**Филиал федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего профессионального образования**

**"НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ "МЭИ"**

**в г. Смоленске**

**Факультет** *энергетики и электротехники*

**Кафедра** *электроэнергетических систем*

**Направление** *«Электроэнергетика и электротехника»*

**Курс** *первый (магистратура)*

**Номинация** *Исследования в области технических наук*

Научная работа

**ОПЕРАТИВНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫМИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ СЕТЯМИ**

*Новиков Владислав Александрович*

**АВТОРЫ НАУЧНОЙ РАБОТЫ**

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ (*Новиков В. А.*)

(подпись)

**ОПИСАНИЕ НАУЧНОЙ РАБОТЫ**

В целях повышения эффективности предприятий отрасли, создания условий для ее развития на основе стимулирования инвестиций, обеспечения надежного и бесперебойного энергоснабжения потребителей было произведено реформирование электроэнергетической отрасли Российской Федерации. В связи с этим в электроэнергетике России произошли радикальные изменения: изменилась система государственного регулирования отрасли, сформировался конкурентный рынок электроэнергии, создались новые компании. В результате реализации основных мероприятий, связанных с реформированием отрасли и реорганизации РАО «ЕЭС России», структура электроэнергетики стала достаточно сложной. Сформированные в ходе реформы компании представляют собой предприятия, специализированные на определенных видах деятельности.

Современный распределительный электросетевой комплекс, представленный на настоящий момент ОАО «Российские сети», является завершающим связующим звеном между генерирующими компаниями и потребителями, осуществляя передачу электроэнергии последним. При этом электрические сети данного класса напряжений обладают рядом особенностей, среди которых высокая протяженность и разветвленность распределительных сетей, что создает трудности в управлении ими. Актуален вопрос об эффективном управлении распределительными электрическими сетями для обеспечения надежного энергоснабжения конечных потребителей качественной электрической энергией.

Современные тенденции развития систем управления электрическими сетями неразрывно связаны с переходом к цифровым технологиям, обеспечивающим возможность создания интегрированных иерархических систем.

Цель данной работы – рассмотрение принципов организации управления распределительным электросетевым комплексом на современном этапе. Для реализации этой цели были разрешены ряд задач с помощью методов теоретического анализа и исследования литературы, посвященной данному вопросу.

Прежде всего, была рассмотрена структура оперативно - технологического управления (ОТУ) в распределительных сетях, функции, выполняемые подразделениями ОТУ, и проанализированы связанные с ними задачи.

В процессе оперативно – технологического управления распределительным электросетевым комплексом соответствующими подразделениями ОТУ сетевых организаций осуществляются операционные и неоперационные функции.

Операционные функции направлены непосредственно на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта электросетевого хозяйства. Основными задачами операционных функций ОТУ являются: управление режимом электрической сети, организация и выполнение противоаварийных мероприятий, а также обеспечение вывода в ремонт и эксплуатационное обслуживание объектов и устройств электрической сети.

Задачи ОТУ, связанные с выполнением неоперационных функций, ориентированы на обеспечение информационно-аналитической деятельности. Неоперационные функции включают в себя планирование ремонтов, проработку диспетчерских заявок, разработку оперативной документации, организацию работы с персоналом, расследование технологических нарушений, обеспечение безопасного производства работ на ЛЭП, устройствах и оборудовании ПС и т.п.

Выделенные задачи, реализуемые подразделениями оперативно-технологического управления в процессе осуществления своих функций, могут эффективно решаться только при использовании специальных технических средств. Значительные объемы обрабатываемой информации и выполняемых задач определяют необходимость максимальной автоматизации процессов управления распределительными сетями, что возможно реализовать посредством автоматизированных систем оперативно-технологического управления (АСТУ), позволяющих автоматически решать ряд отдельных задач.

В работе также рассмотрены задачи, решаемые средствами АСТУ:

• автоматический прием оперативной телемеханической информации, данных аварийных режимов, данных учета электроэнергии и иной информации от различных систем сбора данных (устройств телемеханики, учета электроэнергии, цифровых РЗ и т.п.);

• автоматическая обработка поступающих данных в реальном масштабе времени;

• автоматический оперативный контроль (мониторинг) текущих режимов и состояния схемы и оборудования основной электрической сети РСК;

• автоматизированное отображение необходимой оперативному персоналу информации на диспетчерском щите, автоматическое архивирование всего объёма поступающих данных в соответствии с регламентами архивирования и автоматизированное предоставление требуемого объёма данных по запросам пользователей;

• обеспечение функций телеуправления;

• автоматический или автоматизированный обмен технологической и служебной информацией со смежными информационными системами;

• автоматическое ведение электронных журналов (состояние сети и оборудования, действия диспетчера, тревоги и др.);

