираться на технико-экономическое обоснование, так как стоимость ячейки выключателя 110 – 500 кВ на мировом рынке составляет 0,1 до 5,0 млн долл. (ячейка комплектного распределительного устройства с элегазовой изоляцией (КРУЭ) 500 кВ с выключателем). В СТО 59012820-29.240.30.003-2009 [11] приведен перечень 32 схем РУ 10 (6) – 750 кВ с общепринятыми номерами, графическими и буквенными обозначениями. Второй раздел СТО 56947007-29.240.30.047-2010 [9] содержит паспорта 19 наиболее применяемых типовых схем РУ. В паспортах указаны область применения и условия выбора схем, критерии их надежности, безопасности и технической гибкости, а также требования по расстановке разъединителей, стационарных заземлителей, измерительных трансформаторов и ограничителей перенапряжений (ОПН). В силу ограниченности объема этого учебного пособия остановимся лишь на наиболее распространенных схемах РУ.

### ***2.2.1. Распределительные устройства со сборными шинами***

**Сборными шинами** называют короткие участки шин жесткой или гибкой конструкции, обладающие малым электрическим сопротивлением, предназначенные для подключения присоединений. По своему назначению сборные шины делят на рабочие, резервные и обходные. *Рабочая система шин* в нормальном режиме находится под напряжением и осуществляет питание всех подключенных к ней присоединений. *Резервная система шин* служит для питания присоединений ПС в случае ремонта или ревизии рабочей системы шин. В нормальном режиме напряжение с резервной системы шин снято. *Обходную систему шин* применяют при повышенных требованиях к надежности электроснабжения, она позволяет осуществлять контроль и ремонт любого коммутационного аппарата без отключения потребителей. В нормальном режиме обходная система шин не находится под напряжением. При большом числе присоединений для ограничения токов КЗ при необходимости системного деления сети для ограничения числа одновременно отключаемых выключателей присоединений сборные шины РУ секционируют, т. е. разделяют на несколько частей. На всех присоединениях на участках от сборных шин до выключателей, предохранителей, трансформаторов напряжения и тому

подобного, а также на участках, где возможна подача напряжения от других источников напряжения, обязательно устанавливают разъединители, обеспечивающие видимый разрыв цепи. Это требование не распространяется на шкафы комплектных распределительных устройств (КРУ) и КРУ для наружного применения (КРУН) с выкатными тележками, высокочастотные заградители и конденсаторы связи, трансформаторы напряжения, устанавливаемые на отходящих линиях, разрядники, устанавливаемые на вводах трансформаторов и отходящих линиях.

Питающие и отходящие линии подключают к сборным шинам через разъединители и высоковольтные выключатели. Графические обозначения этих устройств и их контактов в однолинейных схемах РУ приведены на рис. 2.2.



*Рис. 2.2. Графические обозначения коммутационных устройств: а – высоковольтные выключатели; б – контакты выключателей с дугогасящими устройствами; в – контакты разъединителей без дугогасящих устройств*

На каждую линию необходим один выключатель, один или два шинных разъединителя (в зависимости от применяемой системы сборных шин) и один линейный разъединитель. Выключатель служит для включения и отключения линии в нормальных и аварийных режимах. Шинный разъединитель предназначен для создания видимого отключения сети и создания безопасных условий для проведения контроля и ремонта выключателя, а также при двух системах шин – для переключения присоединений с одной системы шин на другую без перерыва в работе. Линейный разъединитель предусматривают в присоединениях, где при отключенном выключателе линия может оказаться под напряжением и необходимо видимое отключение линии для безопасного ремонта выключателя. При использовании комплектных РУ выкатного исполнения выключатели, трансформаторы напряжения и другое оборудование устанавливают на выкатных тележках. В этом случае на схеме указывают штепсельные разъемы.

В РУ обязательно предусматривают стационарные заземляющие устройства, обеспечивающие заземление аппаратов и ошинок без применения переносных заземлителей. РУ должны быть оборудованы оперативной блокировкой, исключающей ошибочные действия с разъединителями, выключателями, заземляющими ножами и т. д.

На присоединениях питающих и отходящих линий кроме коммутационных аппаратов устанавливают трансформаторы тока (ТТ) и напряжения (ТН). На воздушных линиях напряжением 35 кВ и выше, кроме того, устанавливают высокочастотные заградители и конденсаторы связи. ТН устанавливают на каждую систему шин, а если система шин делится на части (секции), то на каждую секцию шин. ТН подключают к сборным шинам через разъединители и предохранители в РУ 6 – 35 кВ и через разъединители в РУ 110 кВ и выше. Требование подключения через разъединители не распространяется на ТН, устанавливаемые на отходящих линиях. При необходимости в РУ предусматривают трансформаторы собственных нужд (ТСН) 0,4 кВ, которые могут использоваться для питания цепей оперативного тока релейной защиты и автоматики, электродвигателей вентиляторов и масляных насосов охлаждения трансформаторов, устройств подогрева выключателей, освещения и т. п. Если ТСН обеспечивают питание цепей оперативного тока, то их подключают через предохранители до выключателей ввода, если нет, то после выключателей к сборным шинам.

Для РУ 110 – 220 кВ в зависимости от требований надежности и резервирования следует применять схемы:

- с одинарной системой шин, секционированной выключателем или двумя развилками из двух выключателей, включенными, как правило, в цепи питающих присоединений;
- двойными секционированными системами шин;
- обходной системой шин (при специальном обосновании).

Схема с одинарной секционированной, т. е. разделенной секционным выключателем на две части, системой шин представлена на рис. 2.3. Секционирование, как правило, выполняют так, чтобы каждая секция шин получала питание от разных источников. Число присоединений и нагрузка на секциях шин должны быть по возможности равными. В нормальном режиме секционный выключатель может быть включен (параллельная работа секций шин) или отключен (раз-

дельная работа секций шин). В системах электроснабжения промышленных предприятий и городов предусматривают обычно раздельную работу секций шин. Эта схема проста, наглядна, экономична, обладает достаточно высокой надежностью, так как при коротком замыкании на сборных шинах отключается только одна секция шин, вторая остается в работе. Схему широко применяют в промышленных и городских сетях для электроснабжения потребителей любой категории надежности на напряжениях до 220 кВ включительно.

К недостатками схемы относят следующее:

- на все время проведения контроля или ремонта секции сборных шин один источник питания отключают;
- профилактический ремонт секции сборных шин и шинных разъединителей связан с отключением всех линий, подключенных к этой секции шин;
- повреждения в зоне секции сборных шин приводят к отключению всех линий соответствующей секции шин;
- ремонт выключателей связан с отключением соответствующих присоединений.

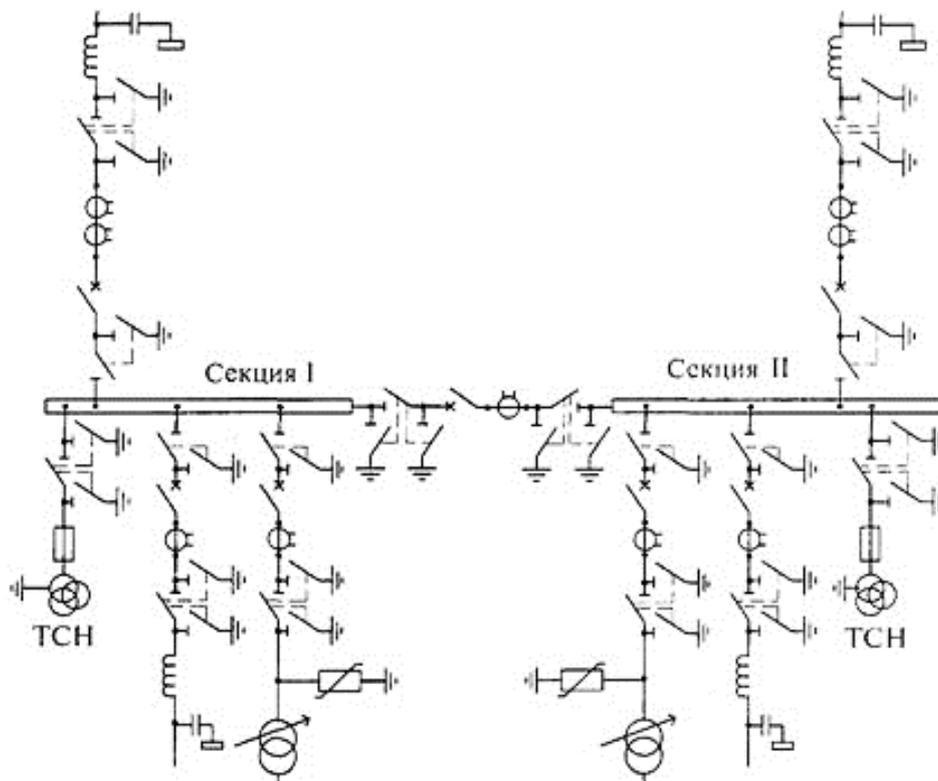
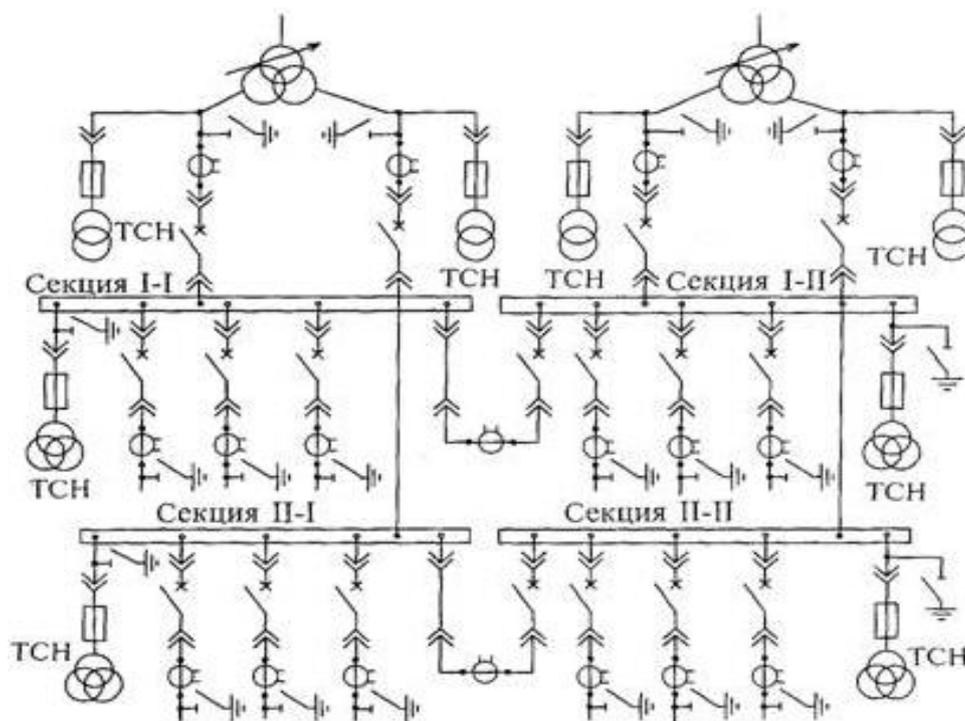


Рис. 2.3. Схема «одна секционированная система шин»

Перечисленные недостатки частично устраняются при использовании схем с большим числом шин и секций. На рис. 2.4 представлена схема РУ с двумя секционированными рабочими шинами, подключенными к трансформаторам с расщепленными обмотками. Аналогичную схему применяют при использовании двух сдвоенных реакторов. Схема имеет четыре секции шин и называется «две одиночные секционированные выключателями системы шин». При работе ПС на постоянном оперативном токе ТСН подключают к сборным шинам.

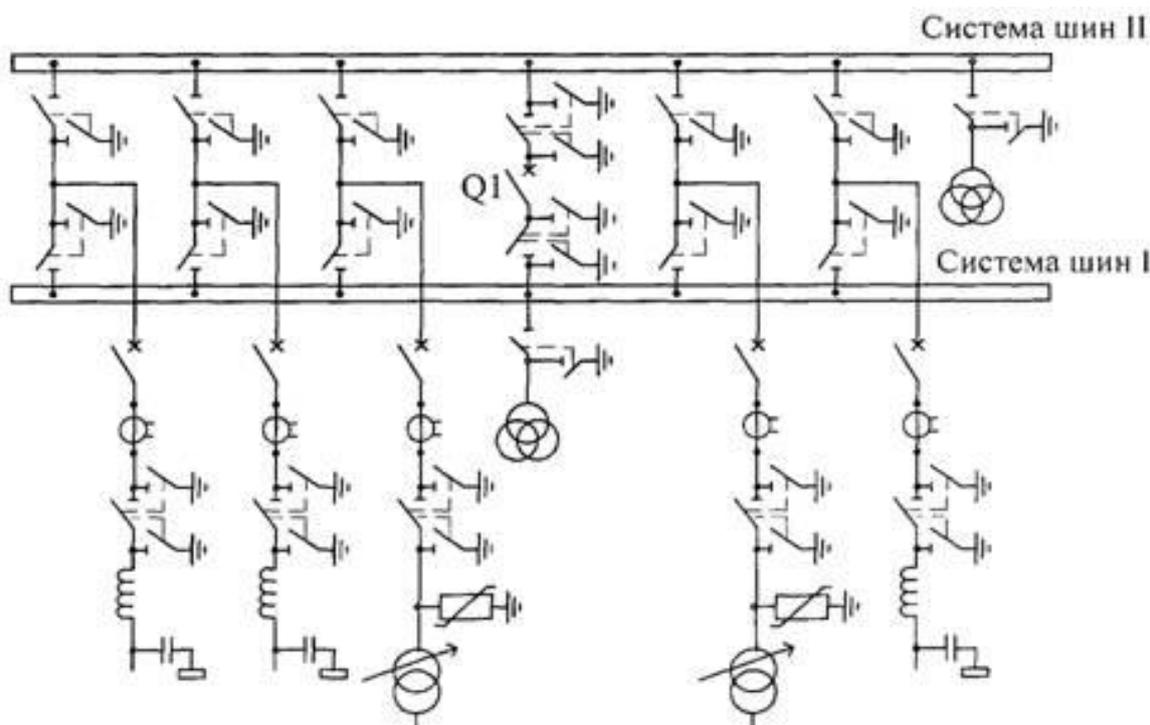


*Рис. 2.4. Схема «две одиночные секционированные выключателями системы шин»*

На рис. 2.5 представлена схема с двумя несекционированными рабочими системами шин, связанными между собой через шиносоединительный выключатель. Каждое присоединение содержит выключатель, два шинных разъединителя и линейный разъединитель. Возможны два принципиально разных варианта работы этой схемы. В первом варианте одна система шин является рабочей, вторая – резервной. В нормальном режиме работы все присоединения подключены к рабочей системе шин через соответствующие шинные разъединители. Напряжение на резервной системе шин в нормальном режиме отсутствует, шиносоединительный выключатель отключен. Во вто-

ром варианте, который в настоящее время получил наибольшее применение, вторую систему сборных шин используют постоянно в качестве рабочей в целях повышения надежности электроснабжения. При этом все присоединения к источникам питания и отходящим линиям распределяют между обеими системами шин. Шиносоединительный выключатель в нормальном режиме работы замкнут. Общеизвестное название схемы – «две рабочие системы шин».

Важно, что схема позволяет производить ремонт одной системы шин, сохраняя в рабочем состоянии все присоединения. Для этого все присоединения переводят на одну систему шин путем соответствующих переключений коммутационных аппаратов. Схема является гибкой и достаточно надежной, ее допускается применять в РУ 110 – 220 кВ при числе присоединений от 5 до 15.



*Рис. 2.5. Схема «две рабочие системы шин с шиносоединительным выключателем» Q1*

При большом количестве присоединений сборные шины делят на секции путем установки в точках деления секционных выключателей (рис. 2.6). Таким образом, РУ делят на четыре части, связанные между собой двумя секционными и двумя шиносоединительными выключателями. Данную схему называют «две рабочие секциониро-

ванные выключателями системы шин». К недостаткам схемы относят следующее:

- на время ремонта одной из систем шин снижается надежность схемы;
- ремонт выключателей и линейных разъединителей связан с отключением на это время соответствующих присоединений;
- сложность схемы, большое количество разъединителей и выключателей, а также операций, с которыми увеличивается вероятность повреждений в зоне сборных шин и ошибочных действий обслуживающего персонала.

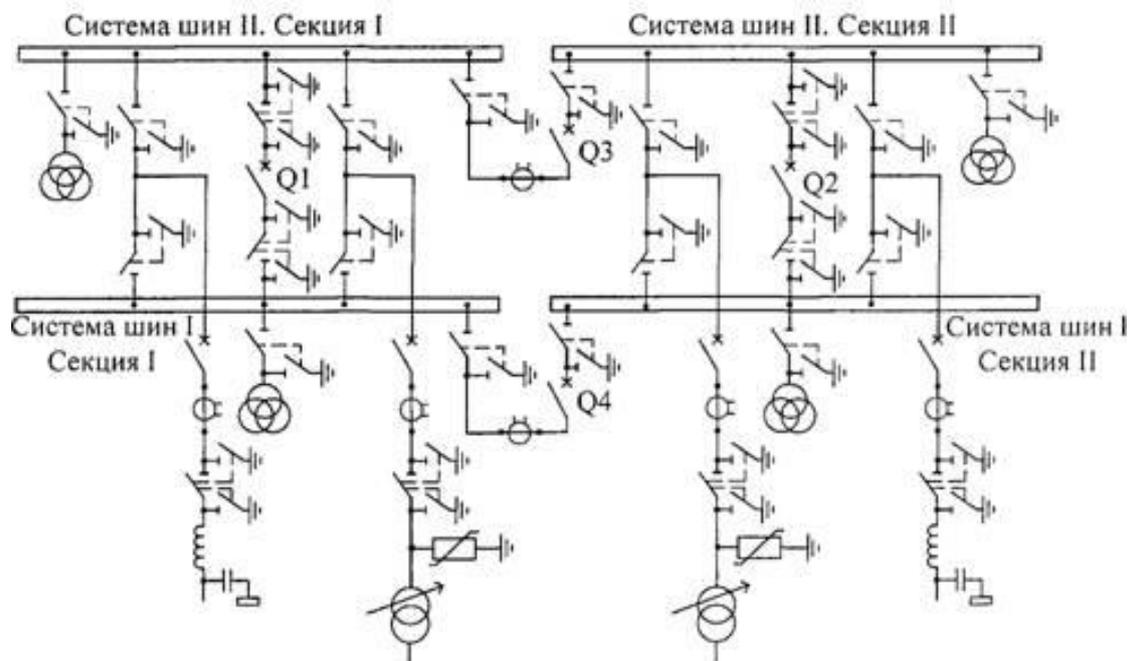
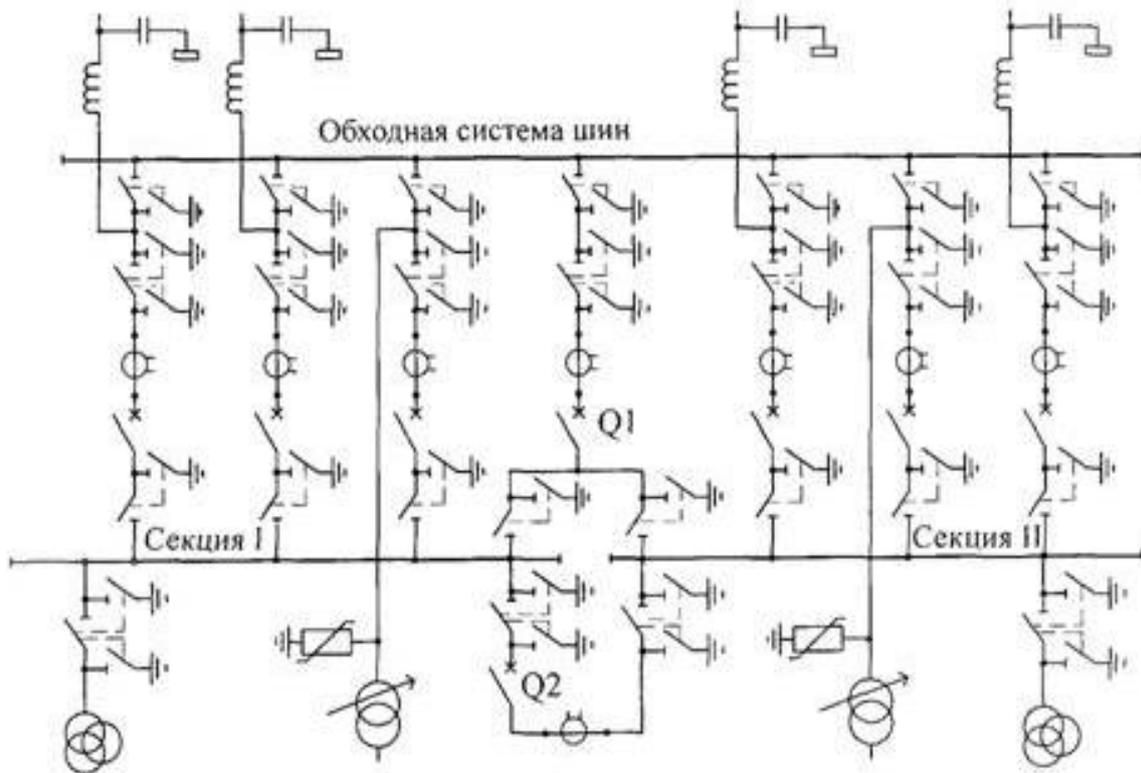


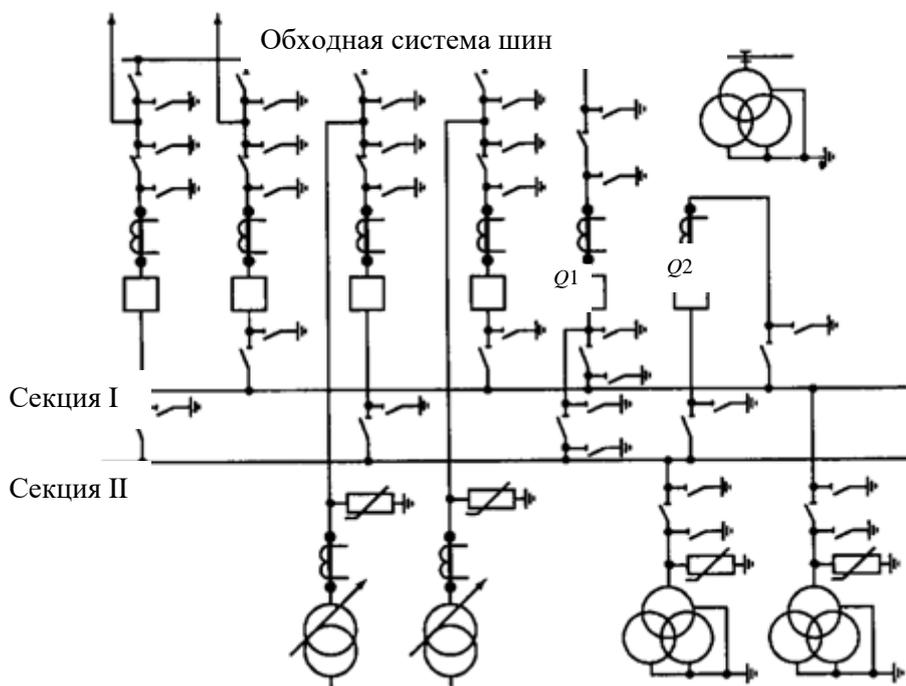
Рис. 2.6. Схема с двумя рабочими секционированными системами шин:  
*Q1, Q2 – шиносоединительные выключатели, Q3, Q4 – секционные выключатели*

Эти недостатки в значительной степени устраняют применением схем с обходной системой шин. В связи с повышением стоимости РУ применение обходной системы шин требует специального обоснования. При его наличии для РУ 35 – 220 кВ допускается применение обходной системы шин (при условии секционирования), двух систем шин с обходной системой шин. Кроме того, допускается применение обходных систем шин в ОРУ 35 – 220 кВ, с которых осуществляется плавка гололеда на проводах и грозозащитных тросах отходящих ВЛ [5].

На рис 2.7 представлены два варианта схемы РУ с одной секционированной выключателем рабочей и обходной системами шин.



а)



б)

Рис. 2.7. Варианты схемы с одной секционированной выключателем рабочей и обходной системами шин: а – на четыре линии; б – на две линии; Q1 – обходные выключатели, Q2 – секционные выключатели

Эта схема позволяет проводить ревизию и ремонт выключателей без отключения присоединения. В нормальном режиме с обходной системы шин напряжение снято, разъединители, соединяющие линии и трансформаторы с обходной системой шин, отключены. Именно эта схема является типовой для РУ напряжением 110 – 220 кВ с количеством присоединений до 15 включительно.

При большем количестве присоединений и установке на подстанции трех трансформаторов мощностью 125 МВА и более рекомендуется к применению схема «две рабочие секционированные выключателями и обходная системы шин» (рис. 2.8, а). Схема имеет два шиносоединительных и два обходных выключателя. Связь между секциями шин обеспечивается через секционные выключатели, которые в нормальном режиме отключены. На рис. 2.8, б представлена более простая и дешевая схема с двумя несекционированными шинами с одним шиносоединительным и одним обходным выключателями.

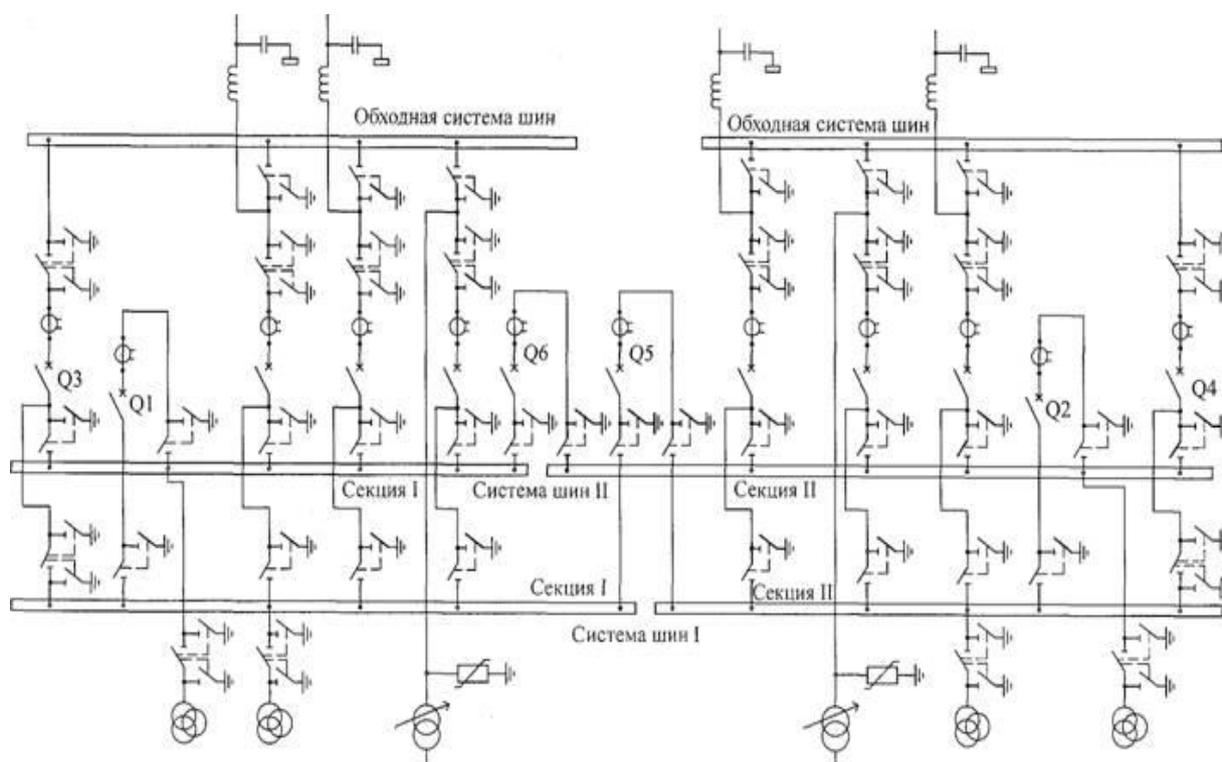


Рис. 2.8а. Схема с двумя рабочими секционированными выключателями и обходными системами шин; Q1, Q2 – шиносоединительные выключатели; Q3, Q4 – обходные выключатели, Q5, Q6 – секционные выключатели

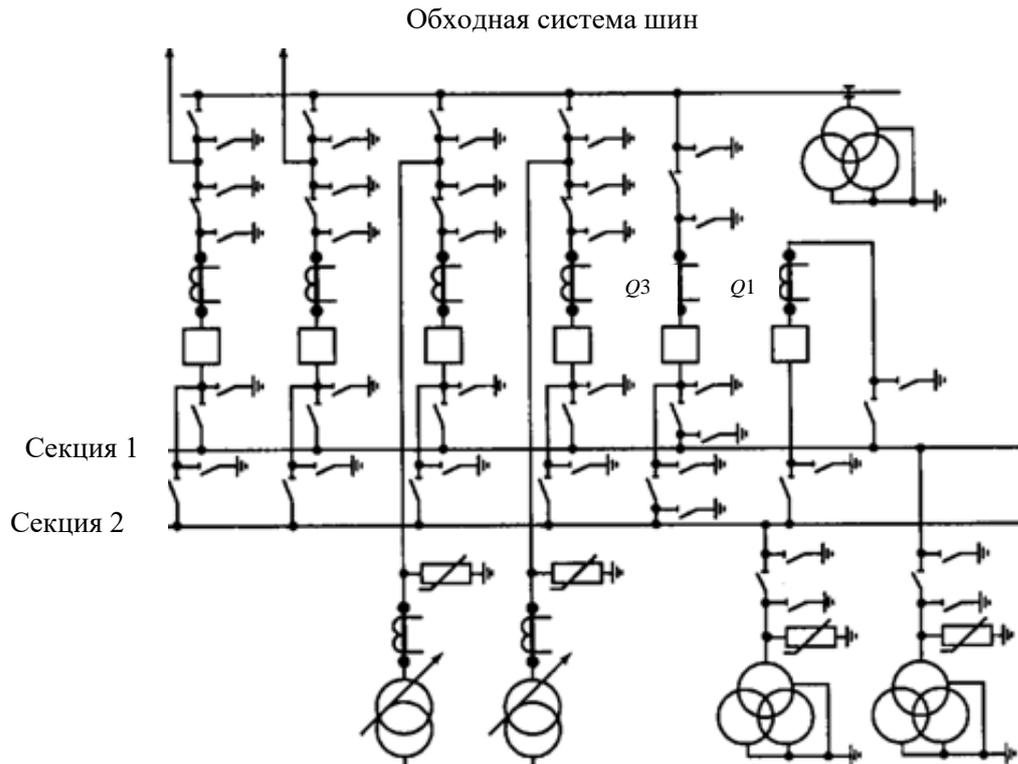


Рис. 2.8б. Схема с двумя рабочими несекционированными и обходной системами шин;  $Q1, Q2$  – шинсоединительные выключатели;  $Q3, Q4$  – обходные выключатели,  $Q5, Q6$  – секционные выключатели

В табл. 2.1 приведены рекомендации по применению рассмотренных систем сборных шин.

Таблица 2.1

**Рекомендации по применению схем распределительных устройств напряжением до 220 кВ включительно**

Система сборных шин	Область применения
Одна секционированная выключателем система шин	В РУ, РУ 10 (6) кВ В РУ 35 кВ; в РУ ВН и СИ 35 кВ. Допускается применять в РУ 110 – 220 кВ при пяти и более присоединениях, если РУ выполнено из герметизированных ячеек с элегазовой изоляцией
Две одиночные секционированные выключателями системы шин	В РУ 10 (6) кВ с двумя трансформаторами с расщепленной обмоткой или с двухобмоточными трансформаторами и двумя сдвоенными реакторами
Четыре одиночные секционированные выключателями системы шин	В РУ 10 (6) кВ с двумя трансформаторами с расщепленной обмоткой и с двумя сдвоенными реакторами

Система сборных шин	Область применения
Две рабочие системы шин с шиносоединительным выключателем	Допускается применять при числе присоединений от 5 до 15 в РУ 110 – 220 кВ из герметизированных ячеек с элегазовой изоляцией
Две рабочие секционированные выключателями системы шин	Допускается применять при числе присоединений более 15 в РУ 110 – 220 кВ из герметизированных ячеек с элегазовой изоляцией, а также в РУ 110 кВ с выкатными выключателями при условии замены выключателя в удовлетворяющее эксплуатацию время
Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин	В РУ 110 – 220 кВ при числе присоединений от 5 до 15
Две рабочие и обходная системы шин	1. В РУ 10 кВ для энергоемких предприятий с электроприемниками первой категории (например, для предприятий цветной металлургии). 2. В РУ 110 – 220 кВ при числе присоединений от 5 до 15
Две рабочие секционированные выключателем и обходная системы шин	1. В РУ 110 – 220 кВ при числе присоединений более 15. 2. В РУ 220 кВ при трех или четырех трансформаторах мощностью 125 МВА и более при общем числе присоединений более 12

### 2.2.2. Распределительные устройства без сборных шин

РУВН действующих трансформаторных подстанций, предназначенные только для приема электрической энергии (без ее распределения), могут быть выполнены без сборных шин по блочным, мостиковым и другим схемам.

