

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Амурский государственный университет»



«Кадры для регионов»



ФГБОУ ВПО «Амурский
государственный университет»

Учебное пособие подготовлено в рамках реализации проекта о
подготовке высококвалифицированных кадров для предприятий и
организаций регионов («Кадры для регионов»)

Ю.В. Мясоедов, Л.А. Мясоедова, И.Г. Подгурская

Оперативные переключения

Учебное пособие

Благовещенск
Издательство АмГУ
2015

Разработано в рамках реализации гранта «Подготовка высококвалифицированных кадров в сфере электроэнергетики и горно-металлургической отрасли для предприятий Амурской области» по заказу предприятия-партнера АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания»

Рецензенты:

Кантовский Юрий Борисович, начальник департамента оперативно-технологического управления АО «ДРСК».

Рыбалев Андрей Николаевич – канд. техн. наук, доцент ФГБОУ ВПО «АмГУ».

О 64 Оперативные переключения: учебное пособие /
Сост.: Ю.В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И.Г. Подгурская.- Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2015. – 293 с.

Учебное пособие предназначено для подготовки бакалавров по направлению «Электроэнергетика и электротехника» формирующих специальные знания о порядке, типизации, организации и реализации диспетчерского управления и производства оперативных переключений, а также организационно-технической и нормативной документации используемой при эксплуатации энергообъектов электроэнергетики. Пособие направлено также для получения практических навыков производства в области оперативных переключений и основ диспетчерской деятельности как в энергетической системе в целом, так и в отдельных ее элементах.

В авторской редакции

СОДЕРЖАНИЕ

<i>ВВЕДЕНИЕ</i>	4
1. Психологические особенности деятельности диспетчеров энергообъединения	5
2. Оперативные переключения как составная часть диспетчерского и технологического управления энергопредприятием	15
3. Оперативные переключения: организация, последовательность и типизация	21
3.1. Классификация состояний и режимов ЭС. Требования к ним	21
3.2. Надежность операторных диспетчерских эргатических систем в электросетях	25
3.3. Оперативные состояния оборудования	31
3.4. Мероприятия, обеспечивающие безопасность работ	32
3.5. Периодические осмотры и испытания оборудования электрических подстанций	42
3.6. Типовые схемы электрических соединений	53
3.7. Отдача оперативной команды (распоряжения)	72
3.8. Составление оперативных бланков и программ. Действия персонала при производстве переключений	75
3.9. Последовательность основных операций и действий при отключении и включении электрических цепей	84
3.10. Включение проверочных операций в бланк оперативных переключений	115
3.11. Типовые бланки и программы переключений	119
4. Оперативные действия по предупреждению и ликвидации аварийных ситуаций при производстве переключений	124
4.1. Причины аварий и отказов	125
4.2. Действия персонала при ликвидации аварийных ситуаций	138
5. Противоаварийные тренировки и работа на тренажерах	145
5.1. Проведение противоаварийных тренировок	145
5.2. Работа на тренажерах	153
5.3. Типовые задачи для занятий на тренажерах	190
5.4. Примеры упражнений при работе на тренажерах	215
6. Алгоритмы автоматизированного формирования последовательности оперативных переключений	223
7. Автоматизация оперативных переключений при диспетчерском и технологическом управлении	236
<i>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</i>	265
<i>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ</i>	266
<i>ПРИЛОЖЕНИЯ</i>	269

ВВЕДЕНИЕ

Работа оперативного персонала на объектах электроэнергетической системы или системы промышленного электроснабжения требует не только знания правил технической эксплуатации всего комплекса установленного оборудования, параметров допустимых и экономичных режимов, но и умения применять знания и опыт в сложных аварийных условиях, быстро принимать и оценивать правильность оперативных решений при аварийных и эксплуатационных переключениях.

Поэтому одной из основных задач обеспечения эффективной и безотказной работы является постоянное обучение оперативного персонала профессиональным навыкам и его переподготовка. Комплексное решение этой задачи включает в себя: основы психологического анализа деятельности диспетчера; организацию и порядок проведения оперативных переключений; последовательность основных операций и действий при отключении и включении электрооборудования подстанций с типовыми электрическими схемами, использование типовых решений и типовых бланков при переключениях, характерные причины и условия возникновения аварийных ситуаций, рекомендации по их предупреждению и устранению, основы противоаварийных тренировок и работы на тренажерах.

В пособии широко подобран материал, изложенный ведущими специалистами в данной области, и приведен перечень литературных источников рекомендуемых для более глубокого изучения отдельных вопросов.

Пособие ориентировано на студентов, получающих подготовку по направлению «Электроэнергетика и электротехника», и может быть полезно оперативно-диспетчерскому персоналу энергообъединений и энергосистем (диспетчерам ЦДС, ПЭС и РЭС, начальникам смен электростанций, дежурным инженерам и электромонтерам подстанций), проходящим обучение в учебно-курсовых комбинатах и повышение квалификации по курсу оперативного управления.

1. ПСИХОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ДИСПЕТЧЕРОВ ЭНЕРГООБЪЕДИНЕНИЯ

В современных экономических условиях при эксплуатации энергообъединений и энергосистем наиболее важной является проблема надежности функционирования электрооборудования. Однако, несмотря на широкое внедрение технических и организационных мероприятий, направленных на ее повышение, при реализации диспетчерского и технологического управления энергопредприятием наблюдается тенденция к увеличению отказов оборудования и ошибочных операций, при выполнении персоналом оперативных переключений, что приводит к авариям и несчастным случаям. Это связано не только с моральным и физическим износом оборудования, но и с наличием так называемого человеческого фактора.

Поскольку резко возросла оснащенность рабочего места диспетчера современной вычислительной и коммуникационной техникой, а также современным программным обеспечением под различные задачи его профессиональной деятельности, что обусловлено повсеместным внедрением автоматизированных систем диспетчерского и технологического управления (АСДТУ), можно сделать вывод о значительном увеличении потоков обрабатываемой диспетчером информации, необходимой для принятия рационального решения в условиях жесткого дефицита времени.

Следовательно, для решения проблемы повышения надежности эксплуатации энергообъединений и энергосистем необходимо повышать не только надежность технических устройств, но и надежность выполнения человеком определенных действий, направленных на управление этой техникой.

Процесс управления энергопредприятием и его мониторинг, осуществляемый диспетчером является сложным многофункциональным, полипсихическим образованием, который целесообразно реализовать на основе системного подхода с элементами эвристики при представлении процесса

управления в виде динамической системы – единой и целостной, но вместе с тем и структурированной /1/.

Основу деятельности диспетчера энергопредприятия составляют функции по его управлению. Наиболее характерные из них:

- выполнение графиков нагрузки и межсистемных перетоков при заданном резерве мощности;
- разработка оптимального режима работы и схем электрических соединений основной сети, а также порядка регулирования частоты и активной мощности, напряжения и межсистемных перетоков мощности;
- выбор уставок релейной защиты, системной и противоаварийной автоматики (РЗА), а также устройств автоматики регулирования частоты и перетоков мощности (АРЧМ) системного значения (в энергосистемах) и группового регулирования активной мощности (ГРАМ) на электростанциях;
- ликвидация аварий системного значения /2/.

Для реализации этих функций требуется умение адекватного представления структуры и динамики процессов диспетчерского и технологического управления в энергосистеме или в любом ее структурном подразделении, как единого целого организма, отражающего сложные взаимосвязи всех элементов. Данное умение основывается на ряде психических процессов: восприятия, памяти, мышления и т.д., которые непосредственно используются в повседневной профессиональной деятельности диспетчера, особенно при решении прогностических задач в условиях неполноты и некорректности исходной информации, а именно:

- удовлетворение потребности в электрической энергии;
- бесперебойность энергоснабжения потребителей;
- надежность работы энергопредприятия;
- обеспечение качества энергии;
- обеспечение экономичности работы энергосистемы и др.

Достижение поставленных перед диспетчером задач возможно только

лишь при его надежной и эффективной работе, под которой понимается способность диспетчера выполнять в оптимальном режиме все необходимые профессиональные операции как в обычных, так и в экстремальных условиях. Согласно /3/ - "... надежность человека-оператора - это структурный ансамбль эмоциональных волевых, мотивационных, интеллектуальных и других качеств личности, обеспечивающих в своем взаимодействии определенную степень вероятности точного, безошибочного, адекватного сложившейся ситуации, своевременного и успешного выполнения операторских функций в различных режимах работы..."

На основании вышеизложенного, целесообразно рассмотреть динамику деятельности диспетчера и оценить надежность принятия им решений с момента получения информации до отдачи оперативной команды в зависимости от следующих групп факторов, таких как:

дифференциально-психологические факторы;

дефицит времени;

эмоциональные состояния;

групповые процессы.

Прием и оценка исходной информации

Основной задачей при анализе потоков информации, получаемых с помощью АРМ диспетчера (автоматизированного рабочего места) является определение оптимального режима ее поступления, с целью исключения как информационной недогрузки, так и перегрузки операторов и поддержания необходимой уровня активности.

В настоящее время намечаются два пути решения проблемы динамических условий приема диспетчером информации. Один заключается в исследовании перцептивных "когнитивных" факторов и выявлении компенсаторных возможностей операторов; второй путь лежит в области дифференциальной психологии и состоит в определении индивидуальных особенностей приема и переработки информации индивидуумами при различных режимах информационной нагрузки.

Поэтому в настоящее время наиболее распространены два способа кодирования диспетчерской информации: на диспетчерском щите – мнемосхема, которая облегчает процесс приема и оценки информации; на персональном компьютере – оперативная схема, выполняющая те же функции, а также, дополнительно, функции непосредственного управления информацией.

Как мнемосхема, так и оперативная схема представляют собой условное графическое изображение управляемого объекта, служащее диспетчеру для облегчения запоминания функциональной схемы управления объектом, мысленного связывания показаний отдельных приборов и других индикационных элементов. Они применяются в тех случаях, когда управляемый объект имеет сложную функциональную структуру, и эта структура может изменяться в процессе оперативного контроля /4/.

В процессе деятельности диспетчера энергопредприятия важно разделять получаемую информацию на основную, требующую немедленного оперативного вмешательства, и второстепенную, которая носит информативный, справочный характер. Поэтому, в последнее время, с целью снижения информативной загрузки диспетчера, а следовательно, и его психологической усталости, на ряде диспетчерских пунктов используют специальное программное обеспечение (“советчик диспетчера”), позволяющее повысить эффективность принимаемых решений за счет предварительной обработки поступающей информации данным комплексом.

Принятие решений

Очень сложен процесс принятия решения у диспетчера, особенно в условиях дефицита времени, так как в оперативном управлении существует большое число задач, требующих при их решении рассмотрения целого ряда аспектов (организационных, правовых, экономических, социально-психологических и т.д.). При решении таких задач большое значение имеет не только непосредственный опыт работы, но и умение логически, рационально мыслить. Здесь процесс принятия решения по своей сути близок к творчеству, причем умственные действия здесь выступают в сокращенном виде: не

систематический, всеобъемлющий перебор вариантов, а некоторая рациональная стратегия, существенно ограничивающая поле поиска - то, что обычно называют, эвристическим методом решения.

В качестве эвристик не выступает основной механизм мышления - анализ через синтез, - а есть включение исследуемого объекта во все новые связи с другими предметами и явлениями. При решении нестереотипных задач используются аналогия, упрощение, индукция, эмпатия, инверсия и т.д. Процесс поиска результата можно представить в виде графа (“дерева решений”), в котором эвристики являются своеобразным фильтром вариантов.

Так, при использовании метода аналогии устраняются все промежуточные решения, имеющие различия с выбранным аналогом. Успешное использование аналогии связано также с выходом за рамки привычных ограничений. Упрощение можно представить как процесс отбрасывания несущественных условий, связей и отношений. Особый интерес представляют крайние случаи, в которых искомые зависимости проявляются наиболее четко. Использование индукции подобно нахождению аналогии в рассматриваемых ситуациях; кроме того, оно включает обобщение полученных результатов и их использование при решении новой ситуации.

Решение ряда вопросов происходит путем внезапной догадки, “озарения”; этот прием подобен поиску решения одновременно от начала к концу и от конца к началу, что сокращает число рассматриваемых вариантов сразу с двух сторон /4/.

Интересные данные по индивидуальному стилю мыслительной деятельности получены Ю.Н. Кулюткиным и Г.С. Сухобской. Результаты исследований позволили авторам выделить пять групп, каждой из которых был присущ свой характерный стиль деятельности при решении “нестереотипных” задач.

В одну из них вошли люди, осторожно выдвигавшие гипотезы и осторожно принимавшие решения. Ориентировочные действия у них явно преобладали над исполнительными. Даже в том случае, когда вся

предварительная информация была собрана, они колебались в принятии решения и нередко начинали изучать второстепенные детали в задаче, чтобы тем самым заранее обезопасить себя от возможной ошибки.

Другую группу составляли лица с крайне замедленным темпом принятия решения. Ориентировочная фаза решения была у них достаточно развернута. Они делали многочисленные сопоставления между разными условиями задачи, но с трудом останавливались на каком-либо одном плане решения. Допустив малейшую ошибку, они отказывались от общей установки и начинали решать задачу заново. Представители этой и охарактеризованной выше групп были отнесены к категории лиц с “осторожным характером решений”, а обследование с помощью специальных диагностических методов показало, что они, как правило, обладали слабой нервной системой, высокой чувствительностью и преобладанием процессов торможения над возбуждающими процессами. Поиск решения осторожными испытуемыми был всегда связан с оценкой каждого из совершенных шагов, проверкой и перепроверкой операций.

В следующие две группы вошли люди с “импульсивным характером решений”. Они относились уже к сильному типу нервной системы с преобладанием процессов возбуждения над тормозными процессами, и это нашло соответствующее отражение в характере решения задач: свернутая ориентировочная часть, быстрое выдвижение гипотезы, склонность к риску и минимизация функции самоконтроля. Они использовали преимущественно апостериорную оценку и коррекцию гипотезы, т.е. не оценивали свой каждый шаг.

Действительно, как в процессе приема информации, так и в процессе решения задач и принятия решений заметную роль играют индивидуальные различия диспетчеров.

Таким образом, знание индивидуальных особенностей диспетчеров позволит повысить надежность их деятельности, улучшив качество принятия и переработки информации. Но, кроме учета индивидуального стиля принятия

решения, необходимо знание еще многих психологических особенностей, нужных диспетчеру в его деятельности. Так, например, давно известно, что устойчивость внимания подвержена колебаниям, что очень трудно оставаться внимательным на протяжении длительного времени. Диспетчеру это крайне необходимо, и он “держит внимание” за счет волевых усилий, что в конечном итоге приводит к повышению утомляемости.

Помимо волевого напряжения внимания, диспетчеру энергосистемы необходима высокая скорость принятия решений в условиях дефицита времени. Время простой сенсомоторной реакции зависит от модальности ощущения и интенсивности сигнала. Быстрее всего человек реагирует на тактильные раздражители, затем на слуховые и зрительные. Скорость принятия решения важна в аварийных ситуациях, поэтому подготовка диспетчеров должна строиться с учетом работы в условиях дефицита времени. Такая подготовка позволяет научить их реагировать с требуемой скоростью (время простой двигательной реакции уменьшается с 0,2 сек. до 0,14 сек) и снизить ошибки на 70% /3/ .

У диспетчера должна быть развита оперативная и долговременная память, оперативное мышление. Наличие подобных свойств не только позволит диспетчеру принять быстрое решение, но и позволит гарантировать качество принятого решения.

Эмоциональные перегрузки

При подготовке диспетчера энергопредприятия необходимо учитывать влияние эмоциональных перегрузок в аварийных ситуациях.

Наиболее распространенной формой поведения в экстремальных условиях является следующая: функции человеком выполняются замедленно, импульсивно, напряженно, наблюдается общая заторможенность и скованность. Все эти явления сильно выражены, и внешне испытуемые судорожно сжимают рукоятки управления, напряженно всматриваясь в пульт и т.п. Данный тип поведения называется напряженным.

Другой тип поведения в экстремальных условиях - человек отказывается

от выполнения своих функций. Это может проявляться в желании оттянуть время, не вмешиваться в ход событий, иногда оператор даже старается уйти подальше от пульта, чтобы не испытывать влияние эмоциогенных факторов и не волноваться. Такой тип поведения называется трусливым.

Иногда человек просто ничего не может делать и не делает в экстремальной ситуации - тормозной тип.

В ряде случаев под действием стрессирующих факторов человек начинает действовать агрессивно и бессмысленно. Этот тип поведения называется агрессивно-бесконтрольным.

Однако есть и такие люди, которые в экстремальных условиях начинают работать не хуже, а лучше. Это - прогрессивный тип поведения. Испытуемые с таким типом поведения в сложных ситуациях отличаются повышенным тонусом, минимальной затратой сил, меньшей утомляемостью. Они работают легко и с удовольствием.

Вышеприведенные типы поведения человека в аварийных ситуациях предложены Е.А. Милеряном /5/. Исследования, проводившиеся со слушателями ЛФ ВИПКэнерго, показали, что для диспетчеров энергосистем характерны и некоторые другие типы поведения /4/.

Полученные данные можно представить следующим образом:

Тип поведения	Частота встречаемости
Напряженный	3
Трусливый	7
Тормозной	8
Агрессивно-бесконтрольный	4
Прогрессивный	4
Уходящий в мелочи	6
Суевливый	1
Временно заторможенный	2
Ложно-прогрессивный	5

Поведение диспетчера при аварийных ситуациях чаще соответствует следующим типам:

- диспетчер в сложной ситуации не видит общей цели; выделив общее направление необходимых действий, начинает заниматься второстепенными вещами, которые не ведут к скорейшему разрешению ситуации, - уходящий в мелочи;
- диспетчер в момент аварии не может не только принять верное решение, но и осознать направление, в котором необходимо производить действия; он как бы мечется от одного решения к другому - суетливый;
- диспетчер реагирует на начало сложной ситуации как тормозной, но затем включается в работу и демонстрирует прогрессивный тип поведения - временно заторможенный;
- диспетчер демонстрирует прогрессивный тип поведения, но делает совершенно не то, так как принял неверное решение - ложно-прогрессивный.

Надежность работы диспетчера энергосистемы зависит от функции самоконтроля. Общее определение самоконтроля может быть дано с позиции функционального подхода: “самоконтроль как одно из звеньев замкнутого контура самоуправления и саморегулирования, функциональным назначением которого является установление степени рассогласования между эталоном и контролирующей составляющей” /3/.

Основные факторы экстремального воздействия, по мнению диспетчеров /4/, это:

- дефицит информации (часто возникает из-за неумения информативно составлять сводки, вести телефонные и радиопереговоры, из-за неумения общаться на техническом языке);
- невыполнимость работы (возникает чаще всего из-за взаимного непонимания производителей энергии и потребителей энергии);
- лишние люди в момент аварии (зачастую в момент аварии в помещении пульта появляются начальники различных служб (релейной защиты,

автоматики и телемеханики и т.п.), присутствие которых, безусловно, является излишним).

Анализируя причины ошибок, диспетчеры, в основном, указывают не на источники ошибок, а на периоды в работе, когда чаще всего появляются ошибки. Во-первых, это авария - моменты эмоциональной и информационной перегрузки; во-вторых - во время спокойной работы.

Большая психологическая нагрузка диспетчера при недостаточном умении самоконтроля влияет на снижение надежности, поэтому необходимо обучение диспетчеров энергосистем методам саморегуляции. Например, аутогенная тренировка позволяет повысить скорость реакции человека на 50%, улучшить способность к концентрации внимания на 60%, увеличить объем зрительной памяти на 60% /6/. Все это, безусловно, позволяет не только научиться управлять собой, но и улучшить столь необходимые для диспетчера качества - внимание, память, время реакции.

2. ОПЕРАТИВНЫЕ ПЕРЕКЛЮЧЕНИЯ КАК СОСТАВНАЯ ЧАСТЬ ДИСПЕТЧЕРСКОГО И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГОПРЕДПРИЯТИЕМ (ЭНЕРГООБЪЕДИНЕНИЕМ)

Надежность и эффективность диспетчерского и технологического управления энергопредприятием (энергообъединением) или энергосистемой непосредственно связана с повышенными требованиями, предъявляемыми к оперативным переключениям, как одной из подзадач жизненного цикла оперативного управления, представленного на рис.1.

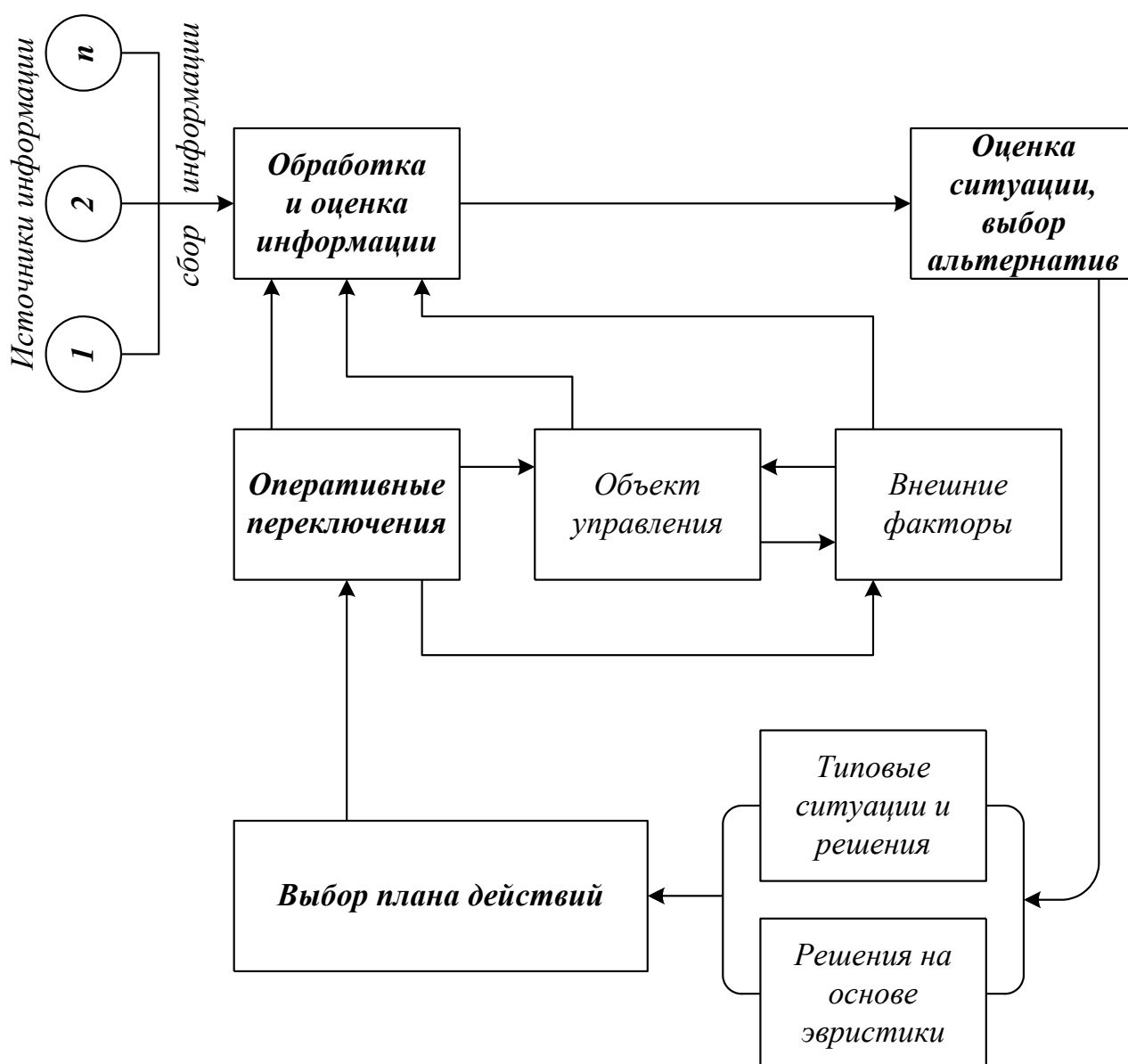


Рис.1. Схема оперативного управления

Из приведенной примерной схемы оперативного управления следует, что этот цикл включает четыре основных этапа: обработку и оценку получаемой информации, оценку ситуации и выбор альтернатив, выбор плана необходимых действий и непосредственную его реализацию, т.е. сами оперативные переключения. Эти четыре этапа (вместе с промежуточной фазой принятия либо типового решения, либо решения на основе эвристики) являются этапами действий субъекта управления - оперативного лица (диспетчера). Другими участниками процесса управления являются также показанные на рис.1 объект управления, внешние факторы и источники информации. Стрелками на схеме обозначены управленческие связи между участниками и этапами процесса управления, то есть направления потоков информации и управленческих команд.

Понятие “внешние факторы” варьируется в зависимости от конкретики рассматриваемых цели и задач управления. Для большинства задач по ведению электрического режима нагрузка потребителей электроэнергии в первом приближении рассматривается как величина статическая, независящая от действий оперативного персонала (кроме случаев, связанных с отключением этой нагрузки частично или полностью), что позволяет отнести ее к внешним факторам таким как климатические условия, режимные и прочие связи со смежными организациями и т.п. Однако в случаях, когда рассматриваются задачи, связанным с действиями оперативного персонала по управлению потребителем (регулирование величины электропотребления, изменение качества электроэнергии и т.д.), потребителей следует относить к объекту управления /7/.

Этап обработки и оценки информации заключается прежде всего в получении диспетчером сведений о состоянии первичной схемы, о режиме работы оборудования, о состоянии первичного и вторичного оборудования (в том числе о состоянии устройств релейной защиты и автоматики), о персонале, средствах диспетчерского управления и т.п. - применительно как к объекту управления, так и к внешним факторам.

Источниками информации в общем случае являются как технические средства диспетчерского управления входящие в комплекс СДТУ и АСДУ (информационно-измерительный комплекс: датчики телемеханики, лампы вызова на коммутаторе прямой связи), так и устные (радио и телефонные) сообщения оперативных и прочих работников энергосистемы, смежных организаций (в том числе потребителей энергии, посторонних лиц - населения) и т.д.

Поступление информации может осуществляться как по вызову (поступать в ответ на запрос оперативного работника, диспетчера от информационно-измерительного комплекса, от подчиненного и т.д.), так и путем циклического опроса периферийных устройств, но может поступить и неожиданно (спонтанно) в связи с имеющими место событиями (изменение показаний приборов, доклад местного персонала об аварийной ситуации и т.п.).

В общем случае получение информации - событие растянутое во времени, кроме того, в ряде случаев включающее несколько последовательно поступающих порций - квантов информации. Растянутость во времени и дробность потока информации может вызываться как длительным развитием самого события, порождающего эту информацию, так и неодновременностью срабатывания каналов информации так, например, можно выделить первоначально полученную порцию информации, пришедшую в темпе события по каналам телемеханики и дополнительную информацию, поступающую со значительной задержкой из сообщений подчиненного оперативного персонала (по инициативе этого персонала или по специальным запросам диспетчера).

Сбор информации включает в себя ее обработку и предварительную оценку, в ходе которой следует особо рассмотреть достоверность полученной информации, используя такие методы как сопоставление информации об одном и том же событии, полученной из разных источников или разными путями, а также сопоставление полученных данных с результатами предварительных расчетов, с гипотетической моделью ситуации, а также определить достаточно ли полученной информации для перехода к оценке самой ситуации.

Оценка информации по ее достаточности предполагает в лучшем случае проверку наличия таких ее неизменных составляющих, как информация о схеме, о режиме, о состоянии оборудования, о работе устройств РЗА и АСДУ, о действиях и состоянии персонала. Успешная проверка информации на ее достаточность может быть произведена только при наличии у диспетчера гипотетической модели ситуации, конструируемой и видоизменяемой по мере поступления информации.

Если полученной информации недостаточно - следует получить дополнительную, причем, эта дополнительная информация также должна быть проверена с точки зрения достоверности и достаточности /7/.

Оценка ситуации и выбор альтернатив включает построение ситуационной рабочей модели, то есть формирование в сознании диспетчера представления о произошедшем событии. Затем выполняется процедура ее анализа (представление ситуации в виде элементарных событий). Примером могут служить следующие явления - перегрузка оборудования, понижение надежности, повреждение оборудования, погашение потребителей и т.п. Далее проводится оценка возможной динамики развития и предельно допустимого времени нормализации каждого из элементарных событий. Очевидно, что не имея возможности одновременно заняться всеми этими событиями при их многочисленности и многообразии, диспетчер должен их ранжировать, то есть выделить те элементарные события, которые следует нормализовать в первую очередь - с учетом приведенных выше соображений о предельно допустимом времени нормализации, позволяющем исключить усугубление ситуации в целом.

Выбор плана действий включает поиск общего принципа нормализации ситуации (стратегия) с последующей разработкой конкретных операций, основанных на этом принципе (тактическое решение). При этом рекомендуется использовать как типовые ситуации и соответствующие им решения, известные диспетчеру (освоенные в ходе профессиональной подготовки), так и находить новые нетрадиционные решения на основе эвристических методов.

При выборе как стратегии, так и тактики оперативного решения желательно найти такой вариант действий, который бы позволил не только в кратчайшие сроки нормализовать наиболее опасное по своим последствиям элементарное событие, но и по возможности одним ходом обеспечил бы нормализацию возможно большего числа таких событий. Примером является включение резервного элемента электросети, одновременно снижающее величину опасной перегрузки и повышающее надежность электроснабжения.

В общем случае в намеченную программу тактических мероприятий включаются и такие действия, как сбор дополнительной информации или проверка достоверности уже полученной. Первоначально намеченный диспетчером тактический план действий не должен охватывать слишком большое количество мероприятий, то есть не обязательно доводить его до завершения намеченного стратегического решения. При уверенности в практической осуществимости намеченной стратегии действий достаточно иметь тактические решения для первых этапов реализации выбранного стратегического плана. Это объясняется тем, что развитие ситуации, в любой динамической системе (например, электроэнергетической), а также результаты реализации первых этапов намеченного плана могут потребовать корректировки не только тактического, но зачастую и стратегического плана действий.

Этап реализации решения (оперативные переключения) включает непосредственные действия с оборудованием, перемещение оперативного персонала (выезд на подстанцию разъездной оперативной бригады), а также и вытекающую из вышесказанного корректировку. Корректировка может заключаться в полном, кардинальном изменении стратегии (намеченном ранее плане нормализации ситуации) или в “надстройке” первоначально намеченного плана последующими этапами действий /7/.

Данный этап также сопровождается получением дополнительной информации обусловленной результатами реализации принятого плана действий.

Таким образом, рассматриваемый жизненный цикл оперативного управления замкнулся, что позволяет на основе заключительной информации принять решение о прекращении оперативных действий или об их продолжении. В последнем случае речь пойдет уже о новом цикле управленческих действий, на базе новой информации о ситуации.

Существует и другой вариант представления цикла оперативного управления, который подробно рассмотрен и обоснован в работах Я.А. Циреля /7,8/. В них данный цикл реализуется в графической форме, а именно - в виде дерева логических рассуждений. Преимущества такого представления заключаются в возможности наглядного изображения взаимосвязи и взаимовлияния отдельных слагаемых рассматриваемого цикла, а также обеспечении желательной степени надежности.

3. ОПЕРАТИВНЫЕ ПЕРЕКЛЮЧЕНИЯ: ОРГАНИЗАЦИЯ, ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ И ТИПИЗАЦИЯ

3.1. Классификация состояний и режимов ЭС. Требования к ним.

Режимом работы ЭС называется ее состояние, определяемое значениями мощностей, напряжений, токов, частоты, характеризующих процесс производства, преобразования, передачи и распределения энергии и называемых параметрами режима.

Нормальный режим – это режим работы, при котором обеспечивается выполнение требований к надежности, экономичности и качеству электроэнергии.

Режим, в который ЭС вынужденно перешла из нормального и существование которого должно быть ограничено, поскольку нарушена часть критериев надежности, экономичности или качества энергии называется *утяжеленным* (ухудшенным). Этот режим обычно создает повышенную опасность аварийных нарушений и в ряде случаев предшествует аварийному.

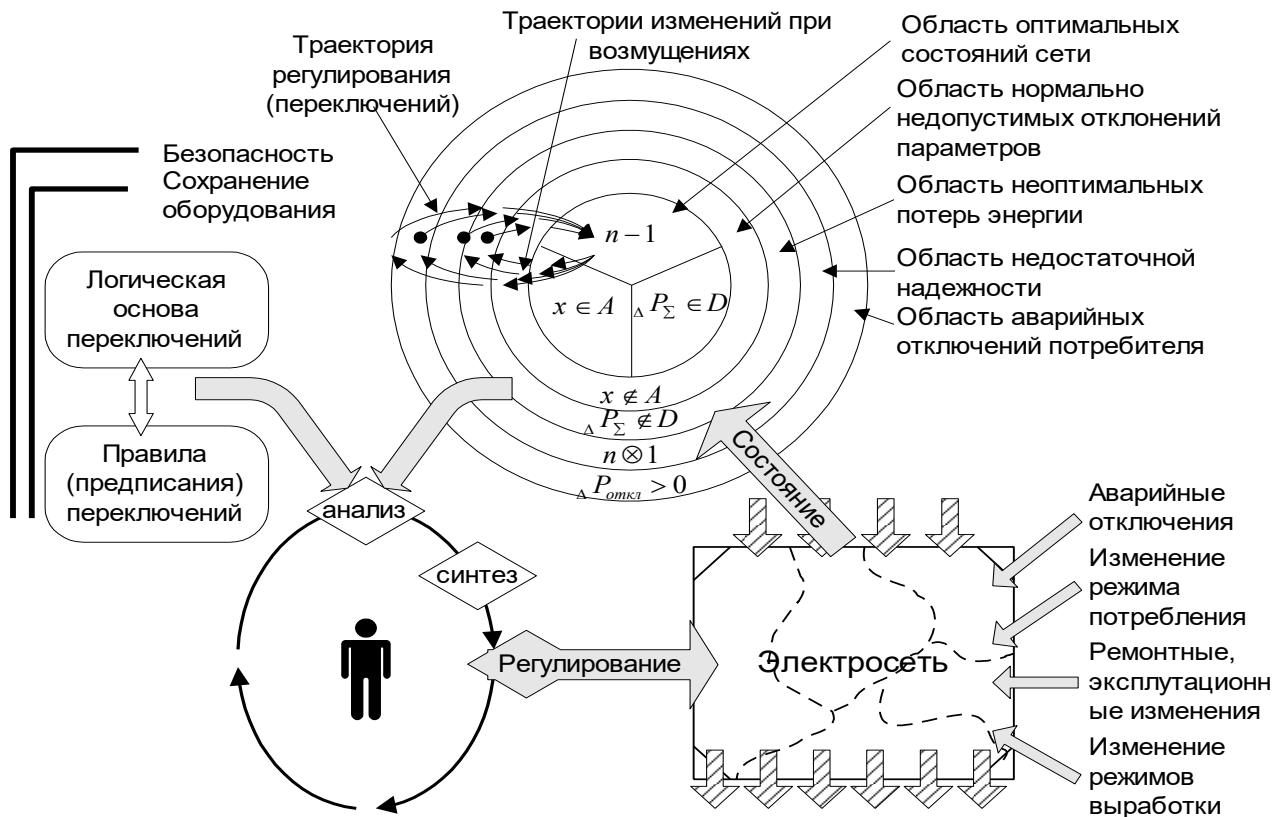
Аварийный режим, подлежащий быстрой ликвидации, может возникнуть в результате перехода от утяжеленного режима или внезапно – при предшествующем нормальном режиме (например, из-за КЗ).

Послеаварийный режим, в который ЭС переходит из аварийного (обычно в результате действия релейной защиты и автоматики), часто является утяжеленным и необходимо вмешательство оперативного персонала для восстановления длительно допустимого, т.е. нормального, режима. При успешном АПВ осуществляется автоматический переход от аварийного к нормальному без вмешательства персонала.

Задача управления режимами ЭС возложена на диспетчера. Одной из основных функций ОДУ по управлению режимами является функция переключений (маршрутизация потоков). Встроенность диспетчера для выполнения этой функции показана на рис. 2.

Здесь объектом управления является ЭС. У нее можно выделить несколько областей состояний:

- оптимальных состояний;
- нормально недопустимых отклонений параметров;
- неоптимальных потерь энергии;
- недостаточной надежности;
- аварийных отключений потребителя.



$n-1$ - критерий надежности состояния электросети;

$\chi \in A$ - условие допустимости режима электросети;

$\Delta P_{\Sigma} \in D$ - условие оптимальности режима с учетом потерь.

Рис. 2. Содержание функции переключений в электросетях

Причем постоянно происходит изменение состояний из-за возмущений:

- аварийных отключений;
- изменения режима потребления;
- ремонтных и эксплуатационных изменений;
- изменения режима выработки.

Перечисленные возмущения могут привести к выходу из области оптимальных состояний. Диспетчер на основе информации о текущем

состоянии сети, логической основы переключений проводит анализ ситуации, синтезирует решение по вводу в область оптимальных состояний и осуществляет регулирование (переключения).

Т.о., комплекс задач управления режимами связан с реализацией требований по надежности, качеству электроэнергии и экономичности.

Требования по надежности

Оценка и нормирование надежности электроснабжения должны выполняться в проектном и эксплуатационном аспектах. В настоящее время основным критерием надежности является критерий (n-1). Критерий надежности (n-1) говорит, что электроснабжение потребителей не должно нарушаться при отключении любого (ЛЭП, трансформатор, шина, выключатель и т.д.), но только одного элемента.

Требования по качеству электроэнергии

Показателями качества электроэнергии (КЭ) являются следующие показатели: установившееся отклонение напряжения δU_y ; размах изменения напряжения δU_t ; доза фликера P_t ; коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения K_U ; коэффициент n-ой гармонической составляющей напряжения $K_{U(n)}$; коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности K_{2U} ; коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности K_{0U} ; отклонение частоты Δf ; длительность провала напряжения Δt_n ; импульсное напряжение $U_{имп}$; коэффициент временного перенапряжения $K_{пер U}$.

Одной из основных характеристик качества электроэнергии является отклонение напряжения. Для отклонения напряжения δU_y установлены следующие нормы:

- нормально допустимые и предельно допустимые значения на выводах приемников электрической энергии равны соответственно $\pm 5\%$ и $\pm 10\%$ от номинального напряжения электрической сети.

Требования к регулированию напряжения в ЭС определяется в первую очередь необходимостью ограничения допустимыми пределами отклонений

напряжения на приемниках электроэнергии, при которых обеспечивается эффективное их использование и удовлетворяются требования надежности (достаточный срок службы приемников).

Напряжение в ЭС регулируется оперативным персоналом в соответствии с заданными графиками напряжения в основных узлах, служащих контрольными точками. Этими графиками, которые задаются в виде двух предельных уровней или в виде оптимального графика с предельно допустимыми отклонениями, должно обеспечиваться поддержание необходимых уровней напряжения в пунктах питания распределительной сети.

Поддержание заданных уровней напряжения осуществляется в настоящее время вручную и с помощью устройств автоматики воздействием на изменение коэффициентов трансформации силовых трансформаторов и последовательных регулировочных устройств, включением и отключением батарей конденсаторов и синхронных компенсаторов.

Требования экономичности

Как уже отмечалось выше, в нормальном режиме должно обеспечиваться удовлетворение потребностей в электрической энергии с соблюдением установленных требований по надежности и качеству при максимальной экономичности. Решение этой задачи обеспечивается: улучшением экономических характеристик оборудования; оптимизацией состава оборудования, включенных в работу; оптимизацией распределения активных мощностей между параллельно работающими энергосистемами, электростанциями и включенными агрегатами; оптимизацией использования энергоресурсов и выработки электроэнергии за длительный период; оптимизацией схемы и режима ЭС по напряжению и реактивной мощности.

Выбор схемы и оптимизация режима ЭС по напряжению и реактивной мощности производится по критерию минимума потерь активной мощности с учетом ограничений по предельным уровням напряжения, определяемым требованием качества электроэнергии и условиями работы оборудования.

3.2. Надежность операторных диспетчерских эргатических систем в электросетях

Эргатическая система – человеко-машинная система (ЭР).

Эргатический элемент – человек.

ЭР различаются по целям функционирования на:

- а) производственные (выработка электроэнергии и т.п.);
- б) информационные (результат функционирования – новая информация);
- в) эксплуатационные (изменение структуры, ремонт, обслуживание).

Под надежностью функционирования ЭР понимают свойство системы сохранять устойчивость процесса, заключающееся в отсутствии отказов неэргатических элементов и ошибок эргатических элементов.

Показатели надежности человека различают в зависимости от степени потери работоспособности и условий функционирования.

Например, модель деятельности диспетчера охватывает большой комплекс оборудования, отличающегося разнородностью: технологическое, электротехническое, информационные связи..., АСДУ и т.п., и сложностью функционирования.

Цена отказа (ошибки) здесь велика и это обстоятельство предъявляет повышенные требования к надежности ЭР.

Надежность диспетчера в ЭР характеризуется следующими параметрами:

- демографический отказ – неработоспособное состояние человека, в т.ч. биологический отказ (смерть);
- физиологический отказ – временная потеря работоспособности после 16-24ч непрерывного функционирования (вероятность отказа увеличивается после 6-8 ч непрерывной работы);
- психологический отказ – ошибки персонала вследствие стресса или испуга.

Надежность системы зависит от структуры информации диспетчера, ее систематизации, глубины, связей.

Информация делится на:

- основную – о протекании технологического процесса управления сетями;
- дополнительную – поступающую от других диспетчеров и нормативную и справочную;
- сведения о внешних воздействиях.

Она количественно оценивается следующими показателями:

$$R_{ЭРИ} = R_{И} + R_{СКС} - R_{И}R_{СКС},$$

где $R_{ЭРИ}$ – вероятность достоверной информации

$R_{И}$ – вероятность правильной оценки информации диспетчером

$R_{СКС}$ – вероятность безотказной работы систем контроля, измерения и сигнализации.

Пример. На подстанции произошло погашение одной из двух секций шин 10 кВ, питающих промышленное предприятие I категории. Каждая из секций подстанции имеет автоматическое включение резерва (АВР) от постороннего источника питания (рис. 3).

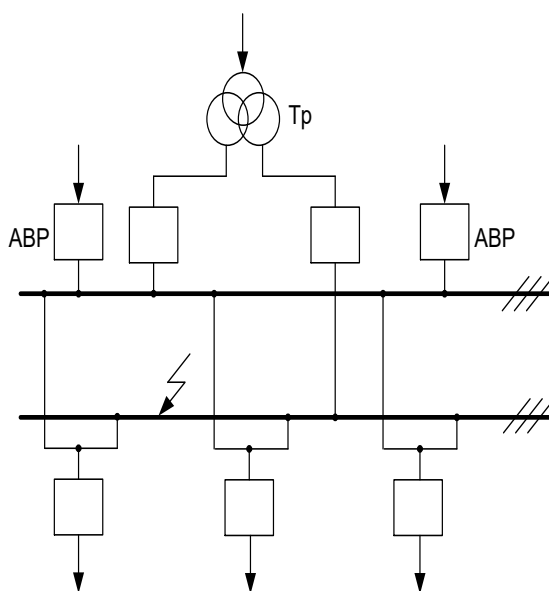


Рис. 3. Схема РУ 10 кВ подстанции

Перед дежурным электромонтером стоят задачи по бесперебойному электроснабжению потребителя:

1) необходимость принятия решения по подаче напряжения на обесточенную секцию:

а) если АВР сработало неуспешно, то дежурный электромонтер должен повторно подать напряжение;

б) если АВР сработало успешно, то никаких оперативных действий электромонтер не предпринимает.

Вероятность необходимости принятия решения в обоих случаях – $R_{п}$;

2) выбор альтернативного варианта в случае устойчивого КЗ на шинах отключившейся секции:

а) отключить присоединения от поврежденной секции;

б) перевести присоединения с поврежденной секции на другую.

Выбор альтернативного варианта осуществляется после принятия решения к действию и может привести к успешному или неуспешному исходу. Успешный исход выбора альтернативного варианта может произойти с вероятностью

$$R_A = R_{II} \cdot R_{\text{Э}\alpha},$$

где $R_{\text{Э}\alpha}$ – вероятность правильного выбора варианта.

В случае отклонения правильного варианта (ошибка первого рода) приходится продолжать поиск альтернативного варианта. В случае принятия неправильного варианта (ошибка второго рода) произойдет неуспешный исход с вероятностью

$$P_A = R_{II} \cdot P_{\beta}.$$

Учет эргатического фактора при расчете надежности

а) действие эргатического элемента (человека), Э одновременно с работой системы (техники) Т без компенсации отказов:

вероятность безотказной работы системы

$$P_C = R_{\text{Э}} P_T;$$

б) действие Э одновременно с Т с компенсацией отказов или заменой одного элемента другим, т.е в любой момент Э компенсирует отказы Т или Т устраняет ошибки Э:

вероятность безотказной работы системы

$$P_C = R_{\text{Э}} + P_T - R_{\text{Э}}P_T ;$$

в) последовательность действий Э и работы Т:

вероятность безотказной работы системы

$$P_C = R_{\text{Э}}\varphi + R_T(1-\varphi),$$

где φ – множество состояний при принятии решений.

$\varphi=1$ – решение принято

$\varphi=0$ – человек не участвует в управлении системой (автоматизация процессов управления)

- аварийное воздействие Э при отказах Т.

Работоспособные состояния Т и Э совместны при аварии

$$P_C = R_{\text{Э}}R_T \varphi .$$

Работоспособные состояния Т и Э несовместны

$$P_C = R_T(1-\varphi) .$$

Состояния ЭР несовместны с вероятностями этих состояний, т.е. возмущающий фактор исключает противоположное событие (управляющее воздействие в одном узле, а оценка надежности в другом)

$$P_c = \frac{R_T(1-\varphi)}{1 - R_{\text{Э}}R_T \varphi} .$$

Оперативные переключения

1. Прием и оценка информации.

Вероятность достоверной информации – критерий оценки состояния схемы электротехнических соединений.

2. Принятие решений.

Состоит в выборе одного из нескольких альтернативных вариантов, например:

составить бланк переключений;

воспользоваться типовыми;

переключения производить без бланка двумя лицами или единолично и

т.д.

При выполнении операции двумя лицами

$$R_{\text{Э}} = 2 R_{\text{Э}\alpha} - R_{\text{Э}\alpha}^2,$$

где $R_{\text{Э}}$ – оценка действий оператора – вероятностное событие

или

$$R_{\text{Э}} = 2 R_{\text{Э}\beta} - R_{\text{Э}\beta}^2.$$

3. Совершение действий на основе принятого решения.

В перечне мероприятий расписываются отдельные действия; например:

составление бланка переключений;

уведомление потребителей о предстоящих переключениях;

вызов представителей службы РЗ для их переключений в случае необходимости;

проверка изолирующих средств;

отключение и включение КА и заземляющих ножей;

вывешивание плакатов по ТБ и установка ограждений.

Вероятность процесса функционирования системы и ее работоспособного состояния определяют по выражениям

а) ЭР без компенсации отказов Э и Т

$$P = \frac{\varphi(F_0) R_{\text{Э}} R_{\text{Т}}}{D_0 D_n},$$

где $\varphi(F_0)$ – процесс принятия решения по результатам оценки информации.

$\varphi(F_0) = 0$ или 1

$$D_0 = \frac{1}{R_{\text{ЭР}\mu 0}},$$

$$D_n = \frac{1}{R_{\text{ЭР}\mu n}}.$$

Где $R_{Эрп0}$, $R_{Эрпn}$ - верить достоверной информации, зависящая от надежности системы информации, которая может быть эргатической, здесь О – прием, п – оценка.

1) ЭР с компенсацией отказов Э и Т (рис. 4), система «слежения»

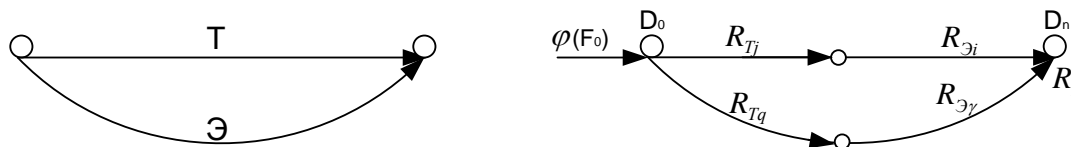


Рис. 4. С компенсацией (слежение)

$$R_n = \varphi(F_0) [R_{Эi} \cdot R_{Tj} + (1 - R_{Эi} \cdot R_{Tj}) \cdot R_{Эγ} \cdot R_{Tq}] / D_0 \cdot D_n$$

2) ЭР с прямой связью (рис. 5), система «коррекции»,

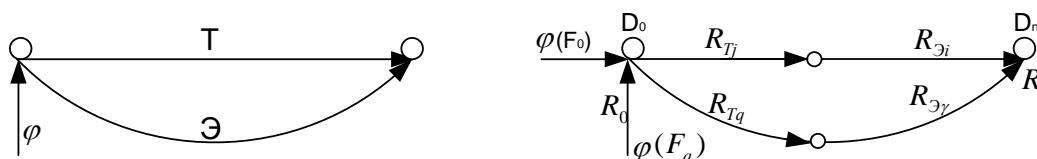


Рис. 5. Коррекция

$$R_n = \{ [\varphi(F_0) - \varphi(F_q)] R_{Эi} \cdot R_{Tj} + \varphi(F_q) \cdot R_{Эγ} \cdot R_{Tq} \} / D_0 \cdot D_n$$

3) ЭР с обратной связью (рис. 6), система «аварийного воздействия»,

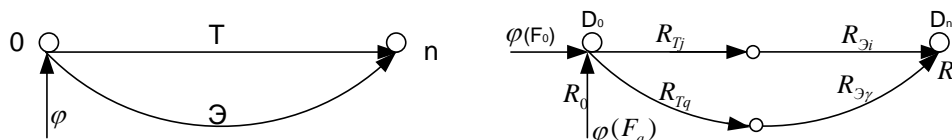


Рис. 6. Аварийное воздействие

$$R_n = [\varphi(F_0) - \varphi(F_q)] R_{Эi} \cdot R_{Tj} / [D_0 \cdot D_n - \varphi(F_q) R_{Эi} R_{Tj} R_{Эγ} \cdot R_{Tq}]$$

3.3. Оперативные состояния оборудования

Основными оперативными состояниями электрического оборудования (трансформаторов, коммутационных аппаратов, шин, устройств РЗА и т.п.), установленного на подстанциях энергопредприятий (энергообъединений), являются – рабочее, ремонтное, резервное (в том числе в автоматическом резерве), под напряжением.

Оборудование считается находящимся в *работе*, если коммутационные аппараты в его цепи включены и образована замкнутая электрическая цепь между источником питания и приемником электроэнергии.

Если оборудование отключено коммутационными аппаратами или расшиновано и подготовлено к производству работ, то независимо от выполнения на нем ремонтных работ в данный момент времени оно считается находящимся в *ремонте*.

Оборудование считается находящимся в *резерве*, если оно отключено коммутационными аппаратами и возможно немедленное включение его в работу с помощью этих коммутационных аппаратов.

Оборудование считается находящимся в *автоматическом резерве*, если оно отключено только выключателями или отделителями, имеющими автоматический привод на включение, и может быть введено в работу действием автоматических устройств.

Оборудование считается *находящимся под напряжением*, если оно подключено коммутационными аппаратами к источнику напряжения, но тем не менее не находится в работе (силовой трансформатор на холостом ходу, линия электропередачи, включенная со стороны питающей ее подстанции и т.д.).

Устройство релейной защиты и автоматики считается *включенным в работу*, если выходная цепь этого устройства с помощью накладок (блоков, ключей) подключена к электромагнитам управления включающих или отключающих коммутационных аппаратов.

Устройство релейной защиты и автоматики считается *отключенным*, если выходная цепь этого устройства отключена накладками (блоками, ключами) от электромагнитов управления коммутационных аппаратов.

Устройство релейной защиты и автоматики считается *отключенным для технического обслуживания* (эксплуатационной проверки), если его нельзя включить в работу из-за неисправности и необходимости проведения профилактических работ.

Перевод оборудования из одного оперативного состояния в другое происходит в результате оперативных переключений. Оперативные переключения выполняют также при всевозможных изменениях режимов работы оборудования и при ликвидации аварийных ситуаций, когда перевод оборудования из одного оперативного состояния в другое происходит автоматически – в результате действия релейной защиты и автоматических устройств.

Изменением оперативного состояния оборудования на подстанциях (электрических станциях) руководит диспетчер, в оперативном управлении которого находится основное оборудование, устройства релейной защиты и различные автоматические устройства, а в оперативном подчинении – персонал, осуществляющий их эксплуатацию.

3.4. Мероприятия, обеспечивающие безопасность работ

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках, являются:

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

Ответственными за безопасное ведение работ являются: выдающий наряд, отдающий распоряжение, утверждающий перечень работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации; ответственный руководитель работ; допускающий; производитель работ; наблюдающий; член бригады.

Ответственный работник	Совмещаемые обязанности
Выдающий наряд	<p>Ответственный руководитель работ</p> <p>Производитель работ</p> <p>Допускающий (в электроустановках, не имеющих местного оперативного персонала)</p>
Ответственный руководитель работ	<p>Производитель работ</p> <p>Допускающий (в электроустановках, не имеющих местного оперативного персонала)</p>
Производитель работ из числа оперативного персонала	<p>Допускающий (в электроустановках с простой и наглядной схемой)</p>

Технические мероприятия, обеспечивающие безопасность работ со снятием напряжения

При подготовке рабочего места со снятием напряжения должны быть в указанном порядке выполнены следующие технические мероприятия:

- произведены необходимые отключения и приняты меры, препятствующие подаче напряжения на место работы вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов;
- на приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационных аппаратов должны быть вывешены запрещающие плакаты;
- проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током;
- наложено заземление (включены заземляющие ножи, а там, где они отсутствуют, установлены переносные заземления);

- вывешены указательные плакаты "Заземлено", ограждены при необходимости рабочие места и оставшиеся под напряжением токоведущие части, вывешены предупреждающие и предписывающие плакаты.

Отключения

При подготовке рабочего места должны быть отключены:

- токоведущие части, на которых будут производиться работы;
- неогражденные токоведущие части, к которым возможно случайное приближение людей, механизмов и грузоподъемных машин на безопасное расстояние;
- цепи управления и питания приводов, закрыт воздух в системах управления коммутационными аппаратами, снят завод с пружин и грузов у приводов выключателей и разъединителей.

В электроустановках напряжением **выше 1000 В** с каждой стороны, с которой коммутационным аппаратом на рабочее место может быть подано напряжение, должен быть видимый разрыв. Видимый разрыв может быть создан отключением разъединителей, снятием предохранителей, отключением отделителей и выключателей нагрузки, отсоединением или снятием шин и проводов.

Силовые трансформаторы и трансформаторы напряжения, связанные с выделенным для работ участком электроустановки, должны быть отключены и схемы их разобраны также со стороны других своих обмоток для исключения возможности обратной трансформации.

После отключения выключателей, разъединителей (отделителей) и выключателей нагрузки с ручным управлением необходимо визуально убедиться в их отключении и отсутствии шунтирующих перемычек.

В электроустановках напряжением **выше 1000 В** для предотвращения ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов, которыми может быть подано напряжение к месту работы, должны быть приняты следующие меры:

-у разъединителей, отделителей, выключателей нагрузки ручные приводы в отключенном положении должны быть заперты на механический замок;

- у приводов коммутационных аппаратов, имеющих дистанционное управление, должны быть отключены силовые цепи и цепи управления;

- у пружинных приводов включающий включающие пружины должны быть приведены в нерабочее положение;

- должны быть вывешены запрещающие плакаты.

В электроустановках напряжением **до 1000 В** со всех токоведущих частей, на которых будет проводиться работа, напряжение должно быть снято отключением коммутационных аппаратов с ручным приводом, а при наличии в схеме предохранителей - снятием последних. При отсутствии в схеме предохранителей предотвращение ошибочного включения коммутационных аппаратов должно быть обеспечено такими мерами, как запирающие ручки или дверца шкафа, закрытие кнопок, установка между контактами коммутационного аппарата изолирующих накладок и др. При снятии напряжения коммутационным аппаратом с дистанционным управлением необходимо разомкнуть вторичную цепь включающей катушки. Перечисленные меры могут быть заменены распиновкой или отсоединением кабеля, проводов от коммутационного аппарата либо от оборудования, на котором должны проводиться работы.

Необходимо вывесить запрещающие плакаты.

Вывешивание запрещающих плакатов

На приводах (рукоятках приводов) коммутационных аппаратов с ручным управлением (выключателей, отделителей, разъединителей, рубильников, автоматов) во избежание подачи напряжения на рабочее место должны быть вывешены плакаты ***"Не включать! Работают люди"***.

У однополюсных разъединителей плакаты вывешиваются на приводе каждого полюса, у разъединителей, управляемых оперативной штангой, - на ограждениях. На задвижках, закрывающих доступ воздуха в пневматические

приводы разъединителей, вывешивается плакат ***"Не открывать! Работают люди"***.

На присоединениях напряжением до 1000 В, не имеющих коммутационных аппаратов, плакат ***"Не включать! Работают люди"*** должен быть вывешен у снятых предохранителей.

Плакаты должны быть вывешены на ключах и кнопках дистанционного и местного управления, а также на автоматах или у места снятых предохранителей цепей управления коммутационных аппаратов.

На приводах разъединителей, которыми отключена для работ ВЛ или КЛ, независимо от числа работающих бригад, вывешивается один плакат ***"Не включать! Работа на линии"***. Этот плакат вывешивается и снимается по указанию оперативного персонала, ведущего учет числа работающих на линии бригад.

Проверка отсутствия напряжения

Проверять отсутствие напряжения необходимо указателем напряжения, исправность которого перед применением должна быть установлена с помощью предназначенных для этой цели специальных приборов или приближением к токоведущим частям, заведомо находящимся под напряжением.

В электроустановках напряжением ***выше 1000 В*** пользоваться указателем напряжения необходимо в диэлектрических перчатках. В электроустановках напряжением ***35 кВ и выше*** для проверки отсутствия напряжения можно пользоваться изолирующей штангой, прикасаясь ею несколько раз к токоведущим частям. Признаком отсутствия напряжения является отсутствие искрения и потрескивания. На одноцепных ВЛ напряжением 330 кВ и выше достаточным признаком отсутствия напряжения является отсутствие коронирования.

В РУ проверять отсутствие напряжения разрешается одному работнику из числа оперативного персонала, имеющему группу IV, - в электроустановках

напряжением выше 1000 В и имеющему группу III, - в электроустановках напряжением до 1000 В.

На ВЛ проверку отсутствия напряжения должны выполнять два работника: на ВЛ напряжением *выше 1000 В* - работники, имеющие группы IV и III, на ВЛ напряжением *до 1000 В* - работники, имеющие группу III.

Установка заземления

Устанавливать заземления на токоведущие части необходимо непосредственно после проверки отсутствия напряжения

Переносное заземление сначала нужно присоединить к заземляющему устройству, а затем, после проверки отсутствия напряжения, установить на токоведущие части.

Снимать переносное заземление необходимо в обратной последовательности.

Установка и снятие переносных заземлений должны выполняться в диэлектрических перчатках с применением в электроустановках напряжением выше 1000 В изолирующей штанги. Закреплять зажимы переносных заземлений следует этой же штангой или непосредственно руками в диэлектрических перчатках.

Установка заземлений в распределительных устройствах

В электроустановках напряжением *выше 1000 В* заземляться должны токоведущие части всех фаз (полюсов) отключенного для работ участка со всех сторон, откуда может быть подано напряжение, за исключением отключенных для работы сборных шин, на которые достаточно установить одно заземление. При работах на отключенном линейном разъединителе на провода спусков со стороны ВЛ независимо от наличия заземляющих ножей на разъединителе должно быть установлено дополнительное заземление.

Заземленные токоведущие части должны быть отделены от токоведущих частей, находящихся под напряжением, видимым разрывом. Установленные заземления могут быть отделены от токоведущих частей, на которых непосредственно ведется работа, отключенными выключателями,

разъединителями, отделителями или выключателями нагрузки, снятыми предохранителями, демонтированными шинами или проводами. Непосредственно на рабочем месте заземление на токоведущие части дополнительно должно быть установлено в тех случаях, когда эти части могут оказаться под наведенным напряжением (потенциалом). Переносные заземления следует присоединять к токоведущим частям в местах, очищенных от краски.

В электроустановках напряжением *до 1000 В* при работах на сборных шинах РУ, щитов, сборок напряжение с шин должно быть снято и шины (за исключением шин, выполненных изолированным проводом) должны быть заземлены.

Допускается временное снятие заземлений, установленных при подготовке рабочего места, если это требуется по характеру выполняемых работ (измерение сопротивления изоляции и т.п.). Временное снятие и повторную установку заземлений выполняют оперативный персонал либо по указанию выдающего наряд производитель работ. Разрешение на временное снятие заземлений, а также на выполнение этих операций производителем работ должно быть внесено в строку наряда "Отдельные указания" с записью о том, где и для какой цели должны быть сняты заземления.

В электроустановках напряжением *до 1000 В* операции по установке и снятию заземлений разрешается выполнять одному работнику, имеющему группу III, из числа оперативного персонала.

В электроустановках напряжением *выше 1000 В* устанавливать переносные заземления должны два работника: один - имеющий группу IV (из числа оперативного персонала), другой - имеющий группу III; работник, имеющий группу III, может быть из числа ремонтного персонала, а при заземлении присоединений потребителей - из персонала потребителей. На удаленных подстанциях по разрешению административно-технического или оперативного персонала при установке заземлений в основной схеме

разрешается работа второго работника, имеющего группу III, из числа персонала потребителей; включать заземляющие ножи может один работник, имеющий группу IV, из числа оперативного персонала. Отключать заземляющие ножи и снимать переносные заземления единолично может работник из числа оперативного персонала, имеющий группу III.

Установка заземлений на ВЛ

ВЛ напряжением ***выше 1000 В*** должны быть заземлены во всех РУ и у секционирующих коммутационных аппаратов, где отключена линия.

ВЛ напряжением ***6 - 20 кВ*** заземлять только в одном РУ или у одного секционирующего аппарата либо на ближайшей к РУ или секционирующему аппарату опоре.

На ВЛ напряжением ***до 1000 В*** достаточно установить заземление только на рабочем месте.

Дополнительно к заземлениям на рабочем месте каждой бригады должны быть заземлены провода всех фаз, а при необходимости и грозозащитные тросы.

Переносные заземления следует присоединять на ***металлических опорах*** - к их элементам, на ***железобетонных*** и ***деревянных опорах*** с заземляющими спусками - к этим спускам после проверки их целостности. На железобетонных опорах, не имеющих заземляющих спусков, можно присоединять заземления к траверсам и другим металлическим элементам опоры, имеющим контакт с заземляющим устройством.

На ВЛ, отключенных для ремонта, устанавливать, а затем снимать переносные заземления и включать имеющиеся на опорах заземляющие ножи должны работники из числа оперативного персонала: один, имеющий группу IV (на ВЛ напряжением ***выше 1000 В***) или группу III (на ВЛ напряжением ***до 1000 В***), второй - имеющий группу III.

Отключать заземляющие ножи разрешается одному работнику, имеющему группу III, из числа оперативного персонала.

На рабочих местах на ВЛ устанавливать переносные заземления может производитель работ с членом бригады, имеющим группу III. Снимать эти переносные заземления могут по указанию производителя работ два члена бригады, имеющие группу III.

Ограждение рабочего места, вывешивание плакатов

В электроустановках должны быть вывешены плакаты "***Заземлено***" на приводах разъединителей, отделителей и выключателей нагрузки, при ошибочном включении которых может быть подано напряжение на заземленный участок электроустановки, и на ключах и кнопках дистанционного управления коммутационными аппаратами.

Для временного ограждения токоведущих частей, оставшихся под напряжением, могут применяться щиты, ширмы, экраны и т.п., изготовленные из изоляционных материалов. На временные ограждения должны быть нанесены надписи "***Стой! Напряжение***".

В электроустановках напряжением ***до 20 кВ*** в тех случаях, когда нельзя оградить токоведущие части щитами, допускается применение изолирующих накладок, помещаемых между отключенными и находящимися под напряжением токоведущими частями (например, между контактами отключенного разъединителя). Эти накладки могут касаться токоведущих частей, находящихся под напряжением. Устанавливать и снимать изолирующие накладки должны два работника, имеющие группы IV и III. При операциях с накладками следует использовать диэлектрические перчатки, изолирующую штангу (клещи).

В ОРУ при работах, проводимых с земли, и на оборудовании, установленном на фундаментах и отдельных конструкциях, рабочее место должно быть ограждено (с оставлением проезда, прохода) канатом, веревкой или шнуром из растительных либо синтетических волокон с вывешенными на них плакатами "***Стой! Напряжение***", обращенными внутрь огражденного пространства. Эти плакаты может устанавливать работник, имеющий группу III, из числа ремонтного персонала под руководством допускающего.

На конструкциях, граничащих с той, по которой разрешается подниматься, внизу должен быть вывешен плакат ***"Не влезай! Убьет"***.

На стационарных лестницах и конструкциях, по которым для проведения работ разрешено подниматься, должен быть вывешен плакат ***"Влезать здесь!"***.

На подготовленных рабочих местах в электроустановках должен быть вывешен плакат ***"Работать здесь"***.

Не допускается убирать и переставлять до полного окончания работы плакаты и ограждения, установленные при подготовке к работе.

Включение электроустановок после полного окончания работ

Работник из числа оперативного персонала, получивший разрешение (распоряжение) на включение электроустановки после полного окончания работ, должен перед включением убедиться в готовности электроустановки к включению (проверить чистоту рабочего места, отсутствие инструмента и т.п.), снять временные ограждения, переносные плакаты безопасности и заземления, установленные при подготовке рабочего места оперативным персоналом, восстановить постоянные ограждения.

Допускающему из числа оперативно - ремонтного персонала может быть предоставлено право после окончания работы в электроустановке включить ее без получения дополнительного разрешения или распоряжения. Предоставление права на такое включение должно быть записано в строке наряда "Отдельные указания". Право на такое включение может быть дано только в том случае, если к работам на электроустановке или ее участке не допущены другие бригады.

В аварийных случаях оперативный персонал или допускающий могут включить в работу выведенное в ремонт электрооборудование или электроустановку в отсутствие бригады до полного окончания работ при условии, что до прибытия производителя работ и возвращения им наряда на рабочих местах расставлены работники, обязанные предупредить производителя работ и всех членов бригады о том, что электроустановка включена и возобновление работ запрещается.

3.5. Периодические осмотры и испытания оборудования электрических подстанций

Периодический осмотр и испытания должны включать:

- осмотр установки, включая защиту от прямого прикосновения и от возгорания;
- испытание сопротивления изоляции;
- испытание непрерывности защитных проводников;
- испытание защиты от косвенного прикосновения;
- проверку работоспособности УЗО

После каждого периодического осмотра и испытаний должен составляться отчет, который должен включать в себя информацию об осмотре, проделанных испытаниях и их результатах, информацию о любых изменениях или модернизации и реконструкции установки и выявленных несоответствиях установки или ее частей действующим правилам и нормам.

Единоличный осмотр электроустановок, электротехнической части технологического оборудования может выполнять работник, имеющий группу не ниже III, из числа оперативного персонала, обслуживающего данную электроустановку в рабочее время или находящегося на дежурстве, либо работник из числа административно-технического персонала, имеющий группу V, для электроустановок напряжением выше 1000 В, и работник, имеющий группу IV, - для электроустановок напряжением до 1000 В и право единоличного осмотра на основании письменного распоряжения руководителя организации. Работники, не обслуживающие электроустановки, могут допускаться в них в сопровождении оперативного персонала, имеющего группу IV, в электроустановках напряжением выше 1000 В, и имеющего группу III - в электроустановках напряжением до 1000 В, либо работника, имеющего право единоличного осмотра.

Сопровождающий работник должен следить за безопасностью людей, допущенных в электроустановки, и предупреждать их о запрещении приближаться к токоведущим частям.

При осмотре электроустановок разрешается открывать двери щитов, сборок, пультов управления и других устройств.

При осмотре электроустановок напряжением выше 1000 В не допускается входить в помещения, камеры, не оборудованные ограждениями или барьерами, препятствующими приближению к токоведущим частям на безопасные расстояния. Не допускается проникать за ограждения и барьеры электроустановок. Не допускается выполнение какой-либо работы во время осмотра.

При замыкании на землю в электроустановках напряжением 3 - 35 кВ приближаться к месту замыкания на расстояние менее 4 м в ЗРУ и менее 8 м - в ОРУ и на ВЛ допускается только для оперативных переключений с целью ликвидации замыкания и освобождения людей, попавших под напряжение. При этом следует пользоваться электрорезиновыми средствами защиты.

Отключать и включать разъединители, отделители и выключатели напряжением выше 1000 В с ручным приводом необходимо в диэлектрических перчатках.

Снимать и устанавливать предохранители следует при снятом напряжении.

Допускается снимать и устанавливать предохранители, находящиеся под напряжением, но без нагрузки.

Под напряжением и под нагрузкой допускается заменять: предохранители во вторичных цепях, предохранители трансформаторов напряжения и предохранители пробочного типа.

При снятии и установке предохранителей под напряжением необходимо пользоваться: в электроустановках напряжением выше 1000 В - изолирующими клещами (штангой) с применением диэлектрических перчаток и средств защиты лица или глаз; в электроустановках напряжением до 1000 В - изолирующими клещами или диэлектрическими перчатками и средствами защиты лица и глаз.

Двери помещений электроустановок, камер, щитов и сборок, кроме тех, в которых проводятся работы, должны быть закрыты на замок. Порядок хранения и выдачи ключей от электроустановок определяется распоряжением руководителя организации. Ключи от электроустановок должны находиться на учете у оперативного персонала. В электроустановках, не имеющих местного оперативного персонала, ключи могут быть на учете у административно-технического персонала. Ключи должны быть пронумерованы и храниться в запираемом ящике. Один комплект должен быть запасным.

Ключи должны выдаваться под расписку работникам, имеющим право единоличного осмотра (в том числе оперативному персоналу) - от всех помещений: при допуске по наряду-допуску - допускающему из числа оперативного персонала, ответственному руководителю и производителю работ, наблюдающему - от помещений, в которых предстоит работать.

Ключи подлежат возврату ежедневно по окончании осмотра или работы.

При работе в электроустановках, не имеющих местного оперативного персонала, ключи должны возвращаться не позднее следующего рабочего дня после осмотра или полного окончания работы. Выдача и возврат ключей должны учитываться в специальном журнале произвольной формы или в оперативном журнале.

При несчастных случаях для освобождения пострадавшего от действия электрического тока напряжение должно быть снято немедленно без предварительного разрешения.

Коммутационные аппараты

Допуск к работе на коммутационном аппарате разрешается после выполнения технических мероприятий, обеспечивающих безопасность работы, включая мероприятия, препятствующие ошибочному срабатыванию коммутационного аппарата.

Перед подъемом на воздушный выключатель для испытания или наладки следует: отключить цепи управления; заблокировать кнопку местного управления или пусковые клапаны путем установки специальных заглушек

либо запереть шкафы и поставить около выключателя проинструктированного члена бригады, который допускал бы к оперированию выключателем (после подачи оперативного тока) только одного определенного работника по указанию производителя работ. Во время нахождения работников на воздушном выключателе, находящемся под давлением, необходимо прекратить все работы в шкафах управления и распределительных шкафах. Выводы выключателя напряжением 220 кВ и выше действующих подстанций для снятия наведенного напряжения должны быть заземлены.

Во время отключения и включения воздушных выключателей при опробовании, наладке и испытаниях присутствие работников около выключателей не допускается. Команду на выполнение операций выключателем производитель работ должен подать после того, как члены бригады будут удалены от выключателя на безопасное расстояние или в укрытие. Для пробных включений и отключений коммутационного аппарата при его наладке и регулировке допускается при несданном наряде временная подача напряжения в цепи оперативного тока, силовые цепи привода, а также подача воздуха на выключатели.

Установку снятых предохранителей, включение отключенных автоматов и открытие задвижек для подачи воздуха, а также снятие на время опробования плакатов безопасности должен осуществлять оперативный персонал.

Операции по опробованию коммутационного аппарата может осуществлять производитель работ, если на это получено разрешение выдавшего наряд и подтверждено записью в строке "Отдельные указания" наряда, либо оперативный персонал по требованию производителя работ. После опробования, при необходимости продолжения работы на коммутационном аппарате, оперативным персоналом должны быть выполнены технические мероприятия, требуемые для допуска бригады к работе. В электроустановках, не имеющих местного оперативного персонала, повторного разрешения для подготовки рабочего места и допуска к работе после опробования коммутационного аппарата производителю работ не требуется.

Комплектные распределительные устройства

При работе на оборудовании тележки или в отсеке шкафа КРУ тележку с оборудованием необходимо выкатить в ремонтное положение, шторку отсека, в котором токоведущие части остались под напряжением, запереть на замок и вывесить плакат безопасности "Стой! Напряжение"; на тележке или в отсеке, где предстоит работать, вывесить плакат "Работать здесь".

При работах вне КРУ на подключенном к ним оборудовании или на отходящих ВЛ и КЛ тележку с выключателем необходимо выкатить в ремонтное положение из шкафа; шторку или дверцы запереть на замок и на них вывесить плакаты "Не включать! Работают люди" или "Не включать! Работа на линии".

При этом допускается: при наличии блокировки между заземляющими ножами и тележкой с выключателем устанавливать тележку в контрольное положение после включения этих ножей; при отсутствии такой блокировки или заземляющих ножей в шкафах КРУ устанавливать тележку в промежуточное положение между контрольным и ремонтным при условии запираания ее на замок. Тележка может быть установлена в промежуточное положение независимо от наличия заземления на присоединении. Оперировать выкатной тележкой КРУ с силовыми предохранителями разрешается под напряжением, но без нагрузки.

Устанавливать в контрольное положение тележку с выключателем для опробования и работы в цепях управления и защиты разрешается в тех случаях, когда работы вне КРУ на отходящих ВЛ и КЛ или на подключенном к ним оборудовании, включая механизмы, соединенные с электродвигателями, не проводятся или выполнено заземление в шкафу КРУ.

В РУ, оснащенных вакуумными выключателями, испытания дугогасительных камер повышенным напряжением с амплитудным значением более 20 кВ необходимо выполнять с использованием специального экрана для защиты персонала от возникающих рентгеновских излучений.

Мачтовые (столбовые) ТП и КТП

При работах на оборудовании мачтовых и столбовых ТП и КТП без отключения питающей линии напряжением выше 1000 В разрешаются лишь те осмотры и ремонты, которые возможно выполнять стоя на площадке и при условии соблюдения расстояний до токоведущих частей, находящихся под напряжением.

Если эти расстояния меньше допустимых, то работа должна выполняться при отключении и заземлении токоведущих частей напряжением выше 1000 В.

Допуск к работам на мачтовых ТП и КТП киоскового типа независимо от наличия или отсутствия напряжения на линии должен быть произведен только после отключения сначала коммутационных аппаратов напряжением до 1000 В, затем линейного разъединителя напряжением выше 1000 В и наложения заземления на токоведущие части подстанции.

Если возможна подача напряжения со стороны 380/220 В, то линии этого напряжения должны быть отключены с противоположной питающей стороны, приняты меры против их ошибочного или самопроизвольного включения, а на подстанции на эти линии до коммутационных аппаратов наложены заземления.

На мачтовых трансформаторных подстанциях, переключательных пунктах и других устройствах, не имеющих ограждений, приводы разъединителей, выключателей нагрузки, шкафы напряжением выше 1000 В и щиты напряжением до 1000 В должны быть заперты на замок.

Стационарные лестницы у площадки обслуживания должны быть заблокированы с разъединителями и заперты на замок.

Силовые трансформаторы, масляные шунтирующие и дугогасящие реакторы

Осмотр силовых трансформаторов (далее - трансформаторов), масляных шунтирующих и дугогасящих реакторов (далее - реакторов) должен выполняться непосредственно с земли или со стационарных лестниц с поручнями.

Отбор газа из газового реле работающего трансформатора (реактора) должен выполняться после разгрузки и отключения трансформатора (реактора).

Работы по регенерации трансформаторного масла, его осушке, чистке, дегазации должны выполняться с использованием защитной одежды и обуви.

В процессе слива и залива трансформаторного масла в силовые трансформаторы напряжением 110 кВ и выше вводы трансформаторов должны быть заземлены во избежание появления на них электростатического заряда.

Измерительные трансформаторы тока

Не допускается использовать шины в цепи первичной обмотки трансформаторов тока в качестве токоведущих при монтажных и сварочных работах.

До окончания монтажа вторичных цепей, электроизмерительных приборов, устройств релейной защиты и электроавтоматики вторичные обмотки трансформаторов тока должны быть замкнуты накоротко.

При проверке полярности вторичных обмоток прибор, указывающий полярность, должен быть присоединен к зажимам вторичной обмотки до подачи импульса в первичную обмотку трансформаторов тока.

Аккумуляторные батареи

Аккумуляторное помещение должно быть всегда заперто на замок. Работникам, осматривающим эти помещения и выполняющим в них работу, ключи выдаются на общих основаниях.

Не допускается курение в аккумуляторном помещении, вход в него с огнем, пользование электронагревательными приборами, аппаратами и инструментами, которые могут дать искру.

На дверях аккумуляторного помещения должны быть сделаны надписи "Аккумуляторная", "Огнеопасно", "Запрещается курить" или вывешены соответствующие знаки безопасности о запрещении использования открытого огня и курения.

В аккумуляторных помещениях приточно-вытяжная вентиляция должна включаться перед началом заряда и отключаться не ранее чем через 1,5 часа после окончания заряда.

В каждом аккумуляторном помещении должны быть: стеклянная или фарфоровая (полиэтиленовая) кружка с носиком (или кувшин) емкостью 1,5 - 2 л для составления электролита и доливки его в сосуды; уксусной эссенции (одна часть на восемь частей воды) для щелочных батарей; вода для обмыва рук; полотенце.

На всех сосудах с электролитом, дистиллированной водой и нейтрализующими растворами должны быть сделаны соответствующие надписи (наименование).

Кислота должна храниться в стеклянных бутылках с притертыми пробками, снабженных бирками с названием кислоты. Бутыли с кислотой и порожние бутылки должны находиться в отдельном помещении при аккумуляторной батарее. Бутыли следует устанавливать на полу в корзинах или деревянных обрешетках.

Все работы с кислотой, щелочью и свинцом должны выполнять специально обученные работники.

Стеклянные бутылки с кислотами и щелочами должны переносить двое работников. Бутыль вместе с корзиной следует переносить в специальном деревянном ящике с ручками или на специальных носилках с отверстием посередине и обрешеткой, в которую бутылка должна входить вместе с корзиной на 2/3 высоты.

При приготовлении электролита кислота должна медленно (во избежание интенсивного нагрева раствора) вливаться тонкой струей из кружки в фарфоровый или другой термостойкий сосуд с дистиллированной водой. Электролит при этом все время нужно перемешивать стеклянным стержнем или трубкой либо мешалкой из кислотоупорной пластмассы.

Не допускается готовить электролит, вливая воду в кислоту. В готовый электролит доливать воду разрешается.

При работах с кислотой и щелочью необходимо надевать костюм (грубошерстный или хлопчатобумажный с кислотостойкой пропиткой при работе с кислотой и хлопчатобумажный - со щелочью), резиновые сапоги (под

брюки) или галоши, резиновый фартук, защитные очки и резиновые перчатки. Куски едкой щелочи следует дробить в специально отведенном месте, предварительно завернув их в мешковину.

Обслуживание аккумуляторных батарей и зарядных устройств должно выполняться специально обученным персоналом, имеющим группу III.

Конденсаторные установки

При проведении работ конденсаторы перед прикосновением к ним или их токоведущим частям после отключения установки от источника питания должны быть разряжены независимо от наличия разрядных устройств, присоединенных к шинам или встроенным в единичные конденсаторы.

Разряд конденсаторов - снижение остаточного напряжения до нуля - производится путем замыкания выводов накоротко и на корпус металлической шиной с заземляющим проводником, укрепленной на изолирующей штанге.

Выводы конденсаторов должны быть закорочены, если они не подключены к электрическим схемам, но находятся в зоне действия электрического поля (наведенного напряжения).

Не разрешается прикасаться к клеммам обмотки отключенного от сети асинхронного электродвигателя, имеющего индивидуальную компенсацию реактивной мощности, до разряда конденсаторов.

Не разрешается касаться голыми руками конденсаторов, пропитанных трихлордифенилом (ТХД) и имеющих течь.

При попадании ТХД на кожу необходимо промыть кожу водой с мылом, при попадании в глаза - промыть глаза слабым раствором борной кислоты или раствором двууглекислого натрия (одна чайная ложка пищевой соды на стакан воды).

Воздушные линии электропередачи

При обходах и осмотрах ВЛ назначать производителя работ не обязательно.

Во время осмотра ВЛ не допускается выполнять какие-либо ремонтные и восстановительные работы, а также подниматься на опору и ее конструктивные элементы.

Подъем на опору допускается при верховом осмотре ВЛ.

Проведение целевого инструктажа обязательно.

В труднопроходимой местности (болота, водные преграды, горы, лесные завалы и т.п.) и в условиях неблагоприятной погоды (дождь, снегопад, сильный мороз и т.п.), а также в темное время суток осмотр ВЛ должны выполнять не менее двух работников, имеющие группу II, один из которых назначается старшим. В остальных случаях осматривать ВЛ может один работник, имеющий группу II.

Не разрешается идти под проводами при осмотре ВЛ в темное время суток.

При поиске повреждений осматривающие ВЛ должны иметь при себе предупреждающие знаки или плакаты.

При проведении обходов должна быть обеспечена связь с диспетчером.

Не разрешается приближаться на расстояние менее 8 м к лежащему на земле проводу ВЛ напряжением выше 1000 В, к находящимся под напряжением железобетонным опорам ВЛ напряжением 6 - 35 кВ при наличии признаков протекания тока замыкания на землю (повреждение изоляторов, прикосновение провода к телу опоры, испарение влаги из почвы, возникновение электрической дуги на стойках и в местах заделки опоры в грунт и др.).

В этих случаях вблизи провода или опоры следует организовать охрану для предотвращения приближения к месту замыкания людей и животных, установить по мере возможности предупреждающие знаки или плакаты, сообщить о происшедшем владельцу ВЛ.