• автоматизированная генерация и печать отчетов;

• информационно-технологическая поддержка диспетчерского персонала;

• автоматизированные расчет, анализ и моделирование состояния и режимов электрических сетей РСК;

• расчет и оптимизация потерь электрической энергии в режиме реального времени;

• автоматическая запись и хранение диспетчерских переговоров в базах данных при аварийных ситуациях;

• обеспечение доступа к данным и информации АСТУ оперативному персоналу ЦУС (технологической, нормативно-справочной и др.);

• предоставление доступа (чтение) к информации, удаленным пользователям (удаленный доступ к данным АИИС КУЭ, АСТУ, РЗА);

• обеспечение противоаварийных тренировок (тренажер диспетчера);

• ведение базы нормативно-справочной информации.

Анализ задач позволил сделать выводы о том, что основными видами технологической информации, используемой в процессе ОТУ и циркулирующей в АСТУ, являются информация, получаемая от устройств телемеханики, от терминалов цифровых устройств РЗА, регистраторов аварийных процессов, устройств определения места повреждения, АИИС КУЭ субъектов оптовых и розничных рынков электроэнергии, а также других технологических и информационных систем.

Анализ указанной выше информации позволил сформировать возможную структуру программно-технического комплекса АСТУ, в который входят различные подсистемы, позволяющие решать требуемые задачи (таблица 1).

Таблица 1

**Структура программно-технического комплекса АСТУ**

|  |  |
| --- | --- |
| ***Название подсистемы*** | ***Функциональное назначение*** |
| Оперативный контроль и представление текущего состояния сети | Подсистема, в основе которой лежит оперативно-информационный комплекс (далее – ОИК), осуществляющий оперативный контроль и отображение параметров режима, состояние схемы основной электрической сети на мониторах оперативного персонала. |
| Подсистема сбора и передачи информации (ССПИ) | Подсистема, обеспечивающая передачу телеинформации между энергообъектами и ОИК соответствующего пункта технологического управления, между ОИК смежных уровней управления, а также реализующая межуровневый обмен данными между ОИК смежных уровней технологического управления и другими подсистемами АСТУ. |
| Контроль предельных параметров | Подсистема для контроля технологических параметров работы основного оборудования по допустимым предельным значениям. |
| Средства коллективного отображения | Подсистема, для отображения информации о топологии схемы сети и состоянии находящегося в управлении и ведении оборудования основной электрической сети. |
| Регистрация переговоров диспетчеров | Подсистема для автоматической записи, поиска, архивирования и воспроизведения переговоров диспетчера, ведущихся по всем доступным типам и каналам связи (телефонная, радиосвязь, транкинговая и мобильная связь). |
| Автоматизация ведения основных журналов диспетчера | Подсистема для автоматического формирования журналов, протоколов и ведомостей, производимых при оперативной работе диспетчера. |
| Анализ и планирование электрических режимов | Подсистема предназначена для автоматизации решения задач анализа и оптимизации электрических режимов (как текущих, так и планируемых). Позволяет определить все режимные параметры для всех элементов расчетной модели сети. |
| Определение мест повреждений | Подсистема поиска места повреждения по трассе ВЛ и определения его типа. |
| Контроль прохождения заявок | Подсистема регистрации, контроля и хранения информации по процессам создания, рассмотрения и обработки диспетчерских заявок на ремонт энергетического оборудования на всех уровнях технологического управления. |
| Обучение оперативного персонала | Подсистема для обучения оперативного персонала ЦУС при помощи моделирования работы электрической сети в нормальных и аварийных режимах с помощью специализированных программно-аппаратных комплексов. |
| Ведение нормативно-справочной документации | Подсистема, обеспечивающая эффективное использование документации, применяемой в работе оперативного персонала АСДУ. |
| Подсистема сервиса базы данных | Подсистема, предназначенная для обслуживания других подсистем АСТУ в части хранения и предоставления доступа к информации. |

Кроме того, в работе охарактеризовано современное состояние АСТУ в сетевых компаниях, которое не позволяет рассчитывать на обеспечение полной наблюдаемости режима сети и реализацию эффективного управления ею, что повышает вероятность ошибок управления, увеличивает время восстановления после технологических нарушений и нештатных ситуаций. Анализ существующих АСТУ показал, что системы, эксплуатируемые в настоящий момент, не обеспечивают эффективного управления передачей и распределением электроэнергии и обладают рядом характерных недостатков:

• невысокая степень охвата АСТУ пунктов управления в РЭС;

• малое количество интегрированных средств коллективного отображения;

• высокая доля ведения оперативной документации вручную;

• отсутствие ПО для анализа и планирования режимов, интегрированного с оперативной информацией АСТУ;

• крайне низкий уровень интеграции АСТУ с внешними информационными системами и т.д.