**Блочной схемой** на двухтрансформаторных ПС называют схему «блок линия – трансформатор» без сборных шин и связей с выключателями между двумя блоками (возможна установка лишь неавтоматической перемычки из разъединителей). Блочные схемы применяют на стороне высшего напряжения тупиковых ПС напряжением до 500 кВ включительно, а также ответвительных и проходных ПС, присоеди-

няемых к одной или к двум линиям до 220 кВ включительно. На действующих ПС эксплуатируются следующие варианты схем «блок линия – трансформатор»: с выключателем, отделителем и глухим присоединением, т. е. без коммутационных аппаратов или только с разъединителем.

**Глухое присоединение** применяют на действующих ПС 35 – 330 кВ, запитанных по радиальной схеме, в случаях, когда ПС размещается в зоне сильного промышленного загрязнения. Для питания трансформаторов используют кабельные линии высокого напряжения, что позволяет исключить воздействие окружающей среды на изоляцию вводов даже при открытой установке трансформаторов. При проектировании новых, а также подлежащих КТПиР подстанций этот вариант не рекомендуется.

Схема с **разъединителем** (рис. 2.9, а) имеет ограниченное применение в сетях 110 кВ и предусматривает при повреждении трансформаторов мощностью более 25 МВА передачу сигнала на головной выключатель для отключения блока. В случае двухтрансформаторных ПС число таких блоков удваивают. Перемычку между блоками не устанавливают. Этот вариант обычно применяют в условиях интенсивного загрязнения и при ограниченной площади застройки. При проектировании новых, а также подлежащих КТПиР подстанций этот вариант не рекомендуется.

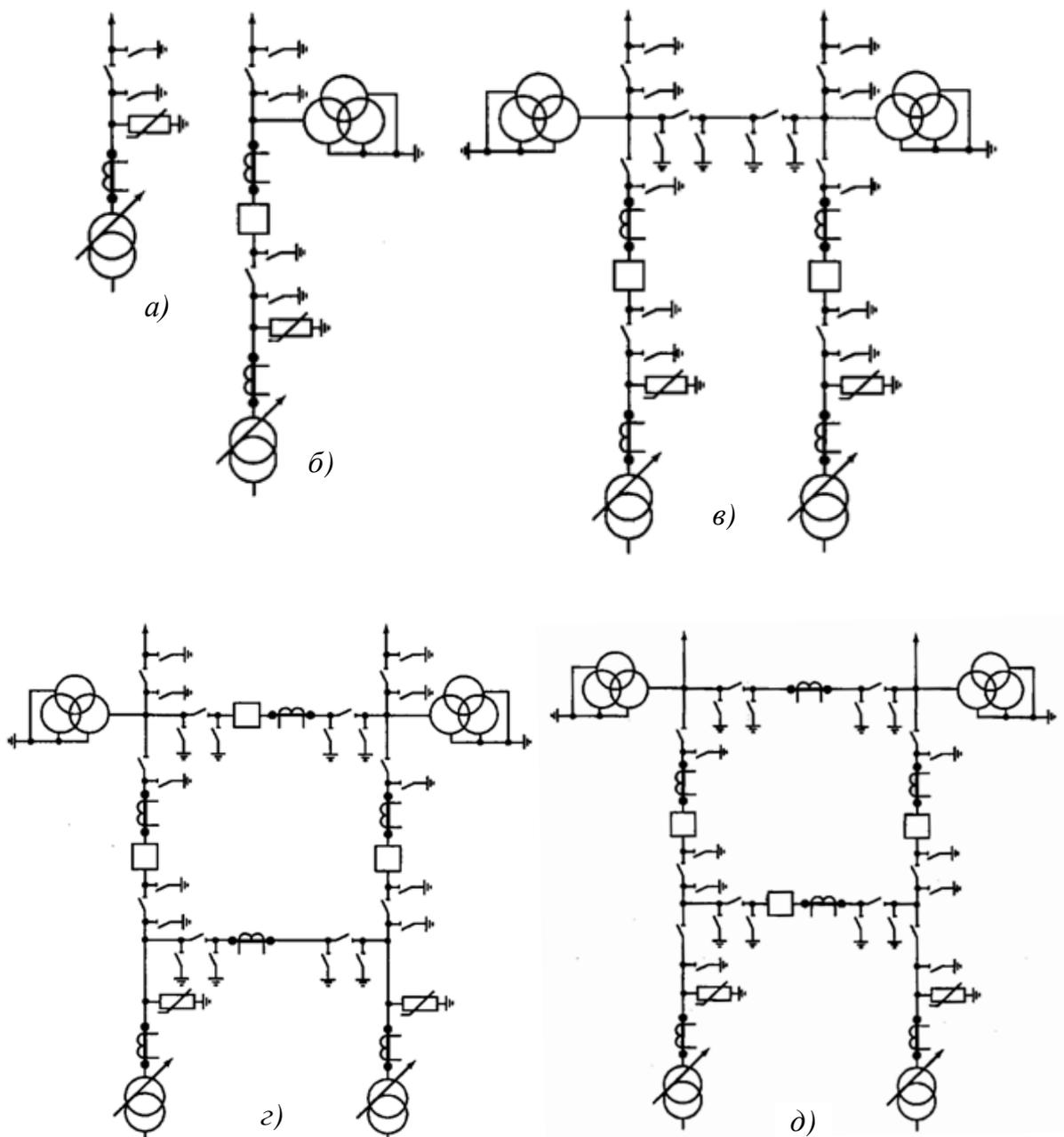
Схема «**блок линия – трансформатор с отделителем**» находит ограниченное применение на действующих ПС 110 кВ с трансформаторами мощностью до 25 МВА для автоматического отключения поврежденного трансформатора от линии, питающей несколько ПС. Отделители на стороне высшего напряжения ПС могут быть как с короткозамыкателями, так и с передачей отключающего сигнала на выключатель головного участка магистрали. Использование этого варианта при проектировании новых, а также подлежащих КТПиР подстанций не допускается.

Схема «**блок линия – трансформатор с выключателем**» рекомендована к применению на ПС напряжением 35 – 220 и 500 кВ (рис. 2.9, б). На двухтрансформаторных ПС напряжением 35 – 220 кВ

следует применять схему «блок линия – трансформатор» с выключателем и неавтоматической перемычкой со стороны линии (рис. 2.9, в). При наличии обоснования устанавливают измерительные трансформаторы тока и напряжения, при наличии собственного питания на напряжениях 110, 220 кВ устанавливают разъединители с двумя заземляющими ножами. Блочные схемы просты, экономичны, но при повреждениях в линии или трансформаторе автоматически отключается весь блок, т. е. и линия, и трансформатор.

В соответствии с «Нормами технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 – 750 кВ» [1] для РУ 35-220 кВ, при четырех присоединениях (две линии и два трансформатора), как правило, применяют мостиковые схемы и схемы четырехугольника; при пяти и более присоединениях – схемы с одним выключателем на присоединение. В схеме «мостик» линии или трансформаторы на двух- и трехтрансформаторных ПС соединяют друг с другом с помощью выключателя. Данную схему применяют на стороне высшего напряжения 35 – 220 кВ ПС при необходимости секционирования выключателем линий или трансформаторов мощностью до 63 МВА включительно. На напряжениях 110 и 220 кВ схему мостика применяют, как правило, с ремонтной перемычкой, которая при соответствующем обосновании может не предусматриваться. Ремонтная перемычка позволяет выполнять ревизию любого выключателя со стороны линий или трансформаторов при сохранении в работе линий и трансформаторов. Перемычка обычно не предусматривается при электрификации сельских сетей напряжением 35 кВ.

Схему **«мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов»** (рис. 2.9, з) применяют вместо ранее использовавшихся блочных схем с отделителями. Схему **«мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий»** (рис. 2.9, д) можно применять на тупиковых, ответвительных и проходных ПС напряжением 35 – 220 кВ.



*Рис. 2.9. Схемы «блок линия – трансформатор» и «мостик»: а – блок с разъединителем; б – блок с выключателем; в – два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии; г – мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов; д – мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий*

Схема «четырёхугольник» экономична (четыре выключателя на четыре присоединения), позволяет производить опробование и ревизию любого выключателя без нарушения работы ее элементов. Эту схему применяют в РУ 110 – 750 кВ при четырех присоединениях

(две линии и два трансформатора) и необходимости секционирования транзитной линии при мощности трансформаторов от 125 МВА и более при напряжениях 110 – 220 кВ и любой мощности при напряжениях 330 кВ и выше (рис. 2.10, а). Особенность схемы – установка со стороны линии через развилку двух выключателей, подключенных к разным трансформаторам. Это обеспечивает более высокую надежность и маневренность по сравнению со схемой «мостик». Недостаток схемы – ее высокая стоимость.

На проходных ПС напряжением 110 – 220 кВ применяют схему «заход – выход», представленную на рис. 2.10, б. Два выключателя со стороны линии позволяют отключать любой поврежденный участок линии. Схему можно применять как с ремонтной перемычкой, так и без нее. Недостаток схемы: при отключении одной из линий трансформатора получают питание по одной линии от одного источника питания.

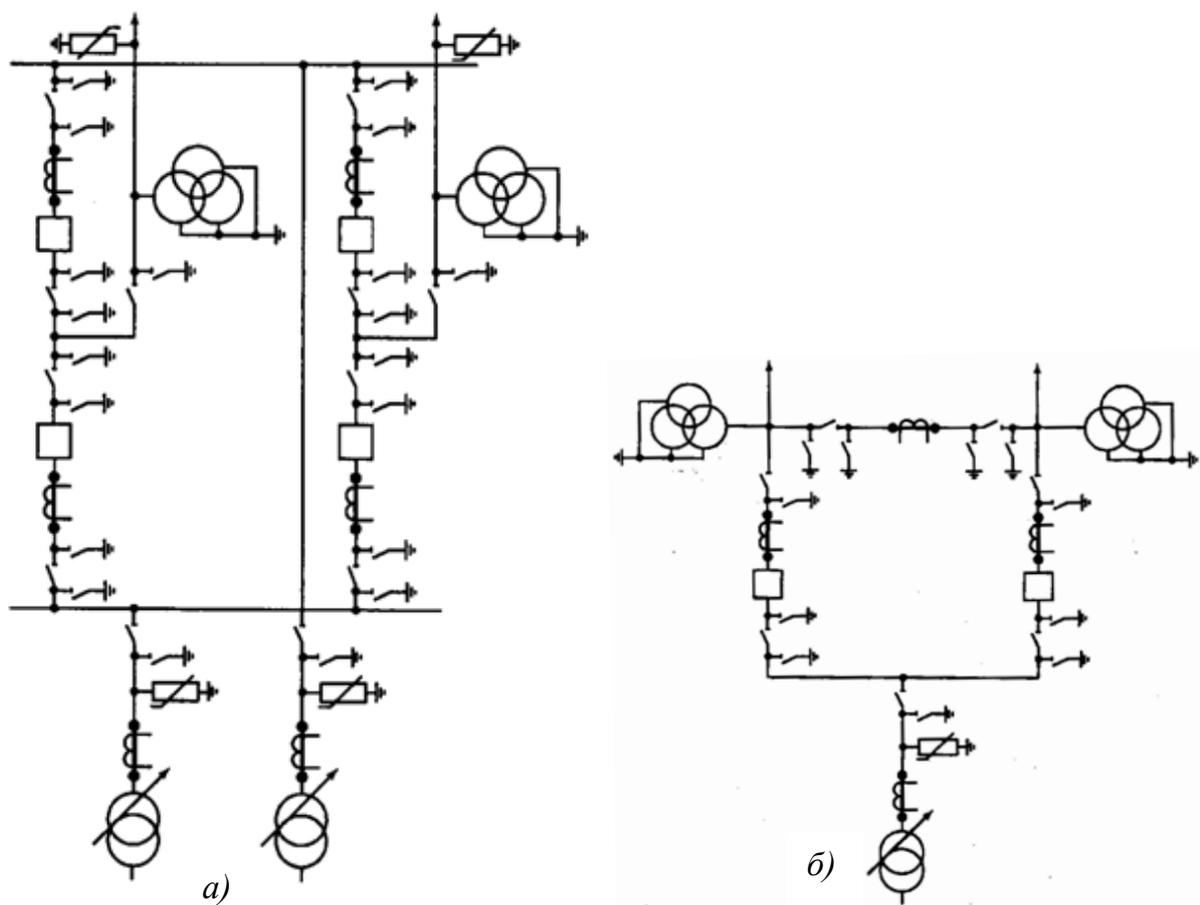


Рис. 2.10. Схемы: а – «четырёхугольник»; б – «заход – выход»

В соответствии с Положением ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе» [5] в схемах РУ 330 – 750 кВ, а при наличии соответствующего обоснования и в схемах РУ 220 кВ наряду с коммутацией ЛЭП двумя выключателями могут применять коммутацию присоединений через полуторные цепочки (схемы 3/2). Два варианта полуторных схем представлены на рис. 2.11.

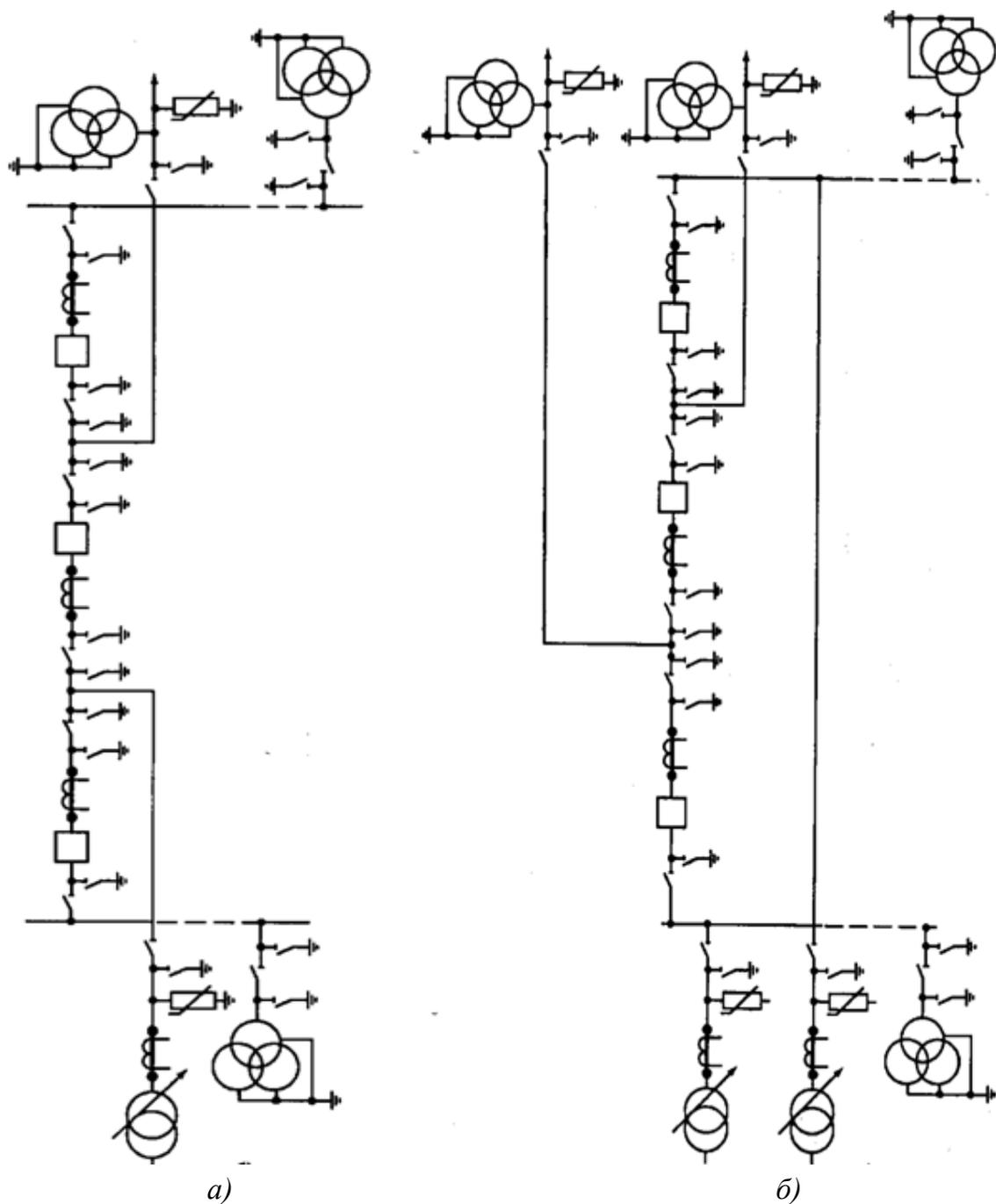


Рис. 2.11. Схемы с полуторным (3/2) соединением: а – для одной линии; б – для двух линий

Полуторные схемы сочетают надежность схем со сборными шинами и маневренность схем четырехугольника при меньшей стоимости. К недостаткам полуторной схемы относят усложнение релейной защиты присоединений и необходимость выбора выключателей и всего остального оборудования на удвоенные номинальные токи.

Рекомендации по применению схем без сборных шин приведены в табл. 2.2.

*Таблица 2.2*

**Рекомендации по применению схем распределительных устройств без сборных шин напряжением 35 кВ и выше трансформаторных подстанций**

Схема	Область применения
Блок линия – трансформатор с выключателем	При напряжении 35 – 220, 500 кВ на тупиковых и ответвительных ПС
Два блока линия – трансформатор с выключателем и неавтоматной перемычкой со стороны линий	При напряжении 35 – 220 кВ на тупиковых и ответвительных ПС
Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий	При напряжениях 35 – 220 кВ на тупиковых, ответвительных и проходных ПС при необходимости секционирования линий и мощности трансформаторов до 63 МВА включительно
Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой в цепях трансформаторов	При напряжении 35 – 220 кВ на тупиковых, ответвительных и проходных ПС при необходимости секционирования трансформаторов при мощности трансформаторов до 63 МВА включительно
Заход – выход	На проходных ПС при напряжении 110, 220 кВ
Четырехугольник	В РУ подстанций при четырех присоединениях и необходимости секционирования транзитных линий и мощности трансформаторов от 125 МВА при напряжении 110, 220 кВ и любой мощности при напряжении 330 – 750 кВ
С полуторным соединением	В РУ напряжением 330 – 750 кВ. В РУ 220 кВ при напряжении при наличии обоснования

## **2.3. Выбор основного электротехнического оборудования подстанций**

Выбор электротехнического оборудования осуществляют в соответствии с техническими требованиями, которые формулирует проектировщик на основе технико-экономических расчетов и результатов сравнения различных вариантов компоновки ПС. Исходная информация для таких расчетов – данные о примыкающих электрических сетях, об особенностях окружающей среды, сведения по ожидаемому росту нагрузок и передаваемой мощности, по развитию электрических сетей на расчетный период и с учетом перспективы на последующий период не менее 5 лет. Оборудование и материалы, предлагаемые проектировщиками, должны соответствовать стандартам Российской Федерации и быть сертифицированными в установленном порядке.

### ***2.3.1. Выбор силовых трансформаторов и реакторов***

Согласно «Нормам технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 – 750 кВ» [1] по мощности трансформаторы выбирают так, чтобы при отключении наиболее мощного из них на время ремонта или замены оставшиеся в работе с учетом допустимой по техническим условиям перегрузки и резерва по сетям среднего и низшего напряжения обеспечивали питание нагрузки. Трансформаторы с повышенной нагрузочной способностью (на основе применения форсированной системы охлаждения) мощностью до 100 МВА включительно класса напряжения 110, 150 и 220 кВ выбирают в соответствии с действующими нормативными документами [12] и заводскими материалами.

В соответствии с Положением ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе» (разд. 6.1) [5] правильный выбор автотрансформаторов (АТ), трансформаторов и реакторов проектируемых ПС должен обеспечить:

- гарантийный срок не менее 5 лет с даты ввода в эксплуатацию;
- срок службы не менее 30 лет;
- отсутствие необходимости капитального ремонта в течение всего срока службы;

- отсутствие необходимости подпрессовки обмоток в течение всего срока службы;
- достаточную устойчивость к транспортировке (обязательное наличие датчика ускорений);
- электродинамическую стойкость обмоток к токам КЗ, подтвержденную испытаниями в аккредитованных испытательных центрах или расчетным сравнением, в соответствии с требованиями ГОСТ Р 52719-2007;
- взрывобезопасность за счет конструктивного исполнения баков (клапаны сброса давления и пр.).

На ПС, как правило, устанавливают два трехфазных трансформатора. Установку большего количества аппаратов выполняют на узловых ПС с несколькими уровнями высшего (например, 500 и 750 кВ) и среднего (например, 220 и 110 кВ) напряжений. В других случаях для установки более двух трансформаторов требуется технико-экономическое обоснование. Допускается применение однострансформаторных ПС при отсутствии потребителей первой и второй категорий надежности электроснабжения или наличии резервирования их питания от других РП, РУ, а также в первый период эксплуатации (пусковой комплекс). Мощность трансформаторов проектируемых ПС выбирают так, чтобы при отключении наиболее мощного из них оставшиеся в работе с учетом их допустимой перегрузки и резерва по сетям среднего и низшего напряжения обеспечивали электроснабжение потребителей ПС. Для этого в соответствии с действующими нормативными документами следует применять современные трансформаторы с повышенной нагрузочной способностью на основе применения форсированной системы охлаждения (при мощности до 100 МВА включительно класса напряжения 110, 150 и 220 кВ), оборудованные устройствами автоматического регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) [1]. При росте нагрузок сверх расчетного уровня увеличение мощности ПС производят, как правило, путем замены трансформаторов на более мощные, установка дополнительных трансформаторов должна быть технико-экономически обоснована. Предпочтительно применение АТ с номинальным значением обмотки низшего напряжения, как правило, 20 – 35 кВ в целях снижения значений токов КЗ с учетом технико-экономического обоснования. При отсутствии трехфазных трансформаторов (обычно АТ) необходимой

мощности, а также при наличии транспортных ограничений допускается применение группы однофазных АТ или двух трехфазных трансформаторов одинаковой мощности. При установке на проектируемой ПС одной группы однофазных АТ или шунтирующих реакторов при соответствующем обосновании предусматривается резервная фаза (резервный однофазный АТ) на ПС или централизованном резерве для группы ПС. При установке резервной фазы на ПС подключение ее взамен поврежденной осуществляется, как правило, при помощи перемычек при снятом напряжении. При двух группах необходимость установки резервной фазы определяется на основе технико-экономических расчетов с учетом резерва по сетям среднего напряжения; на период работы одной группы предусматривается установка фазы от второй группы. При установке двух групп и резервной фазы замена вышедшей из работы осуществляется исходя из технико-экономических расчетов при помощи перемычек при снятом напряжении или путем перекачки. АТ и трансформаторы с высшим напряжением 220 кВ и выше, а также шунтирующие реакторы должны оснащаться:

- датчиками контроля состояния изоляции вводов высшего и среднего напряжения;
- датчиками температуры верхних слоев масла бака оборудования;
- датчиками температуры масла на входе и выходе охладителей (при обосновании);
- датчиками положения РПН;
- датчиками содержания газов, растворенных в масле, и влагосодержания трансформаторного масла (при обосновании);
- выводами сигналов технологических защит систем охлаждения, устройства РПН, сигналов питания защит трансформатора для АСУ ТП и систем диагностического мониторинга.

При питании потребителей от обмотки низшего напряжения АТ для независимого регулирования напряжения следует предусматривать установку **линейных регулировочных трансформаторов**, за исключением случаев, когда уровень напряжения обеспечивается другими способами. При питании потребителей от обмотки низшего напряжения трехобмоточных трансформаторов с РПН для обеспечения независимого регулирования напряжения при наличии технико-экономического обоснования может предусматриваться установка линейных регулировочных трансформаторов на одной из сторон

трансформатора. При наличии соответствующего обоснования допускается устанавливать регулировочные трансформаторы на АТ 500 – 750 кВ для регулирования потоков активной мощности и на ПС 35 – 220 кВ с трансформаторным оборудованием, оснащенным устройствами переключения без возбуждения (ПБВ), если регулирование напряжения не отвечает исходным требованиям при использовании ПБВ. **Линейные вольтодобавочные трансформаторы (ВДТ)** допускается применять для адаптации распределительных электрических сетей напряжением 0,4 – 20,0 кВ к изменению (увеличению) электрических нагрузок и для обеспечения требуемого качества электроэнергии (КЭ) на основании технико-экономического обоснования в сравнении с другими вариантами обеспечения КЭ. Местом установки ВДТ могут быть точки критического падения напряжения (более 10 процентов от номинального значения напряжения) ЛЭП или непосредственно шины потребителя. ВДТ должны иметь диапазон регулирования напряжения не менее  $\pm 10\%$ . Регулирование напряжения ВДТ должно осуществляться в автоматическом режиме. При изменении направления мощности (при переходе на резервный источник питания) ВДТ не должен изменять режим работы по отношению к направлению потока мощности. Необходимо рассматривать установку ВДТ на ЛЭП 6 – 20 кВ, которые не обеспечивают качество электрической энергии у потребителей, с регулированием напряжения  $\pm 10\%$ ; на ПС 35 – 110 кВ, оборудованными устройствами ПБВ, где регулирование напряжения не отвечает нормативным требованиям, с регулированием напряжения  $\pm 15\%$ ; на РП и ПС напряжением 6 – 20 кВ – с регулированием напряжения  $\pm 15\%$ . ВДТ должны оснащаться встроенными ТТ и ТН, программируемыми блоками управления с возможностью регистрации процессов и режимов работы ВДТ.

В соответствии с Положением ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе» [5] в проектируемых распределительных ТП 6-35/0,4 кВ следует применять герметичные масляные или сухие силовые трансформаторы со сниженными потерями (в том числе за счет применения в трансформаторах магнитопроводов из аморфной стали), а также трансформаторы специальной конструкции мощностью до 100 кВА, предназначенные для установки на опорах ВЛ. Трансформаторы должны иметь симметрирующие устройства и схемы соединения обмоток  $\Delta/Y_n$  или  $Y/\Delta_n$ . При наличии

соответствующего обоснования (например, замена вышедшего из строя трансформатора на двухтрансформаторной ТП) допускается использование схемы соединения обмоток силовых трансформаторов  $Y/Y_n$ . В ТП, встроенных в здания или сооружаемых в стесненных условиях городской застройки, должны применяться, как правило, малогабаритные трансформаторы с пониженным уровнем шума и вибраций. При этом изоляция трансформаторов должна быть сухой или бак трансформатора должен быть заполнен экологически безопасным негорючим жидким диэлектриком и снабжен системой автоматического контроля температуры трансформатора и датчиками температуры внутри камеры трансформатора.

На стороне низшего напряжения 6, 10 и 35 кВ должна предусматриваться раздельная работа трансформаторов. На стороне 0,4 кВ силовые трансформаторы 6 – 20/0,4 кВ должны оснащаться аппаратными зажимами. Масляные трансформаторы собственных нужд, устанавливаемые вне помещений, необходимо располагать так, чтобы в случае возникновения пожара исключить вероятность повреждения соседнего трансформатора.

В сетях 6 – 220 кВ при наличии соответствующего технико-экономического обоснования следует применять сухие токоограничивающие реакторы с достаточной электродинамической стойкостью к токам КЗ. При необходимости ограничения токов КЗ реакторы аналогичного типа следует устанавливать на вводах 6 – 20 кВ силовых трансформаторов или присоединениях отходящих линий. На стороне 6 и 20 кВ возможно применение трехобмоточных трансформаторов с максимальным сопротивлением между обмотками высшего и низшего напряжения, двухобмоточных трансформаторов с повышенным сопротивлением, а также применение трансформаторов с расщепленными обмотками 6 и 10 кВ. Выбор варианта ограничения токов КЗ следует обосновывать технико-экономическим сравнением с учетом обеспечения качества электроэнергии. Степень ограничения токов КЗ в РУ 6 и 10 кВ определяется необходимостью применения более легкого оборудования, кабелей и ошиновки.

При выборе режима нейтрали в сетях 6 – 35 кВ следует проводить технико-экономическое обоснование различных его вариантов (применение дугогасящих реакторов (ДГР), резистора или комбинированных устройств). При принятии решения о целесообразности

применения режима заземления нейтрали сети 6 – 35 кВ через дугогасящий реактор рекомендуется применять плавно регулируемые ДГР с автоматическими регуляторами настройки. На напряжении 35 кВ дугогасящие реакторы присоединяют, как правило, к нулевым выводам соответствующих обмоток трансформаторов через развилку из разъединителей, позволяющую подключать их к любому из трансформаторов. На напряжении 6 и 10 кВ ДГР подключают к нейтральному выводу отдельного трансформатора, подключаемого к сборным шинам через выключатель [13]. При использовании дугогасящих заземляющих реакторов предпочтение следует отдавать устройствам с управляемой проводимостью, не вызывающим нелинейных искажений напряжения сети. Для автоматического управления дугогасящего заземляющего реактора рекомендуется использовать средства, основанные на контроле собственной частоты контура нулевой последовательности, обеспечивающие непрерывную настройку компенсации емкостного тока в режимах, предшествующих однофазным замыканиям на землю. Количество, мощность и диапазон регулирования ДГР определяют в проекте ПС на основании данных, представляемых заказчиком.

### ***2.3.2. Выбор коммутационных аппаратов, комплектных распределительных устройств и ошиновки***

В соответствии с Положением ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе» (разд. 6.2 и 6.3) [5] правильный выбор коммутационных аппаратов и КРУ проектируемых ПС должен обеспечить:

- отсутствие необходимости капитального ремонта в течение всего срока службы;
- гарантийный срок не менее 5 лет с даты ввода в эксплуатацию;
- срок службы не менее 30 лет.

При выборе высоковольтных выключателей и разъединителей необходимо руководствоваться требованиями этого Положения и согласованного с ним СТО 56947007-29.240.10.248.-2017 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 – 750 кВ» [1]:

- в ОРУ 110 – 750 кВ рекомендуется применение разъединителей пантографного, полупантографного и горизонтально-поворотного типов, оснащенных электродвигательными приводами, в том числе и для заземляющих ножей, фарфоровыми или полимерными опорными изоляторами, высоконадежными переключающими устройствами для реализации схем оперативной блокировки;

- в сетях 110 кВ и выше следует проектировать установку колонковых и баковых взрывобезопасных (наличие клапанов сброса давления обязательно) элегазовых выключателей, преимущественно с пружинными приводами, обеспечивающими работоспособность во всем требуемом диапазоне температур; по мере развития технологий допускается применение вакуумных выключателей, а также выключателей-разъединителей;

- в цепях шунтирующих реакторов и батарей конденсаторов следует проектировать установку элегазовых выключателей, не требующих отключения при снижении давления элегаза, снабженных двухступенчатой системой сигнализации снижения давления, при срабатывании которой выполняется блокировка операций выключения и отключения выключателя;

- в сетях 35 кВ следует применять: в ЗРУ и ОРУ – вакуумные и элегазовые выключатели и вакуумные выключатели нагрузки наружной и внутренней установки, оснащенные электродвигательными приводами; предохранители-разъединители; на ВЛ и ПС – реклоузеры;

- в сетях напряжением 6 – 20 кВ рекомендуется применять: на РУ, как правило, вакуумные выключатели, в особых случаях (например, на присоединениях с большими токами или в стесненных условиях) – элегазовые выключатели, выключатели нагрузки и предохранители-разъединители; на ВЛ – реклоузеры.

Положением ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе» (разд. 6.3) [5] на новых и реконструируемых ПС рекомендовано применение **комплектных распределительных устройств с элегазовой изоляцией (КРУЭ)**. Эти РУ представляют собой совокупность коммутационных, измерительных и других аппаратов и устройств, все токовые части которых расположены внутри немагнитного (обычно алюминиевого) заземленного и герметичного корпуса в среде элегаза под давлением 0,25...0,70 МПа (рис. 2.12).



Рис. 2.12. КРУЭ 500 кВ Богучанской ГЭС

Отдельные аппаратные модули (блоки) скрепляют друг с другом газоплотными фланцевыми соединениями. Набор указанных модулей, представляющий законченную цепочку схемы, называют *ячейкой*. Из ячеек и отдельных модулей собирают КРУЭ. Из ячеек и модулей можно собрать КРУЭ по любой из типовых схем, рассмотренных в разд. 2.2. Схемы с обходной системой шин для КРУЭ применять не рекомендуется. Надежность оборудования КРУЭ достаточно высокая, дополнительное повышение его надежности за счет применения обходной системы шин нецелесообразно.