Сроки осмотра электроустановок электротехническим персоналом

Наименование электроустановки	Периодичность плановых осмотров		Примечание
	с постоянным дежурством	без постоянного дежурства	
Трансформаторы			Внеочередной осмотр проводится: после неблагоприятных воздействий (гроза, резкое изменение температуры, сильный ветер и др.) при работе газовой защиты
а) главных ТП;	1 раз в сутки	-	
б) остальных ТП;	1 раз в месяц	1 раз в месяц	
Распределительные устройства	1 раз в сутки	1 раз в месяц	Внеочередной осмотр при неблагоприятной погоде (туман, гололед, мокрый снег и т.д.)
Воздушные линии электропередачи		1 раз в год	Периодичность осмотра ВЛ осуществляется по графику с учетом местных условий. Внеочередные осмотры производятся при гололеде, при пляске проводов, при ледоходе и разливе рек в зоне ВЛ, после сильных бурь, ураганов, а также отключения ВЛ релейной защитой и неуспешного действия автоматики
Кабельные линии напряжением до 35 кВ,			
а) проложенные в земле;		1 раз в 3 месяца	
б) проложенные на эстакадах, в туннелях, блоках, каналах, галереях и по стенам зданий;		1 раз в 6 мес.	
в) кабельных колодцев;		1 раз в 2 года	
г) подводных кабелей		по местным инструкциям	
Релейная защита			
Электроавтоматика, телемеханика и вторичные цепи	по местным инструкциям	по местным инструкциям	
Заземляющие устройства			
а) видимая часть устройства	1 раз в 6 мес.	1 раз в 6 мес.	
б) с выборочным вскрытием грунта	1 раз в 12 лет	1 раз в 12 лет	
Защита от перенапряжений	Во время очередных обходов, а также после каждой грозы, вызвавшей работу РЗ на отходящих ВЛ	При осмотре всего оборудования	Производится при осмотре линии электропередачи
а) трубчатые разрядники			
б) средства защиты на подстанциях			
Конденсаторные установки	1 раз в сутки	1 раз в месяц	
Аккумуляторные установки	1 раз в сутки		Специально выделенным работникам — 2 раза в месяц, ответственным за электрохозяйство — 1 раз в месяц
Электрическое освещение: проверка исправности аварийного освещения при отключении рабочего	2 раза в год	2 раза в год	
Дуговые электропечи	1 раз в 6 месяцев	1 раз в 6 месяцев	
Индукционные и нагревательные приборы	В соответствии с утвержденным графиком	В соответствии с утвержденным графиком	
Электродные котлы	1 раз в год перед отопительным сезоном 1 раз в месяц	1 раз в год перед отопительным сезоном 1 раз в месяц	
а) напряжением до 1000 В			
б) напряжением выше 1000 В			

3.6. Типовые схемы электрических соединений

Главная схема электрических соединений подстанций зависит от следующих факторов: типа подстанции; числа и мощности установленных силовых трансформаторов; категоричности потребителей электрической энергии по надежности электроснабжения; уровней напряжения; количества питающих линий и отходящих присоединений; величин токов короткого замыкания, экономичности; гибкости и удобства в эксплуатации; безопасности в обслуживании и др. Варианты возможных схем электрических соединений приведены в электротехническом справочнике [т.3, кн.1.], а наиболее распространенные схемы, применяемые на энергопредприятиях и в энергообъединениях, показаны в данном разделе.

Схемы электрических соединений на стороне 6-10 кВ

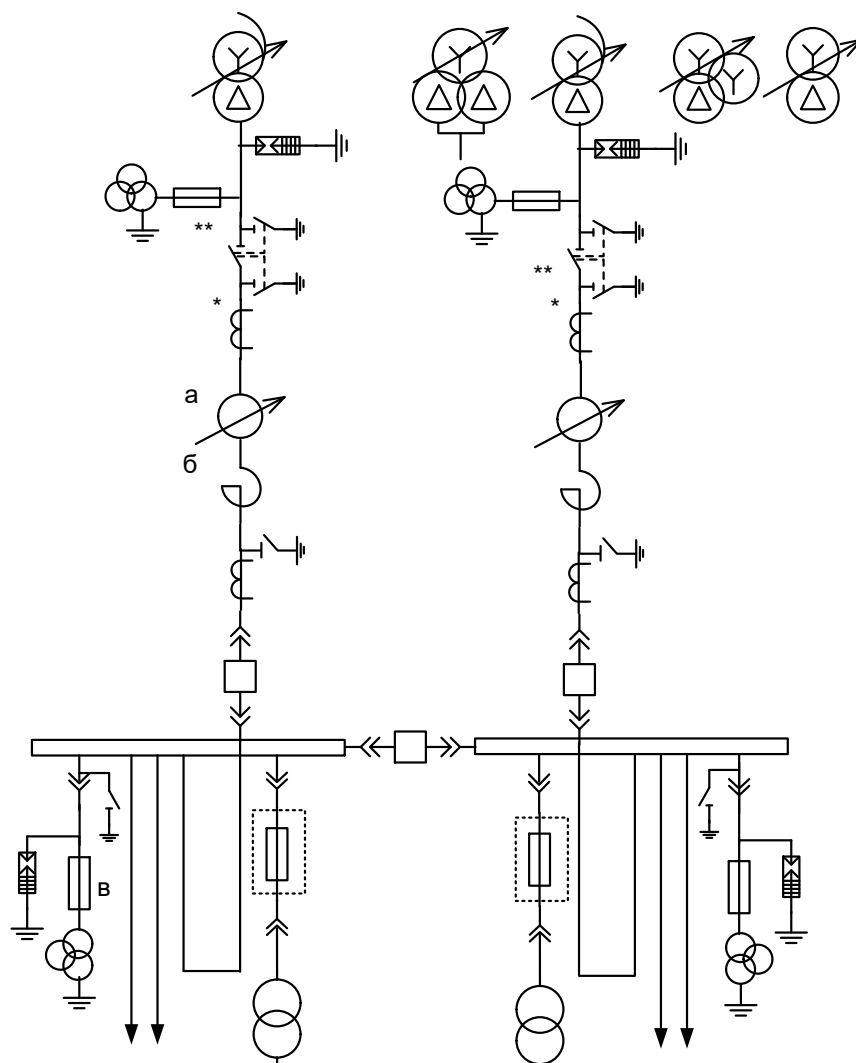
Наиболее простой схемой электроустановок на стороне 6-10 кВ является *схема с одной системой сборных шин* с разделением сборных шин на секции, число которых обычно соответствует количеству источников питания. На подстанциях промышленных предприятий секционный выключатель в нормальном режиме обычно отключен в целях ограничения токов КЗ.

Схема с одной системой шин позволяет широко использовать комплектные распределительные устройства (КРУ), имеющие ячейки с выключателями, установленными на выкатных тележках, что снижает стоимость монтажа, позволяет широко применять механизацию, уменьшает время сооружения электроустановки и позволяет эффективно их эксплуатировать и ремонтировать (рис.7).

При использовании ячеек КСО источники питания и линии 6-10 кВ присоединяются к сборным шинам с помощью выключателей и разъединителей. На каждую цепь необходим один выключатель, который служит для отключения и включения этой цепи в нормальных и аварийных режимах. При необходимости отключения линии W1 достаточно отключить выключатель Q1. Если выключатель Q1 выводится в ремонт, то после его

отключения отключают разъединители: сначала линейный QS1, а затем шинный QS2.

Таким образом, операции с разъединителями необходимы только при выводе присоединения в целях обеспечения безопасного производства работ. Вследствие однотипности и простоты операций с разъединителями аварийность из-за неправильных действий с ними дежурного персонала мала, что относится к достоинствам рассматриваемой схемы. Достоинствами схемы также являются простота, наглядность, экономичность, достаточно высокая надежность.



1. Необходимость установки элементов а, б, в, а так же тип защитного аппарата в цепи трансформатора СН определяется при конкретном проектировании.
2. При оперативном переменном токе трансформатор СН присоединяется непосредственно к выводам трансформаторов (до выключателя) см. пунктир.
3. Трансформаторы тока отмеченные *, устанавливаются при соответствующем обосновании
4. Разъединители, отмеченные **, устанавливаются только при наличии линейно-регулируемых трансформаторов.

Рис. 7. Схема с одной системой шин

Наряду с достоинствами схема с одной несекционированной системой шин обладает рядом недостатков. Для ремонта сборных шин и шинных разъединителей любого присоединения необходимо полностью снять напряжение со сборных шин, т.е. отключить источники питания. Это приводит к перерыву электроснабжения всех потребителей на время ремонта. При повреждении и ремонте одной секции потребители, нормально питающиеся с обеих секций, остаются без резерва, а потребители, не резервированные по сети, отключаются на все время ремонта. В этом режиме источник питания, подключенный к ремонтируемой секции, отключается на все время ремонта.

С учетом особенностей электроприемников (I и II категорий), их схемы электроснабжения (отсутствие резерва по сети), а также большого количества присоединений к сборным шинам для ГРУ ТЭЦ на ряде крупных понизительных подстанций предприятий черной и цветной металлургии, на заводских ТЭЦ при технико-экономическом обосновании может предусматриваться схема с двумя системами сборных шин (рис.8).

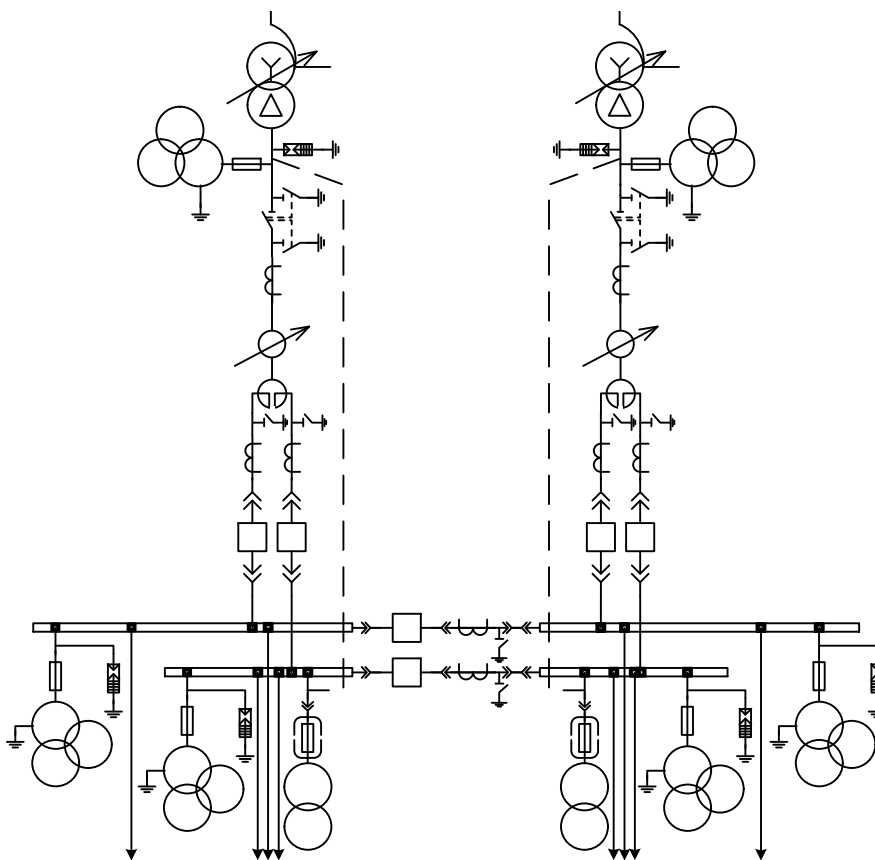


Рис.8. Схема с двумя системами шин

В этой схеме каждый элемент присоединяется через развилку двух шинных разъединителей, что позволяет осуществлять работу как на одной, так и на другой системе шин.

Рабочая система шин секционирована выключателем QВ (иногда реактором LRB). Вторая система шин А2 является резервной, напряжение на ней нормально отсутствует. Обе системы шин могут быть соединены шиносоединительными выключателями QA1 и QA2, которые в нормальном режиме отключены.

Схема с двумя системами шин позволяет производить ремонт одной системы шин, сохраняя в работе все присоединения. Так, при ремонте одной секции рабочей системы шин А1 все присоединения ее переводят на резервную систему шин А2, для чего производят следующие операции:

включают шиносоединительный выключатель QA2 и с его привода снимают оперативный ток;

проверяют включенное положение QA2;

включают на систему шин А2 разъединители всех переводимых присоединений;

отключают от системы шин А1 разъединители всех присоединений, кроме разъединителей QA2 и трансформатора напряжения;

переключают питание цепей напряжения релейной защиты, автоматики и измерительных приборов на трансформатор напряжения системы шин А2;

проверяют по амперметру отсутствие нагрузки на QA2;

подают оперативный ток на привод и отключают QA2;

производят подготовку к ремонту секции шин А1.

В этой схеме можно использовать шиносоединительный выключатель для замены выключателя любого присоединения.

Рассматриваемая схема гибка и достаточно надежна. К недостаткам ее следует отнести большое количество выключателей, более сложную конструкцию распределительного устройства, что ведет к увеличению капитальных затрат.

Существенным недостатком является использование разъединителей в качестве оперативных аппаратов. Большое количество операций разъединителями и сложная блокировка между выключателями и разъединителями приводит к возможности ошибочного отключения тока нагрузки разъединителями. Вероятность аварий из-за неправильного действия обслуживающего персонала в схемах с двумя системами шин больше, чем в схемах с одной системой шин.

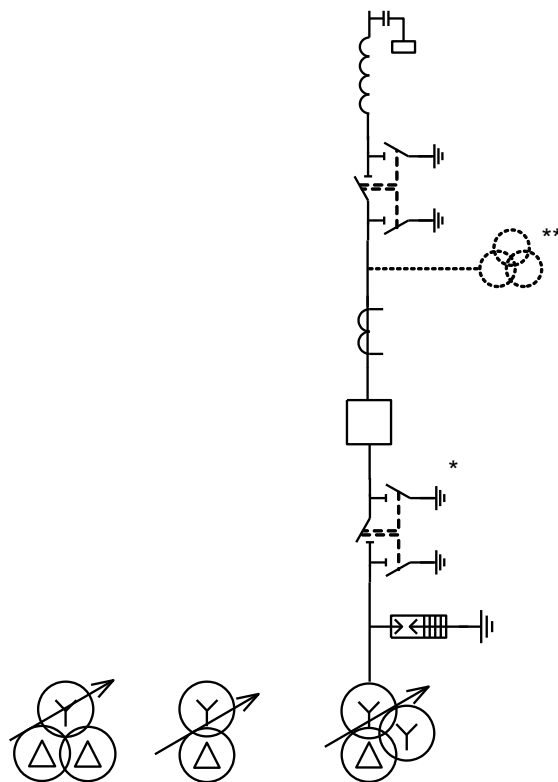
Схемы электрических соединений на стороне 35-220 кВ

При небольшом количестве присоединений на стороне 35-220 кВ применяют упрощенные схемы, в которых обычно отсутствуют сборные шины, число выключателей уменьшено. В некоторых схемах выключателей высокого напряжения вообще не предусматривают. Упрощенные схемы позволяют уменьшить расход электрооборудования, строительных материалов, снизить стоимость распределительного устройства, ускорить его монтаж. Такие схемы получили наибольшее распространение на подстанциях.

Одной из упрощенных схем является *схема блока трансформатор-линия*. В блочных схемах элементы электроустановки соединяются последовательно, без поперечных связей с другими блоками. В рассматриваемой схеме трансформатор соединен с линией W выключателем Q2. При аварии в линии отключаются выключатель Q1 в начале линии (на районной подстанции) и Q2 со стороны ВН трансформатора, при КЗ в трансформаторе отключаются Q2 и Q3 (рис.9).

В блоках трансформатор-линия на тупиковых подстанциях (рис.10) со стороны высокого напряжения устанавливаются отделители QR и короткозамкатель QN.

Для отключения трансформатора в нормальном режиме достаточно отключить нагрузку выключателем Q2 со стороны 6-10 кВ, а затем отключить ток намагничивания трансформатора отделителем QR. Допустимость последней операции зависит от мощности трансформатора и его номинального напряжения.



1. Разъединители, отмеченные *, предусматриваются при наличии питания со стороны СН.
2. Трансформаторы напряжения, отмеченные **, устанавливаются при соответствующем обосновании.

Рис. 9. Блок линия-трансформатор с выключателем

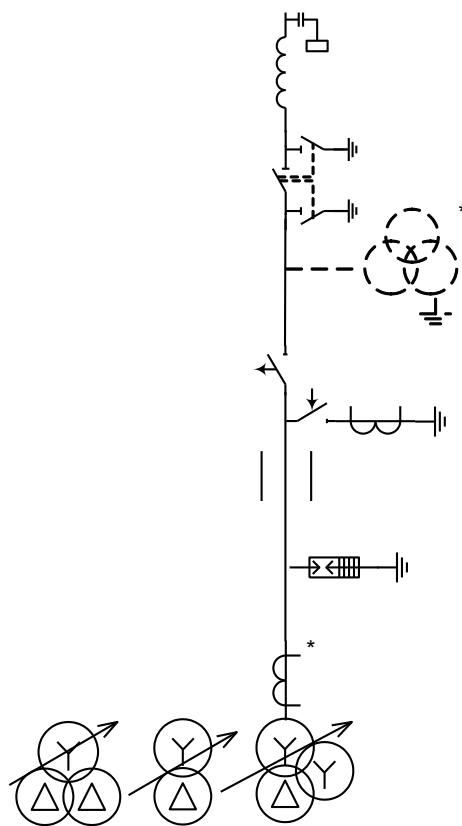
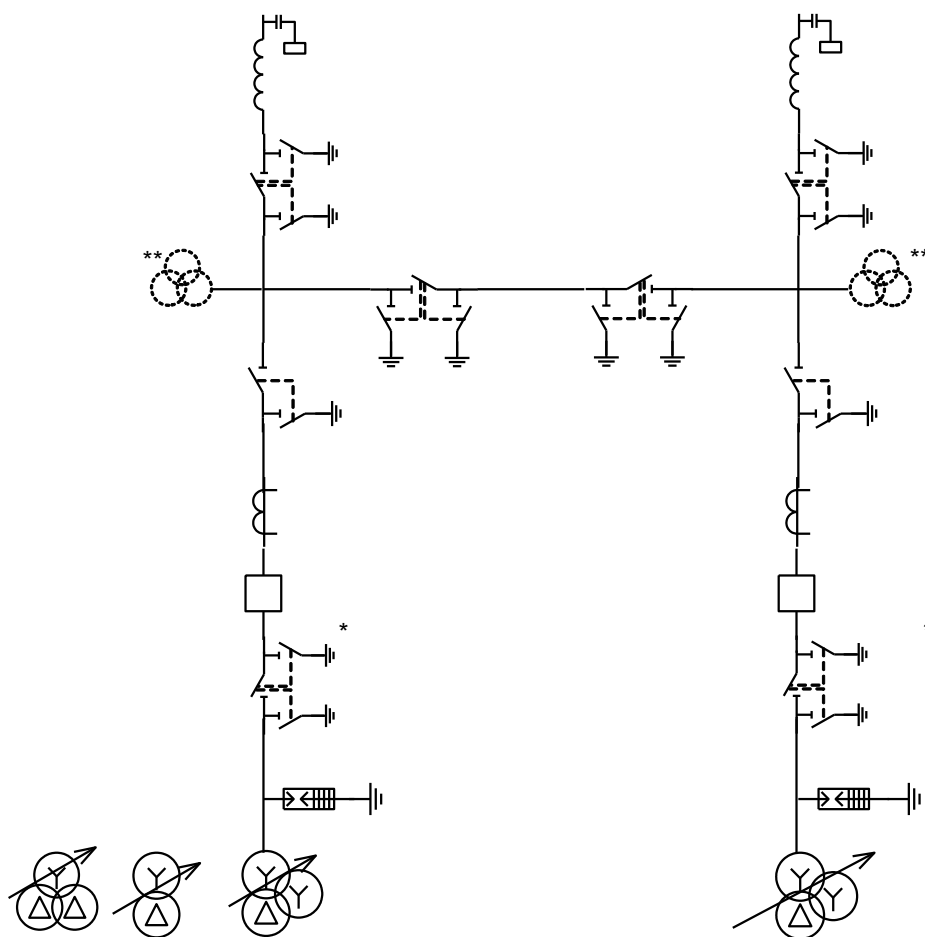


Рис. 10. Блок (линия-трансформатор) с отделителем

При повреждении в трансформаторе релейной защитой отключается выключатель Q2 и посылается импульс на отключение выключателя Q1 на подстанции энергосистемы. Отключающий импульс может передаваться по специально проложенному кабелю, по линиям телефонной связи или по высокочастотному каналу линии высокого напряжения. Получив телеотключающий импульс (ТО), выключатель Q1 отключается, после чего автоматически отключается отделитель QR. Транзитная линия, к которой присоединяется трансформатор, должна остаться под напряжением, поэтому после срабатывания QR автоматически включается выключатель Q1. Пауза в схеме автоматического повторного включения (АПВ) должна быть согласована с временем отключения QR, в противном случае линия будет включена на неустранимое повреждение в трансформаторе. Отключение Q1 можно обеспечить без передачи телеотключающего импульса. Для этого на стороне ВН установлен короткозамыкатель QN. Защита трансформатора, срабатывая, подает импульс на привод QN, который, включаясь, создает искусственное КЗ. Релейная защита линии W1 срабатывает и отключает Q1. Необходимость установки короткозамыкателя вытекает из того, что релейная защита линии W1 на подстанции энергосистемы может оказаться нечувствительной к повреждениям внутри трансформатора. Однако применение короткозамыкателей создает трудные условия для работы выключателя на питающем конце линии (Q1), т. к. этому выключателю приходится отключать удаленные КЗ.

Основным достоинством данной схемы является экономичность, что привело к широкому применению таких схем для однострансформаторных подстанций, включаемых глухой отпайкой к транзитной линии. Однако в настоящее время не рекомендуется применять эту схему при проектировании и целесообразна ее замена на схему с выключателями.

На двухтрансформаторных подстанциях 35-220 кВ применяется *схема двух блоков трансформатор-линия*, которые для большей гибкости соединены неавтоматической перемычкой из двух разъединителей QS3, QS4 (рис.11).



1. Разъединители, отмеченные *, предусматриваются при наличии питания со стороны СН.
2. Трансформаторы напряжения, отмеченные **, устанавливаются при соответствующем обосновании.

Рис. 11. Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий

В нормальном режиме один из разъединителей перемычки должен быть отключен. Если этого не сделать, то при КЗ в любой линии (W1 или W2) релейной защитой отключаются обе линии, нарушая электроснабжение всех подстанций, присоединенных к этим линиям. Отключения трансформаторов (оперативные и аварийные) происходят так же, как и в схеме одиночного блока. Перемычка из двух разъединителей используется при отключениях линий.

При устойчивом повреждении на линии W1 отключаются Q1, Q3 и действием АВР на стороне 6-10 кВ включается секционный выключатель QВ, обеспечивая питание потребителей от Т2. Если линия выводится в ремонт, то действиями дежурного персонала подстанции или оперативной выездной бригадой отключается линейный разъединитель QS1, включается разъединитель в перемычке и трансформатор Т1 ставится под нагрузку

включением выключателя со стороны НН (Q3) с последующим отключением секционного выключателя. В этой схеме возможно питание Т1 от линии W2 при ремонте линии W1 (или питание Т2 от линии W1).

На стороне ВН подстанций возможно применение *схемы мостика с выключателями* (рис.12) с возможностью перехода впоследствии к схемам со сборными шинами.

В схеме для четырех присоединений устанавливаются три выключателя – Q1, Q2, Q3. Нормально выключатель Q3 на перемычке между двумя линиями W1 и W2 (в мостике) включен. При повреждении на линии W1 отключается выключатель Q1, трансформаторы Т1 и Т2 остаются в работе, связь с энергосистемой осуществляется по линии W2. При повреждении в трансформаторе Т1 отключается выключатель Q4 со стороны 6-10 кВ и выключатели Q1 и Q3. В этом случае линия W1 оказалась отключенной, хотя никаких повреждений на ней нет, что является недостатком схемы мостика.

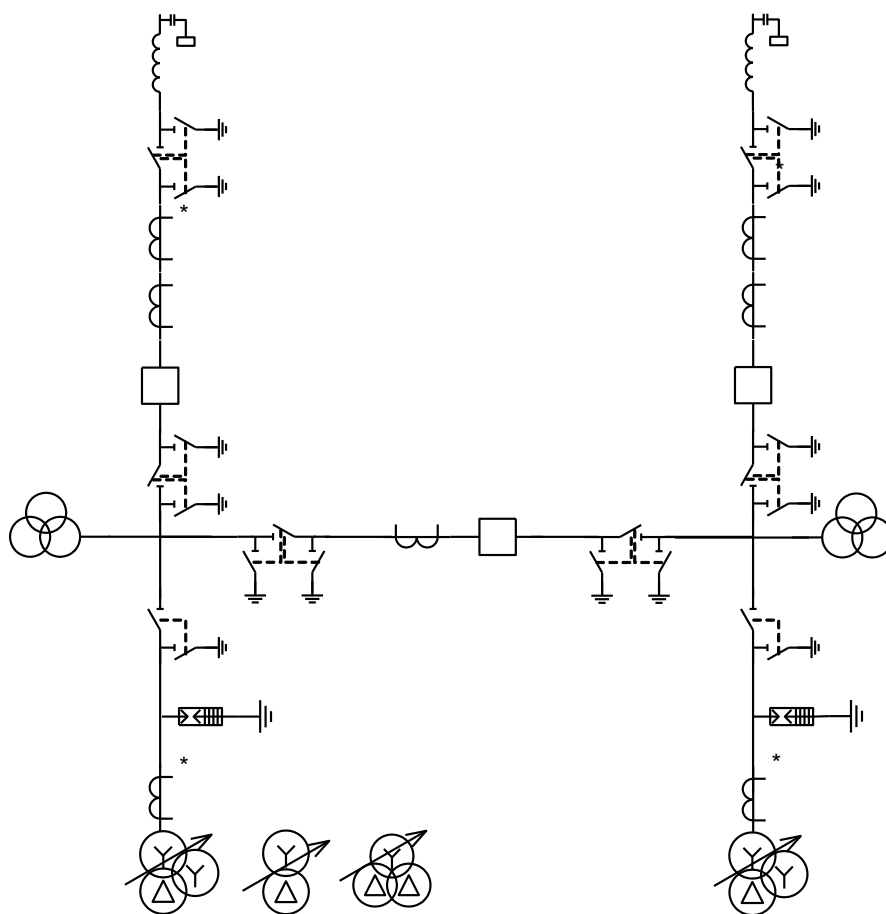


Рис. 12. Схема мостика с выключателями

Если учесть, что аварийное отключение трансформаторов бывает редко, с таким недостатком схемы можно мириться, тем более что после отключения Q1 и Q3 и при необходимости вывода в ремонт поврежденного трансформатора отключают разъединитель QS1 и включают Q1, Q3, восстанавливая работу линии W1.

Для сохранения в работе обеих линий при ревизии любого выключателя (Q1, Q2, Q3) предусматривается дополнительная перемычка из двух разъединителей QS3, QS4 (рис.13, 14).

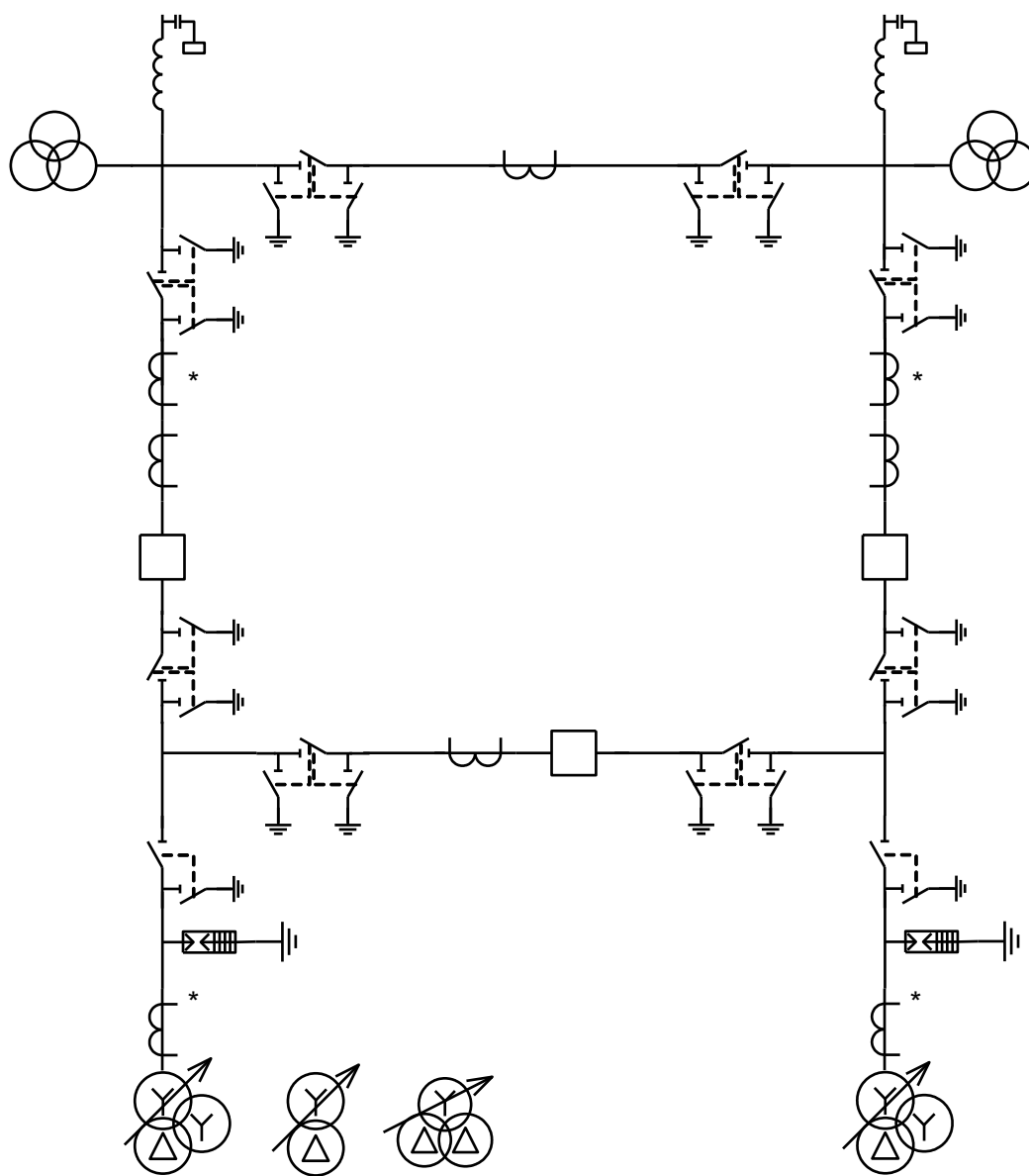


Рис. 13. Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линии

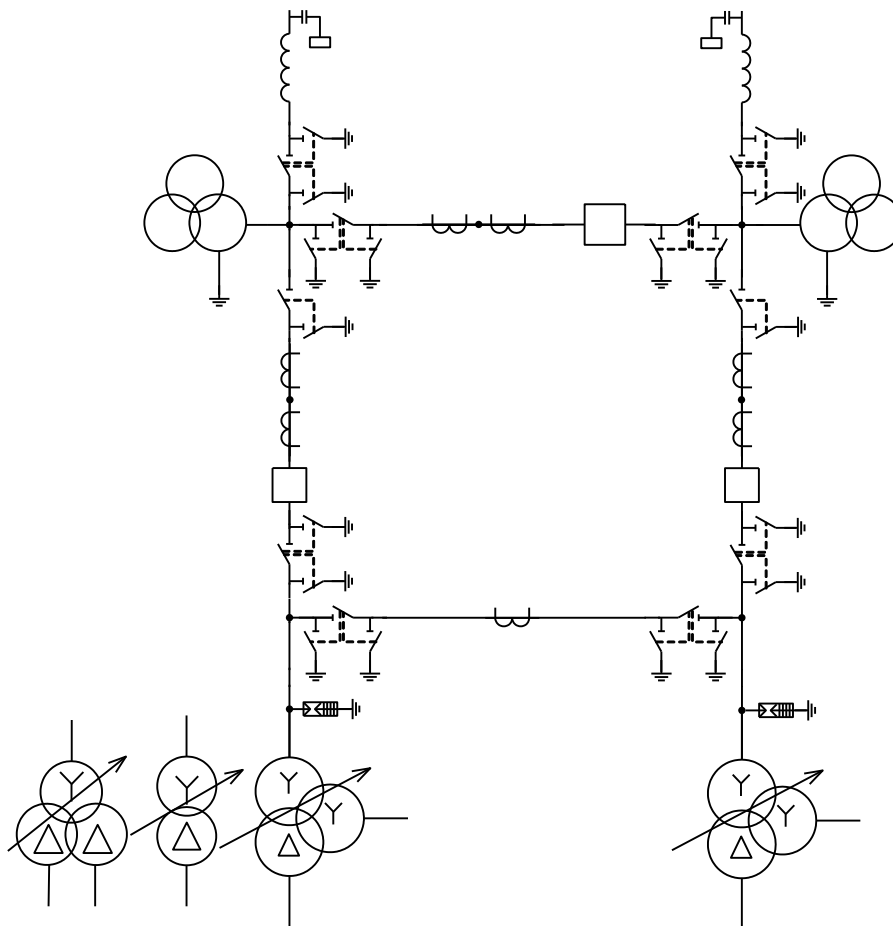


Рис. 14. Схема мостика с выключателями и дополнительной перемычкой из двух разъединителей со стороны трансформаторов

Нормально один разъединитель QS3 перемычки отключен, все выключатели включены. Для ревизии выключателя Q1 предварительно включают QS3, затем отключают Q1 и разъединители по обе стороны от выключателя. В результате оба трансформатора и обе линии остались в работе. Если в этом режиме произойдет КЗ на одной линии, то отключится Q2, т.е. обе линии останутся без напряжения.

Для ревизии выключателя Q3 также предварительно включают перемычку, а затем отключают Q3. Этот режим имеет тот же недостаток: при КЗ на одной линии отключаются обе линии.

На рис.15 представлена *схема четырехугольника* (квадрата). Эта схема экономична (четыре выключателя на четыре присоединения), позволяет

производить опробование и ревизию любого выключателя без нарушения работы ее элементов. Схема обладает высокой надежностью. Отключение всех присоединений маловероятно, оно может произойти при совпадении ревизии одного из выключателей, напр. Q1, повреждении линии W2 и отказе выключателя во второй цепи Q4. В цепях присоединений линий разъединителей не устанавливают, что упрощает конструкцию ОРУ. При ремонте линии W2 отключают выключатели Q3, Q4 и разъединители, установленные в сторону линий. Связь оставшихся в работе присоединений W1, T1 и T2 осуществляется через выключатели Q1, Q2. Если в этот период повредится T1, то отключится выключатель Q2, второй трансформатор и линия W1 останутся в работе, но транзит мощности будет нарушен.

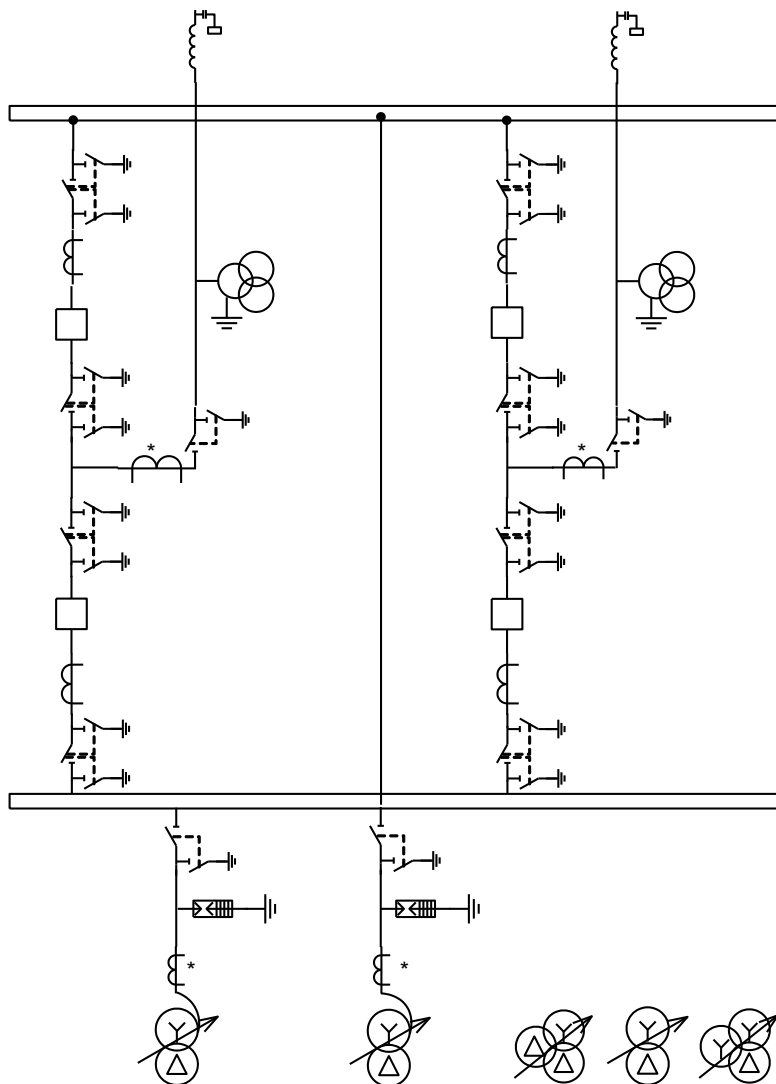


Рис. 15. Схема «Четырехугольник»

Отказ от установки разъединителей в цепях линий приводит к сложным работам по реконструкции ОРУ в случае добавления хотя бы одной линии и переходе к схеме расширенного четырехугольника, в которой предусматривается установка разъединителей на всех линиях, и это представляется необоснованным.

Достоинством всех кольцевых схем является использование разъединителей только для ремонтных работ. Количество операций разъединителями в таких схемах невелико.

К недостаткам кольцевых схем следует отнести более сложный выбор трансформаторов тока, выключателей и разъединителей, установленных в кольце, т. к. в зависимости от режима работы схемы ток, протекающий по аппаратам, меняется. Релейная защита также должна быть выбрана с учетом всех возможных режимов при выводе в ревизию выключателей кольца.

При большом количестве присоединений на повышенном напряжении возможно применение *схем с одиночной секционированной системой шин* (см. рис.16).

Эта схема обладает рядом существенных недостатков, в т. ч. необходимостью отключения линии или источников питания на все время ремонта выключателя в их цепи.

При использовании данной схемы на напряжении 35 кВ отключение линии будет непродолжительным, т. к. длительность ремонта выключателей невелика. В этот период, чтобы обеспечить питание потребителей, используется резерв по сети.

При использовании данной схемы в распределительных устройствах на напряжениях 110 кВ и выше длительность ремонта выключателей, особенно воздушных, возрастает и отключать цепь на все время ремонта недопустимо.

Именно поэтому схема по рис.16 применяется только при проектировании распределительных устройств подстанций с напряжением 35 кВ.

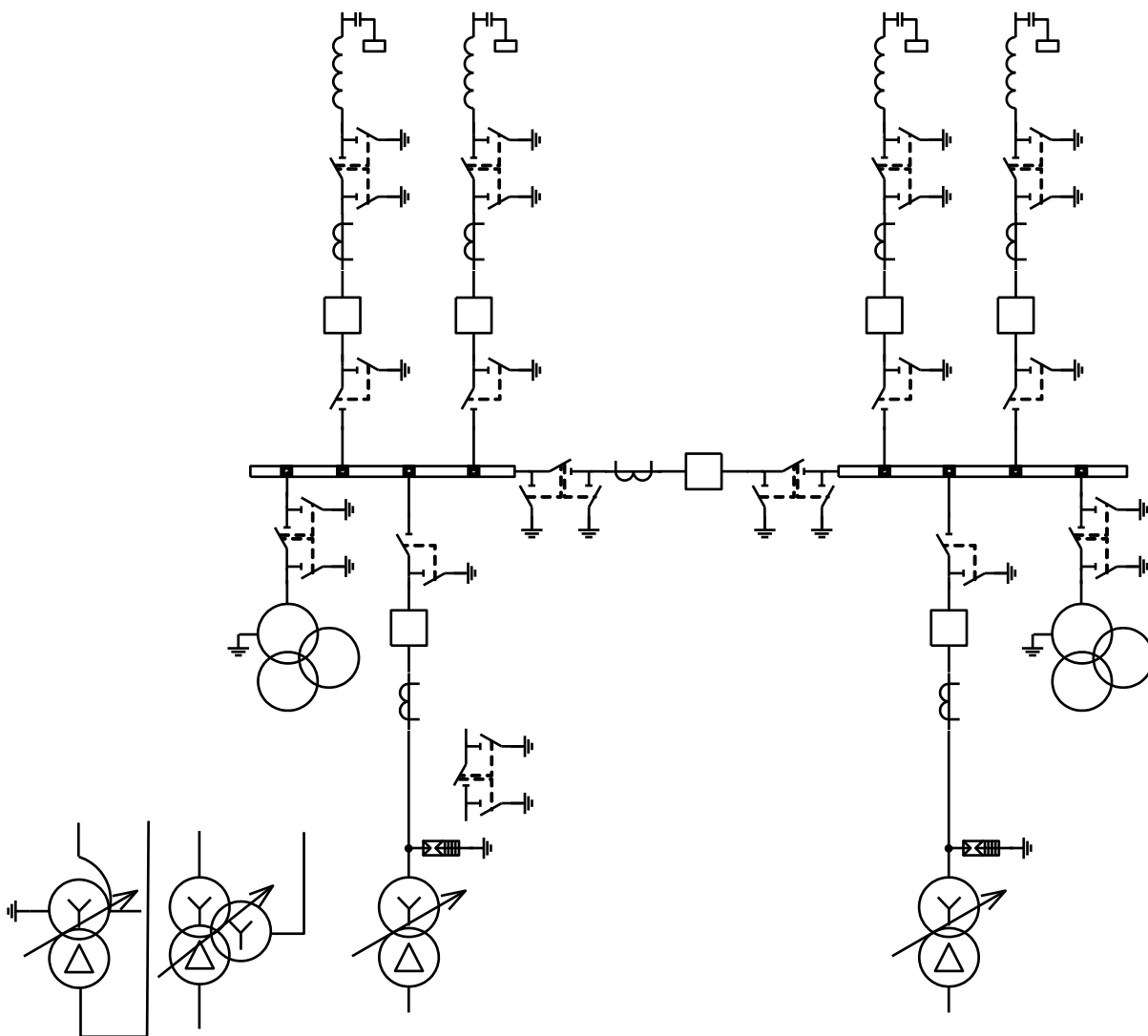


Рис. 16. Схема с одиночной секционированной системой шин

Одним из важных требований к схемам на стороне высшего напряжения является создание условий для ревизий и опробований выключателей без перерыва работы. Этим требованиям отвечает *схема с обходной системой шин* (рис.17). В нормальном режиме обходная система шин АО находится без напряжения, разъединители QSO, соединяющие линии и трансформаторы с обходной системой шин, отключены. В схеме предусматривается обходной выключатель QO, который может быть присоединен к любой секции с помощью развилки из двух разъединителей.

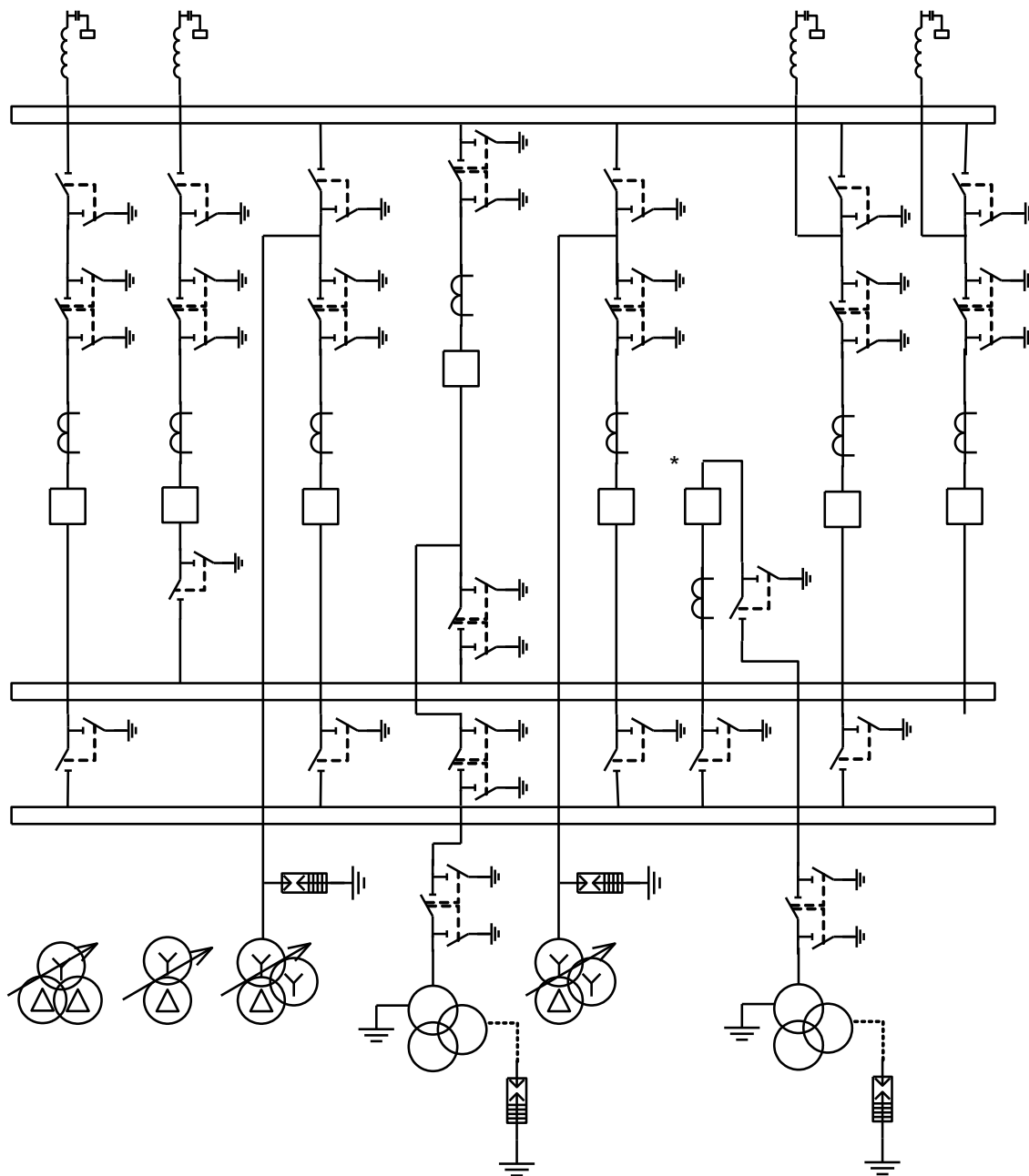


Рис. 17. Одна рабочая, секционированная выключателем, и обходная система шин

Секции в этом случае параллельны. Выключатель QO может заменить любой другой выключатель, для чего надо произвести следующие операции: включить обходной выключатель QO для проверки исправности обходной

системы шин, отключить QO, включить QSO, включить QO, отключить выключатель Q1, отключить разъединители QS1 и QS2.

После указанных операций линия получает питание через обходную систему шин и выключатель QO от первой секции. Все эти операции производятся без нарушения электроснабжения по линии, хотя они связаны с большим количеством переключений.

С целью экономии иногда совмещаются функции обходного и секционного выключателей. На схеме, кроме выключателя QO, есть перемычка из разъединителей QS3 и QS4. В нормальном режиме эта перемычка включена, обходной выключатель присоединен к секции B2 и также включен. Таким образом, секции B1 и B2 соединены между собой через QO, QS3, QS4 и обходной выключатель выполняет функции секционного выключателя. При замене любого линейного выключателя обходным необходимо отключить QO, отключить разъединитель перемычки (QS3), а затем использовать QO по назначению. На время ремонта линейного выключателя параллельная работа секций, а следовательно и линий, нарушается. В цепях трансформаторов в рассматриваемой схеме установлены выключатели. При повреждении в трансформаторе (напр. T1) отключаются выключатели линий W1, W3 и выключатель QO. После отключения отделителя QR1 выключатели включаются автоматически, восстанавливая работу линий. Такая схема требует четкой работы автоматики.

Схема рекомендуется для ВН подстанций (110 кВ) при числе присоединений (линий и трансформаторов) до шести включительно, когда нарушение параллельной работы линий допустимо и отсутствует перспектива дальнейшего развития. Если в перспективе ожидается расширение РУ, то в цепях трансформаторов устанавливаются выключатели. Схемы с трансформаторными выключателями применяются для напряжений 110 и 220 кВ на стороне ВН и СН подстанций.

При числе присоединений (7-15) рекомендуется *схема с отдельным обходным QO и секционным QB выключателями*. Это позволяет сохранить параллельную работу линий при ремонтах выключателей.

В обеих схемах ремонт секции связан с отключением всех линий, присоединенных к данной секции, и одного трансформатора, поэтому такие схемы применяют при парных линиях или линиях, резервируемых от других подстанций, а также радиальных, но не более одной на секцию.

Для РУ 110-220 кВ с большим числом присоединений применяется *схема с двумя рабочими и обходной системами шин с одним выключателем на цепь* (рис.18). Как правило, обе системы шин находятся в работе при соответствующем фиксированном распределении всех присоединений: линии W1, W3, W5 и трансформатор T1 присоединены к первой системе шин A1, линии W2, W4, W6 и трансформатор T2 присоединены ко второй системе шин A2, шиносоединительный выключатель QA включен. Такое распределение присоединений увеличивает надежность схемы, т. к. при КЗ на шинах отключаются шиносоединительный выключатель QA и только половина присоединений. Если повреждение на шинах устойчивое, то отключившиеся присоединения переводят на исправную систему шин. Перерыв электроснабжения половины присоединений определяется длительностью переключений. Рассмотренная схема рекомендуется для РУ 110-220 кВ на стороне ВН и СН подстанций при числе присоединений 7-15, а также на электростанциях при числе присоединений до 12.

Следует отметить, что для РУ 110 кВ и выше существенными становятся недостатки этой схемы:

- отказ одного выключателя при аварии приводит к отключению всех источников питания и линий, присоединенных к данной системе шин. Ликвидация аварии затягивается, т. к. все операции по переходу с одной системы шин на другую производятся разъединителями. Если источниками питания являются мощные блоки турбогенератор-трансформатор, то пуск

их после сброса нагрузки на время более 30 мин. может занять несколько часов;

- повреждение шиносоединительного выключателя равноценно КЗ на обеих системах шин, т.е. приводит к отключению всех присоединений;
- большое количество операций разъединителями при выводе в ревизию и ремонт выключателей усложняет эксплуатацию РУ;
- необходимость установки шиносоединительного, обходного выключателей и большого количества разъединителей увеличивает затраты на сооружение РУ.

Некоторого увеличения гибкости и надежности схемы можно достичь секционированием одной или обеих систем шин. На подстанциях секционируется одна система шин при $U=220$ кВ при числе присоединений 12-15 или при установке трансформаторов мощностью 125 МВА; обе системы шин 110-220 кВ секционируются при более чем 15 присоединениях.

Если сборные шины секционированы, то для уменьшения капитальных затрат возможно применение совмещенных шиносоединительного и обходного выключателей QOA. В нормальном режиме разъединители QS1, QSO, QS2 включены и обходной выключатель выполняет роль шиносоединительного. При необходимости ремонта одного выключателя отключают выключатель QOA и разъединитель QS2 и используют обходной выключатель по его прямому назначению. В схемах с большим числом линий количество таких переключений в год значительно, что приводит к усложнению эксплуатации, поэтому имеются тенденции к отказу от совмещения шиносоединительного и обходного выключателей. В схеме с секционированными шинами при повреждении на шинах или при КЗ в линии и отказе выключателя теряется только 25% присоединений (на время переключений), однако при повреждении в секционном выключателе теряется 50% присоединений.

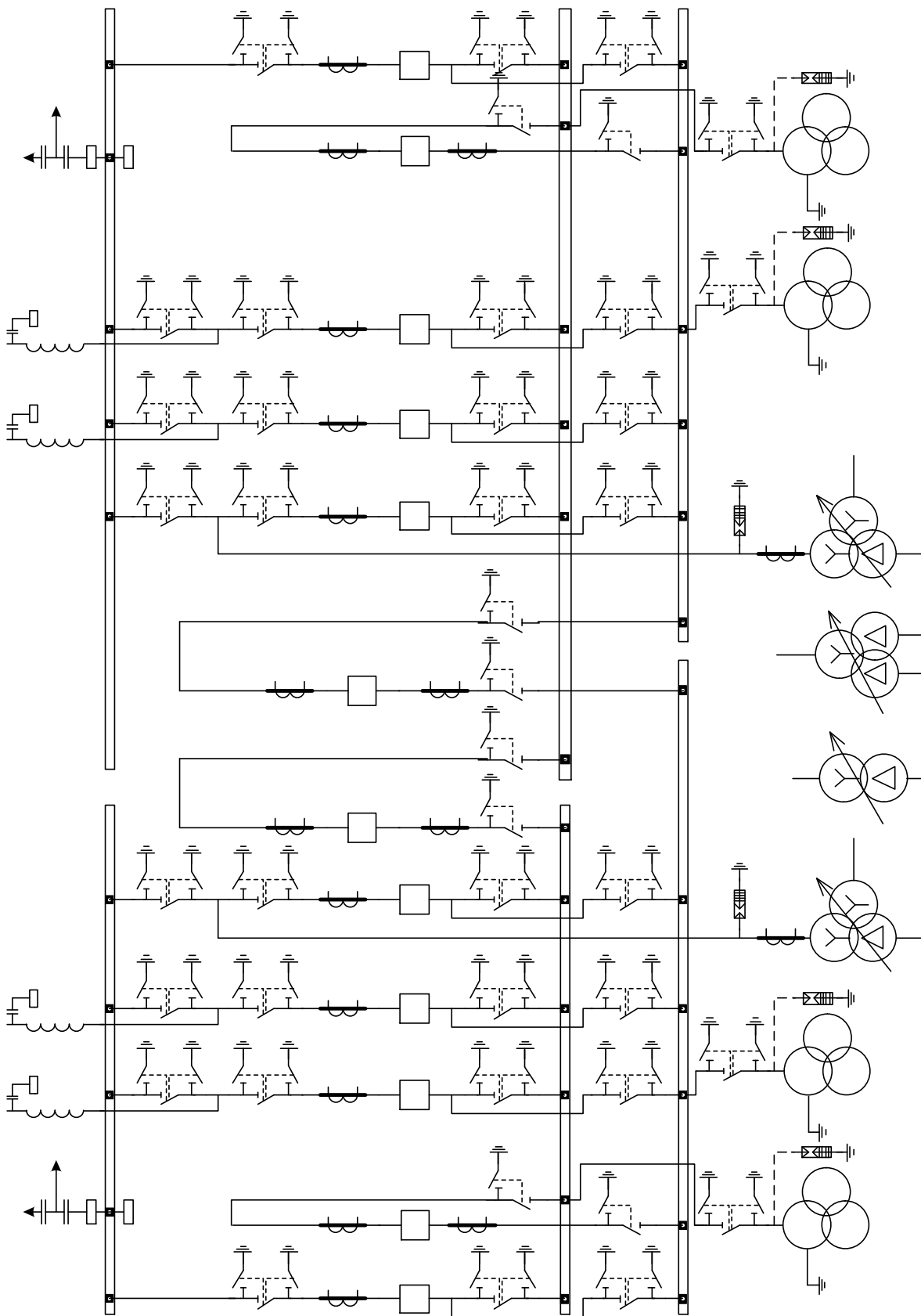


Рис. 18. Схема с двумя рабочими и обходной системами шин с одним выключателем на цепь

3.7. Отдача оперативной команды (распоряжения)

Распоряжение о переключении отдается диспетчером непосредственно подчиненному персоналу (обычно по телефону). Содержание и объем распоряжения определяется диспетчером, который учитывает сложность задания, необходимость координации действий оперативного персонала и согласованность изменений в схемах электроустановок. Лицо, получившее распоряжение, обязано повторить его и получить подтверждение в том, что распоряжение понято им правильно.

Чрезвычайно существенным для оперативно-диспетчерского персонала является наличие специфических навыков отдачи (и соответственно приемки) оперативных распоряжений. При этом обязательно соблюдение общих правил отдачи распоряжения /9/:

- отдача команды, как правило, непосредственно подчиненному оперативному работнику;
- увязка содержания распоряжения и порядка его выполнения со сложностью самого задания с учетом необходимости координации действий оперативного персонала и согласованности изменений в схемах электроустановок;
- обязательность указания в распоряжении цели переключений и последовательности выполнения операций;
- ограничение объема распоряжения, как правило, одним заданием, притом направленным на достижение только одной цели, без совмещения в одном задании стремления достичь одновременно двух и более различных целей;
- безусловная краткость и ясность содержания распоряжения, позволяющая четко представить последовательность намечаемых операций и допустимость их выполнения с учетом фактического состояния схемы и режима работы оборудования;
- безусловная необходимость повторения полученного распоряжения с выполнением его только после подтверждения лицом, отдавшим распоряжение, правильности повторения.

Требование отдачи команды непосредственно подчиненному работнику позволяет избежать возможное ее искажение при передаче через промежуточное звено. В ходе оперативных переговоров при этом общении создается эффективная возможность выявления и немедленного устранения неточностей и ошибок в команде, а при необходимости может быть изменен и сам план действий (т.е. само распоряжение). Однако, согласно /9/, возможно исключение: передача команды через дежурного другой электроустановки. Это разрешается лишь в случае нарушения прямой связи; при этом оговариваются дополнительные меры по предотвращению возможных искажений команды при такой “ретрансляции”: она должна осуществляться с записью передаваемой команды лицом, выполняющим функцию посредника, в оперативный журнал или на магнитофон.

Требование увязки содержания распоряжения и порядка его выполнения со сложностью самого задания направлено в первую очередь на то, чтобы диспетчер учел квалификацию лица, принимающего команду, характеристики и качество коммутационной аппаратуры и т.д. Это может привести к более подробному предварительному обсуждению с подчиненным работником деталей предполагаемой программы действий, либо даже продиктовать то или иное изменение в самой программе действий /7/.

Координация действий оперативного персонала и обеспечение согласованности изменение в схемах электроустановок необходимы при переключениях, затрагивающих несколько объектов, или выполняемых с участием нескольких оперативных лиц. Не менее важно при переключениях, ведущихся на одном объекте, учитывать необходимую последовательность в изменении первичной схемы электроустановки или в состоянии устройств РЗА. Примерами обязательной жесткой последовательности операций при переключениях в пределах одного объекта являются включение резервного источника питания до отключения основного, введение ускорения защиты перед опробованием рабочим напряжением аварийно отключившейся ВЛ и т.п. Достаточно распространенной ошибкой, связанной с несоблюдением

координации действий оперативного персонала смежных энергообъектов, служит включение под напряжение ВЛ с одной ПС при неотключенных заземляющих разъединителях этой ВЛ на другой ПС. Распространенности подобной ошибки способствует то обстоятельство, что информация о состоянии противоположного конца ВЛ у дежурного данной ПС отсутствует, а следовательно, сопоставить сведения о фактическом состоянии концов ВЛ может только один оперативный работник - диспетчер; в этих условиях, когда практически никто его дополнительно не контролирует, особенно важна четкость его действий /7/.

Требование обязательного указания цели переключения, обусловлено необходимостью вовлечения подчиненного оперативного работника в обсуждение как сути оперативного распоряжения, так и предлагаемой последовательности операций. Знание цели предстоящих переключений позволяет лицу, принимающему команду, представить возможную последовательность операций, которую далее предположительно назовет лицо, отдающее распоряжение. Таким образом, при расхождении операций, указанных в распоряжении, по содержанию или последовательности с ожиданиями исполнителя, у последнего возникают уточняющие вопросы. В противном случае, восприятие команды подчиненным происходит достаточно пассивно, и возможные ошибки или нерациональные оперативные решения будут восприняты и выполнены.

Ограничение объема распоряжения только одним заданием, к тому же направленным на достижение только одной цели уменьшает возможность оперативной ошибки, связанной с искажением команды вследствие неправильного ее понимания; облегчает координацию оперативных переключений, выполняемых на нескольких объектах или несколькими оперативными лицами /7/. Исключение их этого правила, разрешающее выдачу одновременно несколько заданий с указанием очередности их выполнения, допускается /9/ только в отношении персонала ОВБ - в целях создания условий для разработки последним рационального маршрута перемещений с учетом

всего комплекса предстоящих переключений. Однако и в этих условиях исполнитель (ОВБ) не должен приступать к очередному заданию до доклада диспетчеру о выполнении предыдущего. Таким образом, фактически и в этом случае каждый раз выдается только одно задание, а разница заключается в том, что ОВБ сразу узнает всю программу действий, включающую несколько заданий.

Требование краткости и ясности содержания распоряжения связано с овладением навыками использования специфического оперативного языка и применением только стандартных установленных терминов (общеотраслевых, либо принятых на данном энергообъекте, в энергосистеме). Это исключает двусмысленность толкования команд, дает экономию времени, немаловажную в оперативной работе, за счет применения в оперативном распоряжении кратких “специальных” терминов и выражений, позволяющих одним-двумя словами обозначить целую программу действий.

Дополнительно к общим правилам отдачи распоряжения следует отметить, что оперативное распоряжение полученное персоналом не может быть им изменено или отсрочено. При возникновении конфликтной ситуации отменить или изменить распоряжение диспетчера может только он сам или его непосредственный начальник.

Вышеизложенное лишний раз свидетельствует о достаточно жесткой связи, существующей между конкретными требованиями /10/ и порядком оперативных переключений.

3.8. Составление оперативных бланков и программ. Действия персонала при производстве переключений

Под *оперативными переключениями* понимаются проводимые оперативным персоналом по определенной программе изменения рабочих положений коммутационных аппаратов первичной схемы (выключатели, разъединители, отделители и т.д.) и вторичной схемы (рубильники, переключатели, накладки и испытательные блоки и т.д.), совершаемые с целью изменения схемы или режима работы электроустановки. В понятие

оперативные переключения помимо самих операций с коммутационной аппаратурой (включение, отключение, переключение) входит также составление соответствующей программы (последовательности, алгоритма) этих операций, а также выполнение контрольных или проверочных операций (контроль фактических параметров режима, проверка положения коммутационных аппаратов, состояния оборудования и т.д.). Данная последовательность (алгоритм) действий документально оформляется в виде **бланков переключений, карт и программ**.

Бланки переключений использует персонал, непосредственно выполняющий переключения. В бланке переключений должны быть отражены все операции, подлежащие выполнению в ходе поставленной оперативной задачи, включая операции с коммутационными аппаратами, цепями оперативного тока, устройствами РЗ и А и т.п., а также наиболее важные проверочные действия. При этом каждая операция (действие) имеет свой порядковый номер. Различают обычный (единичный) бланк переключений и типовой бланк (см. п.3.4). **Обычный бланк** составляется тем же оперативным работником, который будет участвовать в предстоящих разовых переключениях, как правило, после получения распоряжения о переключениях и выполнения записи этого распоряжения в оперативный журнал. Возможно составление бланка заблаговременно, но только обязательно именно тем дежурным, который впоследствии будет участвовать в переключениях.

Типовой бланк переключений ориентирован на неоднократно повторяющиеся оперативные задания и обычно предназначается лишь для производства сложных переключений. Типовой бланк разрабатывается персоналом энергопредприятия заранее, рассматривается специалистами и утверждается соответствующим руководством. Допустимость применения типового бланка при выполнении данного конкретного задания устанавливается лицом, уполномоченным рассматривать и разрешать оперативные заявки. Типовой бланк, разработанный применительно к конкретному состоянию схемы, режима и других условий работы

электроустановки, запрещается применять в случае, если эти условия не соответствуют заложенным в основу бланка.

Типовой бланк переключений, составленный в форме таблицы, выполненной с помощью системы условных графических значков (символов) и с применением определенных сокращений записей операций и действий, называется *картой переключений*.

Программа переключений по своему содержанию соответствует бланку переключений, но в отличие от последнего предназначается для применения руководящим оперативным персоналом (дежурные диспетчеры ЦДУ, ОДУ, энергосистемы, ПЭС, РЭС, начальники смен электростанций) при производстве переключений в электроустановках различных уровней управления или в случае переключений, затрагивающих одновременно два и более энергообъекта. Программа переключений, как и бланк, может быть как обычной (единичной) так и типовой.

Уточняя основные понятия, связанные с производством оперативных переключений, особо остановимся на задачах и ответственности контролирующих лиц, имеющих отношение к этим переключениям. Дело в том, что в связи с некоторой нечеткостью понимания этой проблемы, существующей в практике эксплуатации, в ряде случаев проявляется тенденция возложить на вышестоящие звенья оперативного управления (диспетчера ПЭС, РЭС, энергосистемы) дополнительную ответственность, дополнительный контроль за правильностью производства переключений, который реально не может быть реализован.

В общем случае необходимо различать два возможных вида функций контроля, осуществляемых в связи с производством переключений:

- контроль правильности заполнения бланка, программы переключений;
- пооперационный контроль действий по бланку, программе.

Основное различие этих двух функций проистекает из привязки контроля к определенному этапу технологии производства переключений: контроль правильности заполнения бланков и программ соответствует этапу подготовки

этих документов, а поэтапный контроль действий - этапу самих этих действий с оборудованием (осмотр оборудования, операции с приводами и т.п.). Первый вид контроля осуществляется, как правило, заблаговременно, а второй вид - в ходе самих операций. При этом пооперационный контроль действий по бланку осуществляется лицом, находящимся непосредственно рядом с контролируемым, контроль правильности заполнения бланка, программы - лицом, находящимся на другом рабочем месте /15/.

Контроль правильности заполнения бланка. Согласно /9/, при использовании как обычного, так и типового бланка правильность записанных в этом документе операций должна быть проверена по оперативной схеме-макету электроустановки, и именно это обстоятельство должно быть удостоверено двумя подписавшимися: не только лицом, выполняющим операции, но и вторым лицом, контролирующим.

После такого рода проверки в оперативном журнале должны быть специальной записью зафиксированы не только распоряжение о производстве переключений и фамилия, отдавшего это распоряжение, оперативного лица (диспетчера), но и сам факт сопоставления содержания принятой программы переключений с фактической схемой и режимом электроустановки, то есть проверка допустимости принятой последовательности операций. В случае, когда переключения производит одно лицо, названный выше контроль правильности принятой в бланке (программе) последовательности операций в сопоставлении с фактическими схемой и режимом электроустановки диспетчер осуществляет "дистанционно", то есть по телефону, глядя на имеющиеся у него документы, в том числе на схему электроустановки, и не видя естественно, саму электроустановку. После проверки правильности содержания и последовательности, записанных в бланке переключений операций по оперативной схеме или схеме-макету, в этот бланк вносятся фамилия диспетчера, разрешившего производство переключений по этому бланку /9/. Тем самым фиксируется факт выполнения диспетчером функции контроля правильности заполнения бланка. На электростанции в случае когда в

переключениях непосредственно участвует начальник смены электроцеха (совместно с дежурным электромонтером, выполняющим операции), на бланке дополнительно должна быть сделана запись "переключения разрешаю" за подписью начальника смены электростанции; таким образом в числе контролеров правильности заполнения бланка вовлекается еще одно лицо.

В случае использования типового бланка переключений дополнительно правильность его заполнения контролируется путем выполнения ряда специальных организационных мероприятий. Прежде всего, правильность составления типового бланка контролируется начальниками электроцеха (на электростанциях) или начальниками ОДС и службы РЗА (на предприятиях электросетей); эти лица подписывают типовые бланки и несут за них ответственность /9/. Допустимость использования в том или ином конкретном случае типового бланка устанавливается лицом, уполномоченным рассматривать и разрешать оперативные заявки (п.2.4.7 /9/). На типовом бланке должны быть указаны условия допустимости его применения (для какого задания, в какой исходной схеме). В ответственность диспетчера, собирающегося отдать команду на переключения с использованием типового бланка, входит предварительное выполнение сверки этого типового бланка с фактической схемой электроустановки. При этом в оперативном журнале должен быть зафиксирован факт выполнения проверки соответствия указанной в типовом бланке последовательности операций существующему состоянию схемы электроустановки, а также и само распоряжение диспетчера о производстве переключений с использованием данного типового бланка.

Следует уточнить, что все названные выше контролирующие лица, "удаленные" от рабочего места, на котором выполняются оперативные переключения, а именно, административно-технические руководители (начальники электроцеха, диспетчерских служб и служб РЗА), а также дежурные диспетчеры или начальники смен станций фактически контролируют только правильность составления бланка (обычного или типового) и отвечают только за эту сторону производства оперативных переключений.

Пооперационный контроль качества оперативных переключений, выполняется непосредственно на месте производства переключений, то есть в РУ, на пульте управления и т.д. и может быть осуществлен только при условии, когда реально привлечение на рабочее место для участия в переключении второго лица. В соответствии с /9/ на энергообъектах должен существовать перечень видов переключений, выполняемых как по бланкам переключений, так и без бланков, с указанием числа оперативных лиц, участвующих в тех или иных переключениях, иначе говоря, с выделением тех видов оперативных переключений, которые должны выполняться двумя оперативными лицами, следовательно - подвергаться пооперационному контролю. Подобными контролирующими лицами могут быть как оперативные работники этой электроустановки, так и лица административно-технического персонала, которым предоставлено право подобного контроля (список этих лиц утверждается главным инженером предприятия). Очень существенно, что второму лицу, привлекаемому к пооперационному контролю, должны быть разъяснены цель и последовательность предстоящих операций, сущность полученного оперативного распоряжения /15/. Во всех должностных положениях и оперативно-диспетчерских документах должно быть четко указано, что пооперационный контроль производством переключений осуществляется лицом, непосредственно находящимся на том рабочем месте, на котором выполняется оперативные переключения, рядом с лицом, проводящим действия с коммутационными аппаратами, то есть в РУ или на пульте управления, в релейном зале и т.д. Остальные лица, имеющие отношение к производству переключений, а именно вышестоящие оперативные работники (в том числе дежурные диспетчеры энергосистем, ПЭС, РЭС), административно-технические работники и специалисты, не находящиеся в момент производства переключений рядом с лицом, выполняющим операции по переключениям и в силу этого не имеющие возможность видеть управляемое оборудование, фактически могут вести контроль только за правильностью составления бланка (программы) переключений и только за это

должны нести ответственность.

Возлагать же на диспетчера функций контроля правильности производства переключений в целом, что, в соответствии с вышесказанным, включает также и пооперационный контроль операций, недопустимо /15/.

Порядок действий персонала при проведении оперативных переключений. Переключения на подстанциях (электрических станциях) могут выполняться одним или двумя лицами, что определяется местными условиями: уровнем напряжения электроустановки (до или выше 1000 В), сложностью схемы, видом оперативного обслуживания (дежурный персонал или оперативно-выездная бригада) и т.д. В качестве примера ниже приводится перечень переключений для Западных электрических сетей АО «ДРСК», выполняемых одним или двумя лицами. Данный перечень утвержден главным инженером ЗапЭС.

П Е Р Е Ч Е Н Ь

видов переключений, выполняемых в распределительных устройствах по типовым бланкам переключений, по бланкам переключений и без бланков переключений

<i>№ п/п</i>	<i>Наименование подстанции</i>	<i>Переключения по типовым БП, к-во участ. лиц</i>	<i>Переключения по БП, к-во участ. лиц</i>	<i>Без бланков переключений, к-во участ. лиц</i>
1.	НОВОКИЕВКА	Согласно приложения; 2чел.	линии 220, линии 35, шины 35; 1 человек	линии 10; 1 человек
2.	УГЛОВАЯ		T-1, T-2, ТСН, шины 35, шины 10; 1 человек	линии 10; 1 человек
3.	МАЗАНОВО		T-1, шины 35, шины 10; 1 человек	линии 10; 1 человек
4.	КРАСНОЯРОВО		T-1, T-2, ТСН, шины 35, шины 10; 1 человек	линии 10; 1 человек
5.	БЕЛОЯРОВО		T-1, T-2, ТСН, шины 35, линии 35, шины 10; 1 человек	линии 10; 1 человек
6.	МАРГАРИТОВКА		T-1, ТСН, шины 35, шины 10; 1 человек	линии 10; 1 человек
7.	САПРОНОВО		T-1, T-2, ТСН, шины 35, линии 35, шины 10; 1 человек	линии 10; 1 человек

Примечание:

❖ В таблице указаны линии, подлежащие выводу в ремонт, однако под линиями понимают

выключатели отходящих или приходящих линий.

- ❖ *При выводе в ремонт линии все действия дежурных координирует диспетчер, руководящий переключениями.*
- ❖ *Переключения в расщепителях, выполняемые персоналом ОВБ производятся только в два лица.*
- ❖ *Переключения на линиях 6-10 кВ с двухсторонним питанием производятся по бланку переключений.*

П Е Р Е Ч Е Н Ь

типовых бланков переключений, выполняемых 2 лицами, для ПС “НОВОКИЕВКА”

1. *ПЕРЕХОД С СВ-220 НА РЕМОНТНУЮ ПЕРЕМЫЧКУ*
2. *ПЕРЕХОД С РЕМОНТНОЙ ПЕРЕМЫЧКИ НА СВ-220*
3. *ВЫВОД В РЕМОНТ 1С-220*
4. *ВВОД В РАБОТУ 1С-220*
5. *ВЫВОД В РЕМОНТ 2С-220*
6. *ВВОД В РАБОТУ 2С-220*
7. *ВЫВОД В РЕМОНТ ТРАНСФОРМАТОРА Т-1*
8. *ВВОД В РАБОТУ ТРАНСФОРМАТОРА Т-1*
9. *ВЫВОД В РЕМОНТ ТРАНСФОРМАТОРА Т-2*
10. *ВВОД В РАБОТУ ТРАНСФОРМАТОРА Т-2*

** для остальных подстанций ЗапЭС также существуют подобные приложения.*

При участии в переключениях двух лиц контролирующим назначается старшее в смене или специально назначенное и прибывшее на подстанцию лицо, на которое помимо функций контроля за правильностью выполнения каждой операции возлагается также наблюдение за переключениями в целом. Низшее по должности лицо обычно выполняет роль исполнителя, тем не менее, ответственность за правильность выполнения переключений возлагается на обоих. В ходе выполнения оперативных переключений запрещается перераспределение обязанностей между лицом, производящим переключения, и лицом, контролирующим переключения, также не допускается совместное одновременное выполнение указанными лицами различных операций.

При выполнении операций по бланку переключения оперативный персонал действует следующим образом:

1. на месте выполнения операции проверяет по надписи наименование электрической цепи и название коммутационного аппарата, к приводу которого он подошел. Выполнение операций по памяти без проверки надписи у привода аппарата категорически воспрещается;
2. убедившись в правильности выбранного коммутационного аппарата, зачитывает по бланку содержание операции и после этого выполняет ее. При участии в переключениях двух лиц операция выполняется после повторения ее исполнителем и получения соответствующего подтверждения контролирующего;
3. выполненную операцию отмечают в бланке, чтобы избежать пропуска очередной операции.

Переключения должны выполняться строго по бланку и изменять установленную в нем последовательность действий не допускается. При производстве переключений персонал обязан выполнять необходимые действия в схемах релейной защиты, автоматики и вторичных цепях, руководствуясь указаниями местных инструкций по их обслуживанию. Последовательность операций в первичных схемах должна быть согласована с операциями в схемах вторичных устройств и записана в бланке переключений. Поэтому все типовые бланки, используемые в электроустановках, должны быть согласованы со службой релейной защиты и автоматики /11/.

В бланке должно быть отражено время начала и время окончания переключений. В оперативном журнале производится запись о выполнении распоряжения в соответствии с той формой, которая установлена в энергосистеме. После этого вносятся изменения в оперативную схему или схему-макет, и о выполнении распоряжения на переключения информируется диспетчер, отдавший это распоряжение. Информацию передает лицо, получившее распоряжение на переключения.

3.9. Последовательность основных операций и действий при отключении и включении электрических цепей

Операции с коммутационными аппаратами, установленными в одной электрической цепи, выполняются в последовательности, определяемой назначением этих элементов и безопасностью операций для лиц, выполняющих переключения.

При отключении электрической цепи, имеющей выключатели, первой выполняется операция отключения выключателей, при этом разрывается цепь тока и снимается напряжение только с отдельных элементов электрической цепи (линии электропередачи, трансформатора и т.д.). Если электрическая цепь выводится в ремонт, то для безопасности работ она отключается и разъединителями. Практикой установлена следующая последовательность отключения разъединителей: вначале отключаются линейные (трансформаторные), а затем шинные разъединители. При включении электрической цепи производится обратная последовательность действий.

Данная последовательность операций с линейными и шинными разъединителями объясняется необходимостью уменьшения последствий возможных повреждений, которые могут иметь место при ошибках персонала.

Например, по ошибке отключены под нагрузкой линейные разъединители. Возникшее при этом, короткое замыкание (КЗ) устранится автоматическим отключением выключателя линии. Отключение же под нагрузкой шинных разъединителей может вызвать отключение сборных шин, следовательно последствия будут более тяжелые.

При включении электрической цепи в работу операции с выключателями выполняются в последнюю очередь во всех случаях.

Устройства автоматики (АПВ, АВР и др.) обычно выводятся из работы перед отключением выключателя, на который они воздействуют, и вводятся в

работу только после включения выключателя, чтобы избежать ложного срабатывания /11/.

Кроме операций с коммутационными аппаратами при производстве оперативных переключений необходимо выполнять проверочные действия. К проверочным действиям относятся проверки режимов работы подстанций и отдельных видов оборудования, проводимые до начала переключений, а также в ходе их выполнения. По результатам таких проверок судят о возможности выполнения переключений; предупреждается возникновение утяжеленных режимов работы оборудования и выход показателей качества электрической энергии за пределы нормируемые ГОСТ 32144-2013.

В процессе переключений должны проверяться нагрузки отключаемых (включаемых) электрических цепей, действительные положения коммутационных аппаратов, стационарных заземлителей (заземляющих ножей), а также отсутствие напряжения на токоведущих частях перед их заземлением. Проверка положения выключателей на месте их установки должна проводиться обязательно, если после отключения этих выключателей будут производиться операции с разъединителями (отделителями) данных электрических цепей. В КРУ отключенное положение выключателя проверяется перед каждой операцией перемещения тележки из рабочего в испытательное положение и наоборот.

Проверка отсутствия напряжения на токоведущих частях перед их заземлением является наиболее ответственным оперативным действием персонала. *На практике все случаи наложения заземления под напряжением явились результатом отказа от предварительной проверки отсутствия напряжения на заземляемом оборудовании.*

При переключениях в реальных условиях выполнение всех проверочных действий должно быть обязательным, а наиболее важные из них отражаются в бланке переключений (см. п. 3.3.4).

Далее рассматриваются примеры последовательности действий в ходе оперативных переключений по выводу оборудования в ремонт и при вводе его

в работу после ремонта. При этом взяты примеры операций, использованных в главе 5 /9/ и в /11,12/, которые частично представлены в виде графов, учитывающих наименование коммутационного аппарата, либо конкретной операции с участвующим в переключениях оборудованием (указано в прямоугольных рамках). Очередность выполнения необходимых действий указана соединительными линиями со стрелками - сплошными для случая отключения и пунктирными для включения рассматриваемой цепи.

Данные последовательности операций относятся к типовым схемам и компоновкам РУ, и учитывают типовое оснащение присоединений устройствами релейной защиты и автоматики. В случаях, если фактическое исполнение РУ (схема, компоновка, характеристики оборудования и т.п.) отличается от типовых, последовательность коммутационных операций должна быть уточнена местной инструкцией; последней, в частности, уточняется и перечень необходимых проверочных (контрольных) действий, которые должны быть выполнены оператором в ходе переключений.

Обобщенный типовой перечень операций в первичных цепях, при которых по /9/ в общем случае следует снимать оперативный ток с приводов коммутационных аппаратов, а также перечень обязательных проверочных операций и действий с устройствами релейной защиты и автоматики приведены соответственно в табл.1, 2, 3.