Существующие характерные недостатки и проблемы обуславливают необходимость развития и модернизации АСТУ. Это позволит повысить надежность передачи электроэнергии и повысит степень управляемости сети и, как следствие, приведет к снижению издержек распределительного сетевого комплекса.

Основные направления развития АСТУ в распределительном сетевом комплексе России основаны на анализе зарубежного опыта, где наблюдаются следующие тенденции:

1) Массовое внедрение цифровых методов организации каналов передачи технологической информации с высокой пропускной способностью, позволяющих кардинально изменить объем получаемых данный и перевести на новый уровень технологию оперативного управления.

2) Укрупнение диспетчерских пунктов с передачей им функций управления нескольких подчиненных подразделений (например – управляющих сетевыми объектами более низких классов напряжения) и соответствующим упрощением (сокращением уровней) структуры технологического управления.

3) Объединение в рамках одного диспетчерского пункта нескольких зон управления с переходом к единой информационной модели, но с сохранением функций управления в своих зонах разными диспетчерами. Для обеспечения надежности функционирования в каждой зоне управления используются отдельные резервированные аппаратно-технические средства и общая инфраструктура (сети связи и передачи данных).

4) Внедрение систем автоматизации изменения топологии сети для повышения надежности энергоснабжения при технологических нарушениях.

5) Применение в системах управления сетями новых типов регулирующего и контролирующего оборудования.

6) Развитие функциональности систем низкого уровня за счет функций обычно присущих верхним уровням (оптимизация управления по различным критериям: снижению потерь, повышению качества и надежности электроснабжения).

7) Увеличение управляемости электрических сетей за счет телемеханизации и телеуправления электросетевыми объектами.

8) Расширение функций оперативно-технологического управления с учетом появления новых технологий электроснабжения потребителей с системами мини-генерации.

9) Разработка интегрированных информационных систем, предназначенных для автоматизации различных задач как производственно-технологического, так и финансово-экономического управления на всех уровнях управления сетевой компанией.

10) Появление информационных технологий и реализующих их программных продуктов, использующих способы интеграции различных задач ОТУ на базе единой информационной модели (CIM-модель).

11) Значительное увеличение числа расчетно-аналитических задач и их функций, особенно в части анализа и прогноза, выделение специализированных функций оперативных расчетов по оптимизации режимов сети.

12) Насыщение программно-технических комплексов управления всех уровней новыми расчетно-аналитическими функциями.

13) Появление на всех уровнях управления информации и соответствующих программных средств, позволяющих решать задачи оптимизации энергоснабжения и экономии материально-технических ресурсов.

14) Возникновение новых функций управления «цифровыми» (необслуживаемыми) подстанциями (например - использование групповых команд ТУ для управления оборудованием ПС с АСУТП).

15) Насыщение сетей оборудованием, предназначенным для обеспечения оптимального управления режимом сети в оперативном цикле (быстродействующие ИРМ, автоматическое регулирование напряжения и т.п.).

16) Внедрение автоматизированных систем управления малой (распределенной) генерацией, в том числе у потребителей.

17) Внедрение систем мониторинга оборудования, позволяющих осуществлять планирование ремонта и обслуживания оборудования на основе его фактического состояния.

18) Интеграция подсистемы АСТУ с другими подсистемами на базе единой информационной шины и *CIM*-модели.

Кроме того, к настоящему времени в развитии электроэнергетики наметилась тенденция к внедрению технологий *Smart Power Grid* (Интеллектуальные электроэнергетические сети), которые включают новые средства управления режимами электрической сети, объединенные с современными информационными системами и средствами коммуникации. Под термином *Smart Power Grid* (или просто *Smart Grid*) понимается широкий спектр интеграционных решений в области управления распределительными электросетями.

Анализ зарубежной литературы показывает, что в мировой практике распределительные сетевые компании в качестве основных производственных систем технологического управления используют так называемые решения по управлению аварийными отключениями и распределением электроэнергии - *OMS/DMS*.

Система *OMS (outage management system)* предназначена для минимизации времени, затрачиваемого на устранение аварий и соответствующих издержек РСК. Система *DMS (distributed management system)* на основе моделирования режимов электрических сетей позволяет предотвратить возникновение аварийных ситуаций и минимизировать потери в случае их неизбежности. Она также обеспечивает существенную оптимизацию работы диспетчеров, предлагая наиболее рациональные действия с заранее просчитанными последствиями в конкретной ситуации.

Современные системы *DMS* является важнейшим инструментом интеллектуальной сети. Они обладают полным спектром функциональных возможностей, позволяющих энергоснабжающим компаниям оптимизировать функционирование сетей распределения электроэнергии. Данные системы строятся с использованием новейшего программного обеспечения, предоставляющего диспетчерам, инженерам и другим сотрудникам, выполняющим обслуживание и регулирование распределительной сети, функциональные средства визуализации, контроля и планирования для управления распределительными сетями.