Элегаз (гексафторид серы  $\text{SF}_6$ ) – это инертный бесцветный негорючий газ без запаха, обладающий высокими изолирующими и дугогасительными свойствами (рис. 2.13). Нормальная плотность элегаза ( $6,71 \text{ кг/м}^3$ ) значительно выше, чем у воздуха ( $1,29 \text{ кг/м}^3$ ), молекулярная масса ( $144,9 \text{ г/моль}$ ) в пять раз больше, чем у воздуха. Эти факторы обуславливают существенно более высокие значения теплоемкости и теплопроводности элегаза даже в нормальных условиях. При рабочем давлении значения этих параметров возрастают еще больше. В электрической дуге из-за диссоциации молекул теплопроводность плазмы в области температур  $2000 - 3000 \text{ К}$  становится на два порядка выше, чем воздуха, что позволяет рассеивать значительное количество энергии и способствует быстро-

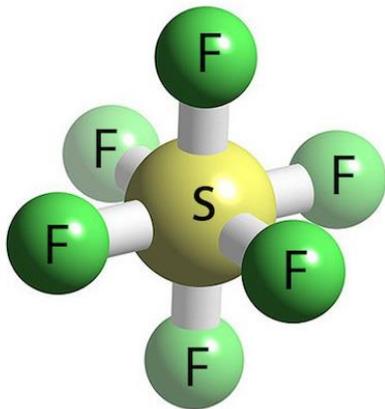


Рис. 2.13. Модель молекулы элегаза

рассеивать значительное количество энергии и способствует быстро-

му гашению дуги. Кроме того, в сильном электрическом поле молекулы элегаза приобретают способность захватывать электроны и образовывать малоподвижные ионы, медленный разгон которых в электрическом поле препятствует образованию и развитию электронных лавин. Эти и некоторые другие свойства обуславливают высокую электрическую прочность элегаза. При увеличении давления электрическая прочность элегаза возрастает, и уже при избыточном давлении 0,25 МПа напряжение пробоя становится в 2,5 раза выше, чем у воздуха, и начинает превышать этот параметр трансформаторного масла. Вместе с тем атомарная сера, образующаяся в дуге элегаза при диссоциации его молекул, имеет низкую ионизационную способность и препятствует резкому снижению концентрации электронов в дуге. В результате горение дуги поддерживается до минимальных значений убывающего тока, что позволяет избежать коммутационных перенапряжений, например, при срабатывании элегазовых выключателей.

Недостаток элегаза – переход в жидкое состояние при сравнительно высоких температурах. Для работы элегазового оборудования при температурах ниже  $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$  необходимо обеспечить подогрев и следить за тем, чтобы давление элегаза в аппаратах не превышало 0,4 МПа при плотности не более  $30\text{ кг/м}^3$ . При разработке элегазовых выключателей обычно используют смесь  $\text{SF}_6$  (60 %) и  $\text{N}_2$  (40 %) (в молях), позволяющую сохранять давление 0,7 МПа при температурах ниже  $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ . С учетом вышеизложенного и в соответствии с Положением ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе» [5] КРУЭ на напряжения 110 – 500 кВ должны быть укомплектованы системами мониторинга плотности элегаза и уровня частичных разрядов (ЧР), а также компактными передвижными установками подпитки элегаза и счетчиками коммутационного ресурса. Для подключения ячеек КРУЭ 110 – 500 кВ следует применять вводы «воздух – элегаз», кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена, а в регионах с абсолютным минимумом температур ниже  $-45\text{ }^{\circ}\text{C}$ , как правило, воздушные заходы и при соответствующем технико-экономическом обосновании элегазовые токопроводы. В случае закрытой установки силовых АТ, трансформаторов и распределительных шкафов (ШР) при необходимости допускается выполнять их подключение к КРУЭ с использованием вводов «масло – элегаз».

КРУЭ внутренней установки должны обеспечивать номинальные параметры при нижнем значении температуры окружающего воздуха до  $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ , КРУЭ и элегазовые токопроводы наружной установки – до  $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$  с учетом охлаждающего действия ветра. Конструкция и газовая схема КРУЭ должны предусматривать вывод в ремонт любого газового объема без полного отключения КРУЭ.

В настоящее время применение КРУЭ на ПС, размещаемых в пределах населенных пунктов, является стандартным решением, так как оно позволяет выполнить ПС в минимальных габаритах, особенно при трехфазном исполнении КРУЭ в одном объеме и использовании кабельных вводов. Такие ПС легче размещать в сложившейся застройке, в том числе из-за уменьшения занимаемой КРУЭ площади на 30 – 55 % в сравнении с обычными закрытыми РУ и почти в четыре раза в сравнении с открытыми. Первое отечественное КРУ с элегазовой изоляцией 110 кВ производства АО ВО «Электроаппарат» (Санкт-Петербург) было введено в эксплуатацию в 2018 г. на ПС «Медведевская» в Сколково (рис. 2.14).



*Рис. 2.14. КРУЭ 110 кВ на ЦПС «Медведевская»*

**Ошиновка** – важный компонент, обеспечивающий функционирование ПС всех классов напряжения. В настоящее время на большинстве ПС России ошиновка выполнена обычным сталеалюминиевым проводом с арматурой, предназначенной для воздушных линий электропередачи. Альтернативное решение – жесткая ошиновка, выполняемая на основе труб или их специальных алюминиевых сплавов. Диаметры труб подбирают с учетом токовых нагрузок шины. В соответствии с Положением ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе» [5] при проектировании новых ПС на стороне 6 – 500 кВ при технической возможности следует применять жесткую ошиновку как неизолированную, так и в защищенном исполнении. Ошиновку в цепи трансформаторов следует выбирать с учетом установки в перспективе трансформатора следующего по шкале мощности. При этом в цепях высшего и среднего напряжения всех трехобмоточных автотрансформаторов и высшего и низшего напряжения двухобмоточных трансформаторов выбор ошиновки по нагреву производят по току трансформатора, устанавливаемого в перспективе, с учетом допустимой его перегрузки. Для трехобмоточных трансформаторов в цепях среднего и низшего напряжения выбор оборудования и ошиновки следует производить по току перспективной нагрузки с учетом отключения второго трансформатора. При выборе оборудования и ошиновки ячеек ВЛ 35 кВ и выше следует принимать максимальный ток ВЛ по условиям нагрева проводов в аварийном режиме, при этом количество типоразмеров ошиновки должно быть минимальным.

В блочно-комплектных ТП напряжением 6 – 20/0,4 кВ с трансформаторами мощностью до 630 кВА рекомендуется применять изолированную ошиновку трансформатора. В распределительных сетях при мощности трансформаторов 1000 кВА и более на стороне 0,4 кВ рекомендуется применять изолированные трехфазные и однофазные токопроводы. При воздушных вводах на участках линий от проходных изоляторов ячеек КРУ до первых опор ВЛ 6 (10) кВ, как правило, необходимо применять защищенный (изолированный) провод с изоляцией, не распространяющей горение (типа СИПн). На ПС 110 – 500 кВ при соответствующем технико-экономическом обосновании допускается применение газоизолированных токопроводов.

### ***2.3.3. Выбор измерительных трансформаторов и средств компенсации неактивных составляющих мощности***

При выборе электромагнитных измерительных ТТ и ТН следует руководствоваться Положением ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе» (разд. 6.5) [5] и согласованного с ним СТО 56947007-29.240.10.248.-2017 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ» [1]. К числу основных требований этих документов относят следующее:

- межповерочный интервал не менее 8 лет;
- гарантийный срок эксплуатации не менее 5 лет с даты ввода;
- срок службы не менее 30 лет;
- отсутствие необходимости регламентного ремонта в течение всего срока службы;
- класс точности ТТ 110 кВ и выше для коммерческого учета электроэнергии не ниже 0,2S, для целей АСУ ТП и измерений – не ниже 0,2;
- класс точности ТТ для остальных присоединений для коммерческого учета электроэнергии – не ниже 0,5S, для целей АСУ ТП и измерений – не ниже 0,5;
- класс точности ТН 110 кВ и выше для целей коммерческого учета электроэнергии, АСУ ТП и измерений – не ниже 0,2;
- класс точности ТН для остальных присоединений для коммерческого учета электроэнергии – не ниже 0,5S, для целей АСУ ТП и измерений – не ниже 0,5;
- измерительные ТТ и ТН, применяемые в сетях напряжением 6 – 35 кВ, должны иметь литую изоляцию и не менее двух вторичных обмоток;
- применять ТТ 0,4 кВ для целей АИИС КУЭ, АСУ ТП и измерений в случаях, когда измеряемый ток превышает 60 А, а присоединяемая мощность – более 25 кВт;
- применять для учета погрешности всех измерений, вызванных несинусоидальностью токов и напряжений, измерительные трансформаторы с нормированной частотной характеристикой в полосе частот до 50-й гармоники;

- в РУ 35 кВ используют, как правило, встроенные ТТ, применение выносных ТТ требует обоснования.

В соответствии с разделом 6.7 Положения [5] при новом строительстве, реконструкции и техническом перевооружении ПС могут применять следующие виды **устройств компенсации неактивных составляющих мощности**:

- управляемые шунтирующие шинные и линейные реакторы (УШР) напряжением 110, 220, 330 и 500 кВ, подключаемые к шинам высшего напряжения ПС или к линии;

- шунтовые батареи статических конденсаторов;

- синхронные компенсаторы (СК), подключаемые к обмоткам низкого напряжения трансформаторов или автотрансформаторов ПС;

- управляемые вакуумно-реакторные и тиристорно-реакторные группы, подключаемые к обмоткам низшего напряжения (10 – 35 кВ) трансформаторов или шинам ПС через вакуумные выключатели, оснащенные устройствами синхронной коммутации с повышенным коммутационным ресурсом;

- пассивные фильтро-компенсирующие устройства высших гармоник;

- активные фильтро-компенсирующие устройства высших гармоник;

- статические тиристорные компенсаторы (СТК);

- статические компенсаторы на базе преобразователей напряжения (СТАТКОМ);

- асинхронизированные электромашинные компенсаторы, устанавливаемые на преобразовательных ПС электропередач и вставок постоянного тока, а также ПС в энергосистемах мегаполисов в зоне расположения сервисной инфраструктуры генерирующих компаний.

Компенсаторы двух последних типов относятся к *FACTS*-устройствам второго поколения (*FACTS-2*). Аббревиатурой *FACTS* (*Flexible Alternative Current Transmission System*) обозначают технологически гибкие, т. е. адаптивно управляемые системы электропередачи переменного тока. Технология *FACTS* одна из наиболее перспективных электросетевых технологий, суть которой состоит в том, что электросетевой объект (например, ПС) из пассивного средства преобразования, распределения или транспортировки электроэнергии пре-

вращается в устройство, алгоритмы работы и режимные параметры которого автоматически изменяются, адаптируясь к внешним и внутренним условиям, в первую очередь к режимам работы источников и потребителей электроэнергии. Электронная часть устройств *FACTS-2* выполнена на электронных вентилях с полным управлением (*IGBT*-транзисторы, *IGCT*-тиристоры и др.). Применение этих современных вентилях позволяет реализовать алгоритмы векторного управления, при котором изменяются не только действующие значения, но и фазы электрических величин. Типичный представитель *FACTS*-устройств второго поколения – асинхронизированный электромашинный компенсатор (АСК), который представляет собой мехатронный комплекс, состоящий из собственно электрической машины переменного тока и электронной системы автоматического регулирования возбуждения. АСК применяют в электрических сетях для ликвидации дефицита реактивной мощности и регулирования напряжения в сети. Электрическая машина АСК отличается от традиционного синхронного компенсатора наличием на роторе двух обмоток возбуждения, сдвинутых относительно друг друга по окружности ротора в пределах полюсного деления. Наличие на роторе АСК второй обмотки позволяет возбуждать компенсатор не только по продольной оси, как в синхронной машине, но и по поперечной оси. Это придает АСК качественно новые свойства в сравнении с синхронными компенсаторами, а именно расширение диапазона регулирования реактивной мощности вплоть до двухкратной номинальной, увеличение быстродействия и, как следствие, расширение области статической и динамической устойчивости компенсатора и энергосистемы, в составе которой работает АСК.

#### **2.4. Проектирование систем защиты от перенапряжений, заземления и обеспечения электромагнитной совместимости**

Защита от **грозовых перенапряжений** РУ подстанций в соответствии с п. 135 – 138 гл. 4.2 ПУЭ [6] осуществляется:

- от прямых ударов молнии – стержневыми и тросовыми молниеотводами;
- от набегающих волн – защитными аппаратами, устанавливаемыми на подходах и в РУ.

В качестве защитных аппаратов от набегающих волн следует применять ограничители перенапряжений (ОПН). Защитные характеристики ОПН должны быть скоординированы с изоляцией защищаемого оборудования и ВЛ.

Защиту ВЛ 35 кВ и выше на подходах к ПС от прямых ударов в соответствии с п. 139, 144, 145, 146 – 149, 156 – 163 гл. 4.2 ПУЭ выполняют тросовыми молниеотводами, основные параметры которых приведены в табл. 2.3. Для защиты от набегающих волн в соответствии с п. 146 – 149, 156 – 163 гл. 4.2 ПУЭ необходимо устанавливать защитные аппараты. СТО 56947007-29.240.10.248.-2017 [1] и Положение [5] предписывают при новом строительстве, реконструкции и техническом перевооружении электросетевых объектов всех классов напряжений для защиты от грозовых и коммутационных перенапряжений применение в качестве защитных аппаратов вместо разрядников типов РВС, РВМК и РВМГ ограничителей перенапряжений на основе оксидно-цинковых варисторов (с искровыми промежутками на ВЛ). Эти аппараты взрывобезопасны, обладают достаточной энергоемкостью и защитным уровнем. Продолжительность эксплуатации ОПН – не менее 30 лет с гарантией в течение не менее 5 лет с даты ввода в эксплуатацию. ОПН 220 кВ и выше должны быть укомплектованы приборами контроля токов утечки и выявления разрядных процессов под рабочим напряжением.

Таблица 2.3

**Защита воздушных линий от прямых ударов молнии на подходах к распределительным устройствам и подстанциям**

Номинальное напряжение ВЛ, кВ	Подходы ВЛ на порталных опорах с двумя тросами		Подходы ВЛ на одностоечных опорах			Наибольшее допустимое сопротивление заземляющего устройства опор, Ом, при эквивалентном удельном сопротивлении земли, Ом · м		
	Длина защищаемого подхода с повышенным защитным уровнем, км	Защитный угол троса, град.	Длина защищаемого подхода с повышенным защитным уровнем, км	Количество тросов, шт.	Защитный угол троса, град.	До 100	Более 100 до 500	Более 500
35	0,5 – 2,0	25 – 30	1 – 2	1 – 2	30	10	15	20
110	1 – 3	25 – 30	1 – 3	1 – 2	25	10	15	20
220	2 – 3	25	2 – 3	2	20	10	15	20
500	3 – 4	25	–	–	–	10	15	20

Расстановку и выбор ОПН для защиты от коммутационных перенапряжений производят в соответствии со СТО 56947007-29.240.02.001-2008 «Методические указания по защите распределительных электрических сетей напряжением 0,4 – 10,0 кВ от грозовых перенапряжений» [14], СТО 56947007-29.240.01.221-2016 «Руководство по защите электрических сетей напряжением 110 – 750 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений» [15], «Методическими указаниями по выбору ОПН в электрических сетях 6 – 35 кВ» [16], «Методическими указаниями по применению ограничителей перенапряжений в электрических сетях 110 – 750 кВ» [17] и СТО 56947007-29.130.10.197-2015 «Методические указания по применению ОПН на ВЛ 6 – 750 кВ» [18].

С целью ограничения опасных для оборудования **коммутационных перенапряжений** следует устанавливать ОПН, а также сочетать их применение с мероприятиями по ограничению длительных повышений напряжения. Необходимость установки ОПН для защиты оборудования в ячейках линий 220 – 750 кВ для ограничения коммутационных перенапряжений определяют расчетом и уровнем испытательных напряжений защищаемого оборудования. Выбор параметров ОПН следует осуществлять в соответствии с действующей нормативной документацией [15 – 18].

Для исключения феррорезонансных перенапряжений в сетях 6 – 35 кВ необходимо применять антирезонансные трансформаторы напряжения соответствующих классов.

Для РУ 110 – 500 кВ необходимо предусматривать технические решения, исключающие появление феррорезонансных перенапряжений, возникающих при последовательных включениях электромагнитных трансформаторов напряжения и емкостных делителей напряжения выключателей [19]. К этим решениям относят:

- применение выключателей без емкостных делителей напряжения;
- применение антирезонансных трансформаторов напряжения;
- увеличение в 1,5 – 2,0 раза емкости ошиновки РУ путем установки на шинах дополнительных конденсаторов, например связи.

Для РУ 330 – 750 кВ необходимо предусматривать технические решения по ограничению резонансных повышений напряжения на отключенных фазах ЛЭП.

Проектирование **заземляющих устройств** ПС следует выполнять в соответствии с требованиями 88 – 120 гл. 1.7 ПУЭ [6] и СТО 56947007-29.130.15.114-2012 [20] с нормированием по допустимому напряжению прикосновения или по допустимому сопротивлению, а также с учетом требований по снижению импульсных помех для обеспечения работы релейной защиты, автоматики, телемеханики и связи. Выбор нормирования определяют расчетом. Для обеспечения в эксплуатации контроля соответствия действительных значений сопротивления растеканию и напряжений прикосновения принятым значениям исходные данные, расчетные значения напряжений прикосновения, места расположения расчетных точек и сезонные коэффициенты должны быть указаны в проекте.

**Режим заземления нейтрали** обмоток высшего напряжения трансформаторов 110 – 150 кВ выбирают с учетом класса изоляции нейтрали, обеспечения в допустимых пределах коэффициента заземления, допустимых значений токов однофазного КЗ по условиям выбора оборудования и действия релейной защиты. При присоединении к линии 110 – 150 кВ ответвлениями нескольких ПС и при наличии на одной или нескольких из них питания со стороны среднего или низшего напряжения необходимо обеспечивать постоянное заземление нейтрали не менее чем у одного из присоединенных к линии трансформаторов, имеющих питание со стороны среднего или низшего напряжения. **Постоянное заземление нейтрали** должны иметь все АТ и обмотки 220 – 330 кВ трансформаторов. Нейтрали обмоток 110 кВ трансформаторов, которые в процессе эксплуатации могут быть изолированы от земли, должны быть защищены ограничителями перенапряжений с уровнем ограничения, скоординированным с уровнем изоляции защищаемой нейтрали. Для снижения однофазных токов КЗ допускается заземление нейтрали АТ 220 – 750 кВ через низкоомные токоограничивающие резисторы или реакторы.

При проектировании объектов нового строительства, технического перевооружения и реконструкции ПС 110 кВ и выше должен быть выполнен комплекс мероприятий, обеспечивающих **электромагнитную совместимость** устройств РЗА, АСУ ТП, АИИС КУЭ, связи, средств измерений и сигнализации в соответствии с действующими

нормативными документами [21]. Для обеспечения ЭМС вторичного оборудования и систем связи при разработке проекта осуществляют:

- предпроектные изыскания и сбор исходных данных;
- расчетную оценку уровней электромагнитных воздействий на вторичное оборудование и системы связи;
- сопоставление рассчитанных уровней электромагнитных воздействий с уровнями помехоустойчивости вторичного оборудования и устройств связи;
- разработку технических решений по снижению уровней электромагнитных воздействий до допустимых значений [22].

Расчетные оценки должны быть проведены для следующих режимов:

- однофазного (двухфазного на землю) КЗ на шинах ПС;
- ближнего (в начале линии электропередачи, отходящей от ПС) однофазного (двухфазного) КЗ на землю;
- двойных замыканий на землю (в разных точках) в сети с изолированной нейтралью.

При проведении расчетов необходимо учитывать искусственные и естественные заземлители (оболочки, броня и экраны кабелей, трубопроводы, металлоконструкции, железобетонные фундаменты, грозотросы) и заземляющие проводники [23].

## **2.5. Проектирование систем электроснабжения собственных нужд подстанций**

Проектирование систем электроснабжения собственных нужд ПС следует выполнять в соответствии с Положением [5] и СТО 56947007-29.240.10.248.-2017 [1]. Определяющими являются следующие требования этих документов:

- на всех ПС необходимо устанавливать не менее двух трансформаторов собственных нужд (ТСН);
- мощность каждого ТСН должна быть не более 630 кВА для ПС 110 – 220 кВ и не более 1000 кВА для ПС 330 кВ и выше;
- при установке внутри зданий следует применять ТСН, как правило, с естественным воздушным охлаждением и с сухой изоляци-

ей, а при установке на открытом воздухе – с естественным воздушным охлаждением и с масляной изоляцией;

- для ТСН следует применять следующие схемы и группы соединения обмоток: в общем случае –  $\Delta/Y_n - 11$ , в случае необходимости ограничения тока однофазного КЗ –  $Y/Y_n - 0$ , с целью повышения чувствительности защиты от однофазных КЗ в сети низшего напряжения –  $Y/Z_n - 11$ ;

- ТСН следует присоединять к шинам РУ 6 – 35 кВ или к обмотке низшего напряжения основных трансформаторов (АТ) через выключатели, не требуется установка выключателей в первичной цепи ТН с увеличенной мощностью вторичной обмотки при питании от них потребителей собственных нужд;

- на ПС 330 кВ и выше следует предусматривать резервирование питания собственных нужд от третьего (резервного) источника питания, в качестве которого можно использовать: дугогасящие устройства (ДГУ) с автоматическим запуском (мощность подтверждается расчетом и, как правило, не превышает 500 кВт), источник бесперебойного питания (ИБП), трансформатор напряжения с увеличенной мощностью вторичной обмотки или другой электросетевой объект;

- на однострансформаторных ПС питание второго ТСН следует проектировать либо от других электросетевых объектов, либо при их отсутствии второй ТСН включать аналогично первому (допускается организовывать питание собственных нужд от трансформаторов напряжения с увеличенной мощностью вторичной обмотки);

- на ПС 110 кВ и выше необходимо наличие автономных источников электроэнергии, обеспечивающих работу электроприемников среднего напряжения, непосредственно участвующих в технологическом процессе, не менее одного часа при полной потере внешнего питания собственных нужд и последующий пуск ПС «с нуля», при этом тип источника питания (ДГУ или ИБП, в том числе на базе АБ большой мощности) следует определять на основании технико-экономического сравнения вариантов;

- для секций 0,4 кВ собственных нужд следует обеспечивать отдельную работу с автоматического включения резерва (АВР) и предусматривать отдельную работу без АВР цепей, имеющих питание от разных секций 0,4 кВ (питание приводов разъединителей, заводки пружин приводов выключателей и пр.);

- в сети собственных нужд на стороне 0,4 кВ необходимо использовать в качестве вводных и секционных защитных аппаратов селективные автоматические выключатели;
- на ПС с постоянным оперативным током ТСН следует присоединять к шинам 10 (6) кВ через предохранители или выключатели;
- на ТП и РП с переменным и выпрямленным оперативным током ТСН необходимо присоединять через предохранители со стороны питания до вводного выключателя;
- в сети собственных нужд применять кабели напряжением выше 1 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена, ниже 1 кВ – с изоляцией, не поддерживающей горение; не рекомендуется для кабелей сечением до 16 мм<sup>2</sup> использовать алюминиевые жилы;
- для сети собственных нужд 0,4 кВ возможно применение системы заземления *TN-S* с заземлением нейтрали непосредственно в месте установки источника питания и системы *TN-C-S* с разделением *PEN* проводника в щите собственных нужд и заземлением нейтрали путем подключения к *PE* проводнику щита собственных нужд;
- питание сети оперативного тока от шин собственных нужд следует осуществлять через стабилизаторы с напряжением 220 В на выходе;
- не допускается питание сторонних потребителей от сети собственных нужд ПС.

При выборе схем электроснабжения ПС следует руководствоваться СТО 56947007-29.240.40.263-2018 [24].

### **Глава 3. УЧЕБНЫЙ ПРОЕКТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ПОДСТАНЦИИ 110 кВ**

В этом разделе учебного пособия рассмотрим в качестве примера проект ПС «Семязино 110 кВ» – самой новой ПС, обеспечивающей внешнее электроснабжение города Владимира. Необходимость сооружения ПС была обусловлена существенным увеличением электропотребления в связи с интенсивным жилищным строительством в юго-западной части города Владимира. В соответствии с генеральным планом в период до 2025 г. здесь планируется введение в эксплуатацию около 110 тыс. м<sup>2</sup> жилой площади. Кроме того, в последние годы

наблюдается устойчивый рост промышленной нагрузки в зоне, расположенной между улицами Элеваторной и Мостостроевской. До строительства новой ПС электроснабжение этого района города Владимира осуществлялось с одной ПС 110/6 кВ «Западная», на которой установлены два силовых трансформатора мощностью 40 МВА. Лимит на подключение новых потребителей ПС «Западная» исчерпан. В случае отключения этой ПС из-за перегрузки была угроза прерывания электроснабжения района с численностью населения в пятилетней перспективе более 100 тыс. человек. Это даже кратковременно недопустимо ввиду наличия потребителей 1-й и 2-й категорий надежности электроснабжения. Необходимость сооружения новой ПС была обусловлена и большими потерями электроэнергии в распределительной сети 6 кВ из-за значительного удаления многих потребителей от питающего центра ПС «Западная».

### **3.1. Выбор площадки размещения подстанции 110/6 кВ «Семязино»**

Территориально новую ПС целесообразно расположить вблизи существующих ВЛ 110 кВ «Западная-1» и «Западная-2», выполненных в двухцепном варианте. Эти ВЛ проходят вдоль северного объездного участка Федеральной автодороги М7 «Волга» и соединяют между собой ПС 110/6 кВ «Западная» и ПС 220/110/6 кВ «Районная». С учетом этого на основе критериев, сформулированных в разделе 2.1 учебного пособия, для размещения ПС была выбрана площадка, находящаяся между улицами Дорожной и Лакина вблизи 185 км автодороги М7. Автодорога асфальтированная шириной 12 м с придорожной выемкой грунта глубиной до 0,5 м. Вдоль дороги проходят подземные электрокабели и кабели связи, водопровод. Вблизи восточной границы площадки проходит подземный газопровод, от автодороги она отделена лесополосой. В геоморфологическом отношении площадка приурочена к водоразделу рек Клязьмы и Содышки, изрезанному многочисленными оврагами. Рельеф площадки ровный, с уклоном на северо-восток. Абсолютные отметки поверхности изменяются в пределах 149,16 – 152,81 м. Сток поверхностных вод на площадке свободный. Климат в районе расположения площадки умеренно-континентальный, характеризуется теплым летом, умеренно-холодной зимой с устойчивым снежным покровом. Согласно схема-

тической карте климатического районирования территории России для строительства (СНиП 23-01-99\*) площадка входит в климатический район II В. Среднегодовое количество осадков 713 мм/год. Продолжительность снежного покрова составляет 140 – 160 дней. Ветровой режим площадки характеризуется преобладанием западных, северо-западных и северных ветров в теплый период (май – сентябрь) и юго-западных и южных – в холодный период.

### 3.2. Выбор электрической схемы подстанций 110/6 кВ «Семязино»

Расположение ПС на выбранной площадке обеспечивает ее подключение к ВЛ 110 кВ «Западная-1» и «Западная-2» и определяет класс высшего напряжения 110 кВ. Названные ВЛ являются транзитными и имеют двойное питание. Это означает, что при одностороннем отключении ВЛ на ПС 110/6 кВ «Западная» или ПС 220/110/6 кВ «Районная» напряжение на ВЛ будет сохранено и прерывания электроснабжения потребителей, запитанных с этих ВЛ, не произойдет. Класс низшего напряжения ПС определяется тем, что ПС должна быть подключена к уже существующим сетям 6 кВ. В десятилетней перспективе развития электрической сети в юго-западном районе города новая ПС должна обеспечить подключение 50 линий 6 кВ со следующей структурой потребителей по категориям надежности электроснабжения: I категория – 27 %; II категория – 63 %; III категория – 10 %. Планируемая нагрузка ПС: по зимнему режимному дню – 42 МВт при  $\cos\varphi = 0,95$ ; по летнему режимному дню – 30 МВт при  $\cos\varphi = 0,95$ . Токи КЗ:  $I_{к1}^{(3)} = 20,00$  (кА);  $I_{к1}^{(1)} = 13,10$  (кА). Компенсация реактивной мощности не требуется.

С учетом структуры потребителей по категориям надежности за основу принимают вариант ПС с двумя силовыми трансформаторами 110/6 кВ. При выходе из строя одного из трансформаторов требуемая надежность электроснабжения потребителей первой категории будет обеспечена системой АВР. Выходные мощности ПС в послеаварийном режиме должны обеспечиваться правильным выбором оставшегося в работе трансформатора.

По способу присоединения к ЛЭП проектируемую ПС можно выполнить как *ответвительную*, т. е. подключить к отпайкам ЛЭП

«Западная-1» и «Западная-2», или как *проходную*, т. е. включить в рассечку одной из этих линий. Первый вариант может быть реализован двумя техническими решениями: схемой с отделителями и короткозамыкателями на стороне высшего напряжения (рис. 3.1) и схемой с использованием высоковольтных выключателей (рис. 3.2). В обоих случаях питание ПС осуществляется по отпайкам с двух ВЛ 110 кВ, проходящих вблизи подстанции (ЛЭП «Западная-1» и «Западная-2»). При выходе любой из ВЛ 110 кВ питание ПС будет сохранено с оставшейся ВЛ за счет АВР по стороне низшего напряжения. Подстанция останется запитанной с одной ВЛ и одного трансформатора. В условиях ремонтной схемы, когда одна из ВЛ 110 кВ выведена в ремонт на длительный срок, сохраняется возможность включения в работу обоих трансформаторов путем замыкания ремонтной перемычки со стороны линий разъединителем, отключенным по нормальной схеме. Отличие схем друг от друга заключается в использовании отделителей с короткозамыкателями в первой и высоковольтных выключателей – во второй.