Табл. 1. Обязательное снятие оперативного тока при переключениях

Операция, при которой следует снимать оперативный ток	Коммутационный аппарат и элементы, с которых следует снимать оперативный ток	Момент снятия оперативного тока
Перевод присоединения с одной системы шин на другую посредством ШСВ	Привод и защита ШСВ	Перед операциями с ШР (до проверки использования ШСВ на месте его установки)
Операции с разъединителями с дистанционным управлением, если в процессе переключений нужна жесткая фиксация этих разъединителей во включенном положении	Привод разъединителя (рекомендуется также отключение силовых цепей привода)	Перед выполнением последующих операций с коммутационным оборудованием и непосредственно до проверки на месте включенного положения разъединителя
Подача напряжения на линию электропередачи разъединителем со стороны ПС с упрощенной схемой	Привод выключателя с другого конца линии (где есть выключатель)	Перед подачей напряжения
Операции с разъединителем на присоединении, отключенном выключателем с местным управлением (не со щита управления и не из РУ)	Привод выключателя	Перед операциями с разъединителем
Шунтирование (расшунтирование) разъединителем включенного выключателя	Привод выключателя Основная защита, действующая на другой конец (концы) линии электропередачи	До проверки положения выключателя на месте установки. До перевода основной защиты на ТТ находящиеся вне зашунтированного участка
Фазировка на зажимах вторичных обмоток ТН	Привод отключенного ШСВ	До подачи напряжения на время фазировки

Табл. 2. Обязательные проверочные операции

Проверяемое состояние (характеристика)	Проверяемый коммутационный аппарат	Способ проверки	При каких операциях проверка делается
Отключенное положение	Выключатель в цепи разъединителя	Визуально на месте установки	До отключения (включения) разъединителя
	Выключатель на стороне НН (СН) трансформатора		До операции с разъединителем (ОД) на стороне ВН трансформатора при отсутствии в этой цепи выключателя
	Выключатель в КРУ с выкатным элементом		До перевода выкатного элемента из рабочего в контрольное положение и наоборот
Включенное положение	ШСВ		Перед переводом присоединения с одних шин на другие
Действительное положение (отдельно каждой фазы)	Разъединитель, отделитель, выключатель нагрузки, заземляющий разъединитель		После каждой операции включения (отключения)
Положение	Выключатель	По измерительным и сигнальным приборам	а) При проведении операций только с выключателями, б) При операциях разъединителями с дистанционными приводами в) При включении присоединения под нагрузку, г) При подаче и снятии напряжения с шин

Проверяемое состояние (характеристика)	Проверяемый коммутационный аппарат	Способ проверки	При каких операциях проверка делается
Положение коммутационного аппарата на другом конце линии электропередачи	Линейный и заземляющий разъединители линий	На основе сообщения местного персонала диспетчеру	При переключениях с двух (нескольких) сторон линии электропередачи
Отсутствие напряжения	Токоведущая часть подлежащая заземлению	С помощью указателя напряжения, по схеме и т.д.	Перед заземлением (перед включением ЗР)
Наличие напряжения с обеих сторон коммутационного аппарата	Включаемый (отключаемый) коммутационный аппарат в цепи транзитной линии с двухсторонним питанием		Перед включением и после отключения
Отсутствие замыкания на землю в сети с изолированной (компенсированной) нейтралью		По измерительным приборам	Перед замыканием линии в транзит
Непревышение допустимой разницы напряжения в электрически не связанных участках сети	По обе стороны аппарата, на котором существует разрыв связи между участками		Перед включением участков сети на параллельную (совместную) работу
Последовательность чередования фаз (фазировка)	По обе стороны аппарата, на зажимах которого может быть несфазированное напряжение, а также установленного в месте раздела распределительной сети с сетями потребителей	Путем выполнения фазировки	Перед включением названного коммутационного аппарата, а также перед включением линии (трансформатора), на которых в ходе ремонта может быть нарушено чередование фаз

Табл. 3. Обязательные операции с устройствами РЗА в ходе оперативных переключений

Оперативное задание (основной комплекс операций)	Необходимая сопряженная операция с устройством РЗА		Примечание
	Вид устройства РЗА	Необходимая операция	
Отключение устройства РЗ, запускающего УРОВ	Пуск. УРОВ от этого устройства РЗА	Отключить	Накладку “пуск УРОВ” переводится в положение “включить” после ввода в работу защиты, запускающей УРОВ
Любые операции с ШР и ВВ	Автоматические устройства (АПВ шин, АВР, СВ и ШСВ) действием которых подается напряжение на шины	Отключить	На все время операций с ШР и ВВ
	Ускорение соответствующих резервных защит	Ввести на все время названных операций	Если операции выполняются в РУ 110 кВ и выше при отсутствии дифзащиты шин. Вместо ускорения резервных защит может быть введена временная защита

Оперативное задание (основной комплекс операций)	Необходимая сопряженная операция с устройством РЗА		Примечание
	Вид устройства РЗА	Необходимая операция	
Включение нормально отключенного СВ на РП (на ПС)	Устройства АРНТ обоих трансформаторов на ЦП (на ПС)	Отключить (перевести РПН на ручное управление)	При исходной схеме - раздельная работа секций РП (секции НН ПС) и трансформаторов на ЦП
	АВР СВ	Отключить	
Перевод присоединения с одной системы шин на другую	Цепи напряжения устройств РЗА присоединений	Переключить на соответствующий ТН	Если не предусмотрено автоматическое переключение
	УРОВ и дифзащита шин	Временно перевести в режим работы с нарушенной фиксацией	На период до завершения операций с ШР
	АПВ шин	Временно отключить	См. выше
Вывод в ремонт ТСН 6/0,4 кВ электростанции	Защита минимального напряжения выводимого в ремонт	Отключить	Включается перед вводом трансформатора в работу после ремонта
	АВР резервного трансформатора	Отключить	Включается при восстановлении нормальной схемы
Вывод в ремонт трансформатора на двухтрансформаторной ПС	Газовая защита и технологическая автоматика выводимого в ремонт трансформатора	Отключить	-
	АРНТ оставшегося в работе трансформатора	Временно отключить (перевести РПН на ручное управление)	Обратное включение АРНТ после завершения операций по разгрузке выводимого в ремонт трансформатора
Включение трансформатора на двухтрансформаторной ПС в работу после ремонта	АРНТ работающего трансформатора	Временно отключить (перевести РПН на ручное управление)	Обратное включение АРНТ после завершения операций по включению под нагрузку вышедшего из ремонта трансформатора
Вывод в ремонт СВ в схеме мостика (с замыканием ремонтной перемычки)	Защиты, включенные на ТТ СВ (основные защиты линий, максимальная и дифференциальная защиты трансформаторов	Временно отключить с обеих сторон	На ПС, где выводится в ремонт СВ переключить токовые цепи защиты с ТТ СВ на ТТ ремонтной перемычки. После этого проверить защиты под нагрузкой и ввести их в действие
		Ввести взаимный останов передатчиков защиты ДФЗ линий при КЗ на любой из линий, соединенных ремонтной перемычкой	
	Резервные защиты линий, соединяемых ремонтной перемычкой, с противоположных концов	Временно ввести ускорение	Ускорение резервных защит линий отключается после завершения комплекса операций по включению ремонтной перемычки и выводу СВ
Ввод в работу после ремонта СВ с размыканием ремонтной перемычки	Защиты, нормально включенные на ТТ находившегося в ремонте СВ, а также резервные защиты линий, соединяемых СВ (ремонтной перемычкой)	Восстановить нормальную схему действия и характеристики защит, затронутых, в соответствии с предыдущим пунктом, при выводе СВ из схемы РУ. На время работ в токовых цепях защит временно выводить их из действия с проверкой под нагрузкой перед обратным вводом в работу. На этот же период временно ввести ускорение резервных защит линий с противоположных концов	

Оперативное задание (основной комплекс операций)	Необходимая сопряженная операция с устройством РЗА		Примечание
	Вид устройства РЗА	Необходимая операция	
Замена выключателя присоединения обходным (ОВ)	Дифзащита шин (ДЗШ)	С помощью испытательных блоков ввести в схему ДЗШ ТТ ОВ как выключателя присоединения. Временно отключить ДЗШ.	После отключения ДЗШ выполнить необходимые переключения в ее цепях, проверить ДЗШ под нагрузкой и ввести в работу.
	Защиты ОВ	Выставить уставки, соответствующие уставкам защит данного присоединения	-
	Основные быстродействующие защиты присоединения (ДФЗ, ДЗЛ)	Временно отключить с двух сторон	Переключить токовые и оперативные цепи на ОВ, проверить защиты под нагрузкой, включить в работу и опробовать на отключение ОВ с обратным его включением от АПВ
Ввод в работу "своего" выключателя после его ремонта с заменой обходным	Выполнить мероприятия по восстановлению нормальной схемы и характеристик защит в порядке обратном вышеуказанному. Дополнительно на время восстановления нормальной схемы присоединения подключить к ТТ своего "выключателя" резервные защиты (либо специальные временные защиты), специально настроенные и проверенные от постороннего источника первичного тока и ввести их в действие на отключение "своего" выключателя.		
Перевод совместного шиносоединительного и обходного выключателя (ШОВ), используемого в нормальном режиме как шиносоединительный, в режим обходного выключателя	Защиты ШОВ	Включить с уставками "опробывание"	Опробывание ШОВ на отключение от защит с включением от АПВ, после чего отключить АПВ ШОВ и сам ШОВ
	УРОВ	Отключить от защит ШОВ	
	АПВ ШОВ	Временно включить	
	УРОВ и ДЗШ	Временно отключить	С помощью испытательных блоков переключить токовые и оперативные цепи ДЗШ таким образом, чтобы обходные шины входили в зону ДЗШ при ее опробывании напряжением, после чего вновь включить УРОВ и ДЗШ
Включение оборудования в работу после ремонта или нахождения без напряжения если при этом выведена из действия дифзащита шин либо основная защита присоединения	Пуск УРОВ от защит ДЗШ	Включить	-
	Ускорение соответствующих резервных защит	Ввести	Может быть также введена временная защита

На рис.19 представлены графы, относящиеся к последовательности операций с коммутационными аппаратами применительно к типовым схемам присоединений, имеющих в цепи выключатели (В) и соответствующие шинные и линейные разъединители (ШР, ЛР), либо КРУ с выкатными элементами.

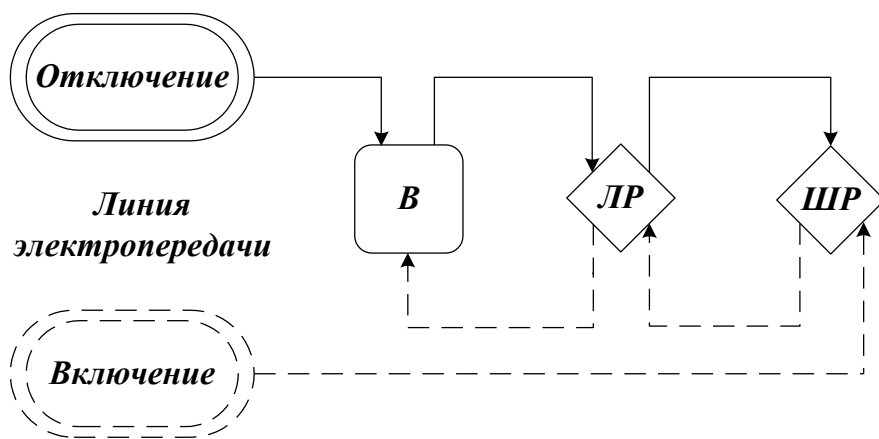
Графы составлены на основе указаний п.3.5.2-3.5.6 /13/ для случаев: отключение и выключение линии электропередачи выключателем и отдельно стоящими разъединителями (рис.19 а), либо КРУ с выкатными элементами (рис.19 б), а также отключение и включение трехобмоточного трансформатора (рис.19 в).

Дополнительно к последнему следует указать, что при неполной изоляции нейтрали трансформатора 110-220 кВ, а также при оперировании воздушными выключателями следует предварительно заземлить нейтраль трансформатора.

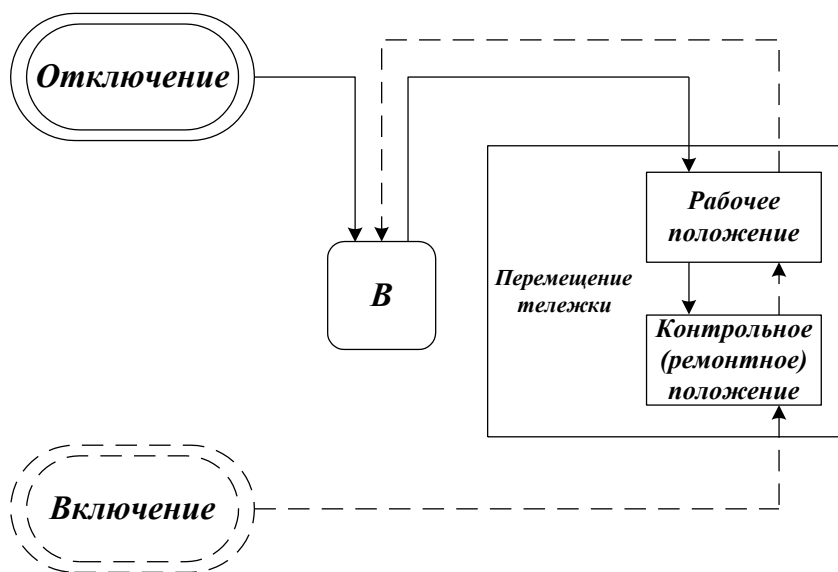
Применительно к рис. 19) следует отметить, что при отключении присоединения для производства работ вне КРУ выкатной элемент, как правило, ставится в ремонтное положение; контрольное положение тележки допускается после включения заземляющих разъединителей и при наличии блокировки между последними и тележкой (в КРУ без блокировки и без стационарных заземляющих разъединителей допускается промежуточное положение тележки между рабочим и контрольным - с запирающим ее в этом положении на замок).

Отключение и включение воздушных и кабельных линий электропередачи.

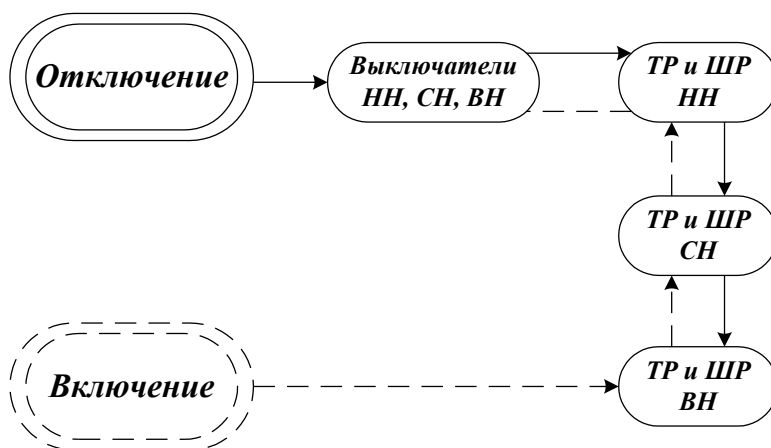
По своему положению в сети линии электропередачи напряжением 6 кВ и выше могут иметь одностороннее и двухстороннее питание. К первым относятся так называемые *тупиковые линии*, ко вторым – *транзитные*.



а)



б)

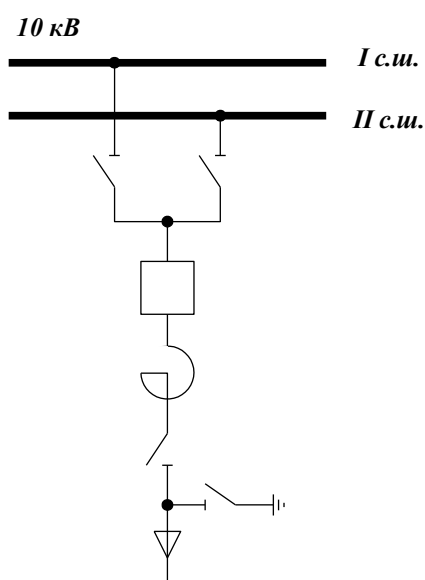


в)

Рис.19. Рекомендуемая последовательность операций с коммутационными аппаратами при отключении (включении) электрических цепей

Отключение тупиковой линии, как правило, начинают с отключения выключателя на питаемой подстанции, при этом проверяется готовность потребителей к отключению линии. Затем проверяют отсутствие нагрузки на линии и отключают ее выключатель со стороны питающей подстанции.

Включение тупиковой линии под напряжение и нагрузку выполняют в обратном порядке.



Последовательность операций при отключении линии (рис.20): отключить устройство АПВ и выключатель линии, линейные, а затем и шинные разъединители. При включении линии сначала включают шинные разъединители, затем линейные разъединители, выключатель и АПВ линии.

Данная последовательность действий соответствует графу рис. 19 а).

Рис.20. Схема присоединения линии 10 кВ

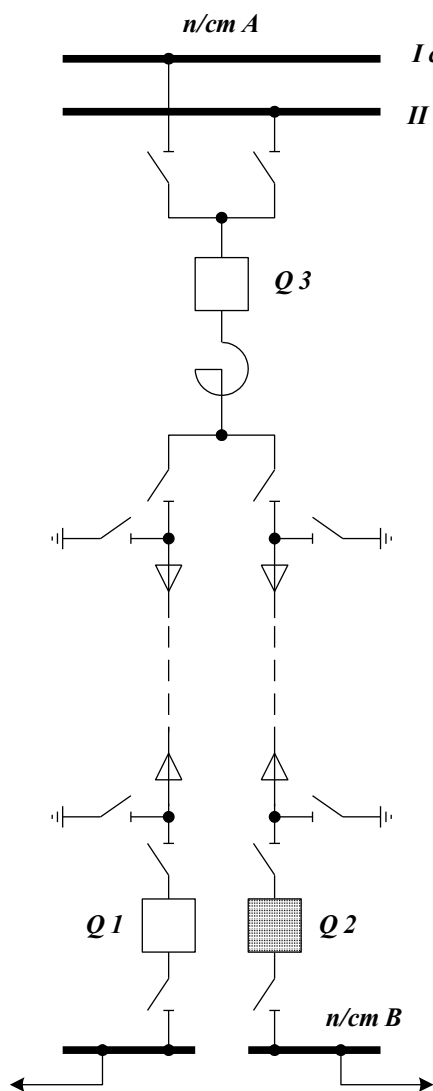
В эксплуатации встречаются линии 6-10 кВ (преимущественно кабельные), *спаренные под один выключатель* со стороны питающей их подстанции. По линиям может осуществляться питание одной или нескольких подстанций, часто связанных с другими питающими центрами.

По условиям эксплуатации спаренные линии в одно и то же время могут находиться в различных оперативных состояниях: могут быть включены в работу или отключены сразу обе линии, одна из линий может находиться в работе, другая – в ремонте.

Включение и отключение одной из спаренных линий, когда другая отключена линейными разъединителями производится в обычной последовательности, предусмотренной для одиночной линии.

Включение в работу одной из спаренных линий (рис.21), если другая линия W1 находится в работе, производится с отключением линии, находящейся в работе.

Отключение одной из спаренных линий, когда обе линии включены и несут нагрузку, производится обычно с отключением спаренных линий.



Включение. Отключить выключатель Q1 работающей линии W1 со стороны нагрузки; отключить выключатель Q3 спаренных линий со стороны питания, включить линейные разъединители с обеих сторон включаемой линии W2; включить выключатель Q3 со стороны питания; включить выключатели Q1 и Q2 линий со стороны нагрузки.

Отключение. Отключить выключатель спаренных линий со стороны питания Q3; отключить линейные разъединители с обеих сторон отключаемой линии; включением Q3 подать напряжение на оставшуюся в работе линию; замкнуть линию под нагрузку включением ее выключателя у потребителя.

Рис.21. Схема спаренных кабельных линий

Последовательность операций по отключению и включению *транзитных линий и линий дальних передач* (напряжением 330 кВ и выше) устанавливается диспетчером, учитывающим состояние схемы сети, надежность питания отдельных подстанций и участков сети при подаче от них напряжения на линию, наличие быстродействующих защит на линиях, конструкцию и тип выключателей.

Отметим, что выводу в ремонт дальних ЛЭП предшествует выполнение комплекса режимных мероприятий: перераспределение перетоков мощности по линиям, изменение уставок РЗ, вывод из работы устройств системной автоматики и др.

Подачу напряжения на линии связи станций с системой при их включении осуществляют, как правило, со стороны системы, так как опробывание напряжением линии со стороны станции может привести к отделению ее от системы, если на линии окажется КЗ, а выключатель или защита линии откажет в отключении.

Вывод в ремонт транзитной линии. Проверяют возможность отключения линии по режиму работы участка сети; на подстанции А отключают выключатель линии и по амперметру проверяют отсутствие нагрузки на линии; на подстанции Б проверяют отсутствие нагрузки на линии и отключают ее выключатель.

Затем в РУ проверяют отключенное положение выключателя линии и отключают ее линейные разъединители, проверяют отключение каждой фазы разъединителей.

После проверки отсутствия напряжения на линии накладывают необходимые защитные заземления с обеих ее сторон.

При включении стационарных заземляющих ножей проверяют положение заземлителя каждой фазы.

На рис.22 представлена схема транзитной линии электропередачи и граф последовательности операций по ее отключению (включению); здесь приняты следующие сокращения: ЗР - заземляющий разъединитель, ОТКЛ - отключение, ВКЛ - выключение, ПОН - проверка отсутствия напряжения, ПО - проверка отключенного положения /12/ ¹.

¹ При отключении (включении) системообразующих и межсистемных ЛЭП дополнительно выполняются необходимые режимные мероприятия и операции с устройствами системной (противоаварийной) автоматики, по проверке синхронизма и т.п., что графом рис.15 не учтено.

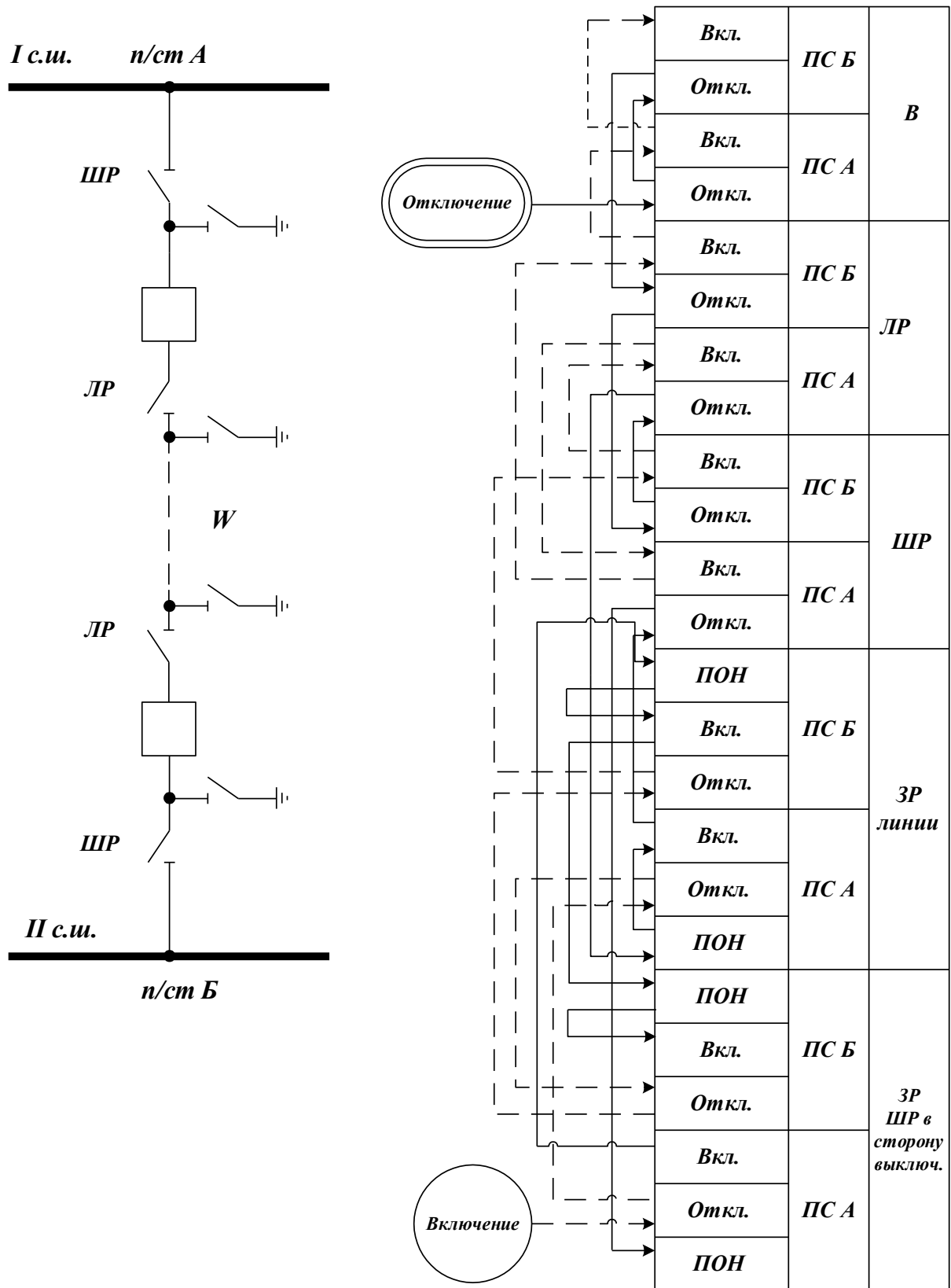


Рис.22. Схема транзитной линии электропередачи и граф последовательности выполняемых операций

Отключение и включение силовых трансформаторов и автотрансформаторов

Отключение трехобмоточного трансформатора (или автотрансформатора) выполняется в следующей последовательности: отключают выключатели со стороны низшего, среднего и высшего напряжения, отключают трансформаторные и шинные разъединители со стороны низшего напряжения, а затем в той же последовательности со стороны среднего и высшего напряжений.

Для *включения* трансформатора необходимо включить шинные и трансформаторные разъединители с каждой из трех сторон, затем включить выключатели высшего, среднего и низшего напряжений.

Данная последовательность выполнения операций показана в виде графа на рис.19 в).

Отключение и включение отделителями и разъединителями ненагруженных трансформаторов 110-220 кВ, имеющих неполную изоляцию нейтрали, выполняют при предварительном глухом заземлении нейтрали, если она была разземлена и защищена вентильным разрядником.

Если к нейтрали обмотки 35 кВ подключен дугогасящий реактор (ДГР), то отключение трансформатора следует начинать с отключения ДГР. Это устраняет появление опасных перенапряжений в случае одновременного размыкания контактов выключателя 35 кВ.

Особенно опасно отключение от сети обмотки единственного трансформатора подстанции с подключенным к нейтрали дугогасящим реактором или единственной линии, отходящей от подстанции с дугогасящим реактором.

В процессе эксплуатации неоднократно наблюдались случаи перекрытия изоляции оборудования 35 кВ при различных попытках отключения трансформатора без отключения дугогасящего реактора.

Отключение и включение электрических цепей на подстанциях, выполненных по упрощенным схемам

Подстанции, выполненные по упрощенным схемам, обычно характеризуются отсутствием сборных шин и выключателей со стороны высшего напряжения, но при этом обязательно имеются выключатели со стороны среднего и низшего напряжений.²

Такие подстанции подключаются по схеме

- блока трансформатор-линия с отделителями (рис.23);
- двух блоков с отделителями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (рис.24);
- по схеме мостика с автоматическими отделителями (или выключателем) в перемычке (рис.25) и др.

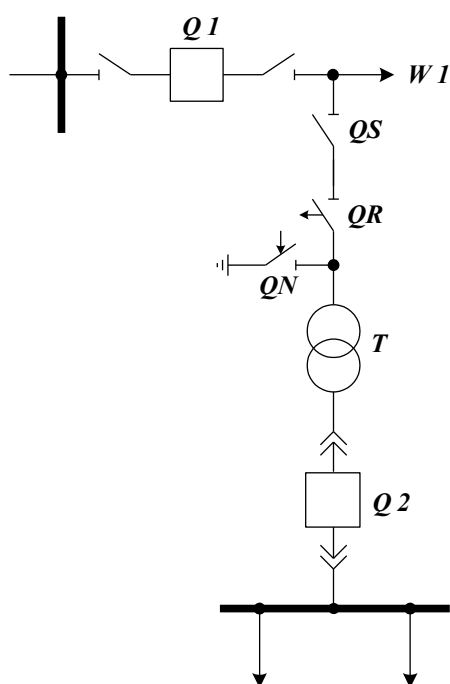


Рис. 23. Схема блока трансформатор-линия с отделителем и короткозамыкателем

² В настоящее время в энергосистемах при проектировании электрической части подстанций не рекомендуется использование упрощенных схем подстанций с ОД и КЗ на стороне высшего напряжения.

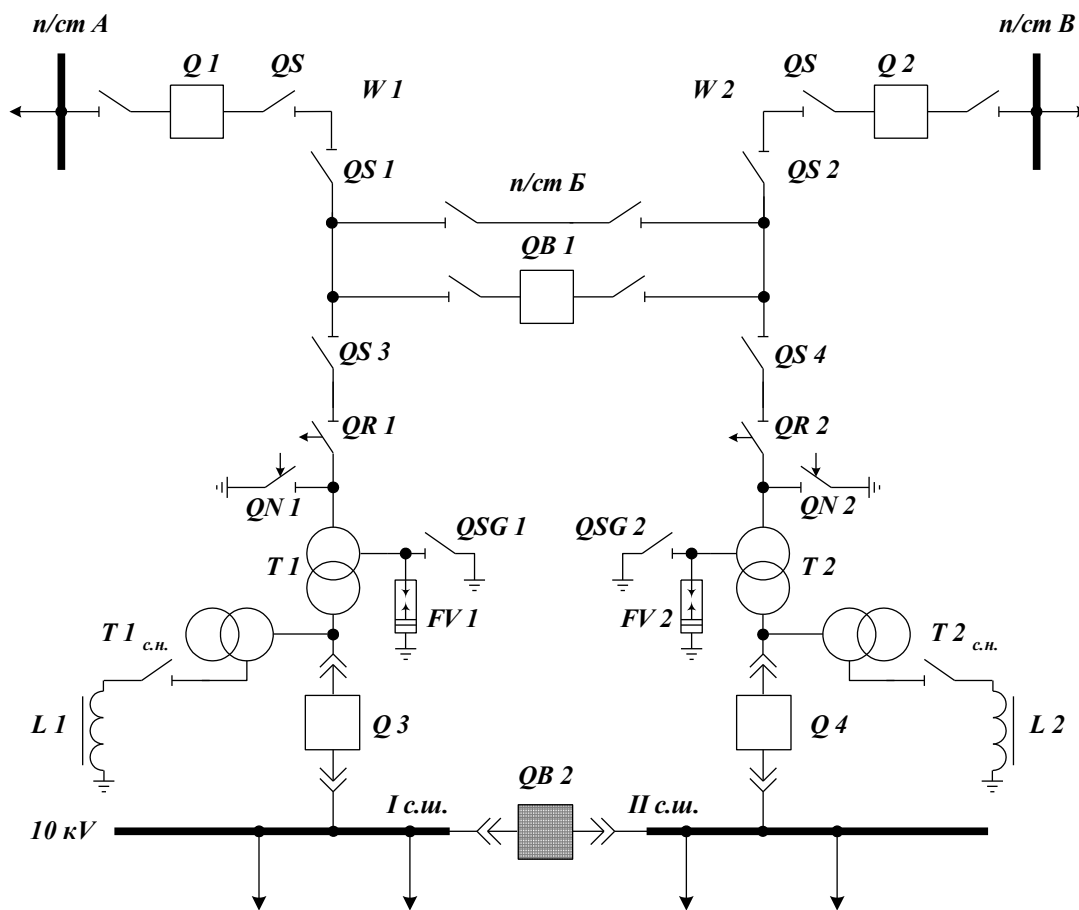


Рис. 24. Схема двух блоков с отделителями и неавтоматической перемычкой со стороны линии

Подстанции (ПС), выполняемые по схеме (рис.24), подключаются в рассечку проходящей линии, и через их перемычки осуществляется транзит мощности. Для повышения надежности и оперативности схемы параллельно перемычке с выключателем устанавливают перемычку с разъединителями. В этом случае перемычка из разъединителей выполняет функции ремонтной перемычки только на время ремонта выключателя.

Отключение линии W1. На ПС А отключают выключатель Q1 и линейные разъединители (ЛР) QS; на ПС Б отключают ЛР QS1, при этом с линии снимают напряжение. В данном случае отключение зарядного тока линии линейными разъединителями допустимо.

Включение линии W1. На ПС А включают ЛР QS, а затем выключатель Q1 – опробывание напряжением для проверки исправности линии и отсутствия на ней заземлений. Подача напряжения на линию включением ЛР на ПС Б (без опробывания напряжением с помощью выключателя) сопряжена

с опасностью для персонала. Затем отключают выключатель $Q1$ на ПС А – с линии снимают напряжение; с привода выключателя $Q1$ снимают напряжение оперативного тока (ОТ). На ПС Б проверяют отсутствие напряжения на вводе линии и включают ЛР $QS1$ – на линию подают напряжение. На ПС А подают напряжение ОТ на привод и включают выключатель – линию $W1$ ставят под нагрузку.

Подстанции, выполняемые по схеме (рис.25), подключаются ответвлениями к двум (двухцепным) линиям. Отделители в перемычке нормально отключены и замыкаются автоматически при устойчивом повреждении и отключении защитой одной линии.

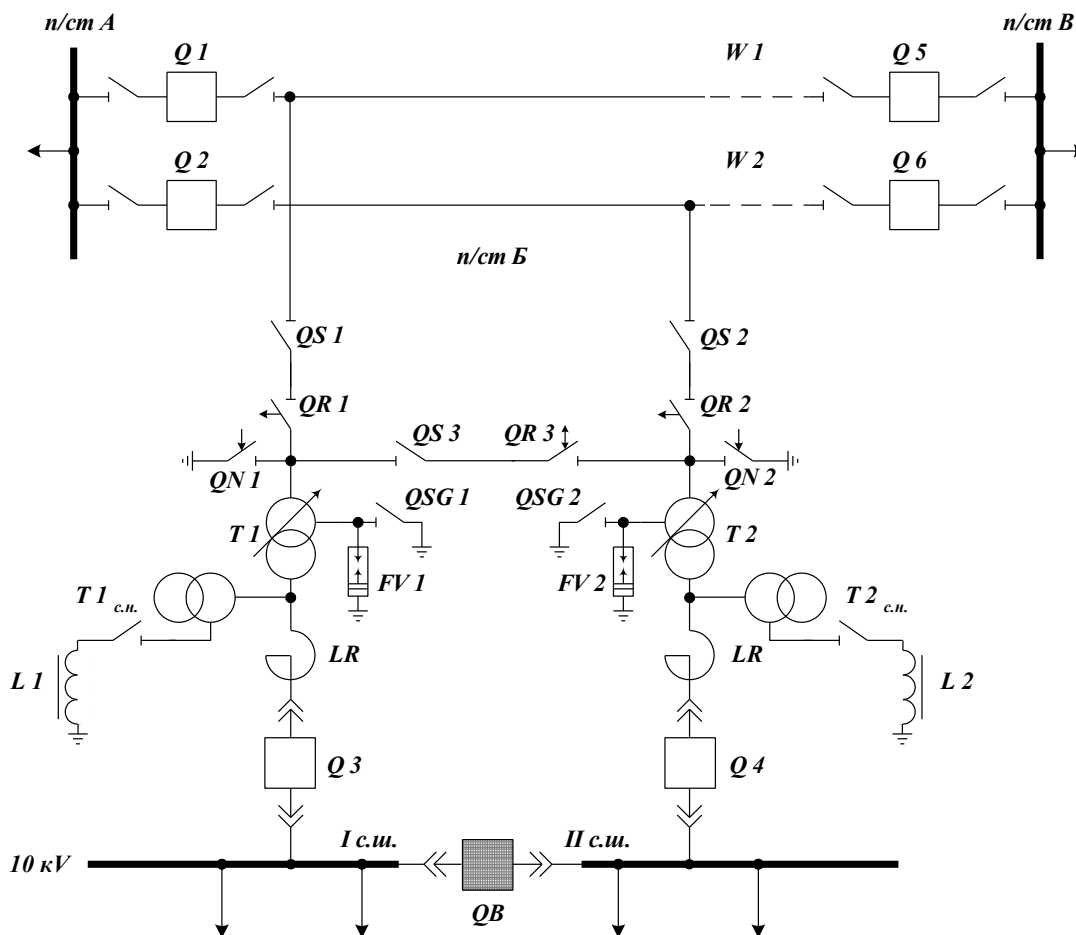


Рис. 25. Схема двухтрансформаторной ответвительной подстанции с автоматическими отделителями в перемычке

Отключение трансформатора Т1 в ремонт. Включены в работу устройства АПВ выключателей вводов 10 кВ №1 и №2, АВР отделителей 110 кВ (QR3) и секционного выключателя 10 кВ (QB).

Переключения выполняются в следующей последовательности:

- питание нагрузки I с.ш. (0,4 кВ) собственных нужд переводится на трансформатор $T2_{с.н.}$ – для этого включается секционный автомат 0,4 кВ (SFB) и отключается автомат SF1 (ввод №1 0,4 кВ от $T1_{с.н.}$);
- дугогасящий реактор L2 настраивается на суммарный емкостной ток линий, отходящих от шин 10 кВ, затем отключается разъединитель дугогасящего реактора L1;
- автоматические регуляторы напряжения трансформаторов Т1 и Т2 переключаются с автоматического на дистанционное управление, после этого РПН трансформатора Т1 переводится в положение, одинаковое с положением РПН трансформатора Т2;
- выводится из работы устройство АВР разъединителей QR3, АПВ выключателя Q3 и АВР секционного выключателя QB;
- включается секционный выключатель QB и после проверки на нем нагрузки отключается вводной выключатель Q3 трансформатора Т1;
- АРКТ трансформатора Т2 переключается с дистанционного на автоматическое управление;
- автоматический регулятор напряжения под нагрузкой (РПН) трансформатора Т1 устанавливается в положение, соответствующее номинальному напряжению и отключают АРКТ;
- проверяется отключенное положение выключателя Q3 и его тележка выкатывается в ремонтное положение;
- включается QSG1 - заземляющий разъединитель в нейтрали обмотки 110 кВ трансформатора Т1;
- дистанционно отключаются отделители 110 кВ (QR1) – отключается намагничивающий ток трансформатора Т1;

- отключаются линейные разъединители 110 кВ (QS1) и разъединители в перемычке (QS3).

При подготовке рабочего места выполняется комплекс организационных и технических мероприятий, предусмотренных требованиями ПТЭ и ПТБ.

Включение в работу трансформатора Т1. После окончания ремонта, осмотра оперативным персоналом места работ и снятия защитных заземлений последовательность действий по включению трансформатора в работу – следующая:

- проверяется отключенное положение короткозамыкателя QN1;
- проверяется включенное положение разъединителя в нейтрали обмотки 110 кВ трансформатора Т1;
- проверяется отключенное положение отделителей QR3, затем включаются разъединители QS3;
- тележка выключателя Q3 перемещается в контрольное положение (при этом сам выключатель должен быть отключен) и присоединяются шлейфы (электрические разъемы в шкафу);
- проверяется положение РПН трансформатора Т1, которое должно соответствовать отпайке номинального напряжения;
- включаются разъединители QS1 и проверяется их включенное положение;
- пофазным включением отделителей QR1 трансформатор ставится под напряжение и затем отключается разъединитель в нейтрали обмотки 110 кВ трансформатора Т1;
- тележка с выключателем Q3 вкатывается в рабочее положение;
- АРКТ трансформатора Т2 переключается с дистанционного на автоматическое управление;
- АРКТ трансформатора Т1 переключается на дистанционное управление и РПН трансформатора устанавливается в положение, соответствующее положению РПН трансформатора Т2;

- включается выключатель Q3 и проверяется распределение нагрузки между трансформаторами T1 и T2, после этого отключается секционный выключатель QB;
- вводятся в работу устройства АВР секционного выключателя QB; АВР отделителей QR3 и АПВ выключателя Q3;
- АРКТ трансформаторов T1 и T2 переключаются с дистанционного на автоматическое управление;
- включается автоматический выключатель SF1, проверяется распределение нагрузки между трансформаторами собственных нужд ТСН-1 и ТСН-2 и отключается секционный автоматический выключатель SFB;
- включается разъединитель ДГР L1 и восстанавливается нормальный режим компенсации емкостных токов замыкания на землю.

Далее целесообразно рассмотреть последовательность основных операций и действий при выводе в ремонт (вводе в работу) одной из цепей двухцепной линии электропередачи, питающей данную подстанцию.

При отключении для ремонта линии W1 соблюдается следующая последовательность:

- на ответственной подстанции Б выводится из работы АВР секционных отделителей в перемычке QR3;
- питание нагрузки I с.ш. 0,4 кВ собственных нужд переводится на трансформатор T2_{с.н.};
- выводится из работы АВР между I и II с.ш. 10 кВ и включается секционный выключатель QB, после этого отключается выключатель Q3 ввода №1, 10 кВ от трансформатора T1;
- на подстанциях А и В отключаются выключатели Q1 и Q5, а потом соответствующие линейные разъединители;
- на подстанции Б отключают линейные разъединители QS1.

Отключенную линию W1 заземляют в соответствии с требованиями ПТЭ и ПТБ³.

Следует отметить, что на подстанции Б не проводились операции по заземлению нейтрали обмотки 110 кВ трансформатора Т1 и отключения ДГР L1, так как коммутация трансформатора Т1 осуществлялась не отделителями, а выключателями линии, неодновременностью расхождения контактов фаз которых можно пренебречь⁴.

Включение после ремонта линии W1.

- *Снимаются защитные заземления со всех сторон линии электропередачи W1;*
- *на подстанции Б, а затем на подстанциях А и В включаются линейные разъединители;*
- *на подстанции А включают выключатель Q1, на подстанции В выключателем Q5 линия W1 включается в транзит и проверяется наличие нагрузки;*
- *восстанавливается нормальная схема на подстанции Б (аналогично предыдущему примеру, но в обратном порядке).*

Для рассмотренной последовательности напряжение подавалось сразу на линию W1 и трансформатор Т1 подстанции Б посредством включения выключателя Q1 на подстанции А.

Включение и последующее отключение трансформатора на двухтрансформаторной подстанции по схеме, соответствующей рис.26 (транзитная схема без выключателей на стороне высшего напряжения).

³ После отключения линии W1 в ремонт на подстанции трансформатор Т1 может быть снова введен в работу. Его соединяют через перемычку с оставшейся в работе линией W2.

⁴ Если на время ремонта линии W1 трансформатор Т1 остается отключенным, то необходимо настроить ДГР L2 на суммарный емкостной ток линий, отходящих от 1-й и 2-й секций шин 10 кВ.

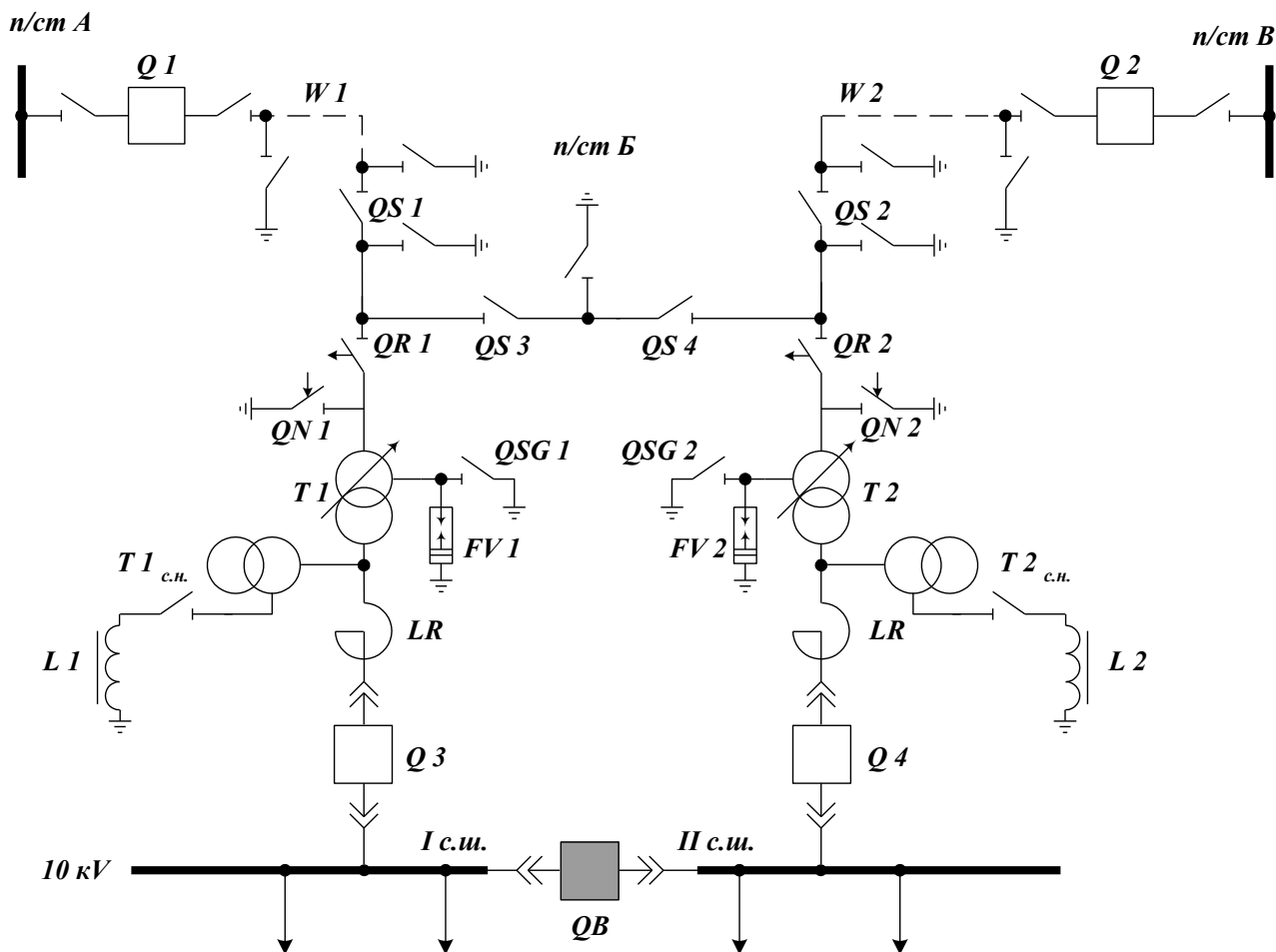


Рис. 26. Главная схема соединения ПС с упрощенной схемой РУ высшего напряжения, присоединенной заводской линии электропередачи

Оговорим, что в исходном режиме (до включения трансформатора) на ПС выключатель $Q3$ низшего напряжения трансформатора $T1$ отключен и его выкатная часть находится в ремонтном положении; отключен и выключатель $Q1$ на ПС А⁵.

⁵ Собственные нужды рассматриваемой ПС Б питаются от ТЧН-2, т.е. автоматические выключатели SF2 (ввод 0,4 кВ от ТЧН-2) и SFB (секционный автоматический выключатель между I и II с.ш. 0,4 кВ) находятся во включенном состоянии, а SF1 (ввод 0,4 кВ от ТЧН-1) отключен.

На рис. 27 представлен граф, иллюстрирующий соответствующую п.3.5.3 /9/ последовательность операций по отключению и обратному включению одного из двух трансформаторов на ПС /12/.

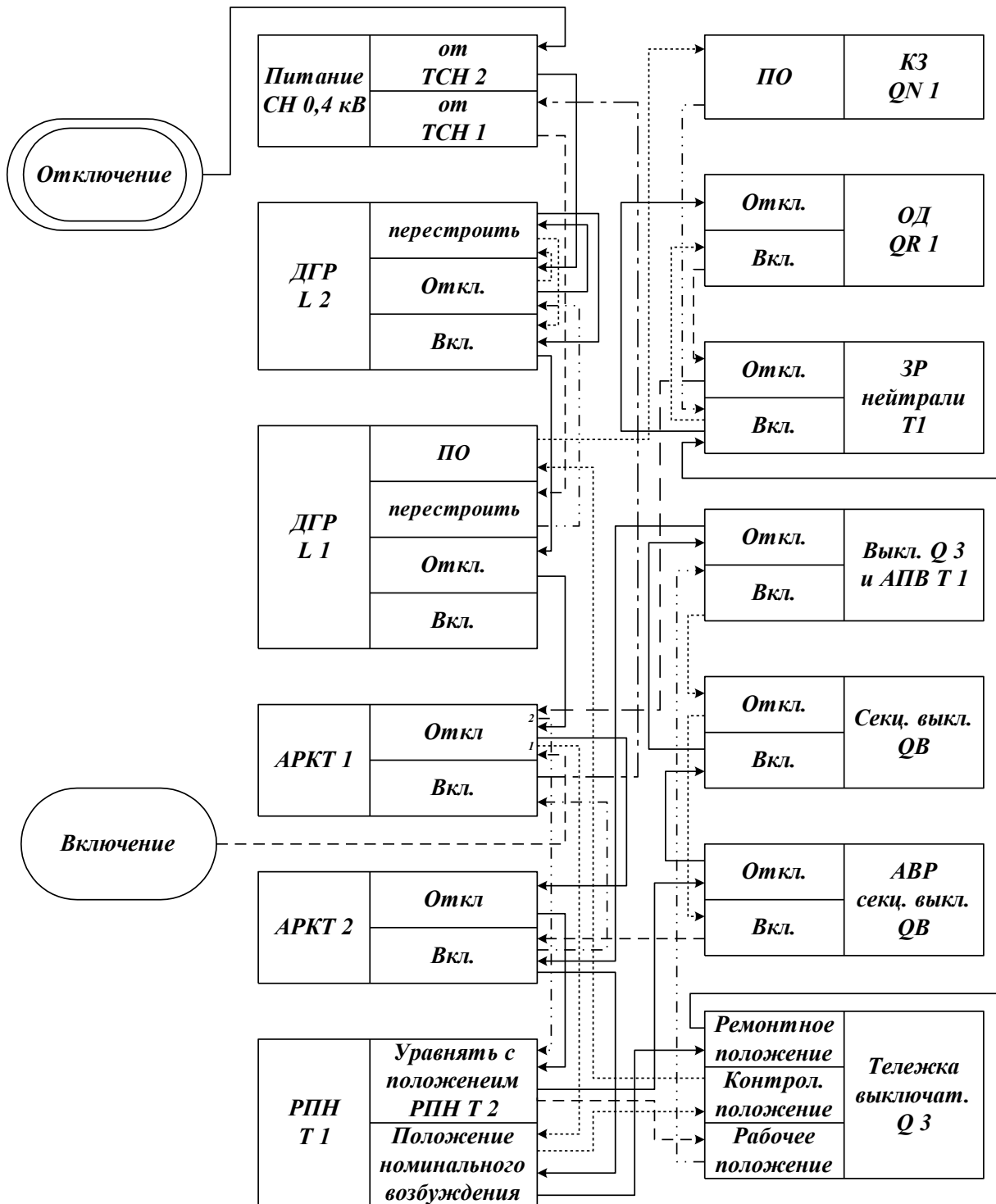


Рис. 27. Последовательность операций по включению и последующему отключению трансформатора на подстанции

Следует отметить, что в обоих рассматриваемых случаях, при отключении одного из двух трансформаторов на ПС с упрощенной схемой, не имеющей выключателя на стороне ВН трансформатора, вначале отключается выключатель НН трансформатора, а затем отключается ОД этого трансформатора. Т.е., при данной программе переключений отключение уравнивающего тока возлагается на выключатель НН трансформатора, а снятие напряжения с трансформатора (отключение намагничивающего тока) - на отделитель.

Однако, рекомендуемая /9/ последовательность по отключению намагничивающего тока трансформатора ОД (или разъединителем) имеет недостатки, связанные с возникновением на контактах отключаемого ОД (разъединителя) открытой дуги, вызывающей перенапряжения, броски намагничивающего тока и т.п. явления, которые могут повредить трансформатор.

В связи с этим в эксплуатации применяют и другой порядок подобных переключений. Он основан на использовании для отключения уравнивающего тока параллельно работающими трансформаторами отделителя (разъединителя) ВН: сперва отключается ОД, а затем снимается напряжение с трансформатора отключением его выключателя НН. Как следует из /12,17/ при выводе из параллельной работы АТ 330 кВ 125 МВА путем отключения разъединителя РНД 330 кВ характер дуги более спокойный, чем при отключении тока намагничивания этим же разъединителем, повторных замыканий дуги нет, перенапряжений не возникает. Более чем двадцатилетний опыт применения подобной последовательности операций в ряде регионов страны свидетельствует об обоснованности такого решения в применении к трансформаторам практически любой мощности и напряжения.

Разумеется, перед отключением разъединителем (отделителем) уравнивающего тока должны быть приняты меры по снижению величины этого тока (изменением положений РПН и т.п.) и снят оперативный ток с выключателя НН.

Основные операции на подстанциях с двумя рабочими системами шин

В нормальных условиях эксплуатации обе системы сборных шин должны находиться в работе. Это связано с требованиями надежности к электроснабжению потребителей, так как при возможном коротком замыкании и отключении релейной защитой одной системы шин вторая система шин останется в работе.

Вывод одной системы шин в ремонт

При выводе в ремонт системы шин требуется освободить ее посредством перевода всех ее присоединений на другую систему шин, которая остается в работе.

Для выполнения этого требования одним из необходимых условий является соблюдение равенства потенциалов каждой системы шин.

Для схем с шиносоединительным выключателем (ШСВ) это условие достигается включением ШСВ, который электрически соединяет между собой обе системы шин.

В то же время шиносоединительный выключатель шунтирует при переводе каждую пару шинных разъединителей принадлежащих одному присоединению. В этом случае включение (отключение) шинных разъединителей переводимого присоединения не представляет опасности, поскольку шунтирующая их цепь шиносоединительного выключателя, обладая незначительным электрическим сопротивлением, практически не вызывает падения напряжения между подвижными и неподвижными контактами разъединителя, что исключает возможность образования электрической дуги.

Операции по выводу в ремонт I системы шин для схемы, показанной на рис.28, производятся в следующем порядке:

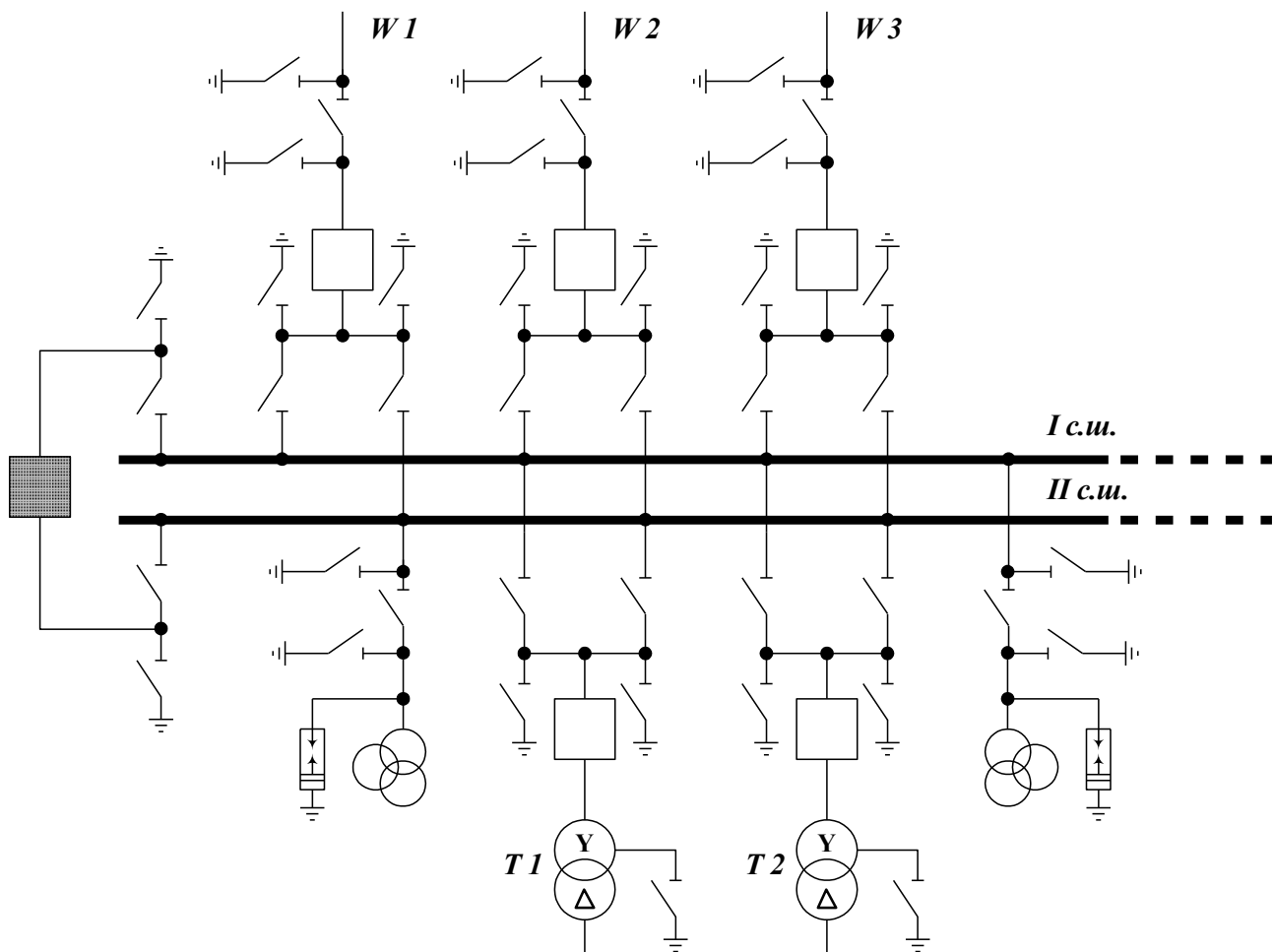


Рис.28. Схема ОРУ 110 кВ с двумя рабочими системами шин

- включается ШСВ;
- дифференциальная защита шин переводится в режим работы с нарушением фиксации присоединений;
- отключаются автоматические выключатели в цепях управления ШСВ и его защит;⁶
- отключается АПВ шин;
- проверяется включенное состояние ШСВ и его разъединителей;
- включаются шинные разъединители всех переводимых присоединений на II систему шин;
- проверяется включенное положение этих разъединителей;

⁶ Напряжение оперативного тока снимается с привода ШСВ и его защит для того, чтобы исключить возможные случайности и зафиксировать ШСВ во включенном положении на все время переключений.

- отключаются шинные разъединители переводимых присоединений от I системы шин;
- проверяется отключенное положение каждого разъединителя;
- на релейном щите переключается питание цепей напряжения защит, автоматических устройств и измерительных приборов на трансформатор напряжения II системы шин;
- включаются автоматические выключатели в цепях управления ШСВ и его защит;
- проверяется отсутствие нагрузки на ШСВ;
- отключается ШСВ - снимается напряжение с I системы шин;
- включается АПВ шин;
- проверяется отключенное положение ШСВ и отключаются шинные разъединители ШСВ от I системы шин;
- отключаются шинные разъединители трансформатора напряжения I системы шин;
- отключаются автоматические выключатели (снимаются предохранители) со стороны низшего напряжения обмоток трансформатора напряжения.

После этого выполняются операции по проверке отсутствия напряжения на токоведущих частях и производится их заземление. В зависимости от местных условий и характера работ выполняются необходимые мероприятия по обеспечению безопасных условий труда ремонтного персонала (вывешивают необходимые плакаты, устанавливают ограждения и т.д.) и производится допуск бригады к работе.

Ввод в работу I системы шин после ремонта

После окончания ремонтных работ и соответствующего оформления наряда оперативным персоналом производится осмотр рабочего места, проверяется отсутствие людей и посторонних предметов на оборудовании, удаляются временные ограждения, снимаются переносные плакаты, вывешенные на месте работ и на приводах шинных разъединителей и ШСВ.

Для ввода в работу I системы шин и восстановления нормальной схемы питания от нее части присоединений необходимые операции выполняются в следующей последовательности:

- снимаются защитные заземления;*
- включаются шинные разъединители ШСВ;*
- включаются разъединители трансформаторов напряжения I системы шин;*
- включаются автоматические выключатели (устанавливаются предохранители) со стороны низшего напряжения обмоток трансформатора напряжения;*
- проверяется, имеют ли защиты минимальные уставки по току и времени и включены ли защиты на отключение, подается напряжение оперативного тока на привод ШСВ;*
- производится опробывание I системы шин напряжением: включается ШСВ и по вольтметрам проверяется наличие напряжения на I системе шин;*
- снимается оперативный ток с привода ШСВ, отключается АПВ шин;*
- на ОРУ визуально проверяется включенное положение ШСВ и производится перевод части присоединений со II системы шин на I систему шин;*
- подается оперативный ток на привод ШСВ и производится отключение ШСВ;*
- дифференциальная защита шин переводится в нормальный режим работы и включается АПВ шин.*

Перевод присоединений с одной системы шин на другую без шиносоединительного выключателя для РУ, где часть присоединений имеет по два выключателя на цепь

В схеме РУ 110 кВ с двумя системами отдельно работающих шин, приведенной на рис.29, имеются присоединения с одним и двумя выключателями на цепь.

В нормальном режиме работы цепи с двумя выключателями работают по схеме жесткой фиксации на той или иной системе шин.

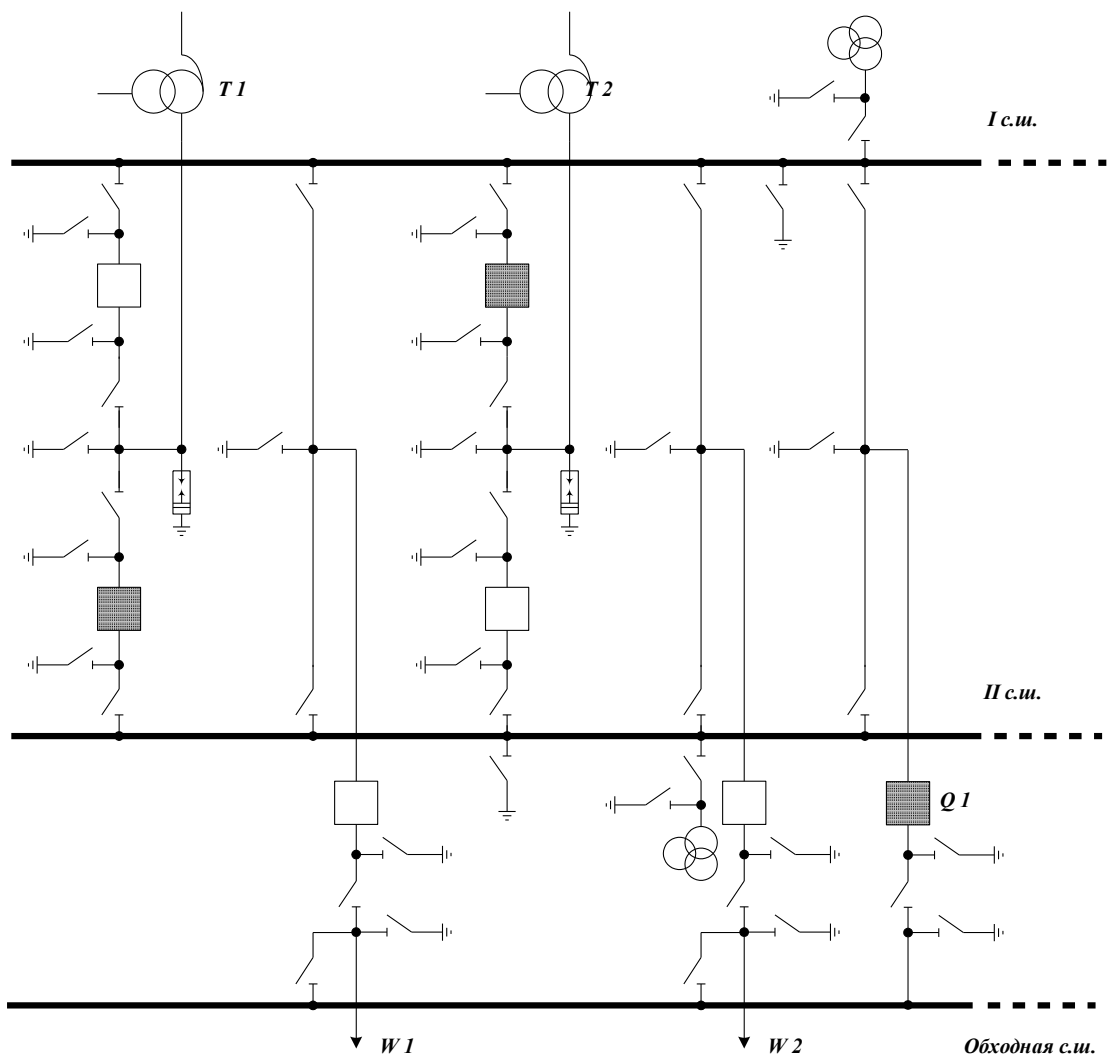


Рис. 29. РУ с двумя отдельно работающими системами шин и частью присоединений с двумя выключателями на цепь к началу перевода присоединений с одной системы шин на другую без ШСВ

Для перевода присоединений с одной системы шин на другую необходимо соблюдать условие равенства потенциалов на шинах. Это достигается включением выключателей на обе системы шин у присоединений, имеющих по два выключателя на цепь.

Последовательность операций выглядит следующим образом:

- включаются вторые выключатели двух-трех присоединений с двумя выключателями на цепь и проверяется (по амперметрам) распределение нагрузки по фазам включенных выключателей;
- дифференциальная защита шин переводится в режим с “нарушением фиксации”;
- включаются шинные разъединители на обе системы шин одного присоединения (для этой цели обычно выбирается обходной выключатель Q1) и проверяется их включенное положение;
- включаются разъединители переводимых на другую систему шин присоединений и проверяют их включенное положение;
- отключаются шинные разъединители переводимых присоединений от той системы шин, на которую они были включены и проверяется их отключенное положение;
- цепи напряжения переключаются на соответствующий трансформатор напряжения;
- отключаются шинные разъединители обходного выключателя от обеих систем шин;
- отключаются вторые выключатели присоединений с двумя выключателями на цепь;
- отключается УРОВ и защита шин для переключений в токовых и оперативных цепях этих устройств;
- проверяется защита шин под нагрузкой и включается в работу по нормальной схеме, включается в работу УРОВ.

Способы вывода в ремонт выключателей электрических цепей

Способы вывода выключателей в ремонт существенно отличаются друг от друга в зависимости от схемы подстанции и количества выключателей, приходящихся на одну электрическую цепь. Наиболее характерные из этих способов представлены в табл.4⁷.

Табл. 4. Вывод выключателей в ремонт в зависимости от схемы подстанции и количества выключателей на цепь

№ п/п	Схема подстанции	Способ вывода в ремонт	Основные группы операций
1	2	3	4
1	Любая схема при одном выключателе на цепь	Отключение присоединения на время ремонта, если это допустимо режимом сети	Отключение выключателя присоединения; операции с разъединителями
2	С двумя системами шин и одним выключателем на цепь	Замена выключателя присоединения шиносоединительным выключателем	Отключение цепи для отсоединения выключателя и установки вместо него перемычек; освобождение одной системы шин для включения на нее цепи, выключатель которой выведен в ремонт
3	С двумя рабочими и обходной системой шин и одним выключателем на цепь	Замена выключателя присоединения обходным выключателем	Операции выполняются без отключения цепи и освобождения рабочей системы шин
4	Многоугольник, полуторная, с двумя выключателями на цепь	Отключение выводимого в ремонт выключателя присоединения и вывод его из схемы с помощью разъединителей	Операции выполняются без отключения цепи, на время отсутствия выключателя в схеме снижается ее надежность
5	Мостик с выключателем и ремонтной перемычкой на разъединителях для ремонта секционного выключателя	Замена секционного выключателя ремонтной перемычкой с разъединителями	Включение в работу перемычки на разъединителях; отключение и вывод из схемы секционного выключателя с помощью разъединителей в его цепи

⁷ Следует помнить, что основные группы операций при переключениях обязательно дополняются действиями с устройствами РЗА (см. табл.3).

3.10. Включение проверочных операций в бланк оперативных переключений

Опыт эксплуатации электроустановок свидетельствуют о необходимости включения в бланк оперативных переключений помимо коммутационных операций так называемых проверочных (контрольных) операций. Это связано с тем, что количество коммутационных операций в бланке всегда четко ограничено составом коммутационной аппаратуры, предусмотренной схемой (первичной и вторичной) в данном РУ, а также поставленной задачей по производству переключений.

В то же время перечень и количество проверочных операций при тех же условиях и задаче варьируются в зависимости от уровня квалификации составителя бланка.

В общем случае многообразие проверочных операций может быть иллюстрировано табл. 5 и 6, в которых представлены основные виды этих операций только по первичной схеме; аналогичные таблицы могут быть составлены и применительно к изменению положения коммутационного оборудования (переключатели, накладки, испытательные блоки и т.д.) устройств РЗА и вторичной коммутации /15/.

Обычно в оперативный документ (бланки, программу) включаются не все, а лишь важнейшие проверочные операции.

Однако, необходимые по технологии производства переключений проверочные операции, но не включенные в бланк, тем не менее выполняются лицом, производящим переключения.

Предполагается, что в самом сознании оперативного работника существует непрерывная связь необходимых проверочных операций с соответствующими операциями по изменению положения коммутационного аппарата, даже если эти проверки не включены в бланк (программу) переключений.

Табл. 5. Проверочные операции по первичной схеме

Проверка состояния коммутационных аппаратов		Проверка состояния режима и схемы			Проверка состояния токоведущих частей
Проверка успешности выполнения операции	Проверка исправности коммутационного аппарата	Проверка положения смежного коммутационного аппарата	Проверка режима работы	Проверки, связанные с заземлением токоведущих частей	
надежность смыкания контактов	исправность коммутационного аппарата перед выполнением с ним операций	положение ШСВ при переводе присоединения с одной системы шин на другую в схеме с двумя рабочими системами шин	проверка исходного режима	отсутствие напряжения на заземляемых токоведущих частях	осмотр рабочего места по окончании работ
надежность размыкания контактов	состояние опорной изоляции разъединителя	положение второго ШР перед включением (отключением) данного ШР	проверка режима, созданного данной коммутационной операцией	отключенное положение ЗР (отсутствие переносных заземлений) перед подачей напряжения	проверка изоляции или целостности первичных цепей мегаомметром
отсутствие зависания контактов выключателя	целостность фарфоровых тяг, доступных для осмотра	положение выключателя при операциях с последовательно установленным с ним разъединителем	проверка включенного положения резервного источника питания перед отключением основного	отключенное положение соответствующих разъединителей перед включением ЗР (или установкой переносных заземлений)	выявление визуальным осмотром правильности фазировки
полнофазность операции		положение коммутационных аппаратов в параллельной (совместно работающей) цепи			
надежность фиксации аппарата в замкнутом (разомкнутом) состоянии		другие варианты (в зависимости от схемы РУ)			

Следует отметить, что в процессе эксплуатации, допускаются случаи, когда единичная операция с коммутационным аппаратом выполняется без бланка переключений до или после реализации комплекса действий, включенного в бланк (программу).

При таком подходе исходная схема (соответствующий режим электроустановки), с которых начинается реализация бланка, принимаются с учетом осуществления названной единичной операции (оформленной записью в оперативный журнал).

Если указанная единичная операция осуществляется после реализации бланка (программы), то при принятии решения о допустимости этой операции следует исходить из схемы и режима, сложившихся после выполнения алгоритма действий, заложенного в бланк.

Именно такой подход (различное отношение к полноте перечня выполняемых видов операций, то есть операций с коммутационными аппаратами и операций проверочных) заложен в п.2.4.5./9/: "... в бланке переключений (обычном или типовом) должны быть записаны все операции с коммутационными аппаратами и цепями оперативного тока, операции с устройствами релейной защиты и автоматики (а также с цепями этих устройств), операции по включению и отключению заземляющих ножей, наложению (снятию) переносных заземлений, операции по фазировке оборудования, операции с устройствами телемеханики и другие в очередности их выполнения.

В бланках переключений также должны учитываться наиболее важные проверочные действия персонала: проверка отсутствия напряжения перед наложением заземления (включением заземляющих ножей) на токоведущие части; проверка на месте включенного положения шиносоединительного выключателя до начала выполнения операций по переводу присоединения с одной системы шин на другую; проверка на месте отключенного положения выключателя, если следующей является операция с разъединителем".

Таким образом, с одной стороны хотелось бы включить в алгоритм переключений все подлежащие выполнению операции, включая и проверочные. Однако, с другой стороны, при включении в документ всех необходимых операций объем его может увеличиться до неприемлемых размеров, что не только осложняет и затягивает составление оперативных документов, но и увеличивает вероятность оперативных ошибок. Поэтому более целесообразно некоторые проверочные операции рассматривать, как неразрывную составную часть самих действий с соответствующим аппаратом и соответственно не включать эти проверочные операции в бланк или программу переключений. Например, при операциях с разъединителями, учитывая недостаточную надежность конструкций этих аппаратов, непосредственным осмотром на месте необходимо проверить качество замыкания (размыкания) его контактов. В общем случае это позволяет избежать необходимости включать большинство подобных проверочных операций в бланки.

Возможно отсутствие той или иной проверочной операции в бланке переключений может привести к тому, что необходимость этой операции будет забыта оперативным персоналом, однако как показывает практика эксплуатации даже включенная в бланк проверочная операция зачастую не выполняется в силу недобросовестности оператора.

Поэтому, решение вопроса о включении конкретной проверочной операции в бланк оперативных переключений должно увязываться с конкретными местными условиями, в частности - с квалификацией оперативного персонала обслуживающего электроустановку. Такое решение следует принимать на основе накопленного опыта эксплуатации, с учетом имевших место оперативных ошибок и прочих обстоятельств.

В конечном итоге для каждого энергообъединения (энергопредприятия) перечень проверочных операций, включаемых в бланк переключений должен устанавливаться главным инженером.

3.10. Типовые бланки и программы переключений

Ранее были даны определения и характеристики типового бланка переключений, карты и программы переключений, рассмотрены вопросы контроля правильности заполнения бланка, выполнения операций и допустимости использования типового бланка.

В качестве примера приводится форма типового бланка, перечень характерных типовых бланков и один типовой бланк переключений (электрическая схема приведена в приложении 1), используемые на ПАО “Зейская ГЭС”.

Форма типового бланка ПАО “Зейская ГЭС”

"Утверждаю"
Главный инженер Зейской ГЭС

" _____ " _____ 20__ г.

ТИПОВОЙ БЛАНК ПЕРЕКЛЮЧЕНИЙ № __ / __.

Задание:

Порядок производства операций.

1.

2.

3.

и т.д.

Начальник ОЭС _____

Ст.мастер ЦТАиС _____

Задание в указанной последовательности по состоянию схемы
может быть выполнено.

Лицо производящее операции _____

Лицо контролирующее операции _____

Начало операций _____

Конец операций _____

" _____ " _____ 20__ г.

ПЕРЕЧЕНЬ

характерных типовых бланков переключений ПАО “Зейская ГЭС”

1. Вывод в ремонт ГТ-1
2. Вывод в ремонт Г-1
3. Вывод в ремонт Т-1
4. Вывод в ремонт 21-Т, В-21Т
5. Вывод в ремонт ТН-1с
6. Вывод в ремонт КРУ-6кВ 1с., 23Т
7. Перевод Л-208 на ОВ-1
8. Вывод в ремонт ОВ-1
9. Вывод в ремонт ТНО
10. Перевод 1ГТ на ОВ-1, вывод В-Т1
11. Вывод в ремонт В1-АТ-220
12. Вывод в ремонт ТН-АТ
13. Вывод в ремонт 1с.-220кВ
14. Вывод в ремонт ОСШ
15. Вывод в ремонт Ис.ш.-500кВ
16. Вывод в ремонт ТН-Ис.ш.-500кВ
17. Вывод в ремонт ТН-501
18. Вывод в ремонт Л-501
19. Вывод в ремонт АТ
20. Восстановление секционирования ОРУ-220 через В1-АТ-220, В2-АТ-220 с работой 2ГТ через ОВ-2
21. Вывод в ремонт В1-АТ-500
22. Вывод в ремонт В1-501
23. Вывод в ремонт В1-П4
24. Вывод в ремонт Р-501
25. Перевод Л-208 на ОВ-2, вывод В-208
26. Ввод в резерв АТ
27. Вывод в ремонт яч.7 ТП-2Н
28. Вывод в ремонт ЭТ Г-1
29. Ввод в резерв ГТ-1
30. Ввод в работу Г-1
31. Ввод в работу Т-1
32. Ввод в работу 21-Т, В-21Т
33. Ввод в работу ТН-1с
34. Ввод в работу КРУ-6кВ 1с., 23Т
35. Перевод Л-208 с ОВ-1 на В-208
36. Ввод в резерв ОВ-1
37. Ввод в резерв ТНО
38. Перевод 1ГТ с ОВ-1 на В-Т1
39. Ввод в работу В1-АТ-220
40. Ввод в работу ТН-АТ
41. Ввод в работу 1с.-220кВ
42. Ввод в резерв ОСШ
43. Ввод в резерв Ис.ш.-500кВ
44. Ввод в резерв ТН-Ис.ш.-500кВ
45. Ввод в резерв ТН-501
46. Ввод в резерв Л-501
47. Включение 2ГТ через ОВ-1, ОВ-2
48. Вывод в ремонт АТ с объединением 1с., 2с. – 220 кВ через В1-АТ-220, В2-АТ-220
49. Ввод в резерв В1-АТ-500
50. Ввод в резерв В1-501
51. Ввод в резерв В1-П4
52. Ввод в работу Р-501
53. Перевод Л-208 с ОВ-2 на В-208
54. Ввод в работу АТ
55. Ввод в работу яч.7 ТП-2Н
56. Ввод в работу ЭТ Г-1

"Утверждаю"

Главный инженер ПАО «Зейская ГЭС» _____.

"_____" _____ 20__ г.

ТИПОВОЙ БЛАНК ПЕРЕКЛЮЧЕНИЙ № 1 / 56.

Задание: *Вывести в ремонт ГТ-1 (схема нормального режима)*

Порядок производства операций.

-
1. Вывести действие ПА на Г-1.
 - а) вывернуть штекер из КШ на отключение Г-1 п.1Р20.
 - б) вывести 11Н "цепи включения ВТ-Г1" п.1Р19.
 2. Вывести АВР 2секции КРУ-6кВ ключом 2ПБ п.1Р8.
 3. Отключить В2-21Т, включить В2-22Т.
 4. Отключить В-21Т.
 5. Накладку 2Н2 "вывод ТСН 2 секции из схемы АВР" поставить в положение "21Т" п.1Р8.
 6. Ввести АВР 2секции КРУ-6кВ ключом 2ПБ п.1Р8.
 7. Отключить В-Т1, остановить 1ГА.
 8. Проверить отключенное положение В-Т1.
 9. Осмотреть колонки Р-Т1.
 10. Отключить Р-Т1.
 11. Осмотреть колонки ШР-Т1.
 12. Отключить ШР-Т1.
 13. Отключить Р-Г1.
 14. Проверить отключенное положение В-21Т.
 15. Отключить Р-21Т.
 16. Отключить тумблер ВА-14 на панели автоматики ПЖТ.
 17. "Автоматический режим ПЖТ-Т1".
 18. Проверить отсутствие напряжения на В-Т1.
 19. Включить ЗН1-В-Т1.
 20. Включить ЗН2-В-Т1.

21. Отключить АВ ТН-Т1, рубильники.
22. Отключить заземление нейтрали ТН-Т1.
23. Проверить отсутствие напряжения на Т1.
24. Включить ЗН1-ГТ1.
25. Включить ЗН-Т1.
26. Отключить и выкатить А-51Т.
27. Отключить АВ 1ТН-Г1, 2ТН-Г1, рубильники.
28. Отключить заземление нейтрали 1ТН-Г1, 2ТН-Г1.
29. Отключить РН-Г1.
30. Отключить РС-Г1.
31. Включить ЗНС-Г1.
32. Отключить автоматы:
 - 1АВ, 2АВ "оперативный ток" п.2Р4.
 - 21АВ "управление агрегатом" п.1М1.
 - 22АВ "гидромехзащиты" п.1М2.
 - АВ "оперативный ток электроторможения" п.1М6.
 - 50АВ "цепи возбуждения" п.В5.
 - 11АВ "оперативный ток В-21Т" п.1Р3.
33. Отключить 1АВ,2АВ "цепи управления и защит В2-21Т" яч.35 КРУ 2с.
34. Выкатить в ремонтное положение яч. 35 КРУ 2с. В2-21Т.
35. Отключить АВ ТН-21Т яч. 36 КРУ 2с.
36. Выкатить в ремонтное положение яч. 36 КРУ 2с. ТН-21Т.
37. Проверить отсутствие напряжения на 21Т.
38. Включить ЗН2-21Т яч. 35 КРУ 2с.
39. Включить ЗН1-21Т, проверить включ. положение.
40. Проверить отсутствие напряжения на Г-1.
41. Замерить сопротивление изоляции на Г-1.
42. Включить ЗН-Г1, проверить включ. положение.
43. Вывести накладки :
 - 12Н "Пуск УРОВ от защит ГТ-1." п.2Р7.

11Н "Отключение В-Т1 от ДЗШ" п.2Р10.

6Н "Отключение В-Т1 при пуске УРОВ от ДЗШ 1с.-220кВ." п.2Р7.

44.Вынуть блок 4БИ" Токовые цепи В-Т1" п.2Р9.

45.Отключить тумблер ВА-14 на панели автоматики ПЖТ.

46.Вывести накладку 1Н" Контроль генераторного напряжения" п.1Р11.

47.Перевести ключ SA - 6 "В-Т1" в положение "Ремонт" п.3Р73.

Начальник ОЭС _____

Ст.мастер ЦТАиС _____

Задание в указанной последовательности по состоянию схемы
может быть выполнено.

Лицо производящее операции _____

Лицо контролирующее операции _____

Начало операций _____

Конец операций _____

" _____ " _____ 20__ г.

В приложении 1 приведены электрические схемы и типовые бланки на примере конкретных энергообъектов ДВФО, таких как ПАО «Зейская ГЭС», Благовещенская ТЭЦ, подстанция «Новокиевка» Западных электрических сетей АО «ДРСК».

4. ОПЕРАТИВНЫЕ ДЕЙСТВИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ ПРИ ПРОИЗВОДСТВЕ ПЕРЕКЛЮЧЕНИЙ

Производство оперативных переключений наиболее ответственная часть эксплуатационно-ремонтного обслуживания электроустановок. По статистике энергосистем до 60% всех нарушений в работе электростанций и сетей составляют ошибки при операциях с коммутационным оборудованием, причем около двух третей этих ошибок связано с оперированием заземляющими разъединителями.

Чрезвычайно тяжелы и последствия отказов (ошибок), допущенных при оперативных переключениях, которые могут приводить не только к нарушениям функционирования энергоустановок, но и к несчастным случаям с людьми. По данным ежегодных анализов нарушений в работе электроустановок, до 13-19% всех нарушений, связанных с недостатками эксплуатации в энергосистемах страны, - это ошибки оперативного персонала.

Следует отметить, что чем выше должность оперативного работника в иерархии оперативного управления, тем большую долю в общем числе допущенных этим работником нарушений составляют ошибки, совершенные при оперативных переключениях. Например, ошибки при переключениях, совершаемые оперативным персоналом энергосистем, превышают 50% от общего количества эксплуатационных ошибок, а для диспетчеров ЦДС и ОДС такие ошибки составляют более 70% учтенных нарушений в их работе.

Согласно статистическим данным, основными ошибками при производстве оперативных переключениях являются: игнорирование проверочных операций; несоблюдение порядка осмотра оборудования непосредственно перед выполнением переключений; слабый контроль вышестоящего персонала за очередностью выполнения операций; правильность заполнения бланков переключений.

Достаточно часто встречаются такие ошибки, как производство операций не на том присоединении (не на той системе шин), которые указаны в бланке, пропуск операций или нарушение последовательности их выполнения, а также использование бланков составленных без учета фактического состояния схемы электроустановки (применение типовых бланков, не соответствующих схеме или режиму электроустановки, существовавшим на момент выполнения операций).

В информационном бюллетене генеральной инспекции по эксплуатации электростанций и электросетей РАО «ЕЭС России» /18/, приводится анализ ошибочных действий персонала энергосистем, согласно которому наиболее часто отмечаются следующие ошибки оперативного персонала, связанные с производством оперативных переключений:

- неправильное составление бланков переключений;
- невнимательность по отношению к надписям на оборудовании;
- несогласованность действий оперативного персонала;
- отсутствие у персонала устойчивой привычки к безусловному выполнению инструкций и правил, в том числе инструкций по производству переключений;
- невнимательность и сниженное чувство ответственности у лиц, проводящих оперативные переключения;
- производство переключений без бланков;
- самовольное деблокирование приводов коммутационных аппаратов;
- недостаточная тренированность в области производства переключений;
- низкий уровень знаний электрических схем, а также конструктивных особенностей оборудования и порядка его оперативного обслуживания.

Далее будут рассмотрены причины аварий, детальный анализ ошибок, совершаемых при производстве оперативных переключений, действия персонала по предупреждению и ликвидации аварийных ситуаций.

4.1. Причины аварий и отказов. Основные виды ошибок при оперативных переключениях

Ошибки при оперативных переключениях являются частным случаем ошибок, совершаемых в ходе оперативно-диспетчерского управления и имеют особое значение в связи с тем, что они подчас создают серьезную угрозу здоровью и даже жизни самого оперативного персонала, совершающего эту ошибку.

Поэтому для предотвращения их повтора любая ошибка должна быть детально зафиксирована и тщательнейшим образом изучена.