Практика применения современных систем *DMS* в Европе и США показывает их высокую эффективность при управлении распределительными сетями. Современная система *DMS* позволяет энергокомпании улучшить надежность электроснабжения потребителей, увеличить пропускную способность электрической сети и снизить потери при передаче электроэнергии. Кроме того, увеличение степени телемеханизации позволяет уменьшить количество оперативного персонала.

Реализация таких систем управления возможна на базе ПК *Telvent DMS*. Автоматизированная система управления распределением электроэнергии «*Distribution Management System Software*» (далее по тексту – *DMS*) разработана компанией «*Telvent DMS LLC*». ПК *DMS* предоставляет средства для решения широкого круга расчетно-аналитических задач оперативно-технологического управления. Комплекс, являющийся уникальным продуктом на рынке систем управления распределением электроэнергии, базируется на единой модели контролируемой сети и на стандартных программных решениях, обеспечивающих простую интеграцию с другими стандартными программными системами, которые используются в сфере распределения электрической энергии.

Системы, входящие в программный комплекс, позволяют специалистам в кратчайшие сроки определять место повреждения электрооборудования, локализовать инцидент и восстановить энергоснабжение потребителей, постоянно контролировать напряжение и другие параметры сети, моделировать режимы, планировать развитие.

Программный комплекс *Telvent DMS* включает в себя несколько основных систем, наиболее важными из которых являются *SCADA* (*supervisory control and data acquisition*) , *OMS* (*outage management system*) и *DMS* (*distributed management system*).

Система управления и сбора данных (*SCADA*) представляет собой систему, обеспечивающую персонал диспетчерской информацией о состоянии электрических сетей и позволяющая выполнять управляющие действия в реальном масштабе времени с помощью устройств телемеханики.

Система управления распределением электроэнергии (*DMS*) математически моделирует процесс распределения электроэнергии сетевой компании и позволяет моделировать широкий спектр операций в сети. Система *Telvent DMS* создает законченную модель распределительной сети в реальном времени для поддержки интеллектуальных функций, таких как контроль напряжения и мощности, автоматизация распределения электроэнергии, прогнозирование нагрузки и управление электроэнергией.

Система управления отключениями (*OMS*) позволяет ускорить восстановление электроснабжения после отключения и сократить связанные с ним потери. Система анализирует информацию, поступающую из ситуационных центров и автоматизированных информационных систем, и определяет наиболее вероятную причину отключения. Она сокращает затраты на проверку вручную, анализирует исторические данные отключений во избежание подобных ситуаций в будущем и помогает избежать простоев.

Основной особенностью этой системы является использование единой информационной модели (*CIM*–модели), которая позволяет осуществлять интеграцию *DMS* с системами *SCADA* и *OMS*, а также другими *IT*-системами, которые позволяют расширить функционал программного комплекса. Система *DMS* обычно интегрируется с корпоративными системами, такими как *GIS* (геоинформационная система), *ERP* (система планирования ресурсов предприятия) и другими. Архитектура ПО *DMS* выполнена по открытым стандартам, применяемым в большинстве ИТ-систем реального времени в сфере промышленной автоматизации.

Система *DMS* состоит из нескольких подсистем: подсистемы реального времени, подсистемы ввода и тестирования данных, подсистемы хранения и поиска информации (*IS&R*) и архивной подсистемы, подсистемы веб-сервера и опциональной подсистемы моделирования. Краткие описания имеющихся подсистем представлены в таблице 2.

Таблица 2

**Архитектура ПО DMS**

|  |  |
| --- | --- |
| ***Название подсистемы*** | ***Описание*** |
| Подсистема ввода и тестирования данных | Обеспечивает эффективное редактирование данных сети и тестирование изменений в модели данных. Пользователю предлагается богатый, интуитивно-понятный графический интерфейс. На выходе системы ввода данных генерируется новая (улучшенная) модель сети для использования в системе реального времени. |
| Подсистема реального времени | Подсистема реального времени во взаимодействии с системой *SCADA/OMS* предоставляет средства для эксплуатации сети в реальном времени и для анализа методом моделирования. Пользователь может эксплуатировать сеть, менять статусы распределительных устройств, значения измерений, положения переключателей ответвлений, кривые нагрузки и так называемые «динамические данные», хранящиеся в базе данных реального времени. Подсистема реального времени обычно бывает избыточной (для обеспечения высокого уровня надежности). |
| Подсистема хранения и поиска информации и архива | Назначение данной подсистемы – хранение и поиск информации, а также предоставление архивных данных по требованию. К архивным данным относятся как «динамические» данные (результаты измерений, состояния переключений, результаты вычислений и пр.), подготовленные подсистемой реального времени DMS, так и «статические данные о сети», подготовленные подсистемой ввода данных. Существует возможность поиска в архиве полных данных о состоянии сети в любой момент времени. |
| Подсистемы веб-сервера | Подсистема веб-сервера позволяет получать сведения о текущем состоянии энергосистемы. Доступ к ним могут иметь только идентифицированные пользователи, наделенные соответствующими правами. Обычно доступ к таким данным получают корпоративные пользователи, которым требуется периодический доступ к системе DMS. Помимо состояния оборудования и измерений можно воспользоваться результатами некоторых имеющихся в DMS функций. Сведения отображаются в стандартных веб-браузерах. |
| Подсистема моделирования | Подсистема моделирования является опциональной и используется при необходимости выделения задач моделирования из общего проекта. Обычно она используется для долгосрочного планирования, анализа архивных данных и подготовки отчетов, долгосрочной оптимизации сети и т.п. |