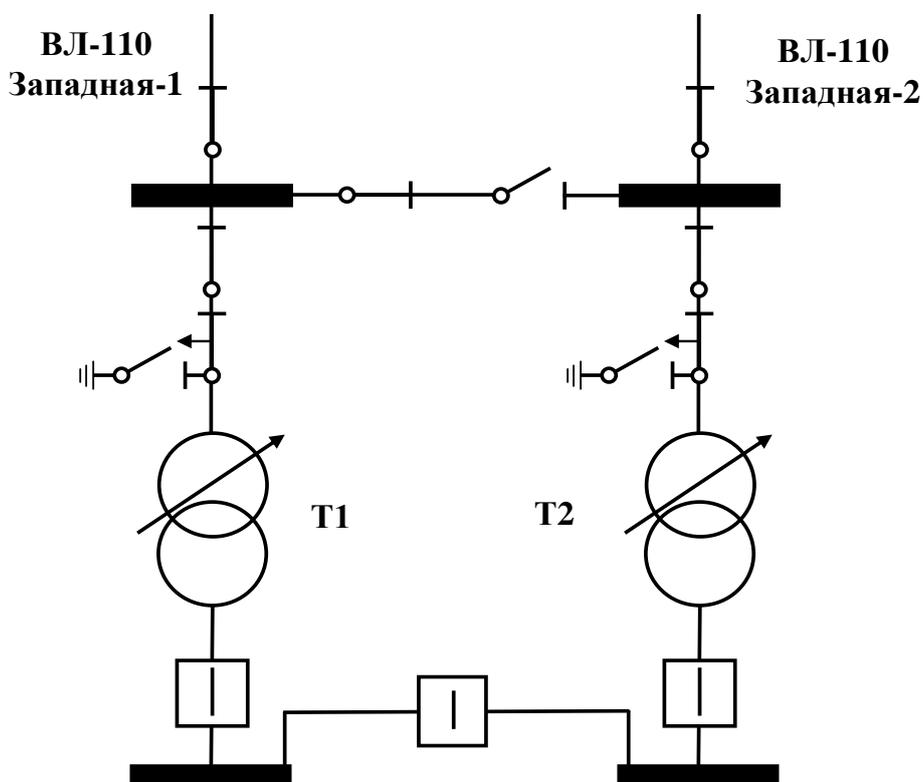
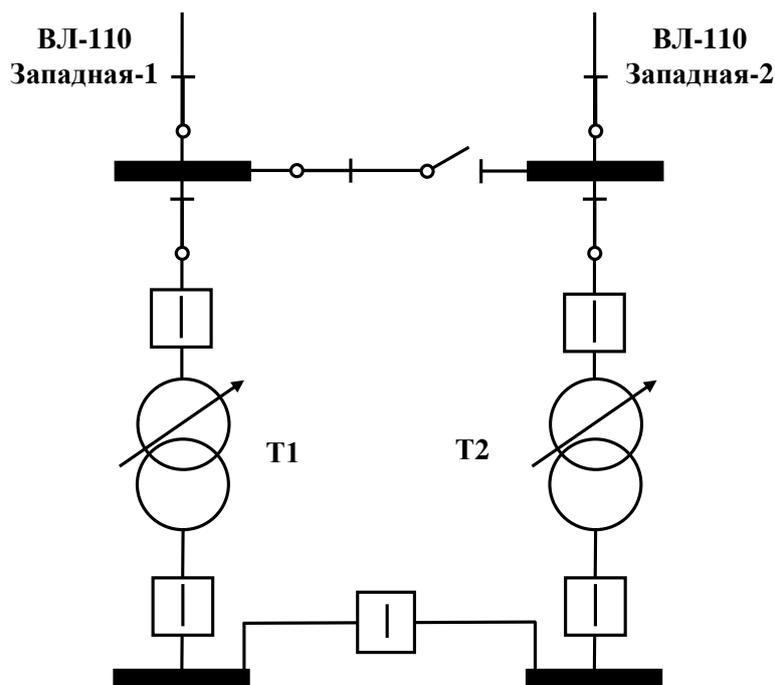


Рис. 3.1. Ответственная ПС с двумя трансформаторами с использованием отделителей и короткозамыкателей по стороне высшего напряжения



*Рис. 3.2. Ответвительная ПС с двумя трансформаторами с использованием высоковольтных выключателей по стороне высшего напряжения*

Вариант с отделителями существенно дешевле. При его реализации для отключения отделителей действием защиты предварительно включается короткозамыкатель, создав искусственное короткое замыкание на одной из питающих ВЛ. Далее в бестоковую паузу, вызванную срабатыванием защиты в начале линии, отключается отделитель, а линия включается в работу действием автоматики повторного включения. Недосток такого решения заключается в том, что в условиях наличия близких питающих центров создание искусственного КЗ ведет к просадкам напряжения. Поскольку большинство современных потребителей электроэнергии чувствительны к скачкам напряжения, использование такой схемы **запрещено** действующим СТО 56947007-29.240.10.248.-2017 [1]. В нашем случае этот запрет обоснован. Дело в том, что для линий «Западная-1» и «Западная-2» питающим центром является ПС «Районная», к которой по линиям «Городская-1» и «Городская-2» подключены генераторы Владимирской ТЭЦ-2. Для них искусственное КЗ на линиях «Западная-1» и «Западная-2» будет довольно близким и может отрицательно отразиться на режимах их работы. Ответвительная ПС с двумя трансформаторами с использованием высоковольтных выключателей на сто-

роне высшего напряжения (см. рис. 3.2) лишена указанного недостатка. В случае повреждения трансформатора технологическое нарушение будет локализовано отключением высоковольтного выключателя и работой автоматики включения резерва. При этом ни отключения ВЛ 110 кВ, ни прерывания электроснабжения потребителей ПС не произойдет. Однако **при одновременном отключении** обеих питающих ВЛ произойдет полное погашение ПС и обесточивание потребителей. Вероятность одновременного отключения ВЛ «Западная-1» и «Западная-2» не представляется пренебрежительно малой из-за двухцепного исполнения. Например, оно может произойти при повреждении одной из опор ВЛ или обрыве грозозащитного троса.

В рассматриваемом случае более высокой надежностью обладает ПС, выполненная по проходной схеме, т. е. с включением в расщелку одной из проходящих вблизи линий 110 кВ (рис. 3.3 и 3.4). Двухстороннее питание этих ВЛ позволяет применить делительную автоматику на секционном высоковольтном выключателе. Алгоритм ее работы следующий. При КЗ на питающей ВЛ она отключается дифференциальной защитой с двух сторон, т. е. на ПС «Западная» и ПС «Районная». Далее по факту снятия с ВЛ напряжения работает делительная автоматика, размыкающая секционный выключатель.

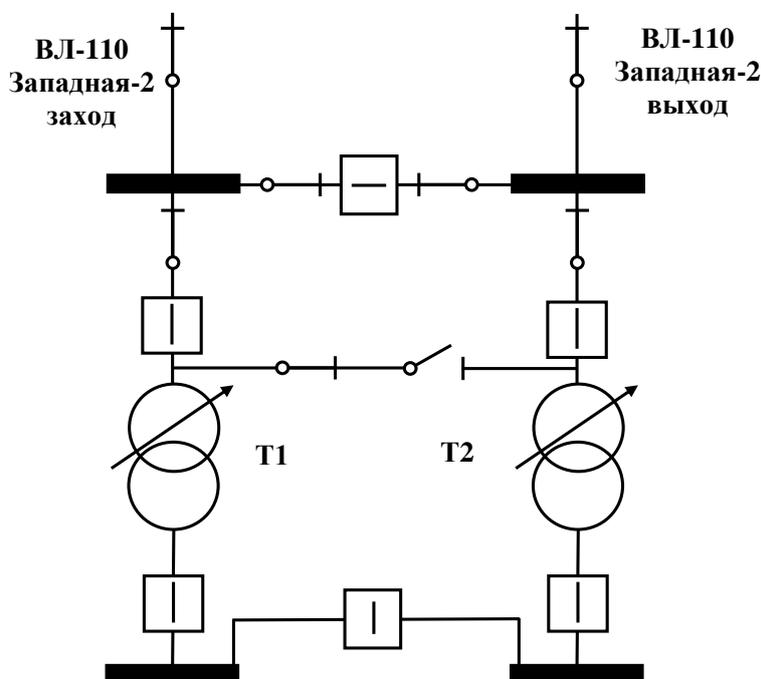
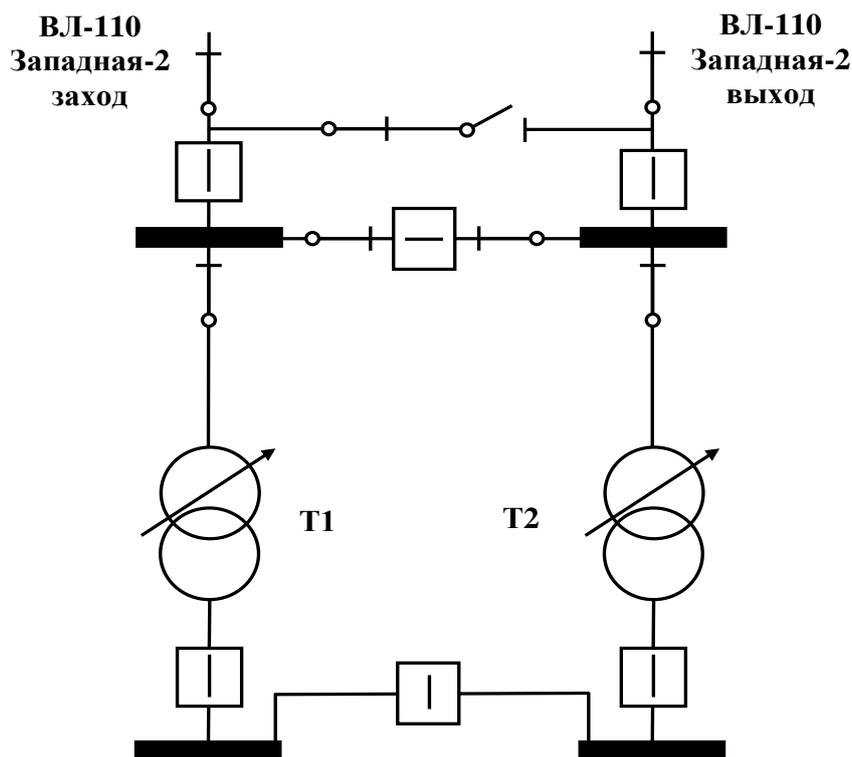


Рис. 3.3. ПС, выполненная по проходной схеме с ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов



*Рис. 3.4. ПС, выполненная по проходной схеме с ремонтной перемычкой со стороны линий*

Через некоторое время срабатывает система автоматического повторного включения (АПВ) и напряжение с обеих сторон снова подается на линию. Однако к этому моменту линия уже разделена секционным выключателем на два участка (до и после ПС), поэтому даже при неустранившем КЗ АПВ с одной из сторон будет успешным. Таким образом, после кратковременного перерыва ПС вновь будет запитана. Использование секционного высоковольтного выключателя и делительной автоматики фактически позволяет «превратить» одну линию с двухсторонним питанием в две независимые линии. Поэтому ПС, выполненная по проходной схеме, будет гарантировать потребителям более высокую надежность электроснабжения, чем ответвительная ПС. Проходная ПС сохранит питание даже в случае повреждения опоры ВЛ 110 кВ двухцепного исполнения. Недостаток такой схемы по сравнению с ответвительной схемой – использование дополнительного выключателя на стороне высшего напряжения. Поскольку большинство потребителей проектируемой ПС относятся к первой и второй категориям надежности электроснабжения, принимаем за основу проходную схему ПС.

Выбор одной из представленных на рис. 3.3 и 3.4 схем должен быть обоснован с учетом особенностей района электроснабжения. Дело в том, что вариант рис. 3.3 обеспечивает сохранение транзита через ПС даже в случае отключения трансформатора, например, при КЗ в нем. Вариант рис. 3.4 обеспечивает сохранение в работе двух трансформаторов в нормальном режиме работы ПС при КЗ (повреждении) на ВЛ. Для юго-западного района города Владимира особенно важным является сохранение транзита, так как он обеспечивает питание не только ПС «Западная» филиала «Владимирэнерго», но и ПС «Тяговая» Горьковской железной дороги. С учетом изложенного в качестве базового варианта принимаем схему с включением ПС в расщепку ВЛ 110 кВ «Западная-2», представленную на рис. 3.3. Для ее практической реализации на основе СТО 59012820-29.240.30.003-2009 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35 – 750 кВ. Типовые решения» [11] и в соответствии с проектным заданием на количество присоединений целесообразно выполнить РУ 110 кВ по типовой схеме 110-5АН – «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов с ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов». В СТО 56947007-29.240.30.047-2010 «Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 – 750 кВ» [9] на стр. 28 – 32 приведено унифицированное описание (паспорт) этой схемы, в котором изложены основные условия и применения, критерии надежности и безопасности, требования к расстановке разъединителей, стационарных заземлителей, измерительных трансформаторов, ОПН и устройств высокочастотной (ВЧ) обработки.

Подключение ПС «Семязино» по выбранной схеме к ВЛ 110 кВ «Западная-2» приведет к увеличению силы токов, протекающих через ВЛ. Проведем проверку на достаточность сечения проводов ВЛ для обеспечения передачи требуемой мощности. Максимальная полная мощность, потребляемая ПС «Семязино», определяется по зимнему режимному дню и составляет

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} = \frac{P}{\cos(\phi)} = 42 / 0,95 = 44,2 \text{ МВА},$$

где  $P$  и  $Q$  – активная и реактивная мощность нагрузки ПС;  $\cos(\phi)$  – коэффициент мощности.

В соответствии со схемой района электроснабжения для нормального режима (рис. 3.5) ВЛ «Западная-2» кроме ПС «Семязино»

обеспечивает питание еще двух ПС: ПС «Западная» мощностью по зимнему режимному дню 30 МВА и ПС «Тяговая» мощностью по зимнему режимному дню 11 МВА.

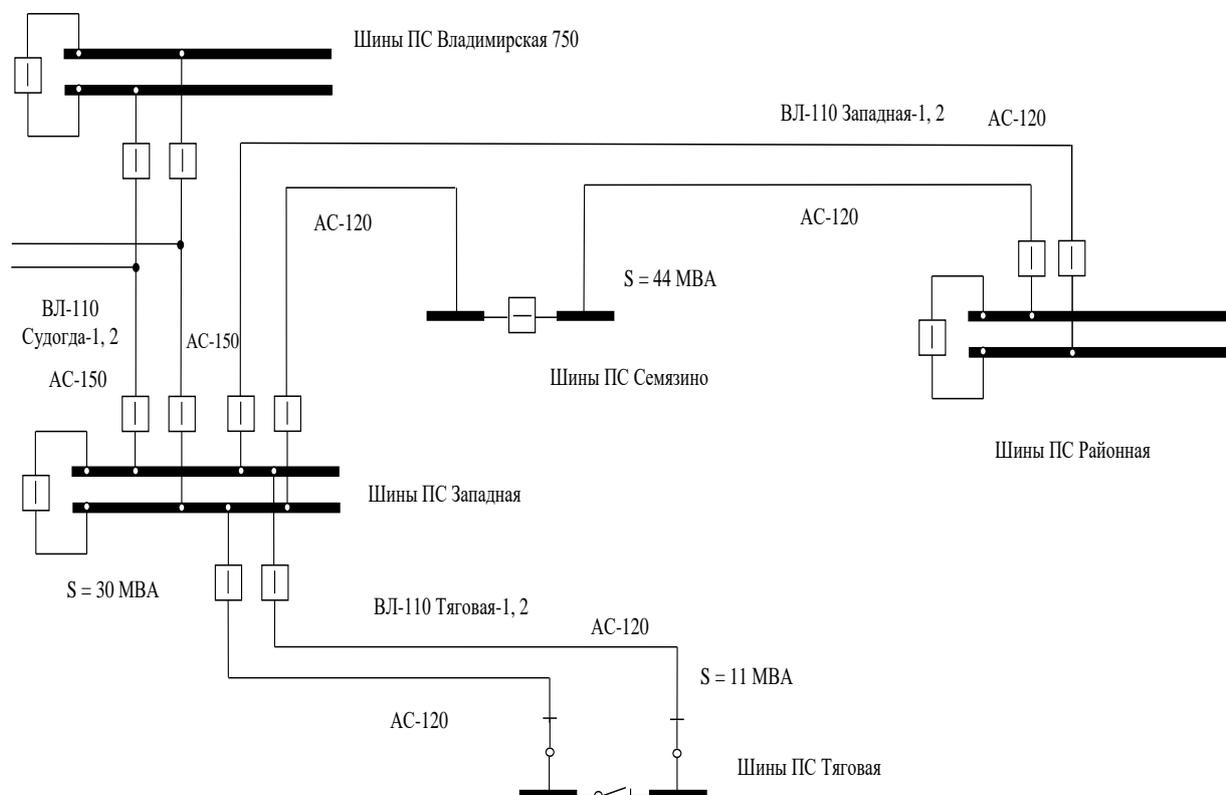


Рис. 3.5. Схема электроснабжения в нормальном режиме

В нормальном режиме питание названных ПС производится по 4 ВЛ 110 кВ: «Судогда-1» и «Судогда-2», а также «Западная-1» и «Западная-2». Линии «Судогда» выполнены проводом АС-150 с допустимым током 425 А, линии «Западная» – проводом АС-120 с допустимым током 380 А. Расчетные токи по ВЛ для нормального и послеаварийного режимов определяют формулой

$$I = \frac{S_p}{\sqrt{3}U},$$

где  $S_p$  – расчетная мощность;  $U$  – среднее номинальное напряжение.

Допуская, что в нормальном режиме токи нагрузки значения распределяются по ВЛ равномерно, для среднего номинального  $U = 115$  кВ получаем результаты расчетов, представленные в табл. 3.1.

Таблица 3.1

**Токи воздушных линий 110 кВ в нормальном режиме**

ВЛ-110 кВ	Передаваемая мощность, МВА	Ток ВЛ, А	Марка провода	Допустимый ток, А
Судогда-1	17,5 МВА	89	АС-150	425
Судогда-2	17,5 МВА	89	АС-150	425
Западная-1	17,5 МВА	89	АС-120	380
Западная-2	32,5 МВА	165	АС-120	380

Таким образом, в нормальном режиме токи всех ВЛ меньше допустимых. В качестве послеаварийных режимов рассмотрим два наиболее «тяжелых» режима: первый – когда электроснабжение ПС «Западная», «Тяговая» и «Семязино» остается на одной ВЛ 110 кВ «Судогда», и второй – при котором электроснабжение всех ПС осуществляется по ВЛ 110 кВ «Западная-2». Результаты расчета токов ВЛ для послеаварийных режимов приведены в табл. 3.2 и 3.3. Схемы для послеаварийных режимов представлены на рис. 3.6 и 3.7. Результаты расчета токов ВЛ показывают, что в первом послеаварийном режиме допустимые значения превышены током на ВЛ «Судогда-1», а во втором – на ВЛ «Западная-2».

Таблица 3.2

**Токи воздушных линий 110 кВ в первом послеаварийном режиме**

ВЛ-110 кВ	Передаваемая мощность, МВА	Ток ВЛ, А	Марка провода	Допустимый ток, А
Судогда-1	85 МВА	431	АС-150	425
Судогда-2	0 МВА	0	АС-150	425
Западная-1	0 МВА	0	АС-120	380
Западная-2	44 МВА	223	АС-120	380

Таблица 3.3

**Токи воздушных линий 110 кВ во втором послеаварийном режиме**

ВЛ-110 кВ	Передаваемая мощность, МВА	Ток ВЛ, А	Марка провода	Допустимый ток, А
Судогда-1	0 МВА	0	АС-150	425
Судогда-2	0 МВА	0	АС-150	425
Западная-1	0 МВА	0	АС-120	380
Западная-2	85 МВА	431	АС-120	380

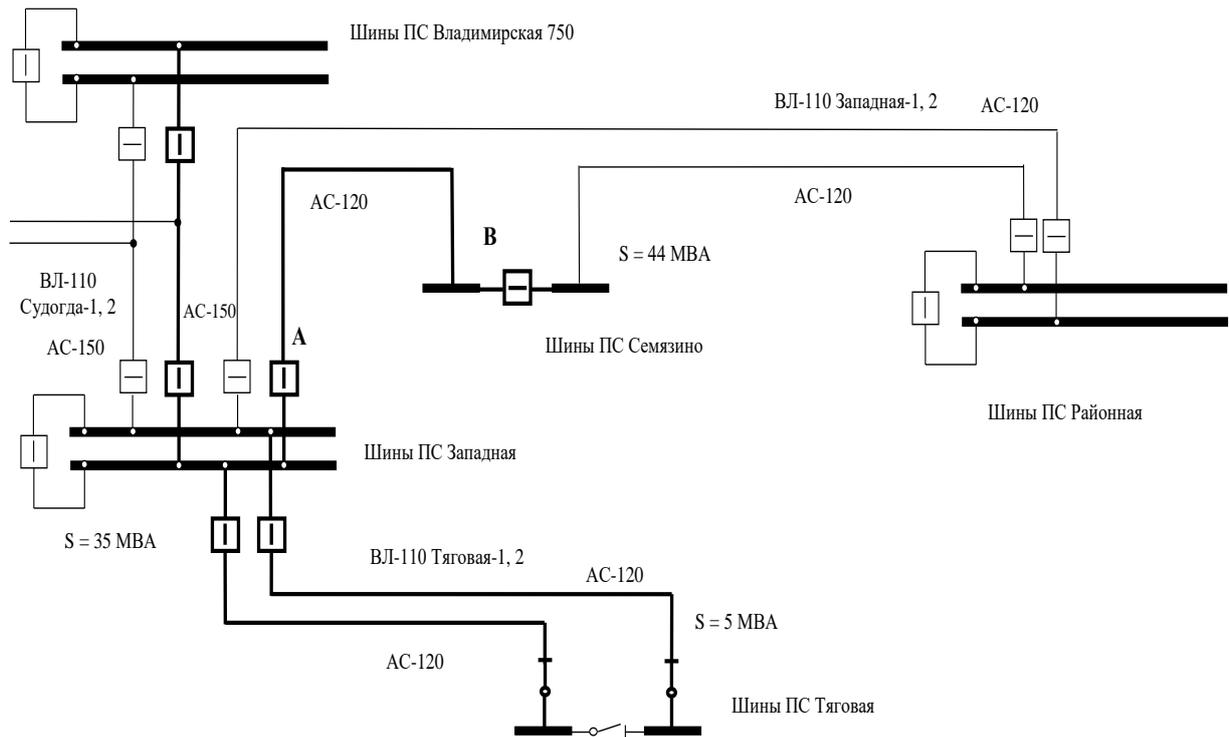


Рис. 3.6. Схема электроснабжения в первом послеаварийном режиме

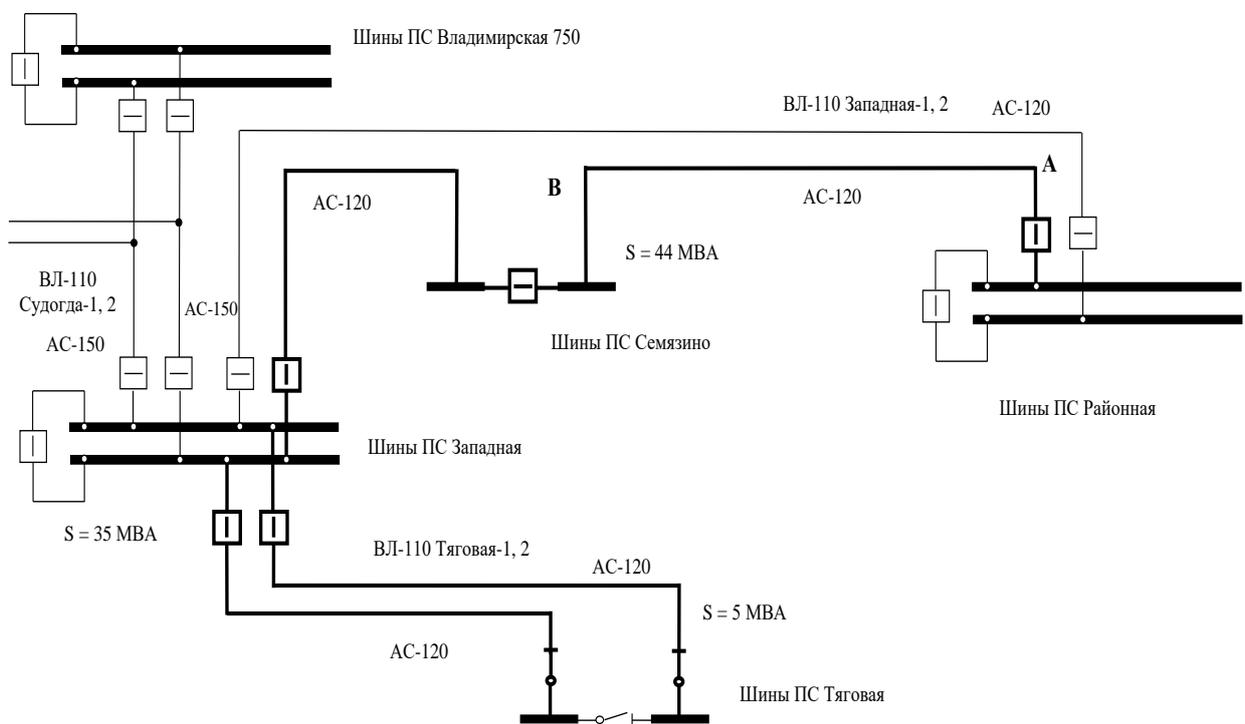


Рис. 3.7. Схема электроснабжения во втором послеаварийном режиме

Однако согласно МЭК 61850-7-1 [25] в послеаварийных режимах в течение суток допускается перегрузка ВЛ 110 кВ по току в пределах 120 процентов от номинального значения. С учетом расположения всех ВЛ вблизи города Владимира этот срок достаточен для устранения их повреждений. Таким образом, расчеты показали, что введение в эксплуатацию новой ПС «Семязино 110/6 кВ» не потребует мероприятий по реконструкции существующих и строительству новых ВЛ.

### 3.3. Выбор трансформаторов и общих конструктивных решений

В разд. 3.2. было определено максимальное расчетное значение полной мощности ПС «Семязино», составившее  $S_p = 44,2$  МВА.

Мощность трансформатора для нормального режима определяют по формуле [7]

$$S_{тр} = \frac{S_p}{n\beta_{опт}},$$

где  $n = 2$  – количество трансформаторов;  $\beta_{опт} = 0,7$  – оптимальный коэффициент загрузки трансформаторов. В результате расчета получаем следующее значение: 31,6 МВА. Из ряда стандартных значений мощности силовых трансформаторов ближайшими к результатам расчета являются следующие значения: 25, 32 и 40 МВА.

В табл. 3.4 приведены значения коэффициентов загрузки  $K_{31}$  трансформаторов этих стандартных мощностей для нормального режима, рассчитанные по формуле  $S_p/2S_{тр}$ .

Таблица 3.4

#### Коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном режиме

Номинальная мощность трансформатора, МВА	Коэффициент загрузки для нормального режима
25	0,89
32	0,69
40	0,56

В табл. 3.5 приведены значения коэффициентов загрузки  $K_{32}$  трансформаторов стандартных мощностей для послеаварийного режима (в работе один трансформатор).

Таблица 3.5

**Коэффициенты загрузки трансформаторов  
в послеаварийном режиме**

Номинальная мощность трансформатора, МВА	Коэффициент загрузки для послеаварийного режима
25	1,78
32	1,39
40	1,11

Отметим, что коэффициенты загрузки для нормального режима должны удовлетворять условию  $K_{з1} \leq 0,93$ , а для послеаварийного режима – условию  $K_{з2} \leq 1,4$ . Как видно из табл. 3.4 и 3.5, обоим условиям удовлетворяют трансформаторы мощностью 32 и 40 МВА. При этом в послеаварийном режиме трансформатор мощностью 32 МВА будет работать с перегрузкой около 40 %, а трансформатор мощностью 40 МВА – с перегрузкой около 10 %.

Допустимая продолжительность работы масляных трансформаторов в послеаварийных режимах с различным уровнем перегрузки приведена в табл. 3.6.

Таблица 3.6

**Допустимые перегрузки для масляных трансформаторов по току**

Перегрузка по току, %	5	30	45	60	75	100
Допустимое время перегрузки, мин	Длительно	120	80	45	20	10

Поскольку 90 % потребителей ПС «Семязино» относятся к 1-й и 2-й категории, выбираем к установке трансформаторы с номинальной мощностью 40 МВА. В этом случае в послеаварийном режиме возможна даже длительная эксплуатация оставшегося в работе трансформатора при условии его перегрузки по току в пределах 5 %, что может быть достигнуто отключением части потребителей 3-й категории.

В табл. 3.7 представлены типы трехфазных трансформаторов 110/6 кВ номинальной мощностью 40 МВА отечественного производства.

Таблица 3.7

### Типы силовых отечественных трансформаторов

Тип	Мощность, МВА	Высокое напряжение, кВ	Низкое напряжение, кВ	Наличие РПН
ТД	40	115	6,3	Нет
ТРДН – 40 000/110	40	115	6,3	Да
ТРНДЦН – 40 000/ 25 000/110	40	115	6,3	Да

Трансформаторы первого типа не имеют устройства РПН, т. е. для них не предусмотрена регулировка напряжения под нагрузкой. Их применение неприемлемо для проектируемой ПС в связи с жесткими требованиями к уровню напряжения на стороне потребителя (длительно отклонение не более 5 процентов от номинала). Трансформаторы двух других типов имеют РПН и расщепленные обмотки по стороне низшего напряжения. Они отличаются друг от друга системами охлаждения. Первый имеет систему охлаждения Д (принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла), а второй – ДЦ (принудительная циркуляция воздуха и масла с направленным потоком масла). За счет использования системы охлаждения типа ДЦ второй трансформатор имеет меньшую массу и размеры. Его важная особенность – возможность эксплуатации в режиме охлаждения Д с номинальной мощностью 25 МВА. В связи с этим для ПС «Семязино» целесообразно выбрать трансформаторы ТРНДЦН – 40 000/25 000/110, поскольку нагрузки ПС по летнему и зимнему режимным дням существенно различаются. В этом случае система принудительной циркуляции масла (маслонасосы) будет задействована только в послеаварийном режиме. В основное время работы коэффициент загрузки такого трансформатора будет близок к оптимальному значению 0,7. Проанализируем потери активной энергии в выбранных трансформаторах.

Различают *условно-постоянные потери*, т. е. потери холостого хода, и *переменные* – т. е. потери энергии при работе трансформатора под нагрузкой. Потери холостого хода не зависят от нагрузки на трансформаторе, нагрузочные же потери пропорциональны квадрату тока, протекающего в обмотках трансформатора.

Мощность потерь активной энергии в трансформаторе с расщепленной обмоткой по стороне низкого напряжения при условии равномерности загрузки обеих расщепленных обмоток определяют по формуле

$$\Delta P = \Delta P_{\text{к}} \left( \frac{S}{S_{\text{ном}}} \right)^2 + \Delta P_{\text{т}},$$

где  $\Delta P_{\text{т}}$  – потери холостого хода;  $\Delta P_{\text{к}}$  – потери короткого замыкания;  $S$  – полная мощность нагрузки;  $S_{\text{ном}}$  – номинальная мощность трансформатора.

Результаты расчетов потерь для зимнего и летнего режимов сведены в табл. 3.8 и 3.9.

Таблица 3.8

### Потери в трансформаторах в зимнем режиме

Режим работы	Потери холостого хода	Потери КЗ	Номинальная мощность	Нагрузка	Потери мощности
В работе два трансформатора	25 кВт	307 кВт	40 МВА	21 МВА	110 кВт
В работе один трансформатор	25 кВт	307 кВт	40 МВА	42 МВА	364 кВт

Таблица 3.9

### Потери в трансформаторах в летнем режиме

Режим работы	Потери холостого хода	Потери КЗ	Номинальная мощность	Нагрузка	Потери активной мощности
В работе два трансформатора	25 кВт	307 кВт	40 МВА	16 МВА	74 кВт
В работе один трансформатор	25 кВт	307 кВт	40 МВА	32 МВА	221 кВт

Таким образом, суммарные потери по ПС в зимнем режиме составляют при работе одного трансформатора  $\Delta P_1 = 364$  кВт, при работе обоих трансформаторов  $\Delta P_2 = 110 + 110 = 220$  кВт. Суммарные потери по ПС в летнем режиме составляют при работе одного трансформатора  $\Delta P_1 = 221$  кВт, при работе обоих трансформаторов  $\Delta P_2 = 74 + 74 = 148$  кВт. Очевидно, что как в летнем, так и в зимнем режиме наиболее экономичным является режим, когда в работе находятся оба силовых трансформатора.

С учетом планируемой установки трансформаторов с расщепленной вторичной обмоткой и наличия на РУ 6 кВ большого количества присоединений (пятьдесят) целесообразно выполнить это РУ по типовой схеме 6-2 «Две одиночные секционированные выключателями системы шин» [11]. В этом случае схема электрических соединений ПС «Семязино» приобретает структуру, представленную на рис. 3.8.

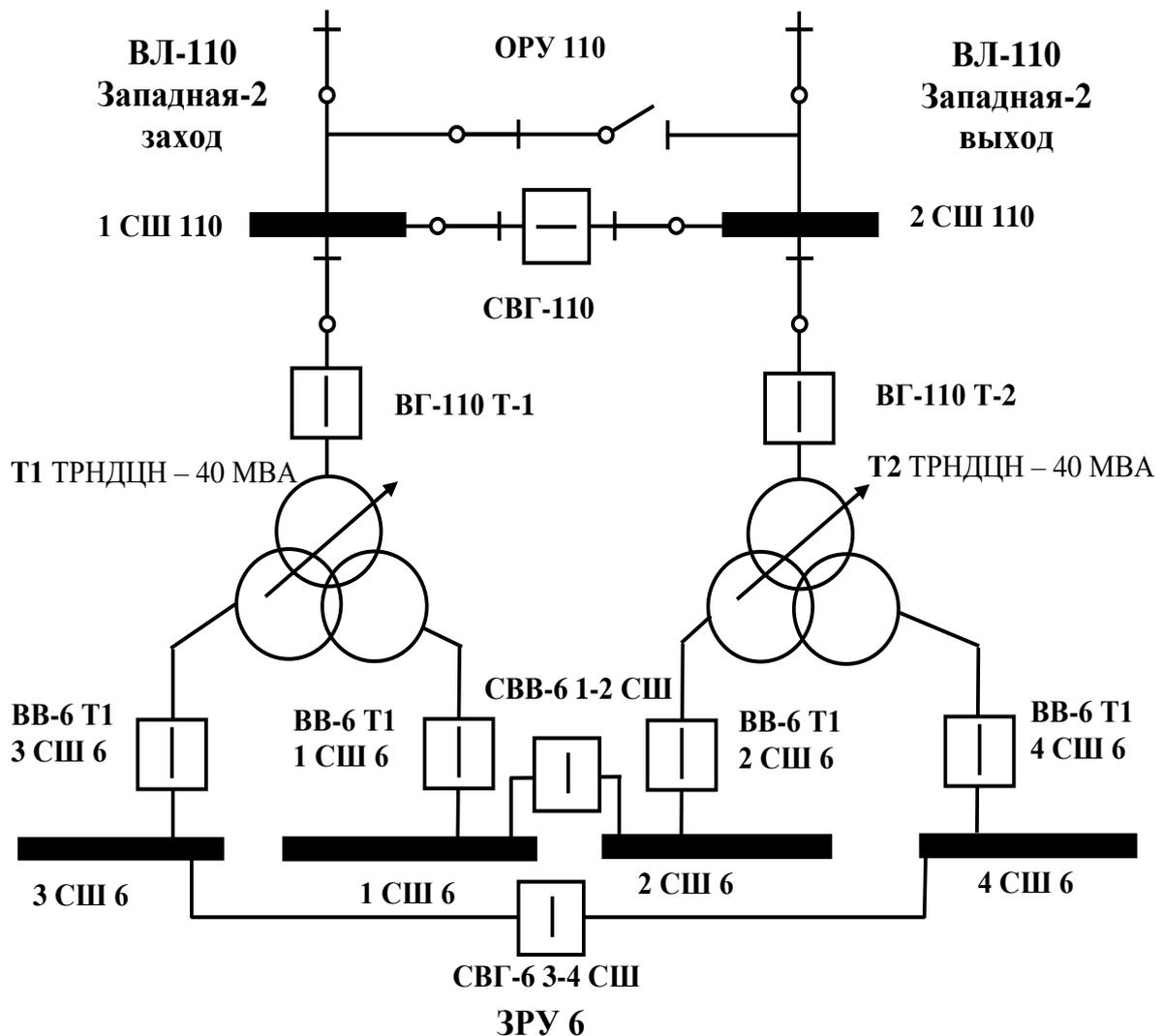


Рис. 3.8. Схема электрических соединений ПС «Семязино»

ПС имеет в своем составе следующие основные элементы:

- две секции шин 110 кВ;
- ремонтную перемычку 110 кВ;
- два силовых трансформатора 110/6 кВ;
- четыре секции шин 6 кВ.