Система организации оперативного управления должна быть построена таким образом, чтобы эффективно способствовать выявлению оперативных ошибок и раскрытию их действительных причин.

С этой точки зрения, какие бы то ни было административные наказания за оперативную ошибку должны быть по возможности исключены. Именно отсутствие такого подхода способствует умышленному сокрытию отдельными работниками энергопредприятий фактов и обстоятельств таких ошибок.

В результате существенно искажается публикуемая СПО ОРГРЭС отчетно-статистическая информация, используемая на местах для разработки соответствующих мероприятий.

В любую программу подготовки и обучения оперативно-диспетчерских работников должны включаться разделы по изучению характерных ошибок и оперативные указания по действиям в ситуациях, возникающих вследствие совершения возможных оперативных ошибок.

Квалификацию оперативного работника следует оценивать, в частности, с учетом количества известных ему типовых оперативных ошибок, соответствующих предупредительных мероприятий и стандартных программ действия в ситуациях, вызванных этими ошибками.

Оперативные ошибки

Пренебрежение необходимостью приравнивать программу оперативных переключений к фактической схеме и режиму работы приводит к многочисленным оперативным ошибкам.

Например,

- повышение уровня напряжения в сети может поставить под вопрос допустимость отключение тока холостого хода трансформатора (или зарядного тока линии электропередачи) разъединителем;
- в условиях, когда устройство РПН трансформатора нагружено током, превышающим номинальный, недопустимо регулирование коэффициента трансформации на этом трансформаторе под нагрузкой (ни вручную, ни автоматически);
- при выведенной из работы или неисправной дифзащите шин недопустимо оперировать шинными разъединителями и воздушными выключателями, находящимися под напряжением по крайней мере не введя предварительно взамен отсутствующей дифзащиты шин ускорение на соответствующих резервных защитах, или временную защиту и т.д.

Чаще всего опасность ошибки, связанной с неучетом фактического состояния схемы и режима электроустановки возникает при использовании типовых бланков (программ), составляемых применительно к конкретным схеме и режиму.

Проблема определения причин ошибок, возникающих при оперативных переключениях, достаточно сложна, чем объясняется большое количество предложений по классификации этих причин.

В /16/ предложено соотносить все многообразие возможных оперативных ошибок с одним из трех видов или уровней следующей классификации.

Ошибки первого уровня - неверные действия при реализации принятого правильного решения, т.е. прямые ошибки, совершаемые непосредственно на месте производства оперативных переключений при действиях с приводами коммутационных аппаратов, с органами управления и регулирования,

установленными на панелях управления, релейной защиты и автоматики и т.п. Причиной этого рода ошибок может явиться неправильная ориентация в расположении оборудования или органов управления (в том числе коммутационных аппаратов). Эта причина зависит не только от субъективного характера оператора, но и от степени учета необходимых требований эргономики при конструктивном исполнении и компоновке коммутационной аппаратуры и ее органов управления; системы оперативных обозначений, наличия необходимых надписей, отличительной раскраски и т.д.

К этому уровню оперативных ошибок можно отнести случайные, непреднамеренные отклонения от имеющихся директивных указаний, нормативных документов (оператор забывает выполнять один из шагов намеченного алгоритма действий (пропускает тот или иной пункт бланка переключений), либо путает ключи управления или совершает другие подобные неправильные "механические" действия).

Ошибки второго уровня - ошибки в самих оперативных решениях, т.е. ошибки оперативного мышления, вызванные неправильным пониманием ситуации (неверный анализ, ошибочное диагностирование причин ее возникновения и перспектив развития, неверная оценка возможных последствий своих действий). Ошибки этого уровня чаще всего проявляются в редко встречающихся сложных и нестандартных (аварийных) ситуациях, для которых заранее не подготовлено (или не известно оператору) типовое решение. Основными причинами таких ошибок являются недостатки в подготовке оперативного работника.

Применительно к оперативным переключениям - это ошибки принципиального плана, содержащиеся в самом бланке (программе переключений); связанные с неправильным применением типовых бланков и программ переключений, когда схема или режим работы не совпадают с оговоренными условиями применимости этих документов; совершаемые при переключениях в аварийной ситуации (когда коммутационная и иная аппаратура используется в нестандартных режимах).

К двум названным уровням оперативных ошибок следует добавить третий, выделив в особую группу ошибки, вызванные отступлениями от известных нормативов. При оперативных переключениях к **ошибкам третьего уровня** относят умышленные изменения, вносимые экспромтом (без всестороннего рассмотрения и соответствующего согласования) в типовой бланк или программу переключений; осознанные попытки отключения коммутационными аппаратами токов, превышающих их коммутационные способности; вывод из действия исправной оперативной блокировки (деблокирование) и т.п.

Психологической причиной этой группы ошибок является подмена регламентной нормы (нормы, зафиксированной в директивном документе) так называемой эксплуатационной нормой, т.е. сложившимся, принятым на данном энергетическом объекте порядком действий. При этом оператор отступает от руководящих указаний (действующих нормативов), применяя решения, обосновываемые тезисами "у нас так делают всегда", или "я уже делал так и все было хорошо".

Опасность заключается в том что, к оперативной ошибке с тяжелыми последствиями приводит не единичное неправильное действие, а только цепочка последовательных неправильных действий, включающая от 2 до 8 "звеньев". Объясняется эти принятой в электроэнергетики системой многократной страховки, основанной на резервировании и дублировании, на случай ошибок персонала и отказов оборудования. Классический пример - требования правил безопасности, предписывающие при подготовке рабочего места не только снятие напряжения путем отключения соответствующих коммутационных аппаратов с созданием видимых разрывов, при обязательном запирании приводов отключенных аппаратов, но также и установку заземлений со всех сторон, откуда может быть подано напряжение (не считая дополнительных заземлений на месте работ в случае необходимости снятия наведенного напряжения). Очевидно, оба названных и равно обязательных нормативных мероприятия дублируют друг друга, а следовательно,

невыполнение одного из них не вызывает несчастного случая (хотя и повышает риск такого развития событий). В результате подобное отступление от правил выглядит вполне оправданным решением (“сокращение объема переключений”), создавая в сознании оператора стереотип допустимости подобных действий. При этом создаются психологические предпосылки для расширения перечня допустимых отступлений от нормы, в конечном счете порождающие возможную реализацию всей последовательной цепочки ошибок, приводящей к трагическому финалу.

Существует еще одна классификация оперативных ошибок, основанная на выделении следующих двух видов так называемых коммутационных аварий (неправильных коммутационных действий с разъединителями и другими аппаратами):

- ошибки психологического характера как результат неправильной ориентации на месте производства операций, зависящие от субъективного характера оператора и допускаемые несмотря на наличие информации, необходимой для предотвращения ошибки;

- ошибки чисто информационные, вызванные отсутствием необходимой информации или сложностью ее восприятия, переработки и анализа. Такие ошибки являются результатом недостаточной осведомленности оператора о состоянии объекта и проявляются главным образом при переключениях на сложных объектах или в сложных ситуациях.

Основными психологическими причинами ошибок в действиях операторов являются:

- ❖ ограниченные природные возможности человека по объему, скорости восприятия и переработке информации (пример - импульсивная попытка отключения разъединителя при загорании между его контактами электрической дуги вследствие включения разъединителем тока нагрузки, что обычно приводит к возникновению короткого замыкания);

- ❖ склонность настаивать на априорном решении, принятой стратегии действий, даже в случае, когда реакция объекта управления неадекватна

ожидаемой. Пример - продолжающиеся попытки поднять напряжение на шинах низшего напряжения с помощью РПН трансформаторов, несмотря на то, что вследствие дефицита реактивной мощности такие действия вызывают понижение напряжения в сети высшего напряжения; другой пример - неоднократные попытки повторного включения аварийно отключившегося элемента без осмотра последнего, приводящие к развитию аварийной ситуации);

- ❖ несоответствие выбранной оператором стратегии управления той, на которую ориентировался изготовитель техники (пример - повторное включение элемента, автоматически отключившегося из-за короткого замыкания, выключателем, израсходовавшим свой коммутационный ресурс);

- ❖ чрезмерное доверие к надежности устройств РЗА, к сообщениям и действиям партнеров, подчиненных и вышестоящих оперативных лиц (примеры: некритическое, без возражений, восприятие полученной оперативной команды; ошибочная повторная подача напряжения на шины с неотключенным поврежденным присоединением после работы дифзащиты шин из-за того, что не был своевременно выявлен неотключившийся выключатель);

- ❖ подверженность влиянию эмоций, искажающему восприятие информации, в том числе так называемой гиперрефлексии, то есть завышению объема и значимости сигнала (пример - ошибочный вывод о погашении узла нагрузки на основе возмущенного сообщения потребителя об исчезновении напряжения на потребительской электроустановке, сопровождаемого угрозами о предъявлении соответствующих санкций, в то время как фактически в бестоковую паузу АПВ на линии электропередачи произошло излишнее отключение автоматов на электроприемниках);

- ❖ потеря бдительности вследствие монотонных условий оперативной работы;

Основные виды ошибок при оперативных переключениях по статистике энергосистем

Конкретные виды ошибок, совершаемых персоналом при производстве оперативных переключений, названы и проанализированы в обзорах состояния эксплуатации и технологических нарушений, а также неправильных действий работников энергетических систем, периодически подготавливаемых Государственной инспекцией по эксплуатации электростанций и сетей. К основным видам ошибок (нарушений) при оперативных переключениях в формулировках Госинспекции относят:

- производство оперативных переключений без предварительного анализа состояния схемы и режима работы оборудования;
- невнимательный осмотр оборудования при его приемке по окончании ремонтных работ;
- отсутствие записей в оперативном журнале о включении заземляющих разъединителей или установке переносных заземлений;
- необоснованное производство переключений без программы, бланка;
- производство переключений по неправильно составленному бланку, программе (пропуск операций в бланке, ошибочная последовательность операций и т.п.);
- использование бланка, составленного не для этого вида переключений;
- нарушение указанного в бланке, программе переключений порядка операций;
- нечеткая формулировка оперативного задания;
- выдача двух и более заданий одновременно в ситуациях, когда такая выдача недопустима;
- самовольное расширение полученного оперативного задания;
- рассеивание внимания отвлечением на другие работы при производстве переключений, а также перерывы в производстве переключений;

➤ единоличное производство переключений в случаях, когда нужно контролирующее (второе) лицо.

Представляют интерес материалы неофициальной статистики ошибок оперативного персонала, полученные за ряд лет по ПС 35-330 кВ ПЭС Северо-запада России и приведенные в /16/.

“... ценность этого материала определяется тем, что на этом ПЭС были приняты дополнительные меры, направленные на обеспечение максимально полного и достоверного учета количеств и обстоятельств оперативных ошибок: каждая оперативная ошибка рассматривалась руководством предприятия в самой дружественной атмосфере, совершивший ошибку оперативный работник не только, как правило, не наказывался, но наоборот, тем или иным способом поощрялся за сам факт подробного и объективного сообщения об этой ошибке и т.д.

Результаты этого анализа позволили выделить основные виды ошибок при производстве переключений и указать их процентное соотношение в общем количестве ошибок (см. табл. 6)”.

Табл. 6. Основные виды ошибок и их удельный вес

№ п/п	Вид оперативной ошибки	Доля в общем количестве, %
1	Отключение аппарата, которым не следовало оперировать (отключение ЛР вместо ШР при переводе присоединения с одних шин на другие; отключение выключателя не того присоединения, которое выводится из работы, а другого; отключение выключателя посредством устройства телеуправления вместо выполнения телеизмерения и т.п.), в том числе:	21,3
	- при операциях только выключателями или ключами телеуправления;	7,5
	- при операциях отделителями и отделителями.	13,8
2	Подача напряжения на заземленные токоведущие части, в том числе:	15,9
	- при использовании заземляющих разъединителей;	10,6
	- при использовании переносных заземлений	5,3
3	Заземление токоведущих частей, находящихся под напряжением.	7,4
4	Ошибочная последовательность операций (отключение разъединителя до отключения выключателя или включение разъединителя при включенном выключателе; самопроизвольное включение отключенного выключателя (от устройства РЗА); отключение основного	21,3

№ п/п	Вид оперативной ошибки	Доля в общем количестве, %
	источника питания до включения резервного; включение разъединителя, шунтирующего регулировочный трансформатор, до перевода переключателя этого трансформатора в среднее положение; отключение междушинного выключателя до завершения перевода присоединений с одних шин на другие), в том числе: - отключение разъединителя под нагрузкой.	10,6
5	Ошибочные действия с устройствами РЗА (не выведена дистанционная защита перед отключением ТН; не выведено из работы устройство РЗА, на котором работает релейный персонал; при переводе присоединения на обходной выключатель не выведены защиты со своего выключателя).	6,4
6	Ошибки, последствия которых не сказались сразу на дальнейших переключениях (отключенный заземляющий разъединитель нейтрали на работающем авто-трансформаторе, включенный заземляющий разъединитель на конденсаторе контроля напряжения линии в схеме АПВ, выведенное из действия или ошибочно введенное устройство защиты автоматики), в том числе: - при операциях в первичной схеме; - при операциях во вторичной схеме.	9,6 4,3 5,3
7	диспетчерские ошибки, под которыми понимаются ошибки, связанные с неправильным докладом вышестоящему оперативному лицу, либо с неправильно отданной или неправильно понятой командой этого лица (подача напряжения на заземленную линию электропередачи; отключение основного источника питания до включения резервного и другие); в этой группе ошибок можно выделить ошибки при переключениях в пределах одной ПС и ошибки при переключениях, затрагивающих несколько объектов (пример - выдача команды на один конец транзитной ВЛ подать напряжение на ВЛ после окончания ее ремонта до получения сообщения о снятии заземления с другого конца ВЛ); во всех случаях общим признаком диспетчерских ошибок является нарушение надлежащей координации действий нескольких соисполнителей необходимого комплекса оперативных переключений, в том числе: - при операциях на одной ПС; - при операциях, затрагивающих несколько объектов.	16,0 6,4 9,6
8	прочие ошибки	2,1

Следует отметить, что из общего числа учтенных оперативных ошибок 20,2% составляют ошибки, при которых имевшаяся блокировка могла бы предотвратить неверные действия оперативного персонала, однако последний выводил из действия блокировочное устройство, не позволявшее выполнить намеченную неправильную операцию.

Примером оперативной ошибки, связанной с отключением аппарата, которым не следовало оперировать, совершенной в условиях, когда операции выполнялись только выключателями, является следующий случай. Для уменьшения расхода электроэнергии на ее транспорт при снижении нагрузки в выходные дни на двухтрансформаторной ПС напряжением 35/10 кВ предусматривалось отключение одного из трансформаторов (Т1) выключателями 35 и 10 кВ с оставлением в работе лишь второго трансформатора (Т2). В исходном режиме Т1 и Т2 работали параллельно. Дежурный монтер отключил выключатель 10 кВ Т1, а затем, доложив о выполнении этой команды и о том, что нагрузка 10 кВ полностью взята Т2, получил команду на отключение выключателя 35 кВ Т1. Фактически же вместо этого выключателя был отключен выключатель 35 кВ Т2, что (при ранее отключенном выключателе 10 кВ Т1) привело к погашению РУ 10 кВ на время, потребовавшееся дежурному монтеру для оценки ситуации и повторной подачи напряжения на шины 10 кВ. Последнее было также выполнено с нарушением установленного порядка оперативных переключений: импульсивно оператор произвел обратное включение только что отключенного выключателя 35 кВ Т2, т.е. подал напряжение сразу и на Т2, и на шины 10 кВ и на всю распределительную сеть 10 кВ этого узла, не предупредив потребителя о повторной подаче напряжения на его погашенные электроустановки, что было необходимо сделать по условиям имеющегося эксплуатационного соглашения потребителя с электроснабжающей организацией.

В данном случае совершению оперативной ошибки, способствовало отсутствие дистанционного управления приводами выключателей: вынужденное перемещение оператора в ходе оперативных переключений от одного привода к другому способствовало ложному подходу (невзирая на наличие соответствующих надписей) к присоединению, которым оперировать не следовало. При наличии дистанционного управления выключателями данной ошибке может способствовать встречающееся иногда неудачное размещение ключей управления (в отличие от принятого типового решения): ключи

управления выключателями 35 и 6 кВ трансформатора были смонтированы не на общих панелях, а на разных, а именно, выключатели 35 кВ обоих трансформаторов на одной панели, а выключатели 6 кВ - на другой, даже не смежной с первой панелью.

Примером диспетчерской ошибки, совершаемой в пределах одной ПС, служит случай нарушения необходимой последовательности операций, выполнявшихся только выключателями. В РУ 6 кВ, выполненном по схеме с двумя рабочими системами шин, питавшимися раздельно (каждая от своего трансформатора), при отключенном по условиям ограничения токов КЗ шиносоединительном выключателе (ШСВ), ставилась задача перевода всей нагрузки на Т2, путем включения ШСВ. Затем, убедившись в его включении, следовало отключить выключатель Т1 6 кВ. Было принято решение для ограничения параллельной работы Т1 и Т2 (в этом режиме из-за больших токов КЗ оборудование РУ 6 кВ не проходило по условиям термической и динамической стойкости), привлечь к выполнению операций двух оперативных работников. Один, стоявший у панели с ключом управления ШСВ 6 кВ, должен был его включить; второй, стоявший у панели управления выключателем 6 кВ Т1, должен был после включения ШСВ сразу отключить выключатель 6 кВ Т1. Этим предполагалось исключить затраты времени на переход от одной панели управления к другой (панели значительно удалены друг от друга). Оба привлеченных лица были допущены к обслуживанию ПС.

Однако, необходимая последовательность действий была нарушена оператором, стоявшим у ключа управления выключателем 6 кВ Т1. Он, вопреки четким указаниям, не дожидаясь сообщения о включении ШСВ и непосредственной команды в свой адрес, преждевременно отключил выключатель 6 кВ Т1, тем самым погасив одну систему шин в РУ 6 кВ и питаемый от нее район электросети.

Среди ошибочных операций, совершаемых с устройствами РЗА распространены случаи ложного отключения трансформатора от струйного реле при попытке включения трансформатора под напряжение по завершении

некоторых эксплуатационных работ. В отличие от газового, струйное реле после срабатывания неспособно самостоятельно вернуться в исходное состояние, требуется воздействие оператора на специальную кнопку возврата, имеющуюся на корпусе реле.

Необеспечение возврата реле (по незнанию или по невнимательности оперативного работника) приводит к немедленному автоматическому отключению трансформатора при попытке его включения под напряжение после завершения некоторых видов работ на трансформаторе (доливка масла и т.п.).

К ошибкам оперативных переключений, выявленных не сразу, относятся: включение трансформаторов на параллельную работу при невыравненных коэффициентах трансформации, т.е. со значительным уравнивающим током; ввод в работу трансформатора с отключенной полностью или частично системой принудительного охлаждения и т.д.

Примером служит случай на крупной тепловой электростанции, где при включении энергоблока в сеть через трансформатор типа ТЦ-630000/220, имевший систему охлаждения с принудительной циркуляцией масла и воды, была ошибочно открыта только одна из двух, имеющихся на маслоохладителе, водяных задвижек (на входе), а вторая (на выходе) осталась закрытой. Начавшееся повышение температуры трансформатора не было своевременно выявлено, чему способствовал отказ в работе имевшейся автоматической сигнализации перегрева масла (неисправность термосигнализатора).

В результате оперативная ошибка, приведшая к недопустимому перегреву трансформатора, стала очевидной только тогда, когда из-за превышения температуры масла произошел выброс последнего из бака трансформатора, вследствие чего сработала сигнализация "понижение уровня масла" и энергоблок был отключен.

4.2. Действия персонала при ликвидации аварийных ситуаций

Основной обязанностью эксплуатационного персонала подстанций является обеспечение надежной работы электрического оборудования и бесперебойного электроснабжения потребителей. Все случаи нарушения нормальных режимов работы (автоматическое отключение оборудования при КЗ, ошибочные действия персонала, перерывы в электроснабжении потребителей и т.д.) рассматриваются как аварии или отказы в работе в зависимости от их характера, степени поврежденности оборудования и тех последствий, к которым они привели.

Аварии на подстанциях – события редкие, но значительные по своим последствиям. Они устраняются либо действием специальных автоматических устройств, либо ликвидируются действиями оперативного персонала.

Ликвидация аварий оперативным персоналом заключается:

- в выполнении переключений, необходимых для отделения поврежденного оборудования и предупреждения развития аварии;
- в устранении опасности для персонала;
- в восстановлении в кратчайший срок электроснабжения потребителей, потерявших питание;
- в выявлении состояния отключившегося на подстанции (электростанции) оборудования и принятия мер по его включению в работу или выводу в ремонт.

Действия персонала в аварийной ситуации сводятся к следующим основным этапам:

- сбор и систематизация поступившей информации;
- анализ собранной информации для установления реальной картины аварийной ситуации;
- составлений плана действий (принятие оперативного решения);
- реализация плана и его корректировка в зависимости от уточнения информации и реального хода ликвидации аварии;

Рассмотрим реализацию последовательности ликвидации аварийной ситуации подробно по этапам. В момент возникновения аварийной ситуации оперативному персоналу необходимо:

- снять звуковой сигнал и записать время начала аварии;
- установить место аварии (РУ, помещение, ячейка);
- осмотреть световые табло на панелях щита управления;
- при необходимости сквитировать ключи управления коммутационных аппаратов, определив по сигнальным лампам несоответствие положений аппарата и ключа управления;
- доложить диспетчеру о возникновении аварийной ситуации, получить разрешение и осмотреть реле на панелях релейной защиты и автоматики. Пометить мелом сработавшие указательные реле, записать наименования сработавших выходных реле защиты и автоматики, поднять выпавшие блинкера.

Собрав, таким образом, информацию об аварии необходимо ее проанализировать, т.е. установить характер аварии и составить о ней общее представление. При оценке аварийной ситуации с учетом сработавших устройств РЗА следует принимать во внимание принципы и зоны действия защит, на какие повреждения они действуют, возможность ложного срабатывания или отказа в отключении. Требуется определить какое оборудование отключилось и какие участки остались без напряжения, существует ли опасность для персонала, в какой мере нарушено электроснабжение потребителей, как отразилась авария на работе энергосистемы или участков сети.

Следующий этап – составление плана ответных действий, который должен отвечать трем основным требованиям: обеспечению безопасности персонала, сохранности оборудования, скорейшему восстановлению питания потребителей. При этом должны учитываться требования энергосистемы по ограничению перетоков мощности по линиям электропередачи и через шины узловых подстанций и т.д.

Действия оперативного персонала при реализации плана должны выполняться осознанно, без нарушения установленного порядка переключений и требований правил технической эксплуатации и техники безопасности, но в то же время расторопно, без излишнего промедления. Для тех случаев когда нет необходимости тратить время на установление связи и переговоры с диспетчером вводится понятие “самостоятельных действий”.

Под самостоятельными действиями понимаются оперативные действия с оборудованием, которые выполняются оперативным персоналом в соответствии с требованиями инструкций на основе анализа поступившей информации и без предварительного получения распоряжения или разрешения вышестоящего диспетчера в случае нависшей угрозы для жизни людей или стихийных бедствиях. Естественно, что при первой же возможности следует доложить диспетчеру о выполненных операциях.

Действия персонала при автоматическом отключении линий электропередачи

Автоматическое отключение тупиковых линий

Данное повреждение приводит к прекращению электроснабжения потребителей, если отсутствует источник резервного питания. Задачей персонала в этом случае является по возможности быстрое включение в работу отключившейся линии, с тем, чтобы сократить до минимума продолжительность перерыва питания нагрузки и нарушения технологического процесса производства на предприятиях. Независимо от успешности работы АПВ однократного действия, устанавливаемого на таких линиях, они немедленно (без внешнего осмотра оборудования, предупреждения потребителей) включаются под напряжение. При включении на неустранившееся КЗ (признаком этого служит бросок тока с одновременным снижением напряжения на шинах) персонал должен отключить выключатель линии, не дожидаясь действия защиты ⁸.

⁸ Обычно не разрешается включать под напряжение кабельные линии без выяснения причин их автоматического отключения, чтобы не увеличивать степень повреждения кабелей в месте КЗ.

Автоматическое отключение транзитных линий

Данное повреждение не приводит к прекращению электроснабжения потребителей, однако может привести к перегрузке (на узловой или проходной подстанции) других, оставшихся в работе линий; может возникнуть необходимость ограничения мощности потребителей или выдаче мощности электростанций; напряжение в узловых точках может понизиться до недопустимых значений.

Во избежание этого, отключившаяся под действием защиты транзитная линия в минимально короткие сроки опробывается напряжением и включается под нагрузку по разрешению соответствующего диспетчера.

Если при опробывании линии напряжением обнаруживается КЗ, ее состояние проверяется локационным искателем и высылаются обходчики для установления причины КЗ.

Действия персонала при автоматических отключениях трансформаторов

Отключение трансформатора максимальной токовой защитой

Предположим, что при этом исчезло напряжение на шинах НН и действием автоматических устройств (АВР) оно на шины не подавалось. Трансформатор остался включенным со стороны ВН, что указывает на отсутствие в нем повреждений. В этом случае пытаются подать напряжение на шины НН вручную от отключившегося трансформатора (без его осмотра) или от трансформатора, находящегося в резерве, от АВР или вручную, если АВР был отключен или отказал в действии.

В случае неуспешного включения выключателя действием автоматических устройств повторная подача напряжения на шины, оставшиеся без напряжения, без осмотра оборудования не производится.

При осмотре обращается внимание на положение указательных реле защит присоединений, так как одной из причин отключения трансформатора может быть отказ в отключении выключателя одного из присоединений при

КЗ на нем. Поврежденное оборудование выводится из схемы, после чего трансформатор включается в работу.

Отключение трансформатора защитой от внутренних повреждений.

Повреждения внутри трансформатора носят устойчивый характер, при этом могут реагировать все его защиты от внутренних повреждений (токовая отсечка, газовая защита, дифференциальная защита). Подавать напряжение на трансформатор без его осмотра в этом случае нельзя.

Необходимо осмотреть все оборудование присоединения трансформатора, взять пробу газа из газового реле для анализа, выявить и устранить повреждение и причину, приведшую к аварии.

Автоматическое отключение трансформатора может произойти также в результате действия всего лишь одной защиты от внутренних повреждений, например дифференциальной или газовой (в эксплуатации отмечены случаи ложного срабатывания газовой защиты при сквозных КЗ). Часто это связано не с повреждениями внутри трансформатора, а с нарушением внешней изоляции и возникновением КЗ в зоне действия дифференциальной защиты. Такие нарушения изоляции, как правило, нестойки и самоустраняются при отключении трансформатора.

В этом случае производится осмотр всего оборудование присоединения трансформатора, проверяется заполнение маслом газового реле и, в случае отсутствия явных признаков повреждений, принимаются меры по вводу трансформатора в работу. При обнаружении неисправностей они устраняются, после чего трансформатор вводится в работу.

Действия персонала при автоматических отключениях сборных шин

Сборные шины подстанций могут лишиться напряжения при:

- КЗ на линиях, на оборудовании (трансформаторах напряжения, разрядниках, шинных разъединителях), на участках соединительных проводов от шин до выключателей, а также на выключателях;
- КЗ на любом присоединении, отходящем от шин, и отказе в действии его выключателя или защиты;
- отказе или неправильной работе защиты шин или устройства резервирования при отказе выключателя;
- аварии в энергосистеме.

Отключение сборных шин действием дифференциальной защиты шин.

В случае КЗ на шинах и отключении выключателей этой системы шин возможно нарушение электроснабжения потребителей. Основным методом ликвидации данной аварии является подача напряжения на шины действием автоматического устройства АПВ шин. При отсутствии АПВ или его отказе напряжение на шины подается вручную включением выключателя любого присоединения, находящегося под напряжением. Это действие выполняется персоналом без предварительного осмотра шин.

Если попытка подачи напряжения окажется неуспешной, проводится осмотр оборудования, входящего в зону действия ДЗШ. Выявленное осмотром поврежденное оборудование отключается со всех сторон сначала выключателями (если они не отключились), а затем разъединителями, обеспечивая возможность подачи напряжения на неповрежденную часть электроустановки.

Отключение сборных шин действием УРОВ.

При КЗ на присоединении, отходящем от шин и отказе его выключателя, действием УРОВ отключается шиносоединительный выключатель (если он включен) и выключатели всех присоединений, продолжающих питать КЗ.

При отключении всех остальных выключателей данной системы шин неотключившийся выключатель обнаруживается по сигнальной лампе

индивидуальной сигнализации. Затем персонал должен предпринять попытку отключения выключателя со щита управления или с места установки.

Если эти действия не принесут успеха, то после проверки отключенного состояния выключателей других присоединений, деблокируются и отключаются шинные разъединители присоединения отказавшего выключателя. Далее на шины подается напряжение по любой транзитной линии, а в случае отсутствия напряжения на линиях – включением шиносоединительного или секционного выключателя.

Отключение сборных шин при отказе ДЗШ или УРОВ.

При КЗ на шинах и отказе в действии ДЗШ КЗ будет отключаться выключателями, установленными на противоположных концах электрических цепей, при этом на линиях придут в действие резервные (дистанционные)⁹ защиты, а на трансформаторах – резервные максимальные токовые защиты.

Аналогичная аварийная ситуация будет иметь место и при КЗ на любой отходящей от шин подстанции электрической цепи и отказе ее выключателя, когда УРОВ отсутствует или отказало в действии. В обоих случаях персонал должен осмотреть указательные реле устройств релейной защиты и автоматики.

Если анализ работы защит и визуальные признаки повреждения (вспышка, дым, характерный запах) не дадут результатов, персонал должен передать сообщение диспетчеру и действовать далее по его указаниям.

Если же по результатам анализа работы защит будет установлен отказ выключателя какого-либо присоединения, следует отключить отказавший в отключении выключатель и доложить диспетчеру.

⁹ Выдержка времени дистанционных защит зависит от расстояния до места КЗ. В данном случае она будет значительна, поскольку шины смежной подстанции охватываются вторыми ступенями этих защит.

5. ПРОТИВОАВАРИЙНЫЕ ТРЕНИРОВКИ И РАБОТА НА ТРЕНАЖЕРАХ

Анализ диспетчерской деятельности в энергосистемах необходим для повышения эффективности обучения диспетчеров, неумелые действия которых вызывают множество аварийных ситуаций. Поэтому подготовка будущих диспетчеров должна проходить в условиях, близких к реальной деятельности: на моделях, тренажерах и т.д. Но, поскольку тренажеров мало и их создание достаточно дорого, основным методом обучения диспетчеров в настоящее время является разработанный еще в 50-е годы метод параллельного решения оперативной задачи при стажировке или при противоаварийных тренировках (обучающийся решает на бланке задачу параллельно с реальным диспетчером) /4/.

5.1. Основные аспекты обучения

Обучение на тренажерах. Тренажеры применяются для обучения персонала правилам выполнения оперативных переключений и методам ликвидации аварий в главных схемах электрических соединений подстанций. Это одно из основных технических средств обучения. При обучении на тренажерах правилам переключений приобретаются и закрепляются знания действующих в энергосистемах инструкций по переключениям и, кроме того, устраняется разрыв между знаниями и оперативными действиями, поскольку персоналу в процессе обучения приходится иметь дело с имитаторами коммутационных аппаратов и различных электрических устройств, подобными элементам реального оборудования.

Тренажеры позволили многократно повторять формируемые действия в самой разнообразной обстановке, отрабатывать их по элементам, что помогает обучаемым быстрее усвоить существо изучаемых приемов. Тренажер при обучении устранению неисправностей дает возможность в течение двух часов тренировать каждого человека в обнаружении не менее 10 неисправностей, в то время, как при ручном вводе неисправности эта цифра равняется 2-3.

Результатом тренировки является повышение точности и скорости выполнения отрабатываемых действий.

Особенно эффективно применение тренажеров при обучении методам ликвидации аварий. С помощью тренажеров воспроизводятся (моделируются) различные аварийные ситуации и изучаются методы их устранения, что практически неосуществимо при обучении на действующих подстанциях. При максимальном приближении обучения к реальным условиям исключается всякая опасность для персонала в случае ошибочных действий. Персоналу предоставляется возможность многократного повторения режимов КЗ и проводимых при этом операций, пока не будут получены необходимые знания и твердые навыки (т.е. навыки правильных действий) в устранении аварий. И наконец, сама система обучения с помощью тренажеров носит объективный характер, не зависящий от знаний и опыта наставников при обычных традиционных формах обучения. При обучении оперативного персонала АЭС 40 часов обучения на тренажере эквивалентны 200 часам обучения на реальной АЭС /4, 19/.

С появлением тренажеров возникла проблема разработки рациональных методов обучения направленных на сокращение сроков и повышение качества обучения, то есть на выработку у оператора наиболее эффективных и устойчивых навыков управления. В основном это "тренаж" (когда выяснение состава действий и овладение ими происходит в процессе многочисленных проб их выполнения) и метод "специальной организации действия" (когда предварительно выделяется система операций, осуществляется их поэтапная отработка).

Советским психологом В.В. Чебышовой и американским психологом Д. Уолфом были выдвинуты общие требования к организации обучения на тренажерах:

- ✓ определение задачи, понимание цели и способов ее достижения;
- ✓ осознание цели обучающимися;
- ✓ своевременные, объективные оценки результатов;

- ✓ правильная организация обратной связи;
- ✓ активность обучающихся;
- ✓ постепенное усложнение задач;
- ✓ правильное распределение упражнений во времени;
- ✓ разнообразие материала практических задач;
- ✓ полнота и определенность инструкции.

Вводя обучение на тренажерах, важно учесть и требования к тренажерам:

- ✓ навыки, развиваемые на тренажере, должны по своей структуре соответствовать навыкам трудовой деятельности (в ряде случаев упрощенным и схематизированным);
- ✓ при окончательной оценке тренажера надо учитывать, насколько отрицательные навыки, если они все-таки возникают, существенны, насколько трудно устранимы и какова доля положительных навыков и качество последних;
- ✓ тренажер должен предусматривать варьирование выполнения действий;
- ✓ тренажер должен обеспечивать восприятие результатов воспроизводимых на нем действий (с объективной регистрацией этих результатов для последующего анализа);
- ✓ успешность применения тренажера определяется методической целенаправленностью и обеспечением необходимого числа повторений упражнения.

Кроме того, важно осознать, что содержанием обучения диспетчеров будут как алгоритмические операции, так и принятие нестандартных решений, что обуславливает использование различных методов обучения - от традиционных до активных - при подготовке диспетчеров энергосистем. Не менее важно формировать и умение противостоять панике и страху в аварийной ситуации. Есть два основных способа борьбы со страхом:

- 1) борьба на уровне отдельного человека;
- 2) борьба на уровне группы.

В ходе обучения, цель которого - снизить остроту психологического

потрясения, используют один из способов подготовки к пугающим ситуациям - "взрывную терапию", заключающуюся в создании обстановки, максимально приближенной к реальной действительности.

Сущность обучения на тренажере заключается в усвоении обучаемыми заранее записанных программ действий, в которых заложена правильная последовательность операций и действий в решении поставленных задач. Каждая аварийная ситуация может иметь несколько вариантов ее ликвидации. Программой каждой задачи предусмотрен единственный вариант решения, но этот вариант является оптимальным, исключая все другие решения. Лишь в необходимых случаях программы содержат возможные комбинации действий с однотипным оборудованием, например с шинными разъединителями присоединений при переводе их с одной системы сборных шин на другую и т.д.

Программы разработаны с учетом практической организации оперативной работы. В них находят отражение все операции и действия, выполняемые персоналом самостоятельно и по распоряжению диспетчера. Последовательность операций, включенных в программы, согласована с требованиями инструкций по ликвидации аварий. Обучение ликвидации аварий с применением тренажера может быть индивидуальным и групповым под руководством преподавателя (инструктора). В последнем случае группы в составе 8-10 человек набирают из обучаемых примерно одинаковой подготовки и уровня знаний, что способствует повышению их активности и заинтересованности в приобретении знаний и навыков. Учебный процесс разбит на две части - теоретическую и практическую. В теоретической части изучаются содержание учебных задач и методы их решения. Теоретическая часть обучения является достаточно ответственной, поскольку на ее основе в дальнейшем должны будут формироваться умения, навыки и формы поведения персонала в аварийных ситуациях. Но знания превращаются в умения и навыки не сразу, а по мере применения знаний в конкретных ситуациях. Тренажеры как средства практического обучения представляют для этого широкие возможности. Упражняясь на тренажере, обучающиеся пробуют свои силы,

ошибаются, наталкиваются на целесообразные действия. Ошибки отбрасываются, а верные решения закрепляются. Так приобретаются профессиональные навыки, так совершенствуются системы действий при ликвидации аварий. В приложении 2 приведена программа повышения квалификации для оперативного персонала АО-энерго.

Проведение противоаварийных тренировок. В практике энергосистем противоаварийные тренировки, проводимые с оперативным персоналом, обслуживающим подстанции, являются основной формой обучения методам и приемам предупреждения, локализации и ликвидации аварий в случае их возникновения. Одной из задач противоаварийных тренировок является проверка способности персонала самостоятельно, быстро и четко ориентироваться в аварийных ситуациях и действовать в соответствии с имеющимися инструкциями и указаниями. Следует отметить, что использование тренажеров при обучении не заменяет, а дополняет систему подготовки персонала путем проведения противоаварийных тренировок.

➤ Первые противоаварийные тренировки были проведены на Шатурской электростанции в 1933 году. В дальнейшем они начали широко применяться в «Мосэнерго». В процессе противоаварийной тренировки моделируется авария либо уже происходившая, либо придуманная. В ходе тренировки воспроизводятся действия по ликвидации этой аварии. Например, до войны в «Мосэнерго» часто моделировалась авария 16 августа 1936 года, лишившая Москву на 30 минут электроэнергию. В настоящее время все диспетчеры должны раз в месяц проходить противоаварийную тренировку в своей системе. Но многие руководители диспетчерских служб и еще чаще сами диспетчеры считают противоаварийные тренировки не эффективными.

Действительно, традиционное проведение аварийных игр не дает необходимого эффекта из-за опущения искусственности, которое возникает у диспетчеров тренировки. Для решения этой проблемы тренировка должна удовлетворять следующим требованиям:

➤ темп тренировки должен варьироваться (изменение темпа может

- достигаться изменением скорости подачи новых данных);
- программированная система оценки результатов (такая система может быть построена в соответствии с хорошо известной оперантной теорией программированного обучения, согласно которой система оценки должна представлять программу наказаний и поощрений);
 - включение в программу тренировки ряда задач, либо не имеющих решения, либо допускающих несколько вариантов решения.

Включение в процесс обучения диспетчеров подобных противоаварийных тренировок позволит подготовить специалистов, способных справиться с теми сложными задачами, которые ставит перед ними сегодняшний день /4/.

Каждая аварийная ситуация предъявляет высокие требования к эмоционально-волевым качествам персонала. Во время тренировок вырабатываются и эти качества, так как при нецелесообразных или ошибочных действиях персонал неизбежно подвергается воздействию неблагоприятных эмоциональных реакций, которые он учится преодолевать.

Таким образом, противоаварийные тренировки при всей их условности в какой-то мере воспитывают и развивают у персонала те качества, которые нужны ему при ликвидации подлинных аварий.

В течение года с каждым оперативным работником проводятся плановые противоаварийные тренировки. Для этого на предприятиях электрических сетей заранее составляются календарные и тематические планы. Проводятся также и внеочередные тренировки, когда появляется необходимость в более тщательной подготовке персонала, а также при неудовлетворительной ликвидации произошедших аварий.

Темы тренировок обычно выбирают с учетом аварий и неполадок, имевших место с аналогичным оборудованием на данной подстанции или в схемах других подстанций энергосистемы, при этом принимаются к сведению "узкие места", дефекты оборудования и практически возможные ненормальные режимы в работе подстанции. Иногда темы тренировок связывают с сезонными

и стихийными явлениями (грозами, гололедом, пожарами и т.д.), угрожающими нормальной работе оборудования, а также с вводом в работу нового, не освоенного еще в эксплуатации оборудования и новых схем. Используются как темы тренировок отдельные указания типовых и местных инструкций по ликвидации аварий.

В зависимости от темы и числа участников тренировки могут быть индивидуальными и групповыми. В них, как правило, принимает участие персонал, свободный от дежурства. Руководителями назначают инженерно-технических работников предприятий, хорошо знающих оперативную работу, а также диспетчеров электросетей и энергосистем.

Тренировки проводятся по специально составленным программам, в каждой из которых указываются исходная схема подстанции, режим ее работы, показания измерительных приборов, работа устройств сигнализации, действие автоматических устройств в период аварии, оптимальный порядок ликвидации аварии и варианты решения тренировочной задачи. Опыт показывает, что успех тренировки зависит от того, насколько хорошо продумана ее программа.

Тренировки, как правило, проводятся на рабочих местах. Однако их участники должны понимать, что они ликвидируют не настоящие, а условные, учебные аварии и что никаких действий с оборудованием производить нельзя. Для предотвращения ошибок действия персонала должны контролироваться на протяжении всей тренировки. Информация об аварии носит условный характер, и поступает она не с действующих приборов, а с тренировочных плакатов, заранее развешиваемых на щитах управления, панелях релейной защиты и других местах, где разворачиваются те или иные учебные события.

Перед началом тренировки ее участники подробно инструктируются руководителем. Контролерам указываются места, где они должны находиться, разъясняются их роль и обязанности на отдельных этапах тренировки. Тренирующимся лицам сообщаются схема подстанции, режим ее работы и другие сведения. В этот момент руководитель тренировки (сам и через контролеров) сообщает ее участникам внешние признаки аварии, при этом

персонал сразу же обращает внимание на развешенные тренировочные плакаты, получает по ним нужную информацию и далее ориентируется по этим плакатам в ходе ликвидации аварии. Большая роль в процессе тренировки принадлежит ее руководителю: он дополняет картину событий, сообщает участникам тренировки все интересующие их сведения, принимает сообщения персонала, ликвидирующего аварию, передает распоряжения, якобы поступившие от диспетчера, одновременно пристально наблюдает за действиями персонала, фиксирует ошибки и нарушения правил эксплуатации и техники безопасности.

Во время тренировок руководители иногда прибегают к искусственному приему введения помех (частые телефонные звонки и, наоборот, отказы в работе средств связи, настойчивые требования потребителей скорее подать напряжение, отказы в работе блокирующих устройств и т.д.), чтобы тренировки больше напоминали действительные аварийные ситуации. Смысл введения помех состоит в том, чтобы наблюдать поведение тренирующихся в условиях, затрудняющих производственную деятельность, проверять стойкость, сопротивляемость действию помех, что является одним из положительных качеств оперативного персонала. Тренировки обычно проводятся в достаточно быстром темпе, чтобы воссоздать эффект "дефицита времени" (кажущуюся быстротечность, недостаток времени), что часто испытывается персоналом в реальных условиях.

Заканчиваются тренировки техническими разборами, которые проводят их руководители в присутствии всех участников, при этом подробно рассматриваются все действия персонала: отмечаются правильные оперативные действия и допущенные ошибки, нарушения правил и инструкций, дается персональная оценка действиям каждого работника, намечаются технические мероприятия, выполнение которых считается целесообразным в связи с проведенной тренировкой. При оценке действий персонала принимается во внимание его поведение во время ликвидации учебной аварии (нерешительность, замедленность действий, подверженность действию помех,

затрудненность в восприятии информации и т.п.), так как это качество персонала во многом определяет его организованность, целесообразность и безошибочность действий /11/.

Можно утверждать, что тот, кто не склонен к растерянности, обнаруживает быстроту ориентировки, обладает необходимыми знаниями и умеет применять их в условиях тренировки, тот не потеряет присутствия духа в сложной аварийной обстановке.

5.2. Работа на тренажерах.

Назначение и устройство учебного тренажера ТЭ-2М

Тренажер ТЭ-2М³ является эффективным техническим средством обучения оперативного персонала предприятий электрических сетей. Его применение при обучении дает возможность тщательного изучения последовательности выполнения всех видов переключений на подстанциях с различными схемами электрических соединений. При этом операции с коммутационными аппаратами в необходимых случаях чередуются с проведением операций в схемах релейной защиты, автоматики, цепях управления выключателями и т.д.

Тренажер представляет возможность создавать характерные аварийные ситуации на подстанциях и обучать персонал практическим методам ликвидации аварий, что невозможно выполнить при подготовке персонала на рабочих местах действующих подстанций. Персонал при обучении на тренажере имеет возможность многократно повторять операции, пока не будут приобретены необходимые знания и твердые навыки оперативной работы.

Обучение персонала или совершенствование его знаний проводится по единой методике, основанной на производственной практике энергосистем. Последовательность выполнения переключений на тренажере и методы ликвидации аварий полностью соответствуют указаниям типовых инструкций.

³ Опытный завод автоматизации и приборов ОЗАП Мосэнерго. г.Москва.

Также при разработке программ данного тренажера были учтены требования правил техники безопасности.

На рис.30 показан внешний вид тренажера ТЭ-2М, предназначенного для обучения (или повышения квалификации) оперативного персонала электрических сетей.

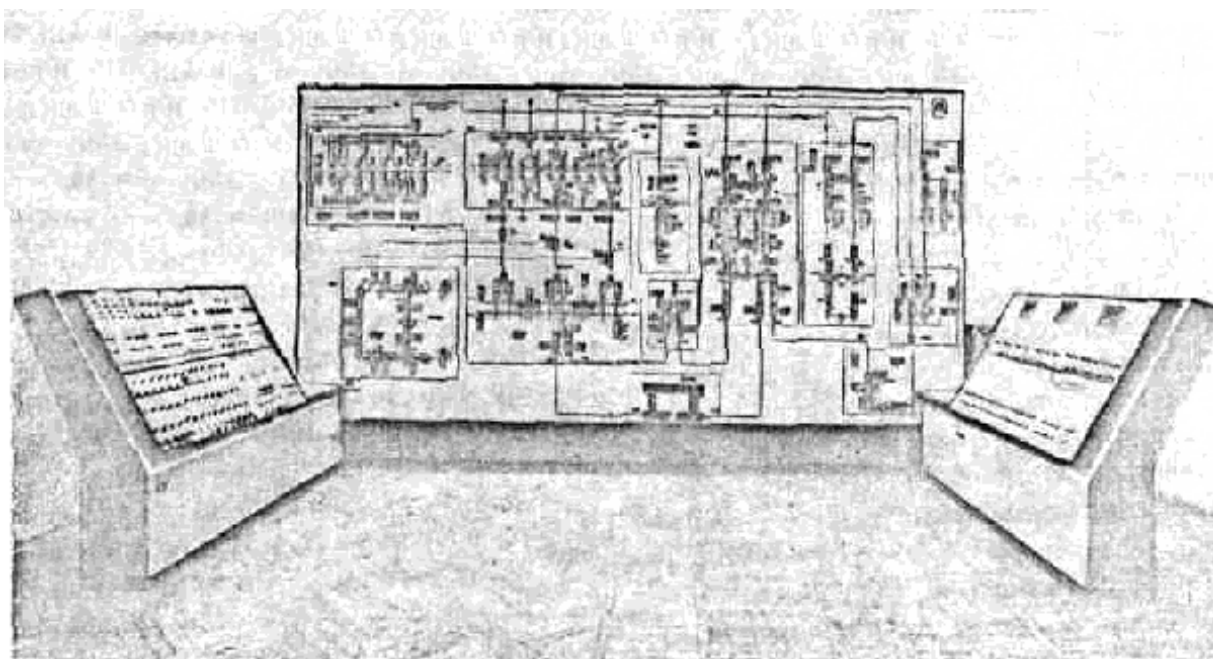


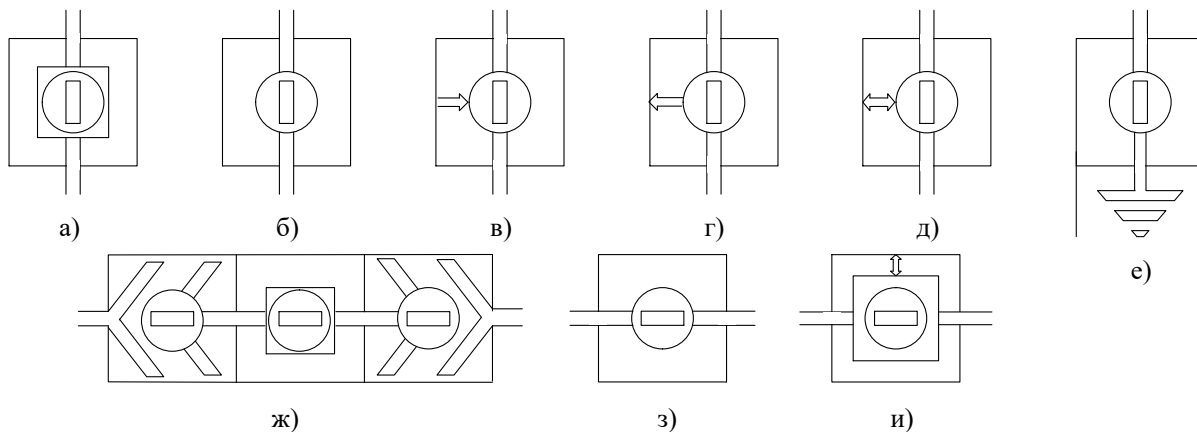
Рис. 30. Общий вид тренажера ТЭ-2М

Тренажер состоит из щита с мнемосхемой шин, двух пультов с имитаторами вторичных устройств, небольшой телефонной станции, фотосчитывающего устройства, шкафа управления и блоков питания.

Щит тренажера собран из мозаичных унифицированных секций, смонтированных на общем основании. На щите изображена мнемосхема электрической сети, включающей в себя схемы различных подстанций напряжением 10-220 кВ. Элементы оборудования ПС и ЛЭП напряжением 10 кВ выполнены голубым полистиролом, 110 кВ - красным и 220 кВ - желтым. Оборудование собственных нужд ПС показано черным цветом.

Коммутационные аппараты на схемах имитируются ключами, имеющими световую индикацию, - грифы ключей светятся ровным светом при

включенном положении аппаратов, не светятся при отключенном положении и светятся мигающим светом при несоответствии положений аналогов аппаратов с положением ключей на мнемосхеме. Внешний вид ключей управления показан на рис. 31.

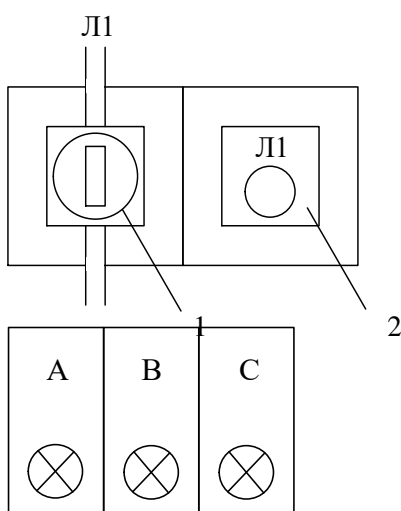


- а) выключатель; б) разъединитель; в) короткозамыкатель;
 г) отделитель, работающий на отключение; д) отделитель двух-
 стороннего действия; е) заземляющий разъединитель; ж) ячейка
 выключателя выкатного исполнения (КРУ); з) рубильник 0,4 кВ;
 и) автоматический выключатель.

Все ключи показаны в положении «Включено»

Рис. 31. Ключи управления коммутационных аппаратов на мнемонической схеме тренажера ТЭ-2М

Отключение любого коммутационного аппарата мнемотренажера выполняется поворотом грифа его ключа на 90° против часовой стрелки.

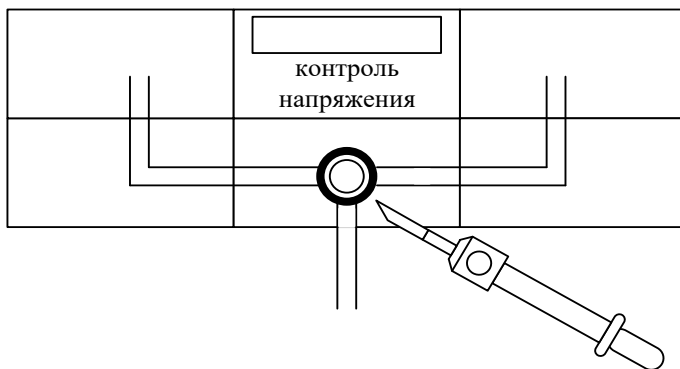
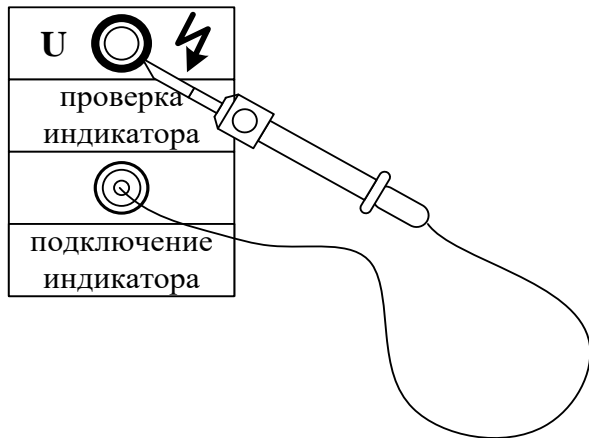


Проверка положения выключателей, отделителей и короткозамыкателей осуществляется однократным нажатием кнопки, расположенной рядом с соответствующим коммутационным аппаратом.

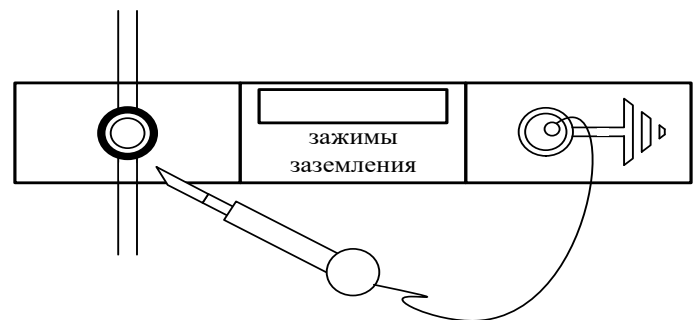
Проверка положения разъединителей и заземляющих ножей (ЗН) осуществляется нажатием кнопок с надписями "ПРОВЕРКА ПОЛОЖЕНИЯ

РАЗЪЕДИНИТЕЛЕЙ И ЗН" общих для указанных аппаратов каждого распреустройства (РУ).

Для проверки отсутствия напряжения на "токоведущих частях" мнемосхемы тренажера перед их заземлением предусмотрен специальный индикатор на условное напряжение 10 и 110 кВ. Для проверки исправности индикатора необходимо вставить его штепсель в гнездо "ПОДКЛЮЧЕНИЕ ИНДИКАТОРА", а щупом коснуться контактной части контрольного гнезда "ПРОВЕРКА ИНДИКАТОРА".



Проверка отсутствия напряжения осуществляется прикосновением щупа индикатора к контактной части контрольного гнезда на "токоведущей части", в месте наложения заземления.



Заземление токоведущих частей на схеме тренажера выполняется наложением переносных заземлений (ПЗ) или включением стационарных ножей. Модель ПЗ состоит из проводника со штепсельями на его концах.

Пульты имитируют щит управления подстанции и релейный щит. На них размещены тумблеры, кнопки и табло, с помощью которых проверяются режимы работы электрических цепей, воспроизводятся действия, выполняемые с отключающими устройствами релейной защиты и автоматики, цепями напряжения и оперативного тока приводов выключателей, имитируются действия персонала при производстве

работ в цепях вторичных соединений, считываются показания фиксирующих индикаторов повреждений, высвечиваются результаты осмотров оборудования при авариях и т.п. При контрольных и проверочных действиях реализуются устройства обратной связи в виде световых табло, имеющих соответствующие надписи.

Аппаратура пульта управления, расположенного слева от щита, имитирует работу устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) и вторичных цепей ПС.

С помощью пульта проверяются режимы работы электрических цепей, выполняются операции по отключению, включению и перестройке устройств РЗА, имитируется действие персонала в цепях РЗА, а также при осмотрах оборудования.

осмотр сш 110 кВ	защиты ШСВ	0 U _н
	0  В	II сш 220 кВ

Над каждым тумблером, кнопкой и на кнопках имеется надпись об их назначении. Контроль нагрузки осуществляется нажатием кнопки с

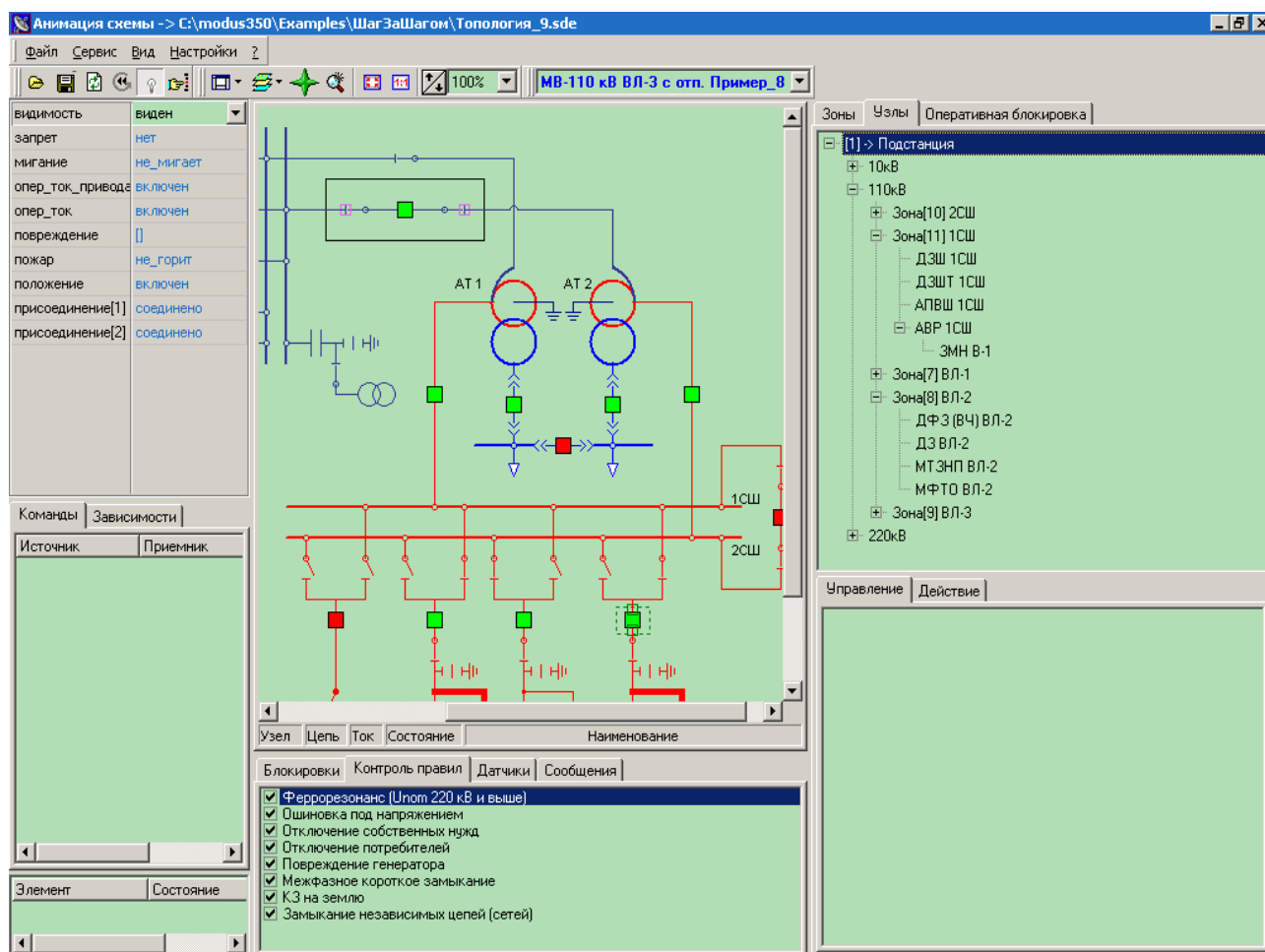
надписью того аппарата или цепи, нагрузка которой проверяется. Контроль напряжения выполняется нажатием кнопки с надписью той системы шин (или секции), на которой проверяется напряжение.

Пульт контроля и выбора заданий расположен справа от щита. На нем размещены электронные табло, отображающие последовательность оперативных действий при выполнении переключений и ликвидации аварий, ошибочные операции и действия, а также табло счета ошибок - оценочное табло. При правильном выполнении заданий на пульте контроля высвечивается цифра очередного выполненного шага, а при выполнении всех действий задания загорается табло "ЗАДАНИЕ ВЫПОЛНЕНО". При допущении ошибки на любом шаге загорается табло "РЕШЕНИЕ ОШИБОЧНО" и при этом появится на табло код аппарата, операция с которым выполнена ошибочно. Ошибочно повернутый ключ должен быть возвращен в исходное положение.

Телефонная станция тренажера используется как при участии в процессе обучения диспетчера, руководящего тренировкой по телефону, так и при индивидуальном обучении, когда необходимо обращение к диспетчеру или передача информации в другие инстанции/21/.

Назначение и устройство компьютерного тренажера «Модус»

Тренажер по оперативным переключениям для персонала энергетических объектов представляет собой готовый комплекс программ для персонального компьютера, который можно использовать для первоначального обучения, для самоподготовки, для собеседования при приеме на работу и аттестации оперативного персонала различного уровня. При этом от обучаемого не требуется навыков работы с компьютером⁴.



⁴ Разработчики тренажера – Амелин С.В., Березкин А.А., Гурьев Д.Е., Зайцев В.А. г.Москва, тел. (095) 220-30-98, E-mail: modus@glasnet.ru; <http://www.glasnet.ru/~modus>

Следует отметить, что компьютерный тренажер «МОДУС» является в некотором роде аналогом мнемотренажера ТЭ-2М. То есть, тренажер «Модус» содержит стандартную базу оперативных переключений для нормальных и аварийных заданий, практически совпадающую с типовыми заданиями тренажера ТЭ-2М.

Однако, помимо стандартной базы данных по оперативным переключениям, разработчиками тренажера совместно с представителями энергосистем дополнительно созданы базы данных по ряду предприятий электрических сетей, ТЭЦ и других энергообъектов.

Значительным преимуществом тренажера «Модус» является наличие редактора упражнений, который позволяет любому пользователю, легально приобретшему тренажер, существенно расширять имеющуюся базу заданий, за счет рисования новых схем и формирования по ним бланков переключений, как для нормальных, так и для аварийных заданий. Причем для выполнения вышеперечисленных задач не требуется специальных знаний программиста.

Это позволяет творчески подходить к процессу обучения: на первом этапе изучать основные положения в области оперативных переключений, стандартную последовательность основных операций и действий при оперативных переключениях на тренажере ТЭ-2М, а затем после приобретения соответствующих навыков и умений осуществлять переход к компьютерному тренажеру.

Суть тренинга состоит в том, что обучаемый должен воспроизвести определенную последовательность действий при переключениях в электрической части энергообъекта в условиях нормальной работы или при аварийной ситуации на схемах энергообъектов, подобных тем, которые он обслуживает на своем рабочем месте.

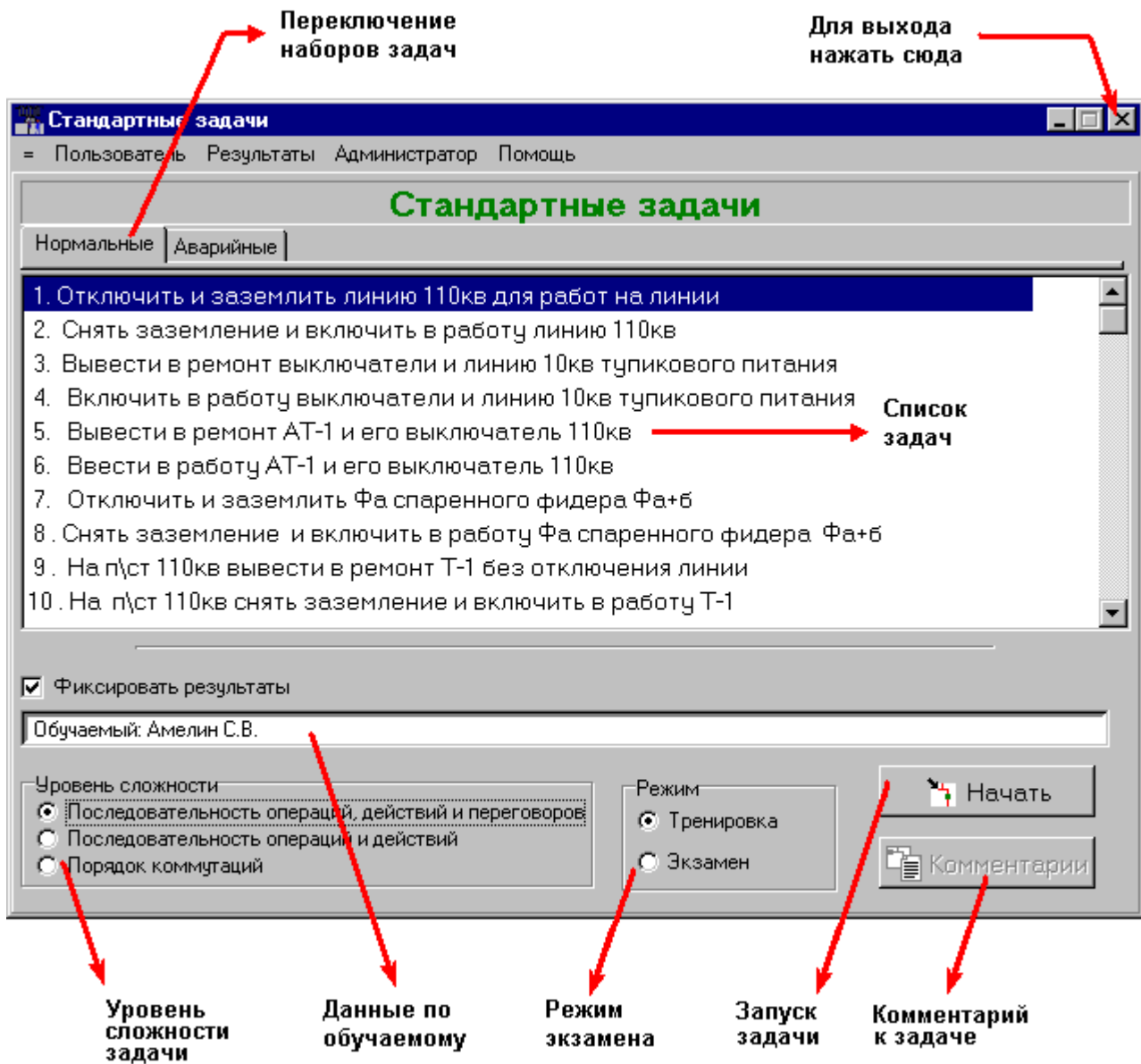
При тренировке обучаемый может иметь дело с информацией, представленной в виде электрических схем, графических изображений, текстовых данных, элементов мультимедиа.

Графический интерфейс «Модуса» ориентирован на то, что основной формой представления информации будет представление электрических схем. Тренажер не производит какого-либо топологического анализа схем, расчетов режима. Ответственность за составления правильного алгоритма переключений лежит на составителе задач /22/.

Начало работы с тренажером. Запуск программы осуществляется из меню «Пуск». Затем → Программы → Modus → Тренажер по оперативным переключениям. Далее пользователь должен ввести персональные данные, а затем выбрать: фиксировать ли результаты тренировки или нет. После этого нужно выбрать режим тренажера и уровень сложности.

Выбор режима тренировка/экзамен. Режим «тренировки» отличается «экзамена» тем, что при тренировке разрешено пользоваться подсказкой о последующих действиях и доступна возможность, когда программа автоматически выполняет следующее действие.

Выбор уровня сложности. «Порядок коммутаций» - требуется выполнять только коммутационные действия. «Последовательность операций и действий» - кроме коммутационных, требуется выполнение и проверочных операций. «Последовательность операций, действий и переговоров» - дополнительно требуется учитывать переговоры между оперативным персоналом. Затем обучаемый выбирает тип задачи (нормальные или аварийные). Необходимая задача, которую Вы хотите выполнить, выбирается мышью из перечня нормальных или аварийных заданий и после этого нажимается кнопка «Начать».



Задача запустится с тем уровнем сложности, который выбран в разделе «Уровень сложности».

Выполнение упражнения

После запуска программы на мониторе появляется упражнение в виде, представленном на рис.32.

В самой верхней строке экрана написано название задачи (цель оперативных переключений).

Вверху посередине находится черное окошко, куда выводятся сообщения программы.

Назначение остальных кнопок представлено ниже.

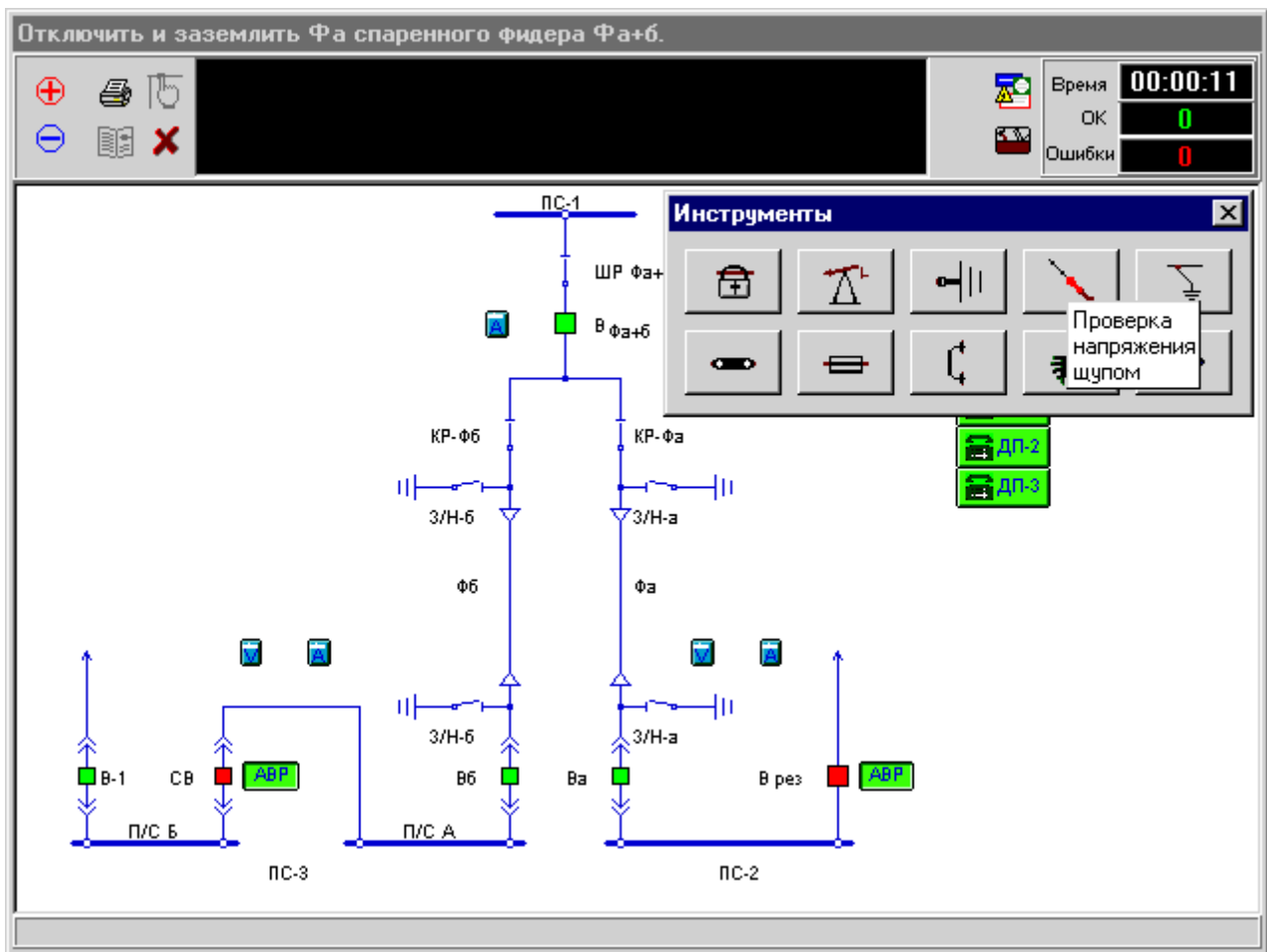


Рис. 32. Экран упражнения (нормальный режим)



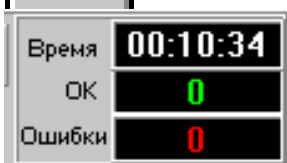
Кнопки, позволяющие масштабировать схему.

Распечатка схемы на принтере.

Выход из задачи после окончания ее выполнения.


Взять плакат.

Взять какой-либо инструмент (приспособление).



Подсчет времени выполнения правильных действий, количества ошибок.

Если схема не помещается в экран можно сделать ее меньше с помощью кнопок масштабирования или прокручивать ее с помощью линеек прокрутки.

Не вся информация может помещаться в окне со схемой. Как правило, элементы РЗА располагаются в отдельных окошках. Для каждого такого окна на схеме расположена иконка, выглядящая примерно так: . Для того, чтобы открыть окно, нужно подвести мышь к иконке и нажать на ней левой кнопкой мыши.

Действия с элементами.

В процессе выполнения упражнений могут встретиться следующие характерные команды:

«вызов» - указывает, что к элементу (телефону, микрофону) надо подвести мышь и нажать на ее левую кнопку. После этого телефон звонит, выдается сообщение.

«нажать» - указывает, что к элементу надо подвести мышь и нажать на ее левую кнопку, тем самым переключив элемент или сделав какое-нибудь другое действие.

«перевести» - для элементов, имеющих более двух возможных положений - ручка, панель (накладка), группа (АРНТ, ДГР). Указывает, что к определенному месту на элементе надо подвести мышь и нажать на ее левую кнопку, тем самым, переключив элемент в другое положение

«проверить» - указывает, что к элементу надо подвести мышь и нажать на ее правую кнопку, тем самым, выполнив проверочную операцию над элементом (проверка исправности, положения, параметров прибора).

«сдвинуть» - для выдвижных элементов: выключатель, отделитель, разъединитель, полушасси, шасси. Указывает, что к определенному месту на элементе надо подвести мышь (курсор станет стрелкой с двумя концами) и нажать на ее левую кнопку. Состояние «выдвинутость» указанного элемента изменяется на противоположное.

«уровнять» - для двух элементов (группа_АРНТ). Указывает, что к определенному месту на элементе группа_АРНТ (отпайка) надо подвести мышь

и нажать на ее левую кнопку, значение отпайка на элементе установится таким же, как на втором элементе группа_АРНТ.

«снять_перчатки» - указывает, что надо выбрать элемент снять_перчатки из панели инструментов. При следующем обращении к панели инструментов на панели будет элемент одеть_перчатки. **«одеть_перчатки»** - указывает, что надо выбрать элемент одеть_перчатки из панели инструментов. При следующем обращении к панели инструментов на панели будет элемент снять_перчатки.

Действия с передвижными элементами.

К передвижным элементам тренажера относятся: гибкое заземление; замок; запетление; индикатор; клин; накладка; переносная_земля; плакат; предохранитель.

С этими элементами, кроме команды пользователя «нажать», описанной ранее, используются команды:

«назначение» - задает точку или область, в которую требуется поставить передвижной элемент.

«поставить» - команда используется для плакатов. В примере при выполнении команды пользователь должен выбрать плакат из панели инструментов (или выбрать на схеме, если он был нарисован командой **«рисовать»**), затем подвести курсор мыши на область (прямоугольник) и нажать левую кнопку мыши. После этого плакат установится в нужной точке.

«поставить» - команда используется для передвижных элементов (гибкое_заземление, замок, запетление, клин, накладка, плакат, предохранитель). Указывает, что надо выбрать элемент на схеме или из панели инструментов, подведя мышь и нажав на ее левую кнопку, (при этом курсор изменится на изображение выбранного элемента), затем подвести курсор к нужному месту на схеме и еще раз нажать на левую кнопку мыши. Если место указано верно, элемент появится на схеме.

«снять» - для передвижных элементов (гибкое_заземление, замок, запетление, клин, накладка, плакат, предохранитель). Указывает, что к

элементу надо подвести мышь и нажать на ее левую кнопку, при этом элемент на схеме исчезнет.

«индикатор_проверка_напряжения» - команда указывает активные зоны, куда надо будет подвести индикатор по следующей далее команде нажать. Если активную зону трудно описать одним прямоугольником (например, надо измерить напряжение на линии, имеющей несколько поворотов на схеме и измерить напряжение можно в любой точке линии), то может потребоваться несколько следующих друг за другом команд индикатор_проверка_напряжения. В этом случае эти несколько команд требуют лишь одно действие пользователя, а именно, подвести индикатор к любой из указанных зон.

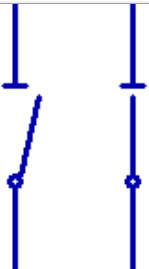
«индикатор_проверка_напряжения_дополн.» - команда указывает дополнительные активные зоны, куда надо подвести индикатор, если надо измерить напряжение в нескольких точках.

В ходе выполнения конкурсных задач могут встретиться операции, описанные в таблице 7.

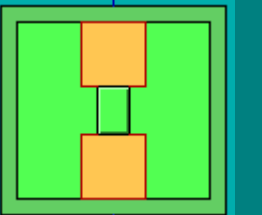

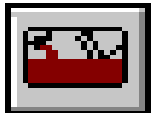
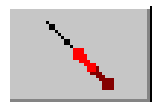
Все действия, описанные в данной таблице, записываются в протокол, поэтому возникает необходимость их выполнения в правильной последовательности. Однако, нажатия на «иконки автоматики» не фиксируются в протоколе.

Протокол является предметом для обсуждения с судейской комиссией /22/.

Табл. 7. Основные виды элементов и операции с ними

Вид элемента	Описание элемента	Переключения и действия с РЗА.	Проверочные действия
	Разьединитель	Включить. Отключить. Для переключения нажать левую кнопку мыши.	Проверка опорно-стержневой изоляции. Проверка положения. Для проверки нажать правую кнопку мыши.

Вид элемента	Описание элемента	Переключения и действия с РЗА.	Проверочные действия
	Выключатель. включен – зеленый цвет отключен – красный цвет	Вкл. / Откл. <i>Для переключения нажать левую кнопку мыши.</i>	Проверка положения. <i>Для проверки нажать правую кнопку мыши.</i>
	Разъединитель заземляющего ножа	Вкл. / Откл. <i>Для переключения нажать левую кнопку мыши.</i>	Проверка положения. <i>Для проверки нажать правую кнопку мыши.</i>
	Автоматы ТН	Вкл. / Откл. <i>Для переключения нажать левую кнопку мыши.</i>	
 Нагрузка -----	Стрелочный прибор		Проверка положения. <i>Для проверки нажать правую кнопку мыши.</i>
	Ручка	Переключить <i>Для переключения нажать левой клавишей в желаемую позицию</i>	
 АПВ Ис.ш. 220кв	Накладка	Ввести. Вывести. <i>Для действия нажать левой клавишей в желаемый угол накладки.</i>	
 Настройка уставок резервных защит	Настройка уставок резервных защит	Выполнение настройки. <i>Для выполнения нажать левую кнопку мыши.</i>	

Вид элемента	Описание элемента	Переключения и действия с РЗА.	Проверочные действия
	Токовые цепи.	Замыкание. Для выполнения нажать левую кнопку мыши посередине.	Проверка. Для проверки нажать правую кнопку мыши посередине.
	Указатель напряжения		Проверка напряжения. Для этого нужно: 1. Взять указатель напряжения. Для этого выбираются кнопки.   После этого курсор мыши принимает вид, как указано слева. 2. Проверить исправность указателя напряжения подведением к точке, где есть напряжение. 3. Проверить отсутствие напряжения. Для этого подвести указатель к интересующей нас точке. 4. Положить указатель напряжения на место. Для этого нажать левую кнопку мыши.

Пример простейшего упражнения (аварийный режим).

Рассмотрим на примере, что представляет из себя упражнение.

После запуска на выполнение, обучаемый подводит курсор мыши и нажимает левую кнопку на табло «начать тренировку».

После этого табло удаляется с экрана, звучит сирена, внизу экрана появляется сообщение «ликвидировать аварию».

Далее обучаемый должен отключить сирену, нажать на табло «КУ и Табло».

Следующая команда выполняется компьютером и говорит о наличии напряжения на приборе. Обучаемый должен нажать на прибор, при этом внизу экрана появляется сообщение « $U=U_n$ ».

Затем следует нажать на выключатель, после чего он перестает мигать и переключается в положении «включен». Аналогично выполняются и остальные действия.

При выполнении упражнения обучаемый может вызвать на экран подсказку для текущего шага упражнения.

Действия, выполняемые обучаемым, записываются красным цветом, принудительные действия (действия компьютера) – голубым, подсказки для обучаемого – синим.

Общий вид экрана представлен на рис. 33.

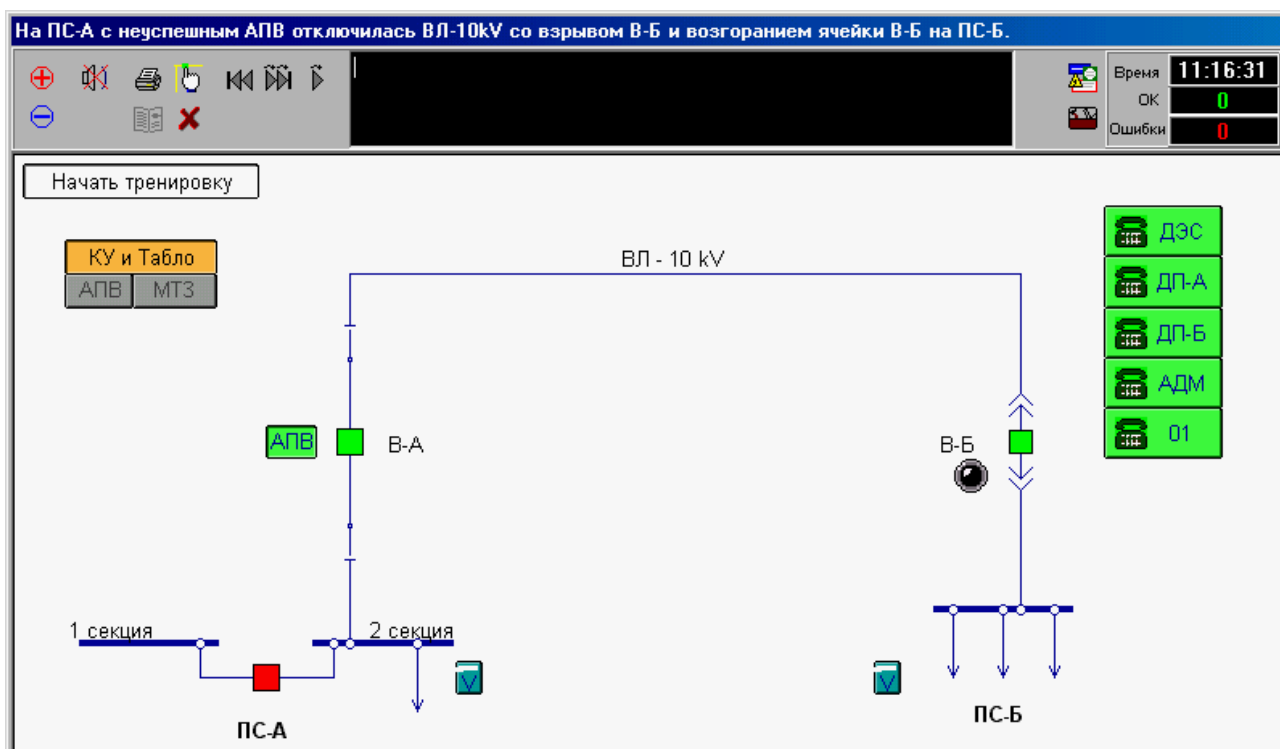


Рис. 33. Вид экрана упражнения (аварийный режим)

Указания к проведению занятий на тренажерах

Обучение на тренажере заключается в усвоении обучающимися заранее подготовленных программ действий (заданий), в которых заложена оптимальная последовательность операций с коммутационными аппаратами и вторичными устройствами при решении поставленных задач. Поскольку задания разработаны с учетом организации оперативной работы в энергосистемах, то перед началом тренинга следует кратко изложить основные положения в области оперативных переключений и дать комментарии к рассматриваемым задачам.