В современных распределительных электрических сетях необходимо обеспечивать качественное наблюдение и анализ состояния сети для выбора правильных действий, которые позволят обеспечить полную работоспособность и качественное управление распределительной электросетью. Для такого анализа необходимы соответствующие данные о существующей сети. В больших распределительных сетях существует большое количество элементов и, соответственно, большие объемы связанных с ними данных. Модель базы данных (БД), созданная в соответствии с правилами и принципами обычных стандартов, не позволяет быстро и эффективно обрабатывать данные о сети. Поэтому в ПО *DMS* реализована собственная модель БД.

Эффективность модели данных *DMS* основана, в первую очередь, на концепции «ячейки». Ячейки представляют собой однотипные группы взаимно соединенных элементов оборудования, которыми можно оперировать как единым объектом при формировании схемы. Вторая фундаментальная концепция – это применение каталогов для всех типов элементов (линии, трансформаторы и пр.), часто встречающихся в распределительных сетях. Каталог оборудования каждого типа представляет собой справочник, содержащий характеристики всех марок оборудования данного типа, используемых в сети. Описание каждой конкретной единицы оборудования представляет собой ссылку на соответствующий элемент справочника, дополненную ее индивидуальными данными.

***Данные в каталоге*** разделены на две группы: данные, необходимые для вычислений («электрические» данные), и прочие технологические и бухгалтерские данные.

***Типовые данные*** используются для описания характеристик широко используемых элементов, которые обеспечиваются путем измерений, классификации, статистического анализа и т.д. (например, классификация потребления по типу суточного графика нагрузки).

***Индивидуальные данные*** используются для индивидуального описания каждого элемента; эти данные также могут быть разделены на электрические данные, необходимые для вычислений, и другие данные.

Взаимодействие между различными группами данных представлено на рисунке 1.

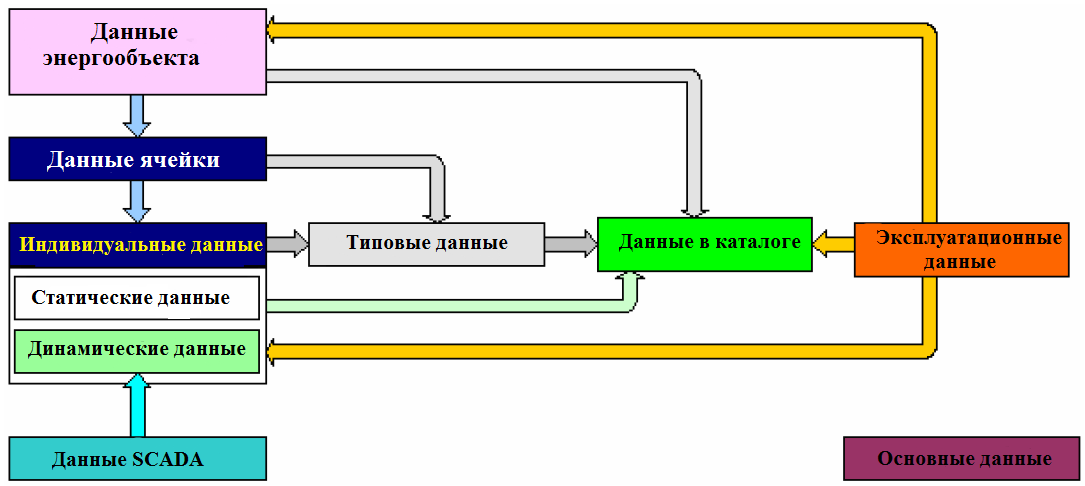


Рисунок 1. Модель данных.

В объектной модели определена внешняя и внутренняя топологическая связность. Элементы, принадлежащие к определенным объектам, определяют внешнюю связность. Соединения между элементами внутри объекта определяют внутреннюю связность.