На ПС устанавливают три силовых выключателя по стороне высшего напряжения (два трансформаторных и один секционный) и шесть силовых выключателей по стороне низшего напряжения (четыре вводных трансформаторных и два секционных). Кроме того, устанавливают силовые выключатели низшего напряжения по количеству отходящих фидеров, выключатели трансформаторов собственных нужд и дугогасящих реакторов.

Оборудование РУ 110 кВ может быть размещено как на открытом воздухе (ОРУ), так и внутри помещений (ЗРУ). ЗРУ на стороне высшего напряжения сооружают, как правило, при расположении ПС в непосредственной близости промышленных предприятий или других объектов, загрязняющих воздух токопроводящей пылью или газами, разрушающими изоляцию и металлические части электрооборудования и строительных конструкций, а также в местностях с очень низкими температурами воздуха и при ограниченности свободных площадей для размещения ОРУ. Следует отметить, что ЗРУ высшего напряжения существенно дороже ОРУ и применяют их только в случае необходимости.

Проектируемая ПС «Семязино» расположена вблизи автотрассы федерального значения М7 «Волга», на которой в зимнее время возможно применение химических реагентов для борьбы с обледенением. Многие из них обладают высокой химической активностью и хорошей электропроводностью. Их осаждение на оборудовании ПС может привести к преждевременному износу оборудования и увеличивает вероятность возникновения повреждений и ненормальных режимов его функционирования. Кроме того, вблизи площадки ПС в западном направлении располагается микрорайон одноэтажной индивидуальной жилой застройки с перспективой интенсивного развития. С учетом этого РУ 110 кВ целесообразно разместить в здании ПС, т. е. выполнить в варианте ЗРУ. Здание ПС должно быть двухэтажным с размещением на первом этаже силовых трансформаторов, ЗРУ 6 кВ, ТСН и ДГР, а на втором этаже – ЗРУ 110 кВ и оборудования РЗА и связи. Панели щитов постоянного и переменного тока для питания потребителей собственных нужд целесообразно установить в отдельном помещении на втором этаже. Контрольные и силовые кабели 0,4 кВ по зданию ПС прокладывают в лотках и организованных

трассах под фальшполом. Потребительские кабели 6 кВ от здания до ограждения ПС прокладывают в кабельных каналах. Для организации ВЧ связи на ПС предусмотрена открытая установка ВЧ оборудования на открытой части ПС. Воздушные линии 110 кВ подключают к ЗРУ 110 кВ через проходные изоляторы.

В помещении ЗРУ 6 кВ устанавливают КРУ, обеспечивающие компактное размещение оборудования 6 кВ в шкафах. Шкаф КРУ разделен на четыре основных отсека: три высоковольтных (кабельный отсек, отсек выключателя и отсек сборных шин) и один низковольтный (релейный). В релейном отсеке располагают низковольтное оборудование: устройства РЗА, переключатели, рубильники, светосигнальную арматуру, устройства учета и измерения электроэнергии, элементы управления ячейкой. В отсеке выключателя располагают вакуумный выключатель, предохранители, трансформаторы напряжения. Выключатели устанавливают на выкатных элементах. В отсеке сборных шин располагают силовые шины, соединяющие шкафы и секции РУ. Кабельный отсек ввода служит для размещения кабельной разделки и измерительных трансформаторов тока. Для питания собственных нужд на ПС принимают к установке два трансформатора типа ТС-250-6/0,4, работающих по схеме неясного резерва и подключаемых к шинам РУ 6 кВ через вакуумные выключатели. На ПС целесообразно применить систему заземления сети СН 0,4 кВ типа *TN-C-S*.

В связи с подключением к ПС «Семязино» 110/6 кВ мощных потребителей 1-й и 2-й категорий надежности электроснабжения целесообразно применить на ПС систему постоянного оперативного тока напряжением 220 В с аккумуляторными батареями. Такое техническое решение позволяет обеспечить высокую надежность электроснабжения собственных нужд ПС и реализовать все требуемые релейные защиты.

Для компенсации емкостных токов на каждой секции 6 кВ необходима установка четырех заземляющих реакторов типа РУОМ-190/6,6/ $\sqrt{3}$  кВ с подключением их к фильтрам нулевой последовательности ФМЗО-200/6,6. Это обеспечивает компенсацию емкостных токов в диапазоне 4,2 – 50,0 А. Для подключения устройств компенсации реактивной мощности на каждой секции ЗРУ 6 кВ следует предусмотреть ячейки с выключателями.

### 3.4. Расчет токов коротких замыканий и выбор коммутационных аппаратов

Расчет токов КЗ принципиально важен для снижения ущерба, обусловленного прерыванием электроснабжения потребителей, а также для быстрого восстановления нормального режима работы системы электроснабжения. Дело в том, что КЗ – наиболее опасная причина нарушения нормального режима работы систем электроснабжения из-за повреждений изоляции или неправильных действий персонала. Режим КЗ является экстремальным для оборудования ПС, но при правильной работе релейной защиты и коммутационных аппаратов этот режим кратковременен и не должен необратимо выводить ПС из эксплуатации. Результаты расчета токов КЗ являются основанием для выбора коммутационных аппаратов и другого оборудования. В сетях 110 кВ определяются значения токов трехфазных и однофазных КЗ, а в сетях 6 – 10 кВ только трехфазных. Это связано с тем, что сети 6 – 10 кВ работают в режимах с изолированной или компенсированной нейтралью и соединение одной из фаз с землей не приводит к КЗ.

Расчет действующего значения периодической составляющей тока в начальный момент трехфазного КЗ выполняют для наиболее неблагоприятного режима работы электрической сети.

Для ПС «Семязино» токи КЗ на шинах 110 кВ заданы и составляют:

- для трехфазного КЗ  $I_k^{(3)} = 20$  кА ;
- для однофазного КЗ  $I_k^{(1)} = 13$  кА .

Определим токи КЗ на шинах 6 кВ, т. е. для точки 2 на рис. 3.9.

Схема замещения для расчета токов КЗ представлена на рис. 3.10, на котором приняты следующие обозначения:  $X_1$  – индуктивное сопротивление обмотки высшего напряжения силового трансформатора,  $X_2$  и  $X_3$  – индуктивные сопротивления обмоток низшего напряжения силового трансформатора,  $X_c$  – сопротивление системы. С учетом большой мощности установленных на ПС силовых трансформаторов активным сопротивлением их обмоток в расчетах пренебрегаем.

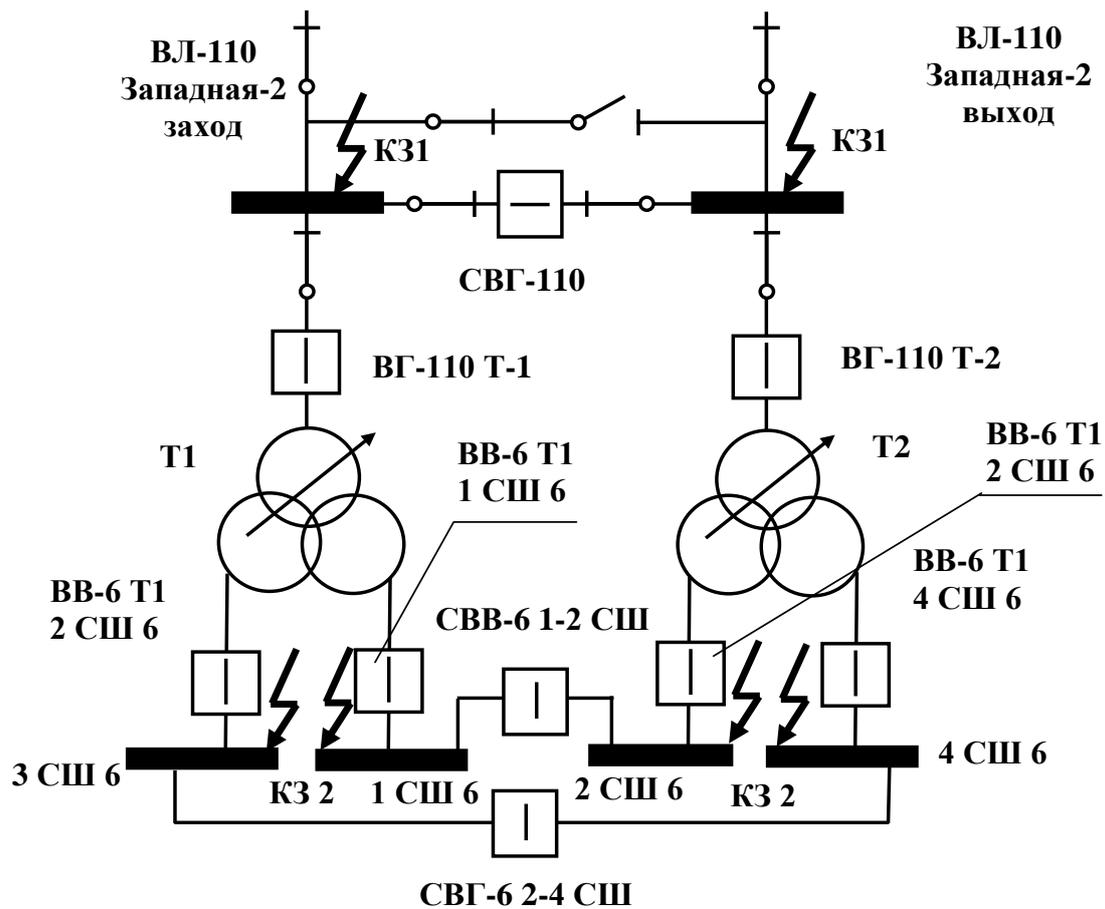


Рис. 3.9. Расчетная схема для токов КЗ

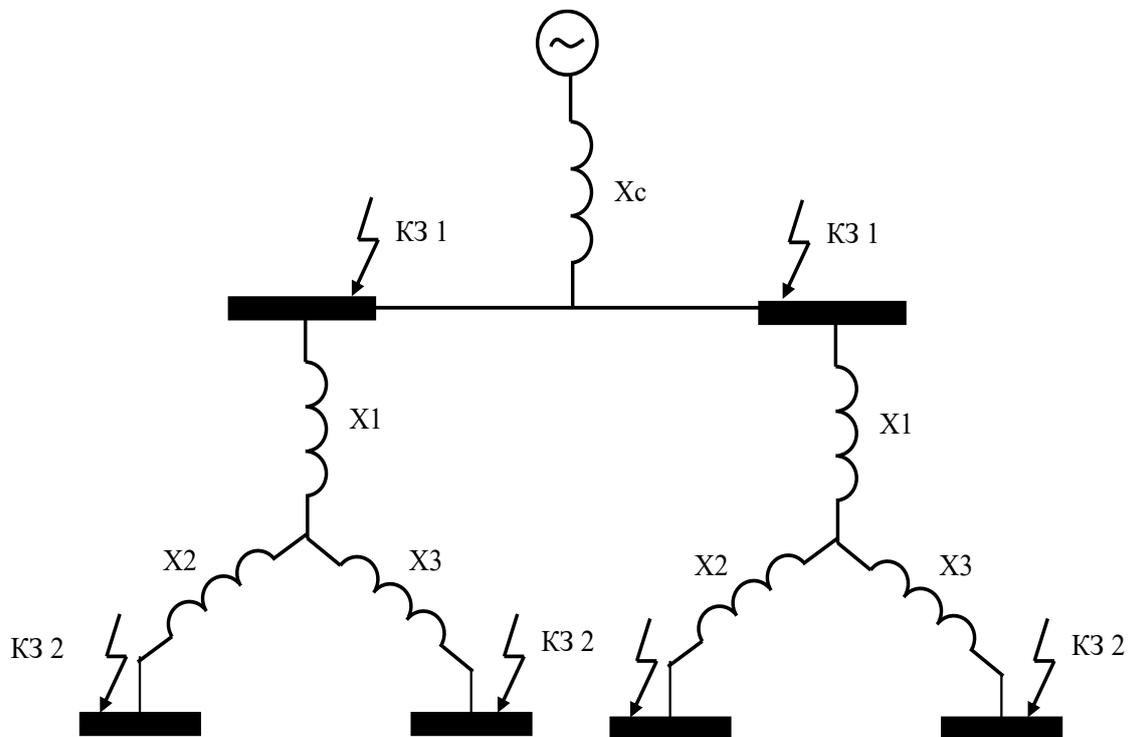


Рис. 3.10. Схема замещения для расчета токов КЗ

В табл. 3.10 приведены значения основных параметров трансформатора ТРНДЦН – 40 000/25 000/110, а именно:  $S_{\text{ном}}$  – номинальной мощности;  $U_{\text{ВН}}$  и  $U_{\text{НН}}$  – номинальных напряжений первичной и вторичной обмоток;  $P_{\text{ХХ}}$  и  $P_{\text{КЗ}}$  – потери холостого хода и короткого замыкания;  $U_{\text{КВН}}$  – напряжения КЗ на первичной обмотке при замыкании вторичной и  $U_{\text{КНН}}$  – напряжения КЗ на одной из секций вторичной обмотки при замыкании другой секции этой обмотки.

Таблица 3.10

**Параметры трансформатора ТРНДЦН – 40 000 / 25 000 / 110**

$S_{\text{ном}}$ , МВА	$U_{\text{ВН}}$ , кВ	$U_{\text{НН}}$ , кВ	$P_{\text{ХХ}}$ , кВт	$P_{\text{КЗ}}$ , кВт	$U_{\text{КВН}}$ , %	$U_{\text{КНН}}$ , %
40,0	115,0	6,3	25,0	307,0	16,8	48,0

Расчет мощности КЗ на шинах 110 кВ по формуле  $S_{\text{к}}^3 = \sqrt{3} I_{\text{к}}^{(3)} U_{\text{ВН}}$  дает результат 4000 МВА.

Дальнейший расчет проводим в относительных единицах. За базисное значение мощности принимаем значение  $S_{\text{б}} = 1000$  МВА. В этом случае сопротивление системы составляет  $X_{\text{с}} = \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{к}}^3} = \frac{1000}{4000} = 0,25$ , а ба-

зовый ток КЗ по стороне 6 кВ  $I_{\text{БК}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} U_{\text{НН}}} = \frac{1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 10^3} \approx 91$  кА.

Поскольку на проектируемой ПС установлены трехфазные трансформаторы с расщепленными обмотками, то коэффициент расщепления принимаем равным  $K_{\text{р}} = 3,5$  [24]. Таким образом, сопротивление трансформатора току КЗ, определяемое по формулам

$$X_{\text{т}} = X1 + X2 = X1 + X3,$$

где  $X1 = 0,125 X_{\text{В-Н}}$ ;  $X2 = X3 = 1,75 X_{\text{В-Н}}$ ;

$X_{\text{В-Н}} = \frac{U_{\text{КВН}}}{100} \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{ном}}}$ , имеет следующее значение:

$$X_{\text{т}} = 0,125 \cdot 4,2 + 1,75 \cdot 4,2 = 1,875 \cdot 4,2 \approx 7,9.$$

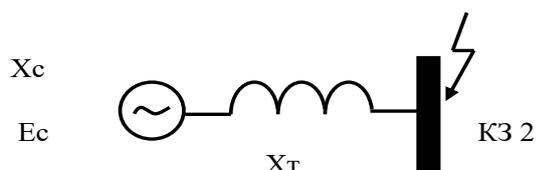


Рис. 3.11. Схема замещения для расчета тока КЗ на шинах 6 кВ

Схема замещения для КЗ на шинах 6 кВ сводится к виду, изображенному на рис. 3.11.

Ток КЗ для точки 2 определится как

$$I_{к2}^{(3)} = \frac{E_c}{X_c + X_T} I_{БК} = \frac{1}{0,25 + 7,9} 91 \text{ кА} \approx 11 \text{ кА}.$$

Для всех видов КЗ значения ударного тока определяются для момента  $t = 10$  мс (половина периода сетевого напряжения) после возникновения КЗ по формуле

$$i_{уд} = \sqrt{2} K_y I_k,$$

где  $K_y = 1 + e^{-0,01/T_a}$  – ударный коэффициент;  $T_a$  – постоянная времени затухания.

Принимая значение  $T_a = 0,05$  с для КЗ на шинах 110 кВ и  $T_a = 0,06$  с для КЗ на шинах 6 кВ, получаем

$$K_{y1} = 1 + e^{-0,01/0,05} = 1,82;$$

$$K_{y2} = 1 + e^{-0,01/0,06} = 1,85.$$

Ударные токи определяем следующим образом:

$$i_{уд.к1}^{(1)} = \sqrt{2} K_{y1} I_{к1}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 13 \cdot 10^3 \approx 34 \text{ кА};$$

$$i_{уд.к1}^{(3)} = \sqrt{2} K_{y1} \cdot I_{к1}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 20 \cdot 10^3 \approx 51 \text{ кА};$$

$$i_{уд.к2}^{(3)} = \sqrt{2} K_{y2} \cdot I_{к2}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 11 \cdot 10^3 \approx 29 \text{ кА}.$$

Результаты расчетов сведены в табл. 3.11.

Таблица 3.11

### Результаты расчета токов короткого замыкания

Место КЗ	$I_{к}^{(3)}$ , кА	$I_{к}^{(1)}$ , кА	$i_{уд}^{(1)}$ , кА	$i_{уд}^{(3)}$ , кА
Шины 110 кВ	20	13	34	51
Шины 6 кВ	11	–	–	29

**Выбор силовых выключателей** производят по следующим параметрам [24]: номинальное напряжение  $U_{ном}$ ; номинальный ток  $I_{ном}$ ; номинальный ток отключения  $I_{откл}$ ; ток электродинамической стойкости  $I_d$ ; ток термической стойкости  $I_T$ ; тепловой импульс тока КЗ  $B_k$ .

Произведем выбор силовых выключателей по стороне высшего напряжения 110 кВ. Номинальный ток выключателей определим для случая наиболее тяжелого послеаварийного режима, в котором через секционный выключатель 110 кВ будет протекать ток, необходимый для питания трех ПС: «Семязино», «Западная» и «Тяговая». Суммар-

ная мощность этих ПС равна 84 МВА. Ток, протекающий через секционный выключатель, определяют по формуле

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}} = \frac{84 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \approx 442 \text{ А.}$$

Мощность, передаваемая через трансформаторные выключатели 110 кВ в послеаварийном режиме, равна  $S = S_{\text{Семязино}} = 44 \text{ МВА}$ . Ток через трансформаторные выключатели определяем по формуле

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}} = \frac{44 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \approx 231 \text{ А.}$$

Номинальный ток отключения для выключателей на стороне 110 кВ должен быть больше токов трехфазного КЗ  $I_{\text{к}}^{(3)} = 20 \text{ кА}$ . К установке принимаем колонковые элегазовые выключатели *LTV 145D1/B* производства АВВ «Электротехнический». Они компактны, обладают высокой надежностью и хорошими коммутационными способностями, пожаробезопасны. Значения их основных параметров и результаты расчетов сведены в табл. 3.12.

Таблица 3.12

### Результаты расчетов и значения параметров выключателей 110 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Параметр
$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$	Номинальное напряжение
$I_{\text{НОМ}} = 442 \text{ А}$ $I_{\text{НОМ}} = 231 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 2000 \text{ А}$	Номинальный ток
$I_{\text{к}}^{(3)} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} = 31,5 \text{ кА}$	Номинальный ток отключения
$i_{\text{уд. к1}}^{(3)} = 51 \text{ кА}$	$I_{\text{д}} = 2,55I_{\text{откл}} = 80 \text{ кА}$	Ток электродинамической стойкости
$I_{\text{т}} = I_{\text{к}}^{(3)} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{т}} = 40 \text{ кА} \quad t = 3 \text{ с}$	Ток термической стойкости
$B_{\text{к}} = (I_{\text{к}}^{(3)})^2 t_{\Sigma} = 74 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	Тепловой импульс тока КЗ

$t_{\Sigma} = T_{\text{а}} + t_{\text{откл}}; t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{в}}$ , где  $t_{\text{рз}}$  – время действия релейной защиты,  $t_{\text{в}}$  – время отключения выключателя  $t_{\text{откл}} = 0,1 + 0,035 = 0,135 \text{ с}$ ;  
 $t = T_{\text{а}} + t_{\text{откл}} = 0,05 + 0,135 = 0,185 \text{ с}$ .

Далее перейдем к выбору выключателей по стороне низшего напряжения 6 кВ. Номинальный ток секционного и вводных транс-

форматорных выключателей определяем для случая наиболее тяжелого послеаварийного режима, в котором ПС «Семязино» питается с одного трансформатора. В этом случае максимальная полная мощность, передаваемая через выключатель, будет равна 22 МВА. Ток, протекающий через выключатель, можно определить следующим образом:

$$I_{\text{ном}} = \frac{S}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{22 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 10^3} \approx 2115 \text{ А.}$$

Номинальную мощность, передаваемую через выключатели 50 отходящих фидеров в нормальном режиме, определяем из соотношения  $S = 0,02S_{\text{Семязино}} \approx 1 \text{ МВА}$ . При работе в послеаварийном режиме с одним трансформатором эта мощность удваивается  $S \approx 2 \text{ МВА}$ . Этой

мощности соответствует ток  $I_{\text{ном}} = \frac{S}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{2 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 10^3} \approx 200 \text{ А}$ .

Номинальный ток отключения для выключателей на стороне низшего напряжения должен быть больше тока трехфазного КЗ:  $I_{\text{к}}^{(3)} = 11 \text{ кА}$ .

Для установки выбираем КРУ 6 кВ серии К-61/63 производства ЗАО «Группа компаний "Электрощит"-ТМ Самара» с выключателями ВВУ вакуумного типа. Вакуумные выключатели компактны, обладают высокой надежностью и хорошими коммутирующими способностями, пожаро- и взрывобезопасны. Параметры выключателей и результаты расчетов сведены в табл. 3.13.

Таблица 3.13

### Результаты расчетов и значения параметров выключателей 6 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Параметр
$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 6(10) \text{ кВ}$	Номинальное напряжение
$I_{\text{ном}} = 2115 \text{ А}$ $I_{\text{ном}} = 200 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$ $I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	Номинальный ток
$I_{\text{к}}^3 = 11 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} = 31,5 \text{ кА}$	Номинальный ток отключения
$i_{\text{уд к1}}^{(3)} = 29 \text{ кА}$	$I_{\text{д}} = 2,55I_{\text{откл}} = 80 \text{ кА}$	Ток электродинамической стойкости
$I_{\text{т}} = I_{\text{к}}^3 = 11 \text{ кА}$	$I_{\text{т}} = 40 \text{ кА } t = 3 \text{ с}$	Ток термической стойкости
$B_{\text{к}} = (I_{\text{к}}^3)^2 t_{\Sigma} = 315 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	Тепловой импульс тока КЗ

$t_{\Sigma} = T_a + t_{\text{откл}}; t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{в}}$ , где  $t_{\text{рз}}$  – время действия релейной защиты,  $t_{\text{в}}$  – время отключения выключателя  $t_{\text{откл}} = 2,5 + 0,035 = 2,535$  с;  
 $t = T_a + t_{\text{откл}} = 0,06 + 2,535 = 2,6$  с.

**Выбор разъединителей** производим по следующим параметрам: номинальное напряжение  $U_{\text{ном}}$ ; номинальный ток  $I_{\text{ном}}$ ; ток электродинамической стойкости  $I_{\text{д}}$ ; ток термической стойкости  $I_{\text{т}}$ ; тепловой импульс тока КЗ  $B_{\text{к}}$ .

Номинальный ток разъединителей на стороне 110 кВ принимаем равным номинальному току выключателей  $I_{\text{ном}} = 442$  А. Выбираем разъединители типа РГП с полимерной изоляцией, двигательными приводами для главных и заземляющих ножей производства ЗАО «Группа компаний "Электроцит"-ТМ Самара». Параметры разъединителей и результаты расчетов сведены в табл. 3.14.

Таблица 3.14

### Результаты расчетов и значения параметров разъединителей 110 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Параметры
$U_{\text{ном}} = 110$ кВ	$U_{\text{ном}} = 110$ кВ	Номинальное напряжение
$I_{\text{ном}} = 442$ А	$I_{\text{ном}} = 1250$ А	Номинальный ток
$i_{\text{уд.к1}}^{(3)} = 51$ кА	$I_{\text{д}} = 2,55I_{\text{откл}} = 80$ кА	Ток электродинамической стойкости
$I_{\text{т}} = I_{\text{к}}^3 = 20$ кА	$I_{\text{т}} = 31,5$ кА $t = 3$ с	Ток термической стойкости
$B_{\text{к}} = (I_{\text{к}}^3)^2 t_{\Sigma} = 74$ кА <sup>2</sup> ·с	$B_{\text{к}} = 4800$ кА <sup>2</sup> ·с	Тепловой импульс тока КЗ

$t_{\Sigma} = T_a + t_{\text{откл}}; t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{в}}$ , где  $t_{\text{рз}}$  – время действия релейной защиты,  $t_{\text{в}}$  – время отключения выключателя  $t_{\text{откл}} = 0,1 + 0,035 = 0,135$  с;  
 $t = T_a + t_{\text{откл}} = 0,05 + 0,135 = 0,185$  с.

### 3.5. Выбор сборных шин и ошиновки трансформаторов

**Сборные шины на стороне 110 кВ** выполняют гибкими подвесными из проводов круглого сечения. Материал – алюминий со стальным сердечником. Сечение сборных шин выбирают по условию  $I_{\text{доп}} \geq I_{\text{расч}}$ , где  $I_{\text{доп}}$  – допустимый ток для данного сечения проводника;  $I_{\text{расч}}$  – максимальный ток ремонтного или послеаварийного режима,

в нашем случае равен току через секционный выключатель 110 кВ в послеаварийном режиме  $I_{\text{расч}} = 442$  А.

Выбираем провод марки АС – 240/32 с максимальным допустимым током внутри помещений, равным  $I_{\text{доп}} = 505$  А [24]. Минимальное сечение провода по условию возникновения короны для ВЛ напряжением 110 кВ составляет  $70 \text{ мм}^2$ . Однако на ОРУ 110 кВ расстояние между проводами меньше, чем на ВЛ, поэтому целесообразно провести проверочный расчет.

Для отсутствия образования коронного разряда должно выполняться условие

$$0,9U_{\text{нач}} \geq U_{\text{ф max}},$$

где  $U_{\text{нач}}$  – начальное напряжение, вызывающее корону на выбранном проводе;  $U_{\text{ф max}}$  – максимальное значение фазного напряжения на выбранном проводе.

Начальную напряженность электрического поля (кВ/см), вызывающую появление короны, определяем выражением

$$E_{\text{н}} = 17m\delta\left(1 + \frac{0,62}{\delta^{0,3}r_0^{0,38}}\right),$$

где  $m$  – коэффициент шероховатости поверхности провода (принимаем для многопроволочных проводов  $m = 0,82$ );  $r_0$  – радиус провода, см (для АС 240/32 равен 1,08 см);  $\delta = \frac{293P \cdot 10^{-5}}{273 + t \text{ } ^\circ\text{C}}$  – относительная

плотность воздуха;  $P$  – давление воздуха на уровне ПС ( $\text{Па} \cdot 10^{-5}$ );  $t \text{ } ^\circ\text{C}$  – температура воздуха.

Принимая  $P = 101\,325$  Па, что соответствует нормальному атмосферному давлению 760 мм рт. ст., и  $t = 15 \text{ } ^\circ\text{C}$ , получаем в результате

$$\text{расчета } \delta = \frac{293P \cdot 10^{-5}}{273 + t \text{ } ^\circ\text{C}} = \frac{293 \cdot 1,01325}{273 + 15} \approx 1,03.$$

Определяем начальную напряженность электрического поля

$$E_{\text{н}} = 17m\delta\left(1 + \frac{0,62}{\delta^{0,3}r_0^{0,38}}\right) = 17 \cdot 0,82 \cdot 1,03\left(1 + \frac{0,62}{1,03^{0,3} \cdot 1,08^{0,38}}\right) = 23 \text{ кВ/см.}$$

Начальное напряжение, вызывающее корону (кВ), определяем выражением

$$U_{\text{н}} = E_{\text{н}}r_0 \ln(D / r_0),$$

где  $D$  – расстояние между проводами соседних фаз, принимаемое равным расстоянию между полюсами силовых выключателей, т. е.

140 см. Вычисляем начальное напряжение, вызывающее корону на выбранном проводе,

$$U_{\text{нач}} = E_{\text{н}} r_0 \ln(D / r_0) = 23 \cdot 1,08 \ln(140 / 1,08) = 120,8 \text{ кВ.}$$

Таким образом, условие  $0,9U_{\text{нач}} \geq U_{\text{ф max}}$  выполняется, следовательно, коронный разряд не возникнет и потерь на корону не будет.

**Выбираем ошиновку силового трансформатора** на стороне 10 кВ в виде комплектного токопровода ТЗК-10-3000-80 (номинальное напряжение 10 кВ, номинальный ток 3000 А, ток электродинамической стойкости 80 кА). Параметры токопровода и результаты расчета сведены в табл. 3.15.

*Таблица 3.15*

**Результаты расчетов и значения параметров токопровода  
ТЗК-10-3000-80**

Расчетные данные	Каталожные данные	Параметры
$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 6(10) \text{ кВ}$	Номинальное напряжение
$I_{\text{ном}} = 2115 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3000 \text{ А}$	Номинальный ток
$i_{\text{уд. кл}}^{(3)} = 29 \text{ кА}$	$i_{\text{д}} = 80 \text{ кА}$	Ток электродинамической стойкости

Ошиновку трансформатора на стороне 110 кВ выполняем тем же проводом, что и сборные шины.

**3.6. Выбор ограничителей перенапряжений, систем заземления и обеспечения электромагнитной совместимости**

В соответствии с «Инструкцией по устройству молниезащиты зданий, сооружений промышленных коммуникаций» СО 156-34.21.122-2003 здание закрытой ПС классифицируют как специальный объект с ограниченной опасностью. Защита от прямых ударов молнии состоит из молниеприемника, токоотводов и заземлителей. В качестве молниеприемника выступает металлическая кровля здания (естественный молниеприемник). Металлическую кровлю соединяют с наружным контуром заземления при помощи токоотводов, которые располагаются по периметру здания. Среднее расстояние между токоотводами принимают равным 20 м. Токоотводы выполняют стальной полосой  $40 \times 5$  мм. В местах спусков токоотводов забивают электроды длиной

5 м и диаметром 18 мм. Согласно Руководству [23] заземляющее устройство должно иметь в любое время года сопротивление не более 0,5 Ом.

Для защиты электрооборудования в здании ПС проложены магистрали заземления из полосовой стали сечением 40 × 4 мм по стенам на высоте 0,4 м от пола. В качестве естественных заземлителей также используют металлические конструкции и арматуру железобетонных конструкций, имеющих надежное соприкосновение с землей, которые при помощи сварки соединяют с заземляющим контуром. К заземляющему устройству присоединяют все оборудование.