Электрическое оборудование (трансформаторы, линии, сборные шины, коммутационные аппараты и т.д.) может находиться в состоянии работы, ремонта или резерва. Эти оперативные состояния зависят от положения всех тех коммутационных аппаратов, которые предназначены для его включения под напряжение и отключения.

Перевод оборудования из одного оперативного состояния в другое происходит в процессе выполнения оперативных переключений. Оперативные переключения выполняются также при всевозможных изменениях режимов работы оборудования и при ликвидации аварий на подстанциях и в сетях.

Изменением оперативного состояния оборудования на подстанции в нормальном режиме работы руководит диспетчер, в оперативном управлении которого находится это оборудование, а также устройства релейной защиты и автоматики.

И только в неотложных случаях при явной опасности для жизни людей допускаются переключения без ведома диспетчера, но с его последующим уведомлением, как только представится такая возможность. Аналогичные действия допускаются и при угрозе сохранности оборудования, например, при пожаре, стихийном бедствии, если отсутствует связь с диспетчером.

На практике задание на переключение поступает от диспетчера в виде распоряжения. В распоряжении указывается, какие операции и в какой последовательности должны выполняться.

При упражнениях на тренажере обучающийся должен в нужный момент обратиться по телефону к диспетчеру (его роль выполняет преподаватель или инструктор), получить от него распоряжения и сообщить ему об их выполнении.

До начала переключений и в процессе их выполнения **необходима** проверка режимов работы подстанций и отдельных видов оборудования с тем, чтобы не допускать возникновения утяжеленных режимов работы оборудования (перегрузок, отклонения напряжения и т.д.). Проверка режима работы оборудования осуществляется нажатием соответствующих кнопок с получением обратной связи сигналов на световых табло.

Введение в задания проверочных действий объясняется необходимостью выработки у обучающихся навыка контроля за проведением операций с коммутационными аппаратами и проверкой отсутствия напряжения на токоведущих частях перед заземлением.

При неисправностях возможны отказы в четкой работе как самих аппаратов, так и устройств управления ими. Поэтому проверка выполнения команд, посылаемых на включение и отключение выключателей и отделителей, а также проверка положений разъединителей и заземляющих ножей при их включениях и отключениях **обязательна**.

Лучшими способами проверок являются визуальные осмотры контактных систем аппаратов или осмотры на месте их сигнальных устройств. При этом аппарат каждой фазы должен осматриваться отдельно, независимо от фактического положения аппаратов двух других фаз и от наличия механических связей между ними.

В отличие от проверок положений аппаратов на месте их установки проверка положений выключателей может выполняться и по показаниям измерительных приборов. Но такая проверка допускается только при выполнении единичных операций с выключателями (без последующих операций с разъединителями и отделителями), например, при включении и

отключении выключателей линий, трансформаторов, подаче напряжения на шины включением шиносоединительных выключателей и т.д.

Проверка отсутствия напряжения на токоведущих частях перед их заземлением является одним из ответственных действий, поэтому в задания включены проверочные действия при наложении заземлений в соответствии с требованиями правил техники безопасности.

Операции с коммутационными аппаратами, установленными в одной электрической цепи (ЛЭП, трансформатор и т.д.), должны выполняться в последовательности, определяемой назначением этих аппаратов и безопасностью операций для лиц, выполняющих переключения.

Первой операцией при отключении электрической цепи, имеющей выключатели, выполняется операция отключения выключателей. При этом разрывается цепь тока и снимается напряжение с электрической цепи.

Если электрическая цепь (или отдельные ее элементы) выводится в ремонт, то для безопасности работающих должен создаваться видимый разрыв отключением разъединителей со всех сторон, откуда к месту работ может быть подано напряжение включением выключателя, отделителей с автоматическим включением и т.д.

При выводе в ремонт силовых трансформаторов и трансформаторов напряжения видимый разрыв должен создаваться также и со стороны напряжения до 1000 В путем отключения рубильников или снятия предохранителей.

При включении электрической цепи в работу операции с выключателями должны выполняться в последнюю очередь во всех случаях.

***Комментарии к задаче по отключению и включению
воздушных и кабельных линий тупикового питания.***

По своему положению в сети воздушные и кабельные линии электропередачи напряжением 6 кВ и выше могут иметь одностороннее и двухстороннее питание. К первым относятся линии так называемого тупикового питания, ко вторым - транзитные линии. Подстанции, питаемые по

тупиковым линиям, в большинстве случаев принадлежат промышленным, сельскохозяйственным и другим предприятиям и обслуживаются их оперативным персоналом.

Отключение линий тупикового питания для ремонта приводит к прекращению электроснабжения потребителей, о чем потребители должны заранее предупреждаться. В ряде случаев при подготовке линии к отключению потребители перестраивают технологические процессы своих предприятий, а потребители, не терпящие перерыва в электроснабжении, переходят на питание от резервного источника. Задачей оперативного персонала ПЭС перед снятием напряжения с выводимой в ремонт линии является проверка готовности потребителей к отключению линии, что соответствует требованию надежности электроснабжения. С этой целью отключение питающей линии целесообразно начинать со стороны подстанции потребителей, его оперативным персоналом, а потом продолжить отключение со стороны питающей подстанции, где перед отключением выключателя линии проверяется отсутствие на ней нагрузки.

Для отключения питающей линии и выполнения на ней ремонтных работ не требуется отключение других присоединений, подключенных к шинам питаемой подстанции. После окончания ремонтных работ и подготовки схемы линии к включению подачу напряжения на линию осуществляют со стороны питающей подстанции, а потом уже включают выключатель линии на питаемой подстанции. При этом напряжение подается сразу всем потребителям.

***Комментарии к задаче по отключению и включению
спаренных линий.***

Отключение для ремонта одной из спаренных линий, когда обе линии включены и несут нагрузку, согласно "Типовой инструкции", производится при снятом напряжении с обеих сторон линий. Не разрешается снимать (подавать) напряжение с одной из линий отключением (включением) ручным приводом ее линейных разъединителей. Для снятия напряжения со спаренного фидера следует предварительно перевести питание нагрузки питаемым подстанциям от резервных источников.

Для безопасности персонала перед отключением линейных разъединителей выводимой в ремонт линии необходимо проверить отсутствие напряжения на развилке линейных разъединителей спаренных линий. После отключения линейного разъединителя выводимой линии на питающей подстанции следует восстановить схему нормального питания на подстанции, имеющей второе питание, а затем продолжить операции по выводу в ремонт необходимой линии.

По окончании работ по ремонту линии и снятия защитных заземлений необходимо: снять напряжение со спаренного фидера; на питающей подстанции проверить отсутствие напряжения с обеих сторон разъединителей; при отсутствии напряжения включить линейные разъединители линии; ввести в работу спаренный фидер; восстановить нормальные схемы на питаемых подстанциях.

***Комментарии к задаче по выводу в ремонт и из
ремонта транзитной линии.***

Перед отключением в ремонт транзитной линии необходимо тщательно проверить режимы работы подстанции и ТЭС. В этой связи отключение линии целесообразно начинать со стороны ТЭС, режим работы которой непосредственно зависит от числа включенных в работу линий связи с системой.

После отключения выключателя линии на ТЭС подстанция переходит на одностороннее питание от другого источника, где на питающей линии должен быть вывешен диспетчерский плакат "Транзит разомкнут". Наличие плаката обязывает персонал однократно подавать напряжение по питающей линии при ее автоматическом отключении без предварительного получения распоряжения диспетчера, с последующим его уведомлением.

После окончания работ отключением заземляющих ножей с линии следует начинать со стороны подстанции, что сокращает число телефонных переговоров с диспетчером, если напряжение на линию будет подаваться со стороны подстанции. Подавать напряжение по линии следует, как правило, со

стороны системы в сторону станции. Опробование напряжением линии со стороны станции может иметь тяжелые последствия для станции, если на линии окажется короткое замыкание, а выключатель линии откажет в отключении.

Комментарии к задаче по выводу в ремонт и выводу из ремонта силового трансформатора.

Отключение силовых трансформаторов на подстанциях выполняется, как правило, со стороны нагрузки, то есть со стороны низкого (НН) и среднего (СН) напряжений. В такой же последовательности обычно отключаются и разъединители, хотя на практике в зависимости от местных условий последовательность их отключения может быть иной, если другой путь следования оперативного персонала к разъединителям будет короче.

Для обеспечения безопасных условий работ на оборудовании достаточно иметь по одному видимому разрыву с каждой стороны, откуда выключателем может быть подано напряжение к месту работы. В данном случае со стороны 10 и 220 кВ трансформатор достаточно отключить трансформаторными, а со стороны 110 кВ трансформаторными шинными разъединителями. Отключение же шинных разъединителей со стороны 10 и 220 кВ существенно не повышает безопасности работ и вместе с тем не рекомендуется без особой надобности проводить операции с ними под напряжением.

После окончания ремонтных работ снятие установленных на оборудовании заземлений следует начинать со стороны низкого, среднего и высокого напряжений, чтобы на обратном пути можно было включить трансформаторные разъединители высокого, среднего и низкого напряжения.

Включение трансформаторов под напряжение производят со стороны высшего напряжения. Включение часто сопровождается броском тока намагничивания, первоначальное значение которого может в несколько раз (5-10) превысить номинальное значение тока трансформатора. Номинальные токи обмоток НН и СН существенно больше номинального тока обмотки ВН (отношение этих токов равно значению коэффициента трансформации трансформатора). Если бы включение производилось со стороны НН, то

прохождение большого тока намагничивания привело бы к резкому снижению напряжения на шинах НН, что отрицательно сказалось бы на работе потребителей. Поэтому не рекомендуется включение силовых трансформаторов под напряжением со стороны низкого напряжения.

Представленная в лабораторных работах последовательность операций и действий является оптимальной с точки зрения экономии движений и наиболее соответствующей требованиям типовых инструкций и правил техники эксплуатации, поэтому в упражнениях на тренажере следует придерживаться этой последовательности.

Комментарии к заданиям аварийных режимов работы

Действия оперативного персонала при возникновении аварийной ситуации на подстанции в реальных условиях сводятся к следующему: сбору и систематизации поступившей информации; анализу собранной информации, т.е. установлению связи ее с теми или иными событиями, опознанию того, что произошло; принятию оперативного решения (составлению плана ответных действий) на основе имеющейся информации; реализации плана ответных действий и его корректировка в зависимости от визуальных наблюдений, накопления новой информации и действительного хода ликвидации аварии.

Источниками информации о возникновении аварийной ситуации на подстанциях являются устройства автоматической сигнализации, измерительные приборы, совокупности сигналов о действии релейной защиты и автоматики. Подобные источники информации имеются и на тренажере. Имитаторами устройств автоматической сигнализации служат звуковые сигналы, световые сигналы ключей управления выключателей, отделителей и короткозамыкателей. В момент автоматического отключения или включения коммутационного аппарата и возникновения несоответствия между положением аппарата и его ключами управления грифы ключей светятся мигающим светом.

В ряде случаев в целях ограничения информации, которую можно было бы получить со щита тренажера, сигнальные лампы схем отдельных

подстанций автоматически гасятся на все время ликвидации аварийного режима на питающей подстанции. Это сделано для того, чтобы обучающийся, не видя обстановки сложившейся в сети, например, на ответвленной подстанции при отключении транзитной питающей линии, мог принять решения, предписанные инструкциями (например, подать напряжение по отключившейся линии для питания потребителей ответвленной подстанции и т. д.).

Измерительные приборы имитируются на пультах тренажера при помощи сигнальных табло и кнопок, при нажатии которых на табло появляются значения измеряемой величины (тока, напряжения). На табло фиксирующих измерительных приборов ФИП также высвечиваются значения, зафиксированной прибором в момент аварии величины. Кнопка у табло ФИП служит для возвращения прибора в исходное положение (положение "готовности к действию"). Действие устройств релейной защиты и автоматики имитируется на пульте тренажера при помощи специальных табло. На пульте тренажера имеются табло, указывающие конкретные устройства РЗА (на действующих подстанциях подобные табло размещаются на панелях щитов управления).

Порядок проведения лабораторных и учебных занятий на тренажерах

Каждая лабораторная работа содержит три программы оперативных переключений. По первой программе выполняются операции с коммутационными аппаратами и вторичными устройствами с целью выяснения последовательности этих операций. По второй - выполняются необходимые переключения и действия с учетом проверочных операций, для третьей программы в задания включены оперативные переговоры, проверки режимов работы оборудования, действия по проверке положений коммутационных аппаратов и др., соответствующие процессу переключений в том виде, как они должны выполняться в реальных условиях.

На практике не исключена возможность выполнения переключений и в иной последовательности. Однако представленная в заданиях

последовательность операций и действий является оптимальной (наилучшей с точки зрения экономии движений и наиболее соответствующей требованиям типовых инструкций и ПТЭ), поэтому в упражнениях на тренажерах (и в последующей практической деятельности) следует придерживаться этой последовательности.

Организация учебного процесса с применением тренажеров показана на рис. 34.



Рис. 34. Организация учебного процесса с применением тренажеров

Организация лабораторных и учебных занятий

Порядок проведения лабораторных работ, принципы построения учебных занятий и их методика ориентированы как на студентов высших учебных заведений, так и на слушателей курсов повышения квалификации.

При выполнении лабораторных работ на тренажерах следует /20,21/:

- ✓ внимательно ознакомиться с содержанием задания и исходной схемой;
- ✓ вычертить в однолинейном изображении принципиальную схему изучаемого участка цепи (при занятиях на мнемотренажере);
- ✓ ясно представить цель переключений и конечную схему;
- ✓ составить бланк переключений (выдается преподавателем), используя таблицы последовательности проведения операций соответствующей лабораторной работы;
- ✓ произвести оперативные переключения в соответствии с первой программой переключений;
- ✓ произвести оперативные переключения в соответствии со второй программой переключений;
- ✓ совместно с преподавателем выполнить оперативные переключения по третьей программе;
- ✓ в процессе оперативных переключений следует вслух называть предстоящую операцию или действие перед их выполнением.

Отчет по лабораторной работе должен содержать: цель работы; принципиальную схему электрических соединений в однолинейном исполнении изучаемого участка сети; бланк оперативных переключений; краткие ответы на контрольные вопросы, предложенные преподавателем.

Целью лабораторных работ являются - тренировка студента (слушателя) в составлении бланков (программ) производства переключений, развитие соответствующих умения и навыков, выявление типовых (наиболее распространенных) ошибок и отступлений от требований типовой инструкции по переключениям в электроустановках ТИ 34-70-040-85 и других директивных документов, допускаемых оперативным персоналом при решении этой задачи,

а также выявление элементов передовых приемов в области производства оперативных переключений.

Выявленные на занятиях ошибки и неточности служат единственной цели - использованию в качестве материала для последующего обсуждения и руководством для преподавателя, ведущего лабораторную работу.

В целях развития навыков анализа оперативных проблем разбор результатов выполнения работы должен проводиться в форме свободной дискуссии, с предоставлением возможности высказать свои точки зрения возможно большему количеству участвующих. Само обсуждение допущенных ошибок должно носить благожелательный характер, ни в коем случае не следует допускать высказывания, комментарии и отзывы, могущие нанести обиду.

Учебные занятия целесообразно проводить в два этапа:

1. самостоятельное составление каждым студентом (слушателем) бланков переключений, обеспечивающих решение заданных оперативных задач;
2. последующий коллективный (под руководством преподавателя) анализ правильности полученных решений и выявление допущенных ошибок (неточностей), а также спорных моментов с последующим обсуждением.

Естественно, что при составлении бланка каждый участвующий исходит из собственного опыта, руководствуясь привычным ему порядком составления этого документа. Как следствие, в общем случае у каждого студента (слушателя) будет свое решение (своя редакция бланка).

Так как составление учебных бланков не привязано к конкретной компоновке электроустановки, а также, в частности, к монтажному исполнению панелей управления РЗА и т.д., то некоторые операции учебного бланка вынужденно могут быть описаны в общем виде (например, операция вывода из действия устройства защиты без указания номера используемой наклейки и т.п.).

Второй этап занятия, связанный с обсуждением полученных оперативных решений, рекомендуется проводить в следующем порядке:

- выступление одного из участников семинара, зачитывающего свой вариант решения первой из поставленных задач;
- вопросы слушателей к выступающему и его ответы на эти вопросы (при этом в вопросах не должно содержаться критики предложенного варианта решения; вопросы преподавателя, если они возникнут, должны задаваться после окончания вопросов, появившихся у слушателей);
- выступления оппонентов с критикой предложенного варианта решения или с формулировками других вариантов решений (варианты решения, имеющиеся у преподавателя, должны высказываться после того, как будут высказаны все варианты, имеющиеся у слушателей);
- обмен мнениями по всем выдвинутым вариантам решения первой задачи;
- обобщающее заключение преподавателя;
- переход к обсуждению решения следующей задачи. Обсуждение проводится в том же порядке, что описанное выше в применении к первой задаче.

Для всех участников семинара, не исключая и преподавателя, необходимо в формулировках своих выступлений в ходе дискуссии соблюдать принятые этические нормы, в частности не ущемлять самолюбие оппонента.

Следует уважать мнение каждого выступающего и принимать во внимание то обстоятельство, что студент еще не является технически грамотным специалистом, а каждый из слушателей - квалифицированный специалист, и его мнение в большинстве случаев отражает практику того предприятия, на котором он работает.

Для слушателей курсов повышения квалификации также необходимо дополнительно учитывать следующие обстоятельства.

В ходе дискуссии не следует навязывать другим свое мнение в противовес порядку, установленному на предприятии, опыт которого использует выступающий со своим мнением по оперативным вопросам. Исключение составляют лишь те случаи, когда в выступлении содержатся

утверждения, явно противоречащие тем или иным положениям действующих отраслевых директивных материалов.

Но само важное - иметь в виду, что цель дискуссии в ходе описываемого учебного занятия - это обмен опытом, ознакомление слушателей с существующим многообразием возможных решений тех или иных оперативных вопросов, выявление и сопоставление сильных и слабых сторон этих вариантов решений.

Предполагается, что услышав иные варианты решений, слушатель, вернувшись на свое предприятие после прохождения курса обучения, обсудит эту критику и эти варианты решения со своими коллегами и руководителями и только после этого всестороннего обсуждения с учетом местных особенностей предприятия (если это будет целесообразно) - могут быть внесены соответствующие изменения в существующую практику оперативной работы, в том числе и в части изменения местных оперативных указаний и т.п. /15/.

Формулировка оперативных задач при занятиях на тренажерах

В вузах, учебно-курсовых комбинатах и институтах повышения квалификации, помимо тренажеров ТЭ-2М и «Модус», используются и другие тренажеры как мнемонические, так и компьютерные. Поэтому для более широкого ознакомления с существующей элементной базой в пособии приведены отдельные схемы и стандартные формулировки оперативных задач, используемые Петербургским энергетическим институтом повышения квалификации (кафедра диспетчерского управления энергосистемами) при обучении на тренажерах оперативно-диспетчерского персонала энергосистем «Тренэнерго» /15/.

Оперативные задачи для мнемотренажера «Тренэнерго»

ЗАДАЧА 1. Вывести в ремонт одну из двух рабочих систем шин и заземлить с двух сторон разъединитель ТН этой системы шин.

Исходная схема - см. рис. 30. ОРУ-220 кВ ПС «Центральная-Тренэнерго» с двумя рабочими и одной обходной системами шин. ШСВ и 0В совмещены (вариант без перемычки между обходной и рабочей системами шин).

На I с.ш. АТ3, АТ1, Л-201; на II с.ш. АТ4, АТ2. ШОВ включен. Имеется АПВ на обеих системах шин, УРОВ, ДЗШ с фиксированным распределением присоединений.

Предусмотрен автоматический перевод цепей напряжения защит при переводе присоединений на другие шины. Все разъединители с одним (ручным) приводом на три фазы. Взаимное расположение присоединений соответствует схеме ОРУ. Нагрузка присоединений, в том числе ШОВ, от 600 до 1000 А на каждом, нагрузка сборных шин на отдельных участках до 2000 А. Обходные шины без напряжения.

Задание. Составить бланк переключений с целью перевести присоединения на II с.ш., снять напряжение с I с.ш. и заземлить с двух сторон разъединитель ТН I с.ш. (РТН1).

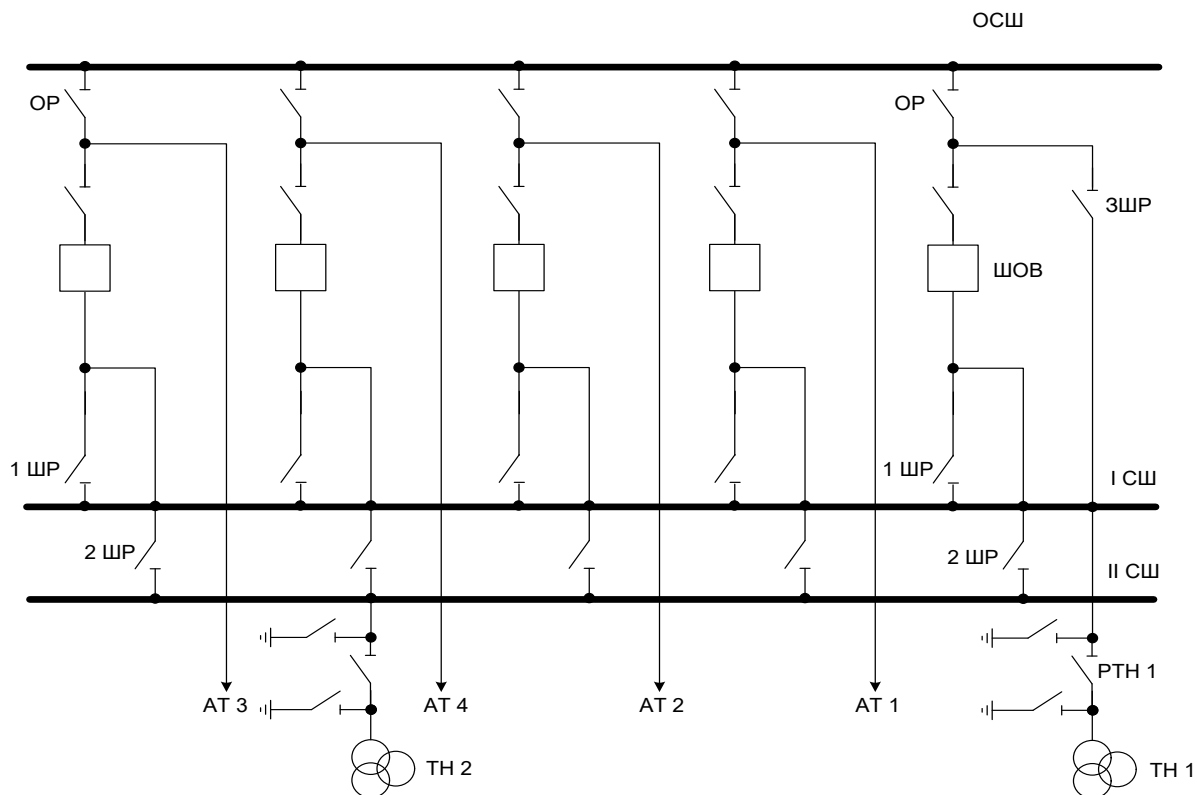


Рис. 35. Схема к задачам 1 и 2

ЗАДАЧА 2. Замена выключателя присоединения обходным выключателем в схеме с совмещенным обходным и шиносоединительным выключателем.

Исходная схема - см. рис.35. ОРУ-220 кВ ПС «Центральная-Тренэнерго» с двумя рабочими и обходной системами шин при совмещенном обходном и шиносоединительном выключателе (без перемычки между обходной и рабочей с.ш.).

На I с.ш. - АТЗ, АТІ, Л201; на II с.ш. - АТ4, АТ2. Совмещенный выключатель используется как ШСВ и включен, обходные разъединители всех присоединений отключены.

Имеются АПВ шин и АПВ на Л201, УРОВ и ДЗШ, с фиксированным расположением присоединений. Основная быстродействующая защита Л201-ДФЗ; резервные защиты.

Все разъединители с трехфазным приводом (привод ручной).

Расположение присоединений в ОРУ соответствует схеме.

Задание. Составить бланк переключений на вывод из схемы собственного выключателя Л201 с заменой его обходным с переходом к отдельной работе рабочих шин (распределение присоединений по шинам не менять).

ЗАДАЧА 3. Вывести в ремонт выключатель в схеме четырехугольника.

Исходная схема - см. рис. 36. ОРУ-330 кВ ПС «Восточная-Тренэнерго» по схеме четырехугольника.

Выключатели воздушные; разъединители с пофазными приводами (средняя фаза В), управление с места.

На линиях Л306 и Л307 защиты ДФЗ, земляная и дистанционная, есть ТАПВ; на трансформаторах АТ1 и АТ2 газовая, дифференциальная и максимальные защиты 330, 110, и 10 кВ.

Задание. Составить бланк переключений на вывод в ремонт выключателя В2 330 кВ для последующих работ по его ремонту и проверки его ТТ.

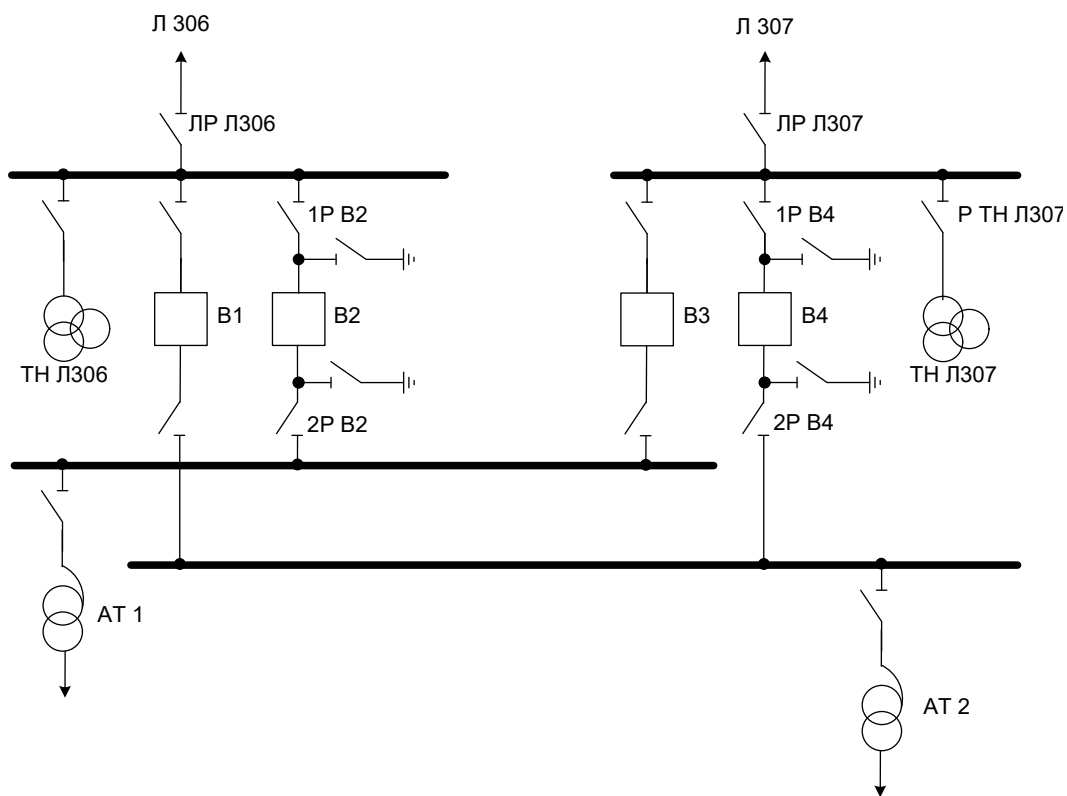


Рис. 36. Схема к задаче 3

ЗАДАЧА 4. Вывод в ремонт трансформатора 110 кВ на двухтрансформаторной подстанции, выполненной по упрощенной схеме с отделителями.

Исходная схема - см. рис.32. ОРУ-110 кВ транзитной двухтрансформаторной ПС выполнена по схеме мостика с выключателями в перемычке и отделителями на трансформаторах. Трансформаторы Т1 и Т2 работают отдельно на стороне 35 и 10 кВ. СВ 10 и 35 кВ отключены и на них введены двухсторонние АВР. СВ 110 кВ включен, линии Л1 и Л2 работают в транзите. ДГР 35 кВ (с регулированием без нагрузки) включен в нейтраль Т1. Нейтраль 110 кВ Т1 заземлена. На трансформаторах Т1 и Т2 введен АРНТ. Собственные нужды ПС питаются от ТСН1, введен АВР СН, срабатывающий при отключенном АВ1. Т1 и Т2 оснащены газовой, дифференциальной и максимальной защитами. Линии 110 кВ имеют основную защиту ДФЗ, резервные защиты - дистанционная и земляная (ускорение нормально выведено). На линиях 110 кВ введено АПВ.

Задание. Составить бланк переключений на вывод в ремонт трехобмоточного трансформатора Т1 для последующих работ по его текущему ремонту (обтирка изоляции, отбор проб масла из вводов 110 кВ, проверка защит).

ЗАДАЧА 5. Вывод в ремонт выключателя перемычки в РУ-110 кВ по схеме мостика.

Исходная схема (см. рис.37) и состав оборудования соответствуют задаче №4.

Задание. Составить бланк переключений на вывод в капитальный ремонт выключателя перемычки ВП в РУ-110кВ по схеме мостика; учитывая необходимость сохранения непрерывности транзита мощности по линиям электропередачи Л1 и Л2 перед выводом из работы выключателя перемычки замкнуть имеющуюся ремонтную перемычку.

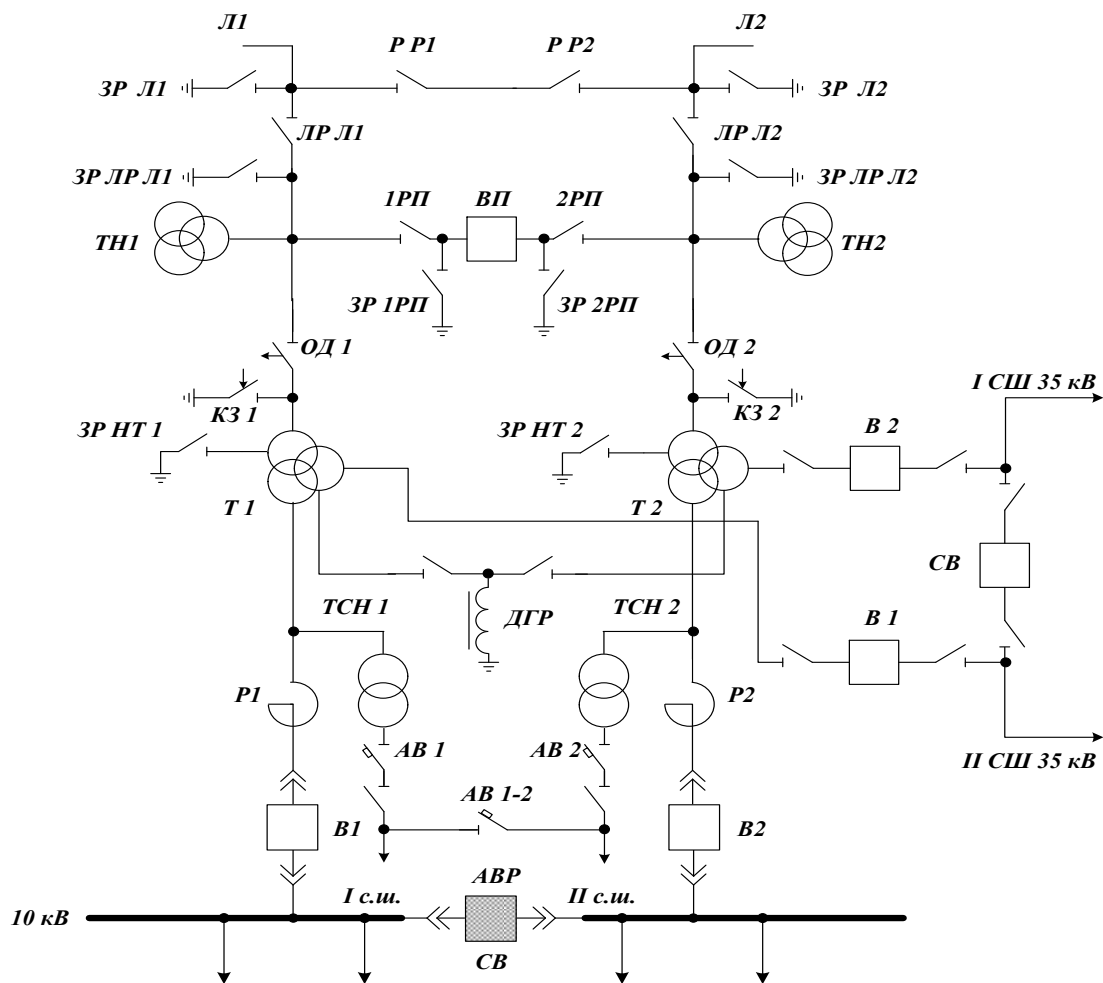


Рис.5

Рис. 37. Схема к задачам 4 и 5

ЗАДАЧА 6. Отключение одной из двух включенных со стороны питания под общий выключатель кабельных линий 10 кВ при сохранении в работе второй.

Исходная схема - см. рис.38. Зарядный ток кабельной линии 10 кВ составляет 1А. Управление разъединителями 1КР и 2 КР - червячным приводом с места. Выключатели В2 и В3 10 кВ относятся к разным узлам распределительной сети, причем возможна подача напряжения со стороны этой сети на КЛ 1 (КЛ 2). Длительное отключение одновременно КЛ 1и КЛ 2 недопустимо по режиму работы.

Задание. Составить бланк переключений на вывод в ремонт КЛ 1 при сохранении в работе КЛ 2.

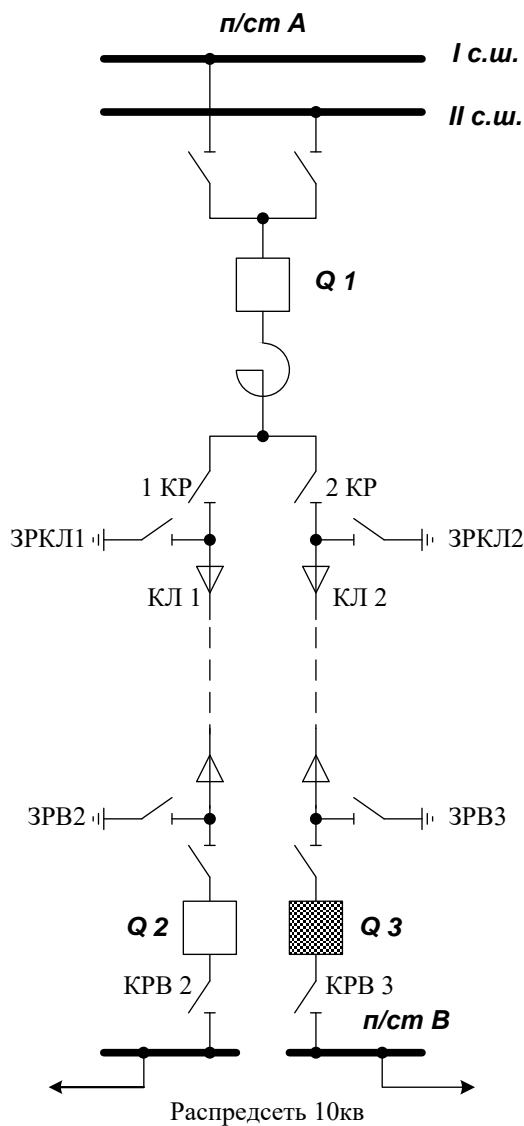


Рис. 6

Рис. 38. Схема к задаче 6

ЗАДАЧА 7. Вывод в ремонт трансформатора собственных нужд 6/0,4 кВ.

Исходная схема - см. рис.39. Вторая секция 0,4 кВ (2С) имеет источник питания, способный покрыть нагрузку как первой, так и второй секции 0,4 кВ. Секционный автоматический выключатель 0,4 кВ (САВ) нормально отключен; на него действует АВР, срабатывающий при исчезновении напряжения на первой секции (1С). На ТСН 1 действует максимальная защита и защита минимального напряжения.

Задание. Составить бланк оперативных переключений по выводу в текущий ремонт трансформатора ТСН1.

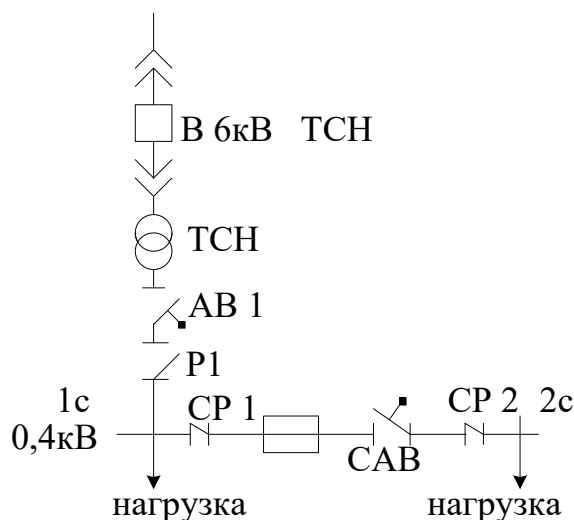


Рис. 39. Схема к задаче 7

ЗАДАЧА 8. Вывод в ремонт питающей кабельной линии 10 кВ.

Исходная схема - см. рис.40. Распределительная подстанция (РП) сети 10 кВ получает питание по двум кабельным линиям (КЛ1 и КЛ2) от ЦП с трансформаторами Т1 и Т2 через РУ-10 кВ с двумя секциями (1С и 2С), работающими отдельно. Питающие трансформаторы имеют АРНТ, на отключенном СВ 10 кВ ЦП введен двухсторонний АВР. По режиму сети отключение одной из питающих сеть линий допустимо. Имеющийся на РП секционный выключатель (СВРП) отключен, на нем введен двусторонний АВР.

На ЦП разъединители ячеек 10 кВ имеют ручные (рычажные) трехфазные приводы, на РП установлены ячейки с выкатными тележками.

Задание. Составить бланк переключений на вывод в ремонт кабельной линии КЛ 1 (замена участка со состарившейся изоляцией).

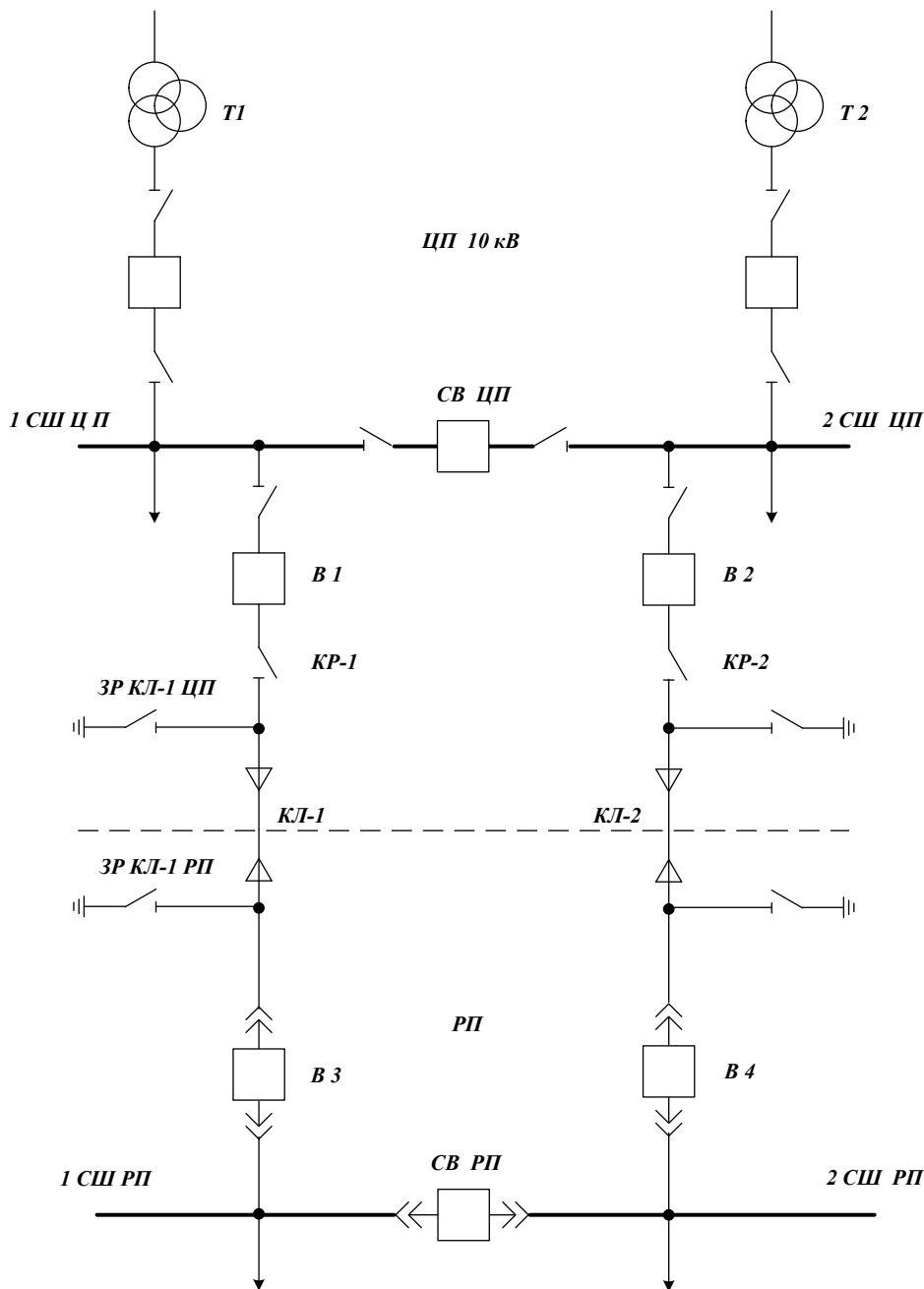


Рис. 39. Схема к задаче 8

ЗАДАЧА 9. Вывод в ремонт ТП распределительной сети 10 кВ.

Исходная схема участка распределительной сети 10 кВ представлена на рис.36. Распределительная сеть питается от двух ЦП (ЦП 1 и ЦП 2)

соответственно через РП 1 и РП 2, раздел в сети - на ТП 2: выключатель нагрузки ВН 3 нормально отключен и на нем введен двухсторонний АВР. На выключателе Л1 в РП1 введено однократное АПВ.

Задание. Составить бланк переключений на вывод из работы ТП 1 для обтирки изоляции всего оборудования.

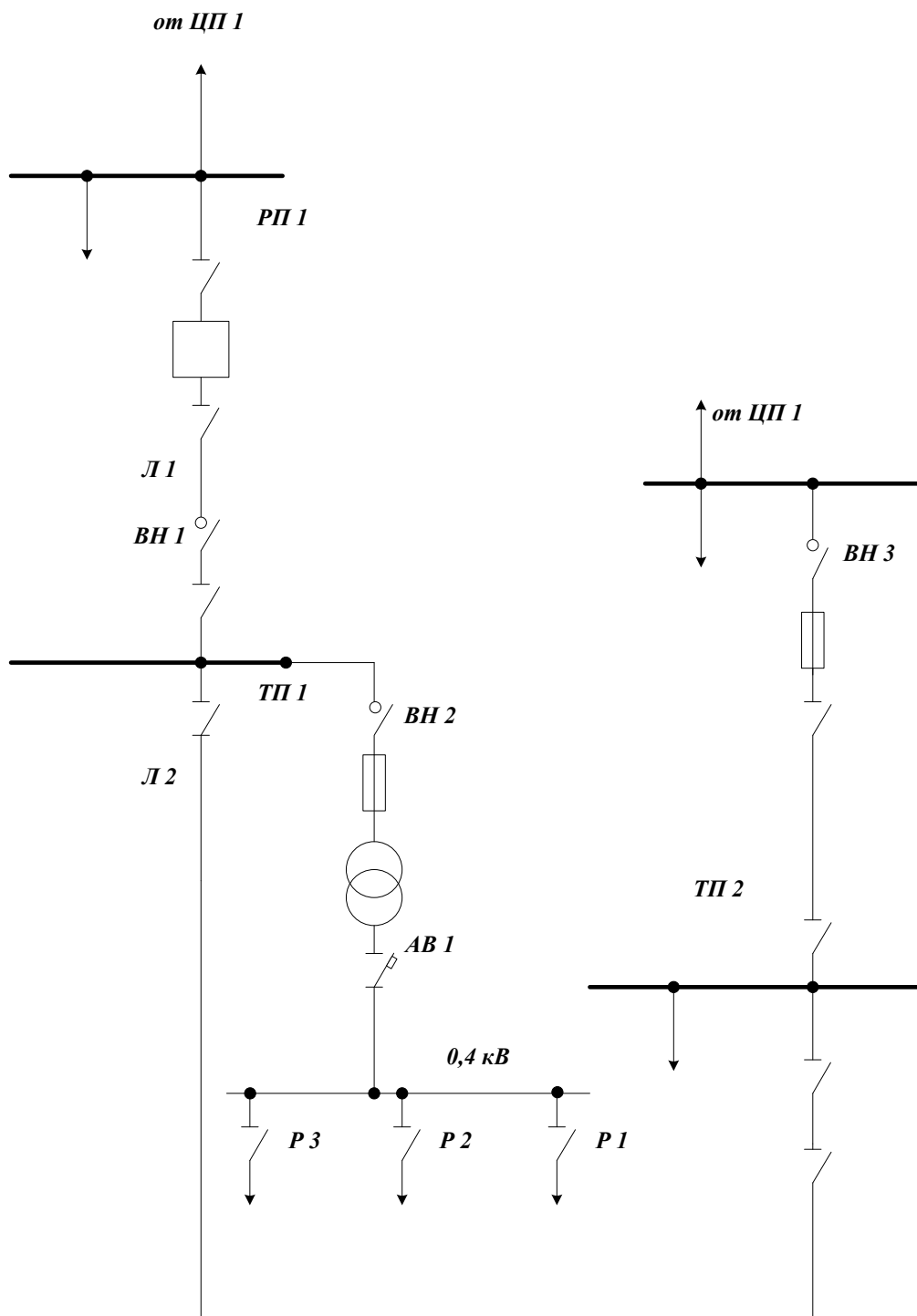


Рис. 40. Схема к задаче 9

5.3. Типовые задачи для занятий на тренажерах

Поскольку, как упоминалось ранее, компьютерный тренажер «МОДУС» и мнемотренажер ТЭ-2М имеют похожую базу типовых оперативных переключений для нормальных и аварийных заданий, целесообразно поясняющие схемы рассмотреть в одном варианте на примере тренажера «Модус».


Это обусловлено тем, что компьютерный вариант схем является более наглядным за счет вызова дополнительных окон⁵, содержащих информацию о состоянии устройств РЗА и сигнализации. Исходные схемы были приведены для нормальных оперативных задач, требующих отключения элементов энергосистемы (линии, трансформатора и т.п.) или их вывода в ремонт, и для аварийных заданий, связанных с ликвидацией аварий.

Схемы для обратных задач по разземлению и вводу в работу оборудования не приводились, т.к. они идентичны схемам прямых задач и отличаются только измененными положениями коммутационных аппаратов и включенными заземляющими разъединителями (установленными переносными заземлениями).

Следует также отметить, что для ряда задач с различными оперативными заданиями может использоваться одна и та же исходная схема. Поэтому установленные в ней устройства автоматики и релейной защиты показывались только один раз.

К каждой поясняющей схеме в кратком виде приведены общие формулировки заданий⁶, т.к. сущность их практически одинакова. Полные формулировки выглядят аналогично оперативным заданиям, изложенным в предыдущем подпункте на примере тренажера «Тренэнерго», и приводятся в /21, 22/.

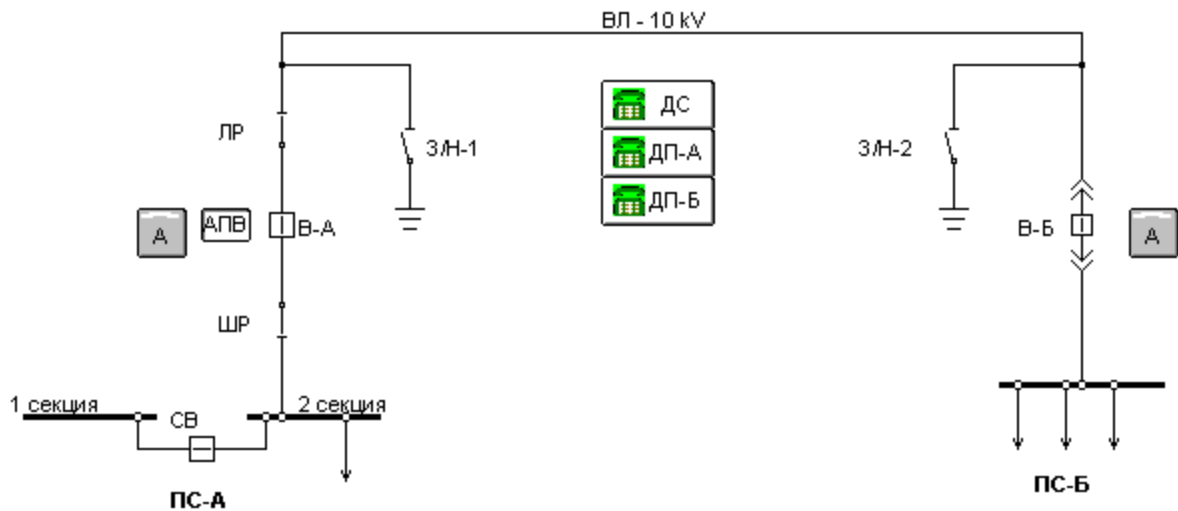
Номера упражнений указаны отдельно для каждого тренажера, поскольку их порядковые номера отличаются друг от друга.

⁵ Вызов этих окон достигается нажатием на иконку автоматики .

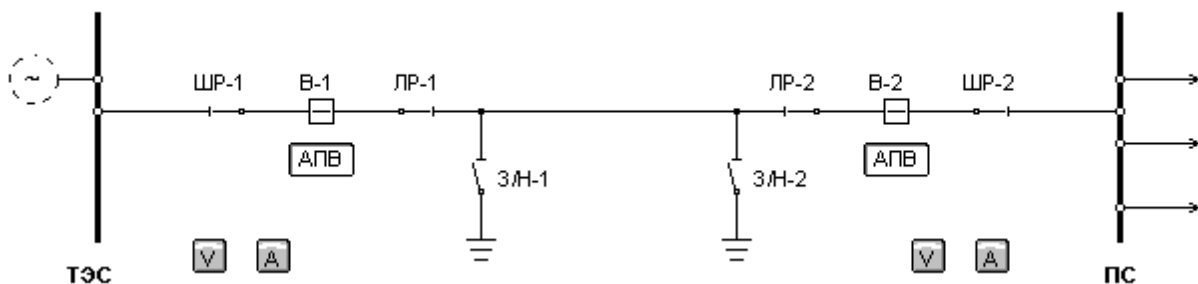
⁶ Формулировки заданий для тренажера «Модус» выделены курсивом.

Задания нормальных режимов

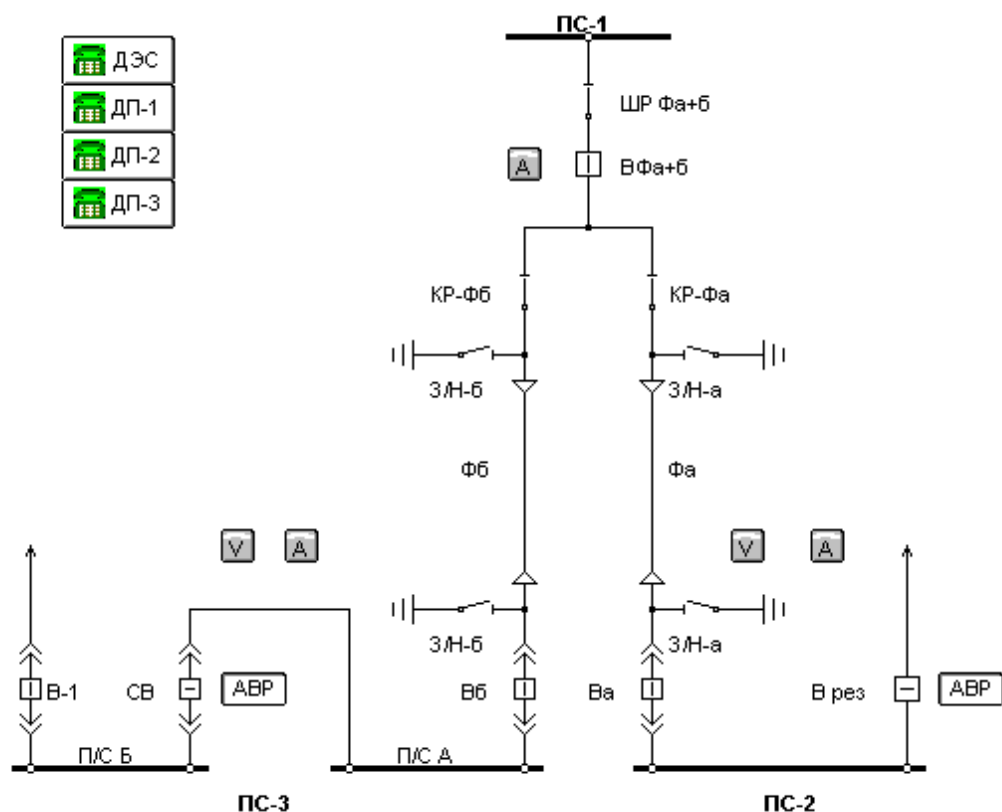
Формулировка задания	Тренажер	№ задания
Отключить и заземлить линию 10 кВ тупикового питания Л1013 для ремонта линии и проведения ревизий выключателей на ПС №1 и №6. <i>Вывести в ремонт выключатели и линию 10 кВ тупикового питания.</i>	ТЭ-2М	1
	Модус	3
Снять заземление и включить в работу линию 10 кВ Л1013. <i>Включить в работу выключатели и линию 10 кВ тупикового питания.</i>	ТЭ-2М	2
	Модус	4



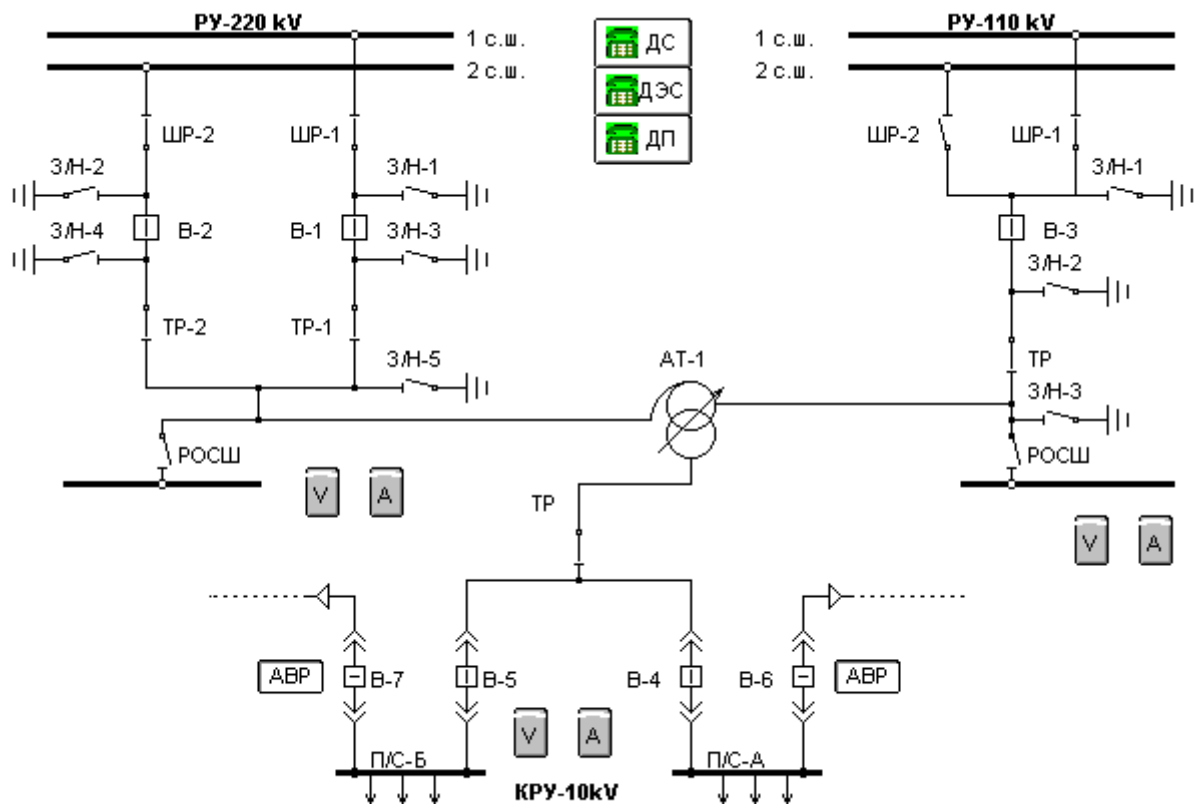
Формулировка задания	Тренажер	№ задания
Отключить и заземлить транзитную линию Л7 110 кВ для работы на ней. <i>Отключить и заземлить линию 110 кВ для работ на линии.</i>	ТЭ-2М	5
	Модус	1
Снять заземление и включить в работу транзитную линию Л7 110 кВ. <i>Снять заземление и включить в работу линию 110 кВ.</i>	ТЭ-2М	6
	Модус	2



Формулировка задания	Тренажер	№ задания
Отключить и заземлить кабельную линию Л1010А спаренного фидера 1010А÷1010Б для работ на трассе кабеля. <i>Отключить и заземлить Фа спаренного фидера Фа+б.</i>	ТЭ-2М	3
	Модус	7
Снять заземление и включить в работу кабельную линию Л1010А спаренного фидера 1010А÷1010Б. <i>Снять заземление и включить в работу Фа спаренного фидера Фа+б.</i>	ТЭ-2М	4
	Модус	8

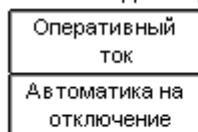


Формулировка задания	Тренажер	№ задания
На ПС №1 отключить и заземлить трансформатор Т2 125 МВА для работ на трансформаторе и его выключателе 110 кВ. <i>Вывести в ремонт АТ-1 и его выключатель 110 кВ.</i>	ТЭ-2М	7
	Модус	5
На ПС №1 снять заземление и включить в работу трансформатор Т2 125 МВА.. <i>Ввести в работу АТ-1 и его выключатель 110 кВ.</i>	ТЭ-2М	8
	Модус	6



Формулировка задания	Тренажер	№ задания
На ПС №3 отключить и заземлить трансформатор Т1 для работ на трансформаторе. На п/ст 110 кВ вывести в ремонт Т-1 без отключения линии.	ТЭ-2М	9
	Модус	9
На ПС №3 снять заземление и включить в работу Т1. На п/ст 110 кВ снять заземление и включить в работу Т-1.	ТЭ-2М	10
	Модус	10

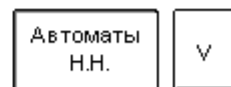
Автоматика ОД-1 и ОД-2



Автоматика ОД-3



ТН-I и ТН-II

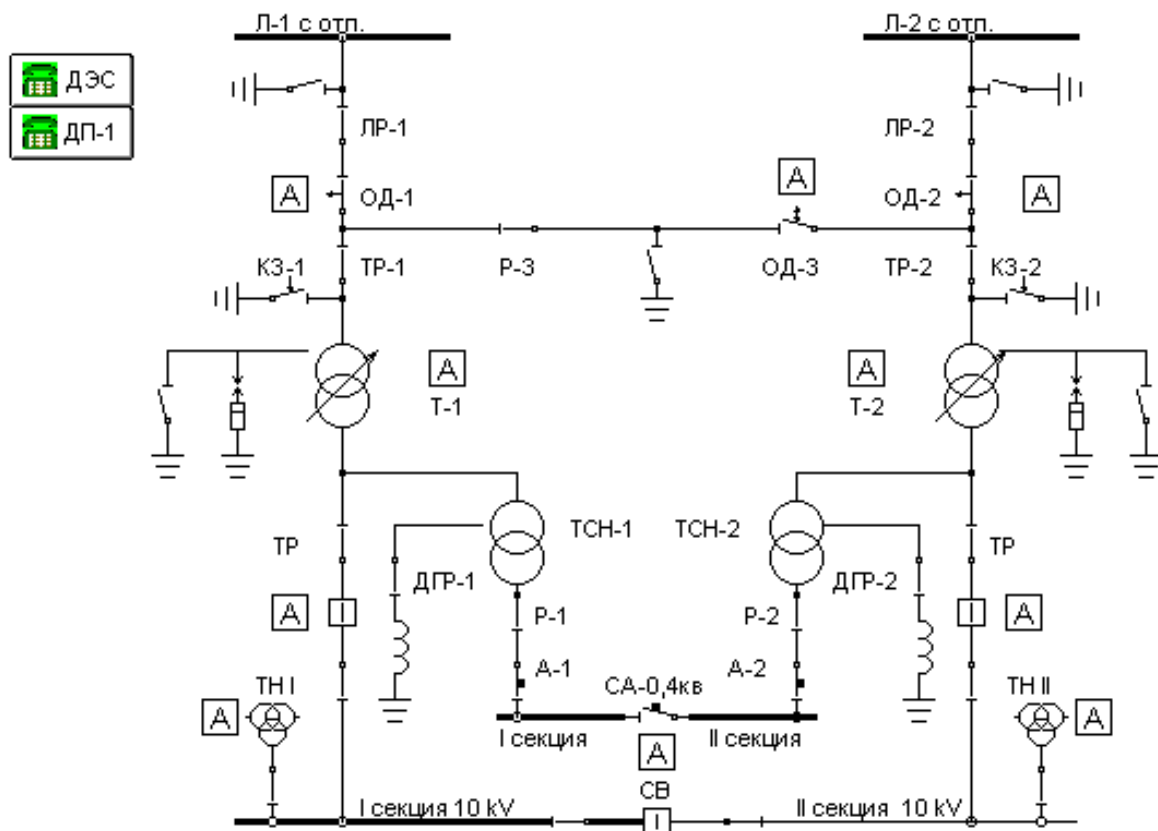


В-10 кВ Т1 и Т2



СВ-10 кВ





Автоматика Т-1 и Т-2

Т-1		Т-2	
Уб Приб.		Уб Приб.	
Управление РПН	Положение отпаек	Управление РПН	Положение отпаек
Дист. Авт. Откл.		Дист. Авт. Откл.	
Режим РПН	Нагрузка	Режим РПН	Нагрузка
Контроль напряжения		Контроль напряжения	
	Напряжение		Напряжение

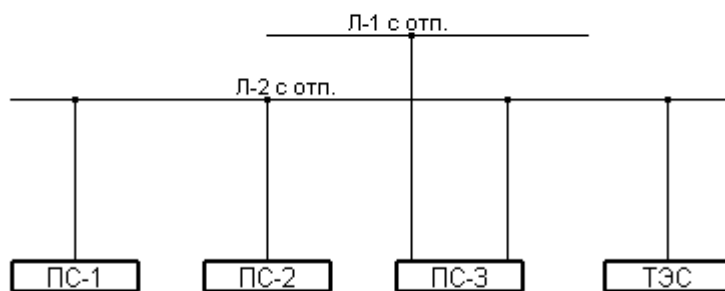
Т-1

- ДЗТ
- МТЗ-110кV
- Газовая защита
- МТЗ-10кV

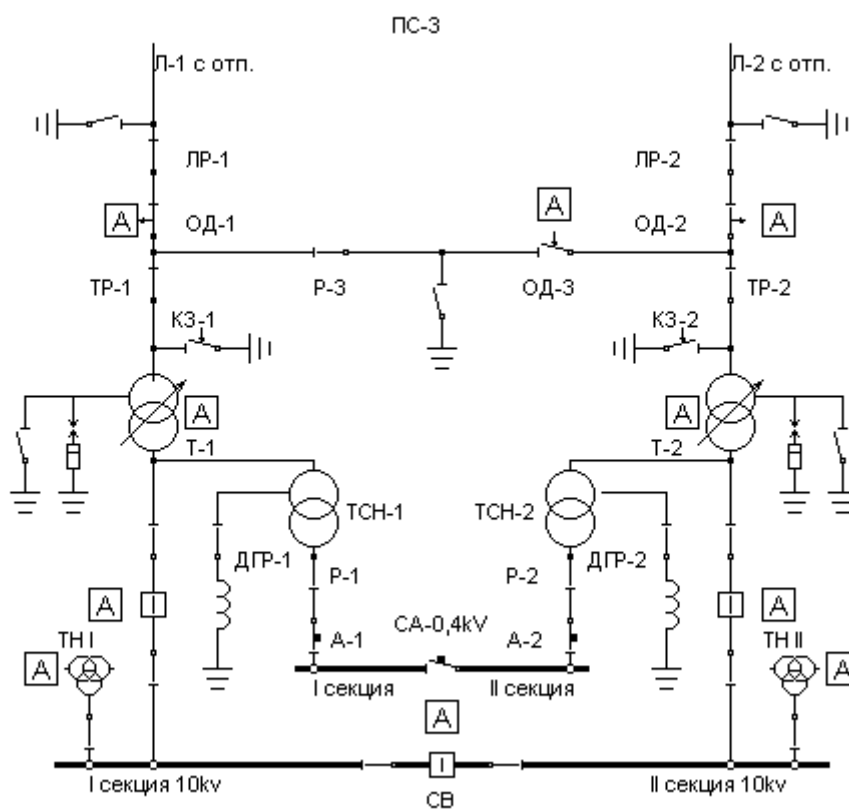
Т-2

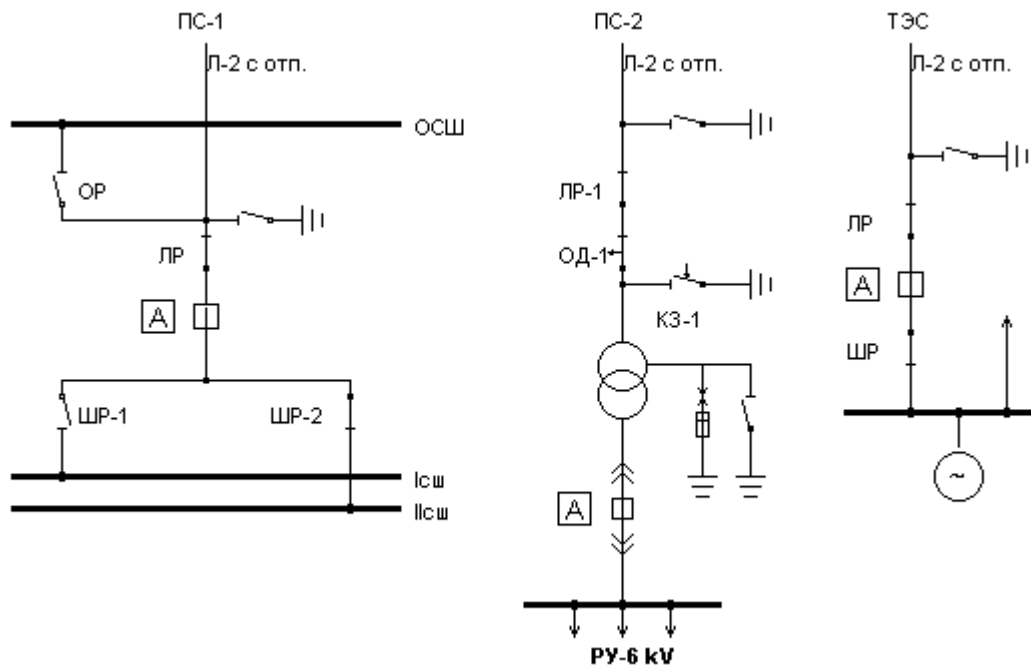
- ДЗТ
- МТЗ-110кV
- Газовая защита
- МТЗ-10кV

Формулировка задания	Тренажер	№ задания
Отключить и заземлить для ремонта линию 110 кВ Л4 с ответвлением. Вариант 1. На ПС №3 напряжение с трансформатора Т2 снимается отделителями ОД2. <i>Отключить и заземлить для ремонта Л-2 110 кВ (1-й вариант).</i>	ТЭ-2М	11/1
	Модус	11
Отключить и заземлить для ремонта линию 110 кВ Л4 с ответвлением. Вариант 2. На ПС №3 напряжение с трансформатора Т2 снимается отключением линии с ГРЭС и ПС №1. <i>Отключить и заземлить для ремонта Л-2 110 кВ (2-й вариант).</i>	ТЭ-2М	11/2
	Модус	13
Снять заземление и включить в работу линию 110 кВ Л4 с ответвлением. Вариант 1. Подачу напряжения на трансформатор Т2 на ПС №3 выполнить включением линейных разъединителей РЛ2. <i>Снять заземление и включить в работу Л-2 110 кВ.</i>	ТЭ-2М	12/1
	Модус	12
Снять заземление и включить в работу линию 110 кВ Л4 с ответвлением. Вариант 2. Подачу напряжения произвести одновременно на линию Л4 с ответвлением и трансформатор Т2 на ПС №3. <i>Снять заземление и включить в работу Л-2.</i>	ТЭ-2М	12/2
	Модус	14
Отключить и заземлить для ремонта линию 110 кВ Л4 с ответвлением с отключением трансформатора Т2 на ПС №3. Вариант 1. На ПС №3 напряжение с трансформатора Т2 снимается отделителями ОД2. <i>Отключить и заземлить для ремонта Л-2 с отключением Т-2 на ПС-3 (1-й вариант).</i>	ТЭ-2М	13/1
	Модус	15
Отключить и заземлить для ремонта линию 110 кВ Л4 с ответвлением с отключением трансформатора Т2 на ПС №3. Вариант 2. Напряжение снимается одновременно с линии и с трансформатора Т2 на ПС №3. <i>Отключить и заземлить для ремонта Л-2 с отключением Т-2 на ПС-3 (2-й вариант).</i>	ТЭ-2М	13/2
	Модус	17
Снять заземление и включить в работу линию 110 кВ Л4 с ответвлением. Вариант 1. Подачу напряжения на трансформатор Т2 на ПС №3 выполнить включением линейных разъединителей РЛ2. <i>Снять заземление и включить в работу Л-2.</i>	ТЭ-2М	14/1
	Модус	16
Снять заземление и включить в работу линию 110 кВ Л4 с ответвлением. Вариант 2. Подачу напряжения произвести одновременно на линию и Т2 на ПС №3. <i>Снять заземление и включить в работу Л-2.</i>	ТЭ-2М	14/2
	Модус	18

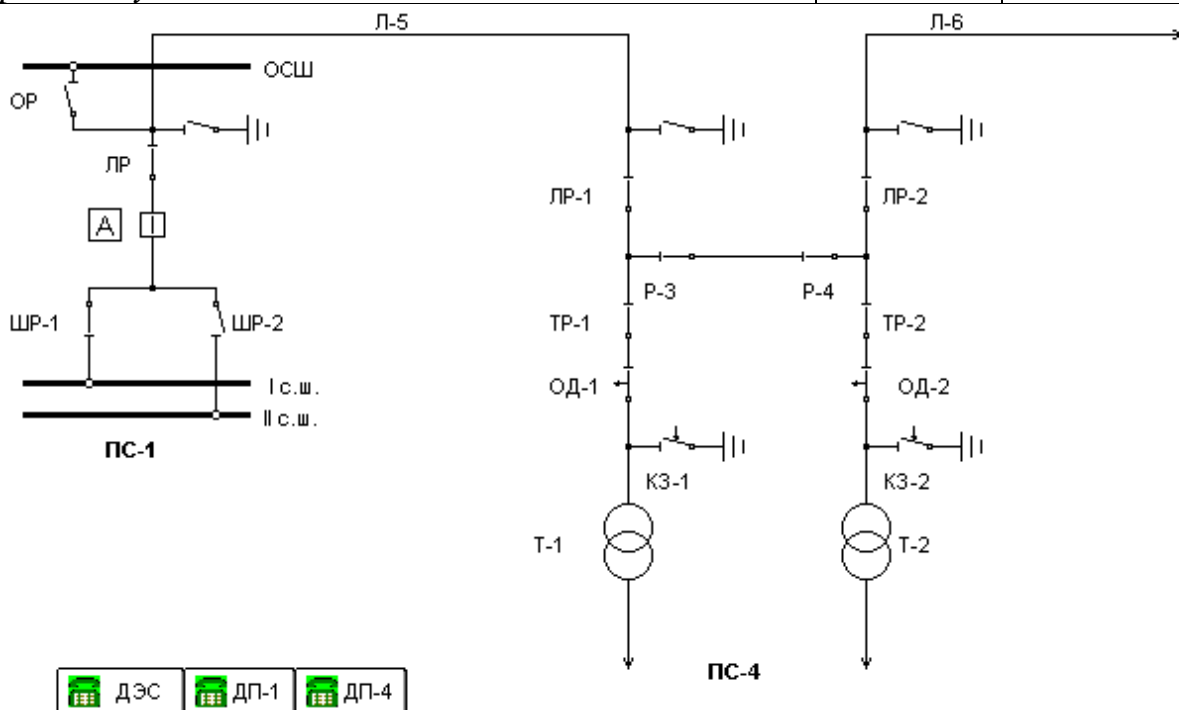


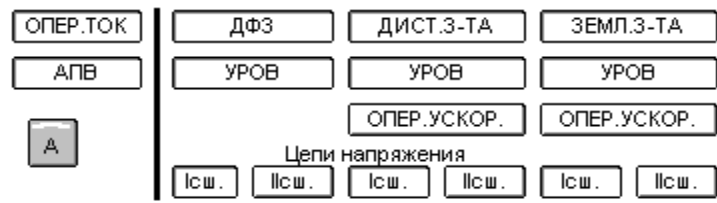
Автоматика ВЛ-1 и ВЛ-2



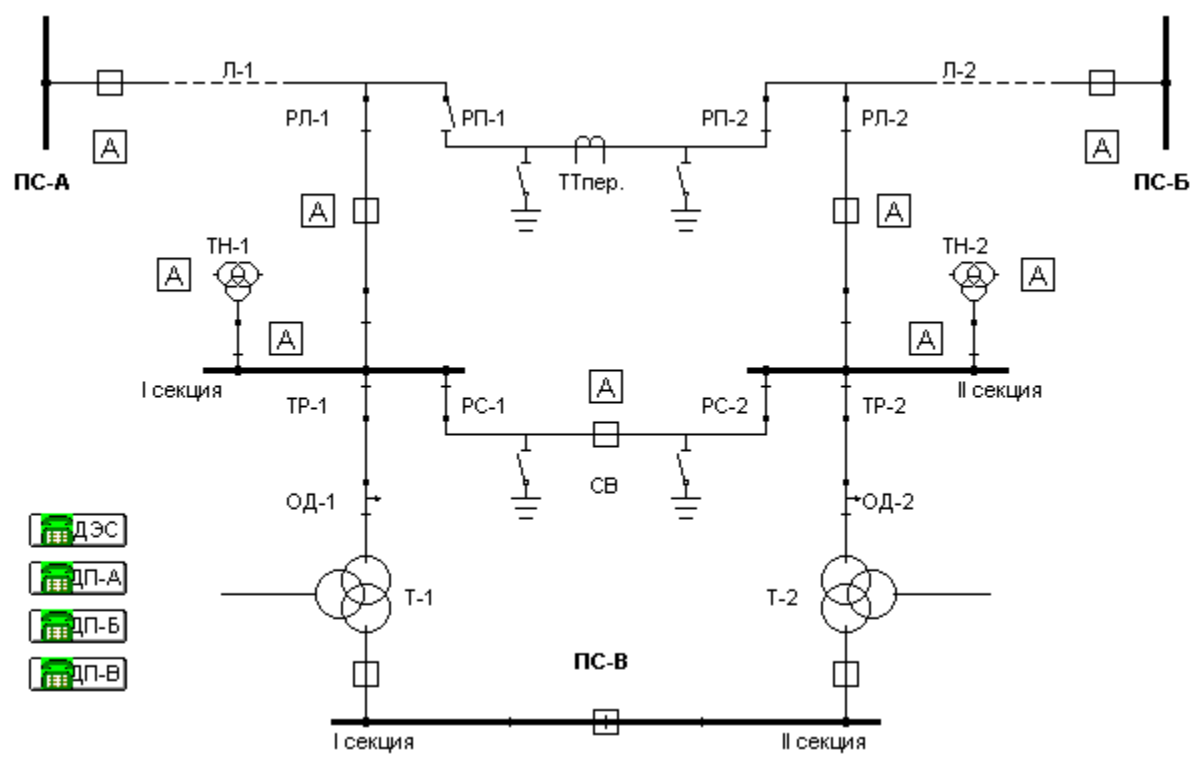
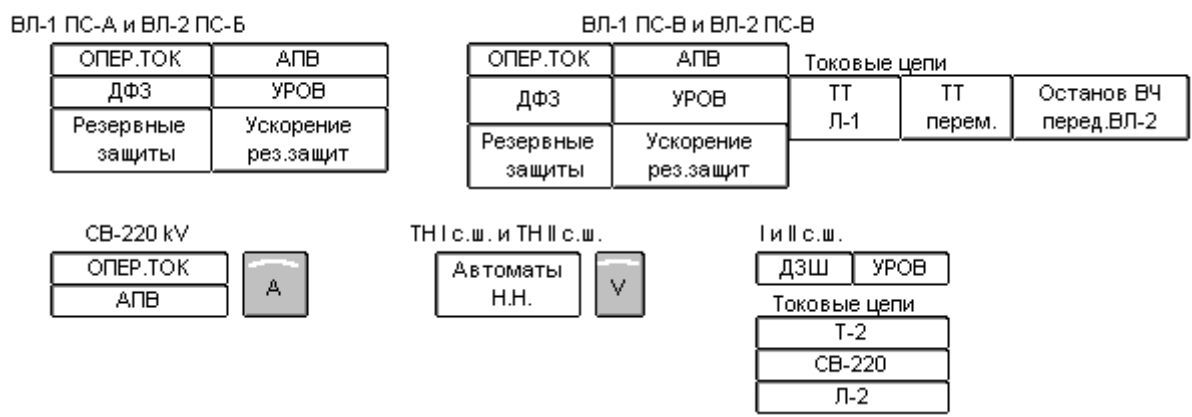


Формулировка задания	Тренажер	№ задания
Отключить и заземлить для ремонта транзитную линию 110 кВ Л5, отходящую от узловой ПС к проходной с упрощенной схемой. <i>Отключить и заземлить для ремонта транзитную линию Л-5 110 кВ</i>	ТЭ-2М	15
	Модус	19
Снять заземление и включить в работу транзитную линию Л5. <i>Снять заземление и включить в работу транзитную линию Л-5.</i>	ТЭ-2М	16
	Модус	20