Важно отметить, что в объектной модели существуют раздельные группы данных, расположенных в распределительных сетях среднего и низкого напряжения. Несмотря на тот факт, что обе эти группы содержат одинаковые данные, моделируемые одинаковым образом, эти два типа распределительных сетей могут быть смоделированы раздельно из–за различной функциональности и размеров.

Анализ структуры данного программного комплекса показал, что *DMB* обладает высокой гибкостью и содержит разнообразные элементы и конфигурации сети. В *DBM* используются четыре основных категории: энергетические объекты, элементы, оборудование, метки и комментарии.

*Энергетические объекты:*

* питающие подстанции (подстанции высокого/среднего напряжения и среднего/среднего напряжения);
* распределительные подстанции (подстанции среднего/низкого напряжения);
* соединения (линейные выводы, соединители, стыки, Т-образные, X-образные соединения и все остальные типы соединений).

*Элементы:*

* ячейки: ячейка питающей линии, ячейка трансформатора, шунтовая ячейка, ячейка реактора, ячейка связи, ячейка подачи электроэнергии, ячейка заземления шин, ячейка заземления обмоток трансформатора (нейтраль звезды).
* шины: сборные шины, соединительная шина (точка, в которой пересекаются все входящие линии и трансформаторы), нейтраль трансформатора (бак трансформатора тоже рассматривается как шина, но не запитанная), перемычка.
* ответвления: линейные участки, трансформаторы, реакторы, понижающие/повышающие трансформаторы, узловая точка/перемычка.
* шунты: генераторы, конденсаторы, асинхронные двигатели, потребители нагрузки (группы потребителей нагрузок), полные сопротивления относительно земли, линии электроснабжения (высоковольтные линии питающих подстанций), заземления.

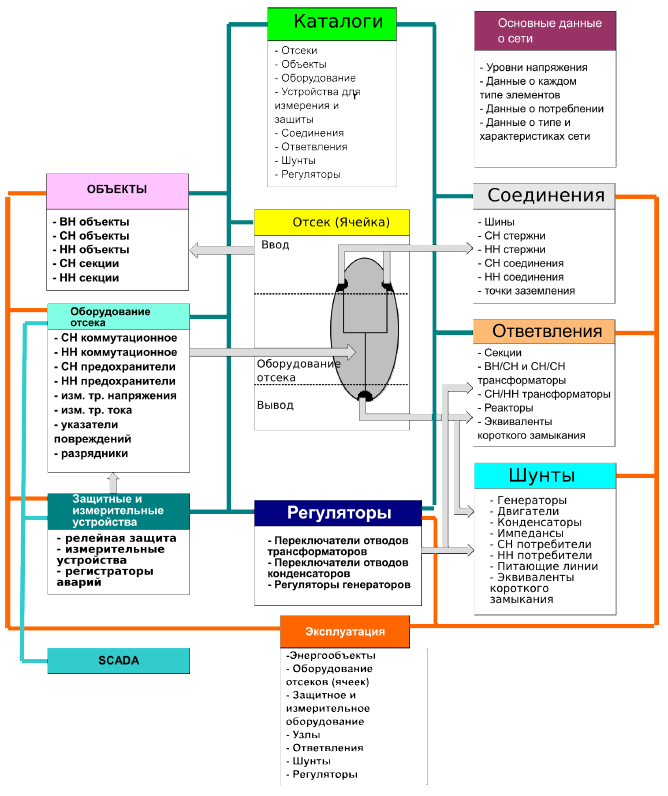
*Оборудование:*

* распределительные устройства;
* предохранители;
* измерительные трансформаторы тока;
* измерительные трансформаторы напряжения;
* указатели повреждений;
* реле;
* регуляторы и переключатели (отпаек трансформаторов, конденсаторов и т.д.);
* грозозащитные разрядники.

При этом все объекты, элементы и оборудование описываются своим набором необходимых данных.

На практике все главные соединения между элементами, их узлами и ответвлениями определяются только с помощью ячеек. С точки зрения узлов и ответвлений (шунтов) ячейки представляют собой соединения между ними. С точки зрения ячеек узлы и ответвления (шунты) являются клеммными выводами ячеек. Все оборудование в распределительной сети (распределительные устройства, измерительные трансформаторы и пр.) расположено в ячейке. Соединения между оборудованием определяются в окне описания ячейки. Таким образом, ячейка представляет собой набор оборудования и набор внутренних соединений (соединение между устройствами и между оборудованием и вводами/выводами ячейки).

На рисунке 2 показана структура общей модели распределительной сети, показывающая связи между всем составляющими сети и системой *SCADA*.

 Рисунок 2. Общая модель данных.