Обмотки 110 кВ силовых трансформаторов защищены ограничителями перенапряжений типа ОПН-П/ЗЭУ-110/80/550УХЛ1. В нейтрали трансформаторов 110 кВ параллельно заземлителю установлены ограничители перенапряжений типа ОПНН-П/ЗЭУ-110/56/550УХЛ1. Сторона 10 кВ силовых трансформаторов защищена ограничителями перенапряжений типа ОПН-П/ЗЭУ-6-7,2/400УХЛ1. Нелинейные элементы ограничителя перенапряжений присоединены к сети в течение всего срока службы. При воздействии рабочего напряжения через ОПН протекает ток порядка нескольких миллиампер, который носит в основном емкостный характер. При перенапряжениях сопротивление ОПН существенно падает, что приводит к резкому увеличению активной составляющей тока через аппарат, избыточная энергия уходит в землю.

**Мероприятия по обеспечению электромагнитной совместимости (ЭМС)** должны обеспечить защиту вторичного оборудования, систем связи, кабелей вторичной коммутации и другого оборудования ПС от разного рода электромагнитных воздействий. Невыполнение условий ЭМС приводит к повреждению вторичного оборудования, неправильным действиям (отказам, излишним или ложным срабатываниям) устройств РЗА, сбою в работе автоматизированных рабочих мест персонала и так далее, существенно снижает надежность работы энергообъекта. Критерий выполнения условий ЭМС – обеспечение электромагнитной обстановки, при которой наибольшие возможные уровни электромагнитных воздействий всех видов на объекте электросетевого хозяйства не превышают допустимых значений для каждого конкретного вторичного оборудования.

На ПС «Семязино» потенциальными источниками электромагнитных воздействий являются: переходные процессы в цепях высшего напряжения, возникающие при коммутациях силовых выключателей и разъединителей; помехи, возникающие при КЗ в цепях высшего напряжения; электрические и магнитные поля промышленной частоты, создаваемые силовым оборудованием ПС; переходные процессы в заземляющих устройствах ПС, обусловленные токами КЗ и токами молний; переходные процессы при коммутациях в индуктивных цепях низшего напряжения; переходные процессы в цепях всех классов напряжений, возникающие при ударах молний; разряды статического электричества.

Мероприятия по ЭС выполняют в соответствии с СТО 56947007-29.240.044-2010 «Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства» [22] и СТО 56947007-29.240.043-2010 «Руководство по обеспечению электромагнитной совместимости вторичного оборудования и систем связи электросетевых объектов» [23].

Для обеспечения ЭМС на ПС «Семязино» к магистралям заземления кратчайшим путем присоединены следующие объекты: металлические корпуса или рамы электрооборудования; металлические корпуса РУ и электрощитов; шкафы и установки постоянного тока; пульты управления; панели приборов; ЭВМ; корпуса электродвигателей электрических аппаратов и трансформаторов. Ряды рамных конструкций оборудования (шкафов) соединены между собой проводниками с шагом не более чем 2 м. Каждый ряд рамной конструкции присоединен к магистралям заземления не менее чем в четырех местах. Экраны кабелей и параллельные заземленные проводники присоединены к шинам заземления (корпусам) шкафов и панелей. Внутреннее устройство заземления присоединено к наружному контуру заземления не менее чем в четырех точках. Вдоль оборудования, установленного в ряд (шкафы, панели), проложена металлическая шина, объединяющая это оборудование. Кабельные лотки из проводящих материалов заземлены на обоих концах и в местах пересечения с другими металлическими элементами. На щите управления выполнен отдельный контур, который двумя магистралями присоединяют к наружному заземляющему устройству на расстоянии не менее 2 м от места присоединения спусков молниеприемной сетки. При пересече-

нии с магистралями других этажей эти спуски изолированы от них. Защитное заземление всех шкафов, панелей и корпусов устройств релейной защиты, автоматики и телемеханики выполняется присоединением их к магистралям заземления и закладным протяженным элементам. Закладные элементы, проложенные в полу для установки шкафов, соединяют друг с другом путем сварки полосой  $40 \times 4$  мм не менее чем в четырех местах по концам каждого ряда шкафов и между рядами шкафов.

Присоединение закладных металлоконструкций к внутреннему контуру заземления выполнено не менее чем в трех точках полосовой сталью  $40 \times 4$  мм как для отдельно стоящих, так и для ряда шкафов и панелей.

Силовые и контрольные кабели проложены отдельно друг от друга в разных металлических коробах и каналах. Металлические оболочки, броня и экраны вторичных кабелей заземлены в местах концевой разделки кабеля. Металлические короба заземлены по концам и в промежуточных точках с шагом 5 – 6 метров.

## **Глава 4. ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ ЦИФРОВОЙ ПОДСТАНЦИИ**

### **4.1. Общие принципы проектирования цифровых подстанций**

Применение современных информационных технологий в электроэнергетике позволяет создать энергетический объект нового типа – цифровую подстанцию (ЦПС). Отраслевой стандарт СТО 56947007-29.240.10.248-2017 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 – 750 кВ» дает следующее определение: «**Цифровая подстанция** – это подстанция с высоким уровнем автоматизации, в которой процессы информационного обмена между элементами подстанции, а также управление работой подстанции осуществляются в цифровом виде на основе стандартов серии МЭК 61850» [1]. С технической точки зрения ЦПС – это сложный инфраструктурный объект, в котором интегрированы в единое целое первичное технологическое оборудование, осуществляющее прием, преобразование, распределение электроэнергии, и цифровые системы измерения, защиты, диагностического мониторинга, контроля и управления.

Проектирование средств информационного обмена между компонентами ЦПС регламентируется стандартами серии МЭК 61850, объединенными под общим наименованием «Сети и системы связи на подстанциях». Например, данные мониторинга состояния трансформаторов, коммутационных аппаратов и другая дискретная информация (положение выключателей, разъединителей, ключей режима управления, состояние вентиляторов и масляных насосов охлаждения трансформаторов, устройств обогрева приводов выключателей и др.) должны собираться с использованием выносных устройств связи с объектом (УСО), установленных в непосредственной близости от трансформаторов и коммутационных аппаратов. Передача данных от выносных модулей УСО и команд управления на коммутационные аппараты осуществляется по оптоволоконной связи, являющейся частью шины процесса по протоколу МЭК 61850-8-1 (*GOOSE*). Выносные модули УСО должны иметь релейные выходы для управления исполнительными устройствами объектов с точностью синхронизации не ниже 1 мс.

Одна из важных особенностей ЦПС – практическое отсутствие электрических связей между высоковольтным оборудованием и средствами измерения, РЗА, технической диагностики и управления. Обмен информацией осуществляется по волоконно-оптическим линиям связи (ВОЛС). Это снимает многие вопросы электромагнитной совместимости, создает безопасные условия работы персонала, обеспечивает компактность ПС, снижает затраты на строительство, монтажные и пусконаладочные работы, а также на обслуживание подстанции. В перспективе ЦПС должны стать ключевыми компонентами интеллектуальных электрических сетей (*Smart Grid*).

В соответствии с НТП ПС [1] сложившаяся к настоящему времени концепция проектирования ЦПС определяется следующими основными принципами:

- создание единого информационного пространства ПС, соответствующего стандартам МЭК 61850;
- полный отказ от контрольных кабелей и повсеместное использование цифровых каналов связи на основе ВОЛС;
- применение оптических и электромагнитных измерительных трансформаторов со специализированными аналогово-цифровыми

преобразователями, обеспечивающими поддержку протокола МЭК 61850-9-2 [25; 26];

- применение систем диагностики и мониторинга состояния силового первичного оборудования (трансформаторов, реакторов, элегазовых РУ, маслонаполненных вводов и др.) с цифровыми средствами измерения и диагностического мониторинга, поддерживающими протокол МЭК 61850-8-1 [27];

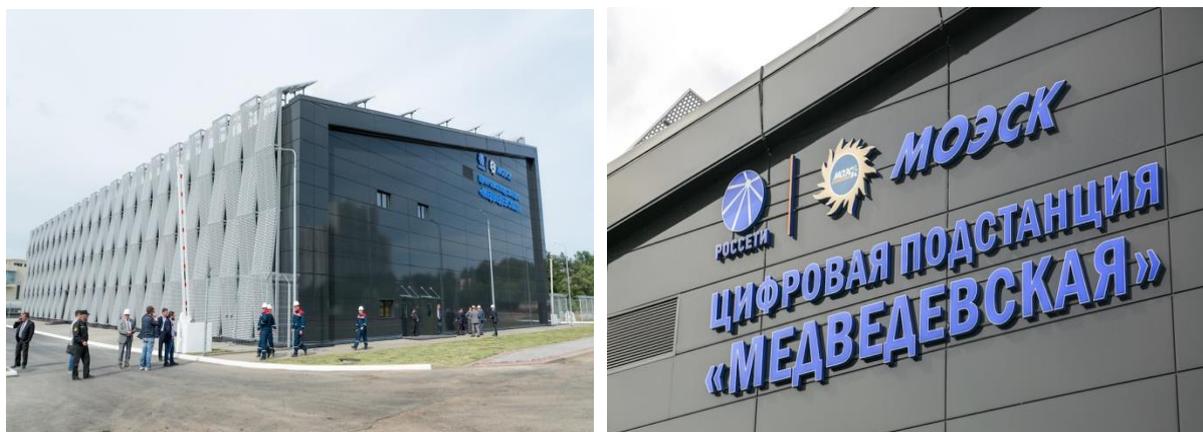
- применение управляемых средств компенсации реактивной мощности (СКРМ), оснащенных микроконтроллерами с поддержкой протокола МЭК 61850-8-1;

- применение коммутационных аппаратов 6 – 750 кВ, привод которых оснащен встроенными средствами измерения и датчиками положения с поддержкой протокола МЭК 61850-8-1 или допускает возможность их установки;

- применение микропроцессорных терминалов РЗА, поддерживающих протокол МЭК 61850-8-1;

- проектную документацию на ЦПС следует разрабатывать с учетом требований стандартов МЭК 61850-4 и МЭК 61850-6 [28; 29], а также других стандартов, необходимых для реализации ЦПС.

Эта концепция была принята за основу при проектировании одной из первых в России и первой в Московском регионе ЦПС «Медведевская-110 кВ» [30]. Эта ПС мощностью 160 МВА введена в эксплуатацию в июне 2018 г. и предназначена для электроснабжения объектов, расположенных на территории инновационного центра «Сколково» и близлежащих девелоперских объектов (рис. 4.1).



*Рис. 4.1. ЦПС «Медведевская-110 кВ»*

На ЦПС «Медведевская» применено инновационное электрооборудование российского производства: два силовых трансформатора мощностью по 80 МВА каждый производства ООО «Тольяттинский трансформатор»; первое отечественное комплектное РУ на 110 кВ с элегазовой изоляцией производства АО ВО «Электроаппарат» (Санкт-Петербург); 4-секционное РУ на 20 кВ с вакуумными выключателями, рассчитанное на 20 линейных ячеек, производства ОАО «Самарский трансформатор»; комплекс релейной защиты и автоматического управления, выполненный на микропроцессорных терминалах ООО НПП «ЭКРА» (Чебоксары).

#### **4.2. Релейная защита и автоматизация на цифровой подстанции**

Применение цифровых технологий на электрических ПС началось с внедрения микропроцессорных систем релейной защиты и автоматизации. Более 20 лет назад в нашей стране на новых и реконструируемых ПС вместо электромеханических и аналоговых электронных устройств РЗА стали применять цифровые микропроцессорные терминалы. Передача информации по цифровым каналам позволила интегрировать эти новые средства РЗА в автоматизированные системы диспетчерского управления. Первые цифровые терминалы РЗА были поставлены в Россию в 1996 г. концерном АББ (АСЕА – Броун – Бовери). Этот концерн еще в начале XX в. поставлял электрооборудование в Россию. В 1998 г. в Чебоксарах на базе электроаппаратного завода (ЧЭАЗ) было создано предприятие «АББ Реле – Чебоксары». Это предприятие выпускало терминалы серии *SPAC-800*, до недавнего времени самые распространенные в энергосистемах России. В сотрудничестве с другими предприятиями концерна АББ в России началась комплексная автоматизация энергетических объектов от самого нижнего до самого верхнего уровня, т. е. от реле до пульта диспетчеров Федеральной сетевой компании (ФСК) и МРСК. В настоящее время продукцию предприятия «АББ Реле – Чебоксары» потеснили цифровые терминалы других производителей. В первую очередь ООО НПП «ЭКРА» (г. Чебоксары), ЗАО «Радиус-автоматика» (г. Зеленоград), ОАО «РЗА СИСТЕМЗ» (г. Мытищи) (рис. 4.2).



Рис. 4.2. Цифровые терминалы РЗА: а – ШЭ2607 092 (НПП «ЭКРА»);  
 б – Сирис-2МЛ-02 (ЗАО «Радиус-Автоматика»);  
 в – РС3-А2 (ОАО «РЗА-СИСТЕМЗ»)

В энергосистеме «Ленэнерго» применяют терминалы серии БМРЗ для ВЛ 6 и 10 кВ, изготовленные на заводе «Механотроника» (г. Санкт-Петербург). На энергетических объектах РАО «Газпром» эксплуатируют цифровые защиты серии СЕПАМ французской фирмы «Мерлэн-Жерэн», входящей в электротехническую группу «Шнайдер-электрик». Одно из последних достижений отечественной цифровой энергетической электроники – комплекс релейной защиты и автоматики на ЦПС «Медведевская-110 кВ» в Сколково, введенной в эксплуатацию в 2018 г. Этот комплекс выполнен на микропроцессорных терминалах ООО НПП «ЭКРА» (рис. 4.3).



Рис. 4.3. Цифровые терминалы РЗА НПП «ЭКРА» КРУЭ 110 кВ  
ПС «Медведевская»

Токовые защиты в терминалах серий *SPACOM*, *RE-500*, *PC-83* и им подобные выполняют, как правило, трехфазными, двух- и трехступенчатыми. Приняты следующие обозначения ступеней токовой защиты:  $3I \gg \gg$  – первая ступень, отсечка без выдержки времени, трехфазная;  $3I \gg$  – вторая ступень, отсечка с выдержкой времени, трехфазная;  $3I >$  – третья ступень, максимальная токовая защита (МТЗ), трехфазная. Ток срабатывания отсечек значительно больше, чем у МТЗ, поэтому их называют «грубыми» ступенями защиты, а МТЗ – «чувствительной» ступенью, которая отключает КЗ не только в основной зоне, но и в зоне резервирования (*down-stream*). Время срабатывания МТЗ может быть выбрано зависимым или независимым от тока. В АББ приняты следующие условные обозначения время-токовых характеристик (ВТХ) цифровых защит:  $\nabla$  – независимая (ТВ – в отечественной практике) и  $\ast$  обратозависимая (Т/В). В микропроцессорных терминалах можно, как правило, запрограммировать либо независимую характеристику, либо одну из шести обратозависимых характеристик. Четыре обратозависимые характеристики

(*NI* – *normal inverse*; *VI* – *very inverse*; *EI* – *extremely inverse*; *LT* – *long time*) соответствуют стандарту МЭК. Остальные две являются специальными: *RI* – для согласования с электромеханическими реле, а *RXTOG* – для защит от замыканий на землю. Сравнительный анализ разных типов обратнозависимых характеристик реле *SPACOM* и российских реле (РТ-80, РС-80), а также времятоковых характеристик российских предохранителей типа ПКТ показывает, что наиболее подходящей для России является характеристика *NI* – «нормальная обратнозависимая».

Для ПС с непостоянным режимом работы в этих терминалах предусмотрено наличие двух наборов установок ( $t_{c31}$ ,  $I_{c31}$  и  $t_{c32}$ ,  $I_{c32}$ ). Эти наборы меняются либо по внешней команде, либо автоматически при переходе ПС из одного режима в другой, например из нормального в аварийный. Для выбора той или иной обратнозависимой характеристики необходимо определить кратность тока КЗ  $I_0 = I_k / I_{c3}$ , время срабатывания защиты при этой кратности и так называемый временной коэффициент  $K$  (*time multiplier*). Значение этого коэффициента определяют по формуле  $K = t_{c3} [(I_0)^\alpha - 1] / \beta$ . Постоянные  $\alpha$  и  $\beta$  определяют крутизну обратнозависимых характеристик и имеют следующие значения:

- «нормальная обратнозависимая» (*normal inverse*) –  $\alpha = 0,02$ ;  $\beta = 0,14$ ;
- «сильно обратнозависимая» (*very inverse*) –  $\alpha = 1$ ,  $\beta = 13,5$ ;
- «экстремально обратнозависимая» (*extremely inverse*) –  $\alpha = 2$ ,  $\beta = 80$ ;
- «обратнозависимая с большим временем срабатывания» (*long time inverse*) –  $\alpha = 1$ ,  $\beta = 120$ .

Время срабатывания защиты при выбранном типе характеристики, известном  $I_{c3}$  и вычисленном  $K$  определяют по формуле

$$t_{c3} = K\beta / [(I_0)^\alpha - 1].$$

Для специальной характеристики типа *RI* применяют формулу длиннее

$$t_{c3} = K\beta / (0,339 - 0,236 / I_0).$$

Выбор тех или иных характеристик реле *SPACOM* определяют типами защитных устройств на предыдущем и последующем участках. Следует отметить, что ступень селективности  $\Delta t$  (*coordinating time interval*) в цифровых защитах может быть снижена до 0,15 – 0,20 с.

Напомним, что для защит с аналоговыми электронными реле  $\Delta t \geq 0,3$  с, а с электромеханическими реле  $\Delta t \geq 0,5$  с. Снижение  $\Delta t$  позволяет уменьшить выдержки времени, т. е. продолжительность протекания тока КЗ, что особенно важно для защит головных участков.

### 4.3. Измерительные преобразователи на цифровой подстанции

Как отмечалось в разд. 4.1, на ЦПС должны устанавливаться либо оптоэлектронные, либо электромагнитные измерительные трансформаторы со специализированными аналогово-цифровыми преобразователями, обеспечивающими поддержку протокола МЭК 61850-9-2. Применение оптоэлектронных трансформаторов предпочтительнее, так как они обеспечивают надежную гальваническую развязку между высоковольтными источниками сигналов измерительной информации и средствами их обработки. Кроме того, использование ВОЛС для передачи сигналов исключает влияние электромагнитных помех.

Принцип действия оптоэлектронных измерительных трансформаторов базируется на эффектах Погкельса и Фарадея. Эффект Фарадея заключается в изменении поляризации светового потока под воздействием магнитного поля (рис. 4.4, а). Эффект Погкельса заключается в изменении угла преломления и поляризации под воздействием электрического поля (рис. 4.4, б).

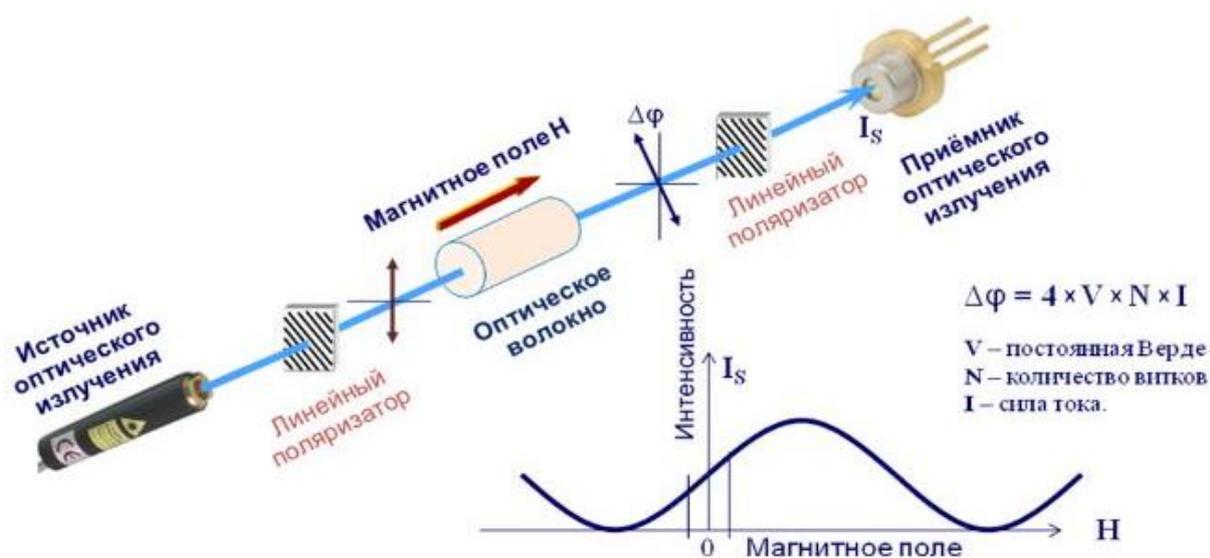


Рис. 4.4а. Оптический эффект (Фарадея)

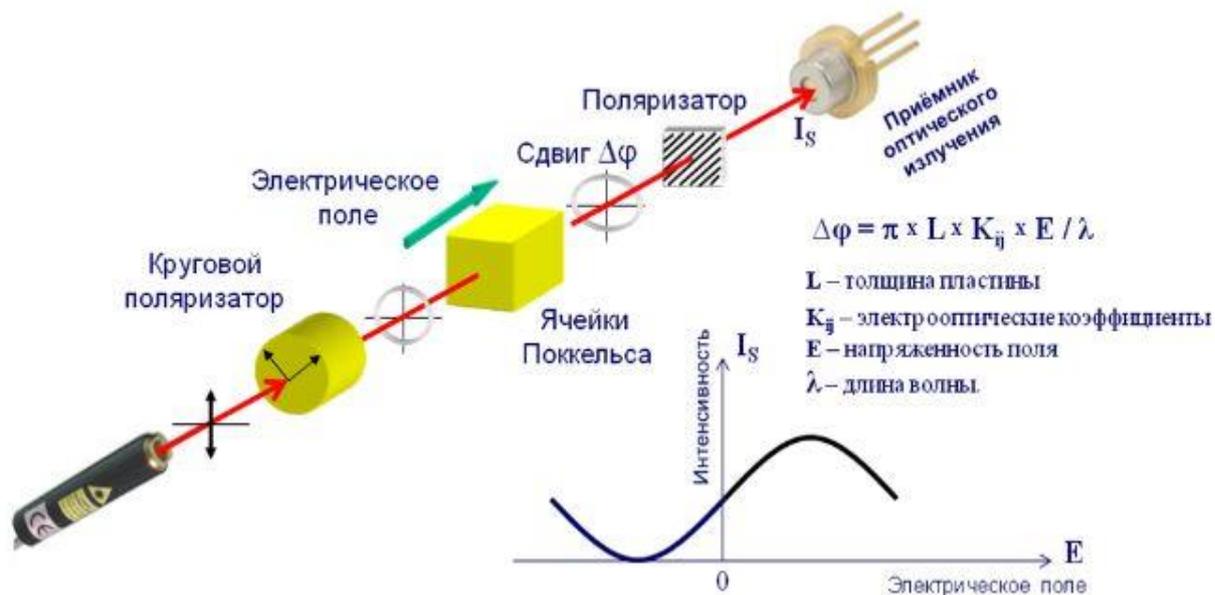


Рис. 4.4б. Оптический эффект (Поккельса)

Несмотря на то что эти эффекты известны более ста лет, исследования по их практическому применению в электроэнергетике начали интенсивно проводить лишь в последние два десятилетия. Усилия ученых и инженеров были направлены на обеспечение точности, стабильности, надежности и снижение стоимости преобразователей. В результате к настоящему времени развитие оптоэлектронной техники достигло требуемого для практического применения в электроэнергетике уровня.

На рис. 4.5 представлены оптоэлектронные измерительные преобразователи компании *NxTPhaseT & DCorporation* (Канада) – ведущего разработчика и производителя электронно-оптического оборудования для электроэнергетики. Оптоэлектронные трансформаторы состоят из полимерной колонны с оптическим сенсором и блока цифровой электроники. Оптический сенсор тока представляет собой спираль из нескольких витков оптического волокна, внутри которой расположена шина с измеряемым током. Волокно спирали пропускают через корпус колонны и выводят на оптический кросс, расположенный в ее нижней части.



*Рис. 4.5. Оптоэлектронные преобразователи:  
 1 – первичный преобразователь тока NXCT; 2 – первичный преобразователь тока и напряжения NXVCT; 3 – блок цифровой обработки сигналов первичных преобразователей*

Других измерительных элементов в колонне нет. Обработка сигналов проводится в блоках цифровой электроники, которые соединяются с колоннами оптоволоконными линиями связи. Наиболее важные преимущества оптических измерительных трансформаторов перед традиционными с ферромагнитными сердечниками: меньшие массогабаритные показатели; широкий динамический диапазон измерений; линейность преобразования; отсутствие явления феррорезонанса; широкий частотный диапазон, позволяющий анализировать высшие гармоники напряжения и тока непосредственно в высоковольтной цепи; устойчивость к электромагнитным помехам; высокая термическая и электродинамическая стойкость; хорошие экологические показатели, обусловленные инертностью материалов и отсутствием масла и элегаза. Требования к оптическим преобразователям сформулированы в международных стандартах [31; 32].

Впервые в России оптические преобразователи были продемонстрированы компанией «ПроЛайн», являющейся эксклюзивным представителем компании *NxtPhase T&D Corporation*, на выставке «Электрические сети России» в ноябре 2006 г. Уже в январе 2007 г. установлены и запущены в эксплуатацию первые две трехфазные совмещенные системы оптических преобразователей на напряжение 220 кВ на одном из ведомственных объектов в Вологодской области. Работы

проводили при температурах ниже  $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Основное отличие от монтажа традиционных трансформаторов – использование оборудования для сварки оптоволокна. Инсталляция выполнена успешно, и уже более 10 лет оптические измерители функционируют параллельно с традиционными электромагнитными трансформаторами ТГФ-220, что создает уникальные возможности для проведения дальнейших экспериментов.

Продолжается совершенствование и электромагнитных измерительных преобразователей тока, и напряжения для ЦПС. В частности, малые входные токи современных электронных устройств вторичного преобразования позволяют отказаться от ферромагнитных сердечников в преобразователях тока. Концерн АББ, компания *Pulse Electronics (GB)* и другие производители электронных средств измерений для электроэнергетики предлагают цифровые измерительные трансформаторы тока, основанные на принципе катушки Роговского. Эти трансформаторы тока не имеют ферромагнитных сердечников, поэтому в отличие от традиционных их выходным сигналом является не ток, а ЭДС вторичной обмотки, пропорциональная силе тока в первичной.

На рис. 4.6 представлен измерительный трансформатор этого типа *PA2999.006NL* компании *Pulse Electronics*. Отсутствие ферромагнитного сердечника обеспечивает высокую точность и линейность преобразования в широком динамическом диапазоне, в частности трансформатор *PA2999.006NL* обеспечивает класс точности 0,2S в диапазоне первичных токов от 100 мА до 200 А. В качестве альтернативы электромагнитным трансформаторам напряжения предлагают емкостные делители напряжения. АББ производит комбинированные цифровые измерительные модули на основе катушки Роговского и емкостного делителя напряжения, используемые на ЦПС как для целей релейной защиты, так и для коммерческого учета электроэнергии.



Рис. 4.6. Трансформатор тока *PA2999.006NL*

Выходные сигналы цифровых измерительных преобразователей, как оптоэлектронных, так и электромагнитных и емкостных, преобразуются в широковещательные *Ethernet*-пакеты с использованием мультиплексов (*Merging Units*), предусмотренных стандартом МЭК 61850-9. Сформированные мультиплексорами пакеты передаются по сети *Ethernet* (шине процесса) в устройства уровня присоединения, т. е. контроллеры АСУ ТП, РЗА, противоаварийной автоматики (ПА), автоматизированного коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ) и др. Частота дискретизации передаваемых данных не хуже 80 точек на период для устройств РЗА и ПА и 256 точек на период для АСУ ТП, АСКУЭ и др.

#### **4.4. Диагностический мониторинг оборудования на цифровой подстанции**

Применение систем контроля состояния силового первичного оборудования без снятия рабочего напряжения (трансформаторов, реакторов, элегазовых РУ, маслонаполненных вводов и др.) с цифровыми средствами измерения и диагностического мониторинга, а также применение коммутационных аппаратов 6 – 750 кВ, привод которых оснащен встроенными средствами измерения и датчиками положения, поддерживающими протокол МЭК 61850-8-1, является одним из важнейших принципов проектирования и построения ЦПС. Традиционные системы диагностики не соответствуют стандартам ЦПС серии МЭК 61850, так как были разработаны 20 – 30 лет назад под дефекты выпускавшегося в то время оборудования [33]. В отличие от традиционных методов диагностики непрерывный мониторинг позволяет обнаружить изменение состояния в реальном времени, обеспечивая время на планирование и выполнение необходимых мероприятий до возникновения неисправности.

К числу перспективных методов диагностического мониторинга элегазового оборудования ЦПС относят электрошумовые методы, позволяющие обнаружить быстроразвивающиеся локальные дефекты изоляции высоковольтных аппаратов и РУВН. Физическая основа большей группы электрошумовых методов – частичные разряды (ЧР),

т. е. микропробой в диапазоне от десятых долей до десятков нанокulon, перекрывающие лишь небольшую часть изоляции. Процесс возникновения ЧР – результат действия множества факторов, который носит случайный характер, что позволяет отнести метод ЧР к электрошумовым. Мировой лидер применения этого метода для диагностики оборудования ЦПС – компания *HVPD (High Voltage Partial Discharge (HVPD) Ltd)*, которая имеет представительства более чем в 40 странах мира, в том числе в России. Цифровые средства диагностики *HVPD Ltd* установлены на ЦПС «Медведевская» (рис. 4.7).

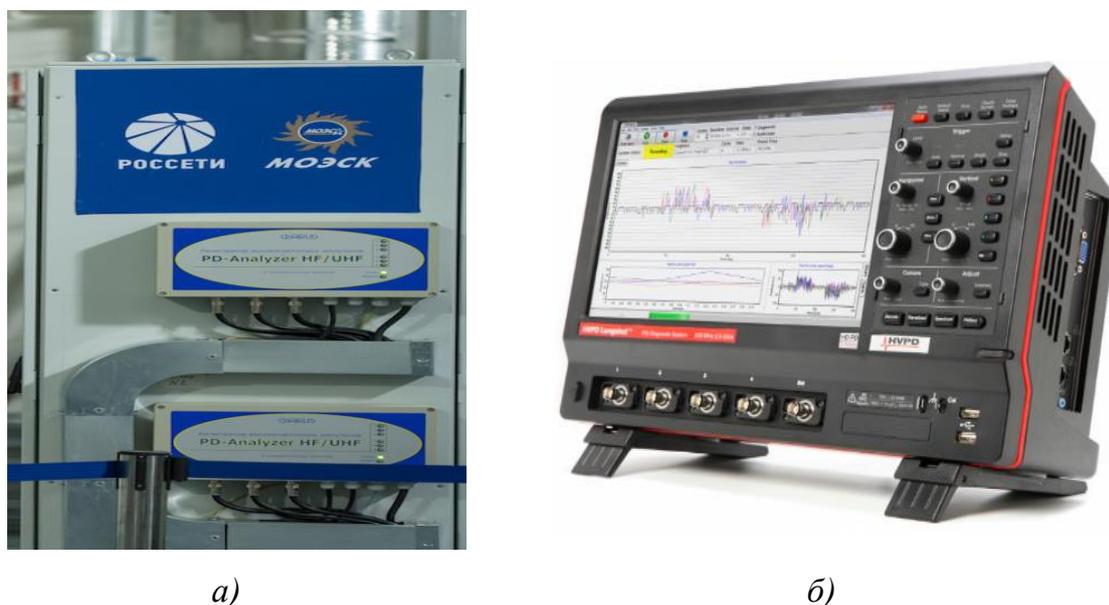


Рис. 4.7. Цифровые средства диагностики компании *HVPD Ltd*:  
а – стационарный прибор *PD Analyser HF/UHF*;  
б – переносной прибор *HVPD Longshot*

В России ведущие позиции в сфере диагностики ЦПС методом ЧР занимает ООО *DIMRUS* (Пермь). Для ЦПС разработан мониторинговый комплекс марки *TDM (Transformer Diagnostics Monitor)*, а также переносной многоканальный прибор *R2200*, предназначенный для регистрации и анализа частичных разрядов в изоляции различного высоковольтного оборудования. К числу наиболее важных диагностических признаков ЧР относят сопровождающее их высокочастотное электромагнитное излучение. ООО *DIMRUS* производит направленные СВЧ-антенны (рис. 4.8) для стационарного монтажа на элегазовом оборудовании ЦПС.



а)



б)

Рис. 4.8. СВЧ-антенны ООО DIMRUS: а – внешний вид антенны AES/W-2S; б – стационарная антенна на КРУЭ 500 кВ Богучанской ГЭС

Очевидные недостатки стационарных систем мониторинга – жесткая заданность количества и мест расположения датчиков, многократное дублирование однотипных систем мониторинга на ЦПС, сложность переналадки систем на диагностику новых видов оборудования. Во Владимирском государственном университете им. А. Г. и Н. Г. Столетовых разработан переносной цифровой диагностический прибор, в котором в качестве сенсора применена антенна AES/W-2S ООО DIMRUS (рис. 4.9).