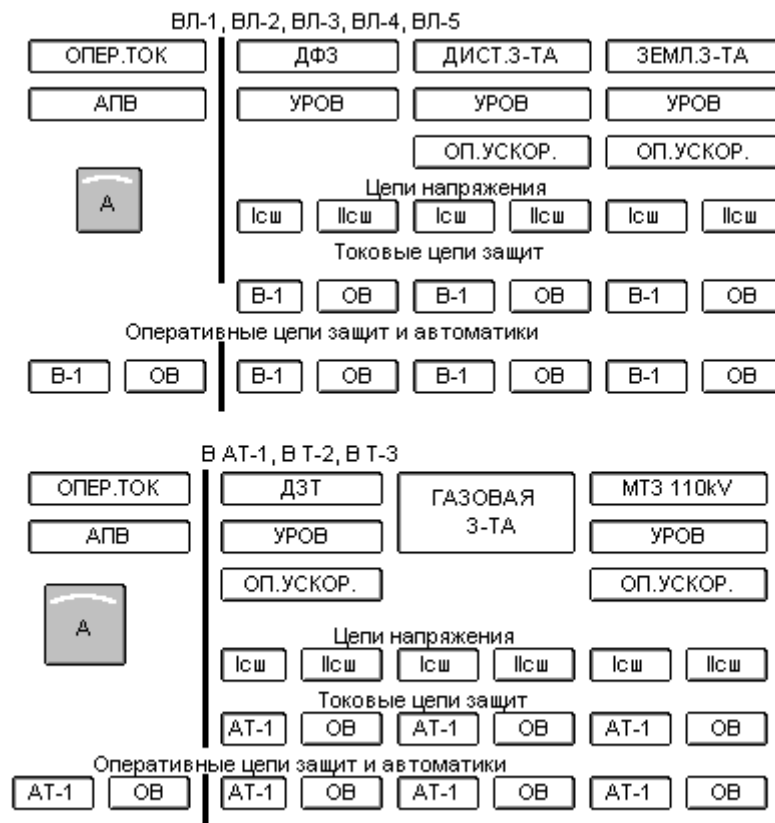


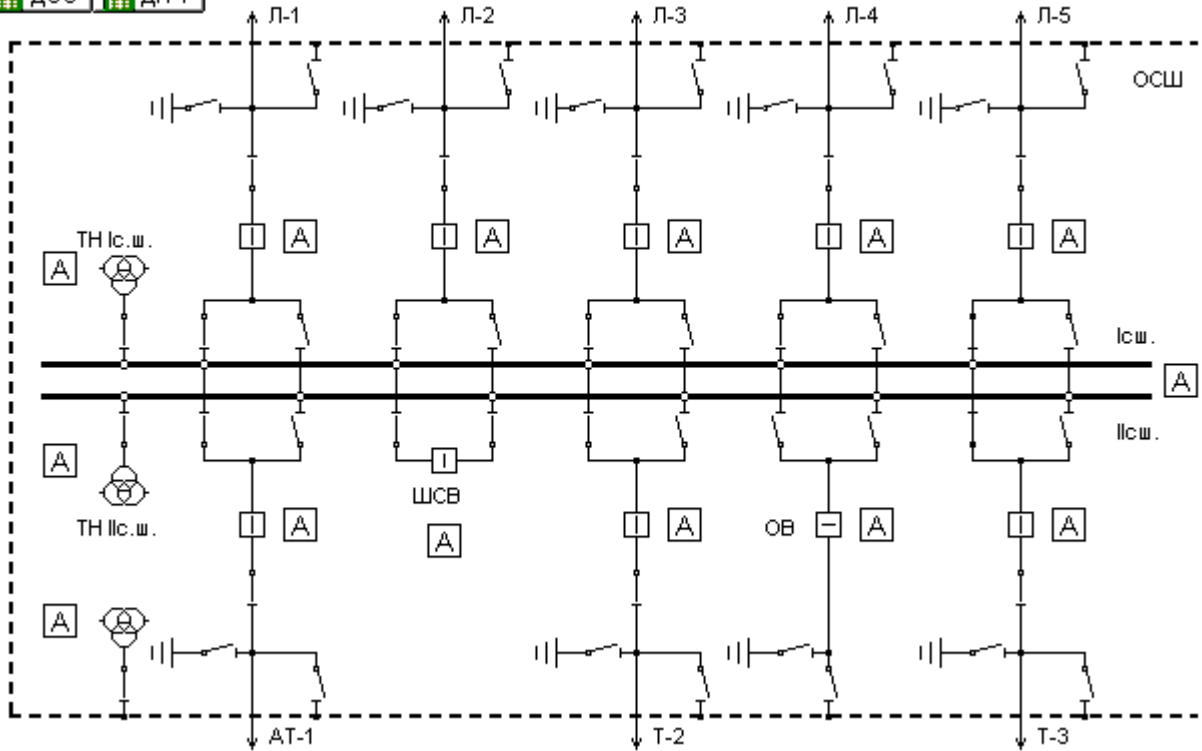


Формулировка задания	Тренажер	№ задания
На ПС №9 вывести в ремонт секционный выключатель СВ 220 кВ с включением разъединителей ремонтной перемычки. <i>Вывести в ремонт СВ-220 кВ с включением ремонтной перемычки.</i>	ТЭ-2М	17
	Модус	21
На ПС №9 снять заземление и ввести в работу СВ 220 кВ, отключить разъединители в перемычке. <i>Ввести в работу СВ-220 кВ.</i>	ТЭ-2М	18
	Модус	22



Формулировка задания	Тренажер	№ задания
На ПС №1 перевести все присоединения с I с.ш. 110 кВ, находящейся в работе, на II (резервную) с.ш. с помощью ШСВ. В РУ-110 кВ перевести все присоединения с I на II с.ш с помощью ШСВ.	ТЭ-2М	19
	Модус	23
На ПС №1 в РУ 110 кВ перевести линию Л1 с I с.ш. на II с.ш. 110 кВ, а линию Л2 – со II с.ш. на I с.ш. 110 кВ с использованием ШСВ 110 кВ. В РУ-110 кВ произвести перефиксацию Л-1 и Л-2 с помощью ШСВ.	ТЭ-2М	20
	Модус	24





ШСВ

ОПЕР.ТОК	МТЗ	ОТСЕЧКА	ЗЕМЛ.З-ТА
АПВ	УРОВ	УРОВ	УРОВ
А	ОП.УСКОР.		ОП.УСКОР.
	Цели напр.		Цели напр.
	Исш ИСШ		Исш ИСШ

Уставки зашит

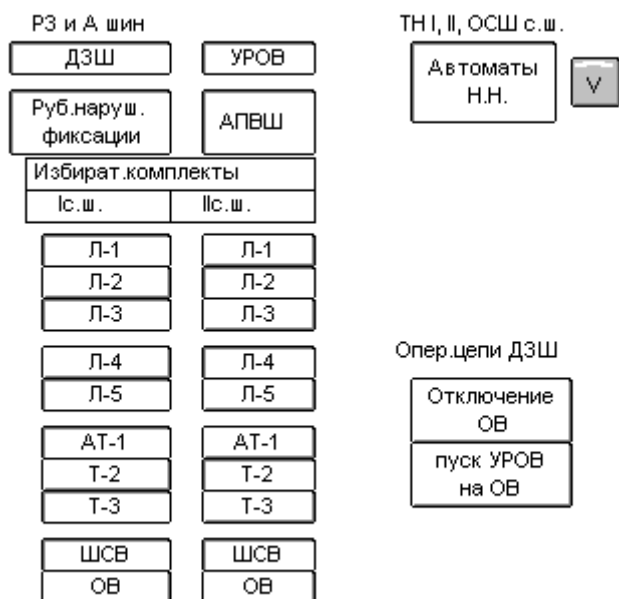
Уставки АПВ				ОПР		ОПР		ОПР	
Л-1	Л-2	Л-1	Л-2	Л-1	Л-2	Л-1	Л-2	Л-1	Л-2
Л-3	Л-4	Л-3	Л-4	Л-3	Л-4	Л-3	Л-4	Л-3	Л-4
Л-5	АТ-1	Л-5	АТ-1	Л-5	АТ-1	Л-5	АТ-1	Л-5	АТ-1
Т-2	Т-3	Т-2	Т-3	Т-2	Т-3	Т-2	Т-3	Т-2	Т-3

ОВ

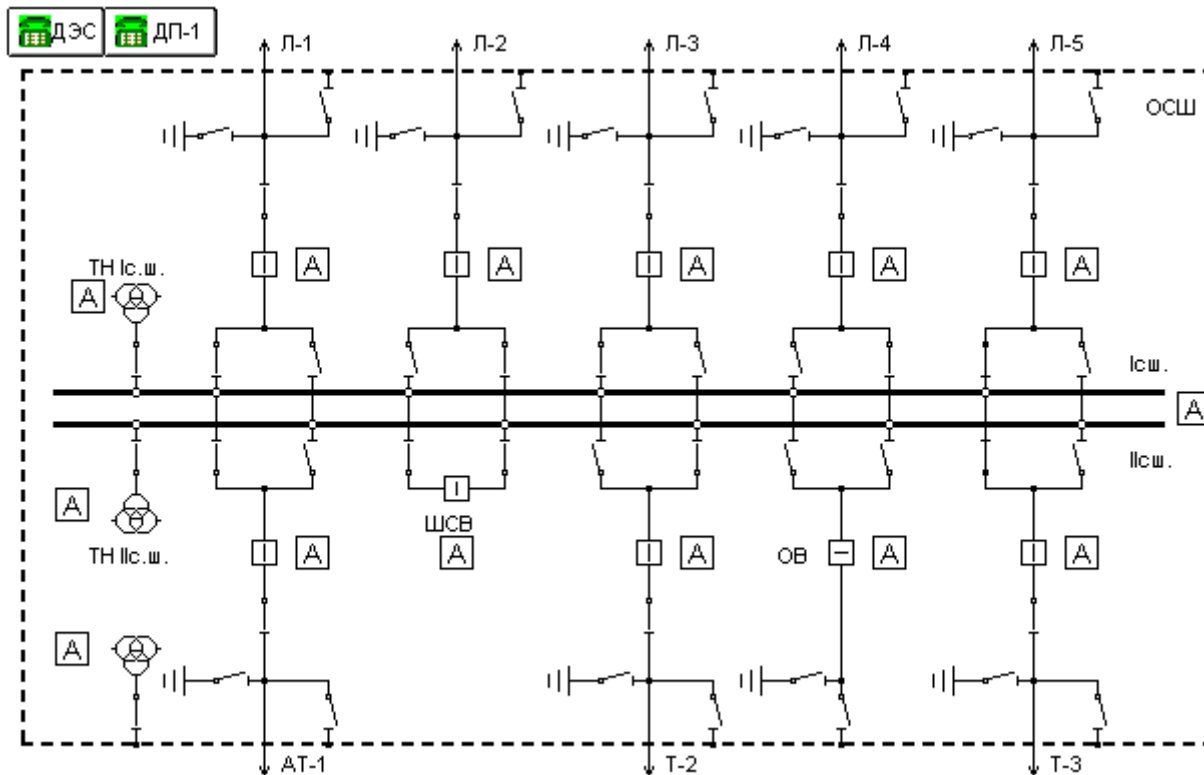
ОПЕР.ТОК	ОТСЕЧКА	ДИСТ.З-ТА	ЗЕМЛ.З-ТА
АПВ	УРОВ	УРОВ	УРОВ
А		Цели напр.	Цели напр.
		Исш ИСШ	Исш ИСШ

Уставки зашит

Уставки АПВ				ОПР		ОПР		ОПР	
Л-1	Л-2	Л-1	Л-2	Л-1	Л-2	Л-1	Л-2	Л-1	Л-2
Л-3	Л-4	Л-3	Л-4	Л-3	Л-4	Л-3	Л-4	Л-3	Л-4
Л-5	АТ-1	Л-5	АТ-1	Л-5	АТ-1	Л-5	АТ-1	Л-5	АТ-1
Т-2	Т-3	Т-2	Т-3	Т-2	Т-3	Т-2	Т-3	Т-2	Т-3

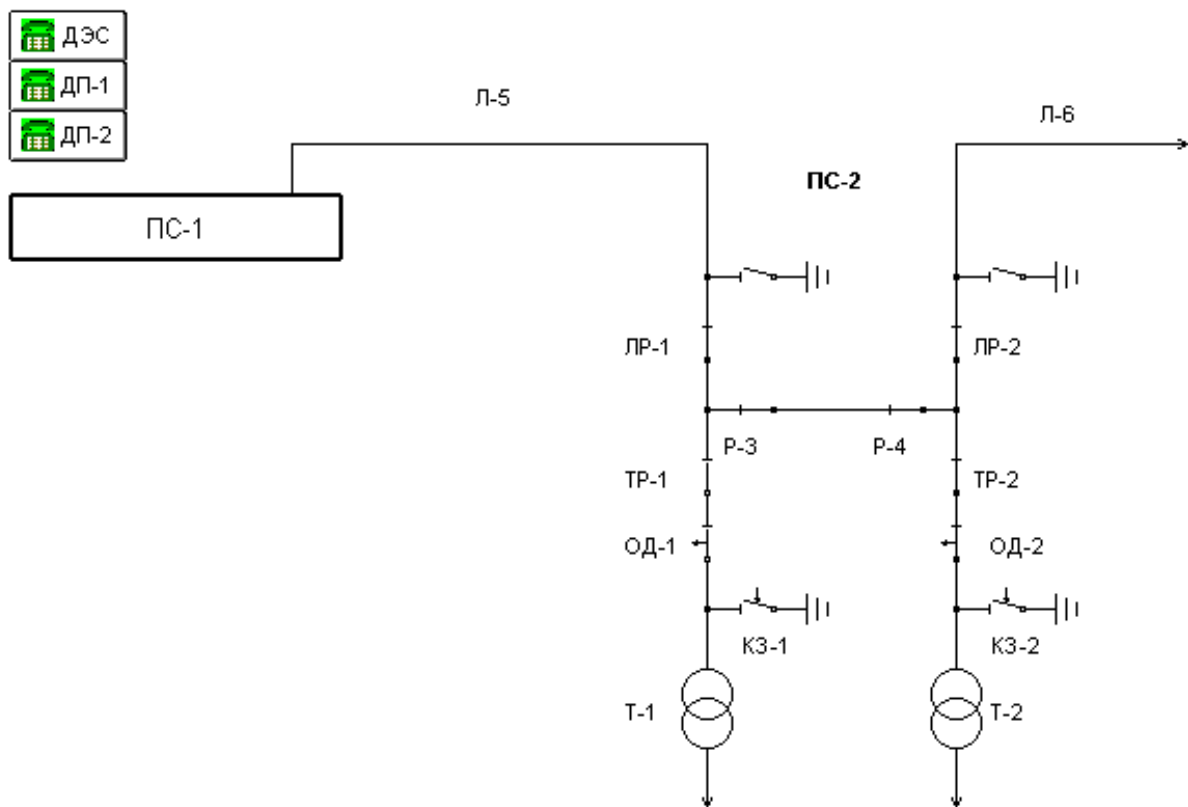


Формулировка задания	Тренажер	№ задания
На ПС №1 перевести все присоединения с I с.ш. 110 кВ, находящейся в работе, на II (резервную) с.ш. без помощи ШСВ. В РУ-110 кВ перевести все присоединения с I с.ш на II с.ш. без ШСВ.	ТЭ-2М	21
	Модус	25

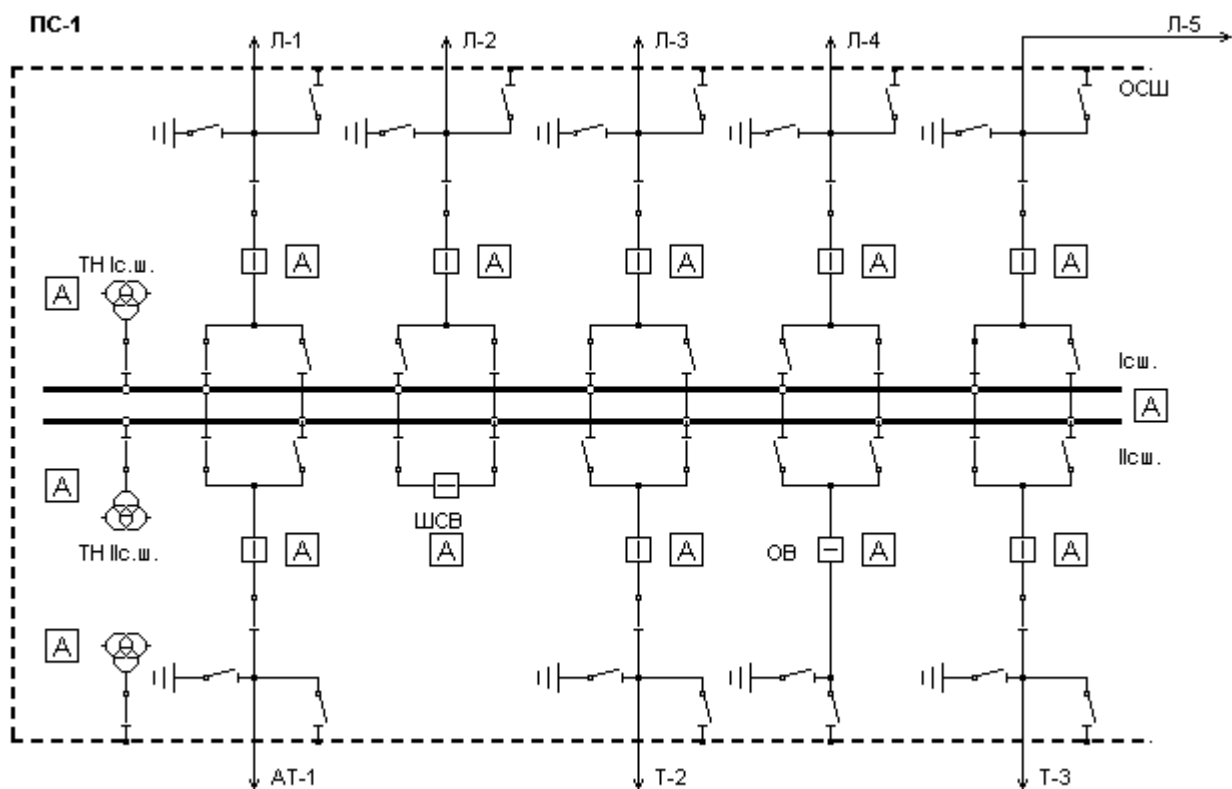


Формулировка задания	Тренажер	№ задания
На ПС №1 в РУ 220 кВ, где часть присоединений имеет по 2 выключателя на цепь, перевести линию Л21 с I на II с.ш., а линию Л22 со II на I с.ш. без помощи ШОВ.	ТЭ-2М	22
	Модус	нет

Формулировка задания	Тренажер	№ задания
На ПС №1 вывести в ремонт выключатель и линейные разъединители линии 110 кВ Л5 с заменой выключателя на ШСВ. В РУ-110 кВ вывести в ремонт В и ЛР Л-5 с заменой ШСВ.	ТЭ-2М	23
	Модус	27
На ПС №1 ввести в работу после ремонта выключатель и линейные разъединители линии Л5, включенной в работу на I с.ш. с помощью ШСВ. В РУ-110 кВ ввести в работу В и ЛР Л-5.	ТЭ-2М	24
	Модус	28



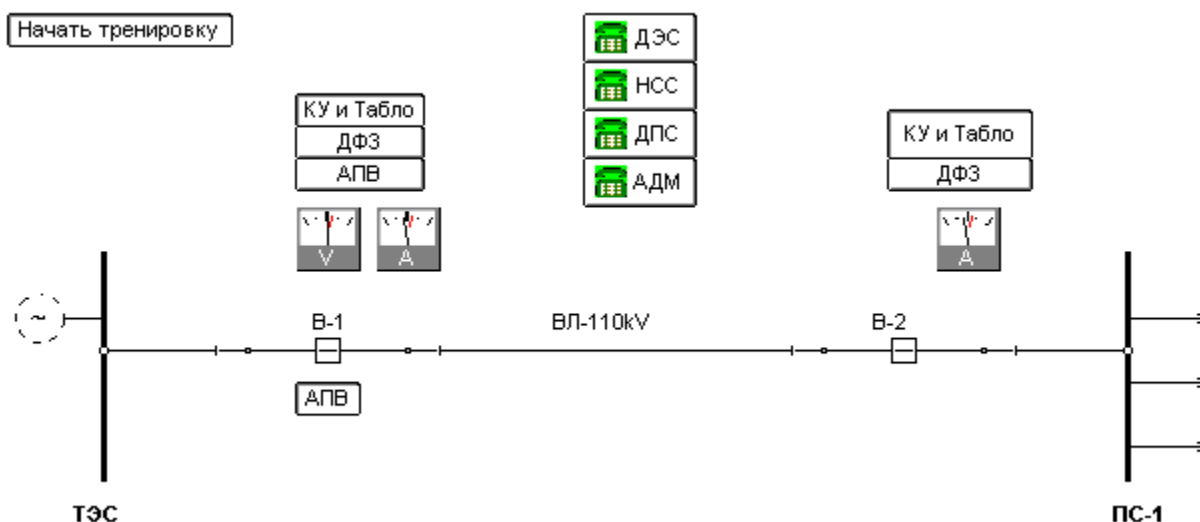
Формулировка задания	Тренажер	№ задания
На ПС №1 в РУ 110 кВ вывести из схемы (без наложения заземления) выключатель линии Л2 с заменой его обходным выключателем (ШОВ). В РУ-110 кВ вывести из схемы В Л-2 с заменой его ОВ.	ТЭ-2М	25
	Модус	26



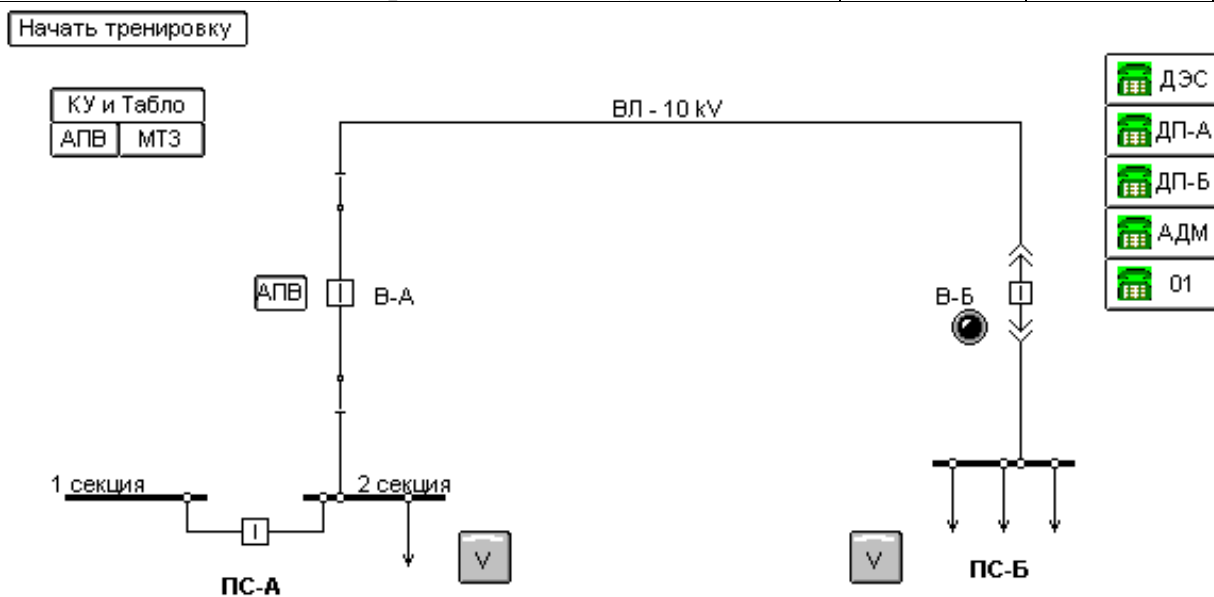
Формулировка задания	Тренажер	№ задания
На ПС №1 в РУ 110 кВ ввести в схему выключатель линии Л2, находящейся в работе с помощью обходного выключателя.	ТЭ-2М	26
	Модус	нет
На ПС №1 перевести выключатель совмещенного исполнения ШОВ 220 кВ, используемый в качестве ШСВ, в режим обходного выключателя, связанного с I с.ш. 220 кВ. После подготовки схемы опробовать напряжением обходную систему шин с помощью ШОВ.	ТЭ-2М	27
	Модус	нет

Задания аварийных режимов

Формулировка задания	Тренажер	№ задания
Аварийное отключение ВЛ 110 кВ тупикового питания на ТЭС (успешное дистанционное включение).	ТЭ-2М	нет
	Модус	29
Аварийное отключение. ВЛ 110 кВ тупикового питания на ТЭС (неуспешное дистанционное включение).	ТЭ-2М	нет
	Модус	30

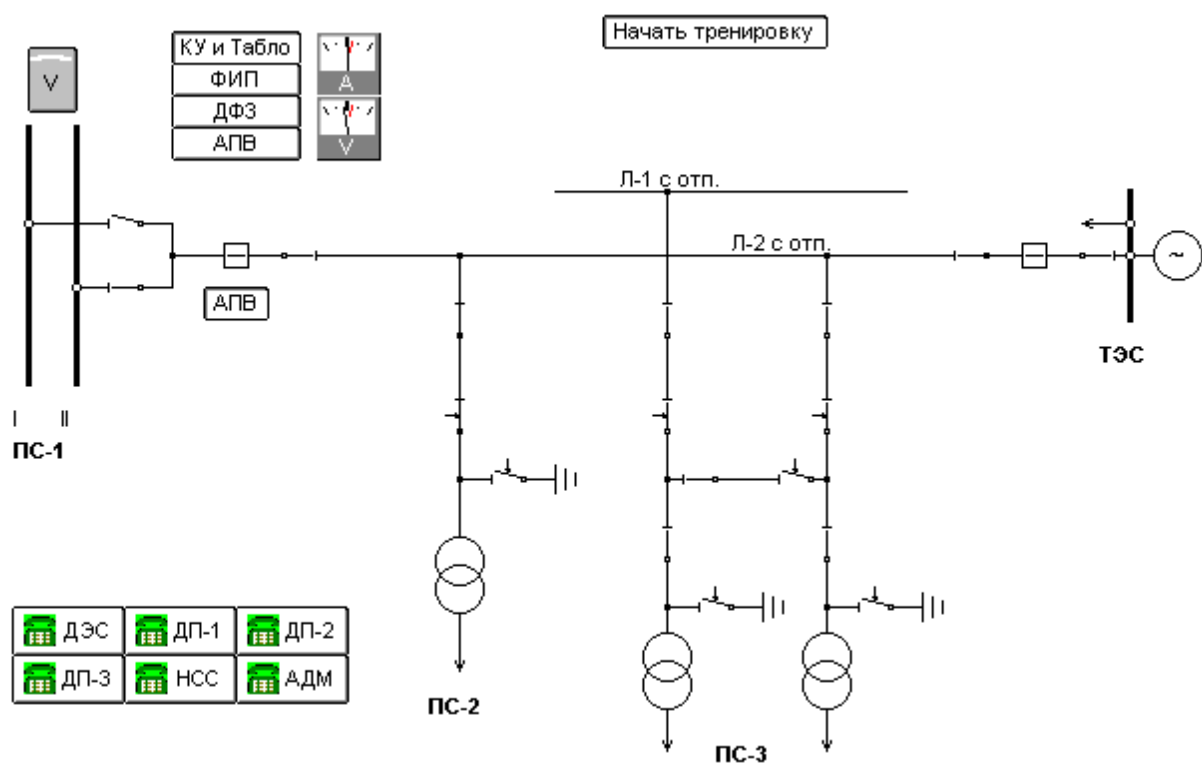


Формулировка задания	Тренажер	№ задания
На ПС №3 автоматически отключилась линия тупикового питания 10 кВ Л1013, АПВ неуспешное. Аварийное отключение ВЛ 10 кВ тупикового питания на ТЭС (с возгоранием. ячейки).	ТЭ-2М	28
	Модус	31

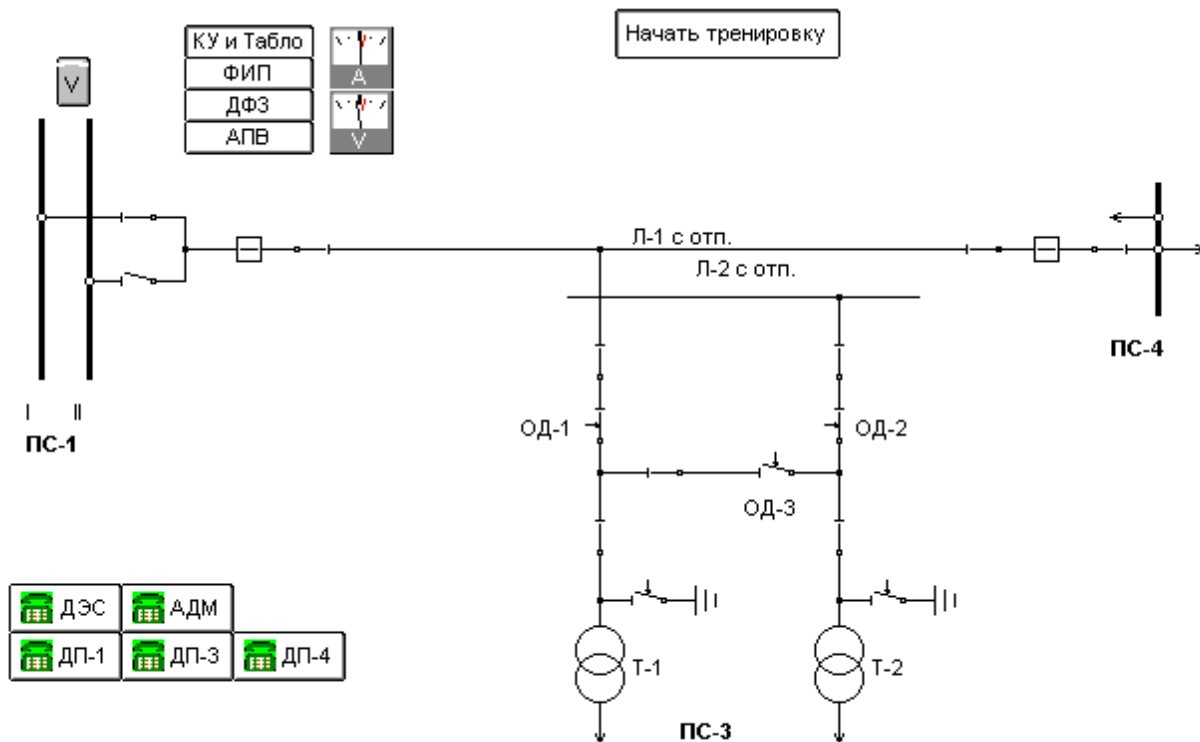


Формулировка задания	Тренажер	№ задания
На ПС №1 автоматически отключилась транзитная линия 220 кВ Л21. АПВ неуспешное.	ТЭ-2М	29
	Модус	нет

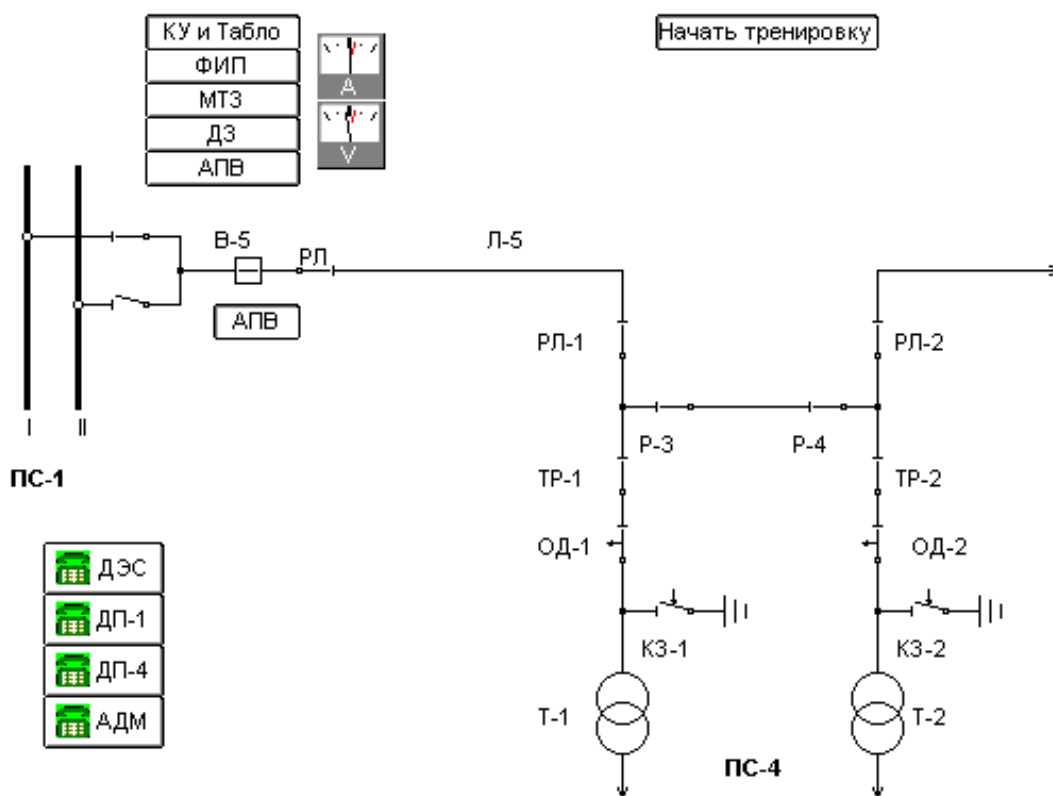
Формулировка задания	Тренажер	№ задания
На ПС №1 автоматически отключилась транзитная линия 110 кВ Л4 с ответвлением на ПС №2 и №3, АПВ неуспешное. <i>Аварийное отключение транзитной ВЛ 110 кВ с отпайками с неуспешным АПВ.</i>	ТЭ-2М	30
	Модус	34



Формулировка задания	Тренажер	№ задания
На ПС №1 автоматически отключилась транзитная линия 110 кВ ЛЗ с ответвлением на ПС №3, АПВ неуспешное. <i>Аварийное отключение транзитной ВЛ 110 кВ с отпайкой с неуспешным АПВ.</i>	ТЭ-2М	31
	Модус	33

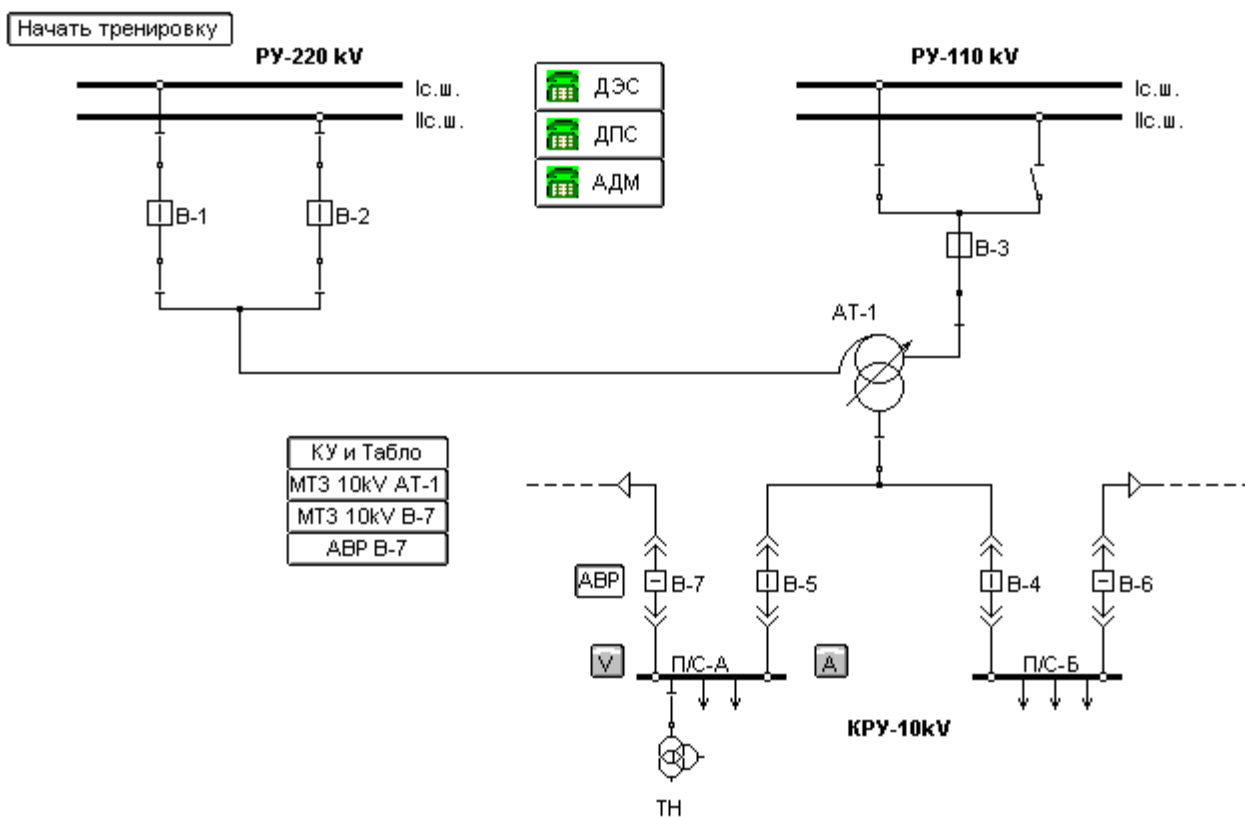


Формулировка задания	Тренажер	№ задания
На PC №1 автоматически отключилась транзитная линия Л5, АПВ неуспешное. <i>Аварийное отключение транзитной ВЛ 110 кВ с неуспешным АПВ.</i>	ТЭ-2М	32
	Модус	32



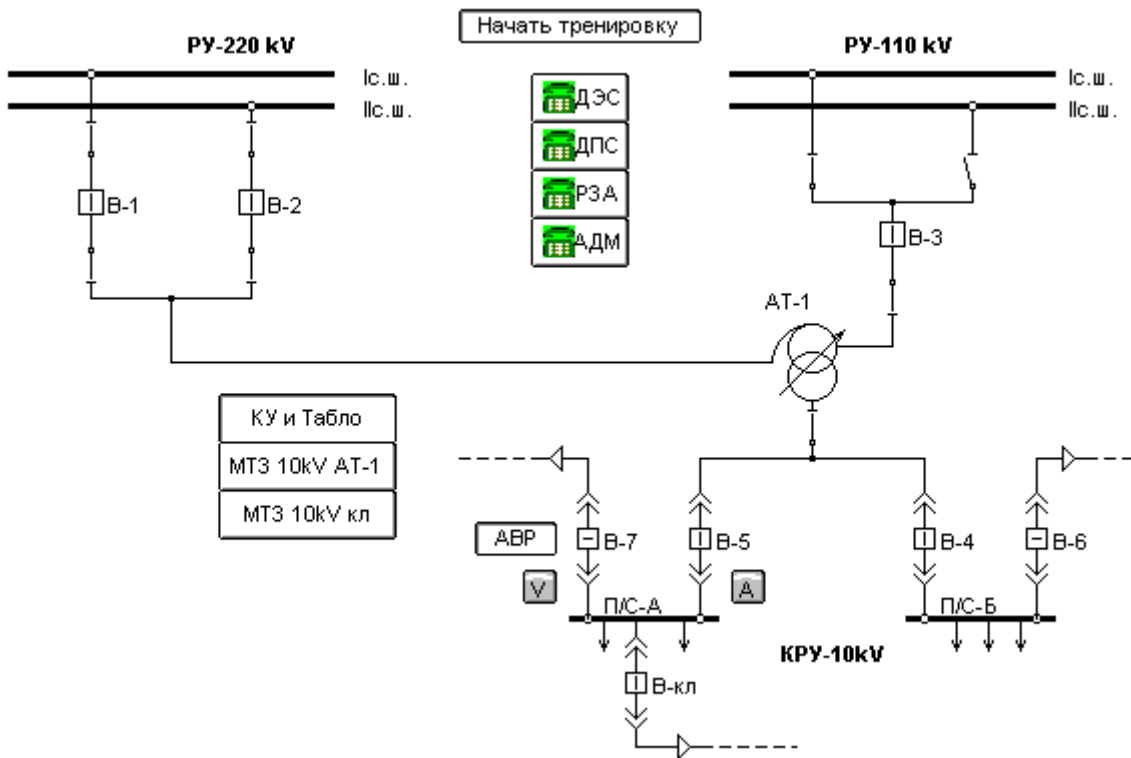
Формулировка задания	Тренажер	№ задания
На ПС №1 автоматически отключился выключатель 3-ей секции шин 10 кВ трансформатора Т3.	ТЭ-2М	33
	Модус	нет

Формулировка задания	Тренажер	№ задания
На ПС №1 автоматически отключился выключатель 1-ой секции шин 10 кВ автотрансформатора АТ1. <i>Аварийное отключение выключателя 10 кВ АТ1 (повреждение ТН-10 кВ).</i>	ТЭ-2М	34
	Модус	35

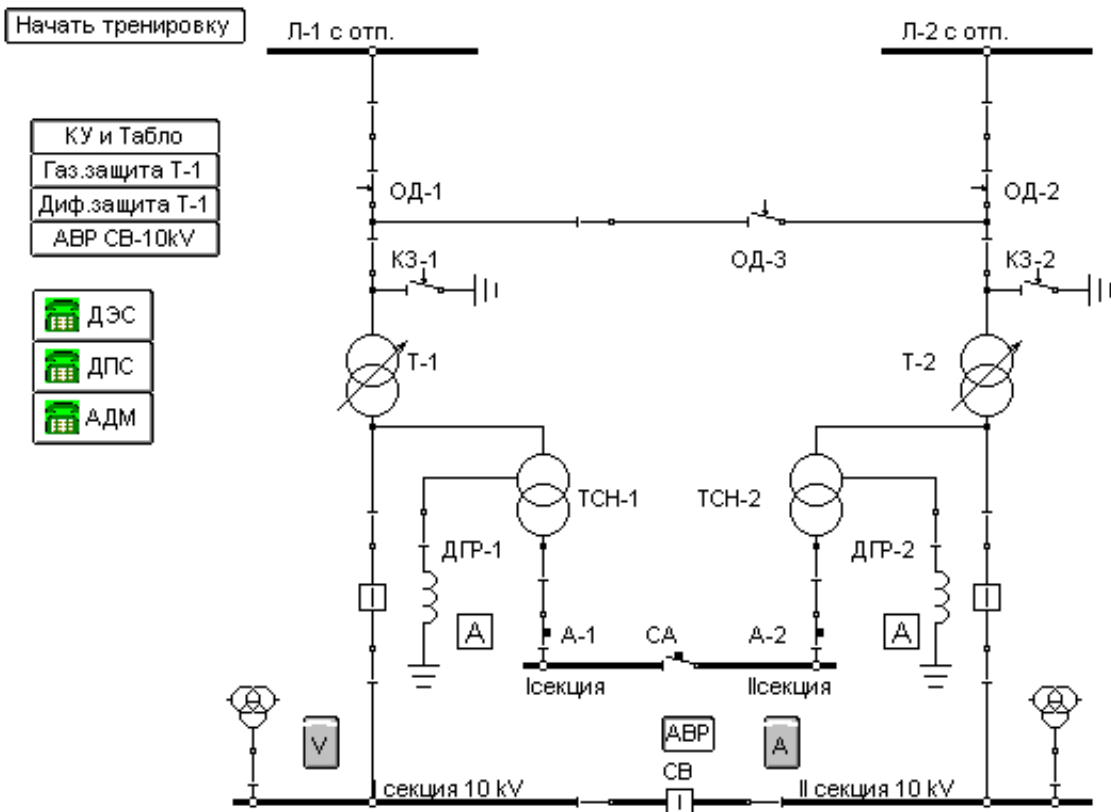


Формулировка задания	Тренажер	№ задания
На ПС №4 автоматически отключился выключатель трансформатора Т2.	ТЭ-2М	36
	Модус	нет

Формулировка задания	Тренажер	№ задания
На ПС №1 автоматически отключился выключатель 4-ой секции шин 10 кВ трансформатора Т3. <i>Аварийное отключение выключателя 10 кВ АТ1 (КЗ на отходящем фидере).</i>	ТЭ-2М	35
	Модус	36

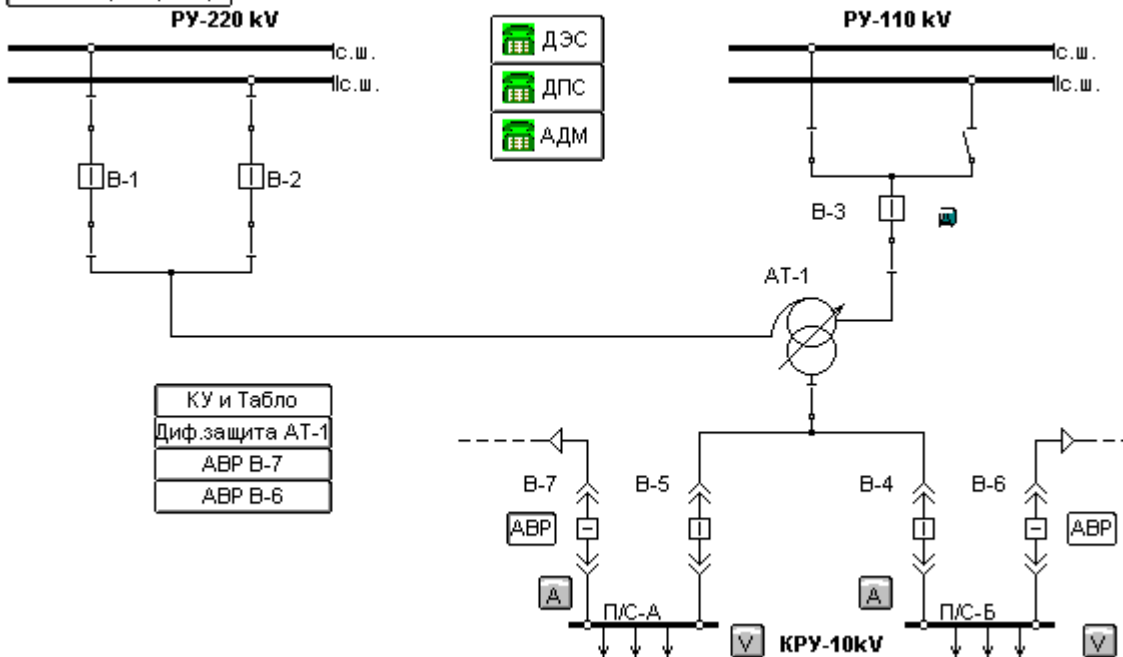


Формулировка задания	Тренажер	№ задания
На ПС №3 автоматически отключился трансформатор Т1. Аварийное отключение трансформатора 110/10 кВ.	ТЭ-2М	37
	Модус	37



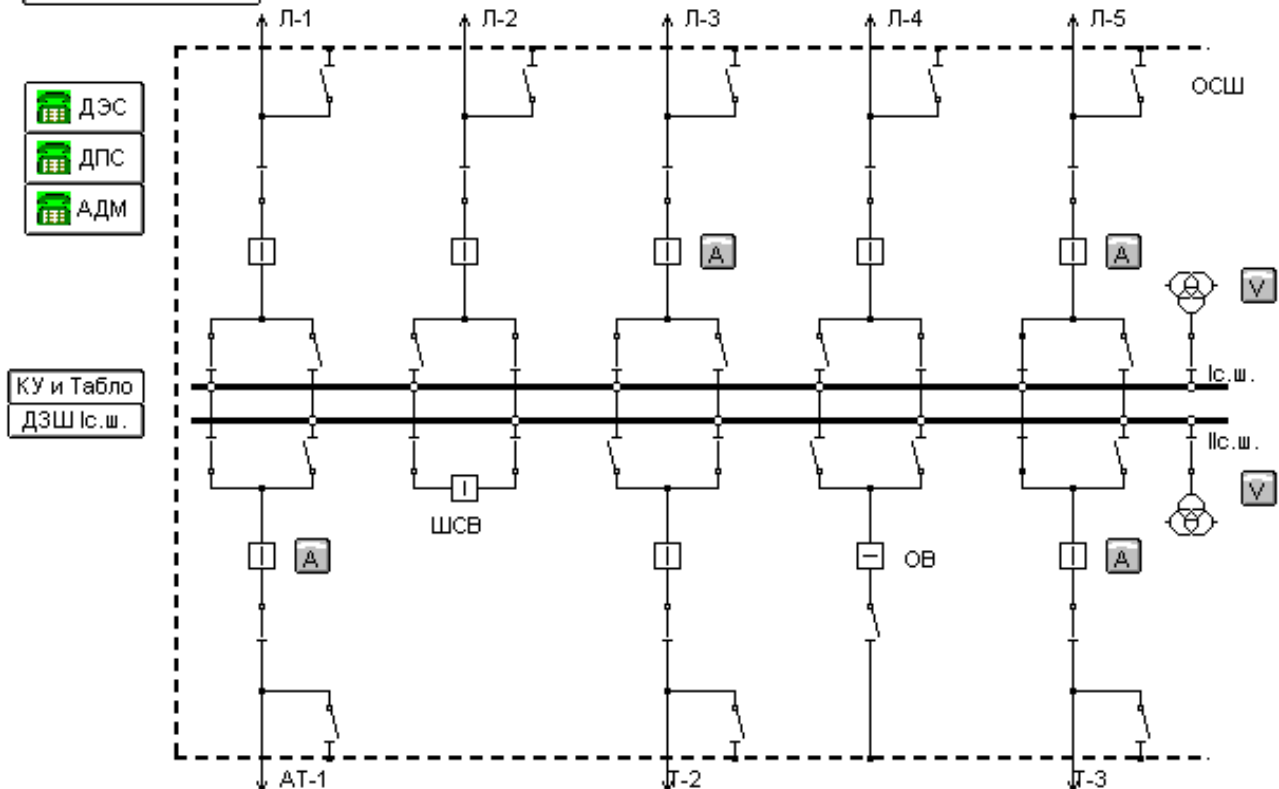
Формулировка задания	Тренажер	№ задания
На ПС-1 отключился с трех сторон трансформатор ТЗ. Аварийное отключение АТ-1 с трех сторон.	ТЭ-2М	38
	Модус	38

Начать тренировку

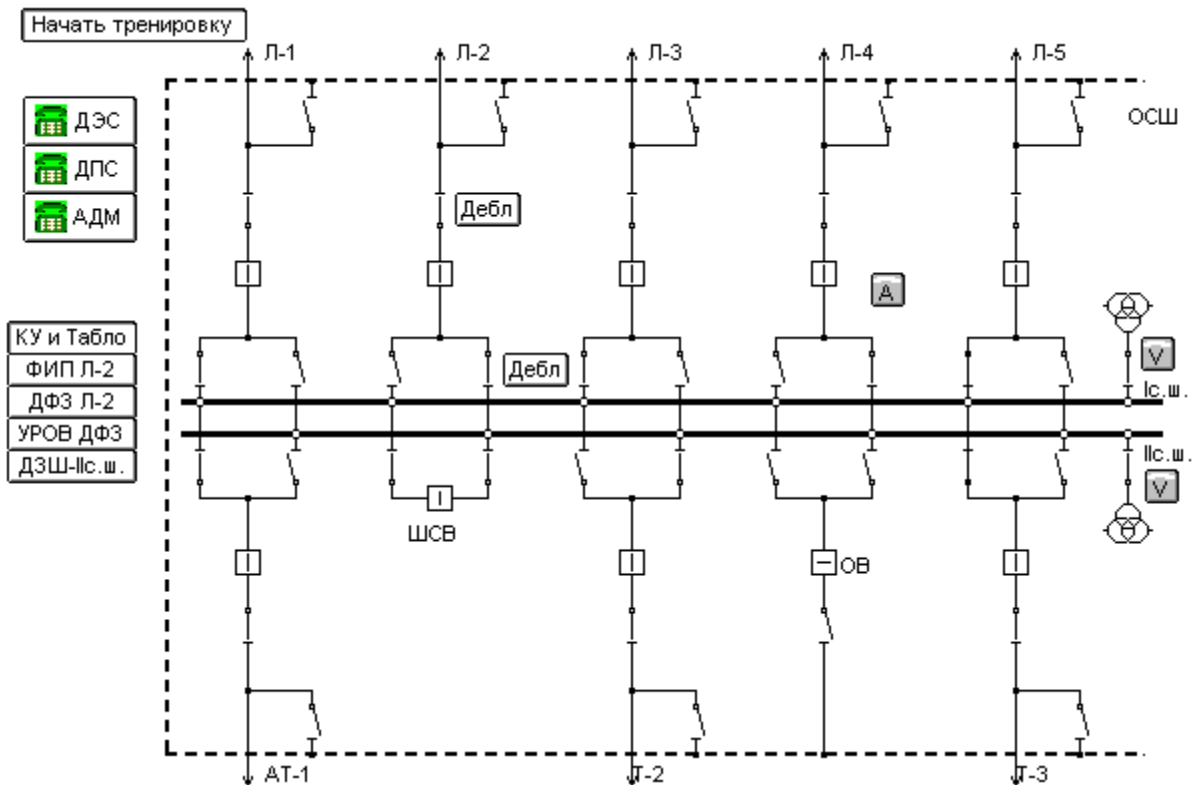


Формулировка задания	Тренажер	№ задания
На ПС-1 в РУ 220 кВ автоматически отключились все выключатели 1 с.ш. Аварийное отключение 1 с.ш.	ТЭ-2М	39
	Модус	39

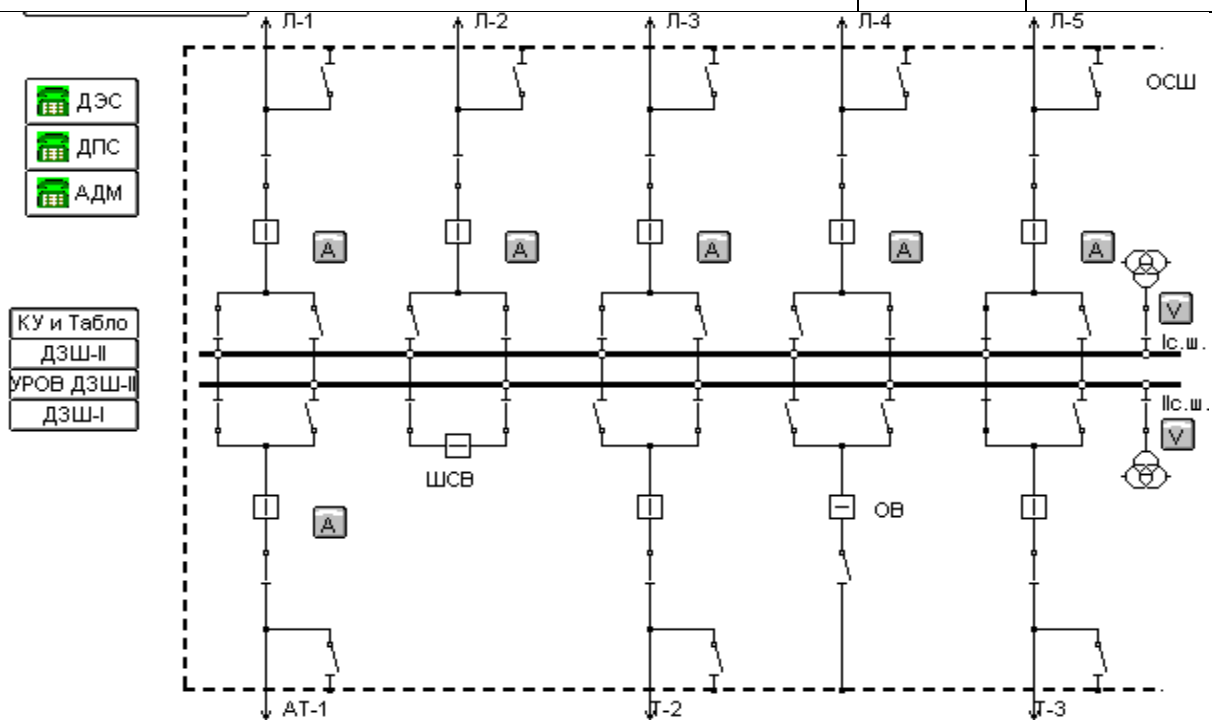
Начать тренировку



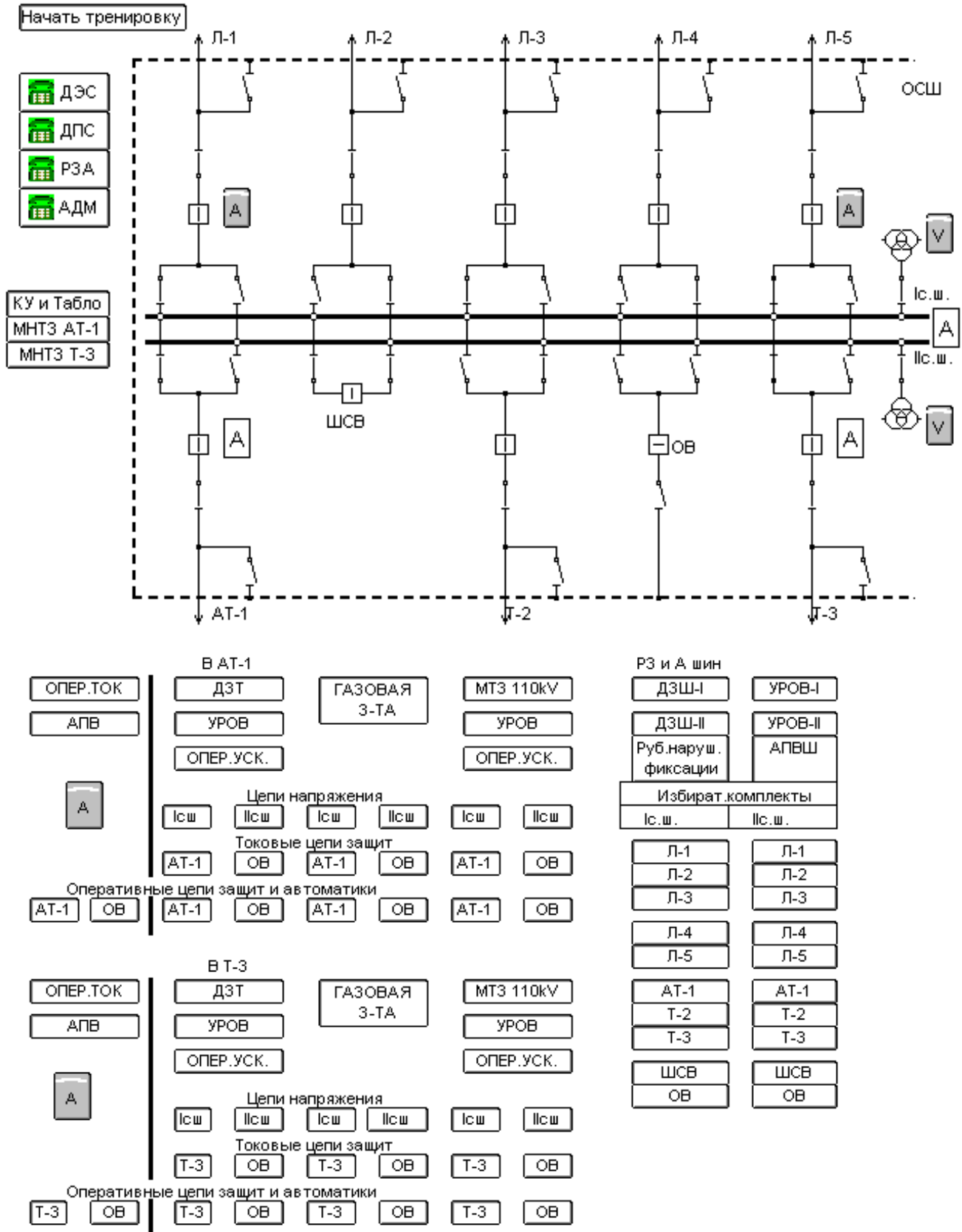
Формулировка задания	Тренажер	№ задания
На ПС-1 в РУ 110 кВ автоматически отключилась часть выключателей и пропало напряжение на 1 с.ш. <i>Аварийное отключение с.ш. 110 кВ от УРОВ.</i>	ТЭ-2М	40
	Модус	41



Формулировка задания	Тренажер	№ задания
На ПС-1 отключилась часть выключателей и пропало напряжение на 1 и 2 с.ш. <i>Аварийное отключение двух с.ш.</i>	ТЭ-2М	41
	Модус	40

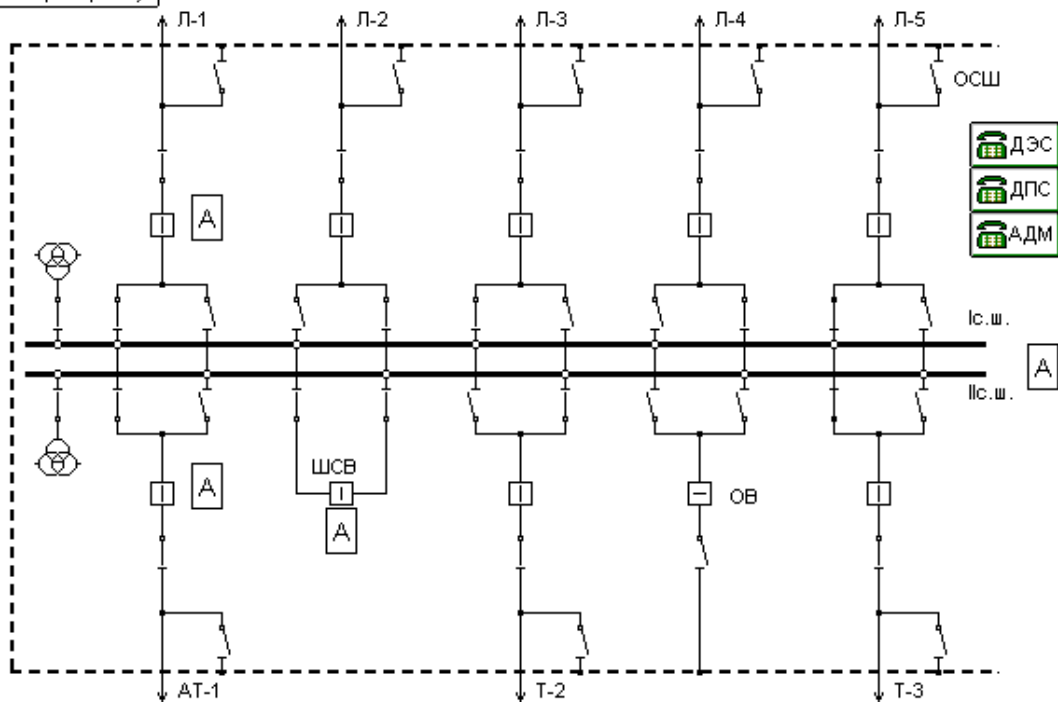


Формулировка задания	Тренажер	№ задания
На ПС-1 автоматически отключились выключатели автотрансформатора АТ1 и трансформатора Т3 от 1 с.ш. 110 кВ и на ней пропало напряжение. <i>Аварийное отключение с.ш. 110 кВ от резервных защит.</i>	ТЭ-2М	42
	Модус	42



Формулировка задания	Тренажер	№ задания
На ПС №1 нагрелся докрасна контакт шинного разъединителя 1 с.ш. 110 кВ линии Л1. <i>Недопустимый нагрев контакта ШР ВЛ-110 кВ.</i>	ТЭ-2М	43
	Модус	43

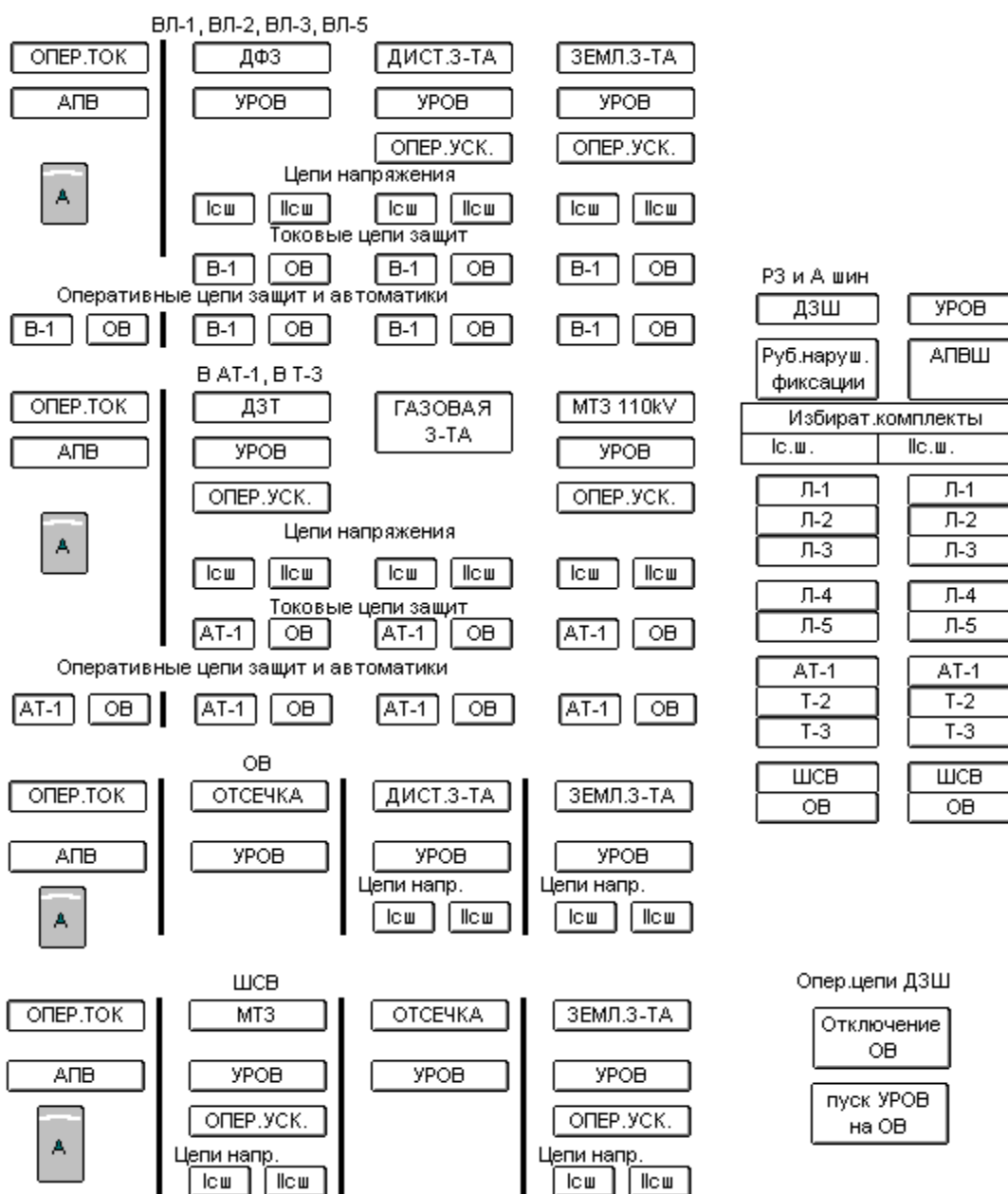
Начать тренировку



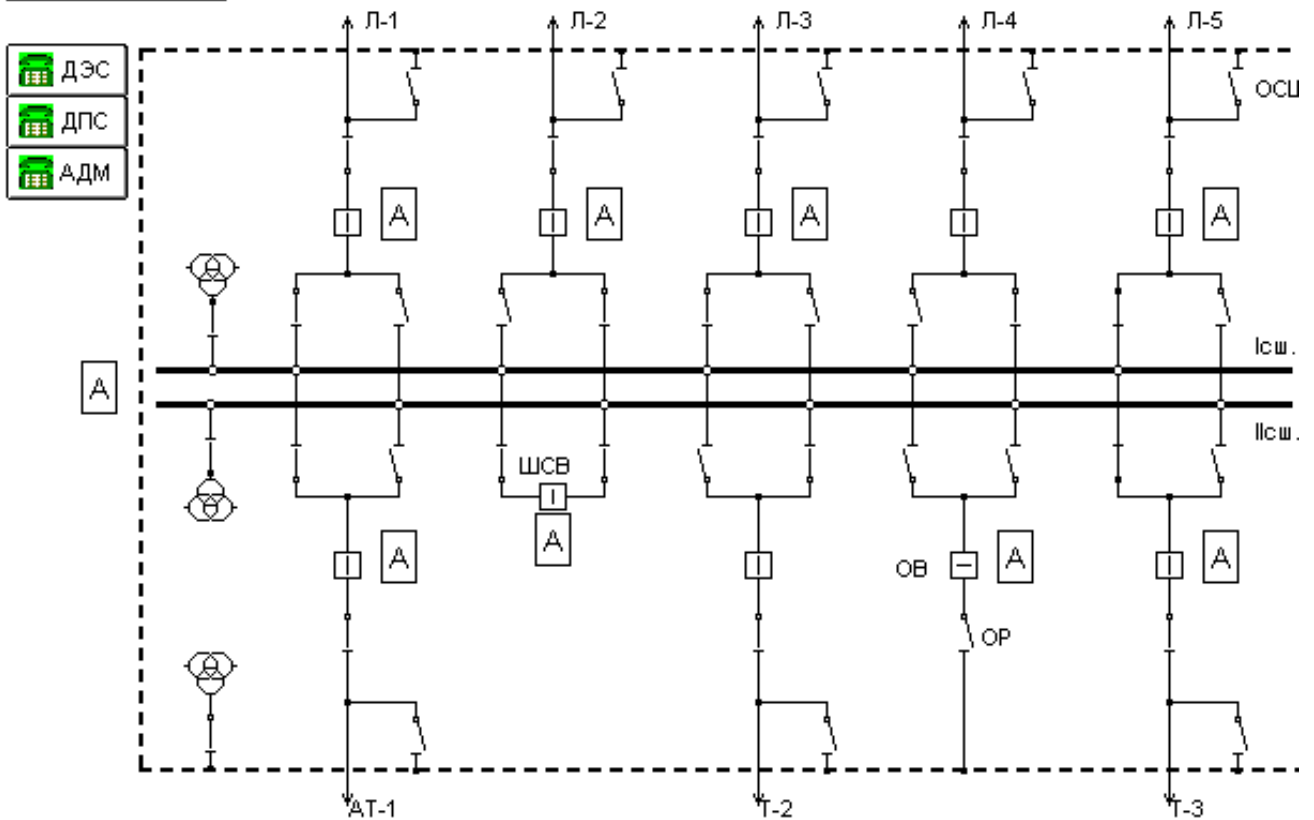
ОПЕР.ТОК	В Л-1		РЗ и А шин		
АПВ	ДФЗ	ДИСТ.З-ТА	ЗЕМЛ.З-ТА	ДЗШ	УРОВ
А	УРОВ	УРОВ	УРОВ	Руб.наруш. фиксации	АПВШ
	Цепи напряжения		ОПЕР.УСК.	Избират. комплекты	
	Icш	IIcш	ОПЕР.УСК.	Ic.ш.	IIc.ш.
	Токовые цепи защит		Icш	Л-1	Л-1
	В-1	ОВ	В-1	Л-2	Л-2
Оперативные цепи защит и автоматики		В-1	ОВ	Л-3	Л-3
В-1	ОВ	В-1	ОВ	Л-4	Л-4
	В АТ-1		В-1	Л-5	Л-5
ОПЕР.ТОК	ДЗТ	ГАЗОВАЯ З-ТА	В-1	АТ-1	АТ-1
АПВ	УРОВ	УРОВ	ОВ	Т-2	Т-2
А	ОПЕР.УСК.	УРОВ	ОПЕР.УСК.	Т-3	Т-3
	Цепи напряжения		ШСВ	ШСВ	ШСВ
	Icш	IIcш	ОВ	ОВ	ОВ
	Токовые цепи защит				
	АТ-1	ОВ			
Оперативные цепи защит и автоматики		АТ-1	ОВ		
АТ-1	ОВ	АТ-1	ОВ		
	ШСВ				
ОПЕР.ТОК	МТЗ	ОТСЕЧКА	ЗЕМЛ.З-ТА		
АПВ	УРОВ	УРОВ	УРОВ		
А	ОПЕР.УСК.	УРОВ	ОПЕР.УСК.		
	Цепи напр.		Цепи напр.		
	Icш	IIcш	Icш	IIcш	

Формулировка задания	Тренажер	№ задания
<i>Недопустимый нагрев контакта ШР ВЛ-110 кВ (при ШСВ в ремонте).</i>	ТЭ-2М	нет
	Модус	44
На ПС №1 сильно нагрелся контакт и требуется вывод в ремонт шинного разъединителя 1 с.ш. 110 кВ линии Л1. <i>Недопустимый нагрев контакта ШР ВЛ-110 кВ (с выводом в ремонт).</i>	ТЭ-2М	44
	Модус	45

Формулировка задания	Тренажер	№ задания
На ПС №1 обнаружено отсутствие масла в баке выключателя 220 кВ линии Л22. <i>Течь масла из масляного выключателя ВЛ-110 кВ.</i>	ТЭ-2М	45
	Модус	46

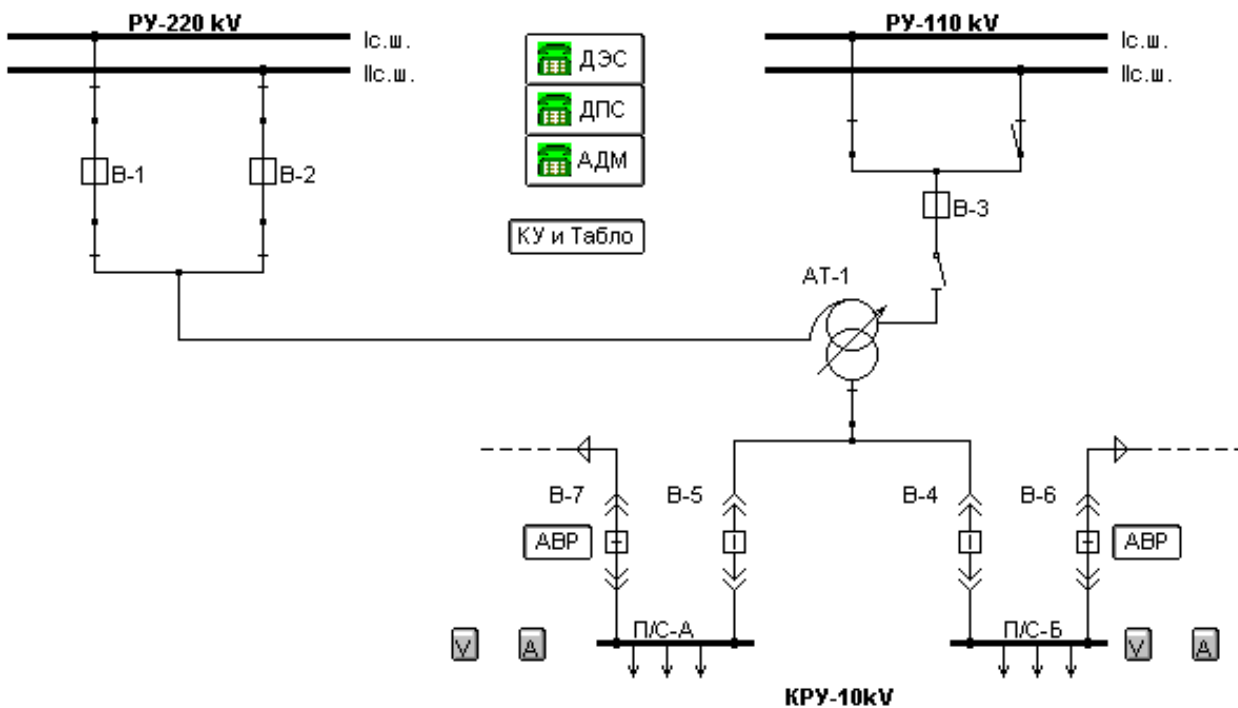


Начать тренировку



Формулировка задания	Тренажер	№ задания
<i>Течь масла из ввода 220 кВ автотрансформатора.</i>	ТЭ-2М	нет
	Модус	47
<i>Потеря охлаждения автотрансформатора.</i>	ТЭ-2М	нет
	Модус	48

Начать тренировку



5.4. Примеры упражнений при работе на тренажерах

В качестве учебного примера приведена типовая лабораторная работа по работе с тренажерами, в которой рассмотрено по одному заданию для нормальных режимов, выполняемых на мнемоническом тренажере ТЭ-2М и компьютерном тренажере «Модус».

Каждая лабораторная работа включает в себя: цель работы, задание, исходную схему, указания по выполнению работы.

Ниже приведены однолинейные схемы (рис.42,43) и последовательности выполнения совпадающих между собой учебных упражнений №1 для тренажера ТЭ-2М и №3 для тренажера «Модус».

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №1.

Вывод в ремонт линии электропередачи.

Цель работы: изучение последовательности действий оперативных переключений при отключении линии 10 кВ тупикового питания.

Задание: отключить и заземлить линию 10 кВ тупикового питания Л1013 для ремонта линии и проведения ревизий выключателей (В) на ПС №3 и ПС №6.

Исходная схема: линия Л1013 находится в работе. Она снабжена автоматическим повторным включением (АПВ) со стороны питания ПС3.

Указания к выполнению лабораторной работы.

Отключение тупиковой линии целесообразно начинать со стороны ПС потребителей, его оперативным персоналом, а потом продолжить отключение со стороны питающей ПС, где перед отключением выключателя линии проверяется отсутствие на ней нагрузки.

Для отключения питающей линии и выполнения на ней ремонтных работ не требуется, и это очевидно, отключения других присоединений, подсоединенных к с.ш. 10 кВ ПС №6.

Карта 1
ИСХОДНЫХ ПОЛОЖЕНИЙ АППАРАТОВ НА
ЩИТЕ И ПУЛЬТЕ ТРЕНАЖЁРА

ЗАДАНИЕ 1

ОТКЛЮЧИТЬ И ЗАЗЕМЛИТЬ ЛИНИЮ 10 КВ. ТУПИКОВОГО
ПИТАНИЯ Л 1013 ДЛЯ РЕМОНТА ЛИНИИ И ПРОВЕДЕНИЯ
РЕВИЗИИ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ НА ПОДСТАНЦИЯХ 3 И 6

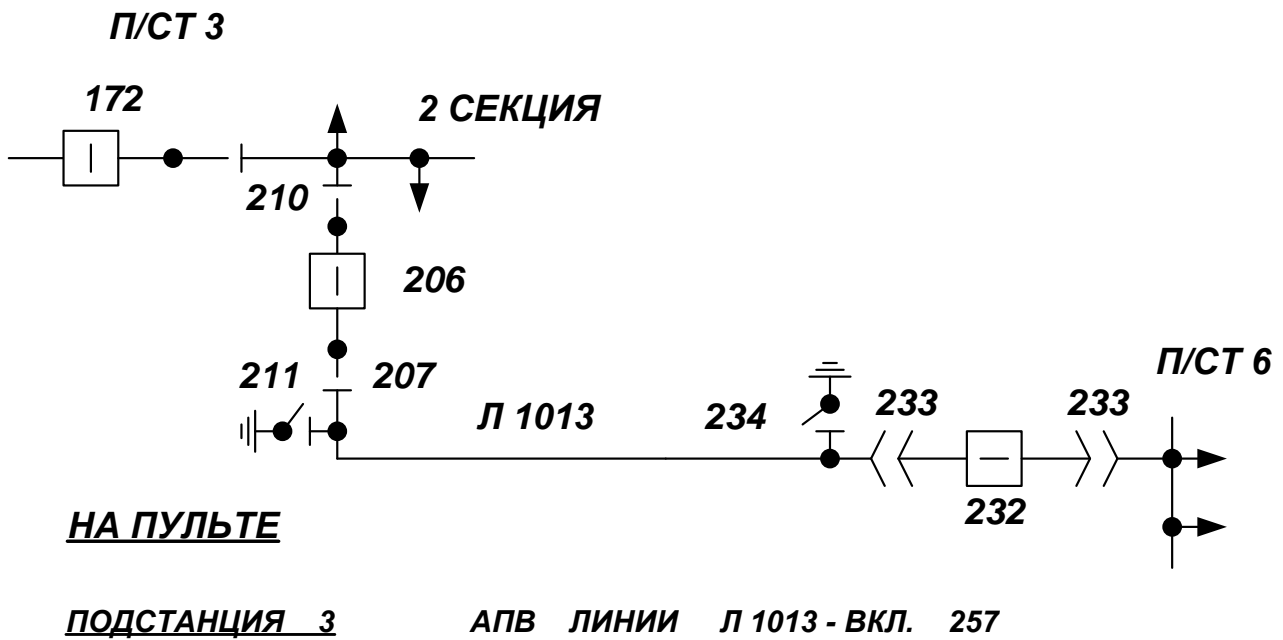


Рис. 42. Карта учебного задания №1 на тренажере ТЭ-2М

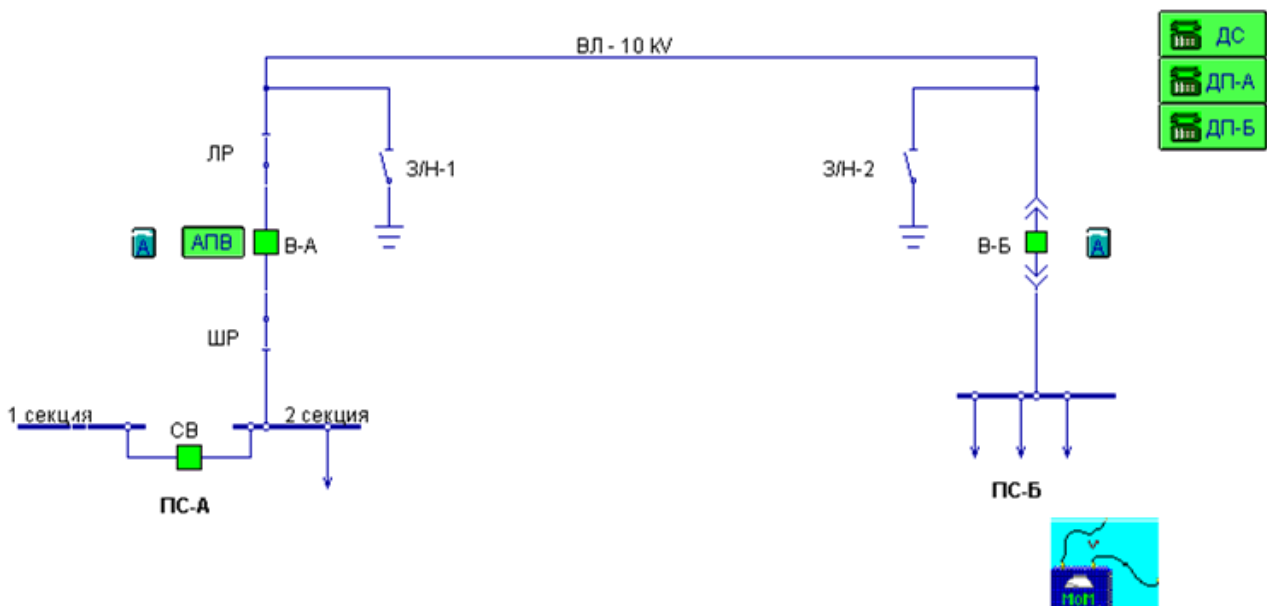


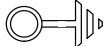
Рис. 43. Карта учебного задания №3 на тренажере «Модус»

Табл. 8. Последовательность выполнения задания на тренажере ТЭ-2М

Шаг п/п	Номер кода	Операция, действие	Ключ (КЛ), кнопка (КН) на щите (Щ), пульте (П)	Положение	
				начальное	конечное
ПЕРВАЯ ПРОГРАММА – Последовательность операций и действий					
На ПС №6					
I	232	Отключить выключатель Л1013	Щ, КЛ В Л1013	вкл	откл
На ПС №3					
2	257	Отключить АПВ Л1013	П, КЛ АПВ Л1013	вкл	откл
3	206	Отключить выключатель Л1013	Щ, КЛ В Л1013	вкл	откл
4	207	Отключить линейный разъединитель Л1013	Щ, КЛ ЛР 1013	вкл	откл
5	210	Отключить шинный разъединитель Л1013	Щ, КЛ ШР Л 1013	вкл	откл
На ПС №6					
6	233	Выкатить тележку выключателя Л1013 в ремонтное положение	Щ, два ключа втычнк контактов В Л1013	вкл	откл
7	235	Убедиться в исправности индикатора	Щ, индикатор в гнезда: «подключение», «проверка»		вкл касание
8	165	Проверить отсутствие напряжения на Л1013	Щ, индикатор в гнезда: «подключение», «зажим заземления»		вкл касание
9	234	Включить заземляющие ножи на Л1013	Щ, КЛ ЗН Л1013	откл	вкл
На ПС №3					
10	212	Убедиться в исправности индикатора	Щ, индикатор в гнезда: «подключение», «проверка»		вкл касание
11	165	Проверить отсутствие напряжения на линии Л1013	Щ, индикатор в гнезда: «подключение», «зажимы заземления»		вкл касание
12	211	Включить ЗН на Л1013	Щ. Ключ ЗН Л1013	откл	вкл
13	221	Присоединить переносные заземления к зажиму «ЗЕМЛЯ» в ячейке выключателя Л1013	Щ, заземление в гнездо 		вкл
14	212	Убедиться в исправности индикатора	Щ, индикатор в гнезда: «подключение», «проверка»		вкл касание
15	753	Проверить отсутствие напряжения на вводах выключателя Л1013 со стороны линии	Щ, Индикатор в гнезда: «подключение», «зажим заземления»		вкл касание
16	215	То же со стороны шинного разъединителя			касание
17	222	Наложить переносные заземления на все выводы выключателя Л1013	Щ, заземление в гнездо «зажим заземления»		вкл.