При создании модели существующей распределительной сети используются различные данные, которые позволяют сформировать необходимые расчетные схемы. При этом выделяют основные данные, без которых невозможно сформировать расчетную схему, и дополнительные данные, используемые при решении отдельных задач. В *DMS* по функциональному назначению выделяют следующие типы данных: главные основные данные, дополнительные основные данные, расширенные основные данные, дополнительные данные (данные обслуживания) и исторические (архивные) данные.

К ***главным основным данным***, необходимым для функций DMS, относят топологическую связность, данные основных элементов и данные для определенных состояний системы. Этот вид данных может включать в себя как статические данные, например, однолинейные схемы подстанций (топологическая связность), номинальные мощность и напряжение трансформаторов (данные основных элементов), так и динамические, например, состояние коммутационной аппаратуры, состояние предохранителей.

***Дополнительные основные данные*** включают в себя данные для оценки качества, оценки состояния на основе суточных профилей нагрузки, данные для географической информационной системы. К ним можно отнести, например, кривые нагрузки для типовых потребителей, данные о реле, значения указателей пикового тока, данные *SCADA* (состояние коммутационной аппаратуры, измеренные значения), географические данные (координаты объектов, географические карты).

***Расширенные основные данные*** обеспечивают полную эмуляцию состояния реальной системы. Они также обеспечивают анализ поведения системы в недавнем прошлом: воссоздание аварий и сбоев, выход объекта из строя. Этот тип данных включает сведения о росте нагрузки, сведения о надежности, стоимость элементов, внутреннее состояние элемента, исторические динамические данные (например, архивные данные *SCADA*, предыдущие состояния коммутационного оборудования и положения переключателей) и т.д.

***Дополнительные данные*** не являются обязательными для работы функций *DMS*. Эти данные используются для эксплуатации. Примером этого типа данных могут служить дополнительные данные трансформаторов: общий вес, вес активной части, год изготовления, динамические данные o количестве масла в баке и т.д.

***Исторические данные*** позволяют проанализировать поведения системы в прошлом. Они также обеспечивают отслеживание размещения элементов, управление имуществом, прогнозирование потребления, техобслуживание и т.д. Этот тип данных состоит из исторических статических данных, сохраняя записи обо всех изменениях в системе.

Среди основных данных, необходимых для функционирования DMS, также выделяют необходимые графические данные, к которым относят:

1. Однолинейные схемы всех подстанций высокого и среднего напряжения и однолинейные схемы переключательных подстанций среднего напряжения (без трансформаторов).
2. Точно определенные уровни напряжения для всей распределительной сети.
3. Однолинейные схемы всей распределительной сети, включая типы проводников и длины секций, отмеченные места для коммутационного оборудования.
4. Однолинейные схемы СН/НН подстанций (если они имеют типовую конфигурацию, тогда однолинейная схема типовой подстанции).
5. Для отображения карт с географической основой необходимо предоставить карты в одном из соответствующих форматов.

В случае если сетевая компания не в состоянии предоставить все требуемые данные, или требуется много времени для сбора их всех, существует абсолютный минимум данных для запуска *DMS* согласно технической документации.

Нужно также отметить, что при отсутствии некоторых данных на первых этапах формирования модели существует возможность использования типовых данных с последующей их заменой индивидуальными для каждой единицы оборудования.

Процедура формирования модели сети, содержащей все необходимые данные для работы функций *DMS*, происходит в несколько этапов и включает в себя следующие основные операции:

1. Подготовка условных изображений элементов оборудования распределительной сети.
2. Формирование каталогов для каждого типа оборудования на основании типовых и индивидуальных данных.
3. Формирование схем подстанций.
4. Формирование общей схемы распределительной сети.

В ПК Telvent DMS формирование модели сети происходит с помощью подсистемы ввода и тестирования данных, которая содержит полный набор необходимых для этого инструментов. Для создания и управления моделью сети используются следующие приложения: *Symbols Editor*, *Network Builder* и *Network Options.*

Редактор ***Symbols Editor*** представляет собой приложение, предназначенное для создания условных изображений (символов) элементов распределительных сетей.

Приложение ***Network Builder*** используется для редактирования параметров элементов сети, их соединения и графического представления в виде схемы сети. *Network Builder* состоит из нескольких логических частей, каждая из которых имеет свое функциональное назначение. Краткое описание состава *Network Builder* представлено в таблице 3.