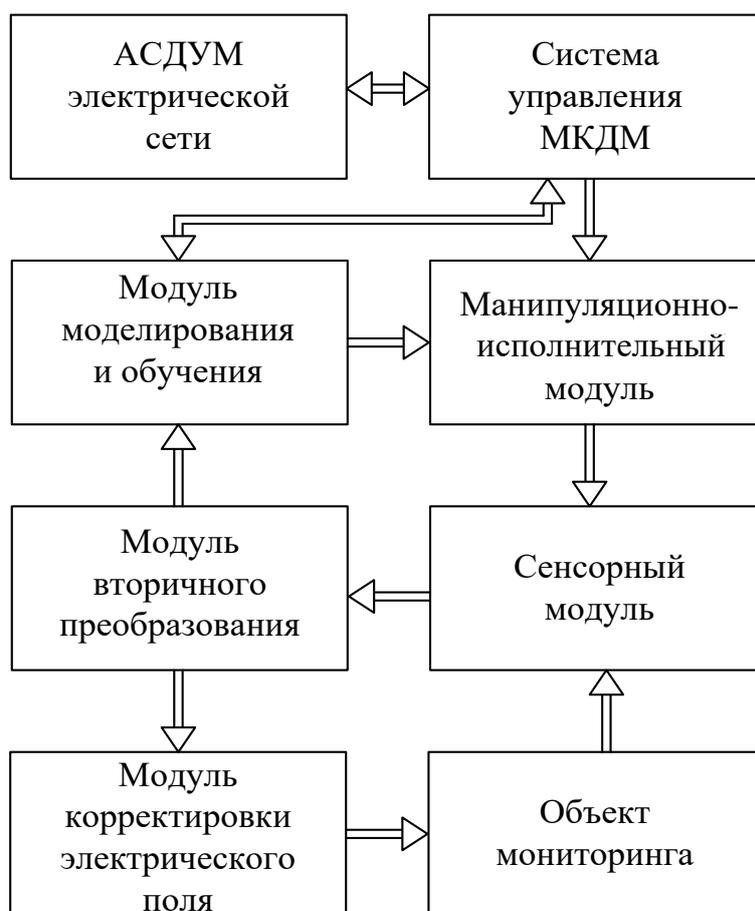
Рис. 4.9. Переносной прибор ЧР РСТ на базе антенны ООО DIMRUS

Опытные образцы этого прибора испытаны на КРУЭ 110 кВ ПС «Медведевская». Прибор позволяет определять усредненное за полупериод сетевого напряжения (10 мс) значение кажущихся зарядов ЧР. Диагностику проводит оператор вручную через радиопрозрачные вставки КРУЭ. Анализ эволюции диагностического оборудования, предназначенного для оперирования с крупногабаритными техническими объектами со сложной топологией размещения, приводит к выводу об эффективности мехатронного подхода к решению проблемы автоматизации мониторинга силового высоковольтного оборудования ЦПС. Состав, функциональные и информационные взаимосвязи компонентов мехатронных комплексов диагностического мониторинга (МКДМ) высоковольтного оборудования ЦПС определяются характером решаемых задач и особенностями объектов мониторинга. Однако для различных типов МКДМ можно сформулировать следующие общие принципы построения. Во-первых, целесообразно объединение устройств родственного функционального назначения в единые модули. Во-вторых, элементы интеллектуального управления должны быть реализованы на уровне модулей для изменения алгоритмов их работы без обращения к системе управления МКДМ. В-третьих, важно минимизировать многоступенчатое преобразование энергии и информации при объединении модулей в комплекс, а возможность встраивания МКДМ в системы более высокого уровня должны обеспечивать аппаратные и программные средства комплекса [34].

Реализация названных принципов позволяет создавать мобильные мехатронные системы, основные функциональные модули которых объединены на основе единой интеграционной платформы. Это означает наличие общего подхода к управлению модулями, обеспечивающего их синергетическое объединение в единый комплекс. В качестве интеграционной платформы для МКДМ высоковольтного оборудования целесообразно применять управление модулями на основе учета текущих результатов диагностики. Этот метод можно использовать для адаптивного изменения напряженности электрического поля объекта мониторинга [35], алгоритмов обработки диагностических

сигналов, траекторий перемещения компонентов комплекса и параметров движения во времени [36].

На рис. 4.10 представлена обобщенная схема МКДМ высоковольтного оборудования ЦПС, состоящая из системы управления и наиболее важных компонентов: модуля моделирования и обучения, модуля вторичного преобразования информации, сенсорного модуля, манипуляционно-исполнительного модуля и др.



*Рис. 4.10. Обобщенная схема МКДМ высоковольтного оборудования ЦПС*

Система управления выполняет следующие функции: принятие решений о способах и режимах мониторинга; выбор математической модели мониторинга; выбор алгоритмов обеспечения необходимой достоверности мониторинга; задание траектории перемещения датчи-

ков; выбор режима изменения напряженности электрического поля; выбор алгоритма измерений и обработки их результатов; анализ результатов мониторинга. МКДМ может работать как автономно, так и в составе автоматизированной системы диспетчерского управления и мониторинга (АСДУМ) электрической сети. Последняя является централизованной территориально распределенной многоуровневой информационно-измерительной системой реального времени, предназначенной для контроля, управления технологическими процессами и мониторинга состояния оборудования электрических сетей. Примером реализации схемы (см. рис. 4.9) на основе предложенных принципов построения диагностических мехатронных систем может служить МКДМ «ЭЛЕКТРО», разработанный в Инжиниринговом центре Владимирского государственного университета. Комплекс предназначен для автоматизации мониторинга состояния КРУЭ ЦПС методом частичных разрядов. В сенсорном модуле МКДМ «ЭЛЕКТРО» в качестве датчиков электромагнитного излучения, вызванного ЧР, используют упомянутые выше СВЧ-антенны AES/W-2S (ООО DIMRUS). Актуатор МКДМ имеет ортогональную кинематическую схему и обеспечивает перемещение сенсорного модуля в горизонтальном и вертикальном направлениях  $X$  и  $Y$  по траектории  $S$ , реализуя модифицированный метод оценочной функции [37]. Перемещение осуществляется с позиционированием вблизи радиопрозрачных вставок КРУЭ по шариковым рельсовым направляющим в диапазонах  $10 \cdot 10^3$  мм по горизонтали и  $2 \cdot 10^3$  мм в вертикальном направлении. В электроприводах сенсорного модуля применены высокомоментные бесколлекторные двигатели постоянного тока с полым ротором. В качестве преобразователей движения используют планетарные редукторы и шарико-винтовые передачи (ШВП) с вращающимся винтом. Математической моделью перемещения являются уравнения, связывающие координаты контрольной точки датчика и проекции ее скорости на оси  $X$  и  $Y$ :  $\frac{dx}{dt} = v_x$  и  $\frac{dy}{dt} = v_y$ . Структурная схема адаптивного интерполлятора МКДМ «ЭЛЕКТРО» при  $v_x(t_0) = v_y(t_0) = v_0 = \text{const}$  представлена

на рис. 4.11. В состав интерполятора входят: вычислительное устройство (1); логическое переключающее устройство (ЛПУ), реализуемое на одном релейном элементе (2) и двух переключающих элементах (3, 4); интегратор (5); звенья чистого запаздывания (6, 7); вторичный преобразователь ЧР (8), а также электроприводы (9, 10) и направленная антенна (11), выполняющая роль первичного преобразователя ЧР.

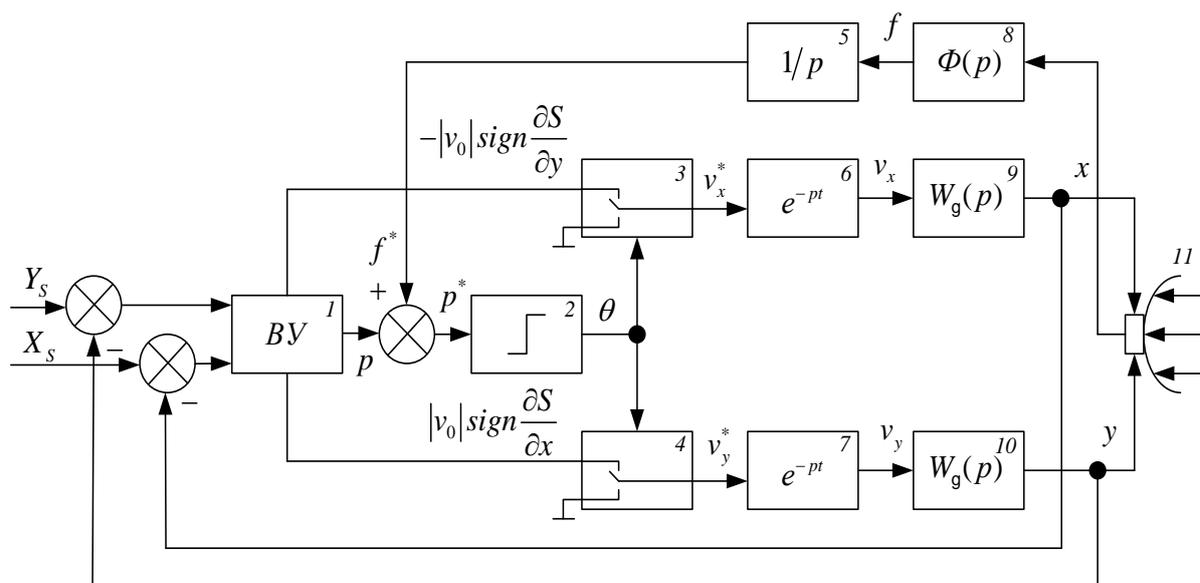


Рис. 4.11. Структурная схема адаптивного интерполятора

Для изменения траектории перемещения датчика в соответствии с текущими результатами диагностики режим работы ЛПУ корректируется воздействием  $f^*(t)$ , которое является результатом интегрирования сигнала, несущего информацию об интенсивности электрошумовых процессов в изоляции диагностируемого высоковольтного оборудования. Это отличительная особенность интерполятора МКДМ «ЭЛЕКТРО». На рис. 4.12 представлены осциллограммы входного  $u(t)$  и выходного сигналов  $f(t)$  вторичного преобразователя, а также сигнала, корректирующего работу ЛПУ (выходного сигнала интегратора)  $f^*(t)$ , для двух различных значений интенсивности ЧР в диагностируемом КРУЭ.

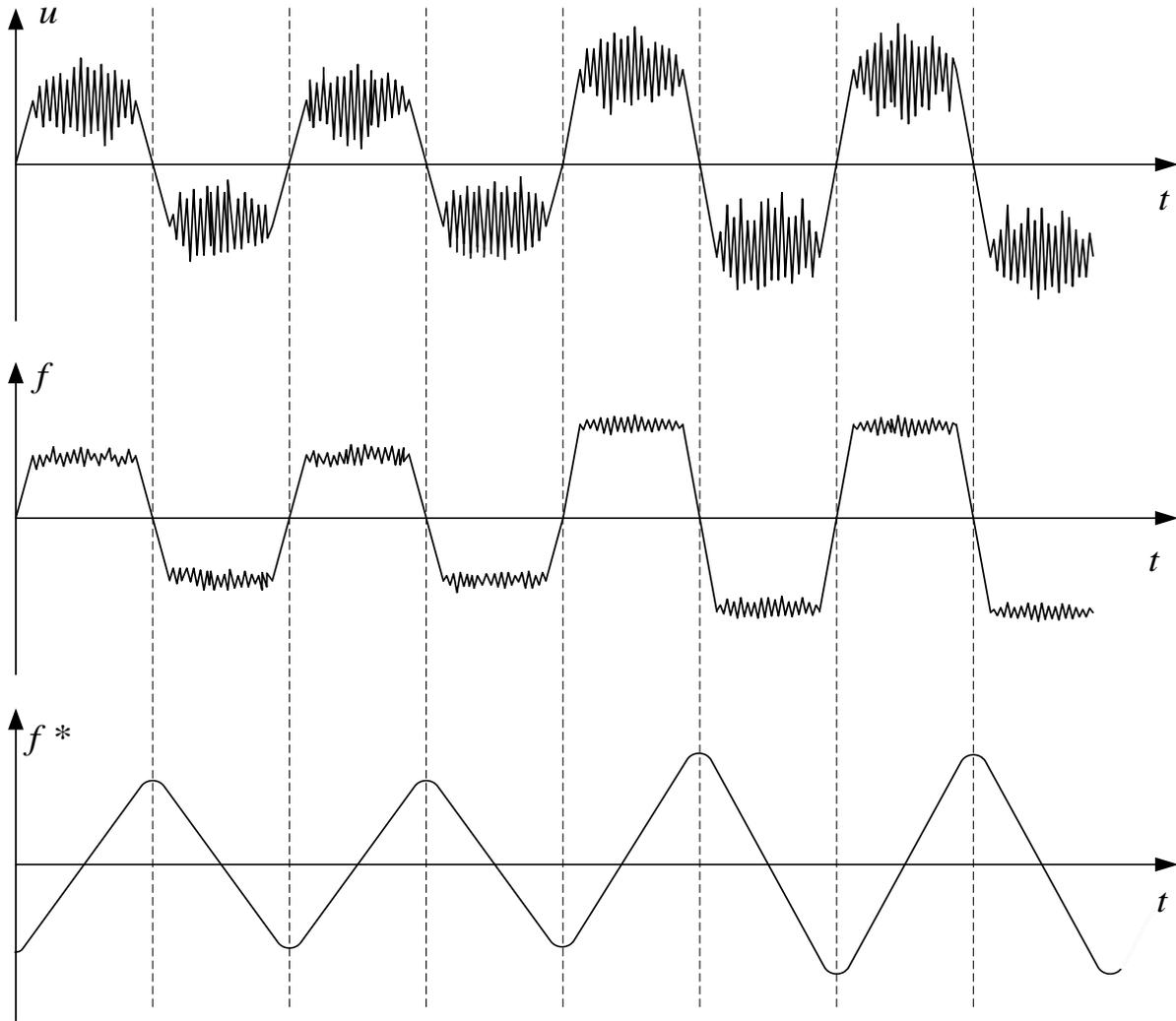


Рис. 4.12. Осциллограммы зашумленного сигнала на входе вторичного преобразователя  $u(t)$ , сигнала на выходе вторичного преобразователя  $f(t)$  и сигнала на выходе интегратора  $f^*(t)$

В соответствии с рис. 4.11 на вход ЛПУ подается сигнал

$$p^*(t) = p(t) + f^*(t), \text{ где } p(t) = S \operatorname{sign} \frac{\partial S}{\partial x} \frac{\partial S}{\partial y}.$$

В этом случае адаптивный интерполятор описывается следующей системой уравнений:

$$v_x(t) = v_x^*(t - \tau) \quad v_y(t) = v_y^*(t - \tau)$$

$$v_x^* = F_x(\theta) = \begin{cases} -v_0 \operatorname{sign} \left( \frac{dS}{dy} \right), & \text{если } \theta = 1, \\ 0, & \text{если } \theta = -1. \end{cases}$$

$$v_y^* = F_y(\theta) = \begin{cases} -v_0 \operatorname{sign}\left(\frac{dS}{dx}\right), & \text{если } \theta = -1, \\ 0, & \text{если } \theta = 1. \end{cases}$$

$$\theta = F(p^*) = \begin{cases} 1, & \text{если } p > 0 \\ -1, & \text{если } p < 0 \end{cases} \quad p = S \operatorname{sign} \frac{dS}{dx} \frac{dS}{dy}.$$

На рис. 4.13 представлены осциллограммы входных сигналов сумматора  $p(t)$  и  $f^*(t)$ , его выходного сигнала  $p^*(t)$ , а также сигналов на выходе ЛПУ  $v_x^*$  и  $v_y^*$ .

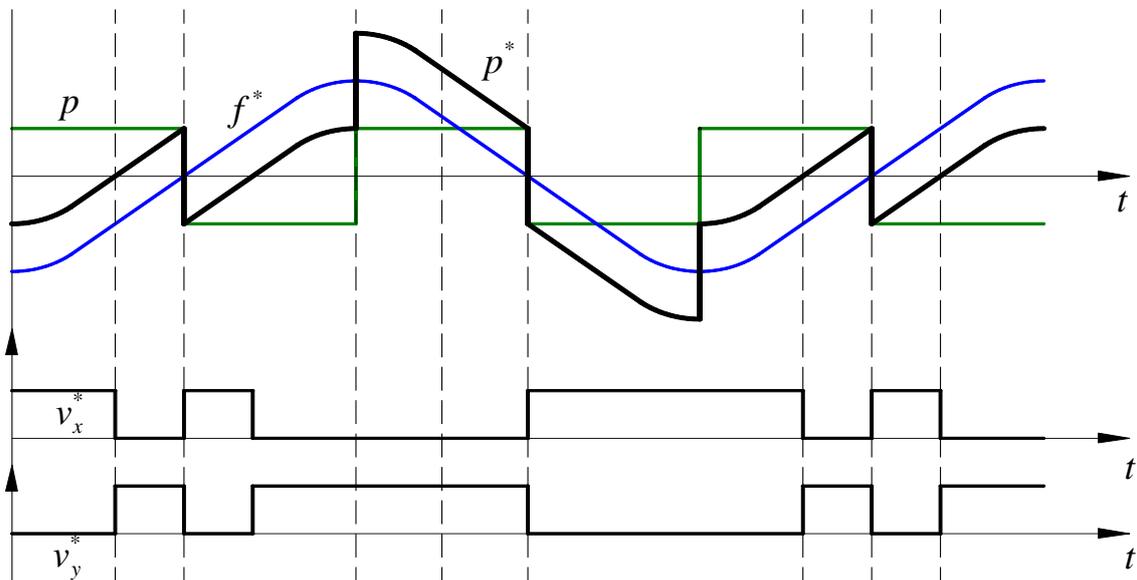


Рис. 4.13. Осциллограммы входных сигналов сумматора  $p(t)$  и  $f^*(t)$ , его выходного сигнала  $p^*(t)$  и сигналов на выходе ЛПУ  $v_x^*$  и  $v_y^*$

Осциллограммы иллюстрируют главную особенность алгоритма управления перемещением сенсорного модуля МКДМ: зависимость временных параметров (моментов формирования и длительности) импульсных сигналов переключающих элементов  $v_x^*$  и  $v_y^*$  от воздействия  $f^*(t)$ . Эта особенность и обеспечивает корректировку траектории перемещения антенны в соответствии с интенсивностью ЧР в диагностируемом высоковольтном аппарате. Действительно, последовательности импульсов переключающих элементов 3 и 4 (см. рис. 4.11) являются, по существу, управляющими для электроприводов верти-

кального и горизонтального перемещения антенны, а амплитуда пилообразного сигнала  $f^*(t)$  определяется интенсивностью ЧР (см. рис. 4.12). При анализе параметров движения влиянием переменных составляющих сигналов  $v_x^*$  и  $v_y^*$  можно пренебречь, так как значения их частот лежат вне полосы пропускания исполнительных органов мехатронного комплекса. С учетом этого интерполятор представляет собой замкнутую систему для текущих средних значений названных сигналов и разомкнутую для их высокочастотных составляющих. Для реальных значений контурной скорости перемещения элементов антенны текущие средние значения кинематических переменных  $v_x^*$  и  $v_y^*$  можно рассматривать как медленно изменяющиеся функции.

Рассмотренный принцип адаптации параметров движения антенны реализован системой управления МКДМ «ЭЛЕКТРО» на базе микроконтроллеров *SC 1801* и бесколлекторных электродвигателей с полым ротором компании *Faulhaber*. В качестве преобразователей движения применены планетарные редукторы и ШВП *HIWIN* с вращающимся винтом. При проверке точности позиционирования для 15 положений антенны с использованием лазерного интерферометра *XL-80* (Великобритания) получены следующие результаты: точность двухстороннего позиционирования – 640 мкм; повторяемость двухстороннего позиционирования – 410 мкм; средняя зона нечувствительности – 32 мкм. Анализ показал, что достигнутая точность позиционирования обеспечивает возможность мониторинга при нахождении антенны на расстоянии до 5 м от диагностируемого КРУЭ цифровой подстанции.

## Контрольные вопросы

1. Электрические сети и их классификация.
2. Понятие об электроэнергетических системах.
3. Общие сведения о распределении электрической энергии.
4. Типы электростанций и особенности их технологических режимов.
5. Компоновка электрических станций.
6. Схемы электрических станций.
7. Электрооборудование электростанций.
8. Собственные нужды электростанций.
9. Область применения и требования, предъявляемые к распределительным устройствам.
10. Классификация и требования к электрическим сетям.
11. Конструктивное выполнение воздушных и кабельных линий электропередач.
12. Конфигурация распределительных электрических сетей.
13. Выбор параметров и конструктивных решений электрических сетей.
14. Закрытые распределительные устройства.
15. Схемы распределительных устройств.
16. Открытые распределительные устройства.
17. Конструкции соединений между генераторами, трансформаторами и закрытыми распределительными устройствами 6 – 10 кВ.
18. Графики электрических нагрузок.
19. Расчет электрических нагрузок при проектировании.
20. Статические характеристики электрических нагрузок.
21. Схемы замещения трансформаторов.
22. Схемы замещения автотрансформаторов.
23. Расчет и анализ режимов работы простейших схем электрических сетей.
24. Короткие замыкания в электроустановках.

25. Назначение устройств релейной защиты.
26. Релейная защита. Основные требования к ней.
27. Принципы выполнения релейных защит.
28. Устройства релейной защиты с относительной селективностью.
29. Защита трансформаторов.
30. Расчет токов короткого замыкания в установках напряжением до 1000 В.
31. Компенсация реактивной мощности при наличии вентильных преобразователей.
32. Выбор сечений проводов, кабелей и шин силовых приемников.
33. Выбор работы нейтрали в установках выше 1000 В.
34. Выбор трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций.
35. Шины и шинопроводы в системах электроснабжения.
36. Выбор сечений жил кабелей и проводов воздушных линий по нагреву расчетным током.
37. Выбор сечения шинопроводов.
38. Выбор сечений жил кабелей по нагреву током короткого замыкания.
39. Выбор сечений жил кабелей и проводов воздушных линий по потерям напряжений.
40. Выбор местоположения питающих подстанций.
41. Молниезащита подстанций.
42. Определение местоположения главных понизительных подстанций промышленных предприятий.
43. Защитное заземление и защитное зануление.
44. Расчет токов короткого замыкания в сетях выше 1 кВ.
45. Расчет токов короткого замыкания в сетях ниже 1 кВ.
46. Выбор коммутационной аппаратуры.

## Практические задания

### Часть 1

#### Задача 1

##### Исходные данные:

генераторы ТВФ-63-2;

$$V_1 = 6,3 \text{ кВ};$$

$$\cos\varphi_1 = 0,8;$$

$$n_{\text{ГРУ}} = 4;$$

$$n_{\text{бл}} = 1;$$

$$P_{\text{СН}} = 10 \text{ \%}.$$

Нагрузка ГРУ:

$$P_{\text{min}} = 30 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{max}} = 50 \text{ МВт};$$

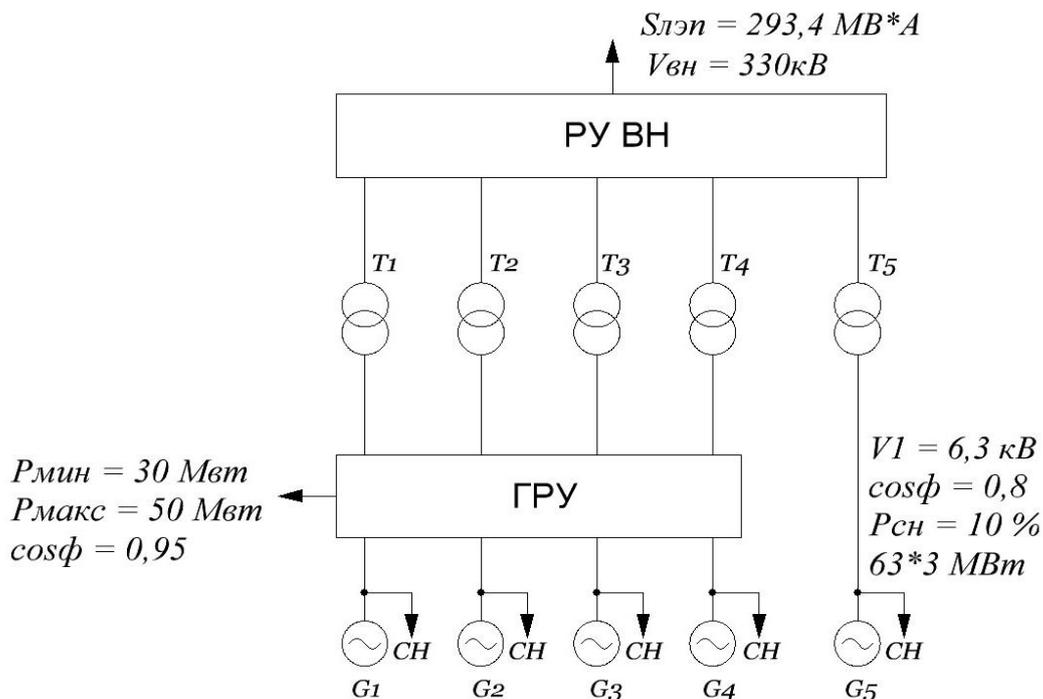
$$\cos\varphi_2 = 0,9.$$

##### Требуется:

- составить структурную схему электростанции (ЭС);
- рассчитать и выбрать трансформаторы;
- определить  $K_3$ ,  $S_{\text{лэп}}$ ,  $V_{\text{лэп}}$ .

##### Решение:

Структурная схема представлена на рисунке.



**Определяем расчетную мощность трансформаторов ГРУ:**

$$\cos\varphi_1 = 0,8; \varphi_1 = 36,87^\circ; \operatorname{tg}\varphi_1 = 0,75;$$

$$\cos\varphi_2 = 0,95; \varphi_2 = 18,195^\circ; \operatorname{tg}\varphi_2 = 0,329;$$

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \operatorname{tg}\varphi_1 = 63 \cdot 0,75 = 47,3 \text{ Мвар};$$

$$Q_{\text{CH}} = P_{\text{CH}} \operatorname{tg}\varphi_1 = 63 \cdot 0,75 = 4,73 \text{ Мвар};$$

$$Q_{\min} = P_{\text{CH}} \operatorname{tg}\varphi_2 = 30 \cdot 0,329 = 9,87 \text{ Мвар};$$

$$Q_{\max} = P_{\max} \operatorname{tg}\varphi_2 = 50 \cdot 0,329 = 16,45 \text{ Мвар};$$

$$P_{\text{CH}} = P_{\Gamma} \cdot 0,1 = 63 \cdot 0,1 = 6,3 \text{ МВт};$$

$$S_{1\text{p}} = \sqrt{(P_{\Gamma} n_{\text{ГРУ}} - P_{\min} - P_{\text{CH}} n_{\text{ГРУ}})^2 + (Q_{\Gamma} n_{\text{ГРУ}} - Q_{\min} - Q_{\text{CH}} n_{\text{ГРУ}})^2};$$

$$S_{1\text{p}} = \sqrt{(63 \cdot 4 - 30 - 6,3 \cdot 4)^2 + (47,3 \cdot 4 - 9,87 - 4,73 \cdot 4)^2} = 254 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{2\text{p}} = \sqrt{(P_{\Gamma} n_{\text{ГРУ}} - P_{\max} - P_{\text{CH}} n_{\text{ГРУ}})^2 + (Q_{\Gamma} n_{\text{ГРУ}} - Q_{\max} - Q_{\text{CH}} n_{\text{ГРУ}})^2};$$

$$S_{2\text{p}} = \sqrt{(63 \cdot 4 - 50 - 6,3 \cdot 4)^2 + (47,3 \cdot 4 - 16,45 - 4,73 \cdot 4)^2} = \\ = 234,4 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$n'_{\text{ГРУ}} = n_{\text{ГРУ}} - 1 = 4 - 1 = 3;$$

$$S_{3\text{p}} = \sqrt{(P_{\Gamma} n'_{\text{ГРУ}} - P_{\max} - P_{\text{CH}} n'_{\text{ГРУ}})^2 + (Q_{\Gamma} n'_{\text{ГРУ}} - Q_{\max} - Q_{\text{CH}} n'_{\text{ГРУ}})^2};$$

$$S_{3\text{p}} = \sqrt{(63 \cdot 3 - 50 - 6,3 \cdot 3)^2 + (47,3 \cdot 3 - 16,45 - 4,73 \cdot 3)^2} = \\ = 163,7 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{1\text{p}} > S_{2\text{p}} > S_{3\text{p}};$$

$$S_{\text{т.ГРУ}} \geq 0,7 \cdot S_{1\text{p}} = 0,7 \cdot 254 = 177,8 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

**Определяем расчетную мощность блочного трансформатора:**

$$S_{\text{бл.п}} = \sqrt{(P_{\Gamma} - P_{\text{CH}})^2 + (Q_{\Gamma} - Q_{\text{CH}})^2} = \sqrt{(63 - 6,3)^2 + (47,3 - 4,73)^2};$$

$$S_{\text{бл.п}} = 70,9 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{\text{т.бл}} \geq S_{\text{бл.п}} = 70,9 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

**Определяем передаваемую мощность:**

$$P_{\text{пер}} = P_{\Gamma} \cdot n - P_{\text{CH}} \cdot n - P_{\min} = 63 \cdot 5 - 6,3 \cdot 5 - 30 = 253,5 \text{ МВт};$$

$$K_{\text{пот}} = F(\cos\varphi_{\Gamma}) = F(0,8) = 1,08;$$

$$S_{\text{ЛЭП}} = \frac{S_{\text{пер}}}{K_{\text{пот}}} = \frac{P_{\text{пер}}}{\cos\varphi \cdot K_{\text{пот}}} = \frac{253,5}{0,8 \cdot 1,08} = 293,4 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

**Определяем напряжение передачи:**

$$V_{\text{ВН}} = V_{\text{ЛЭП}} = (1 \dots 10) P_{\text{пер}} = (1 \dots 0) 253,5 = 253,5 \dots 2535 \text{ кВ}.$$

Согласно шкале напряжение принимаем  $V_{ВН} = 330$  кВ.

Номинальное напряжение линии, кВ	Наибольшая передаваемая мощность на одну цепь, МВт	Наибольшее расстояние передачи, км
10	до 3,5	до 15
20	до 5,0	до 30
35	5–15	30–60
110	25–50	50–150
220	100–200	150–250
330	300–400	200–300
400	500–700	600–1000
500	700–900	800–1200
750	1800–2200	1200–2000

### ***Выбираем трансформаторы***

Для ГРУ – 4 шт.	Блочный – 1 шт.
ТДЦ-200000-330/6,3 $V_{ВН} = 347$ кВ; $V_{НН} = 6,3$ кВ; $\Delta P_{XX} = 119$ кВт; $\Delta P_{КЗ} = 600$ кВт; $u_k = 11,5$ %; $i_{XX} = 0,55$ %	ТДЦ-125000-330/6,3 $V_{ВН} = 347$ кВ; $V_{НН} = 6,3$ кВ; $\Delta P_{XX} = 125$ кВт; $\Delta P_{КЗ} = 380$ кВт; $u_k = 11$ %; $i_{XX} = 0,55$ %

***Определяем коэффициенты загрузки трансформаторов:***

$$K_{з\ ГРУ} = \frac{S_{фГРУ}}{4 \cdot S_{тГРУ}} = \frac{254}{4 \cdot 200} = 0,31;$$

$$K_{з.бл} = \frac{S_{ф.бл}}{S_{т.бл}} = \frac{70,9}{125} = 0,57.$$

***Наносим необходимые данные  $V_{лэп}$ ,  $S_{лэп}$  на структурную схему.***

**Ответ:**

На ЭС выбраны трансформаторы связи ГРУ – 4 · ТДЦ-200000-330/6,3;  $K_{з\ ГРУ} = 0,31$ .

Блочный – ТДЦ-125000/330;  $K_{з.бл} = 0,57$ ;  $S_{лэп} = 293,4$  МВ · А.