Примечание: возможны варианты шагов 15 или 16.

Шаг п/п	Номер кода	Операция, действие	Ключ (КЛ), кнопка (КН) на щите (Щ), пульте (П)	Положение	
				начальное	конечное
ВТОРАЯ ПРОГРАММА – Последовательность операций, действий и переговоров					
1	703	Диспетчер – дежурному ПС №3: предупреждение о предстоящем отключении Л1013	Телефон		
2	706	Диспетчер – дежурному ПС №6: распоряжение	Телефон		
На ПС №6					
3	232	Отключить выключатель Л1013	Щ, КЛ В Л1013	вкл	откл
4	406	Проверить отсутствие нагрузки на Л1013	П, КН, контроль нагрузки Л1013	нажать	
5	700	Дежурный ПС №6 – диспетчеру: сообщение о выполнении	Телефон		
6	703	Диспетчер – дежурному ПС №3: распоряжение	Телефон		
На ПС №3					
7	257	Отключить АПВ Л1013	П, КЛ АПВ Л1013	вкл	откл
8	407	Проверить отсутствие нагрузки на Л1013	П, КН, контроль нагрузки Л1013		
9	206	Отключить выключатель Л1013	Щ, КЛ В Л1013	вкл	откл
10	653	Проверить положение аппарата на месте	Щ, КН В Л1013		
11	207	Отключить линейный разъединитель Л1013	Щ, КЛ ЛР 1013	вкл	откл
12	652	Проверить положение аппарата	Щ, КН проверка разъединителя 10 кВ	нажать	
13	210	Отключить шинный разъединитель Л1013	Щ, КЛ ШР Л 1013	вкл	откл
14	652	Проверить положение аппарата	Щ, КН проверка разъединителя 10 кВ	нажать	
15	700	Дежурный ПС №3 – диспетчеру: сообщение о выполнении	Телефон		
16	706	Диспетчер – дежурному ПС №6: распоряжение	Телефон		
На ПС №6					
17	663	Проверить положение выключателя Л1013 на месте	Щ, КН в Л1013	нажать	
18	233	Выкатить тележку выключателя Л1013 в ремонтное положение	Щ, два ключа втычнк контактов В Л1013	вкл	откл
19	235	Убедиться в исправности индикатора	Щ, индикатор в гнезда: «подключение», «проверка»		вкл касание

20	165	Проверить отсутствие напряжения на Л1013	Щ, индикатор в гнёзда: «подключение», «зажим заземления»		вкл касание
21	234	Включить заземляющие ножи на Л1013	Щ, КЛ ЗН Л1013	откл	вкл
22	664	Проверить положение аппарата	Щ, КН проверка	нажать	
23	700	Дежурный ПС №6 – диспетчеру: сообщение о выполнении	Телефон		
24	703	Диспетчер – дежурному ПС №3: распоряжение	Телефон		
На ПС №3					
25	212	Убедиться в исправности индикатора	Щ, индикатор в гнёзда: «подключение», «проверка»		вкл касание
26	165	Проверить отсутствие напряжения на линии Л1013	Щ, индикатор в гнёзда: «подключение», «зажимы заземления»		вкл касание
27	211	Включить ЗН на Л1013	Щ. Ключ ЗН Л1013	откл	вкл
28	652	Проверить положение аппарата	Щ, КН проверка ЗН 10 кВ	нажать	
29	221	Присоединить переносные заземления к зажиму «ЗЕМЛЯ» в ячейке выключателя линии Л1013	Щ, заземление в гнездо 		вкл
30	212	Убедиться в исправности индикатора	Щ, индикатор в гнёзда: «подключение», «проверка»		вкл касание
31	753	Проверить отсутствие напряжения на вводах выключателя Л1013 со стороны линии	Щ, Индикатор в гнёзда: «подключение», «зажим заземления»	вкл.	вкл касание
32	215	То же со стороны шинного разъединителя			касание
33	222	Наложить переносные заземления на все выводы выключателя Л1013	Щ, заземление в гнездо «зажим заземления»		вкл.
34	700	Дежурный ПС №3 – диспетчеру: сообщение о выполнении	Телефон		

Примечание: возможны варианты шагов 31 или 32.

Последовательность выполнения задания на тренажере «Модус»

Вывести в ремонт линию 10 кВ тупикового питания

и выключатели на ПС-А и ПС-Б

ПЕРВАЯ ПРОГРАММА – Последовательность операций и действий

1. Отключить выключатель В-Б
2. Проверить отсутствие тока на В-Б
3. Проверить отсутствие тока на В-А
4. Отключить АПВ
5. Отключить выключатель В-А
6. Проверить отключение В-А
7. Проверить колонки ЛР
8. Отключить разъединитель ЛР
9. Проверить положение ножей разъединителя ЛР
10. Проверить колонки ШР
11. Отключить разъединитель ШР
12. Проверить положение ножей разъединителя ШР
13. Проверить отключение В-Б
14. Отключить выкатную ячейку
15. Проверить исправность щупа
16. Проверить отсутствие напряжения после В-Б
17. Замкнуть ножи З/Н-2
18. Проверить положение ножей З/Н-2
19. Проверить исправность щупа
20. Проверить отсутствие напряжения после ЛР
21. Замкнуть ножи З/Н-1
22. Проверить положение ножей З/Н-1
23. Проверить отсутствие напряжения между В-А и ШР
24. Накладываем заземление между В-А и ЛР
25. Накладываем заземление между В-А и ШР

ВТОРАЯ ПРОГРАММА – Последовательность операций, действий и переговоров

1. Позвонить ДП-А. Диспетчер - ДП-А: предупреждение о предстоящем отключении ВЛ-10 кV.
2. Позвонить ДП-Б. Диспетчер - ДП-Б: распоряжение.
3. Отключить В-Б.
4. Проверить нагрузку на В-Б.
5. Позвонить ДС. ДП-Б - ДС: сообщение о выполнении.
6. Позвонить ДП-А. Диспетчер - ДП-А: распоряжение.
7. Проверить нагрузку на В-А.
8. Отключить АПВ ВЛ-10 кV.
9. Отключить В-А.
10. Проверить отключенное положение В-А.
11. Осмотреть колонки ЛР.
12. Отключить ЛР.
13. Проверить отключенное положение ЛР.
14. Осмотреть колонки ШР.
15. Отключить ШР.
16. Проверить отключенное положение ШР.
17. Позвонить ДС. ДП-А - ДС : сообщение о выполнении.
18. Позвонить ДП-Б. Диспетчер - ДП-Б: распоряжение.
19. Проверить отключенное положение В-Б.
20. Выкатить В-Б в ремонтное положение.
21. Проверить отсутствие напряжения на вводе ВЛ-10 кV в ячейке В-Б:
индикатор-проверка исправности; индикатор-проверка напряжения.
22. Включить З/Н-2 в ячейке В-Б в сторону ВЛ-10 кV.
23. Проверить включенное положение З/Н-2.
24. Позвонить ДС. ДП-Б - ДС: сообщение о выполнении.
25. Позвонить ДП-А. Диспетчер - ДП-А: распоряжение.

26. Проверить отсутствие напряжения на ЛР в сторону линии: индикатор-проверка исправности; индикатор-проверка напряжения.
27. Включить З/Н-1 на ЛР в сторону линии.
28. Проверить включенное положение З/Н-1.
29. Проверить отсутствие напряжения на ошиновке В-А в сторону ШР: индикатор-проверка исправности; индикатор-проверка напряжения.
30. Установить переносное заземление на В-А в сторону ЛР.
31. Установить переносное заземление на В-А в сторону ШР.
32. Позвонить ДС. ДП-А - ДС: сообщение о выполнении

6. АЛГОРИТМЫ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО ФОРМИРОВАНИЯ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТИ ОПЕРАТИВНЫХ ПЕРЕКЛЮЧЕНИЙ

Правильный выбор последовательности действий при оперативных отключениях (ОП) в электрической сети – основа безопасного выполнения работ и бесперебойного питания потребителей. Из большого перечня задач, решаемой диспетчером в повседневной деятельности, составление бланков переключений (БП) является одной из наиболее часто встречающихся.

При разработке автоматизированных систем диспетчерского управления (АСДУ) до недавнего времени основное внимание уделялось системообразующим сетям напряжением 220 кВ и выше. Для распределительных электрических сетей (РЭС) 6-10/0,4 кВ систем электроснабжения городов, промышленных предприятий и сельского хозяйства эти вопросы были проработаны значительно меньше.

Ситуация изменилась лишь в последние годы в связи с широким распространением персональных ЭВМ, значительным уменьшением их стоимости и изменением экономических условий хозяйствования, при котором внедрение таких систем в повседневную деятельность предприятий распределительных электрических сетей стало настоятельно необходимым.

Вследствие существенных особенностей управления и эксплуатации системообразующих сетей простое использование систем разработанных для них готовых систем применительно к распределительным сетям оказалось проблематичным. Выполнение оперативных переключений персоналом вручную в непосредственной близости токоведущих частей, менее сложные режимы работы сети и системы релейной защиты и автоматики, меньшая надежность схем являются спецификой выполнения ОП в распределительной сети. Отсутствие типовых БП в распределительных сетях, обусловленное постоянным изменением схемы сети вследствие плановых ремонтов и повреждения оборудования и линий, требует составления индивидуальных бланков. В каждом конкретном случае необходимо заново анализировать схему и принимать решения. При сложных переключениях число операций может

достигать нескольких десятков, велика вероятность накопления ошибок. Для подготовки ремонтной схемы существуют различные варианты последовательностей переключения для перехода в новое коммутационное состояние. При составлении БП возникает необходимость анализа возможных вариантов переключений и выбора оптимальной последовательности действий. Автоматизированное составление последовательностей оперативных переключений позволит избавить персонал от рутинной работы, избежать ошибок и выбрать оптимальный вариант перехода в новое коммутационное состояние.

В настоящее время осуществляется разработка алгоритмов для программного комплекса по автоматизированному формированию бланков оперативных переключений в распределительных электрических сетях.

Значительный интерес для использования в эксплуатации и тренажерной подготовки диспетчеров представляют работы /26-29/, а также автореферат кандидатской диссертации Сипачевой О.В. «Разработка алгоритмов автоматизированного формирования последовательности оперативных переключений в РЭС».

В данных работах на основе анализа моделей представления знаний с использованием методов и моделей объективно-ориентированного анализа (ООА), теории графов, моделей принятия решений (продукционных моделей табличного типа и моделей линейного упорядочения альтернатив на основе многих критериев) и существующих алгоритмов систем формирования последовательностей переключений разработаны и используются в эксплуатации:

единая развитая база данных, описывающая топологию и оборудование электрической сети, позволяющая вносить изменения при развитии сетей, замене оборудования, включении и отключении потребителей;

база знаний по правилам переключений присоединений, коммутационных аппаратов (КА), устройств релейной защиты и автоматики (РЗА), независимая

от топологии, состава оборудования и коммутационного состояния сети и позволяющая легко вносить изменения в порядок действий по проведению ОП;

информационная модель и база данных (БД) распределительной электрической сети, позволяющая вести учет оборудования, потребителей, устройств РЗА на предприятиях электрических сетей;

модели принятия решений по последовательности ОП для перехода схемы в новое коммутационное состояние с оценкой качества полученного решения;

алгоритмы для типовых переключений в распределительных сетях, позволяющие получать оптимальные последовательности действий для оперативного персонала;

модели и алгоритмы формирования последовательностей переключений программно реализованы в едином комплексе АСДУ РЭС и позволяют получать бланки переключений для любой распределительной электрической сети напряжением 6-10 кВ;

модель принятия решения по ремонтным заявкам блока формирования БП, которая также может быть использована как система поддержки принятия решения для диспетчеров распределительных сетей и как обучающая система для оперативно-диспетчерского персонала РЭС.

Общая структурная схема программного блока формирования последовательностей ОП для АСДУ РЭС, предложенная в /25/, представлена на рис. 44.

Для анализа проблемы формирования последовательностей оперативных переключений был использован объектно-ориентированный анализ (ООА).

Методология ООА предполагает создание информационной модели, описывающей основные концептуальные сущности в терминах объектов и атрибутов, моделей состояний, задающих поведение объектов проблемной области, и моделей процессов, отражающих действия и взаимодействия между ними.

На рис. 45 представлена разработанная информационная модель системы формирования последовательностей ОП.

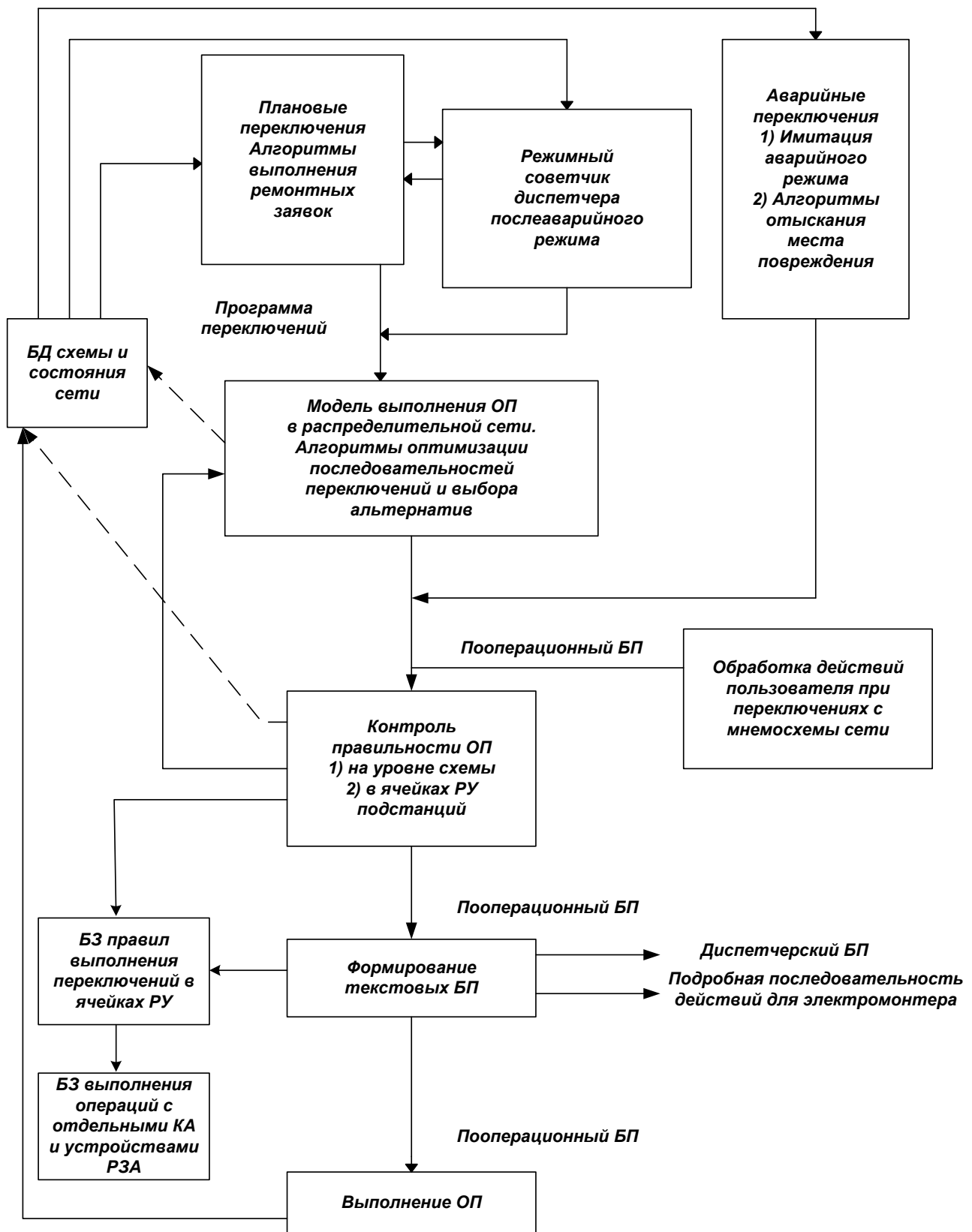


Рис. 44. Структурная схема системы формирования бланков ОП в АСДУ РЭС

Для описания схемы сети выделены следующие концептуальные сущности: единица оборудования - элемент, в том числе и коммутационный

аппарат (КА), присоединение - набор элементов расположенных от секции шин подстанции к силовому оборудованию, устройство автоматики или релейной защиты. Схема электрических соединений моделируется графом.

Для описания графа сети выделены объекты: узел графа сети, ветвь графа сети и структура смежности – список узлов со всеми примыкающими к нему ветвями. Дополнительно можно выделить такие объекты как защитные заземления, плакаты по технике безопасности, приборы, используемые оперативным персоналом при работе в ячейках подстанций.

Модель состояний представляется в диаграммной форме, известной как диаграмма переходов в состояния (ДПС). Состояния представляются рамками, каждая из которых обозначается соответствующим именем состояния. Переходы изображаются дугами, соединяющими два состояния. Каждый переход обозначен событием, которое его вызывает. Модели состояний для объектов представлены на рис. 46,47,48,49.

Основной принцип оперативных переключений в распределительных сетях – перенос деления – можно пояснить с помощью рис. 50 для наиболее распространенной в РЭС петлевой схеме с нормальным делением на ТП4.

На каждом участке петлевой линии имеется возможность передачи энергии в двух направлениях, возможна работа в разомкнутом или замкнутом режимах. В нормальном эксплуатационном режиме петлевые схемы работают разомкнутыми. При создании ремонтной схемы или схемы послеаварийного режима возникает необходимость переноса делений в сети. При повреждении линии, например, ТП1-ТП2, от действия защиты отключится масляный выключатель (МВ) на РП1, потребители ТП1-ТП2-ТП3-ТП4 остаются без напряжения. После выделения поврежденного участка сети (отключение с двух сторон линии ТП1-ТП2) для восстановления электроснабжения всех потребителей необходимо замкнуть деление на ТП4 и снова включить МВ на РП1. Точно также для ремонта ТП2 отключают линию ТП2-ТП3 и замыкают деление на ТП4. Затем отключают линию ТП1-ТП2 на ТП1 и устанавливают необходимые заземления для подготовки рабочего места.

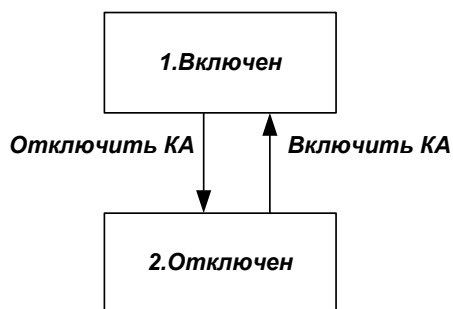


Рис. 46. Диаграмма перехода в состояния для коммутационного аппарата

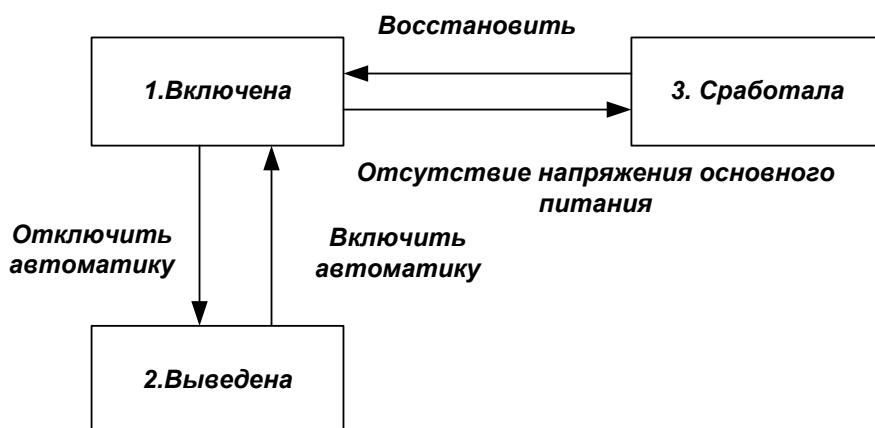


Рис. 47. Диаграмма перехода в состояния для автоматики

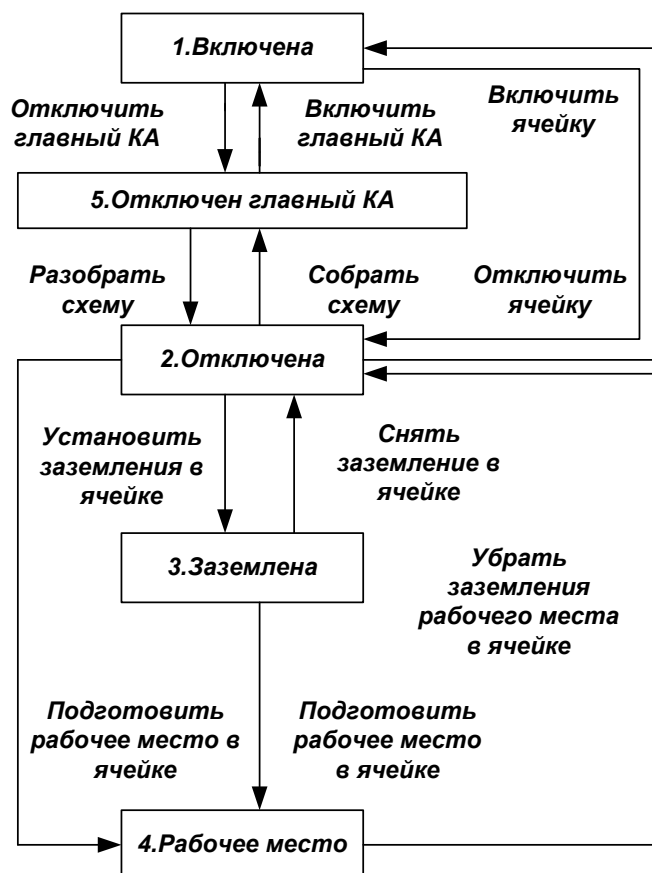


Рис. 48. Диаграмма переходов в состояние для присоединений РУ



Рис. 49. Диаграмма переходов в состояние для ветви графа схемы сети

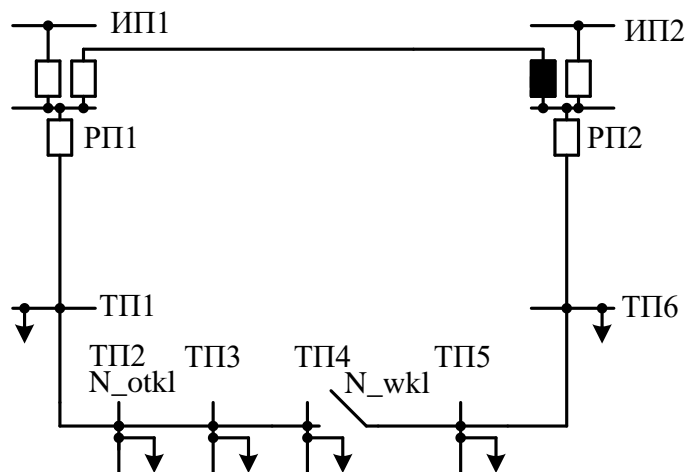


Рис. 50. Схема участка распределительной электрической сети 6-10 кВ

Рассмотрим перенос деления с точки зрения задачи о принятии решения. На примере рис. 50 начальное состояние системы: линия TP2-TP3 включена (обозначим её как N_{otkl}), линия TP4-TP5 (N_{wkl}) отключена. Конечное состояние: линия TP2-TP3 отключена, линия TP4-TP5 включена. Желательно выполнить переключения без перерыва электроснабжения потребителей, т.е. сразу включить линию TP4-TP5 и отключить линию TP2-TP3. Такое переключение выполнить не всегда возможно, так как отключение (включение)

тока нагрузки разъединителями запрещено, и замыкаемые участки сети могут быть электрически не связанными. Последовательность ОП зависит от конфигурации и нагрузки сети, состава оборудования на подстанциях. Пусть для сети (рис. 50) на всех присоединениях РП установлены камеры с МВ, на ТП – все присоединения с линейными разъединителями (ЛР). Допустимость нового эксплуатационного режима определяется отсутствием перегрузки элементов сети после переноса деления.

Для включения (отключения) присоединений с ЛР можно использовать три стратегии ОП:

1. Отключить напряжение с обеих сторон разъединителя ближайшим МВ или выключателем нагрузки (ВН), включить (отключить) ЛР, затем снова включить масляный выключатель или выключатель нагрузки. Эту стратегию коротко назовем «Отключение ближайшего МВ или ВН». Применительно к сети (рис.50) необходимо отключить МВ на РП1 и РП2, затем отключить ЛР на ТП3 и включить ЛР на ТП4, потом снова включить МВ на РП1 и РП2.

2. Можно включить (отключить) ЛР зарядный ток при соблюдении требований нормативно-технических документов. Назовем стратегию «Отключение нагрузки ТП по цепочке». Для рассматриваемой сети необходимо отключить нагрузку (трансформаторы) на ТП4 и ТП3, отключить ЛР линии ТП2-ТП3 на ТП3, включить ЛР на ТП4, и восстановить нагрузку ТП4, ТП3 (включить трансформаторы).

3. Включение и отключение разъединителей, установленных в электрически связанной замкнутой электрической сети, допускается при уравнительном токе не более 70 А. Если это условие не соблюдается, то необходимо включение шунтирующих связей, которые должны немедленно отключаться по окончании операции с разъединителями. Перед выполнением операций с уравнительными токами (транзитных операций) необходимо проверять допустимость режима по условию несрабатывания защит и по длительно-допустимым нагрузкам. Назовем стратегию «Замыкание транзита». Для сети (рис. 50) прежде чем включить линию связи между РП1 и РП2

необходимо согласовать свои действия с вышестоящей диспетчерской службой (ОДС) или диспетчерами ЦП, проверить допустимость выполнения транзитной операции между источниками питания ИП1 и ИП2, затем включить МВ линии РП1-РП2 на РП2, включить ЛР на ТП4, отключить ЛР линии ТП2-ТП3 на ТП3, и восстановить схему, отключив МВ линии связи на РП2. При такой последовательности ОП нет перерыва в электроснабжении всех потребителей сети.

На основе анализа реального процесса принятия решения в /25/ предложена продукционная модель принятия решения табличного типа о переносе деления для различных ситуаций в сети. Таблицы решений (ТР) задают соответствие между значениями элементов конечного множества условий, определяющих состояние управляемой системы (распредсети), и последовательностями конечного множества действий, определяющими принимаемые решения. ТР - это табличная запись конечного множества продукций типа «состояние - принимаемое решение».

Таблица решений переноса деления имеет семь условий C_1, C_2, \dots, C_7 , три условия наличия ЛР на ТП коммутации, условие электрической связности сети, условие необходимости замыкания секционной перемычки в двухлучевых ТП при отсутствии делений, условие запрета отключения (включения) уравнительного тока ЛР, условие наличия на подстанции всех линейных присоединений с выключателями или выключателями нагрузки для переключений секционных перемычек с ЛР.

Принимаемые решения - это 11 алгоритмов получения допустимых по условиям техники безопасности последовательностей ОП при переносе деления. Алгоритмы обозначены как A_1, A_2, \dots, A_{11} .

Условия сложности реализации решений для ТР переноса деления: q_1 - отключение потребителей на время ОП в сети без автоматики ввода резерва, и q_2 - выполнение операций с транзитными токами. Расчет уравнительных токов выполняется автоматически и является критерием допустимости операции замыкания транзита по стратегии 3.

Таблица решений для электрически несвязанной электрической сети (рис 51.) представлена в табл. 9, где условие электрической связности сети $C1=0$ и условие отсутствия делений в двухлучевой сети $C2=0$, а $R1, R2, \dots, R8$ – правила решений.

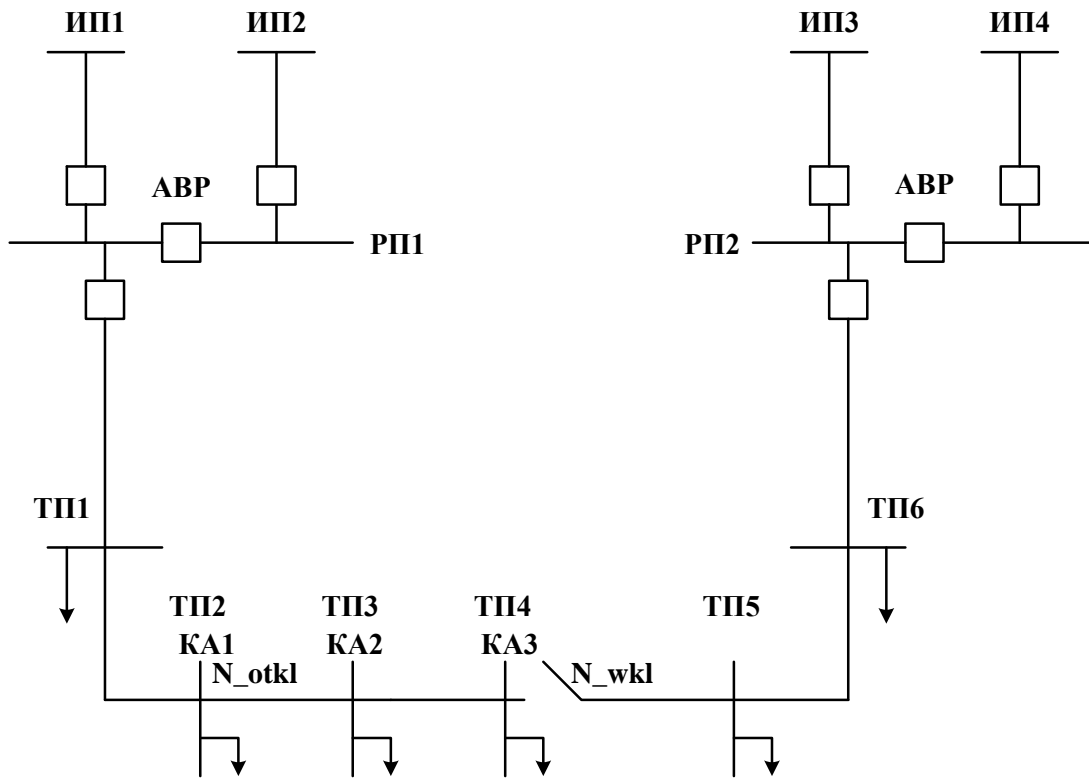


Рис. 51. Пример схемы электрически несвязанной сети

Таблица 9

Таблица решений для электрически несвязанной распределительной сети

	$R1$	$R2$	$R3$	$R4$	$R5$	$R6$	$R7$	$R8$	
C3	0	1	0	0	1	0	1	1	
C4	0	0	1	0	1	1	0	1	
C5	0	0	0	1	0	1	1	1	
A3	1	1							q1
A4			1						q1
A5				1					q1
A6					1	1	1		q1
A7								1	q1
A8				1	1	1	1	1	q1
A9				1	1	1	1	1	q2

В общем случае в зависимости от топологии сети и оборудования (наличия ЛР) подстанций коммутации может быть рекомендовано несколько (обычно 3) допустимых по правилам ТБ последовательностей ОП, исходя из переноса деления по стратегиям 1,2 или 3.

Все рекомендованные последовательности ОП для перехода схемы сети в новое коммутационное состояние являются допустимыми по условиям ТБ; какая из них оптимальная, решает диспетчер в зависимости от ситуации: допустимости отключения потребителей, наличия времени на подготовку схемы, эксплуатационного состояния оборудования.

Для автоматизированного анализа вариантов переноса деления были выделены следующие критерии стратегий переноса деления:

1. Минимум отключенных потребителей на время переключений;
2. Минимальное число переездов оперативно-выездной бригады (ОВБ) с одной ТП на другую;
3. Минимальное число операций с КА первичной коммутации;
4. Минимум затрат времени на выполнение ОП в сети;
5. Минимум расстояния, которое вынуждено проехать ОВБ.

Для расчета затраченного на переключения времени или расстояния, пройденного ОВБ, необходимы дополнительные данные расстояниях и времени переезда между подстанциями сетевого района. В таблице «Данные по расстояниям и времени переездов между подстанциями» содержатся записи по всем подстанциям в сети. Задача оптимизации БП по времени или расстоянию является классической задачей коммивояжера. Обычно число подстанций не превышает двух десятков, для решения задачи коммивояжера целесообразно использовать метод ветвей и границ.

Если при отключении линии участок схемы сети имеет несколько делений, то рассматриваются варианты замыкания каждого деления. Для сравнения вариантов включения разных делений следует выделить следующие критерии:

запас по току в амперах, который рассчитывается как разность наименьшего допустимого тока и тока нагрузки после замыкания деления;

признак пониженной надежности для двухлучевой схемы;

признак электрической связанности сети;

тип коммутационного аппарата, на котором сделано деление сети;

число подстанций от отключаемой линии до деления;

потери активной мощности для нового эксплуатационного режима.

На основе рассмотрения критерия деления совместно с критериями переноса деления в режиме диалога с диспетчером выбирается оптимальный вариант. Для автоматического определения наилучшей альтернативы используется один из алгоритмов парного сравнения альтернатив - турнирная модель.

Таким образом, задание на переключение анализируется в приложении к конкретной ситуации в сети, рассматриваются условия выполнения заявки, особенности подготовки рабочего места и проведения работ, что отражается в программе переключений. На уровне схемы анализируется и уточняется план подготовки схемы сети со всеми альтернативами, рассчитываются критерии и выбирается однозначная последовательность действий - пооперационный БП (та или иная ветвь недетерминированного алгоритма действий) в режиме диалога или автоматическом режиме. В процессе выбора последовательность действий может быть изменена, скорректирована, оптимизирована. Когда найден удовлетворяющий требованиям диспетчера вариант перехода схемы сети в новое коммутационное состояние, то на основе базы знаний по присоединениям, составляется бланк переключений по форме, установленной на предприятии РЭС. Для получения подробной последовательности действий электромонтера ОВБ необходимо последовательность операций бланка переключений дополнить данными по порядку действий с конкретными КА и устройствами РЗА. Все разработанные алгоритмы программно реализованы и опробованы на реальных схемах распределительных сетей.

7. АВТОМАТИЗАЦИЯ ОПЕРАТИВНЫХ ПЕРЕКЛЮЧЕНИЙ ПРИ ДИСПЕТЧЕРСКОМ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМ УПРАВЛЕНИИ

Система «Советчик диспетчера»

В Диспетчерской службе и Службе режимов ОАО «Мосэнерго» используется программный продукт "Советчик диспетчера ЦДП энергосистемы" (Aford) /23/.

Данная система предназначена для решения технологических задач Службы режимов (ЦДС) посредством автоматической выработки рекомендаций по изменению электрической сети путем коммутации ее элементов и (или) уровня генерации, а также напряжений в узлах таким образом, чтобы в рекомендуемой схеме были устранены перегрузки и режим удовлетворял требованиям качества отпускаемой электроэнергии. Рекомендуемая схема может быть проверена на соответствие ряду критериев, таких, как допустимый уровень токов коротких замыканий, количество привязок узлов схемы к сети 220-500 кВ, диапазон отклонений напряжений узлов от номинала и т.д. Также существует и возможность ручного управления процессом выработки решения с проверкой корректности выработанного варианта действий.

При работе в режиме диалога «Советчик диспетчера» позволяет:

- провести запуск автоматического поиска вариантов переключений и/или изменений генерации в узлах системы, в результате которых перегрузки будут устранены;
- провести запуск автоматического расчета коэффициентов трансформации в устройствах с РПН для устранения перегрузок;
- провести запуск автоматического расчета модулей напряжений в узлах с фиксированным модулем для устранения нарушений ограничений по напряжению и по реактивной мощности и для снятия перегрузок в ЛЭП;
- коммутировать элементы схемы (линии электропередачи, ветви с трансформаторами, шиносоединительные выключатели);

- изменить параметры генераторов (активную и реактивную мощность);
- изменить параметры нагрузок схемы;
- изменить модуль напряжения в узле с фиксированным модулем;
- выполнить расчет установившегося режима в схеме и вывести результаты расчета на экран;
- вывести на экран узлы с нарушениями по напряжению и нарушениями пределов по реактивной мощности генераторов;
- выполнить расчет токов короткого замыкания в узлах схемы, сопоставить его с разрывной способностью выключателей и вывести результаты расчета на экран;
- выполнить расчет минимального количества привязок узлов схемы, определенных пользователем, к сети 220 кВ и 500 кВ и вывести результаты расчета на экран;
- выполнить расчет перетоков мощности по заданным сечениям, создавать новые сечения и редактировать существующие;
- запомнить произвольное число анализируемых схем, с целью последующего их анализа.

При соответствующих доработках система **"Советчик Диспетчера"** может быть использована:

- при обработке заявок на вывод оборудования в ремонт;
- для подготовки схем на максимум и для перспективного развития;
- при ведении оперативной схемы сети;
- как инструмент для противоаварийных тренировок оперативного персонала в сетевых районах «Мосэнерго» и на электростанциях и др.

Программный комплекс можно настроить на конкретную энергосистему примерно в течение месяца, в зависимости от ее сложности.

Подобные программные продукты оказывают несомненную помощь оперативному персоналу, принимающему решения по ликвидации аварии в энергосистеме.

Главное, чтобы это решение было принято достаточно быстро, хотя для его обоснования требуется значительный объем расчетов. Так, в задании АО Мосэнерго на разработку программного продукта «Советчик Диспетчера ЦДП» для определения набора действий по предотвращению развития аварии давалось не более 150 сек. Комплекс «Советчик Диспетчера ЦДП» обладает возможностью провести все необходимые расчеты в требуемые сроки.

«Советчиком...» может пользоваться дежурный диспетчер при аварии, если при этом возникла перегрузка в некотором элементе энергосистемы, или персонал службы режимов, рассматривающий заявки на вывод оборудования в ремонт.

При ликвидации аварии диспетчер может воспользоваться инструкциями, которые имеются на ЦДП, или будет определять действия по своему индивидуальному пониманию режима, существующего в сети. И то и другое, как правило, не соответствует тому состоянию системы, которое имеет место в данный конкретный момент. Режимы и схема сети могут отличаться от тех режимов и схем, для которых вырабатывались рекомендации или на которых основывался опыт. Причины могут быть различными: уровень генерации, нагрузки, состав генерирующего оборудования, отключенное оборудование и т.п.

В то же время каждый из перечисленных факторов может существенно повлиять на выбор противоаварийных воздействий. Например, состав генерирующего оборудования определяет возможности его разгрузки либо дополнительной выработки активной мощности для изменения потокораспределения в желательном направлении. Низкий уровень нагрузки может привести к действиям, отличающимся от действий, которые нужно было бы совершить в моменты максимальной нагрузки.

Кроме того, среди различных вариантов ликвидации аварии может быть выбран наилучший с точки зрения определенного критерия: надежности, минимума потерь в сети, минимального экономического ущерба и др.

Очевидно, что в каждом конкретном состоянии системы действия по ликвидации аварии могут быть различны даже при ее возникновении в одном и том же элементе системы и, поэтому, доверяться опыту или заранее установленным рекомендациям может оказаться недостаточным.

И еще одно очень важное обстоятельство: человек - диспетчер или лицо, принимающее решение, - потенциальный источник ошибок. Чем мощнее оборудование, которым человек управляет, тем дороже стоимость ошибки, и поэтому всегда важно иметь и пользоваться быстродействующей системой, способной проверять предполагаемые действия.

Так, например, при анализе аварии на линии электропередачи 24.04.1996, из-за которой произошел полный сброс электрической и тепловой нагрузки ТЭЦ-16, программный комплекс СД за 10 секунд предложил несколько способов ликвидации последствий аварии при полном сохранении электрической и тепловой нагрузки станции.

Приведенный пример демонстрирует цену ошибочного или неоптимального решения персонала и, поэтому экспресс-оценка действий персонала должна проводиться обязательно. Система “Советчик Диспетчера ЦДП” имеет в своем составе достаточно средств для получения характеристик и проверки предлагаемых диспетчером действий.

Несколько иная картина может наблюдаться у персонала по рассмотрению заявок на вывод оборудования в ремонт. В этом случае нет ограничений по времени, но есть, как правило, несколько заявок, связанных с отключением различного оборудования.

Если рассматривать каждую заявку отдельно, то возможна ситуация, когда изменения в схеме, связанные с выполнением одной заявки, могут противоречить выполнению другой. Такие заявки необходимо разносить по времени. Рассмотрение же сразу нескольких заявок может оказаться сложным, если не невозможным. В этом случае “Советчик Диспетчера ЦДП” позволяет рассматривать варианты с несколькими заявками и получать советы, в которых

выполняются требуемые ограничения, отсортированные по заданным критериям (надежность, экономичность и пр.).

На основе одного из вариантов “Советчика диспетчера ЦДП энергосистемы” разработан **“Программный комплекс для проведения тренировок и соревнований оперативно–диспетчерского персонала энергосистемы”**.

Тренажер для оперативно-диспетчерского персонала построен для нормальной и аварийной схемы в некоторой энергосистеме "Тренэнерго", в которой необходимо проведение оперативных переключений или возникла авария по заданному сценарию (рис. 52,53).

При использовании системы в качестве тренажера программа настраивается определенным образом, в зависимости от поставленных перед тренирующимся задач. В результате может быть ограничен доступ к части определенных выше возможностей. Эти ограничения устанавливаются руководителями тренировочного процесса. Информация о введенных ограничениях расположена в соответствующих разделах справки.

В период с 26 по 28 мая 1999 г. на ПЭВМ Московского Центра Подготовки Кадров (МЦПК) - филиала ОАО «Мосэнерго» было проведено первое системное соревнование оперативно-диспетчерского персонала предприятий электрических сетей по оперативным переключениям и ликвидации перегрузок оборудования.

Программное обеспечение, созданное НПЦ “Приоритет”, вызвало большой интерес участников соревнований и представителей других энергосистем, который выразился в желании иметь подобного рода программные продукты у себя на предприятиях для тренировок оперативно-диспетчерского персонала.

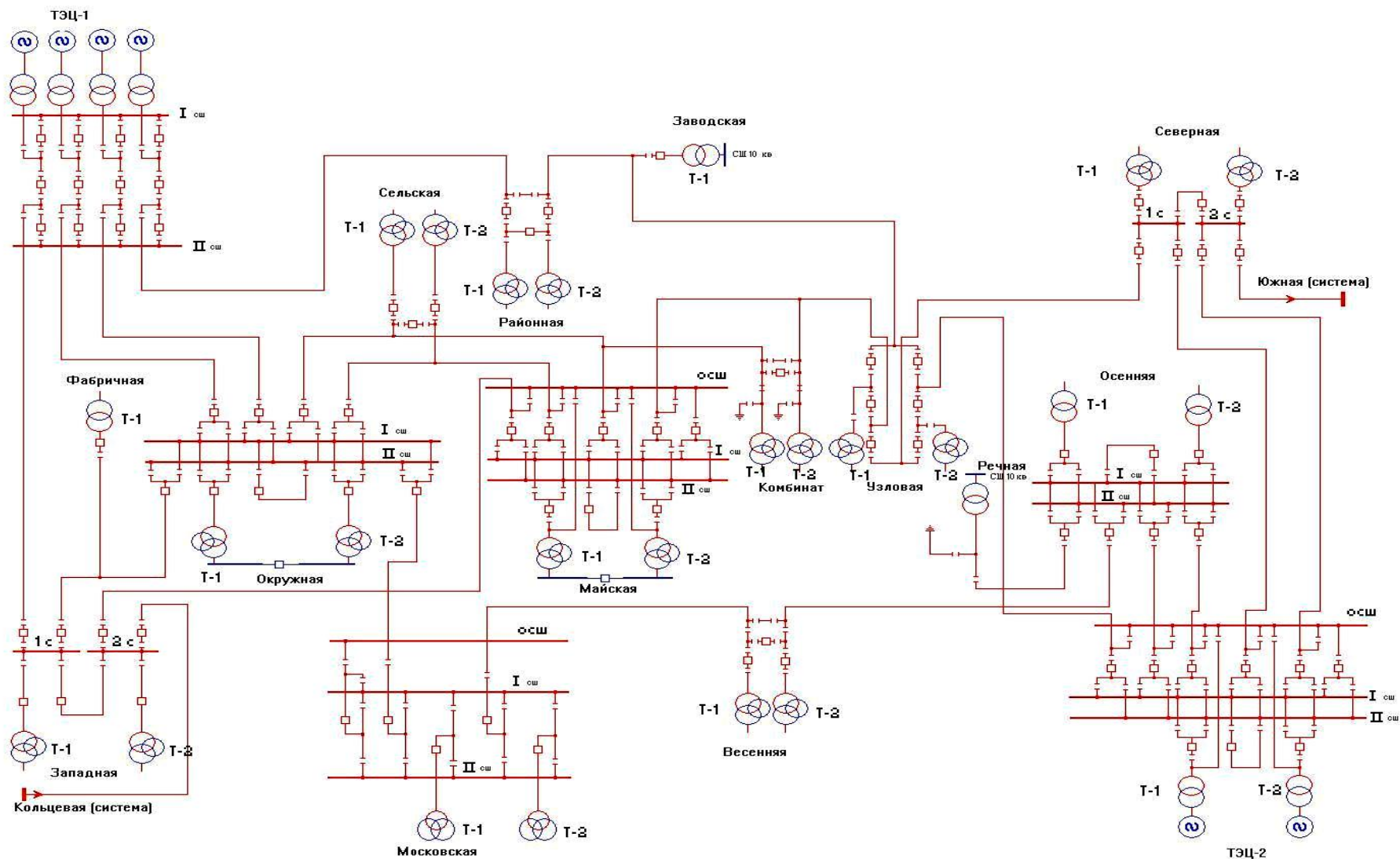


Рис. 52. Исходная электрическая схема «Тренэнерго»

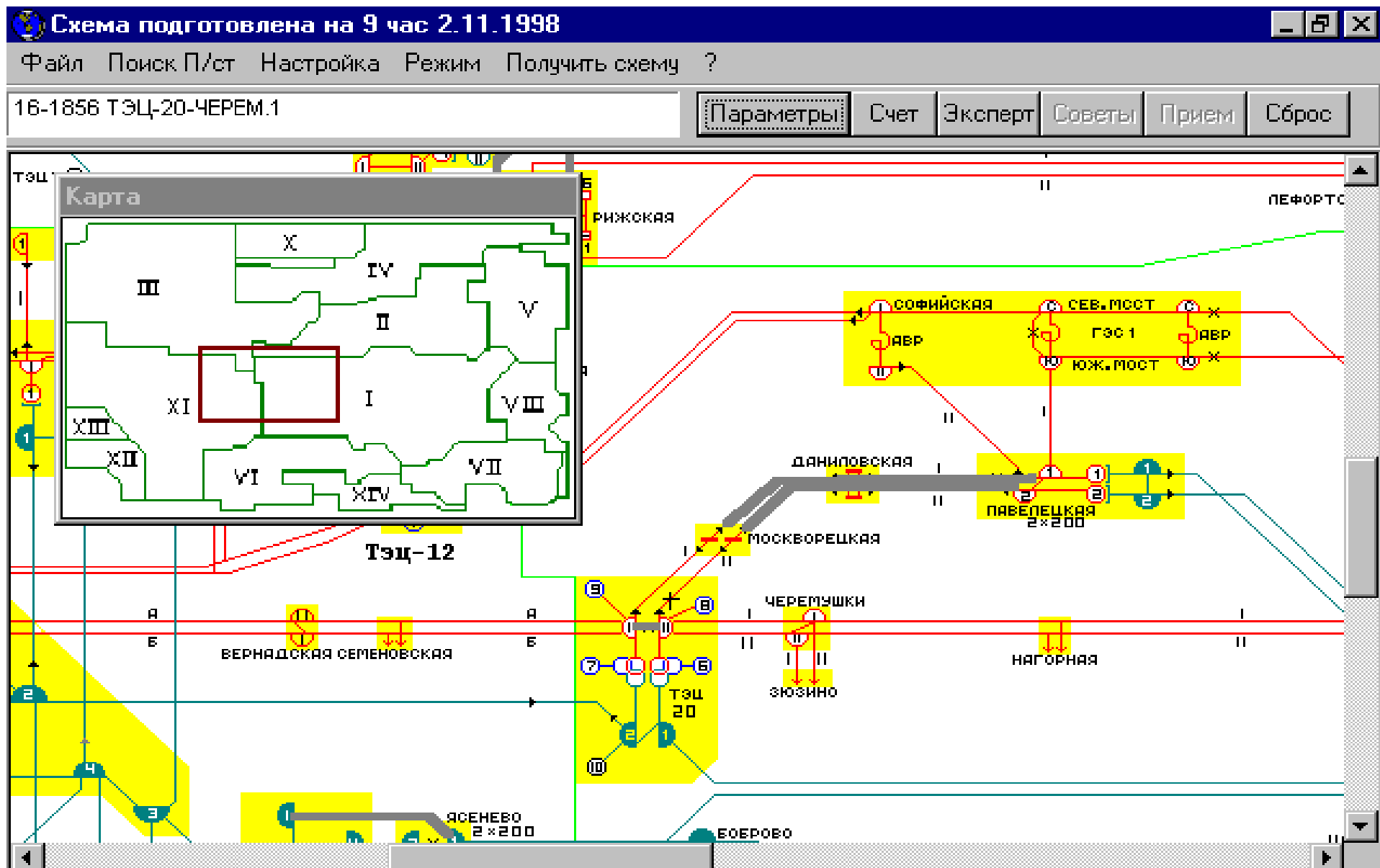


Рис. 53. Детальная схема «Тренэнерго»

На дисплее отображаются два основных окна: **окно детальной схемы** и **навигационное окно**, показывающее фиолетовой рамкой текущее относительное расположение детальной схемы на общей.

Строка меню содержит пункты меню **СОВЕТЧИКА ДИСПЕТЧЕРА**. При выборе одного из пунктов возникает дополнительный список команд:

"**Сохранить**" - Сохранение текущего состояния схемы.

"**Восстановить**" - Восстановление состояния схемы.

"**Выход**" - Выход из программы.

"**?**" - Вывод на экран краткой справки о **СОВЕТЧИКЕ ДИСПЕТЧЕРА** и информации о разработчиках системы.

"**Настройка**" - Вывод на экран параметров работы **ЭКСПЕРТА**. Параметры можно изменять.

"**Токи К.З.**" - Вывод на экран сообщения об изменении уровня токов короткого замыкания в измененной схеме по сравнению с невозмущенным режимом.

"**Перегрузки**" - Вывод на экран списка перегруженных линий

"**Ограничение U_{\min} , U_{\max}** " - Вывод на экран списка узлов с нарушенным ограничением допустимого напряжения.

"**Ограничение Q_{gen}** " - Вывод на экран списка узлов с нарушенным ограничением генерации реактивной мощности.

"**Получить схему**" - Вызов программы подготовки новой расчетной схемы.

В верхней и нижней частях экрана расположены **информационные строки** и ряд кнопок.

Нижняя информационная строка содержит имя выбранного мышью объекта схемы.

Верхняя информационная строка содержит имя выделенного мышью объекта схемы.

Назначения кнопок:

"ПАРАМЕТРЫ" - Вывод на экран в отдельное окно параметров выбранного объекта схемы

"СЧЕТ" - Запуск расчета режима.

"ЭКСПЕРТ" - Запуск ЭКСПЕРТА. Кнопка активизируется, если при расчете режима обнаружены перегруженные ветви.

"СОВЕТ" - Просмотр решений ,найденных ЭКСПЕРТОМ. Кнопка активизируется, если решения найдены.

"ПРИЕМ" - Прием или отказ от найденных решений.

"СБРОС" - Сброс программы в исходное(невозмущенное) состояние.

Управление объектами

Управление объектами заключается в нахождении объекта, выбора объекта, получения информации о параметрах объекта, в возможности изменения состояния и (или) параметров объекта.

Общее правило работы с объектами:

1. с помощью мыши находится объект (имя объекта появляется в нижней информационной строке);
2. левой кнопкой мыши выделяется объект (при этом имя объекта появится в верхней информационной строке);
3. возможно получить информацию о параметрах объекта и изменить его состояние и допустимые параметры в пункте меню "Параметры";
4. если объект является узлом (шиной) сети, то при его нахождении (при нажатии правой кнопкой мыши), появится окно с потоками, подсоединенными к данному узлу.

Ниже все описанные операции описаны более подробно.


Перемещение по схеме.


Перемещая курсор внутри навигационного окна и нажимая левую клавишу мыши, можно изменять относительное расположение детального окна. Нажатие правой клавиши мыши в навигационном окне вызывает перемещение

видимой части схемы так, что точка, на которой была нажата правая клавиша, перемещается в центр экрана.

Можно также использовать горизонтальные и вертикальные линейки прокрутки окна детальной схемы.

Выбор объекта схемы.

При попадании курсора в область окна детальной схемы, он принимает вид двух концентрических колец. 

При передвижении курсора и попадании его на какой-либо объект на схеме он превращается в "прицел". 

При попадании курсора на коммутационный аппарат курсор принимает вид "руки с указательным пальцем" 

Совпадение курсора с объектом вызывает появление в нижней информационной строке названия объекта.

Нажатие левой клавиши мыши (при совпадении курсора с объектом) вызывает появление в верхней информационной строке названия выбранного объекта.

Состояние объекта схемы.

Выбрав объект, можно нажать с помощью мыши кнопку "ПАРАМЕТРЫ" в верхней строке экрана. В зависимости от типа выбранного объекта появится окно текущих параметров узла, линии, трансформатора.

Для узла отображается следующая информация (см. рис. 54): напряжение, модуль напряжения (в узле с фиксированным модулем), фаза, P и Q генерации, P и Q нагрузки.

На рисунке напряжение в узле не совпадает с величиной фиксированного модуля, т.к. было нарушено ограничение по реактивной мощности;

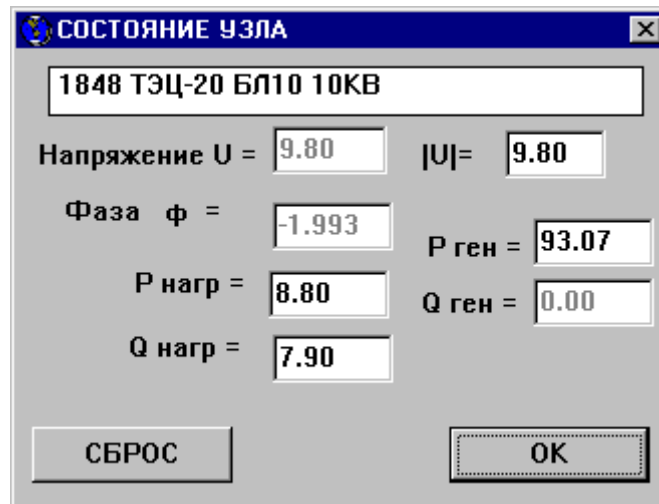


Рис. 54. Окно состояния узла

При нахождении узла, путем нажатия правой кнопки мыши, вызывается окно с потоками, подсоединенными к данному узлу:



Для линии (рис. 55) выдается информация о напряжении, текущем и максимальном токах (при отсутствии ограничения по току, выдаются символы "*****"), состоянии линии (вкл., откл., блокировано изменение), коэффициенте перегруженности линии.

Для трансформаторной ветви (рис. 56) выдается информация о напряжении первичной и вторичной обмотки, текущем и максимальном токах (при отсутствии ограничения по току, выдаются символы "*****"), коэффициенте перегруженности трансформаторной ветви, коэффициенте трансформации, состоянии линии (вкл., откл., блокировано изменение).

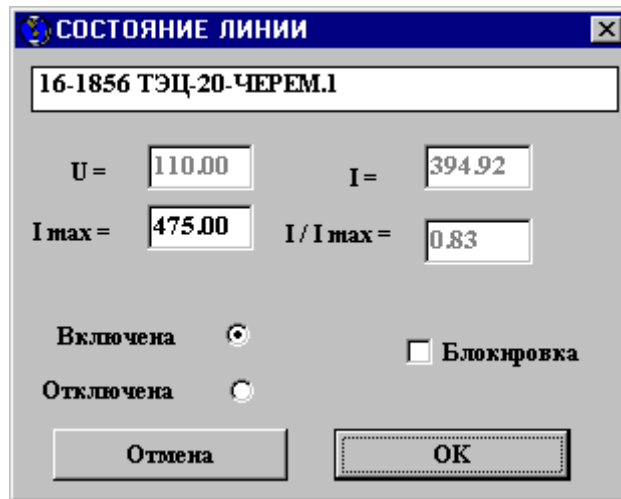


Рис. 55. Окно состояния линии

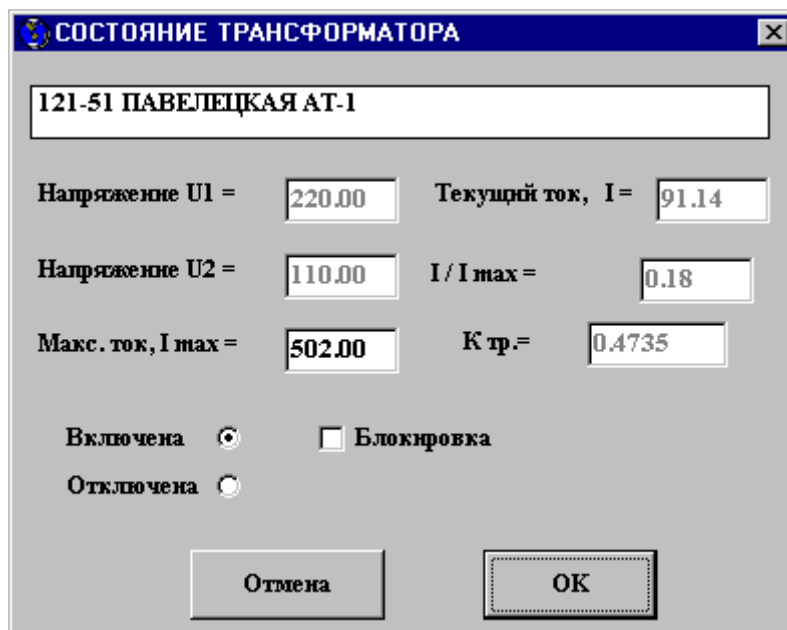


Рис. 56. Окно состояния трансформатора

Изменение состояния и параметров объекта схемы.

Для выбранного узла схемы можно изменить параметры мощности P и Q генератора, мощности P и Q нагрузки, модуль напряжения. Для линии или трансформатора можно изменить состояние (с блокировкой или без нее), максимальный ток, коэффициент трансформации.

При нажатии на кнопку "ОТМЕНА" изменение принято не будет и окно параметров закроется. При нажатии кнопки "ОК" окно закроется, а внесенное изменение отразится на схеме выделением объектов синим цветом.

Изменение состояния ветви (вкл, откл) можно добиться как путем "нащупывания" курсором объекта, нажатием правой мышки, открытием окна "Параметры" и нажатием соответствующей радиокнопки (вкл, откл, заблокировать).

Расчет режима в измененной схеме.

Для того, чтобы рассчитать режим в схеме с внесенными изменениями или без них, необходимо нажать кнопку "СЧЕТ". После окончания расчета (о времени расчета можно судить по окну с секундомером), появляется окно с одним из следующих сообщений:

1. Нет перегрузок. Есть перегрузки. Аварийное завершение расчета.

Если при расчете режима обнаружены перегруженные ветви, то они выделяются на карте красным цветом. По окончании расчета состояние элементов схемы будет соответствовать рассчитанному режиму.

При аварийном завершении расчета схема автоматически возвращается в состояние, предшествующее выполнению расчета. Аварийное завершение расчета возникает, как правило, из-за нарушения связности схемы, причиной которого может являться коммутация, приводящая к появлению изолированного от балансирующего узла куска схемы, в частности, узла.

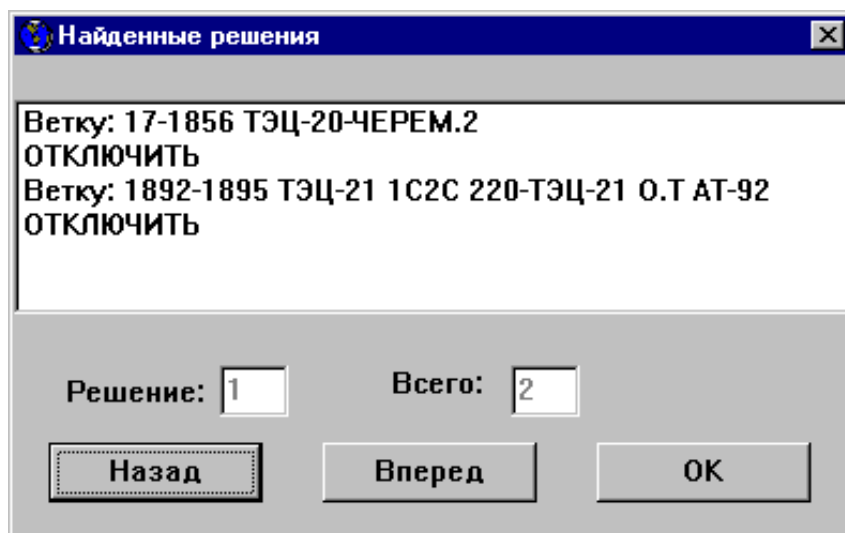
Получение совета "ЭКСПЕРТА".

При наличии перегруженных ветвей можно запросить совет по ликвидации перегрузки, нажав кнопку "ЭКСПЕРТ".

Возможны следующие ситуации: 1. Нет решения. 2. Есть решение.

При отсутствии решения схема автоматически возвращается в состояние, предшествующее выполнению расчета.

Если обнаружено решение, то по окончании работы программы поиска решений станет доступной кнопка "ВЫБОР". При нажатии кнопки "ВЫБОР" открывается окно совета.



При наличии решений в окне совета будут описаны дополнительные изменения к схеме. Кнопками "ВПЕРЕД" и "НАЗАД" можно переходить от одного решения к другому. При выборе конкретного решения нажмите кнопку "ОК". На схеме синим цветом будут выделены исходно измененные объекты, а зеленым - объекты, отключенные (включенные) ЭКСПЕРТОМ. При этом электрические параметры всех объектов схемы соответствуют данному состоянию. В это время новых изменений вносить нельзя. Можно снова нажать кнопку "ВЫБОР" и рассматривать другое решение (если таковое имеется), либо нажатием кнопки "СБРОС" принять совет или вернуться к исходному состоянию.

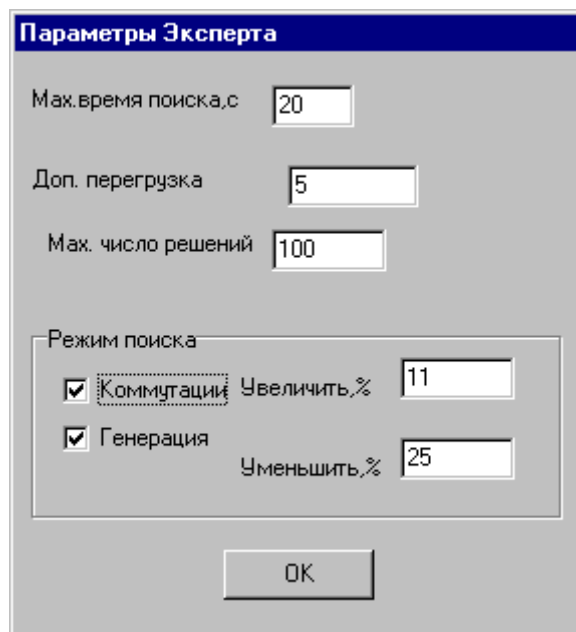
Возможна ситуация, когда решение не нашлось. Это может быть связано с ограничением счетного времени, с точностью, которой должно удовлетворять решение. Положение может быть исправлено корректировкой параметров ЭКСПЕРТА (см. Настройка параметров "ЭКСПЕРТА").

Принятие совета и отказ от советов "ЭКСПЕРТА".

Принятие совета "ЭКСПЕРТА" осуществляется путем нажатия на кнопку "ПРИЕМ" при просмотре выбранного решения. На вопрос "ПРИНЯТЬ СОВЕТ?" можно ответить "ДА". После принятия совета объекты, состояние которых было изменено "ЭКСПЕРТОМ", окрасятся в синий цвет и станут возможно снова изменять состояние объектов схемы. Если ответить "НЕТ", то схема возвращается в состояние, предшествующее выполнению расчета.

Настройка параметров "ЭКСПЕРТА".

Для настройки параметров "ЭКСПЕРТА" выберите в главном меню пункт "ОПЦИИ". При этом открывается окно "ПАРАМЕТРЫ ЭКСПЕРТА", в котором содержатся параметры работы "ЭКСПЕРТА". Эти параметры можно изменять, редактируя соответствующее поле.



Параметры Эксперта	
Мак. время поиска, с	20
Доп. перегрузка	5
Мак. число решений	100
Режим поиска	
<input checked="" type="checkbox"/> Коммутация	Увеличить, % 11
<input checked="" type="checkbox"/> Генерация	Уменьшить, % 25
OK	

Сохранение и восстановление состояния схемы.

При необходимости текущее состояние схемы можно сохранить и восстановить снова. Для этого служат пункт меню "ФАЙЛ" и подпункты "СОХРАНИТЬ" и "ВОССТАНОВИТЬ". Нельзя проводить сохранение или восстановление схемы, если идет просмотр найденных советов. Необходимо либо принять совет или отказаться от советов.

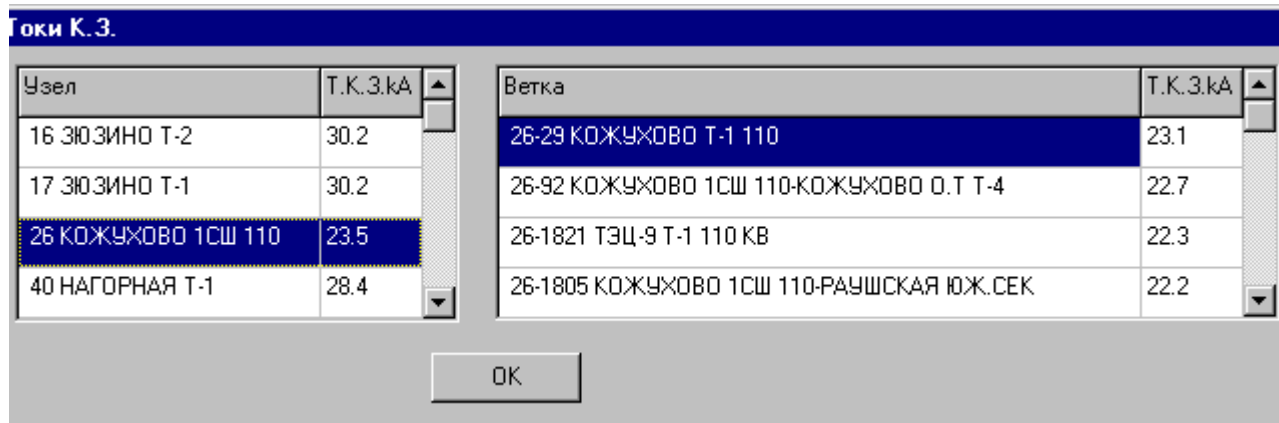
Характеристики режима.

Пользователь может получить данные о следующих характеристиках режима:

- Увеличение токов короткого замыкания;
- Наличие и состав перегрузок;
- Выход напряжения в узлах схемы за заданные пределы;
- Выход генерации реактивной мощности в генераторах схемы за заданные пределы;
- Нарушение числа привязок заданного узла к шинам 220(500)кВ.

Увеличение токов короткого замыкания.

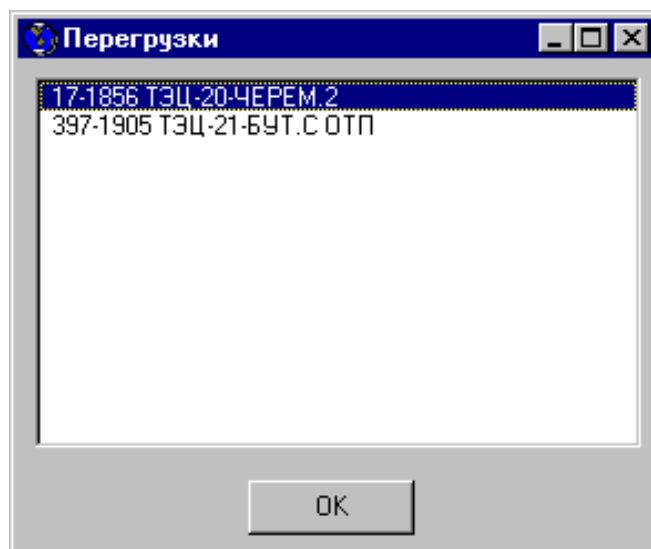
При выборе в главном меню пункта "Токи К.З." открывается окно "Токи К.З.", содержащее имена узлов, в которых уровни токов превышены на 10% и более по сравнению с невозмущенным режимом.



Узел	Т.К.З.кА	Ветка	Т.К.З.кА
16 ЗЮЗИНО Т-2	30.2	26-29 КОЖУХОВО Т-1 110	23.1
17 ЗЮЗИНО Т-1	30.2	26-92 КОЖУХОВО 1СШ 110-КОЖУХОВО О.Т Т-4	22.7
26 КОЖУХОВО 1СШ 110	23.5	26-1821 ТЭЦ-9 Т-1 110 КВ	22.3
40 НАГОРНАЯ Т-1	28.4	26-1805 КОЖУХОВО 1СШ 110-РАУШСКАЯ ЮЖ.СЕК	22.2

Наличие и состав перегрузок.

При выборе в главном меню пункта "Перегрузки" открывается окно "Перегрузки", содержащее имена перегруженных веток.



Ветка
17-1856 ТЭЦ-20-ЧЕРЕМ.2
397-1905 ТЭЦ-21-БУТ.С ОТП

Выход напряжения в узлах схемы за заданные пределы.

При выборе в главном меню пункта "Ограничение U_{\min} , U_{\max} " открывается окно "Нарушение ограничения U_{\min} , U_{\max} ", содержащее имена узлов, в которых произошел выход напряжения за заданные границы.

Ограничения по напряжению		
Узел	Граница	Значение
358 БУТЫРКИ СК1,2 Т5	6.93	7.28
706 БЕЛОМУТ	99.00	97.35
806 ДВОЙНЯ	99.00	92.05
815 МОЖ	99.00	92.37
818 РАДОВИЦЫ	99.00	93.41
1603 КЛЕПИКИ	99.00	91.46

OK

Выход генерации реактивной мощности в генераторах схемы за заданные пределы.

При выборе в главном меню пункта "Ограничение Q_{gen} " открывается окно "Нарушение ограничения Q_{gen} ", содержащее имена узлов, в которых произошел выход генерации реактивной мощности за заданные границы.

Ограничения по Q_{gen}		
Узел	Граница	Значение

OK

Нарушение числа привязок заданного узла схемы к шинам 220(500)кВ.

При выборе в главном меню пункта "М.К.С" открывается окно "М.К.С.", содержащее имена узлов, в которых произошло нарушение числа привязок заданного узла схемы к шинам 220(500)кВ.

Узел	Найдено	Минимум привязок
1885 ТЭЦ-23 1,2С 110	2	3
1894 ТЭЦ-21 2С 10КВ	1	2
1893 ТЭЦ-21 1С10КВ	1	2

OK

▲Назад.

Переход на другую расчетную схему.

Для перехода на другую расчетную схему выберите в главном меню пункт "Получить схему". При этом открывается окно установки даты и времени, в котором необходимо установить нужную дату и выбрать нужное время.

Ноябрь 3, 1998

Пн	Вт	Ср	Чт	Пт	Сб	Вс
						1
2	3	4	5	6	7	8
9	10	11	12	13	14	15
16	17	18	19	20	21	22
23	24	25	26	27	28	29
30						

▲Назад.

Компьютерные системы управления электрической частью энергообъектов

В современных условиях эксплуатации энергосистем возникла необходимость автоматизации их технологического и диспетчерского управления за счет разработки и внедрения компьютерных систем управления электрической частью энергообъектов, а также систем контроля. Автоматизированные электростанции (подстанции) становятся наиболее важным субъектом как для генерации электроэнергии, так и для ее распределения и использования, в рамках промышленных предприятий.

Основной целью для таких заказчиков является беспрерывное, высококачественное и оптимальное по стоимости энергоснабжение. В свете этого была разработана концепция их автоматизации, базирующаяся на распределенной системе для автоматизированных защит, управления и контроля за электростанциями и подстанциями, передающими и распределяющими электроэнергию. Несомненным лидером в данной области является совместное предприятие «АББ Реле-Чебоксары (Автоматизация)» организованное в июле 1994 г. российскими предприятиями АО «ЧЭАЗ», АО «ВНИИР» и международной компанией АБВ.

На сегодняшний день в РАО «ЕЭС России» достаточно широко используются компьютерные системы управления энергообъектами фирмы АБВ⁷, такие как «Система управления MicroSCADA», «Система мониторинга станции SMS 010», «Открытая система управления для электростанций Advant ® Power», «Компактная система управления Freelance 2000»⁸ и ряд других.

Система управления MicroSCADA является членом семейства S.P.I.D.E.R. - концепции АБВ по системам управления энергией в электрических сетях и обеспечивает интеграцию с системами информации,

⁷ 428000, г.Чебоксары, пр. И.Яковлева, 5. Тел.: (8352) 624-504. Факс: (8352) 210-503, E-mail: abb@chtt.ru. Internet: www.abb.ru. Представительство в Москве: 111250, г.Москва, ул.Красноказарменная 12/45, Телефон: (095) 956-05-44. Факс: (095) 956-30-18.

⁸ Компактная система управления Freelance 2000. Hartmann & Braun GmbH & Co. KG Werkstaff-Service, Hoseler Platz 2, D-42579 Heiligenhaus.

регулирования нагрузки, управления подстанциями и защиты сетей. Система формирует базу для малых и больших систем, выполненных под конкретного заказчика, для дистанционного управления энергообъектами и обладает множеством достоинств.

Функции системы MicroSCADA.

Автоматизация ведения оперативной диспетчерской документации установленной формы заключается в автоматизированной подготовке предусмотренного комплекта унифицированных по форме документов (заявок, бланков переключений, разрешений, приказов, уведомлений и т.п.), связанных с оперативным обслуживанием и выполнением работ на электроустановках. Помимо этого предусмотрена автоматизация составления отчетов об аварийных и плановых отключениях в сети; ведение статистики повреждений и отключений оборудования по участкам, подстанциям и фидерам.

Управление топологией электрической сети. Графическое отображение сети реализовано в виде цветной оперативно конфигурируемой и масштабируемой топологической схемы, привязанной к географическим координатам, с возможностью использования в качестве фона географической карты местности, с простым механизмом навигации по сети и панорамированием. Графический пользовательский интерфейс организован с использованием топологической и однолинейной схем сети, однолинейных диаграмм подстанций для управления данными и для контроля за состоянием сети и ее элементов. При этом предусмотрено динамическое окрашивание линий топологической схемы и шин однолинейных схем подстанций по заданным правилам в режимах реального времени и имитационного моделирования с учетом состояния коммутирующих аппаратов и значений параметров режима для упрощения визуального контроля за сетью.

Контроль за состоянием объектов управления, формирование предупреждающих и аварийных сигналов и сообщений, управление событиями и аварийными сигналами.

Выполнение сетевых расчетов в оперативном режиме, включая расчет токораспределения, напряжений, потерь мощности и падения напряжения, токов короткого замыкания (КЗ), и отображение их результатов на различных графических образах сети. Локализация устойчивых повреждений (КЗ) в сети, определение вероятных мест КЗ и отображение их на схеме сети на основе измерений и расчетных данных.

Планирование и тестирование переключений в сети в аварийных ситуациях и в нормальном режиме с проверкой уровня напряжений, ограничений элементов сети по нагреву и работы защит, используя режим моделирования. Изоляция зоны повреждения путем оперативного планирования последовательности переключений на основе использования данных сети и эвристических моделей планирования. Управление оперативно-выездными бригадами (ОВБ) с отслеживанием их местонахождения по схеме сети.

Управление коммутационными аппаратами и возможность управления переключателями и трансформаторами, независимо от используемого устройства управления ячейкой.

Возможность подключения различных дополнительных диспетчерских средств отображения: мозаичных щитов, панелей индикации, проекционных систем и т.д.

Используемая в системе «База данных процесса» (БДП) - это «быстрая» база данных реального времени, содержащая объекты процесса, масштабы и объекты произвольного типа. Связь системы с процессом проходит через объекты процесса. Поведение каждого объекта может быть задано пользователем. Большинство функций БДП базируется на объектах процесса. Объекты процесса - это образы данных от физических устройств процесса, таких как выключатели, разъединители, ключи, реле, определители, датчики, контроллеры и т.п. Устройства подключаются к системе MicroSCADA посредством удаленных терминалов (RTU), реле защиты и терминалов

управления, программируемых логических контроллеров и т.д., которые здесь именуется как устройства процесса с общим именем.

Список событий представляет события процесса в порядке времени. Каждое событие обычно представлено строкой текста события, описывающей событие в процессе.

Список блокировок - суммарная информация по текущей ситуации блокировки, которая подвергается контролю. Каждый блокирующий сигнал представляется заранее определенной текстовой строкой. В дополнение к тексту сигнала, индицируется статус блокировки. Процедура блокировки объекта выполняется путем выбора ее из изображения или путем запроса из базы данных процесса и последовательной активизации выбранного условия блокировки. Также возможна процедура автоматической блокировки. Например, когда станция переводится в локальное положение, все объекты, подключенные к станции, могут быть автоматически заблокированы.

Управление переключателями и трансформаторами независимо от используемого устройства управления ячейкой. Следовательно, система поддерживает не только устройства защиты и управления REC 216, REC 316 и REC 316*4, но и регуляторы напряжения МК30Е и TCS1.10. Диалог для управления ячейкой выбирается при нажатии на соответствующий символ ячейки.

Управление коммутационным оборудованием с рабочего места оператора осуществляется через диалоговые окна управления выключателями. Это диалоговое окно выдается на экран автоматически при выборе элемента для управления. Вызов окна защищается уровнем доступа с целью предотвращения несанкционированного управления. Окно управления связывается также с иерархией управления так, что команда управления этим же объектом не может быть подана с двух различных рабочих мест в одно время. Кроме того, окно управления содержит, помимо ключей 'Отключить выключатель', 'Включить выключатель' и 'Выполнить', другую важную дополнительную информацию, необходимую для операции управления. Это информация о состоянии самого

выключателя (управление выключателем заблокировано, симуляция, неопределенное состояние) и как установлена иерархия управления (местное, в самой системе управления, или дистанционно на верхнем уровне в центре управления сетью).

Тренды могут быть представлены в графическом режиме или в табличном режиме. Эти режимы используют одни и те же данные, но, с другой стороны, они могут использоваться независимо. Графический вид тренда содержит до 10 кривых. Они представляются в Декартовой системе координат, состоящей из горизонтальной оси времени (ось X) и вертикальной оси значений (ось Y).

Возможен скроллинг кривых в обоих направлениях, X и Y, и изменение параметров обеих осей, так же как и параметры масштабирования кривых тренда. Все кривые могут быть временно стерты с экрана.

Осциллограф предназначен для использования при проверке правильной работы устройств РЗА и выключателей и при анализе проблем защиты в электрических сетях.

Осциллограф формирует формы кривых для наблюдаемых объектов как в случае нормальных условий обслуживания, так и при срабатывании устройств РЗА. Таким образом, уставки реле могут базироваться на записанной информации.

Автоматизация оперативных переключений на примере АСУ «Электро» Московской ТЭЦ-27.

Аппаратная часть АСУ «Электро» Московской ТЭЦ-27 реализована с помощью системы управления «MicroSCADA» и строится на высокотехнологичном оборудовании фирмы АВВ.

Программное обеспечение имеет гибкую структуру и совместимо с компьютерами типа IBM PC. Аппаратная часть монтируется в помещении главного щита управления (см. рис. 57).



Рис. 57. Главный щит управления Московской ТЭЦ 27

Рассмотрим функции таких систем и их применение с точки зрения автоматизации оперативных переключений на конкретном примере, любезно предоставленном фирмой АВВ для использования в учебном процессе.

Произошло короткое замыкание на ВЛ 220 кВ

«Бескудниково - ТЭЦ 27».

1. Об аварии начальник смены электроцеха (НСЭ) узнает с помощью регистратора аварийных событий (БАРС).

На дисплее в окне технологических ошибок и в окне РЗА появляются следующие сообщения:

12:59:11 Работа 1ДФЗ (дифференциально-фазной защиты) ВЛ ТЭЦ27-Бескудниково

12:59:11 Работа 2ДФЗ ВЛ ТЭЦ27-Бескудниково

12:59:11 Пуск регистрации БАРС-2

12:59:12 Действие защиты на ЭВ (элегазовый выключатель) ВЛ ТЭЦ27-Бескудниково

12:59:11 Отключен ЭВ ВЛ ТЭЦ27-Бескудниково
12:59:16 Команда вкл. от АПВ ЭВ ВЛ ТЭЦ27-Бескудниково
12:59:16 Включен ЭВ ВЛ ТЭЦ27-Бескудниково
12:59:17 Отключен ЭВ ВЛ ТЭЦ27-Бескудниково

2. Инженер релейной службы просматривает осциллограмму, характеризующую повреждения, определяет вид и место КЗ.



3. Начальник смены станции (НСС) получает команду от диспетчера (ДС) Мосэнерго вывести ВЛ «Бескудниково –ТЭЦ27» в ремонт.

НСС дает распоряжение НСЭ вывести в ремонт ВЛ «Бескудниково – ТЭЦ27».

НСЭ приступает к выполнению распоряжения.

В окне оперативные переключения по ВЛ «Бескудниково» выбирается подходящий типовой бланк, просматривается описание исходной схемы и определяется возможность его применения в данной ситуации (рис. 58).