Таблица 3

**Состав приложения *Network Builder***

|  |  |
| --- | --- |
| **Название составной части** | **Назначение** |
| ***Basic Network Data Editor*** | Используется для создания и редактирования базовых данных сети, которые вводятся в начале создания новой модели сети. К таким данным относятся конфигурация сети, профили нагрузки, уровни напряжения, параметры подключения SCADA и т.д. |
| ***Catalog Data Editor*** | Используется для создания, удаления и редактирования каталогов оборудования. |
| ***Electric Object Editor*** | Используется для создания и редактирования сложных элементов сети (питающие подстанции, распределительные подстанции и соединения). Представляет собой графический редактор, позволяющий создавать и редактировать основные элементы сети (шины, трансформаторы, автоматы защиты сети, распределительные устройства и пр.) и их соединения с помощью ячеек. В сочетании с *Electrical Section Editor* создает модель сети, используемую для моделирования и анализа. |
| ***Electric Section Editor*** | Используется для создания и редактирования секций и линий электропередачи, которые вводятся путем выбора объектов и требуемых ячеек на концах линий в древовидной схеме. |
| ***Graphic Editor*** | Используется для создания мнемосхемы сети, которая будет использоваться в *DMD*. С помощью этого редактора пользователь имеет возможность организовывать элементы, введенные с помощью *Object Editor* (подстанции, соединения, секции и пр.), для создания или редактирования схемы сети. С помощью функции *Geographical Editor,* входящей в состав редактора, пользователь может размещать элементы сети согласно географическим данным на картах ГИС. |
| ***Custom Data Editor*** | Используется для создания и редактирования свойств элементов, определяемых пользователем. |

Для настройки различных функций *DMS* и установки первоначальных значений параметров используется приложение ***Network Options***. В нем также предусмотрены функции для полной настройки внешнего вида различных приложений (отображение символов, настройка текста и пр.), включая определяемые пользователем настройки видимости и внешнего вида свойств.

Перечисленные выше средства позволяют в полном объеме ввести данные, необходимые для построения модели сети, и сохранить их в базе данных. Дальнейшее создание модели сети и генерирование соответствующей схемы осуществляется с помощью функции *Network Model*, входящей в состав ПО *DMS*. Кроме того, эта функция обеспечивает обновление схемы сети после изменений, вызванных добавлением, удалением или изменением объектов, элементов и ячеек, а также обновление, вызванное изменения топологической структуры посредством замыкания или размыкания коммутационных устройств, изменением положения переключателей, изменением функционирования элементов (при выходе из строя).

Построение модели сети начинается с соответствующего экспорта данных из БД *DMS*. Следующий шаг – создание соответствующей схемы для каждого элемента. Известные параметры схемы для различных напряжений и сведения о статусе коммутационной аппаратуры позволяют создать структуру сети. Сформированная модель сети располагается в двоичных файлах БД и в памяти.

Изменение существующей модели сети производятся либо пользователем, либо автоматически.

Таким образом, в работе был произведен анализ современного состояния систем управления распределительными электрическими сетями, рассмотрены тенденции развития автоматизированных систем оперативно-технологического управления в России и зарубежных странах. Это позволило выделить ряд проблем, возникающих при внедрении систем управления в нашей стране. К наиболее важным можно отнести следующие проблемы.

1. В отличие от электрической сети напряжением 35 – 500 кВ, где ограничено число центров питания и линий электропередачи, распределительная сеть является разветвлённой, в ней велик процент старого оборудования и элементов управления, которые необходимо модернизировать или приспосабливать под новые требования. Статистические данные показывают, что более 50% сети выработало свой нормативный срок, 7% сети выработало два нормативных срока, а общий износ достиг 70%. Устаревшее оборудование не имеет возможности сбора и доставки данных в режиме «реального времени». Это порождает отсутствие достаточного количества телеинформации, собираемой с объектов.

2. Мало распространены средства дистанционного управления оборудованием, реактивной мощностью на подстанциях и у потребителей. Возможности также значительно ограничены физическим состоянием самого коммутационного и регулирующего оборудования (старение, техническая неготовность и т.д.). Данный факт обуславливает невозможность комплексной автоматизации распределительных сетей.

3. В большинстве распределительных сетей наблюдается слабая обеспеченность системами SCADA. Кроме того, наблюдается проблема интеграции отечественных систем SCADA с зарубежными программными комплексами. Возникает необходимость использовать зарубежные SCADA или инициировать серьезные модификации существующих отечественных систем.

Кроме того, на примере ПК Telvent DMS рассмотрены задачи, решаемые в автоматизированной системе технологического управления распределительных сетей, состав, структура используемой объектно-топологической информационной модели, средства подготовки данных и порядок работы с ними.

Выводы и результаты работы могут быть использованы для дальнейшего анализа и поиска решений при реализации систем управления распределительными сетями.

***Список публикаций по теме работы.***

Новиков, В.А. Особенности внедрения интеллектуальных энергосистем в России/ В.А. Новиков, Р.В. Солопов // Молодежь. Наука. Инновации: сборник трудов по материалам V межвузовской научно–практической студенческой конференции: в 2 т. / Смоленский филиал МИИТ. Смоленск, 2013. – Т.1. – 22-24 с.