## Задача 2

### Исходные данные:

генераторы ТВВ-800-2;

$$V_1 = 24 \text{ кВ};$$

$$\cos\varphi_1 = 0,9;$$

$$n_{\text{ГРУ}} = 2;$$

$$n_{\text{бл}} = 1;$$

$$P_{\text{СН}} = 5 \%.$$

Нагрузка ГРУ:

$$P_{\text{min}} = 800 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{max}} = 1200 \text{ МВт};$$

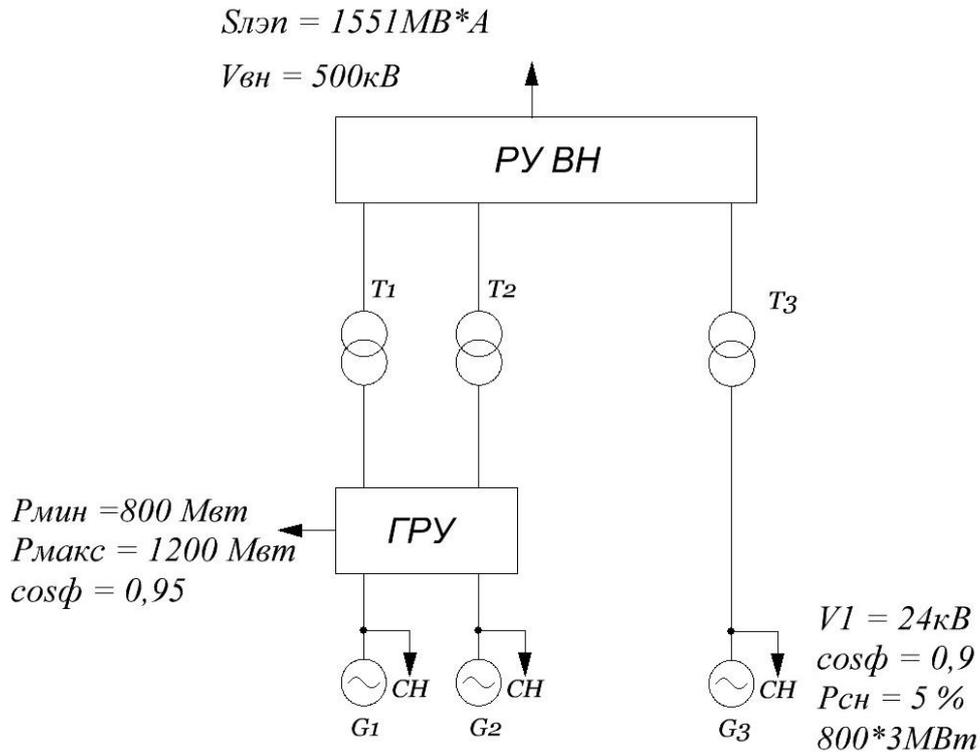
$$\cos\varphi_2 = 0,95.$$

### Требуется:

- составить структурную схему электростанции (ЭС);
- рассчитать и выбрать трансформаторы;
- определить  $K_3$ ,  $S_{\text{лэп}}$ ,  $V_{\text{лэп}}$ .

### Решение:

Структурная схема представлена на рисунке.



**Определяем расчетную мощность трансформатора ГРУ:**

$$\cos\varphi_1 = 0,9; \operatorname{tg}\varphi_1 = 0,484;$$

$$\cos\varphi_2 = 0,95; \operatorname{tg}\varphi_2 = 0,329;$$

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \operatorname{tg}\varphi_1 = 800 \cdot 0,484 = 387,2 \text{ Мвар};$$

$$Q_{\text{CH}} = P_{\text{CH}} \operatorname{tg}\varphi_1 = 40 \cdot 0,484 = 19,36 \text{ Мвар};$$

$$P_{\text{CH}} = 0,05P_{\Gamma} = 0,05 \cdot 800 = 40 \text{ Мвар};$$

$$Q_{\min} = P_{\min} \operatorname{tg}\varphi_2 = 800 \cdot 0,329 = 263,2 \text{ Мвар};$$

$$Q_{\max} = P_{\max} \operatorname{tg}\varphi_2 = 1200 \cdot 0,329 = 294,8 \text{ Мвар};$$

$$S_{1\text{p}} = \sqrt{(P_{\Gamma}n_{\text{ГРУ}} - P_{\min} - P_{\text{CH}}n_{\text{ГРУ}})^2 + (Q_{\Gamma}n_{\text{ГРУ}} - Q_{\min} - Q_{\text{CH}}n_{\text{ГРУ}})^2};$$

$$S_{1\text{p}} = \sqrt{(800 \cdot 2 - 800 - 40 \cdot 2)^2 + (387,2 \cdot 2 - 263,2 - 19,36 \cdot 2)^2} = \\ = 861 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{2\text{p}} = \sqrt{(P_{\Gamma}n_{\text{ГРУ}} - P_{\max} - P_{\text{CH}}n_{\text{ГРУ}})^2 + (Q_{\Gamma}n_{\text{ГРУ}} - Q_{\max} - Q_{\text{CH}}n_{\text{ГРУ}})^2};$$

$$S_{2\text{p}} = \sqrt{(800 \cdot 2 - 1200 - 40 \cdot 2)^2 + (387,2 \cdot 2 - 294,8 - 19,36 \cdot 2)^2} = \\ = 545 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$n'_{\text{ГРУ}} = n_{\text{ГРУ}} - 1 = 2 - 1 = 1;$$

$$S_{3\text{p}} = \sqrt{(P_{\Gamma}n'_{\text{ГРУ}} - P_{\max} - P_{\text{CH}}n'_{\text{ГРУ}})^2 + (Q_{\Gamma}n'_{\text{ГРУ}} - Q_{\max} - Q_{\text{CH}}n'_{\text{ГРУ}})^2};$$

$$S_{3\text{p}} = \sqrt{(800 \cdot 1 - 1200 - 40 \cdot 1)^2 + (387,2 \cdot 1 - 294,8 - 19,36 \cdot 1)^2} = \\ = 446 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{\text{Т ГРУ}} \geq 0,7 S_{1\text{p}} = 0,7 \cdot 861 = 602,7 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

**Определяем расчетную мощность блочного трансформатора:**

$$S_{\text{бл.п}} = \sqrt{(P_{\Gamma} - P_{\text{CH}})^2 + (Q_{\Gamma} - Q_{\text{CH}})^2};$$

$$S_{\text{бл.п}} = \sqrt{(800 - 40)^2 + (387,2 - 19,36)^2} = 853 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{\text{Т. бл}} \geq S_{\text{бл.п}} = 853 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

**Определяем передаваемую мощность:**

$$P_{\text{пер}} = P_{\Gamma} n - P_{\text{CH}} n - P_{\min} = 800 \cdot 3 - 40 \cdot 3 - 800 = 1480 \text{ МВт};$$

$$K_{\text{пот}} = F (\cos\varphi_{\Gamma}) = F (0,9) = 1,06;$$

$$S_{\text{ЛЭП}} = \frac{P_{\text{пер}}}{K_{\text{пот}} \cos\varphi} = \frac{1480}{0,9 \cdot 1,06} = 1551 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

**Определяем напряжение передачи:**

$$V_{\text{ВН}} = V_{\text{ЛЭП}} = (1 \dots 10) P_{\text{пер}};$$

$$V_{\text{ВН}} = V_{\text{ЛЭП}} = (1 \dots 10) 1551 = 1551 \dots 15\,510 \text{ кВ}.$$

**Согласно шкале напряжение принимаем:**

Линия высокого напряжения 500 кВ

$$V_{ВН} = 500 \text{ кВ.}$$

**Выбираем трансформаторы**

Для ГРУ – 2 шт	Блочный – 1 шт
ТЦ-1000000-500/24 $S_{ном} = 1000 \text{ МВА};$ $V_{ВН} = 525 \text{ кВ};$ $V_{НН} = 24 \text{ кВ}$	ТЦ-1000000-500/24 $S_{ном} = 1000 \text{ МВА};$ $V_{ВН} = 525 \text{ кВ};$ $V_{НН} = 24 \text{ кВ}$

**Определяем коэффициенты загрузки трансформаторов:**

$$K_{з \text{ ГРУ}} = \frac{S_{\phi \text{ ГРУ}}}{2 \cdot S_{Т \text{ ГРУ}}} = \frac{861}{2 \cdot 1000} = 0,43;$$

$$K_{з.бл} = \frac{S_{\phi.бл}}{S_{Т.бл}} = \frac{853}{1000} = 0,85.$$

**Наносим необходимые данные  $V_{ЛЭП}$ ,  $S_{ЛЭП}$  на структурную схему.**

**Ответ:**

На ЭС выбраны трансформаторы связи ГРУ: ТЦ-1000000-500/24;  
 $K_{з \text{ ГРУ}} = 0,43.$

Блочный – ТЦ-1000000-500/24;  $K_{з.бл} = 0,85$ ;  $S_{ЛЭП} = 1551 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$

### Задача 3

**Исходные данные:**

генераторы ТВФ-63-2;

$$V_1 = 6,3 \text{ кВ};$$

$$\cos\varphi_1 = 0,8;$$

$$n_{\text{ГРУ}} = 4;$$

$$n_{\text{бл}} = 1;$$

$$P_{\text{СН}} = 10 \text{ \%}.$$

Нагрузка ГРУ:

$$P_{\text{min}} = 30 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{max}} = 50 \text{ МВт};$$

$$\cos\varphi_2 = 0,95.$$

**Требуется:**

- составить структурную схему электростанции (ЭС);
- рассчитать и выбрать трансформаторы;
- определить  $K_z$ ,  $S_{лэп}$ ,  $V_{лэп}$ .

*Задача 4***Исходные данные:**

генераторы ТВВ-165-2;

$$V_1 = 18 \text{ кВ};$$

$$\cos\varphi_1 = 0,85;$$

$$n_{ГРУ} = 2;$$

$$n_{бл} = 1;$$

$$P_{СН} = 8 \%;$$

Нагрузка ГРУ:

$$P_{\min} = 200 \text{ МВт};$$

$$P_{\max} = 300 \text{ МВт};$$

$$\cos\varphi_2 = 0,86.$$

**Требуется:**

- составить структурную схему электростанции (ЭС);
- рассчитать и выбрать трансформаторы;
- определить  $K_z$ ,  $S_{лэп}$ ,  $V_{лэп}$ .

*Задача 5***Исходные данные:**

РП 3-1

Тип генератора ТВС-32-2;

$$V_{Г} = 6,3 \text{ кВ};$$

$$\cos \varphi_{Г} = 0,8;$$

$$n_{ГРУ} = 3;$$

$$n_{бл} = 1;$$

$$P_{СН} = 10 \%;$$

$$P_{\min} = 4 \text{ МВА};$$

$$P_{\max} = 6 \text{ МВА};$$

$$\cos \varphi_{\text{н}} = 0.$$

### Требуется:

- составить структурную схему электростанции (ЭС);
- рассчитать и выбрать трансформаторы;
- определить  $K_3$ ,  $S_{\text{лэп}}$ ,  $V_{\text{лэп}}$ .

## Часть 2

### Задача 1

#### Исходные данные:

$$S_{\text{пер}} = 1551 \text{ МВ} \cdot \text{А (из РПЗ-1)};$$

$$V_{\text{пер}} = 500 \text{ кВ (из РПЗ-1)};$$

марка провода – АСКП;

$$\cos \varphi_{\text{лэп}} = 0,85;$$

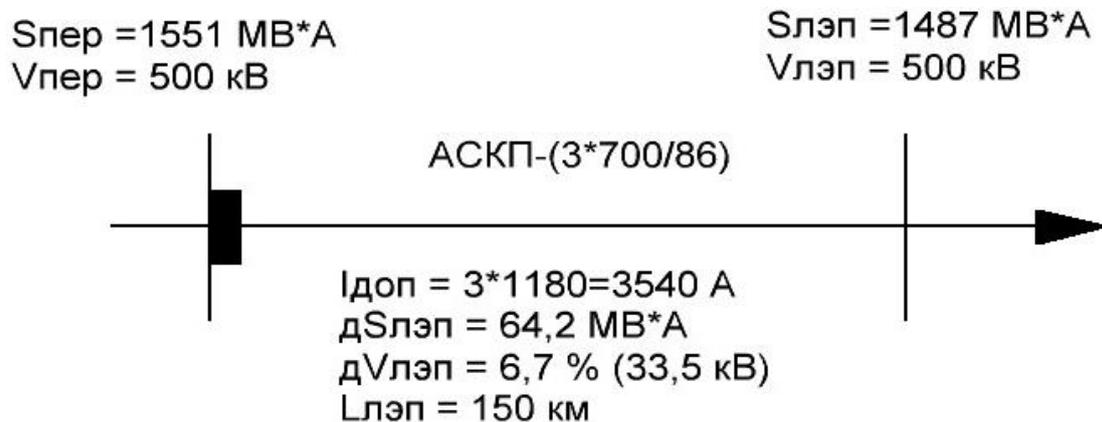
$$T_{\text{м}} = 3000 \text{ ч.}$$

#### Требуется:

- составить структурную схему ЛЭП;
- рассчитать и выбрать проводники;
- определить потери  $\Delta S_{\text{лэп}}$ ,  $\Delta V_{\text{лэп}}$ .

#### Решение:

В структурной схеме ЛЭП наносим данные.



**По экономической плотности тока определяем расчетное сечение проводов и приводим к стандартному значению:**

$$I_{\text{м.р}} = \frac{S_{\text{пер}}}{\sqrt{3} V_{\text{пер}}} = \frac{1\,551\,000}{\sqrt{3} \cdot 500} = 1791 \text{ А};$$

$$j_{\text{ЭК}} = F(T_{\text{м}}) = F(T_{\text{м}}) = 1,1 \text{ А/мм}^2;$$

$$S_{\text{ЭК}} = \frac{I_{\text{м.р}}}{j_{\text{ЭК}}} = \frac{1791}{1,1} = 1628 \text{ мм}^2.$$

**Выбираем провод для ВЛ наружной прокладки:**

$$\text{АСКП}(3 \cdot 700/86) \quad I_{\text{доп}} = 3 \cdot 1180 = 3540 \text{ А.}$$

**Определяем номинальную длину ЛЭП:**

$$L_{\text{ЛЭП}} = (0,3 \dots 1) V_{\text{пер}} = (0,3 \dots 1) 500 = 150 \dots 500 \text{ км.}$$

**Принимаем:**

$$L_{\text{ЛЭП}} = 150 \text{ км.}$$

**Определяем сопротивление ЛЭП:**

$$r_0 = \frac{10^3}{\lambda S} = \frac{10^3}{30 \cdot 700} = 0,0476 \text{ Ом/км};$$

$$R_{\text{ЛЭП}} = \frac{1}{n_{\text{ЛЭП}}} r_0 L_{\text{ЛЭП}} = \frac{1}{3} 0,0467 \cdot 150 = 2,335 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{ЛЭП}} = x_0 L_{\text{ЛЭП}} = 0,4 \cdot 150 = 60 \text{ Ом.}$$

**Определяем потери мощности в ЛЭП:**

$$\Delta P_{\text{ЛЭП}} = \left( \frac{S_{\text{пер}}}{n_{\text{ЛЭП}} V_{\text{пер}}} \right)^2 R_{\text{ЛЭП}} = \left( \frac{1551}{3 \cdot 500} \right)^2 2,335 = 2,518 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЭП}} = \left( \frac{S_{\text{пер}}}{n_{\text{ЛЭП}} V_{\text{пер}}} \right)^2 x_{\text{ЛЭП}} = \left( \frac{1551}{3 \cdot 500} \right)^2 60 = 64,15 \text{ Мвар};$$

$$\Delta S_{\text{ЛЭП}} = \sqrt{\Delta P_{\text{ЛЭП}}^2 + \Delta Q_{\text{ЛЭП}}^2} = \sqrt{2,518^2 + 64,15^2} = 64,2 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

**Тогда с учетом потерь:**

$$S_{\text{ЛЭП}} = S_{\text{пер}} - \Delta S_{\text{ЛЭП}} = 1551 - 64,2 = 1487 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

**Определяем потери напряжения в ЛЭП:**

$$\Delta V_{\text{ЛЭП}} = \frac{10^2}{n_{\text{ЛЭП}} V_{\text{ЛЭП}}^2} P_{\text{пер}} L_{\text{ЛЭП}} (r_0 + x_0 \text{tg}\varphi_{\text{ЛЭП}});$$

$$\Delta V_{\text{ЛЭП}} = \frac{10^2}{3 \cdot 550^2} 1318 \cdot 150 (0,0476 + 0,4 \cdot 0,62) = 6,7 \%;$$

$$\text{При } \cos\varphi_{\text{ЛЭП}} = 0,85, \quad \text{tg}\varphi_{\text{ЛЭП}} = 0,62;$$

$$P_{\text{пер}} = S_{\text{пер}} \cos\varphi_{\text{ЛЭП}} = 1551 \cdot 0,85 = 1318 \text{ МВт};$$

$$\Delta V_{\text{ЛЭП}}' = V_{\text{пер}} \Delta V_{\text{ЛЭП}} \cdot 10^{-2} = 500 \cdot 6,7 \cdot 10^{-2} = 33,5 \text{ кВ}.$$

**Наносим необходимые данные  $V_{\text{ЛЭП}}$ ,  $S_{\text{ЛЭП}}$ ,  $\Delta V_{\text{ЛЭП}}$ ,  $\Delta S_{\text{ЛЭП}}$ , на структурную схему.**

**Ответ:**

$$\begin{aligned} \text{ВЛ} - \text{АСКП}(3 \cdot 700/86) \quad I_{\text{доп}} = 3 \cdot 1180 = 3540 \text{ А}; \quad \Delta S_{\text{ЛЭП}} = \\ = 64,2 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \quad \Delta V_{\text{ЛЭП}} = 6,7 \% = 33,5 \text{ кВ}. \end{aligned}$$

### Задача 2

**Исходные данные:**

$$S_{\text{пер}} = 1551 \text{ МВ} \cdot \text{А (из РПЗ-1);}$$

$$V_{\text{пер}} = 500 \text{ кВ (из РПЗ-1);}$$

марка провода – АСКП;

$$\cos\varphi_{\text{ЛЭП}} = 0,85;$$

$$T_{\text{м}} = 3000 \text{ ч}.$$

**Требуется:**

- составить структурную схему ЛЭП
- рассчитать и выбрать проводники
- определить потери  $\Delta S_{\text{ЛЭП}}$ ,  $\Delta V_{\text{ЛЭП}}$ .

### Задача 3

**Исходные данные:**

$$S_{\text{пер}} = 293,4 \text{ МВ} \cdot \text{А (из РПЗ-1);}$$

$$V_{\text{пер}} = 330 \text{ кВ (из РПЗ-1);}$$

марка провода – А;

$$\cos\varphi_{\text{ЛЭП}} = 0,8;$$

$$T_{\text{м}} = 6500 \text{ ч}.$$

**Требуется:**

- составить структурную схему ЛЭП;
- рассчитать и выбрать проводники;
- определить потери  $\Delta S_{\text{ЛЭП}}$ ,  $\Delta V_{\text{ЛЭП}}$ .

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проектирование электрических подстанций систем электроснабжения – это сложный многоцелевой и многокритериальный процесс, цель которого – составление в графической, математической и текстовой формах максимально подробных описаний еще не существующих, а лишь запланированных объектов.

Главные задачи специалистов, осуществляющих проектирование современных электрических подстанций, – правильное, с учетом перспективы, определение электрических нагрузок подстанций и выбор соответствующих им высоковольтного оборудования и схем его подключения. Проектировщики должны владеть глубокими знаниями теории высоковольтных аппаратов, навыками решения расчетных задач, а также умениями обеспечения энергосберегающих режимов работы оборудования. В настоящее время особое значение имеет способность проектировщиков закладывать в проекты подстанций реализацию цифровых технологий, направленных на обеспечение высокого качества электроснабжения путем гибкого энергоэффективного управления передачей и распределением электроэнергии. В ходе учебного проектирования студенты должны приобрести умения самостоятельной постановки и решения практических задач, в ряде случаев не имеющих однозначных ответов.

Цель создания учебного пособия – методическая помощь студентам в овладении вышеперечисленными знаниями, умениями и навыками.

## СПИСОК БИБЛИОГРАФИЧЕСКИХ ССЫЛОК

1. СТО 56947007-29.240.10.248-2017. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 – 750 кВ [Электронный ресурс] : введ. приказом ПАО «ФСК ЕЭС» от 25 авг. 2017 г. № 343. URL: <https://meganorm.ru/Data2/1/4293740/4293740618.pdf> (дата обращения: 12.09.2022).

2. СТО 56947007-29.240.10.028-2009. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 – 750 кВ [Электронный ресурс] : утв. приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 13 апр. 2009 г. № 136. URL: <https://meganorm.ru/Index2/1/4293827/4293827328.htm> (дата обращения: 28.08.2022).

3. СО 153-34.20.122-2006. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 – 750 кВ [Электронный ресурс] : утв. приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 16 июня 2006 г. № 187. URL: <https://meganorm.ru/Index2/1/4293843/4293843704.htm> (дата обращения: 11.09.2022).

4. СО 153-34.20.187-2003. Рекомендации по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 – 750 кВ [Электронный ресурс] : утв. приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 г. № 288. URL: <http://files.stroyinf.ru/Data1/43/43709/> (дата обращения: 11.09.2022).

5. Положение ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе» [Электронный ресурс] : утв. Советом директоров ПАО «Россети» 22 февр. 2017 г. URL: <https://www.tuvaenergy.ru/clients/attach/Tehpolitika2017.pdf> (дата обращения: 13.07.2022).

6. Правила устройства электроустановок. Изд. 7-е. М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2003.

7. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей [Электронный ресурс] : утв. приказом М-ва энергетики РФ от 13 янв. 2003 г. № 6. URL: <https://docs.cntd.ru/document/901839683> (дата обращения: 12.09.2022).

8. СО 153-34.20.501-2003. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации [Электронный ресурс] : утв. приказом М-ва энергетики РФ от 19 июня 2003 г. № 6. URL: <https://sudact.ru/law/prikaz-minenergo-rf-ot-19062003-n-229/> (дата обращения: 06.09.2022).

9. СТО 56947007-29.240.30.047-2010. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 – 750 кВ [Электронный ресурс] : утв. и введ. приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 16 июня 2010 г. № 42. URL: <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.30.047-2010.pdf> (дата обращения: 27.09.2022).

10. Методические указания по подготовке материалов выбора и согласования трасс ВЛ и площадок ПС 35 кВ и выше. М. : Энергосетьпроект, 1995. 60 с.

11. СТО 59012820-29.240.30.003-2009. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35 – 750 кВ. Типовые решения [Электронный ресурс] : утв. приказом ОАО «СО ЕЭС» от 31 дек. 2009 г. № 501. URL: <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.30.010-2008.pdf> (дата обращения: 27.09.2022).

12. Нормативы выбора мощности силовых трансформаторов. № 8080. М. : Энергосетьпроект, 1989.

13. ТИ 34-70-070-87. Типовая инструкция по компенсации емкостного тока замыкания на землю в электрических сетях 6 – 35 кВ. М. : СПО Союзтехэнерго, 1988. 56 с.

14. СТО 56947007-29.240.02.001-2008. Методические указания по защите распределительных электрических сетей напряжением 0,4 – 10 кВ от грозовых перенапряжений [Электронный ресурс] : утв. приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 30 нояб. 2004 г. URL: <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.02.001-2008.pdf> (дата обращения: 27.09.2022).

15. СТО 56947007-29.240.01.221-2016. Руководство по защите электрических сетей напряжением 110 – 750 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений [Электронный ресурс] : утв. и введ. приказом ПАО «ФСК ЕЭС» от 16 мая 2016 г. № 155. URL: [http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/СТО\\_56947007-29.240.01.221-2016.pdf](http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/СТО_56947007-29.240.01.221-2016.pdf) (дата обращения: 13.07.2022).

16. Методические указания по выбору ОПН в электрических сетях 6 – 35 кВ. [Электронный ресурс] : утв. Департаментом науч.-техн. политики и развития РАО «ЕЭС России» 27 апр. 2001 г. URL: <http://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293850/4293850515.htm> (дата обращения: 13.07.2022).

17. Методические указания по применению ограничителей перенапряжений в электрических сетях 110 – 750 кВ [Электронный ресурс]. М. : Энергосетьпроект, 2005. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200080313> (дата обращения: 27.09.2022).

18. СТО 56947007-29.130.10.197-2015. Методические указания по применению ОПН на ВЛ 6 – 750 кВ [Электронный ресурс] : утв. и введ. приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 19 янв. 2015 г. URL: [http://www.fsk-ees.ru/about/management\\_and\\_control/test/STO\\_56947007-29.130.10.197-2015.pdf](http://www.fsk-ees.ru/about/management_and_control/test/STO_56947007-29.130.10.197-2015.pdf) (дата обращения: 06.09.2022).

19. СТО 56947007-29.240.10.191-2014. Методические указания по защите от резонансных повышений напряжения в электроустановках 6 – 750 кВ, ОАО «ФСК ЕЭС» [Электронный ресурс] : утв. и введ. приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 19 нояб. 2014 г. № 522. URL: [http://www.fsk-ees.ru/about/management\\_and\\_control/test/STO\\_56947007-29.240.10.191-2014.pdf](http://www.fsk-ees.ru/about/management_and_control/test/STO_56947007-29.240.10.191-2014.pdf) (дата обращения: 06.09.2022).

20. СТО 56947007-29.130.15.114-2012. Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6 – 750 кВ [Электронный ресурс] : утв. и введ. приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 3 февр. 2012 г. № 55. URL: [http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/20.135\\_sto\\_56947007-29.130.15.114-2012\\_n.pdf](http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/20.135_sto_56947007-29.130.15.114-2012_n.pdf) (дата обращения: 06.09.2022).

21. ГОСТ Р 51317.6.5 (МЭК 61000-6-5). Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электромагнитным помехам технических средств, применяемых на электростанциях и подстанциях. Требования и методы испытаний [Электронный ресурс] : утв. и введ. приказом Федер. агентства по техн. регулированию и метрологии от 27 дек. 2006 г. № 472-ст. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200048946> (дата обращения: 06.09.2022).

22. СТО 56947007-29.240.044-2010 Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства, ОАО «ФСК ЕЭС» [Электронный ресурс] : утв. приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 21 апр. 2010 г. № 265. URL: <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.044-2010.pdf> (дата обращения: 06.09.2022).

23. СТО 56947007-29.240.043-2010. Руководство по обеспечению электромагнитной совместимости вторичного оборудования и систем связи электросетевых объектов, ОАО «ФСК ЕЭС» [Электронный ре-

курс] : утв. и введ. приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 21 апр. 2010 г. № 265. URL: <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.043-2010.pdf> (дата обращения: 13.07.2022).

24. СТО 56947007-29.240.40.263-2018. Системы собственных нужд подстанций. Типовые проектные решения [Электронный ресурс] : утв. и введ. приказом ПАО «ФСК ЕЭС» от 18 дек. 2018 г. № 477. URL: [http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/СТО\\_56947007-29.240.40.263-2018.pdf](http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/СТО_56947007-29.240.40.263-2018.pdf) (дата обращения: 06.08.2022).

25. ГОСТ Р МЭК 61850-7-1 2009. Сети и системы связи на подстанциях. Часть 7. Базовая структура связи для подстанций и линейного оборудования. Раздел 1. Принципы и модели [Электронный ресурс] : утв. и введ. приказом Федер. агентства по техн. регулированию и метрологии от 15 дек. 2009 г. № 847-ст. URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200082215> (дата обращения: 12.08.2022).

26. МЭК 61850-9-2 (2011). Системы автоматизации и сети связи на подстанциях. Часть 9 – 2. Схема особого коммуникационного сервиса (SCSM) [Электронный ресурс]. URL: <https://nd.gostinfo.ru/document/6487391.aspx> (дата обращения: 12.08.2022).

27. МЭК 61850-8-1 (2011). Сети связи и системы автоматизации энергосистем общего пользования. Часть 8 – 1. Схема распределения особой услуги связи (SCSM) [Электронный ресурс]. URL: <http://nd.gostinfo.ru/document/4584480.aspx> (дата обращения: 12.08.2022).

28. МЭК 61850-4 (2011). Системы автоматизации и сети связи на подстанциях. Часть 4. Построение системы и управление проектом [Электронный ресурс]. URL: <http://nd.gostinfo.ru/document/4582197.aspx> (дата обращения: 12.08.2022).

29. МЭК 61850-6 (2009). Сети и системы связи на подстанциях. Часть 6. Язык описания конфигурации для связи между интеллектуальными электронными устройствами на электрических подстанциях [Электронный ресурс] : утв. и введ. приказом Федер. агентства по техн. регулированию и метрологии от 15 дек. 2009 г. № 850-ст. URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200081013> (дата обращения: 12.08.2022).

30. Прокопьев В. В., Федоров Р. И. Проектирование сети ЦПС на примере ПС 110 кВ «Медведевская» // Релейная защита и автоматизация. 2018. № 2. С. 3 – 8.

31. IEC 60044-7, Instrument transformers – Part 7: Electronic voltage transformer [Электронный ресурс]. URL: <https://www.twirpx.com/file/2495841/> (дата обращения: 12.08.2022).

32. IEC 60044-8, Instrument transformers – Part 8: Electronic current transformer [Электронный ресурс]. URL: <https://www.twirpx.com/file/2495843/> (дата обращения: 12.08.2022).

33. Чичев С. И., Калинин В. Ф., Глинкин Е. И. Методология проектирования цифровой подстанции в формате новых технологий. М. : Спектр, 2014. 228 с.

34. Шахнин, В. А. Принципы построения мехатронных средств диагностического мониторинга высоковольтного оборудования // Контроль. Диагностика. 2019. № 3. С. 56 – 59.

35. Шахнин В. А., Багдасарян М. К. Диагностика высоковольтного оборудования в режимах со стабилизацией параметров частичных разрядов // Контроль. Диагностика. 2018. № 1. С. 12 – 17.

36. Shakhnin V. The movement adaptive control of sensors for flexible manufacturing modules of nondestructive testing // RJ of Nondestructive Testing. Vol. 44. No 8. 2008. P. 552 – 555.

37. Бадалян Н. П., Колесник Г. П. Современные технические средства передачи электроэнергии. Владимир : Изд-во ВлГУ, 2021. 120 с.

38. Бадалян Н. П., Маслакова Г. В., Чащин Е. А. Оборудование электрических станций и подстанций. Владимир : Изд-во ВлГУ, 2021. 88 с.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	3
Глава 1. ОБЩИЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПОДСТАНЦИЙ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ .....	5
1.1. Нормативно-технические документы .....	5
1.2. Исходные данные и основные задачи проектирования .....	11
Глава 2. ОСНОВНЫЕ ЭТАПЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ .....	13
2.1. Выбор площадки размещения подстанции .....	13
2.2. Проектирование электрических схем подстанции .....	14
2.2.1. Распределительные устройства со сборными шинами.....	18
2.2.2. Распределительные устройства без сборных шин .....	28
2.3. Выбор основного электротехнического оборудования подстанций.....	35
2.3.1. Выбор силовых трансформаторов и реакторов .....	35
2.3.2. Выбор коммутационных аппаратов, комплектных распределительных устройств и ошиновки .....	40
2.3.3. Выбор измерительных трансформаторов и средств компенсации неактивных составляющих мощности .....	46
2.4. Проектирование систем защиты от перенапряжений, заземления и обеспечения электромагнитной совместимости .....	48
2.5. Проектирование систем электроснабжения собственных нужд подстанций.....	52
Глава 3. УЧЕБНЫЙ ПРОЕКТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ПОДСТАНЦИИ 110 кВ .....	54
3.1. Выбор площадки размещения подстанции 110/6 кВ «Семязино» .....	55

3.2. Выбор электрической схемы подстанции 110/6 кВ «Семязино» .....	56
3.3. Выбор трансформаторов и общих конструктивных решений ...	65
3.4. Расчет токов коротких замыканий и выбор коммутационных аппаратов .....	72
3.5. Выбор сборных шин и ошиновки трансформаторов .....	78
3.6. Выбор ограничителей перенапряжений, систем заземления и обеспечения электромагнитной совместимости .....	80
Глава 4. ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ ЦИФРОВОЙ ПОДСТАНЦИИ .....	83
4.1. Общие принципы проектирования цифровых подстанций .....	83
4.2. Релейная защита и автоматизация на цифровой подстанции .....	86
4.3. Измерительные преобразователи на цифровой подстанции .....	90
4.4. Диагностический мониторинг оборудования на цифровой подстанции.....	94
Контрольные вопросы .....	104
Практические задания .....	106
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	116
СПИСОК БИБЛИОГРАФИЧЕСКИХ ССЫЛОК .....	117

*Учебное издание*

БАДАЛЯН Нораир Петикович

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПОДСТАНЦИЙ  
СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Учебное пособие

Редактор Е. А. Платонова  
Технический редактор Ш. Ш. Амирсейидов  
Компьютерная верстка Е. А. Герасиной  
Корректор О. В. Балашова  
Выпускающий редактор А. А. Амирсейидова

Подписано в печать 25.10.23.  
Формат 60×84/16. Усл. печ. л. 7,21. Тираж 30 экз.

Заказ

Издательство

Владимирского государственного университета  
имени Александра Григорьевича и Николая Григорьевича Столетовых.  
600000, Владимир, ул. Горького, 87.