Список заданий	Исходная схема
Вывод ВЛ в ремонт	1.2. ВЛ 220 кВ «Бескудниково-ТЭЦ 27» отключена действием своих защит линейными выключателями:
Перевод ВЛ на ОВ	ЭВ ВЛ 220 кВ «Бескудниково-ТЭЦ 27» на ТЭЦ 27
Перевод ВЛ на свой ЭВ	МВ ВЛ 220 кВ «Бескудниково-ТЭЦ 27» на ПС «Бескудниково»
Ввод в работу	1.3. Введена 1ДЗШ - 2С КРУЭ 220 кВ: на панели 61 РЩ КРУЭ «1ДЗШ-2С Оперативные цепи» переключатель SA1 - «Ввод 1ДЗШ-2С» установлен в положение «ВВЕД.».
	1.4. Включены рубильники «Нарушение фиксации» 1 ДЗШ-2С КРУЭ 220 кВ: на панели 61 РЩ КРУЭ «1ДЗШ-2С Оперативные цепи» рубильник P2 - «Нарушение фиксации в оперативных цепях» - включен.
	на панели 63 РЩ КРУЭ «1ДЗШ-2С Токовые цепи» рубильник P1 - «Нарушение фиксации в токовых цепях» - включен.
	1.5. Введена 2ДЗШ-2С КРУЭ 220 кВ: на панели 51 РЩ КРУЭ «2ДЗШ-2С Оперативные цепи» переключатель SA1 - «Ввод 2ДЗШ-2С» установлен в положение «ВВЕД.».
	1.6. Включены рубильники «Нарушение фиксации» 2ДЗШ-2С КРУЭ 220 кВ: на панели 51 РЩ КРУЭ «2ДЗШ-2С Оперативные цепи» рубильник P2 - «Нарушение фиксации в оперативных цепях» - включен.
	на панели 53 РЩ КРУЭ «1 ДЗШ-2С Токовые цепи» рубильник P1 - «Нарушение фиксации в токовых цепях» - включен.
	1.7. Введено УРОВ-2С КРУЭ 220 кВ: на панели 58 РЩ КРУЭ «УРОВ 2 секции 1СШ» переключатель SA - «Ввод УРОВ-2С» установлен в положение «ВВЕД.».

Рис. 58. Окно «Оперативные переключения по ВЛ «Бескудниково»

Затем открывается сам бланк, который содержит как бланк переключений, так и программу переключений.

Такая же программа вызывается в окне у ДС Мосэнерго (рис. 59).

Бланк переключений	Программа переключений
1. На ПС «Бескудниково» через ДС МОСЭНЕРГО вывести АПВ ВЛ-220 кВ «Бескудниково-ТЭЦ 27»; снять оперативный ток с МВ ВЛ-220 кВ «Бескудниково-ТЭЦ 27»; проверить отключенное положение МВ ВЛ-220 кВ «Бескудниково-ТЭЦ 27»; отключить ЛР ВЛ-220 кВ «Бескудниково-ТЭЦ 27»; проверить отключенное	На ПС «Бескудниково» 2.1. Вывести АПВ ВЛ-220 кВ «Бескудниково-ТЭЦ 27»; 2.2. Снять оперативный ток с МВ ВЛ-220 кВ «Бескудниково-ТЭЦ 27»; 2.3. Проверить отключенное положение МВ ВЛ-220 кВ «Бескудниково-ТЭЦ 27»; 2.4. Отключить ЛР ВЛ-220 кВ «Бескудниково-

положение ЛР ВЛ-220 кВ «Бескудниково-ТЭЦ 27».	ТЭЦ 27»; 2.5. Проверить отключенное положение ЛР ВЛ-220 кВ «Бескудниково-ТЭЦ 27».
2. На панели 85 РЩ КРУЭ - «Рез. защиты ВЛ-220 кВ «Бескудниково-ТЭЦ 27» переключатель SA2 - «АПВ» установить в положение «ВЫВЕД.».	На ТЭЦ 27 2.6. Вывести АПВ ВЛ-220 кВ «Бескудниково-ТЭЦ 27».
3. На панели 86 РЩ КРУЭ - «Автоматика ЭВ ВЛ - 220 кВ «Бескудниково - ТЭЦ 27» отключить автомат SF1 - «Основной оперативный ток ВЛ-220 кВ «Бескудниково-ТЭЦ 27».	2.7. Снять основной оперативный ток с ЭВ ВЛ-220 кВ «Бескудниково - ТЭЦ 27».
4. В ячейке 12 КРУЭ 220 кВ проверить отключенное положение ЭВ ВЛ-220 кВ «Бескудниково - ТЭЦ 27».	2.8. Проверить отключенное положение ЭВ ВЛ-220 кВ «Бескудниково - ТЭЦ 27».
5. Отключить ЛР ВЛ-220 кВ «Бескудниково - ТЭЦ 27».	2.9. Отключить ЛР ЭВ ВЛ-220 кВ «Бескудниково - ТЭЦ 27».
6. В ячейке 12 КРУЭ 220 кВ проверить отключенное положение ЛР ВЛ-220 кВ «Бескудниково - ТЭЦ 27».	2.10. Проверить отключенное положение ЛР ЭВ ВЛ-220 кВ «Бескудниково - ТЭЦ 27».
7. Проверить отсутствие напряжения на ВЛ-220 кВ «Бескудниково - ТЭЦ 27».	2.11. Проверить отсутствие напряжения на ВЛ-220 кВ «Бескудниково - ТЭЦ 27».
8. Включить ЗН ВЛ-220 кВ «Бескудниково - ТЭЦ 27».	2.12. Включить ЗН ВЛ-220 кВ «Бескудниково - ТЭЦ 27».
9. В ячейке 12 КРУЭ 220 кВ проверить включенное положение ЗН ВЛ-220 кВ «Бескудниково - ТЭЦ 27».	2.13. Проверить включенное положение ЗН ВЛ-220 кВ «Бескудниково - ТЭЦ 27».
10. На ПС «Бескудниково» через ДС МОСЭНЕРГО проверить отсутствие напряжения на ВЛ-220 кВ «Бескудниково - ТЭЦ 27»; включить ЗН ВЛ-220 кВ «Бескудниково - ТЭЦ 27»; проверить включенное положение ЗН ВЛ-220 кВ «Бескудниково - ТЭЦ 27».	На ПС «Бескудниково»: 2.14. Проверить отсутствие напряжения на ВЛ-220 кВ «Бескудниково - ТЭЦ 27». 2.15. Включить ЗН ВЛ-220 кВ «Бескудниково-ТЭЦ 27». 2.16. Проверить включенное положение ЗН ВЛ-220 кВ «Бескудниково - ТЭЦ 27».

Рис. 59. Окно бланка и программы переключений

4. НСС приступает к реализации бланка переключений.

НСЭ через ДС Мосэнерго требует выполнения пункта 1 бланка на ПС Бескудниково. НСЭ получает от ДС Мосэнерго через НСС подтверждение выполнения операций по п.1 бланка.

НСЭ по телефону (рации) зачитывает старшему дежурному электромонтеру (СДЭМ) КРУЭ 2-й пункт бланка «Вывести SA2 – АПВ на п.85». СДЭМ повторяет задание.

НСЭ дает команду на выполнение операции. СДЭМ докладывает НСЭ о выполнении операции.

НСЭ по телефону (рации) зачитывает СДЭМу КРУЭ 3-й пункт бланка «Вывести SF-1 на п.86». СДЭМ повторяет задание.

НСЭ дает команду на выполнение операции. СДЭМ докладывает НСЭ о выполнении операции.

НСЭ зачитывает СДЭМу КРУЭ 4-й пункт бланка «Проверить отключенное положение ЭВ ВЛ Бескудниково в яч.12 КРУЭ-220». СДЭМ повторяет задание.

НСЭ дает команду на выполнение операции. СДЭМ докладывает НСЭ о выполнении операции.

НСЭ зачитывает СДЭМу КРУЭ 5-й пункт бланка «Отключить ЛР ВЛ-220 кВ Бескудниково - ТЭЦ27». *Отключение линейного разъединителя, оборудованного электроприводом, осуществляет с компьютера сам НСС.*

НСЭ зачитывает СДЭМу КРУЭ 6-й пункт бланка «Проверить отключенное положение ЛР ВЛ Бескудниково – ТЭЦ27 в яч.12 КРУЭ-220 кВ». СДЭМ повторяет задание.

НСЭ дает команду на выполнение операции. СДЭМ докладывает НСЭ о выполнении операции.

НСЭ зачитывает СДЭМу КРУЭ 7-й пункт бланка «Проверить отсутствие напряжения на ВЛ Бескудниково – ТЭЦ27». СДЭМ повторяет задание.

НСЭ дает команду на выполнение операции. СДЭМ докладывает НСЭ о выполнении операции.

НСЭ зачитывает СДЭМу КРУЭ 8-й пункт бланка «Включить заземляющие ножи ВЛ-220 кВ Бескудниково – ТЭЦ27». *Включение ЗН ВЛ-220 кВ, оборудованных электроприводом, осуществляет с компьютера сам НСС.*

НСЭ зачитывает СДЭМу КРУЭ 9-й пункт бланка «Проверить включенное положение ЗН ВЛ Бескудниково – ТЭЦ27 в яч.12 КРУЭ-220 кВ». СДЭМ повторяет задание.

НСЭ дает команду на выполнение операции. СДЭМ докладывает НСЭ о выполнении операции.

НСЭ через ДС Мосэнерго требует выполнения п.10 бланка на ПС Бескудниково. НСЭ получает от ДС Мосэнерго через НСС подтверждение выполнения операций по п.10 бланка.

НСЭ докладывает ДС Мосэнерго об окончании переключений.

ДС Мосэнерго требует установить переносное заземление на ВЛ «Бескудниково – ТЭЦ27».

НСЭ дает команду СДЭМу и ДЭМу установить переносное заземление на спуски ВЛ «Бескудниково – ТЭЦ27». СДЭМ докладывает НСЭ о выполнении операции.

НСЭ докладывает ДС Мосэнерго об установлении переносного заземления.

Таким образом, за счет управления с помощью компьютера, процесс оперативных переключений практически полностью автоматизирован, поскольку в функции СДЭМ входит только проверка на месте положения коммутационных аппаратов и операции в цепях вторичной коммутации.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В пособии рассмотрены наиболее характерные вопросы деятельности оперативно-диспетчерского персонала энергопредприятия (энергообъединения) при организации и проведении оперативных переключений: последовательность основных операций и действий при переключениях на подстанциях с типовыми электрическими схемами, использование типовых решений и типовых бланков, противоаварийные тренировки и работа на тренажерах.

Основные положения, изложенные в данной работе, могут быть использованы при обучении и переподготовке оперативно-диспетчерского персонала в учебно-курсовых комбинатах и при повышении их квалификации.

Данное пособие, в первую очередь, ориентирована на студентов, получающих подготовку по направлению «Электроэнергетика и электротехника».

В пособии широко подобран материал, изложенный ведущими специалистами в данной области (такими как Я.А. Цирель, А.А. Филатов и др.) и приведен перечень литературных источников рекомендуемых для более глубокого изучения отдельных рассмотренных вопросов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

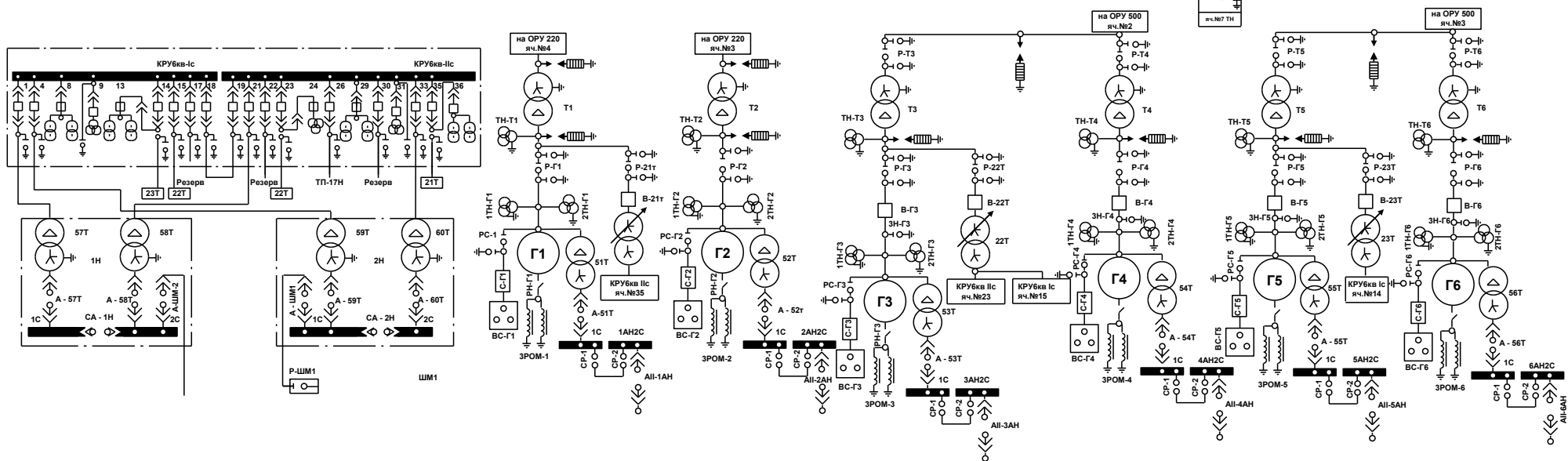
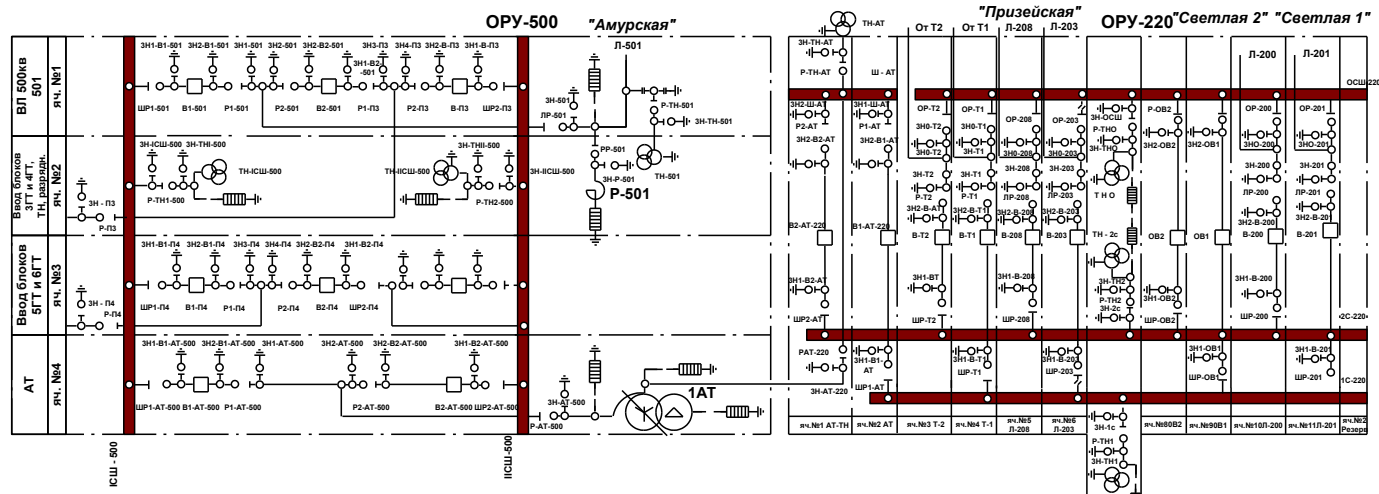
1. Ломов В.Ф. Методологические и теоретические проблемы психологии.-М.: Наука, 1984.
2. Маркушевич, Н. С. Автоматизированная система диспетчерского управления: из опыта Латв.энергосистемы / Н. С. Маркушевич. - М. : Энергоатомиздат, 1986. - 136 с. : ил.
3. Никифоров Г.С. Самоконтроль как механизм надежности человека - оператора.- Л.: ЛГУ, 1977.
4. Психологические особенности деятельности диспетчеров энергосис-тем. Методическая разработка.- М.: Всесоюзный институт повышения квалификации руководящих работников и специалистов. Кафедра строительных конструкций энергетических сооружений, 1985.
5. Очерки психологии труда оператора / Под ред. Е.А. Милеряна.- М.: Наука, 1974.
6. Теория и практика аутогенной тренировки. 2-е изд., перераб. и доп.- Л.: Медицина, 1980.
7. Цирель Я.А. Оперативные переключения как этап стандартного цикла оперативного управления. Основные определения и стандартные термины. Учебное пособие. ч.1. Изд. Петербургского энергетического института повышения квалификации руководящих работников и специалистов Минтопэнерго, 1995.
8. Цирель Я.А. Использование дедуктивного метода при разработке программ обучения оперативного персонала. - Электрические станции, 1991, №4.
9. Инструкция по переключениям в электроустановках. СО153-34.20.505-2003. Москва. «Издательство НЦ ЭНАС». 2004.
10. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации / Минэнерго РФ, 2003.
11. Филатов А.А. Обслуживание электрических подстанций оперативным персоналом.- М.: Энергоатомиздат, 1990.
12. Цирель Я.А. Особенности оперативных переключений по отключению и включению электрических цепей. Учебное пособие. ч.2. Изд. Петербургского энергетического института повышения квалификации руководящих работников и специалистов Минтопэнерго, 1995.
13. Инструкции по монтажу и эксплуатации дутьевых приставок к отделителям и разъединителям 35-220 кВ горизонтально-поворотного типа. БТИ ОРГРЭС.: М. Энергия, 1966.
14. РД 153-34.0-20.561-2002. Типовая инструкция по предотвращению и ликвидации аварий в электрической части энергосистем.
15. Цирель Я.А. Составление оперативного бланка (программы) производства переключений. Учебное пособие. - Санкт-Петербург, 1995.

16. Цирель Я.А. Загрузка оперативно-диспетчерского персонала энергосистем оперативными переключениями и характерные ошибки при переключениях. Учебное пособие. - Санкт-Петербург, 1995.
17. Мурашко Н.В. Новое издание норм технологического проектирования подстанций. – Электрические станции, №3, 1992.
18. РАО “ЕЭС России”. Департамент генеральной инспекции по эксплуатации электростанций и сетей / Аварийность в электроэнергетике / информационный бюллетень № 12-94. – М.: СПО ОРГРЭС, 1994.
19. Клушин Ю.А. и др. Некоторые рекомендации по построению модели энергоблока, закладываемые в тепловые электростанции. – Тепловые станции, 1976, №6.
20. М.П. Лобанов, В.П. Скакун, Б.А. Наumenко. Оперативные переключения в схемах электрических соединений электростанций и подстанций. Методические указания к лабораторным занятиям. – Владивосток. ДВПИ, 1988.
21. Скляр, О. К. Волоконно-оптические сети и системы связи [Текст] : учеб.пособие /О. К. Скляр. - 2-е изд., стер. - СПб. : Лань, 2010. - 272 с. : ил. - (Учебники для вузов. Спец. лит.). - Библиогр. : с. 254.
22. Пуговкин, А.В. Телекоммуникационные системы [Электронный ресурс] : учеб. пособие:А.В. Пуговкин. – Томск: Томский государственный университет систем управления и радиоэлектроники, 2007.-215с. – (ЭБС ун. Б-ка online)
23. Рачков, М. Ю. Технические средства автоматизации [Текст] : учеб. : рек. УМО / М.Ю. Рачков. - 2-е изд., стер. - М. : Изд-во Моск. индустриального ун-та, 2009. - 186 с. : рис., табл. - Библиогр. : с. 178 . - Предм. указ. : с. 180 .
24. Курицын, С. А. Телекоммуникационные технологии и системы [Текст] : учеб.пособие / С. А. Курицын. - М. : Академия, 2008. - 300 с. - (Высшее проф. образование. Радиотехника).
25. Калентионок, Е. В. Оперативное управление в энергосистемах [Текст] : учеб.пособие / Е. В. Калентионок, В. Г. Прокопенко, В. Т. Федин ; под ред. В. Т. Федина. - Минск : Вышэйш. шк., 2007. - 351 с. : рис. - Библиогр.: с. 347 .
26. Шандров, Б. В. Технические средства автоматизации [Текст] : учеб.: рек. Мин. обр. РФ / Б. В. Шандров, А. Д. Чудаков. - М.: Академия, 2007. - 362 с.: рис. - (Высшее проф. образование. Автоматизация и управление). - Библиогр. : с. 358 .
27. Справочник по проектированию систем передачи информации в энергетике [Текст] / С. С. Агафонов, Б. А. Жучков, И. И. Цитвер; под ред. В. Х Ишкиной. - 2-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1991. - 264 с.
28. Митюшкин, К. Г. Телеконтроль и телеуправление в энергосистемах [Текст] : учеб.пособие / К. Г. Митюшкин. - М. : Энергоатомиздат, 1990. - 288 с. - Предм. указ.: с. 281.
29. Бурденков, Г. В. Автоматика, телемеханика и передача данных в энергосистемах [Текст]: учеб. / Г. В. Бурденков, А. И. Мальшев, Я. В. Лурье. - 2-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1988. - 336 с.

30. СТО 59012820.29.020.005-2011. Стандарт организации. Правила переключений в электроустановках. ОАО «Системный оператор единой энергетической системы». Регистрационный номер (обозначение) 25.10.2011.
31. СТО 17330282.29.240.004-2008. Стандарт организации. Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем. ОАО РАО "ЕЭС РОССИИ"
32. Инструкция по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима в Электрическом Кольце энергосистем Беларуси, Россия, Эстония, Латвия, Литва (БРЭЛЛ). 21 мая 2009 г. http://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/international/icdevelopment/BRELL/regulations_BRELL/instructions_prevent_accidents_brell.pdf.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1.
ТИПОВЫЕ БЛАНКИ ПЕРЕКЛЮЧЕНИЙ

ЗЕЙСКАЯ ГЭС



ЗАДАНИЕ: Ввести в работу 1ГТ с последующим включением в сеть

1. Отключить ЗН1-В-Г1, проверить отключ. положение.
2. Отключить ЗН2-В-Г1, проверить отключ. положение.
3. Отключить ЗН-Т1, проверить отключ. положение.
4. Отключить ЗН1-ГТ1, проверить отключ. положение.
5. Отключить ЗН-Г1, проверить отключ. положение.
6. Отключить ЗН1-21Т, проверить отключ. положение.
7. Отключить ЗН2-21Т яч.35 КРУ 2с.
8. Отключить ЗНС-Г1, проверить отключ. положение.
9. Проверить отключ. положение ВС-Г1.
10. Включить РС-Г1, проверить включ. положение.
11. Замерить сопротивление изоляции на Г-1.
12. Включить РН-Г1, проверить включ. положение.
13. Подключить заземление нейтралей 1ТН-Г1, 2ТН-Г1, ТН-Т1.
14. Включить автоматы и рубильники 1ТН-Г1, 2ТН-Г1, ТН-Т1.
15. Включить автоматы:
 - 1АВ, 2АВ " Оперативный ток" п.2Р4.
 - 21АВ " Управление агрегатом" 1М1.
 - 22АВ " Гидромехзащиты" п.1М2.
 - 50АВ " Цепи возбуждения" п.В-5.
 - 11АВ " Оперативный ток В-21Т" п.1Р6.
 - АВ " Оперативный ток эл.торможения" п.1М6.
16. Ввести накладки :
 - 12Н" Пуск УРОВ от защит ГТ-1" п.2Р7.
 - 11Н" Отключение В-Т1 от ДЗШ" п.2Р10.
 - 6Н" Отключение В-Т1 при пуске УРОВ от ДЗШ" п.2Р7.
17. Вставить блок 4БИ " Токовые цепи В-Г1" п.2Р9.
18. Проверить введенное положение защит блока согласно карт положения накладок.
19. Включить Р-Г1, проверить включ. положение.
20. Проверить отключ. положение В-Т1.
21. Осмотреть колонки ШР-Т1.
22. Включить ШР-Т1, проверить включ. положение.
23. Осмотреть колонки Р-Т1.
24. Включить Р-Т1, проверить вкл. положение.
25. Проверить отключенное положение В-21Т.
26. Включить Р-21Т, проверить вкл. положение.
27. Включить тумблер ВА-14 на панели автоматике ПЖТ.
28. Вкатить и включить А-51Т, проверить вкл. положение.
29. Ввести действие ПА на Г-1,
 - а) ввести 11Н "цепи включения ВТ-Г1" п.1Р19.
 - б) ОГ по режиму работы станции.
30. Вкатить в рабочее положение ТН-21Т ЯЧ.36 КРУ-6кВ. 2с.
31. Включить АВ ТН-21Т ЯЧ.36 КРУ-6кВ. 2с.
32. Вкатить в рабочее положение В2-21Т ЯЧ.35 КРУ-6кВ. 2с.
33. Включить 1АВ, 2АВ "цепи управления и защит В2-21Т".
34. Вывести АВР 2секции КРУ-6кВ. ключом 2ПБ п.1Р8.
35. Включить В-21Т, проверить вкл. положение.
36. Отключить В1-22Т, включить В2-21Т.
37. Перевести накладку 2Н2 "вывод ТСН 2с. из схемы АВР" п.1Р8. в положение "нормальный режим".
38. Ввести АВР 2с. ключом 2ПБ п.1Р8.
39. Ввести накладку 1Н п.1Р11.
40. Ключ SA-6 перевести в положение "Работа" п.3Р73

**ЗАДАНИЕ: Перевести Л-208 на ОВ-1 с выводом в ремонт В-208
(ОВ-2 включен и ОСШ под напряжением).**

1. Отключить ОВ-2.
2. Вывести накладки: 1Н "ДЗШ ОСШ" п.2Р31. 16Н "Отключение Р-ТНО" п.2Р31.
3. Вынуть блок 4БИ "Токовые цепи ДЗШ ОСШ" п.2Р31.
4. Вставить блок 3БИ "Токовые цепи ЭПЗ" п.2Р31.
5. Вынуть блок 7БИ "Токовые цепи присоединения" п.2Р31.
6. Вставить блок 8БИ "Токов. цепи ДФЗ-201 Л-208" п.2Р31.
7. Перевести накладку 13НЗ "Цепь обмоток реле ускорения" в положение "ОВ-1" п.2Р32.
8. Вывести накладку 5Н "Отключение ОВ-1" п.2Р27.
9. Вынуть блоки 13,14БИ "Токов.цепи измерений ОВ1" п.2Р29
10. Вынуть блок 5БИ "Токовые цепи ОВ-1" п.3Р38.
11. Проверить введенное положение защит ОВ в соответствии с картой п накладок и блоков п.2Р32
12. Проверить отключенное положение ОВ-1 , ОВ-2.
13. Осмотреть колонки ОР-208.
14. Включить ОР-208.
15. Осмотреть колонки Р-ТНО.
16. Включить Р-ТНО.
17. Включить ОВ-1.
18. Отключить В-208.
19. Накладки 1Н,2Н,3Н выставить в режим "Л-208 через ОВ " п.2Р26
20. Вывести накладки:
 - 3Н "Пуск УРОВ при работе через В-208" п.2Р24.
 - 4Н "Отключение Л-208" п.2Р24. 5Н "Пуск ПА" п.2Р24.
21. Вынуть блоки:
 - 6БИ "Токовые цепи Л-208" п.2Р24.
 - 7БИ "Оперативные цепи, цепи отключения Л-208" п.2Р24.
 - 8БИ "Оперативные цепи, цепи пуска УРОВ" п.2Р24.
22. Вставить блоки:
 - 10БИ "Токовые цепи ОВ-2 (ОВ-1)" п.2Р24.
 - 11БИ "Оператив. цепи, цепи напряж., цепи отключ. ОВ-2 (ОВ-1)" п.2Р24
 - 12БИ "Оператив. цепи, пуск УРОВ при работе через ОВ-2 (ОВ-1)" п.2Р24
23. Вывести накладку 9Н "Останов в/ч передатчика Л-208" п.2Р8.
24. Ввести накладки:
 - 5Н "Останов в/ч передатчика Л-208" п.2Р31.
 - 10Н "Останов в/ч передатчика Л-208 при работе через ОВ" п.2Р8.
25. Произвести обмен в/ч сигналами для проверки ДФЗ с п/ст "Призейская через ДС.
26. Ввести накладки:
 - 2Н "Отключение ОВ" п.2Р24.
 - 4Н "Отключение Л-208" п.2Р24.
 - 5Н "Пуск ПА" п.2Р24.
27. По распоряжению ДС ввести АПВ на ОВ-1 п.2Р28.
28. Проверить отключенное положение В-208.
29. Осмотреть колонки ЛР-208.
30. Отключить ЛР-208.
31. Осмотреть колонки ШР-208.
32. Отключить ШР-208.
33. Проверить отсутствие напряжения на В-208.
34. Включить 3Н1-В-208.
35. Включить 3Н2-В-208.
36. Вывести накладки: 13Н "Пуск УРОВ от защит Л-208" п.2Р8, 12Н "Отключение В-208 от ДЗШ" п.2Р12
37. Вынуть блоки: 3БИ "Токовые цепи В-208" п.2Р11, 13БИ, 14БИ "Токовые цепи измерения" п.2Р21.
38. Вывести защиты Л-208 в соответствии с картой положения накладок и блоков п.2Р23.
39. Вывести накладку 1Н "АПВ" п.2Р22.
40. Отключить 1АВ, 2АВ "Оперативный ток" п.2Р22.
41. Отключить рубильники сигнализации 1ВР-3ВР п.2Р21.
42. Ключ SA-4 перевести в положение "Ремонт" п.3Р73 (в этом случае ввод присоединений в ПА производит персонал ЦТАиС-группа АСУ ПА)

ТИПОВОЙ БЛАНК ПЕРЕКЛЮЧЕНИЙ № 35/56

ЗАДАНИЕ: Вывести в ремонт Л-501 (при нормальной схеме ОРУ-500).

1. Вывести накладки:
1Н - 1команда "Откл. 3 фаз с запретом ТАПВ", 3Н - 3команда "Откл. 3 фаз с пуском УТАПВ" п.3Р47
4Н - 4команда "Откл. через избиратели ОАПВ" п.3Р47, 5Н - 5команда "ПО-7 ТА-100" п.3Р47.
6Н - 6команда "ПО-9 ТА-100" п.3Р47, 7Н - 7команда "ОГ-3" п.3Р47, 8Н - 8команда "ОГ-2" п.3Р47.
9Н - 9команда "ОГ-1" п.3Р47, 10Н - 10команда "ПО-6 ТА-100" п.3Р47, 11Н - 11команда "ЭТ-2" п.3Р47.
12Н - 12команда "ПО-5 ТА-100" п.3Р47, 13Н - 13команда "ПО-10 ТА-100" п.3Р47.
14Н - 14команда "Откл. Л-501 на п/с "Амурская" п.3Р47, 4Н - "Отключение со стороны ЗГЭС" п.3Р35.
2. Вывести накладки НЗ-2 "ОАПВ В1-501" п.3Р15 и НЗ-3 "ОАПВ В2-501" п.3Р15.
3. Отключить В1-501, проверить отключ. положение.
4. Отключить В2-501, проверить отключ. положение.
5. Отключить рубильники ЗР "Оперативный ток осцилл. Л-501" п.3Р10.
6. Осмотреть колонки ЛР-501.
7. Отключить ЛР-501, проверить отключ. положение.
8. Проверить отсутствие напряжения на Л-501.
9. Осмотреть колонки РР-501.
9. Отключить РР-501, проверить отключ. положение.
10. Отключить автоматы и рубильники в шкафу ТН-501.
11. Отключить Р-ТН-501, проверить отключ. положение.
12. Проверить отсутствие напряжения на Л-501.
13. Включить ЗН-501 фаза "А", затем фаза "В" и фаза "С".
14. Поставить ключ ПР в положение "Ремонт" п.3Р17.
15. Поставить ключ ПР в положение "Ремонт" п.3Р19.
16. Вывести накладки: 1Н "Откл. 3 фаз через ОАПВ" п.3Р35, 2Н "Откл. от резервных защит" п.3Р35.
3Н "Отключение при ускорении защит" п.3Р35; 4Н, 15Н и 20НЗ "Пуск УРОВ" п.3Р12, 3Р13 и 3Р15

ТИПОВОЙ БЛАНК ПЕРЕКЛЮЧЕНИЙ №37/56

ЗАДАНИЕ: Вывести в ремонт АТ. (Схема ОРУ 220, 500 нормальная).

1. Согласовать с ДС вопрос о ремонтном режиме согласно инструкции ремонтных режимов.
2. Ввести накладки: 8Н "Отключение ОВ-1 при пуске УРОВ от ДЗШ" п.2Р8.
8Н "Отключение ОВ-2 при пуске УРОВ от ДЗШ" п.2Р7.
3. Осмотреть колонки Р-ТНО.
4. Включить Р-ТНО, проверить включ. положение.
5. Включить ОВ-1. проверить включ. положение.
6. Отключить В1-АТ-220.
7. Отключить В2-АТ-220.
8. Отключить В1-АТ-500.
9. Отключить В2-АТ-500.
10. Осмотреть отключ. положение выключателей.
11. Осмотреть колонки Р-ТН-АТ, отключить Р-ТН-АТ, проверить отключ. положение.
12. Отключить автоматы и рубильники в шкафу ТН-АТ.
13. Осмотреть колонки Р-АТ-220, отключить Р-АТ-220, проверить отключ. положение.
14. Отключить Р-АТ-500, проверить отключ. положение.
15. Проверить отсутствие напряжения на АТ.
16. Включить ЗН-АТ-500 фаза "А".
17. Включить ЗН-АТ-500 фаза "В".
18. Включить ЗН-АТ-500 фаза "С".
19. Включить ЗН-АТ-220. проверить включ. положение.
20. Вывести накладки: 16Н "Пуск УРОВ от защит АТ" п.2Р7, 16Н "Пуск УРОВ от защит АТ" п.2Р8.
2Н "Отключ. выключ. Ис-500 п.3Р3 (Левая бок.), 2Н "Отключ. выключ. Ис-500 п.3Р3 (Правая бок.)
36Н "Отключение АТ от потери охлаждения" п.2Р39
21. Отключить АВ "Оперативный ток защиты" п.2Р39.
22. Отключить рубильники сигнализации 1ВР-3ВР. п.2Р34.
23. Отключить и выкатить автоматы охлаждения АТ в ТП-8Н яч.7, в ТП-9Н яч.15.
24. Ключи SA-12,13,14,15 перевести в положение "Ремонт" п.3Р73

П Е Р Е Ч Е Н Ь
типовых бланков переключений
ПС “Новокиевка”

1. Переход с СВ-220 на ремонтную перемычку
2. Переход с ремонтной перемычки на СВ-220
3. Вывод в ремонт 1с-220
4. Ввод в работу 1с-220
5. Вывод в ремонт 2с-220
6. Ввод в работу 2с-220
7. Вывод в ремонт трансформатора Т-2
8. Ввод в работу трансформатора Т-2
9. Вывод в ремонт трансформатора Т-1
10. Ввод в работу трансформатора Т-1

П Е Р Е Ч Е Н Ь
разъединителей, которыми разрешается отключать
ток холостого хода линий и трансформаторов

Линии 35 кВ
Мазановский РЭС

ЛР- л 35 Новокиевка-Белоярово
ЛР- л 35 Белоярово-Красноярово
ЛР- л 35 Красноярово-Желтоярово
ЛР- л 35 Красноярово-Арга
ЛР- л 35 Новокиевка-Мазаново
ЛР- л 35 Сапроново-Маргаритовка
ЛР- л 35 Сапроново-Державинка

Трансформаторы
Мазановский РЭС

ПС Новокиевка
ТР-220 Т-2 0,75 А
ПС Маргаритовка
ТР-35 Т-1 0,26 А
ПС Угловая
ТР-35 Т-1 0,24 А
ТР-35 Т-2 0,15 А
ПС Красноярово
ТР-35 Т-1 0,67 А
ТР-35 Т-2 0,85 А
ПС Сапроново
ТР-35 Т-1 0,68 А
ТР-35 Т-2 0,68 А
ПС Белоярово
ТР-35 Т-1 0,6 А
ТР-35 Т-2 0,6 А
ПС Мазаново
ТР-35 Т-1 1,56 А

ТИПОВОЙ БЛАНК ПЕРЕКЛЮЧЕНИЙ № 1

ЗАДАНИЕ: переход с СВ-220 на ремонтную перемычку

Исходная схема: включено СВ-220, СР-220 1с, СР-220 2с, ПРЛ-220 Февр.
отключено ПРЛ-220 Амур.

1,2,3,4,5 пункты выполняются по команде диспетчера.

1. На ПС Амурская на ВЛ-220 Н-К ввести оперативное ускорение 2-й зоны ДЗ и 3-й ступени НЗНП на п.58 накладками 1НЗ,5НЗ.
2. На ПС Амурская на п.59 вывести ДФЗ ВЛ-220-Н-К накладками 3Н,5Н.
3. На ПС Февральская на ВЛ-220 Н-К ввести оперативное ускорение 2-й зоны ДЗ и 3-й ступени НЗНП на п. 55Р накладками Н1,Н5.
4. На ПС Февральск вывести ДФЗ ВЛ-220 Н-К на п.56Р накладками НЗ,Н5.
5. На ПС Н-К на п.10Р и 15Р по команде диспетчера с обеих сторон одновременно на Л-220 "АМУР" и Л-220 "ФЕВР." вывести накладки НЗ - ДФЗ-201.
6. На п.1У снять предохранители ПР "опер.ток СВ-220"
7. Проверить включенное положение СВ-220
8. Осмотреть оси ПРЛ-220 "АМУР"
9. Включить ПРЛ-220 "АМУР"
10. На п.1У вставить предохранители ПР "опер.ток СВ-220"
11. Отключить св-220
12. Проверить отключенное положение СВ-220
13. Осмотреть оси СР-220 1с
14. Отключить СР-220 1с
15. Осмотреть оси СР-220 2с
16. Отключить СР-220 2с

ТИПОВОЙ БЛАНК ПЕРЕКЛЮЧЕНИЙ № 2

ЗАДАНИЕ: переход с ремонтной перемычки на СВ-220

Исходная схема: включено ПРЛ-220 Амур, ПРЛ-220 Февр.
отключено СВ-220, СР-220 1с, СР-220 2с

1. Осмотреть оси СР-220 2с
2. Включить СР-220 2с
3. Проверить отключенное положение СВ-220
4. Осмотреть оси СР-220 1с
5. Включить СР-220 1с
6. Включить СВ-220
7. На п.1У снять предохранители ПР "опер.ток СВ-220"
8. Проверить включенное положение СВ-220
9. Осмотреть оси ПРЛ-220 "АМУР"
10. Отключить ПРЛ-220 "АМУР"
11. На п.1У вставить предохранители ПР "опер.ток СВ-220"
12. На п.10Р и 15Р произвести обмен сигналами ДФЗ-201 с ПС ФЕВР и ПС АМУР
13. На п.10Р и 15Р по команде диспетчера с обеих сторон одновременно Л-220 "АМУР" и Л-220 "ФЕВР" ввести накладки НЗ - ДФЗ-201.

14,15,16,17 пункты выполняются по команде диспетчера.

14. На ПС Амурская ввести ДФЗ ВЛ-220 Н-К накладками 3Н, 5Н на п.59.
15. На ПС Февральск ввести ДФЗ ВЛ-220 Н-К накладками НЗ, Н5 на п.56Р.
16. На ПС Амурская вывести оперативное ускорение 2-й зоны ДЗ и 3-й ступени НЗНП на п.58 накладками 1НЗ, 5НЗ - вертикально.
17. На ПС Февральск вывести оперативное ускорение 2-й зоны ДЗ и 3-й ступени НЗНП на п.55Р накладками: 1Н-вертикально, 5Н-вправо.

ТИПОВОЙ БЛАНК ПЕРЕКЛЮЧЕНИЙ № 3

ЗАДАНИЕ: вывод в ремонт 1с-220 и ТН1-220

Исходная схема: включено Т-2, ТН2-220, ТН1-220, СВ-220, СР-220 1с, СР-220 2с, ПРЛ-220 Февр.
отключено: Т-1, ПРЛ-220 Амур.

1,2,3,4,5 пункты выполняются по команде диспетчера.

1. На ПС Амурская на ВЛ-220 Н-К ввести оперативное ускорение 2-й зоны ДЗ и 3-й ступени НЗНП на п.58 накладками 1НЗ, 5НЗ.
2. На ПС Амурская на панели 59 вывести дифференциально-фазную защиту ВЛ-220-Н-К накладками 3Н,5 Н.
3. На ПС Февральская на ВЛ-220 Н-К ввести оперативное ускорение 2-й зоны ДЗ и 3-й ступени НЗНП на п. 55Р накладками Н1,Н5.
4. На ПС Февральск вывести ДФЗ ВЛ-220 Н-К на п. 56 Р накладками НЗ, Н5.
5. На ПС Н-К на п.10Р и 15Р по команде диспетчера с обеих сторон одновременно на Л-220 "АМУР" и Л-220 "ФЕВР." Вывести накладки НЗ - ДФЗ-201.
6. На п.1У снять предохранители ПР "опер.ток СВ-220"
7. Проверить включенное положение СВ-220
8. Осмотреть оси ПРЛ-220 "АМУР"
9. Включить ПРЛ-220 "АМУР"
10. На п.1У вставить предохранители ПР "опер.ток СВ-220"
11. Отключить СВ-220
12. Проверить отключенное положение СВ-220
13. Осмотреть оси СР-220 1с
14. Отключить СР-220 1с
15. На п.16 Февральск вывести накладки: Н4 - 1 и 2 зона дистанционной защиты, Н8 - 3 зона ДЗ.
16. На п.8 проверить наличие напряжения от ТН2-220 и переключатели цепей напряжения -"звезда" и "разомкнутый треугольник" ТН1-220 установить в положение "резерв"
17. На п.16 Февр.вывести накладки: Н4 - 1 и 2 зона дистанционной защиты, Н8 - 3 зона ДЗ.
18. В шкафу 0,1 ТН1-220 отключить автоматы и рубильники
19. Проверить отключенное положение В-220 Т-1
20. Осмотреть оси ШР-220 т-1
21. Отключить ШР-220 Т-1
22. Осмотреть оси ЛР Л-220 "ФЕВР"
23. Отключить ЛР Л-220 "ФЕВР"
24. Проверить отсутствие напряжения на 1с-220
25. Включить 3Н ШР-220 Т-1
26. Режим АПВ на Л-220 ФЕВРАЛЬСК-НОВОКИЕВКА-АМУРСКАЯ вводится по команде диспетчера ЦДС.

ТИПОВОЙ БЛАНК ПЕРЕКЛЮЧЕНИЙ № 9

ЗАДАНИЕ: вывод в ремонт Т-1

Исходная схема: в работе Т-1, ДГК-35, в резерве Т-2, В-35Р

Включены: В-220Т-1, В-35Т-1, В-10Т-1, РО-35Т-1,

Отключены: В-220Т-2, В-35Т-2, В-10Т-2, В-35Р, РО-35Т-2

1. Включить В-220Т-2
2. Включить В-35Т-2
3. Включить В-10Т-2
4. Включить В-35Р
5. Убедиться в отсутствии "земли" в сети 35кв
6. Осмотреть оси РО-35Т-1
7. Отключить РО-35Т-1
8. Осмотреть оси РО-35Т-2
9. Включить РО-35Т-2
10. Отключить В-10Т-1
11. Отключить В-35Т-1
12. Отключить В-220Т-1
13. Проверить отключенное положение В-220Т-1
14. Осмотреть оси ТР-220Т-1
15. Отключить ТР-220Т-1
16. Проверить отключенное положение В-35Т-1
17. Осмотреть оси ТР-35Т-1
18. Отключить ТР-35Т-1
19. Проверить отключенное положение В-10Т-1 и разобрать схему В-10Т-1
20. Проверить отсутствие напряжения на стороне 10кв Т-1
21. Установить ПЗ в сторону трансформатора Т-1
22. Проверить отсутствие напряжения на ТР-35Т-1
23. Включить ЗНТР-35Т-1
24. Проверить отсутствие напряжения на ТР-220Т-1
25. Включить ЗНТР-220Т-1, включить ЗНРОТ-1

ТИПОВОЙ БЛАНК ПЕРЕКЛЮЧЕНИЙ № 10

ЗАДАНИЕ: ввод в работу Т-1

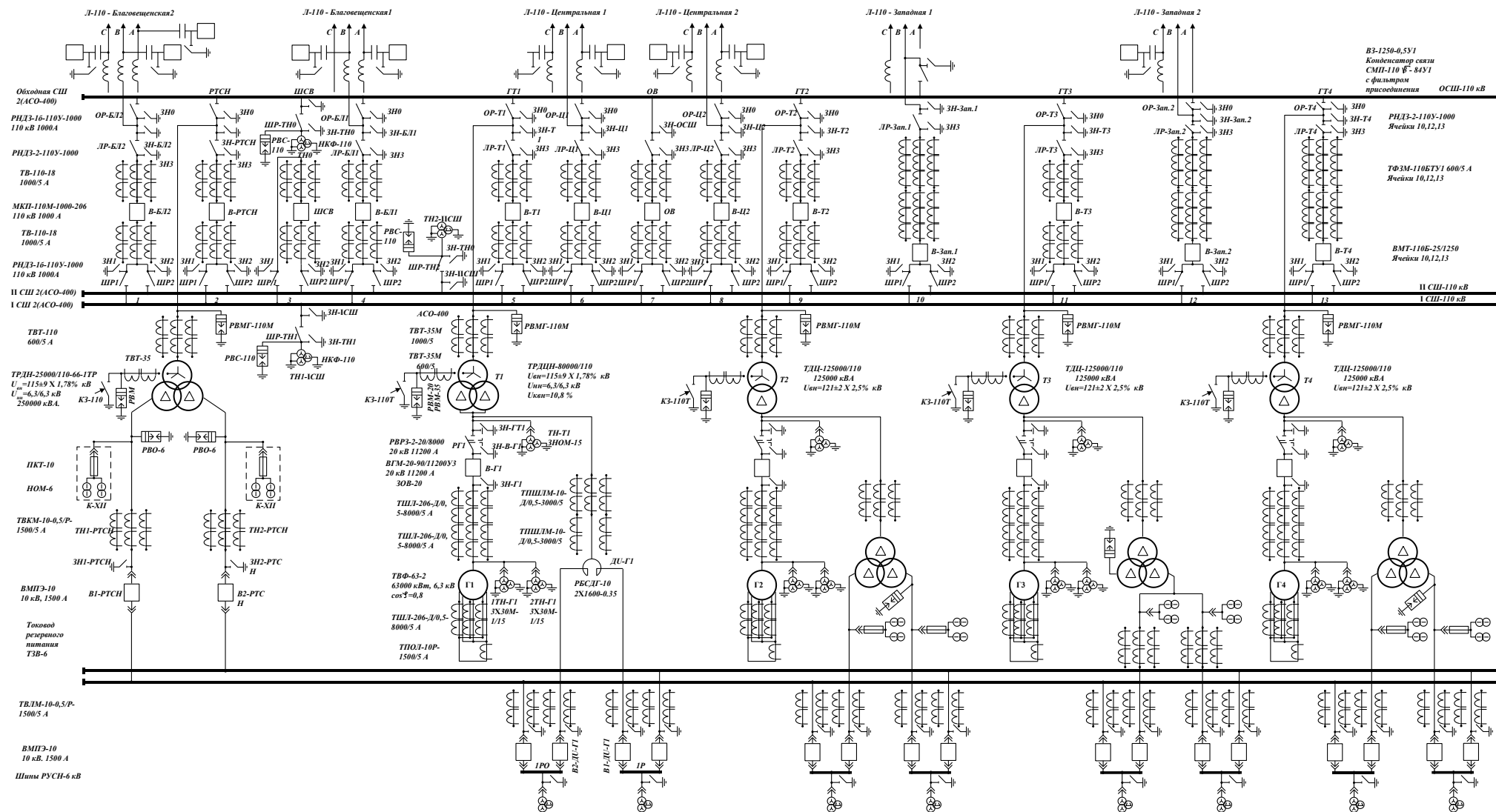
Исходная схема: в работе Т-2, В-35Р, ДГК-35, в ремонте Т-1

Включены: ПЗ на стороне 10кв в сторону Т-1, ЗНРОТ-1, ЗНТР-35Т-1, ЗНТР-220Т-1

Отключены: В-220Т-1, В-35Т-1, В-10Т-1, ТР-220Т-1, ТР-35Т-1,

1. Отключить ЗНТР-220Т-1
2. Отключить ЗНТР-35Т-1
3. Отключить ЗНРО-Т-1
4. Снять ПЗ 10кв в сторону Т-1
5. Проверить отключенное положение В-10Т-1 и собрать его схему
6. Проверить отключенное положение В-35Т-1
7. Осмотреть оси ТР-35Т-1
8. Включить ТР-35Т-1
9. Проверить отключенное положение В-220Т-1
10. Осмотреть оси ТР-220Т-1
11. Включить ТР-220Т-1
12. Перевести РПН Т-1 в положение, соответствующее положению РПН Т-2
13. Включить В-220 Т-1
14. Включить В-35Т-1
15. Включить В-10Т-1
16. Отключить В-10Т-2
17. Отключить В-35Т-2
18. Отключить В-220Т-2
19. Отключить В-35Р
20. Убедиться в отсутствии "земли" в сети 35 кв
21. Осмотреть оси РО-35Т-2
22. Отключить РО-35Т-2
23. Осмотреть оси РО-35Т-1
24. Включить РО-35Т-1

БЛАГОВЕЩЕНСКАЯ ТЭЦ



" ___ " _____ 20__ г.

ПЕРЕЧЕНЬ
сложных переключений по 110 кВ
выполняемых по типовым бланкам переключений.

1. Вывод в ремонт I С.Ш. - 110 кВ.
2. Ввод в работу I С.Ш. с нарушенной фиксацией 110 кВ.
3. Вывод в ремонт II С.Ш. - 110 кВ
4. Ввод в работу II С.Ш. с нарушенной фиксацией 110 кВ.
5. Вывод в ремонт ШСВ с нормальной фиксацией 110 кВ.
6. Ввод в работу ШСВ с нарушенной фиксацией 110 кВ.
7. Вывод в ремонт В - РТСН с заменой на ОВ при схеме с нормальной фиксацией.
8. Перевод РТСН с ОВ на В - РТСН с нормальной фиксацией.
9. Перефиксация РТСН с I СШ на II СШ 110 кВ с нормальной фиксацией.
10. Перефиксация РТСН с II СШ на I СШ 110 кВ с нормальной фиксацией.
11. Вывод в ремонт В - Т1 с заменой на ОВ при схеме с нормальной фиксацией.
12. Перевод Т1 с ОВ на В - Т1 при схеме с нормальной фиксацией.
13. Вывод в ремонт В - Т2 с заменой на ОВ при схеме с нормальной фиксацией.
14. Перевод Т2 с ОВ на В - Т2 при схеме с нормальной фиксацией.
15. Вывод в ремонт В - Т3 с заменой на ОВ при схеме с нормальной фиксацией.
16. Перевод Т3 с ОВ на В - Т3 при схеме с нормальной фиксацией.
17. Вывод в ремонт В - Благ.-1 с заменой на ОВ при схеме с нормальной фиксацией.
18. Перевод ВЛ-Благ.-1 с ОВ на В-Благ.-1 с нормальной фиксацией.
19. Вывод в ремонт В-Благ.-2 с заменой на ОВ с нормальной фиксацией.
20. Перевод ВЛ-Благ.-2 с ОВ на В-Благ.-2 с нормальной фиксацией.
21. Вывод в ремонт В-Центр-1 с заменой на ОВ с нормальной фиксацией.
22. Перевод ВЛ-Центр-1 с ОВ на В-Центр-1 с нормальной фиксацией.
23. Вывод в ремонт В-Центр-2 с заменой на ОВ с нормальной фиксацией.
24. Перевод ВЛ-Центр-2 с ОВ на В-Центр-2 с нормальной фиксацией.
25. Вывод в ремонт В-Зап.-1 с заменой на ОВ с нормальной фиксацией.
26. Перевод ВЛ-Зап.-1 с ОВ на В-Зап.-1 с нормальной фиксацией.
27. Вывод в ремонт В-Зап.-2 с заменой на ОВ с нормальной фиксацией.
28. Перевод ВЛ-Зап.-2 с ОВ на В-Зап.-2 с нормальной фиксацией.
29. Вывод в ремонт ТН1 - 110 кВ с нормальной фиксацией.
30. Ввод в работу ТН1 - 110 кВ с нормальной фиксацией.
31. Вывод в ремонт ТН2 - 110 кВ с нормальной фиксацией.
32. Ввод в работу ТН2 - 110 кВ с нормальной фиксацией.

Начальник ЭЦ _____

Начальник ЭТЛ _____

ТИПОВОЙ БЛАНК ПЕРЕКЛЮЧЕНИЙ №1

"Вывод в ремонт I СШ-110 кВ при нормальной схеме с фиксацией присоединений по II СШ-110 кВ" ОРУ-110 кВ БТЭЦ

ПОРЯДОК ПРОИЗВОДСТВА РАБОТ:

1. Вести накладку 4Н "Запрет АПВ от ДЗШ" (ЗРП, п.18Р).
2. Включить рубильник Р2 "Работа с нарушенной фиксацией" (ЗРП, п.18Р).
3. Снять холостую крышку и установить рабочую крышку в испытательный блок БИ "Работа с нарушенной фиксацией" (ЗРП, п.17Р).
4. Отключить автомат АВ "Цепи управления и защиты ШСВ" (ЗРП, п.20Р).
5. Проверить на месте включенное положение ШСВ (ОРУ-110, яч.3).
6. Осмотреть колонки изоляторов ШР2-Благ.1.
7. Включить ШР2-Благ.1 (ОРУ-110, яч.4).
8. Осмотреть колонки изоляторов ШР2-Т1.
9. Включить ШР2-Т1 (ОРУ-110, яч.5).
10. Осмотреть колонки изоляторов ШР2-Центр.1.
11. Включить ШР2-Центр.1 (ОРУ-110, яч.6).
12. Осмотреть колонки изоляторов ШР2-Зап.1.
13. Включить ШР2-Зап.1 (ОРУ-110, яч.10).
14. Осмотреть колонки изоляторов ШР2-Т3.
15. Включить ШР2-Т3 (ОРУ-110, яч.11).
16. Осмотреть колонки изоляторов ШР1-Т3.
17. Отключить ШР1-Т3 (ОРУ-110, яч.11).
18. Осмотреть колонки изоляторов ШР1-Зап.1.
19. Отключить ШР1-Зап.1 (ОРУ-110, яч.10).
20. Осмотреть колонки изоляторов ШР1-Центр.1.
21. Отключить ШР1-Центр.1 (ОРУ-110, яч.6).
22. Осмотреть колонки изоляторов ШР1-Т1.
23. Отключить ШР1-Т1 (ОРУ-110, яч.5).
24. Осмотреть колонки изоляторов ШР1-Благ.1.
25. Отключить ШР1-Благ.1 (ОРУ-110, яч.4).
26. Переключатель 2ПР "Треугольник ТН1 - 110" поставить в положение "Резерв" (ЗРП, п.20Р).
27. Переключить 1ПР "Звезда ТН1-110" поставить в положение "Резерва" (ЗРП, п.20Р).
28. Проверить наличие резервного напряжения во вторичных цепях ТН1-110 (ГШУ, п.8У).
29. Включить автомат АВ "Цепи управления и защиты ШСВ" (ЗРП, п.20Р).
30. Отключить ШСВ.
31. Отключить автомат АВ "Цепи управления и защиты ШСВ" (ЗРП, п.20Р).
32. Отключить автомат в цепях СВ ШСВ (ОРУ-110, яч.3, шкаф СВ ШСВ).
33. Проверить отключенное положение ШСВ (ОРУ-110, яч.3).
34. Осмотреть колонки изоляторов ШР1-ШСВ.
35. Отключить ШР1-ШСВ (ОРУ-110, яч.3).
36. Отключить автоматы:
 - 36а. 1АВН "Звезда ТН1-110" | ОРУ-110
 - 36б. 2АВН "Треугольник ТН1-110" | шкаф ТН1-110
37. Снять рабочие крышки в испытательных блоках:
 - 37а. 1БИ "Звезда ТН1-110" | ОРУ-110
 - 37б. 2БИ "Треугольник ТН1-110" | шкаф ТН1-110
38. Осмотреть колонки изоляторов ШР-ТН1.
39. Отключить ШР-ТН1 (ОРУ-110, яч.3).
40. Проверить отсутствие напряжения на IСШ-110 кВ.
41. Включить ЗН-1СШ (ОРУ-110, яч.3).
42. Включить ЗН-ТН1 (ОРУ-110, яч.3).
43. Вести накладку 1Н "Запрет АПВ В-Благ.1 от ДЗШ" (ЗРП, п.9Р).
44. Вывести накладку 4Н "Запрет АПВ от ДЗШ" (ЗРП, п.18Р).

ТИПОВОЙ БЛАНК ПЕРЕКЛЮЧЕНИЙ №5

"Вывод в ремонт ШСВ при нормальной схеме с фиксацией присоединений по СШ110кВ"

ПОРЯДОК ПРОИЗВОДСТВА РАБОТ:

1. Включить рубильник Р2 "Работа с нарушенной фиксацией" (ЗРП, п.18Р).
2. Отключить автомат АВ "Цепи управления и защиты ШСВ" (ЗРП, п.20Р).
3. Проверить отключ. полож. автомата АВ "Цепи управл. и защиты ОВ" (ЗРП, п.6Р)
4. Снять холостую и установить рабочую крышку в испытательный блок БИ "Работа с нарушенной фиксацией" (ЗРП, п.17Р)
5. Проверить отключенное положение ОВ и отсутствие в ячейке ОВ заземлений.
6. Осмотреть колонки изоляторов ЛР-ОВ.
7. Отключить ЛР-ОВ (ОРУ-110, яч.7).
8. Осмотреть колонки изоляторов ШР1-ОВ.
9. Включить ШР1-ОВ (ОРУ-110, яч.7).
10. Осмотреть колонки изоляторов ШР2-ОВ.
11. Включить ШР2-ОВ (ОРУ-110, яч.7).
12. Включить автомат АВ "Цепи управления и защиты ШСВ" (ЗРП, п.20Р).
13. Отключить ШСВ (ГЩУ, п.8У)
14. Отключить автомат АВ "Цепи управления и защиты ШСВ" (ЗРП, п.20Р)..
15. Проверить на месте отключенное положение ШСВ.
16. Отключить автомат СВ ШСВ (ОРУ-110, яч.3).
17. Осмотреть колонки изоляторов ШР1-ШСВ.
18. Отключить ШР1-ШСВ (ОРУ-110, яч.3).
19. Осмотреть колонки изоляторов ШР2-ШСВ.
20. Отключить ШР2-ШСВ (ОРУ-110, яч.3).
21. Включить ЗН1-ШСВ (ОРУ-110, яч.3).
22. Включить ЗН2-ШСВ (ОРУ-110, яч.3).
23. Снять рабочую крышку в испытательном блоке БИ14 "Токовые цепи ШСВ ІСШ"
24. Снять рабочую крышку в испытательном блоке БИ15 "Токовые цепи ШСВ ІІСШ"

ТИПОВОЙ БЛАНК ПЕРЕКЛЮЧЕНИЙ №6

"Ввод в работу ШСВ при схеме с нарушенной фиксацией присоединений 110 кВ"

ПОРЯДОК ПРОИЗВОДСТВА РАБОТ:

1. Произвести осмотр панелей РЗА ШСВ (ЗРП, п.19Р,20Р).
2. Проверить отключ. полож. автомата АВ "Цепи управления и защиты ШСВ"
3. Проверить на месте отключенное положение ШСВ.
4. Отключить ЗН2-ШСВ (ОРУ-110, яч.3).
5. Отключить ЗН1-ШСВ (ОРУ-110, яч.3).
6. Осмотреть колонки изоляторов ШР1-ШСВ.
7. Включить ШР1-ШСВ (ОРУ-110, яч.3).
8. Осмотреть колонки изоляторов ШР2-ШСВ.
9. Включить ШР2-ШСВ (ОРУ-110, яч.3).
10. Вывести накладку Н1 "Оперативный ток ДЗШ" (ЗРП, п.18Р).
11. Вставить рабочую крышку в испытательном блоке БИ14 "Токовые цепи ШСВ ІСШ"
12. Вставить рабочую крышку в испытательном блоке БИ15 "Токовые цепи ШСВ ІІСШ"
13. Включить автомат СВ ШСВ (ОРУ-110, яч.3).
14. Включить автомат АВ "Цепи управления и защиты ШСВ" (ЗРП, п.20Р).
15. Включить ШСВ (ГЩУ, п.8У).
16. Проверить на месте включенное положение ШСВ (ОРУ-110, яч.3).
17. Проверить небаланс в токовых цепях ДЗШ (ЗРП, п.17Р).
18. При отсутствии небаланса ввести накладку Н1 " Оперативный ток ДЗШ" 19. Ввести схему ДЗШ кнопкой К2 "Возврат схемы ДЗШ" и поднять блинкера.
20. Отключить автомат АВ "Цепи управления и защиты ШСВ" (ЗРП, п.20Р).
21. Осмотреть колонки изоляторов ШР1-ОВ.
22. Отключить ШР1-ОВ (ОРУ-110, яч.7).
23. Осмотреть колонки изоляторов ШР2-ОВ.
24. Отключить ШР2-ОВ (ОРУ-110, яч.7).
25. Осмотреть колонки изоляторов ЛР-ОВ.
26. Включить ЛР-ОВ (ОРУ-110, яч.7).
27. Снять рабочую и установить холостую в испытательном блоке БИ (ЗРП, п.17Р)
28. Отключить рубильник Р2 "Работа с нарушенной фиксацией" (ЗРП, п.18Р).
29. Включить автомат АВ "Цепи управления и защиты ШСВ" (ЗРП, п.20Р).
30. В схеме ДЗШ проверить введенное положение наклейки Н8 "Отключение ШСВ"

ТИПОВОЙ БЛАНК ПЕРЕКЛЮЧЕНИЙ N11

"Вывод в ремонт В-Т1 с заменой на ОВ при схеме с нормальной фиксацией присоединений 110 кВ" ОРУ-110 кВ ВТЭЦ,

ПОРЯДОК ПРОИЗВОДСТВА РАБОТ:

1. Ввести в работу сигнализацию ОВ (ГЩУ, п.8У).
2. Произвести осмотр панелей РЗА ОВ (ЗРП, п.6Р, 7Р).
3. Проверить отключ.полож. автомата АВ "Цепи управл. и защиты ОВ" (ЗРП,п.6Р).
4. На ОВ ввести накладку Н9 "МТО" (ЗРП, п.7Р).
5. Ввести накладку 4Н "Запрет АПВ от ДЗШ" (ЗРП, п.18Р).
6. В испытат. блоках установить крышки: БИ6-рабочая | ЗРП,п.18Р, БИ7-холостая
7. Проверить соответствие крышек: БИ12-рабочая, БИ11-контроль., БИ13-контроль.
8. Произвести осмотр ОСШ - 110 кВ.
9. Произвести осмотр ТНО-110, проверить включенное положение ШР-ТНО
10. Установить рабочую крышку в испытательном блоке 1БИ "ТНО-110кВ"
11. Включить автомат 1АВН "ТНО-110 кВ" (ОРУ-110, яч.3, шкаф ТНО).
12. Проверить на месте отключенное положение ОВ (ОРУ-110, яч.7).
13. Осмотреть колонки изоляторов ШР1-ОВ.
14. Включить ШР1-ОВ (ОРУ-110, яч.7).
15. Проверить включенное положение ЛР-ОВ (ОРУ-110, яч.7).
16. Включить автомат СВ ОВ (ОРУ-110, яч.7).
17. Включить автомат АВ "Цепи управления и защиты ОВ" (ЗРП, п.6Р).
18. Включить ОВ (ГЩУ, п.8У).
19. Проверить на месте включенное положение ОВ (ОРУ-110, яч.7).
20. Произвести осмотр ОСШ-110 кВ,
21. Отключить ОВ (ГЩУ, п.8У).
22. Отключить автомат АВ "Цепи управления и защиты ОВ" (ЗРП, п.6Р).
23. Проверить на месте отключенное положение ОВ (ОРУ-110, яч.7).
24. Осмотреть колонки изоляторов ОР-Т1.
25. Включить ОР-Т1 (ОРУ-110, яч.3).
26. Проверить переброс тумблера в верхнее положение в реле РРР (ЗРП, п.29Р).
27. На ОВ вывести накладку Н9 "МТО" (ЗРП, п.7Р).
28. Ввести накладку 1ОНЗ "Отключение ОВ от защит Т1" (ЗРП, п.30Р).
29. Вывести накладку 1НЗ "Дифзащита Т1" (ЗРП, п.30Р).
30. Вставить рабочую крышку в испыт. блок 2БИ "Токовые цепи ДЗ Т1 от ОВ"
31. На ОВ снять рабочую крышку испытательного блока 1БИ "Токовые цепи ДЗ тр-ров от ОВ" и вставить ее в блок 2БИ такого же названия (ЗРП, п.6Р).
32. Вывести накладку Н1 "Оперативный ток ДЗШ" (ЗРП, п.18Р).
33. Установить крышки: БИ12-контрольная, БИ11-рабочая, БИ13-контрольная
34. Включить автомат АВ "Цепи управления и защиты ОВ-110" (ЗРП, п.6Р).
35. Включить ОВ (ГЩУ, п.8У).
36. Проверить на месте включенное положение ОВ (ОРУ-110, яч.7).
37. Отключить В-Т1 (ГЩУ, п.11У).
38. Отключить автомат АВ "Цепи управления В-Т1" (ЗРП, п.29Р).
39. Проверить на месте отключенное положение В-Т1 (ОРУ-110, яч.5).
40. Отключить автомат СВ В-Т1 (ОРУ-110, яч.5).
41. Снять рабоч. крышку в испыт. блоке БИ21 "Токовые цепи 1ГТ" (ОРУ-110)
42. Проверить небаланс токовых цепей ДЗШ (ЗРП, п.17Р).
43. При отсутствии небаланса ввести накладку Н1 "Опер.ток ДЗШ" (ЗРП, п.18Р).
44. Взвести схему ДЗШ кнопкой К2 "Возврат схемы ДЗШ" и поднять блинкера
45. В схеме ДЗШ проверить введенное полож. наклейки Н7 "Откл. ОВ" (ЗРП, п.18Р).
46. Вывести накладку Н16 «Откл. 1ГТ» (ЗРП, п.18Р).
47. Снять рабочую крышку блока 1БИ "Токовые цепи ДЗ Т1 от В-Т1 (ЗРП, п.30Р).
48. Ввести накладку 1НЗ "Дифзащиты Т1" (ЗРП, п.30Р).
49. Осмотреть колонки изоляторов ЛР-Т1.
50. Отключить ЛР-Т1 (ОРУ-110, яч.5).
51. Осмотреть колонки изоляторов ШР1-Т1.
52. Отключить ШР1-Т1 (ОРУ-110, яч.5).
53. Включить ЗН1 В-Т1 (ОРУ-110, яч.5).
54. Включить ЗН2 В-Т1 (ОРУ-110, яч.5).
55. Включить ЗН3 В-Т1 (ОРУ-110, яч.5).
56. Вывести накладку 4Н "Запрет АПВ от ДЗШ" (ЗРП, п.18Р).

ТИПОВОЙ БЛАНК ПЕРЕКЛЮЧЕНИЙ №17

"Вывод в ремонт В-Благ.1 с заменой на ОВ при схеме с нормальной фиксацией присоединений по СШ-110 кВ" ОРУ-110 кВ ВТЭЦ.

ПОРЯДОК ПРОИЗВОДСТВА РАБОТ:

1. По указанию диспетчера ЦДС вывести из работы ВЧ блокировку
2. Ввести в работу сигнализацию ОВ (ГЩУ, п.8У).
3. Произвести осмотр панелей РЗА ОВ (ЗРП, п.6Р, 7Р, 8Р).
4. Проверить отключенное положение автомата АВ "Цепи управления и защиты ОВ" (ЗРП, п.6Р).
5. На ОВ ввести накладку №9 "МТО" (ЗРП, п.7Р).
6. Ввести накладку 4Н "Запрет АПВ от ДЗШ" (ЗРП, п.18Р).
7. В испытательных блоках БИ6, БИ7 установить крышки:
 - 7а. БИ6 - рабочая | ЗРП, п.18Р
 - 7б. БИ7 - холостая |
8. В испытательных блоках БИ12, БИ11, БИ13 проверить соответствие крышек:
 - 8а. БИ12 - рабочая | ОРУ-110, яч.3,
 - 8б. БИ11 - контрольная | шкаф ДЗШ
 - 8в. БИ13 - контрольная |
9. Произвести осмотр ОСШ-110 кВ.
10. Произвести осмотр ТНО-110, проверить включенное положение ШР-ТНО (ОРУ-110, яч.3).
11. Снять холостую крышку и установить рабочую крышку в испытательном блоке 1БИ "ТНО-110 кВ" (ОРУ-110, яч.3 шкаф ТНО).
12. Включить автомат 1АВН "ТНО-110 кВ" (ОРУ-110, яч.3 шкаф ТНО).
13. Проверить на месте отключенное положение ОВ (ОРУ-110, яч.7).
14. Осмотреть колонки изоляторов ШР1-ОВ.
15. Включить ШР1-ОВ (ОРУ-110, яч.7).
16. Проверить включенное положение ЛР-ОВ (ОРУ-110, яч.7).
17. Включить автомат СВ ОВ (ОРУ-110, яч.7).
18. Включить автомат АВ "Цепи управления и защиты ОВ" (ЗРП, п.6Р).
19. Включить ОВ (ГЩУ, п.8У).
20. Проверить на месте включенное положение ОВ.
21. Произвести осмотр ОСШ - 110 кВ.
22. Отключить ОВ (ГЩУ, п.8У).
23. Отключить автомат АВ "Цепи управления и защиты ОВ" (ЗРП, п.6Р).
24. Проверить на месте отключенное положение ОВ.
25. Осмотреть колонки изоляторов ОР-Благ.1.
26. Включить ОР-Благ.1 (ОРУ-110, яч.4).
27. Вывести из работы ДЗШ накладкой №1 "Оперативный ток ДЗШ" (ЗРП, п.18Р).
28. В испытательных блоках БИ12, БИ11, БИ13 установить крышки:
 - 28а. БИ12 - контрольная | ОРУ-110, яч.3,
 - 28б. БИ11 - рабочая | шкаф ДЗШ
 - 28в. БИ13 - контрольная |
29. На ОВ вывести накладку №9 "МТО" (ЗРП, п.7Р).
30. Включить АВ "Цепи управления и защиты ОВ" (ЗРП, п.6Р).
31. Включить ОВ (ГЩУ, п.8У).
32. Проверить на месте включенное положение ОВ.
33. Отключить В-Благ.1 (ГЩУ, п.9У).
34. Отключить АВ "Цепи управления и защиты В-Благ.1" (ЗРП, п.9Р).
35. Проверить отключенное положение В-Благ.1.
36. Отключить автомат СВ В-Благ.1 (ОРУ-110, яч.4).
37. Снять рабочую крышку БИ24 "Токовые цепи Благ.1" (ОРУ-110, яч.7, шкаф ДЗШ).
38. Проверить небаланс токовых цепей ДЗШ (ЗРП, п.17Р).
39. При отсутствии небаланса ввести накладку №1 "Опер. ток ДЗШ" (ЗРП, п.18Р).
40. Ввести схему ДЗШ кнопкой К2 "Возврат схемы ДЗШ" и поднять блинкера (ЗРП, п.18Р).
41. В схеме ДЗШ проверить введенное положение наклейки №7 "Откл. ОВ".
42. Ввести накладку №10 «Отк.В-Благ.1» (ЗРП, п.18Р).
43. Ввести в работу АПВ ОВ накладками (ЗРП, п.6Р):
 - 43а. Н - Вправо
 - 43б. 1Н - Вертик.

- 43в. 2Н - Вправо
43г. 3Н - Вертик.
- 44.Ввести накладку 3Н "Отключение ОВ от АОЧ" (ЗРП, п.50Р).
45.Вывести накладку 1Н «Отключение Благ.1» (ЗРП, п. 50Р).
46.Ввести накладку Н2 "Откл. ОВ" (ЗРП п.36Р).
47.Вывести накладку Н1 "Откл. Благ.1" (ЗРП, П.36Р).
48.Осмотреть колонки изоляторов ЛР-Благ.1.
49.Отключить ЛР-Благ.1 (ОРУ-110, яч.4).
50.Осмотреть колонки изоляторов ШР1-Благ.1.
51.Отключить ШР1-Благ1. (ОРУ-110, яч.4).
52.Включить 3Н1-В-Благ.1 (ОРУ-110, яч.4).
53.Включить 3Н2-В-Благ.1 (ОРУ-110, яч.4).
54.Включить 3Н3-В-Благ.1 (ОРУ-110, яч.4).
55.Вывести накладку 4Н "Запрет АПВ от ДЗШ" (ЗРП, п. 18Р).
56.На панели питания оперативных цепей проверить включенное положение автомата АВ "Питание В.Ч. блокировки ОВ-110 кВ" (ЗРП, п.23Р).
57.На панели В.Ч. блокировки ОВ- 110 проверить отключенное положение накладок Н3, Н5 (ЗРП, п.8Р).
58.Переключатель П2 " Перевод УПЗ-70 на ОВ" установить в положение ОВ (ЗРП, п.11Р).
59.Сообщить диспетчеру ЦДС об окончании работ.
60.По указанию диспетчера ЦДС произвести проверку В.Ч. канала.
60.При удовлетворительных результатах, по распоряжению диспетчера ЦДС ввести в работу В.Ч. блокировку накладками Н3,Н5 (ЗРП, п.8Р).

ТИПОВОЙ БЛАНК ПЕРЕКЛЮЧЕНИЙ №31

"Вывод в ремонт ТН2-110 кВ при схеме с нормальной фиксацией присоединений
ПОРЯДОК ПРОИЗВОДСТВА РАБОТ:

- Кратковременно вывести из работы дистанционную защиту и В.Ч. блокировку ВЛ-110 кВ "Благ.2" накладками:

Н4 "I и II зона ДЗ"		
Н8 "III зона ДЗ"		ЗРП, п.2Р
Н12 "Пуск УРОВ от I комплекса"		
Н13 "Пуск УРОВ от II комплекса"		
Н3 "Отключение В-Благ.-2"		ЗРП, п.3Р
Н5 "Пуск УРОВ"		
- Кратковременно вывести из работы дистанционную защиту и В.Ч. блокировку ВЛ-110 кВ. "Центр.-2" накладками:

Н4 "I и II зона ДЗ"		
Н8 "III зона ДЗ"		ЗРП, п.14Р
Н12 "Пуск УРОВ от I комплекса"		
Н13 "Пуск УРОВ от II комплекса"		
Н3 "Отключение В-Центр.-2"		ЗРП, п.15Р
Н5 "Пуск УРОВ"		
- Переключатель 2ПР "Треугольник ТН2-110" поставить в положение "РЕЗЕРВ"
- Переключатель 1ПР "Звезда ТН2-110" поставить в положение "РЕЗЕРВ"
- Проверить наличие резервного напряжения во вторичных цепях ТН2-110 (ГЩУ)
- Ввести в работу дистанционную защиту и В.Ч. блокировку, выведенные по п.1,2
- На ВЛ-110 кВ "Благ.2" установить АПВ с контролем синхронизма накладками:
Н - Вправо, 1Н - Вертик., 2Н - Вертик., 3Н - Вертик.
- Отключить автоматы: 1АВН "Звезда ТН2-110", 2АВН "Треугольник ТН2-110" 9.
Снять рабочую крышку и установить холостую в испытательных блоках:
1БИ "Звезда ТН2-110", 2БИ "Треугольник ТН2-110"
- Осмотреть колонки изоляторов ШР-ТН2.
- Отключить ШР-ТН2 (ОРУ-110, яч.4).
- Включить 3Н-ТН2 (ОРУ-110, яч.4).

ПРИЛОЖЕНИЕ 2.

ПРОГРАММА ПОВЫШЕНИЯ КВАЛИФИКАЦИИ

ПРОГРАММА

повышения квалификации руководителей и специалистов
по направлению
**«Оперативные переключения как составная часть диспетчерского и
технологического управления»**

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ.

1.1. Целью повышения квалификации персонала по вышеуказанному направлению является изучение новейших разработок и рекомендаций в области оперативных переключений, анализ аварийных ситуаций и типовых ошибок, анализ психологической деятельности диспетчера и приобретение практических навыков по оперативным переключениям с использованием мнемотренажера диспетчера ТЭ-2М и компьютерного тренажера «Модус». Программа предназначена для инженеров и специалистов энергосистем, занимающихся эксплуатацией эл.станций, подстанций, и специалистов электротехнических служб. Обучение персонала по 72 часовой программе осуществляется с отрывом от производства на базе Амурского государственного университета. Продолжительность обучения 2 недели. Занятия проводятся ежедневно, включая субботу, по 6-8 часов в день.

1.2. Программа повышения квалификации включает в себя 2 блока:

Теоретическая часть – 24 часа;

Работа на тренажерах – 48 час.

Зачет – 2 часа.

ЗНАНИЯ И УМЕНИЯ ПЕРСОНАЛА

В *теоретической части* обучающимся сообщаются сведения

- ✓ о схемах РУ;
- ✓ устройствах, обеспечивающих регулирование напряжения;
- ✓ об оперативных переключениях в электроустановках.

Основной упор при обучении делается на информацию о новейших разработках и рекомендациях в области оперативных переключений, анализ аварийных ситуаций и типовых ошибок, анализ психологической деятельности диспетчера.

Работа на тренажерах по каждой теме проводится в три этапа.

На первом этапе рассматриваемая тема прорабатывается на тренажере с использованием учебных и руководящих документов, каждая операция анализируется преподавателем, делаются совместные выводы о проведенных оперативных переключениях.

На втором этапе каждый обучающийся самостоятельно проводит все необходимые оперативные переключения. При этом проверяется условие на соответствие выполняемых операций:

Инструкция по переключениям в электроустановках. СО153-34.20.505-2003. Москва. «Издательство НЦ ЭНАС». 2004.

СТО 59012820.29.020.005-2011. Стандарт организации. Правила переключений в электроустановках. ОАО «Системный оператор единой энергетической системы». Регистрационный номер (обозначение) 25.10.2011.

СТО 17330282.29.240.004-2008. Стандарт организации. Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем. ОАО РАО "ЕЭС РОССИИ"

Инструкция по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима в Электрическом Кольце энергосистем Беларуси, Россия, Эстония, Латвия, Литва (БРЭЛЛ). 21 мая 2009 г. http://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/international/icdevelopment/BRELL/regulations_BR

ELL/instructions_prevent_accidents_brell.pdf Обязательно фиксируются и разбираются ошибки, выставляется оценка.

На третьем этапе каждый обучающийся самостоятельно ликвидирует аварийную ситуацию по заданию преподавателя.

Обучающийся должен знать:

- распределение оборудования и линий электропередачи по оперативной подчиненности;
- электрическую схему, конфигурацию сети, находящейся в оперативном подчинении диспетчера, а также схемы объектов сети;
- порядок и технологию производства оперативных переключений, порядок ограничения и отключения потребителей;
- режимы нейтрали сетей всех уровней напряжения;
- аппаратуру диспетчерского щита;
- порядок вывода оборудования из работы и резерва в ремонт и ввода его в эксплуатацию;
- требования по организации работы с персоналом, порядок допуска работников строительных и монтажных организаций к работам в действующих электроустановках;
- технические средства диспетчерского и технологического управления.

Обучающийся должен уметь:

- осуществлять оперативное управление согласованной работой энергопредприятия (энергообъединения);
- руководить непосредственно подчиненным диспетчеру оперативным персоналом;
- вести режим работы в реальном времени;
- осуществлять оперативный контроль за работой оборудования и устройств РЗА, находящихся в оперативном управлении диспетчера;
- проводить контроль фактической загрузки оборудования;
- принимать меры по разгрузке перегруженного оборудования;

- организовывать работы по ликвидации аварий и других отклонений в работе электрооборудования;
- принимать необходимые меры по восстановлению электроснабжения потребителей.

На зачете обучающимся предлагается одна-две задачи из пройденного материала. Зачет принимается комиссией, с выставлением оценки.

УЧЕБНЫЙ ПЛАН

№ п/п	Наименование темы	Количество часов					Форма отчетности
		всего	лек.	прак.	лаб.	сам.	
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	24	24				
1.1	Электрическое оборудование и аппараты. Компоновка и схемы распределительных эл. станций и подстанций. Оперативные состояния оборудования.	4	4				
1.2	Управление электрическими режимами. Регулирование напряжения в электросетях. Отдача и прием оперативной команды (распоряжения).	4	4				
1.3	Организация работы с персоналом. Психологические особенности деятельности диспетчеров энергообъединения. Прием и оценка исходной информации. Принятие решений. Эмоциональные перегрузки.	4	4				
1.4	Оперативные переключения как составная часть диспетчерского и технологического управления. Оперативная документация и её ведение. Оперативные переключения: организация, последовательность и типизация. Организация и порядок производства	6	6				

№ п/п	Наименование темы	Количество часов					Форма отчетности
		всего	лек.	прак.	лаб.	сам.	
	переключений в электроустановках. Включение проверочных операций в бланк оперативных переключений. Типовые бланки и программы переключений.						
1.5	Аварийность в электроэнергетике. Причины аварий и отказов. Основные виды ошибок при оперативных переключениях по статистике энергосистем. Предупреждение технологических нарушений. Оперативные действия по предупреждению и ликвидации аварийных ситуаций. Действия персонала при ликвидации аварийных ситуаций.	4	4				
1.6	Особенности обучения оперативного персонала. Обучение на тренажерах и противоаварийные тренировки.	2	2				
2.	<i>РАБОТА НА ТРЕНАЖЕРАХ</i>	48	4		44		
2.1	<i>ТРЕНАЖЕР ТЭ-2М</i>	24	2		22		
2.1.1	Вводное занятие. Назначение и устройство учебного тренажера ТЭ-2М. указания к проведению занятий на тренажере. Порядок работы. Знакомство с тренажером, оборудованием, поставленными задачами, техника безопасности.	2	2				
2.1.2	Задачи нормальных режимов	12			12		
2.1.3	Задачи аварийных режимов	10			10		
2.2	<i>ТРЕНАЖЕР «МОДУС»</i>	24	2		22		
2.2.1	Вводное занятие. Назначение и устройство тренажера «МОДУС». Указания к проведению занятий. Порядок проведения работ. Знакомство с тренажером, правилами работы, поставлен-	2	2				

№ п/п	Наименование темы	Количество часов					Форма отчетности
		всего	лек.	прак.	лаб.	сам.	
	ными задачами, техника безопасности.						
2.2.2	Задачи нормальных режимов	12			12		
2.1.3	Задачи аварийных режимов	10			10		
	Итого	72	28		44		Зачет

УЧЕБНОЕ ИЗДАНИЕ

Мясоедов Юрий Викторович,

профессор кафедры энергетики АмГУ, канд. техн. наук.

Мясоедова Лариса Анатольевна,

Старший преподаватель кафедры энергетики АмГУ.

Подгурская Ирина Геннадьевна,

Старший преподаватель кафедры энергетики АмГУ.

Оперативные переключения.

Учебное пособие.

Издательство АмГУ. Формат 60x84/16. Усл. печ. л. 18,375. Заказ 666